



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE CIENCIAS



ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO
PARA EL OTORGAMIENTO DE
PERMISOS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS
NATURAL EN MÉXICO, CONFORME A
LA NORMATIVIDAD VIGENTE EN ESA
INDUSTRIA

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
ACTUARIO
PRESENTA

ANGEL GÁMEZ GONZÁLEZ



FACULTAD DE CIENCIAS
UNAM

DIRECTOR DE TESIS:
ACT. MA. AURORA VALDEZ MICHELL

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2002

DIVISION DE ESTUDIOS PROFESIONALES



FACULTAD DE CIENCIAS
SECCION ESCOLAR



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

M. EN C. ELENA DE OTEYZA DE OTEYZA

Jefa de la División de Estudios Profesionales de la

Facultad de Ciencias

Presente

Comunico a usted que hemos revisado el trabajo escrito:

"Análisis Económico y Financiero para el Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria" realizado por Angel Gámez González

con número de cuenta 9232072-1 , quién cubrió los créditos de la carrera de Actuaría

Dicho trabajo cuenta con nuestro voto aprobatorio.

Atentamente

Director de Tesis Propietario Act. Ma. Aurora Valdez Michell

Propietario Act. Laura Miriam Querol González

Propietario Act. Marina Castillo Garduño

Suplente Act. Yolanda Silvia Calixto García

Suplente Act. Noemí Velázquez Sánchez

Consejo Departamental de Matemáticas

M. en C. José Antonio Oteyza



FACULTAD DE CIENCIAS

DE ESTUDIOS PROFESIONALES

DE MATEMÁTICAS

A mis padres, de los cuales siempre he recibido cariño y enseñanzas que me han permitido alcanzar ésta y todas mis metas.

A mis hermanos, Lisset e Iván David, por la confianza y la amistad que siempre me han brindado.

A Mónica, por todos los momentos inolvidables que pasamos juntos, los cuales tengo guardados en mi memoria y en mi corazón.

A mis maestros y compañeros.

Gracias...

INTRODUCCIÓN	I
CAPÍTULO 1:	1
CARACTERÍSTICAS Y USOS PRINCIPALES DEL GAS NATURAL	
1.1 DEFINICIÓN	3
1.2 RESERVAS	3
1.3 SISTEMAS DE SUMINISTRO.....	4
1.3.1 <i>Sistema de Recolección</i>	4
1.3.2 <i>Sistema de Transporte</i>	4
1.3.3 <i>Estaciones de Compresión</i>	4
1.3.4 <i>Estaciones de Entrega</i>	5
1.3.5 <i>Sistema de distribución</i>	5
1.4 PRINCIPALES CAUSAS DE ACCIDENTES.....	6
1.5 APLICACIONES.....	6
CAPÍTULO 2:	7
MERCADOS INTERNACIONALES	
2.1 RECURSOS DISPONIBLES.....	11
2.2 SITUACIÓN DE LOS MERCADOS REGIONALES DE RELEVANCIA.....	11
2.2.1 <i>América del Norte</i>	13
2.2.2 <i>Asia</i>	15
2.2.3 <i>Europa</i>	18
2.2.4 <i>Centro y Sudamérica</i>	22
2.3 TENDENCIAS INTERNACIONALES	24
CAPÍTULO 3:	24
MERCADO DOMÉSTICO	
3.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO.....	27
3.2 REFORMA ESTRUCTURAL	27
3.2.1 <i>Escenario antes de la Reforma Estructural</i>	28
3.2.2 <i>Escenario después de la Reforma Estructural</i>	34
3.3 MARCO REGULADOR.....	34
3.3.1 <i>Diseño e Instrumentación</i>	38
3.4 REGLAS GENERALES DE PARTICIPACIÓN PRIVADA EN LA INDUSTRIA.....	38
3.4.1 <i>Régimen de Permisos</i>	39
3.4.1.1 Transporte de Gas Natural.....	41
3.4.1.1.1 Transporte de Acceso Abierto.....	41
3.4.1.1.2 Transporte de Usos Propios.....	43
3.4.1.2 Almacenamiento.....	45
3.4.1.3 Distribución.....	45
3.4.2 <i>Comercialización de Gas Natural</i>	45

3.5	REGULACIÓN ECONÓMICA.....	45
3.5.1	<i>Ingreso Máximo y Tarifas Reguladas.....</i>	45
3.5.2	<i>Ventas de Primera Mano.....</i>	48
3.5.3	<i>Metodología de Precios Vigente.....</i>	50
3.5.4	<i>Términos y Condiciones.....</i>	54
3.6	RESULTADOS.....	56
3.7	PERSPECTIVAS PARA EL FUTURO.....	56
3.7.1	<i>Oferta de Gas Natural.....</i>	57
3.7.2	<i>Demanda de Gas Natural.....</i>	58
3.7.3	<i>Desarrollo de la Industria.....</i>	59
CAPÍTULO 4:.....		63
OTORGAMIENTO DE PERMISOS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL.....		65
4.1	CARACTERÍSTICAS DE LOS PERMISOS DE DISTRIBUCIÓN.....	65
4.2	OTORGAMIENTO DE PERMISOS MEDIANTE LICITACIÓN PÚBLICA.....	67
4.3	CASO PRÁCTICO.....	72
4.3.1	<i>Determinación de la Zona Geográfica.....</i>	72
4.3.2	<i>Convocatoria.....</i>	73
4.3.3	<i>Bases de Licitación.....</i>	74
4.3.4	<i>Evaluación de las Propuestas.....</i>	83
4.3.5	<i>Determinación del Ganador.....</i>	84
4.3.5.1	<i>Evaluación Económica y Financiera.....</i>	85
4.3.6	<i>Otorgamiento del Permiso.....</i>	91
CONCLUSIONES.....		92
ANEXO 1: ESTRUCTURA DEL SISTEMA NACIONAL DE GASODUCTOS.....		95
ANEXO 2: ZONA GEOGRÁFICA DE PUEBLA-TLAXCALA.....		96
ANEXO 3: FORMATOS.....		97
BIBLIOGRAFÍA.....		106
ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS.....		107

Introducción

"...Cuando se piensa establecer, reformar o ampliar un sistema regulatorio, es necesario ver con claridad cuales son los objetivos que se persiguen. Desde un principio es fundamental observar que regular no significa intervenir en las decisiones empresariales de los regulados sino crear las condiciones para que se fomente la competencia entre ellos y así alcanzar los objetivos perseguidos por el sistema..."

*"La Desregulación del Mercado de la Energía"
Andrés Tierno Abreu*

Como resultado de la Globalización Económica, durante los años ochenta en Europa y los noventa en América Latina se llevó a cabo una liberalización de los mercados energéticos con mayor competencia y una apertura de los principales sectores económicos.

Esto ha traído consigo una regionalización energética que se ha visto reflejada mediante reformas regulatorias en los sectores eléctrico y de gas natural.

Derivado de lo anterior, los gobiernos de numerosos países han enfocado sus esfuerzos en permitir la participación privada dentro de los mercados de gas natural, al liberar la entrada en actividades competitivas y regular sólo aquellas que no lo son.

Esto se ha logrado separando las distintas actividades que abarca la industria del gas natural (producción, transporte, distribución, almacenamiento y comercialización), dependiendo del papel que desempeñan dentro del mercado, así como de los beneficios que generan.

Como consecuencia y gracias a la aparición de nuevos avances tecnológicos, la demanda mundial de gas natural ha crecido aceleradamente, permitiendo hacer un uso eficiente y competitivo de este combustible en la industria y en la generación eléctrica. Así, el gas natural constituye hoy en día una alternativa menos contaminante que otros energéticos tradicionales.

México no ha sido ajeno a este proceso, en octubre de 1995, se promulgó la *Ley de la Comisión Reguladora de Energía*, convirtiéndola en un organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía, dotado con autonomía técnica y operativa, y encargado de la regulación en materia de gas natural.

Durante ese mismo año se introdujeron reformas a la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo* y se expidió el *Reglamento de Gas Natural*, con lo cual, el gobierno mexicano emprendió una reforma estructural en la industria, que le permitirá maximizar los beneficios de la amplia disponibilidad de reservas con que se cuenta y desarrollar una infraestructura de gasoductos acorde con las necesidades del país.

En esencia, dicha reforma estructural consistió en abrir a la participación privada actividades que previamente estaban reservadas al Estado a través de Petróleos Mexicanos, tales como el almacenamiento, el transporte y la distribución de gas natural por medio de ductos, así como las actividades de comercio exterior y la comercialización del combustible en territorio nacional.

En la presente investigación, se espera determinar si el procedimiento para otorgar permisos de distribución de gas natural, desde el punto de vista económico y financiero, es congruente con los objetivos trazados en la reforma estructural del mercado de gas natural de 1995 y con el marco jurídico vigente. Para ello será de suma importancia evaluar el papel que ha tenido la Comisión Reguladora de Energía en este proceso.

El trabajo consistirá de cuatro capítulos, los cuales en su conjunto tratarán de poner sobre la mesa la información necesaria para poder emitir una opinión fundamentada sobre el tema en cuestión.

El primer capítulo describe las características básicas sobre el uso y aplicaciones que distinguen al gas natural de otros energéticos, las industrias que actualmente lo utilizan y las que posiblemente tendrían beneficios mediante su uso, así como algunas estadísticas a nivel nacional e internacional.

En el capítulo dos, a efecto de conocer la situación mundial que guarda el gas natural y la posición de nuestro país en dicho contexto, se presentan estadísticas de interés sobre algunos de los mercados energéticos internacionales, diferenciándolos en cuatro regiones: América del Norte, Asia, Europa y Centro y Sudamérica.

En el capítulo tres se hace referencia al mercado doméstico, las principales causas que originaron la reforma energética, la situación antes y después de la misma, la posición de la Comisión Reguladora de Energía dentro del mercado como ente regulador, el marco regulador vigente, la estructura del mercado, los recursos con los que se cuenta, y las expectativas y/o pronósticos a mediano y largo plazo.

Por último, en el capítulo cuatro nos enfocaremos en el tema del otorgamiento de permisos de distribución de gas natural desde el punto de vista económico y financiero y todo lo que esto implica, para llevar a cabo un juicio objetivo sobre la eficiente aplicación de sus funciones por parte de la Comisión Reguladora de Energía en dicho proceso, y por ende, el éxito de la reforma de gas natural en México en este rubro.

Se analizará el caso del primer permiso de distribución otorgado en la zona geográfica de Puebla – Tlaxcala, por la confidencialidad de la información solo se contará con datos de dominio público, sin que esto represente un problema para los objetivos que se persiguen en la presente investigación.

Capítulo 1:

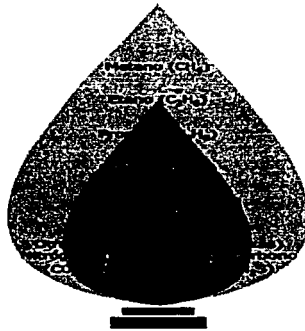
Características y Usos Principales del Gas Natural

1.1 Definición

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos, que en condiciones atmosféricas normales de presión y temperatura, se presenta en forma gaseosa. Se formó hace millones de años, cuando plantas y pequeños animales marinos quedaron enterrados por arena y piedra. Capas de lodo, plantas y materia animal continuaron acumulándose hasta que la presión y el calor de la tierra los convirtió en petróleo y gas natural

Está compuesta principalmente por metano (95% o más), el cual es encontrado principalmente en las cavidades rocosas de las formaciones geológicas. El 5% restante se compone de una mezcla de etano, propano y otros hidrocarburos más pesados; asimismo, se encuentra presente el nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua.

Figura 1: Composición del Gas Natural



Al no tener color, sabor, ni olor, es necesario administrar un odorífico para advertir su presencia en caso de fuga.

El gas natural es más ligero que el aire¹ y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad, las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire.

¹ Su densidad relativa es de 0.6 y la del aire de 1.0

El gas natural se encuentra generalmente en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa o en los domos de los depósitos naturales de petróleo crudo. Dependiendo de su origen, el gas natural se clasifica en dos tipos:

- Gas Asociado. Es el gas que se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos que son susceptibles de licuarse, como etano, propano, butano y naftas.
- Gas No Asociado. Es el que se encuentra en depósitos que contienen únicamente este combustible.

Las instalaciones, equipos, tuberías y accesorios (mangueras, válvulas, conexiones, etc.) utilizados para el almacenamiento, manejo y transporte de gas natural deben diseñarse, fabricarse y construirse de acuerdo con las normas y especificaciones aplicables y mantenerse herméticos para evitar fugas.

Presenta además ventajas ecológicas ya que al quemarse produce bajos índices de contaminación, en comparación con otros combustibles. El gas natural presenta grandes ventajas en comparación con la gasolina, en lo que se refiere a la emisión de escape, como es el caso del monóxido de carbono, en el cual se reduce hasta en un 90%.

La tabla 1 muestra las emisiones típicas de los contaminantes que se obtienen a partir de los combustibles de uso común, como se observa, salvo el en el caso de emisiones de óxido de carbono y bióxido de nitrógeno de combustóleo, el gas natural presenta menores emisiones contaminantes que cualquier otro combustible.

Tabla 1: Ventajas Ambientales del Gas Natural Respecto a Otros Combustibles

Combustible	Bióxido de Carbono	Oxido de Carbono	Bióxido de Nitrógeno	Bióxido de Azufre	Partículas PPM
Gasolina	2.979	0.6080	0.017	0.0028	0.0017
Diesel	3.088	0.0026	0.052	0.0028	0.0184
Combustóleo	3.268	0.0005	0.008	0.0590	0.0285
Gas Natural	2.347	0.0008	0.010	0.0004	0.0011
Gas L.P.	2.657	0.0010	0.012	0.0010	0.0012
Carbón	3.941	0.0040	0.031	0.0227	0.0070

Fuente: Revista de Vinculación, La apertura del mercado de gas natural, Asoc. Mexicana de Gas Natural, edición especial.

Además de ventajas ecológicas, el gas natural presenta ventajas económicas respecto a otros energéticos al contar con un precio competitivo, reducir los costos de mantenimiento de equipos de compresión, incrementar la eficiencia en los procesos de generación y cogeneración de energía y ser abundante en la naturaleza.

La tabla 2 muestra el precio promedio de los combustibles generalmente utilizados dentro de la industria, sólo el combustóleo presenta un precio inferior al gas natural, aunque esto se debe a la forma en que se determinan los precios del combustóleo², y a el alza de precios que experimentó el gas natural durante el primer trimestre del 2001, alcanzando niveles de hasta treinta y siete dólares por gigacaloría.

Tabla 2: Ventajas Económicas del Gas Natural Respecto a Otros Combustibles

Unidad	Gas L.P.	Gasolina	Diesel	Combustóleo	Gas Natural
Dólares por Gcal.	34.91	55.27	39.36	8.72	12.47

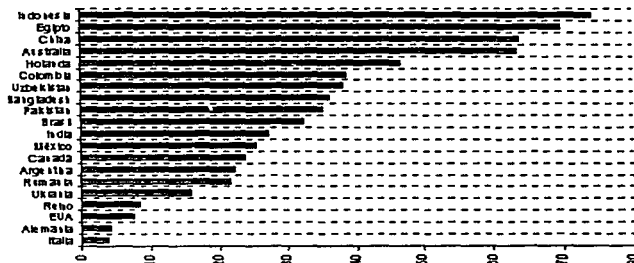
Nota: Precio promedio de enero de 1998 a diciembre de 2001.
Fuente: Comisión Reguladora de Energía, con datos de Petróleo Mexicanos.

1.2 Reservas

Las reservas de gas natural en el mundo son vastas en comparación con otros combustibles naturales. Estas varían dependiendo del nivel de producción y consumo de cada país.

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 crudo³) que al ritmo de producción actual son suficientes para satisfacer la demanda de gas natural del país durante los próximos 25 años.

Figura 2: Años Restantes de Reservas



Fuente: BP Statistical Review 2001.

² Se toma una ponderación del precio nacional del combustóleo y del precio en el mercado de referencia en Houston, Texas.

³ Según datos proporcionados por Pemex Gas y Petroquímica Básica.

1.3 Sistemas de Suministro

El suministro de gas natural, para quemarse en las fuentes fijas, se hace a través de ductos subterráneos de transporte y distribución. Se suministra en diferentes rangos de presión y temperatura a la industria y a las redes de distribución comercial y doméstica. El principal fundamento del sistema de suministro de gas natural, es que el gas fluye de altas a bajas presiones.

Figura 3: Sistema de Suministro de Gas Natural



1.3.1 Sistema de Recolección

Los sistemas de recolección, requieren uno o más compresores para poder mover el gas en la tubería o en la planta de proceso. El compresor es una máquina que se maneja a base de un motor de combustión interna o de una turbina, el cual crea una presión que empuja el gas a través de la línea. Gran cantidad de compresores en el sistema de reparto utilizan una pequeña cantidad de gas, como combustible, de sus propias líneas.

Algunos sistemas de recolección de gas natural tienen la facilidad de procesar el gas removiendo las impurezas como el agua, dióxido de carbono o el azufre principal factor de la corrosión en las tuberías. Las plantas de proceso pueden remover pequeñas cantidades de hidrocarburos pesados encontrados en el gas natural como propano y butano.

1.3.2 Sistema de Transporte

De los sistemas de recolección, el gas natural es movido por medio de sistemas de transporte, los cuales están compuestos por miles de kilómetros de tubería de acero de diversos rangos.

Estas largas líneas de transmisión de gas natural pueden ser comparadas con el sistema de carreteras. Estas mueven grandes cantidades de gas natural de las regiones productoras hasta las compañías distribuidoras de gas natural.

Como medida de seguridad, las tuberías son diseñadas y construidas para resistir presiones mucho mayores que las de operación. Por ejemplo, tuberías en áreas muy pobladas operan a menos de 1.5 veces la presión de diseño.

1.3.3 Estaciones de Compresión

Las estaciones de compresión se encuentran localizadas a lo largo de cada

tubería, para levantar la presión que se hubiera perdido por la fricción del gas natural moviéndose a través de la tubería de acero. Algunas estaciones de compresión son completamente automáticas, es decir el equipo puede operar o parar desde el cuarto de control central de las tuberías. El centro de control también puede remotamente operar las válvulas de cierre a lo largo del sistema de transmisión.

1.3.4 Estaciones de Entrega

Cuando el gas natural transportado en las tuberías de transmisión llega a las compañías distribuidoras, es normal que este pase a través de las estaciones de entrega o de medición y regulación. Las compañías distribuidoras de gas natural, al recibir el gas en la estación de entrega, reducen la presión en la línea de los niveles de transmisión a niveles de distribución. En ese momento se odoriza el gas, consiguiéndose con ello el olor del gas natural. Es odorizado como una primera medida de seguridad, con la finalidad de que los usuarios puedan oler aún pequeñas cantidades de gas. Por último, la estación mide el flujo de gas y determina la cantidad de gas recibida.

1.3.5 Sistema de distribución

Cada sistema de distribución cuenta con secciones las cuales operan a presiones diferentes que son controladas con reguladores. Algunas son controladas remotamente por la utilidad de los cambios de presión en las partes de sistema a fin de optimizar la eficiencia. Las líneas de distribución típicamente operan a menos de 1/5 de la presión de diseño.

Como el gas fluye a través del sistema, los reguladores controlan el flujo de alta a baja presión, si el regulador detecta que la presión disminuye por debajo del punto de equilibrio, este puede abrir permitiendo un mayor flujo de gas. Del mismo modo, cuando la presión aumenta por arriba del punto de equilibrio, el regulador cierra.

Adicionalmente, para prevenir una falla en el sistema, son instaladas en la tubería válvulas de alivio a fin de ventar el gas a la atmósfera, en el caso de que la tubería presente una pobre presión y los reguladores no funcionen.

1.4 Principales causas de Accidentes

Las principales causas de accidentes en las líneas tanto en sistemas de transporte como de distribución, son daños de personas ajenas a la línea. En la mayoría de los casos, estos daños resultan de alguna excavación realizada sin la autorización de la compañía distribuidora. Otras causas incluyen corrosión y por defectos en materiales de construcción.

1.5 Aplicaciones

Una de las primeras aplicaciones de que ha sido objeto el gas natural, ha sido la producción de vapor, sustituyendo o complementando en instalaciones mixtas la acción de los combustibles sólidos y líquidos.

Es adecuado separar en dos grupos las aplicaciones del gas en la producción de vapor, por una parte el gas es un combustible muy adecuado para la producción en donde el hecho de poder prescindir de espacios de almacenamiento supone una ventaja importante, y por otra parte, tenemos la aplicación del gas natural como combustible permanente e interrumpible de las centrales eléctricas.

Las principales ramas de la industria en donde se utiliza el gas natural como insumo son: la cerámica, el vidrio, la industria textil, la química, el cemento, la automotriz, etc.

Capítulo 2: Mercados Internacionales

2.1 Recursos Disponibles

Durante la última década, el gas natural pasó de ser un combustible marginal, a una parte esencial de la economía moderna, principalmente por su proceso de combustión limpia y por su eficiencia energética.

Este combustible ha adquirido un importante papel para la generación eléctrica y para algunas ramas estratégicas de la producción industrial. La posición crucial del gas natural continuará en este siglo, lo cual se reflejará en su creciente demanda, así como en su capacidad de competir con otros combustibles, como son el petróleo y el gas licuado de petróleo.

Con ello la disponibilidad de la infraestructura necesaria para su transporte, almacenamiento y distribución requerirá también modernizarse y ampliarse, para así tener un crecimiento balanceado.

Con reservas probadas de 150.2 billones de metros cúbicos al cierre de 2000, equivalentes a más de 62 años⁴, y con una tasa media de crecimiento anual en los últimos 20 años de 3.6%, comparado con un crecimiento de 0.4% de las reservas probadas de petróleo⁵, el gas natural se ha convertido en una opción verdadera para los mercados energéticos, como un combustible alternativo, que compite en precio, demanda y oferta con otros energéticos.

Tabla 3: Reservas Probadas de Gas Natural en el Mundo
(billones de metros cúbicos diarios)

Región	1980	1990	2000	TMCA
Ex-URSS	26.1	45.3	56.7	4.0%
Medio Oriente	21.3	37.5	52.5	4.6%
África	5.9	8.1	11.2	3.3%
Asia	4.3	8.5	10.3	4.5%
América del Norte	9.7	9.5	7.3	-1.4%
Centro y Sudamérica	2.7	4.8	6.9	4.8%
Europa	4.8	5.5	5.2	0.4%
Total	74.7	119.2	150.2	3.6%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

⁴ Tomando como base la producción mundial observada durante 2000, de acuerdo con datos de BP Statistical Review 2001.

⁵ Según la Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

De acuerdo con el *Gas Technology Institute* de EUA, uno de los factores que harán posible la expansión de la oferta mundial de gas natural para así poder lograr costos menores durante los siguientes 15 años serán los descubrimientos tecnológicos, principalmente los avances en la tecnología de exploración para encontrar nuevas áreas productoras de gas natural.

Según investigaciones, se pronostica que las reservas de gas natural serán suficientes para cubrir el incremento esperado en la demanda de 86% durante los siguientes 20 años⁶. Sin embargo, aunque las reservas globales de gas son abundantes, no siempre el gas está localizado cerca de los centros de demanda. En general, la expansión de los mercados regionales requerirá el desarrollo de reservas más distantes y su transporte desde grandes distancias a los mercados.

En lo que respecta a la producción mundial, esta ha tenido una tasa media de crecimiento anual de 2.0% en los últimos 20 años. Siendo América del Norte y la ex URSS las regiones con mayor producción durante el 2000.

Tabla 4: Producción Mundial de Gas Natural
(millones de metros cúbicos diarios)

Región	1990	1995	2000	TMCA
América del Norte	640.3	711.2	759.2	1.7%
Ex-URSS	760.4	659.9	674.2	-1.2%
Europa	216.8	247.6	287.9	2.9%
Asia	149.9	212	265.4	5.9%
Medio Oriente	101.2	148.9	209.7	7.6%
África	66.9	83.3	129.5	6.8%
Centro y Sudamérica	58.3	73.2	96.4	5.2%
Total	1,993.80	2,136.10	2,422.30	2.0%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

A consecuencia del desarrollo y las transformaciones que ha experimentando la industria del gas natural, se ha observado que en los últimos años se ha llevado a cabo un cambio en los patrones de consumo de combustibles de la población en el ámbito mundial. Los avances tecnológicos y la creciente preocupación por el medio ambiente han hecho del gas natural una importante fuente de energía, pues es una de las más eficientes y limpias en comparación con otros combustibles fósiles.

El consumo mundial de gas natural ha registrado una tasa media de crecimiento anual de 2.0% durante el periodo de 1990-2000, siendo las regiones con mayor relevancia Medio Oriente con 6.8%, Asia con 6.2%, África con 5.7% y Centro y Sudamérica con 4.7%, aunque la suma del consumo de estas cuatro regiones sólo

⁶ Según la Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

representan el 26.2% del consumo mundial.

Tabla 5: Consumo Mundial de Gas Natural
(millones de metros cúbicos diarios)

Región	1990	1995	2000	TMCA
América del Norte	629.9	721.2	768	2.0%
Ex-URSS	662.7	546.9	548.5	-1.9%
Europa	330.5	380.8	458.9	3.3%
Asia	158.3	217.4	289.3	6.2%
Medio Oriente	97.5	141.6	188.9	6.8%
Centro y Sudamérica	58.4	73.1	92.7	4.7%
África	33.9	44.8	58.8	5.7%
Total	1,971.20	2,125.80	2,405.00	2.0%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

Uno de los sectores que más rápido ha crecido en el consumo de gas es el de generación eléctrica. Con el desarrollo de la tecnología de ciclo combinado, se ha obtenido una mayor eficiencia y una disminución de emisiones contaminantes.

Aunque la tendencia apunta hacia una mayor demanda de gas natural para algunos sectores en su conjunto, es de esperarse que habrá variaciones entre regiones y países. Sin embargo, es sorprendente que ciertos sectores en algunos países, ya hayan alcanzado la saturación de la introducción del gas natural, como es el caso de Holanda, donde 93% de las familias ya reciben abastecimiento de este hidrocarburo.

El resurgimiento de la industria de gas natural en estado líquido o gas natural licuado (GNL) es un punto fuerte en el panorama de largo plazo para el gas natural. El gas natural en estado líquido representa una opción diferente del mismo energético en lo que respecta a su transporte y almacenamiento, ya que este puede ser por vía marítima o terrestre sin necesidad de contar con la infraestructura necesaria para necesaria para desarrollar un sistema de gasoductos.

El crecimiento de la demanda de gas natural, así como la disponibilidad de la oferta mundial y los menores costos se han combinado para mejorar las condiciones de abasto del GNL, tanto que, por primera vez en 20 años, son varios los países que pueden tener una mayor accesibilidad en términos económicos para importarlo.

El GNL está comenzando a tener gradualmente menores costos y condiciones de oferta mas estables. Los riesgos de la oferta, por ejemplo, están disminuyendo debido a la estabilidad política en algunas regiones, como son la cuenca del Pacífico y la base del Atlántico, así también la flexibilidad internacional de financiamiento ha contribuido a una mayor competitividad con las fuentes

tradicionales de energía.

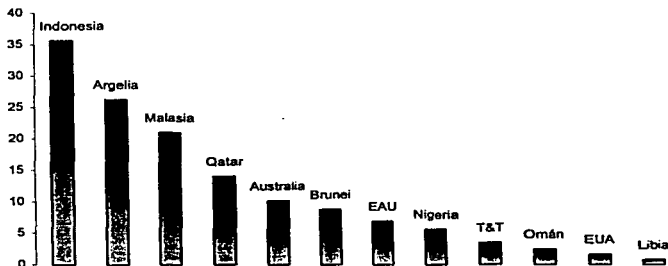
Otros factores se están combinando para reducir los costos totales de su uso, por ejemplo, la nueva tecnología ha permitido reducir el costo de los trenes de licuefacción en alrededor de 60% respecto a los niveles de 1980. Las turbinas de vapor han disminuido los costos de la construcción de plantas de licuefacción y los trenes más largos han mejorado las economías totales de embarque.

El embarque representa de 20% a 30% del total de costos de entrega del GNL, esto se debe a que el diseño de los buques, sistemas y materiales son especializados para el transporte de un producto que debe ser mantenido a una temperatura y presión específica.

La tecnología usada para construir los buques ha sido probada como confiable, pero también ha sido muy costosa. Durante 1975-1980 el costo de un buque de GNL era de aproximadamente 350 millones de dólares. Actualmente los buques son construidos por 160-165 millones de dólares⁷.

A escala internacional, los principales países exportadores de GNL, son Indonesia, Argelia y Malasia. Indonesia exporta 68% de su producción a Japón y el resto a Corea del Sur y Taiwán. Argelia abastece en primer lugar a Francia, España y Bélgica. Por su parte, Malasia, al igual que Indonesia, exporta 70% de su producción a Japón y, además de Corea del Sur y Taiwán, destina una pequeña cantidad a España.

Figura 4: Principales países exportadores de GNL en el 2000
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: BP Statistical Review 2001.

⁷ Según la prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

2.2 Situación de los Mercados Regionales de Relevancia

2.2.1 América del Norte

Uno de los mercados regionales más importantes en el mundo es América del Norte, comprendido por México, Canadá y los Estados Unidos (EUA). Esta región en el 2000 representó el 31.9% del consumo mundial, esto en gran medida por el consumo de los EUA (mayor consumidor del mundo con 654.4 millones de metros cúbicos durante el 2000).

El mercado de gas natural de América del Norte se ha visto favorecido en su desarrollo con el Tratado de Libre Comercio de la región, el cual ha propiciado una mayor interacción entre Estados Unidos y Canadá principalmente. Por ejemplo, en las regiones norte y pacífico de EUA, el abastecimiento depende del gas canadiense, en virtud de que este país posee una extensa ruta de gasoductos, la cual permite abastecer al mercado de EUA.

En el 2000, EUA recuperó el nivel de reservas observado durante 1998 al ubicarse en 4.7 billones de metros cúbicos, sin embargo, en Canadá, en el periodo 1980-2000, la intensa actividad de explotación ha provocado una disminución de sus reservas a un ritmo de -1.9% anual.

**Tabla 6: Reservas Probadas de Gas Natural en América del Norte
(billones de metros cúbicos)**

Pais	1980	1990	2000	TMCA
EUA	5.4	4.7	4.7	-0.7%
Canadá	2.5	2.8	1.7	-1.9%
México	1.8	2.1	0.9	-3.4%
Total Norteamérica	9.7	9.5	7.3	-1.4%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

Aunque las reservas probadas de gas natural en Norteamérica ascienden a 4.9% del total mundial, la producción de esta región representó 31.3% en 2000, esto nos sugiere que la región tienen un déficit en su balanza, el cual se puede suplir mediante la importación de GNL.

Canadá y México han sobresalido por su mayor actividad productiva en las últimas décadas, aunque esto no se compara con la producción de los EUA, la cual fue de 555.6 millones de metros cúbicos en el 2000 y representa el 73.2% de la producción de la región y el 22.9% de la producción mundial, estando sólo atrás de la ex URSS.

**Tabla 7: Producción de Gas Natural en América del Norte
(millones de metros cúbicos)**

Pais	1990	1995	2000	TMCA
EUA	514.2	534.9	555.6	0.8%
Canadá	99.3	148.2	167.8	5.4%
México	26.8	28.1	35.8	2.9%
Total Norteamérica	640.3	711.2	759.2	1.7%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

El consumo mundial de gas en Norteamérica se incrementó en 5.1% con relación a 1999 para ubicarse en 767.7 millones de metros cúbicos. Esta región es la segunda mayor consumidora de gas a escala mundial después de Europa, básicamente por EUA, donde se presentó un aumento de 4.8%, el mayor registrado desde 1987. Ello obedece a la gran cantidad de construcciones de nuevas centrales de ciclo combinado que se han llevado a cabo durante los últimos años, así como el papel que juega el gas natural dentro de la política energética de los EUA.

**Tabla 8: Consumo de Gas Natural en América del Norte
(millones de metros cúbicos)**

Pais	1990	1995	2000	TMCA
EUA	540.3	620.6	654.4	1.9%
Canadá	61.8	70.9	77.8	2.3%
México	27.8	29.7	35.5	2.5%
Total Norteamérica	629.9	721.2	767.7	2.0%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

En América del Norte se espera un incremento en la demanda de gas natural de 2.3% anual durante los siguientes 10 años, es decir se pasaría de 767.7 millones de metros cúbicos a 951.4 millones de metros cúbicos durante el periodo 1999-2010⁸. Canadá continuará abasteciendo la mayor parte de la oferta externa de EUA y las importaciones de GNL harán una pequeña, pero creciente contribución al mercado.

En el periodo 2000-2010 *Cambridge Energy Research Associates* (CERA) estima que para EUA las importaciones de gas natural de origen canadiense crecerán 4% anual y las de GNL 18.8% anual, esto nos reafirma la relevancia que ha tomado el GNL a últimas fechas.

En el largo plazo, ante este crecimiento potencial de la demanda se requerirán de soluciones de gran escala para contar con la oferta suficiente. Más que

⁸ Según la Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

incrementar la actividad exploratoria en las regiones tradicionalmente proveedoras de gas, será necesaria ampliar nuevas y grandes fronteras, como las aguas profundas del Golfo de México, la zona del Atlántico de Canadá y el Ártico.

Ello requerirá comprometer mayores inversiones de capital y contar con compañías con mejores habilidades y mayores recursos para manejar este tipo de riesgos.

2.2.2 Asia

Las reservas probadas de gas natural de Asia registraron una tasa media de crecimiento anual de 4.5% durante los últimos 20 años. Mantienen una participación en el total del mundo de 6.9% con un volumen de 10.3 billones de metros cúbicos. Los países que cuentan con las mayores reservas son Malasia con 22.4%, Indonesia con 19.9%, China con 13.3% y Australia con 12.2% del total de la región.

Tabla 9: Reservas Probadas de Gas Natural en Asia
(billones de metros cúbicos)

Pais	1980	1990	2000	TMCA
Malasia	0.4	1.6	2.3	9.1%
Indonesia	0.7	2.6	2.1	5.6%
China	0.7	1	1.4	3.5%
Australia	0.9	0.4	1.3	1.9%
India	0.3	0.7	0.7	4.3%
Pakistán	0.4	0.6	0.6	2.0%
Total Asia	4.3	8.5	10.3	4.5%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

Durante las últimas dos década, la producción de gas natural en Asia ha crecido a una tasa media de crecimiento anual de 5.9%, alcanzando los 265.4 millones de metros cúbicos en el 2000. A pesar de esto la producción en Asia solo representó el 11% de la producción mundial, siendo Indonesia el mayor productor con el 24.1% del total de la región, seguido de Malasia y Australia con 16.7% y 11.7% respectivamente.

Tabla 10: Producción de Gas Natural en Asia
(millones de metros cúbicos)

País	1990	1995	2000	TMCA
Indonesia	45.3	63.8	63.9	3.5%
Malasia	17.8	28.9	44.2	9.5%
Australia	20.6	29.8	31.1	4.2%
China	14.2	17.6	27.7	6.9%
India	12.4	18.8	26.1	7.7%
Pakistán	11.2	14.6	19	5.4%
Total Asia	149.9	212	265.4	5.9%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

La región presentó un crecimiento en su consumo de gas natural de 7.8% respecto a 1999, para ubicarse en 289.3 millones de metros cúbicos en el 2000. Dicho consumo se cubrió en 92% con la producción de la misma región arrojándonos como resultado una balanza deficitaria de gas natural. Japón representó el 26.4% del consumo de la región.

Tabla 11: Consumo de Gas Natural en Asia
(millones de metros cúbicos)

País	1990	1995	2000	TMCA
Japón	51.2	61.2	76.2	4.1%
Indonesia	20.1	30.1	27.8	3.3%
India	12.5	19.6	25	7.2%
China	14.7	17.7	24.8	5.4%
Malasia	7.6	13.7	21.7	11.1%
Corea del Sur	3.4	10.2	21	20.0%
Total Asia	158.3	217.4	289.3	6.2%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

Para los países de Asia industrializada, como Japón, y Corea del Sur se espera que el consumo de gas natural crezca a una tasa promedio anual de 1.6% durante el periodo 1999-2010.

Australia, que ha expandido sus reservas de gas y posee un importante potencial, continuó apoyando sus proyectos de oferta durante el 2000, aumentando su producción en 1.8% respecto a 1999. En Japón se espera un crecimiento en su demanda de 1.3% en los próximos 10 años.

La región de Asia en desarrollo incluye a tres de los países más poblados del mundo, China, India e Indonesia. El consumo de esta región crecerá a una tasa promedio de 7.1% anual. Dicho consumo representará 10.7% del total mundial de

gas natural en 2010. Se estima que gran parte del gas que será consumido en esta región cruzará fronteras internacionales para llegar a los mercados, con lo cual, contribuirá al crecimiento del comercio internacional de gas natural.

2.2.3 Europa

Las reservas probadas de gas natural de Europa (sin contar a la ex URSS) representan 3.5% del total mundial y se concentran principalmente en Holanda, Noruega y Reino Unido. En Noruega, destaca el incremento de 6.8% en 2000 respecto a 1999.

El mayor acervo de reservas de gas natural se localiza en la ex URSS, el cual representa el 37.8% del total mundial y junto con las de Medio Oriente, ascendieron a 109.2 billones de metros cúbicos en el 2000. De esta forma, en estas dos regiones el mundo se concentra el 72.7% de las reservas mundiales.

La tasa media de crecimiento anual en las últimas dos década de las reservas en Europa fue de 3.6%, si no contáramos las reservas de la ex URSS, se tendría un crecimiento de 1.0%, esto nos indica que gran parte del consumo de gas dentro de la región es de gas natural importado.

Tabla 12: Reservas Probadas de Gas Natural en Europa
(billones de metros cúbicos)

País	1980	1990	2000	TMCA
Ex-URSS	26.1	45.3	56.7	4.0%
Holanda	1.8	1.7	1.8	0.0%
Noruega	1.2	1.7	1.3	0.4%
Reino Unido	0.7	0.6	0.8	0.7%
Rumania	N/d	0.1	0.4	14.9%
Alemania	0.2	0.4	0.3	2.0%
Italia	0.1	0.3	0.2	3.5%
Dinamarca	0.1	0.1	0.1	0.0%
Hungría	N/d	0.1	0.1	0.0%
Total Europa	30.1	50.4	61.6	3.6%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

En el 2000, la producción de gas natural en Europa se ubicó en 950.1 millones de metros cúbicos, lo que representó un aumento de 2.5% con relación al año anterior. Ello se debe principalmente a la mayor actividad del Reino Unido, donde se concentró el 11.4% del total de la región.

La producción representó el 41.9% de la producción mundial durante el 2000. La ex URSS registró un incremento de 2.7% respecto a 1999, sin embargo, Europa fue una de las regiones con menores crecimientos durante 2000, se tuvieron

disminuciones en la producción en Holanda, Italia, Rumania y Hungría. No obstante, la producción de la ex URSS representó 27.8% del total mundial, siendo la segunda en importancia después de EUA.

**Tabla 13: Producción de Gas Natural en Europa
(millones de metros cúbicos)**

País	1990	1995	2000	TMCA
Ex-URSS	760.4	659.9	674.2	-1.2%
Reino Unido	45.5	70.8	108.1	9.0%
Holanda	60.6	67	57.3	-0.6%
Noruega	27.8	31.2	52.4	6.5%
Alemania	15.9	16.1	16.9	0.6%
Italia	17.3	20.4	16.8	-0.3%
Rumania	28.3	18	13.6	-7.1%
Dinamarca	3.1	5.3	8.1	10.1%
Hungría	4.2	4.2	2.7	-4.3%
Total Europa	963.1	892.9	950.1	-0.1%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

El consumo de gas natural en la región se ubicó en 1,007.3 millones de metros cúbicos, siendo el primero en importancia, seguido por Norteamérica. Aunque son pocos los países europeos productores de gas natural, el consumo de este combustible se extiende a la mayoría de los países de esta región.

En el 2000, la oferta local cubrió 63% del consumo total y el resto se importó principalmente en forma de GNL. Por el contrario, los requerimientos de la ex URSS en el 2000 fueron de 548.5 millones de metros cúbicos, es decir 81% de su producción, por lo que el resto fue exportado por ducto a los países europeos.

**Tabla 14: Consumo de Gas Natural en Europa
(millones de metros cúbicos)**

País	1990	1995	2000	TMCA
Ex-URSS	662.7	546.9	548.5	-1.9%
Reino Unido	52.4	70.5	95.7	6.2%
Alemania	59.9	74.4	79.2	2.8%
Italia	43.4	49.9	63.8	3.9%
Holanda	34.4	37.8	38.3	1.1%
Rumania	30.8	24	16.2	-6.2%
Hungría	9.6	10.2	10.6	1.0%
Dinamarca	2	3.5	4.9	9.4%
Total Europa	993.2	927.7	1,007.30	0.1%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

De acuerdo con estimaciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos, se prevé que la demanda de gas natural en Europa Occidental se incremente a una tasa promedio de 3.3% anual. Debido a que se espera que la producción proveniente de Holanda, Noruega y el Reino Unido permanezca sin incrementos durante la siguiente década, será necesario importar el gas de Argelia y Rusia principalmente.

Asimismo, se requerirá importarlo en forma de GNL de Nigeria, Trinidad y Tobago y Qatar.

De hecho, el desarrollo de reservas adicionales y de la capacidad de transporte requerirá de enormes inversiones en infraestructura. Ello necesitará probablemente de fuertes alianzas, las cuales ya comienzan a ser evidentes en el desarrollo de algunos proyectos.

En cuanto a planes de expansión de nueva infraestructura, España e Italia tienen proyectos de construir nuevas terminales de GNL.

Rusia es el mayor productor y el mayor exportador de gas natural en el mundo. En 2000, proveyó de 22.5% de la oferta total. Aunque en los últimos años su producción ha permanecido estable y sus reservas son abundantes, se habla de un inminente déficit de gas en los próximos años. Los principales campos activos de gas se han reducido más de una tercera parte.

Gazprom, la compañía productora de gas rusa más grande del mundo, no cuenta con el capital necesario para desarrollar nuevos campos y la política gubernamental que mantiene los precios internos bajos desalienta el crecimiento en la producción.

El Ministerio de Energía Ruso ha indicado que la producción podría bajar casi 10% dentro de los siguientes tres a cinco años. Esta situación ha provocado que *Gazprom* anuncie drásticos recortes de las ventas de gas a las plantas internas de generación eléctrica.

Algunos países dependientes de Rusia en su abasto de gas natural han decidido diversificar sus fuentes de suministro. Polonia ha anunciado planes para reducir sus importaciones de Rusia en más de una tercera parte y planea restablecer su oferta con abastecedores noruegos por vía del mar Báltico.

Otro factor de peso en el desarrollo del mercado europeo de gas natural es la adopción, en 1998, de la *Directiva del Gas de la Unión Europea* (UE)⁹. De acuerdo con la Directiva, a partir de agosto del 2000, la competencia y la apertura del mercado entraron en vigor.

⁹ Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de fecha 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Entre las características principales de la *Directiva del Gas*, están la abolición de derechos exclusivos, derechos no discriminatorios para construir nuevas instalaciones de infraestructura para el gas, el acceso no discriminatorio a la red de gas y la separación de las cuentas internas de las empresas integradas verticalmente.

El objetivo básico del mercado interior del gas natural, al igual que en los demás sectores de la economía europea, es crear un gran mercado único en Europa que integre los mercados nacionales que, hasta el momento, han estado constituidos por mercados separados, normalmente dominados por un solo agente o por unos pocos.

Al abrir los mercados a la competencia e integrar los 15 mercados nacionales del gas en un mercado único, libre de obstáculos artificiales en el comercio transfronterizo, se despejará un amplio horizonte para la competencia en el sector del gas.

2.2.4 Centro y Sudamérica

A fines de la década pasada, el gas natural con una producción creciente asociada a la de petróleo, había alcanzado una infraestructura de transporte y distribución con características determinadas por los tipos de consumo predominantes en cada país. En Trinidad y Tobago y Brasil los consumos se concentraban en la industria y en la petroquímica; en Venezuela, Bolivia y Colombia en la industria y en la generación de electricidad; en Chile y Perú en la producción de gas licuado de petróleo (GLP); en Argentina en los consumos residenciales, industria y generación de electricidad. Las redes interiores de transporte y distribución más extendidas se encontraban en consecuencia en Argentina debido por una parte a la dispersión de los yacimientos en el territorio y por otra a la mayor diversificación del consumo, en particular el residencial. Sin embargo, Venezuela y Argentina, en ese orden, eran los principales consumidores, seguidos por Trinidad y Tobago, Brasil y Colombia. Por su parte, las interconexiones de gas natural entre países limitaban a las de Bolivia con Argentina, con un reducido comercio en la región.

Entre las causas que determinan la estructura mencionada se encuentra que, dentro de las flexibilidades que posibilita la relación gas y petróleo, se han privilegiado los descubrimientos de petróleo respecto a los de gas natural al punto que algunos yacimientos de gas descubiertos nunca fueron explotados. La circunstancia se ha debido en gran parte a los elevados precios del petróleo y a la relativamente baja prioridad que tuvo el desarrollo de la capacidad de transporte y distribución de gas natural en casi todos los países, que explica también los elevados volúmenes de gas no utilizado. Sin embargo con la caída de los precios del petróleo a mediados de la década del 80 y otros factores diversos se pone en evidencia un mayor interés por el gas natural.

En la década pasada se inicia la transición hacia un nuevo contexto energético en el que el gas adquiere particular importancia y en donde concurren una serie de

factores que afectan a los países de la región con distinta intensidad.

Entre esos factores se destacan: el retraso de inversiones en generación hidroeléctrica por restricciones de financiamiento, los adelantos tecnológicos que introducen economías en la generación de electricidad (ciclo combinado, turbina a gas) respecto a los sistemas térmicos convencionales y que además ponen en evidencia la potencial competencia entre los gasoductos y la transmisión de electricidad; la necesidad de asegurar el abastecimiento energético interno a largo plazo mediante una estrategia de diversificación, que junto con las crecientes preocupaciones ambientales, tiende a ampliar los mercados de gas dentro de la región, ya sea a partir de recursos propios o recurriendo a la importación desde países vecinos.

Sea debido a los requerimientos propios de la modernización en el plano económico global y/o debido a la necesidad de adecuación del papel de la industria del gas natural respecto a las condiciones planteadas por los factores antes mencionados, se introdujeron cambios significativos en la industria del gas natural.

Estas transformaciones incluyen: la apertura de las actividades, en mayor o menor grado, a los actores privados, en algunos casos en forma significativa, mediante la desincorporación masiva de activos; la desintegración vertical y horizontal de las etapas de la cadena del gas natural como parte de un proceso de reorganización o para facilitar espacios a los nuevos actores; la segmentación del mercado identificando oferentes y demandantes y en algunos casos la introducción de mecanismos de libre comercio; finalmente, la instalación de marcos regulatorios tanto como consecuencia de separar las actividades empresariales de las administrativas del Estado como por la incorporación de nuevos actores en actividades con características de monopolio natural o por la existencia de mercados emergentes donde es necesario limitar las posiciones dominantes.

Hacia comienzos de la década del 90 Venezuela presentaba una estimación de recursos de magnitud considerable mientras que en el resto de los países, las reservas de gas natural eran significativamente menores.

Para el resto de los países, sus recursos acumulados no alcanzaban a los de Venezuela. Por otra parte, la concentración y rendimiento de las cuencas sedimentarias estaba muy lejos de alcanzar a las de esos países y en muchos casos la exploración encontraba dificultades geográficas que implicaban altos costos de prospección y desarrollo, así como de transporte a las áreas de consumo. No obstante, la rentabilidad del negocio era atractiva y había movilizó grandes recursos hacia muchos campos con promisorias expectativas de perforación exitosa.

En el 2000 las reservas de la región representaron sólo el 4.2% de las reservas mundiales. A pesar de esto Bolivia y Trinidad y Tobago han crecido a una tasa media de crecimiento anual de 8.4% y 3.5% desde 1980. En el caso de Trinidad y

Tobago, el aprovechamiento de sus reservas le ha permitido convertirse en el principal exportados de GNL en la región americana.

Tabla 15: Reservas Probadas de Gas Natural en Centro y Sudamérica
(billones de metros cúbicos)

Pais	1980	1990	2000	TMCA
Venezuela	1.2	3	4.2	6.5%
Argentina	0.6	0.8	0.8	1.4%
Trinidad y Tobago	0.3	0.3	0.6	3.5%
Bolivia	0.1	0.1	0.5	8.4%
Brasil	0.1	0.1	0.2	3.5%
Colombia	0.2	0.1	0.2	0.0%
Ecuador	0.1	0.1	0.1	0.0%
Total Centro y Sudamérica	2.6	4.5	6.6	4.8%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

Las reservas originales¹⁰ desde el inicio de la explotación también muestran diferencias significativas que ponen de relieve el distinto esfuerzo exploratorio en cada país. No obstante, en muchos casos la alta relación de yacimientos de gas asociado a petróleo ha determinado descubrimientos forzosos de gas que en épocas anteriores determinaron venteos de importantes volúmenes por falta de infraestructura de captación. En muchos países los descubrimientos de gas no fueron parte de una política deliberada de exploración pero, su producción y las normas más recientes de captación obligatoria, llevaron a la necesidad de instalar medios de evacuación para su utilización en diversas actividades. También en muchos casos los yacimientos de gas libre fueron cerrados por falta de recursos para invertir en gasoductos que tenían otras prioridades. Probablemente los casos de Argentina y Bolivia son los que valorizaron con bastante antelación las ventajas del gas natural. En ambos países la escasez de petróleo llevó a encontrar en el gas un energético que permitió desde los años 40 cubrir necesidades energéticas en distintos usos. En Argentina se desarrolló una importante red de transporte y distribución que permitió captar gas asociado y libre que explicaría el volumen de descubrimientos acumulados alcanzado.

La producción de la región alcanzó los 94 millones de metros cúbicos durante el 2000, esto significó una tasa media de crecimiento anual de 5.3% durante los últimos veinte años.

La producción anual, entre 1980 y 2000, muestra una importante actividad en Argentina, Venezuela y Trinidad y Tobago principalmente, seguidos por el resto de los países, cuya menor dinámica en parte se ha debido a la escasez de medios de

¹⁰ Iguales a la producción acumulada desde el inicio de la explotación más las reservas remanentes.

transporte y distribución que no han favorecido una mayor penetración del gas en los diversos usos. No obstante, se advierten en esta actividad desde los inicios de la década pasada importantes decisiones gubernamentales para reformar el sector tendientes a una mayor utilización del recurso que tiene como finalidad la generación de electricidad con proyección a los usos industriales y residenciales. Esta revalorización del gas natural se base en principio en los recursos propios y luego en los de los países vecinos con excedentes dando lugar a importantes proyectos de integración de redes de gas natural como se advierte en el Mercosur y países vecinos.

La oferta interna de gas natural se ha visto afectada, según el país, por la reinyección y los venteos a la atmósfera del gas no utilizado. La situación ha variado entre países dependiendo de la importancia que le han asignado al energético.

Tabla 16: Producción de Gas Natural en Centro y Sudamérica
(millones de metros cúbicos)

País	1990	1995	2000	TMCA
Argentina	17.8	25	37.3	7.7%
Venezuela	22	27.5	27.2	2.1%
Trinidad y Tobago	5.3	6.1	12.6	9.0%
Brasil	3.8	4.8	7.7	7.3%
Colombia	4.1	4.4	5.9	3.7%
Bolivia	3	3.2	3.3	1.0%
Total Centro y Sudamérica	56	71	94	5.3%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

El consumo de gas natural sigue a la oferta en vista de que se encuentra cautivo de redes fijas constituidas por los medios de transporte y distribución.

Los consumos finales más significativos se encuentran en Argentina, Venezuela y Brasil. En Venezuela esos consumos se concentran en la industria y en la petroquímica mientras que en Argentina la difusión del gas natural abarca a todos los sectores principalmente el residencial e industrial. En el resto de los países el destino se concentra en la industria y petroquímica.

El principal destino del gas es la generación y la producción de GLP (propano y butano) para uso residencial. La eficiencia del sistema energético es influenciada en este caso por las tecnologías empleadas en la termo generación y por las características de los procesos en las plantas de tratamiento de gas.

Durante el 2000, el consumo de la región solo representó el 3.9% del consumo mundial, siendo los mayores consumidores Argentina y Venezuela respectivamente.

Tabla 17: Consumo de Gas natural en Centro y Sudamérica (millones de metros cúbicos)

Pais	1990	1995	2000	TMCA
Argentina	20.3	27	33.1	5 0%
Venezuela	22	27.5	27.2	2 1%
Brasil	3.8	4.8	9.4	9 5%
Colombia	4.1	4.4	5.9	3.7%
Chile	1.7	1.6	5.8	13.1%
Perú	0.4	0.4	0.4	0.0%
Ecuador	0.1	0.1	0.1	0.0%
Total Centro y Sudamérica	58.4	73.1	92.7	4.7%

Fuente: BP Statistical Review 2001.

Las reservas de gas natural en Centro y Sudamérica representan menos de 5% del total mundial, sin embargo, se han dado nuevos descubrimientos con la reciente actividad exploratoria. La región continúa con un rápido desarrollo del mercado de gas natural y los proyectos se han favorecido con ductos adicionales. En el periodo 1999-2010, se espera un crecimiento en el consumo de 8.8% en la región, al pasar de 92.7 millones de metros cúbicos a 100.7 millones de metros cúbicos.

En el cono Sur se está desarrollando un gran convenio encaminado a ser un importante mercado de gasoductos. Otro evento importante es la aprobación de los planes de expansión para *GNL del Atlántico* localizado en Trinidad y Tobago.

2.3 Tendencias Internacionales

Se estima que el consumo de energías primarias se incrementará en los próximos años, con excepción de la energía nuclear. El mayor consumo de energía durante este periodo se dará en los países en desarrollo, particularmente los de Asia, Centro y Sudamérica. Gran parte del crecimiento esperado en la demanda en estas regiones se atribuye a las expectativas de alto crecimiento económico.

La mayor parte del incremento del consumo de energía se dará en los combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) debido a que se prevé que su precio permanezca relativamente bajo durante el periodo de análisis y que el costo de generar energía con combustibles no fósiles no será tan competitivo. Sin embargo, dependerá de los programas ambientales o las políticas gubernamentales diseñadas para limitar o reducir las emisiones contaminantes.

Debido a que la infraestructura necesaria para expandir el uso del gas no ha sido ampliamente establecida en el mundo en desarrollo como lo ha sido en el mundo industrializado, se espera que el uso del gas se incremente en los países en desarrollo, pero no lo suficiente para satisfacer todo el incremento en la demanda de gas natural.

Se espera que el gas natural sea la fuente de energía primaria que se incremente más rápido en todo el mundo manteniendo una tasa media de crecimiento anual de 3.2% durante el periodo 2001-2010, casi dos veces que la tasa de crecimiento del carbón. El gas natural cada vez es más visto como la mejor alternativa para su uso en el sector eléctrico ya que es muy eficiente en las turbinas de gas de ciclo combinado y su combustión es más limpia que el carbón o el petróleo, por lo cual, el gas natural es la elección más atractiva para los países interesados en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

El mayor consumo de gas se dará principalmente en los países en desarrollo, ya que se espera una tasa media de crecimiento anual de 5.8%, mientras que en los países industrializados será de 2.6%. En los países de Europa Occidental se espera un crecimiento de 3.3%, en Norteamérica de 2.3% y en Asia industrializada de 1.6%.

Derivado de lo anterior, los retos y oportunidades que se desprenden en la industria del gas natural en los próximos años en los mercados energéticos tanto a nivel nacional como internacional, ponen de manifiesto el papel prominente que adquirirá el uso del gas natural, el cual es considerado como la fuente de energía más importante para el presente siglo.

Capítulo 3: Mercado Doméstico

3.1 Estructura del Mercado

A pesar de haber surgido en nuestro país a principios del siglo XX, la industria del gas natural aún no ha alcanzado un nivel de madurez significativo, comparándola con la de Estados Unidos o Canadá. No obstante, en los últimos años el mercado nacional de gas natural ha sufrido notables modificaciones, como consecuencia del rápido crecimiento del consumo interno y de la instrumentación de una reforma estructural en el sector.

El mercado nacional de gas natural representa un gran potencial económico, el cual requiere de importantes inversiones en infraestructura y de un esfuerzo coordinado en distribución, transporte y comercialización.

La viabilidad de este proyecto tiene como fundamento el hecho de que México cuenta ya con la capacidad de producción y procesamiento de gas natural requeridos para hacer frente a la demanda esperada en el corto plazo. En el largo plazo, el abastecimiento nacional podría ser cubierto desarrollando las amplias reservas de gas natural con las que se cuenta.

En el 2001, las reservas probadas de gas natural totalizaron 835 miles de millones de metros cúbicos, esto significó un decremento de 2.9% respecto a 2000. La localización de las reservas se ubica principalmente en la región Norte del territorio donde se concentra el 55.3% del total, le sigue la región Sur con 29.3% y finalmente las Marinas con 15.4%.

Tabla 18: Reservas Probadas de Gas Natural por Región 1998-2001
(miles de millones de metros cúbicos)

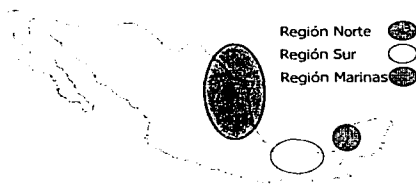
Región	1998	1999	2000	2001	TMCA
Norte	511	506	464	462	-3.3%
Sur	258	233	262	245	-1.7%
Marina Noreste	80	73	94	87	2.9%
Marina Sureste	39	39	41	42	2.1%
Total	887	851	861	835	-2.0%

Cifras al 1° de enero de cada año.

Fuente: Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

Las reservas de gas natural de México se caracterizan por ser en promedio 83% asociadas al petróleo, al encontrarse en yacimientos que previsiblemente se destinarán a la producción de aceite, en tanto que el 17% restante son de gas no asociado. Lo anterior significa que aún existe un muy amplio potencial no explorado de recursos de gas natural, por lo que se requerirá invertir capital de riesgo en exploración para desarrollar dichos recursos.

Figura 5: Localización de las Reservas de Gas Natural



Fuente: Petróleos Mexicanos

Actualmente se cuenta con cerca de 11,000 Kms. de gasoductos de transporte que conectan a más de 22 ciudades y a numerosos centros industriales a lo largo y ancho de la República Mexicana, aunque concentrados en las regiones centro y noreste.

En lo que respecta a la oferta, Petróleos Mexicanos (Pemex) es el encargado a través de sus filiales, Pemex Exploración y Producción (PEP), que es la entidad a quien el Estado concediera el monopolio legal en la exploración y explotación del gas natural, y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), la cual recibe el gas en sus plantas de proceso en donde obtiene el gas natural, el cual transporta y comercializa. A esto hay que agregar el gas importado por PGPB para cubrir la demanda en ciudades fronterizas o para complementar el abastecimiento en caso de insuficiencias en la producción.

Durante el periodo 1998-2001 la extracción de gas natural presentó una disminución de 2.0%, misma que se concentró básicamente en la región Sur y en las Marinas, debido a la propia estructura de ambas regiones, así como a la producción de petróleo crudo en la región. En el último año la región Sur disminuyó su actividad, en 3.1 millones de metros cúbicos en lo que respecta al gas asociado y en 0.2 millones de metros cúbicos respecto al gas no asociado.

Por el contrario, la producción de la región Norte ha aumentado su participación de un 21.7% que registró en 1998 un 27.4% en el 2001, en tanto que la región Sur la ha disminuido de 43.1% a 38.6% durante el mismo periodo de tiempo.

A pesar de que la región Norte ha aumentado su participación, esta no ha sido suficiente, la producción de gas natural en 2001 registró un decremento de 3.6% respecto al año anterior, esto se debió principalmente a la menor actividad en la región Sur y en la región Marina, la cual coincide con la baja en la producción de petróleo crudo durante los últimos años en esas regiones.

Tabla 19: Extracción de Gas Natural por Tipo y Región, 1998-2001
(millones de metros cúbicos)

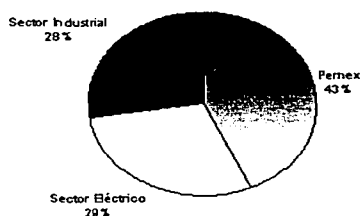
	1998	1999	2000	2001	TMCA
Gas Asociado	104.9	99.8	95.7	91.7	-4.4%
Sur	53.5	52.1	48.4	45.3	-5.4%
Marinas	47.7	44.5	44.1	43.3	-3.2%
Norte	3.7	3.3	3.2	3.1	-5.4%
Gas No Asociado	30.8	35.8	36.8	36.0	5.4%
Sur	5.1	4.5	4.2	4.0	-7.2%
Marinas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%
Norte	25.7	31.3	32.6	31.9	7.5%
Total	135.7	135.7	132.5	127.7	-2.0%

Fuente: Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010 e Indicadores Petroleros de Pemex.

No obstante, en los últimos años la producción de gas natural no asociado ha tenido una creciente participación en la producción total, misma que se ha incrementado a una tasa media de crecimiento anual de 5.4% de 1998 a 2001.

Por parte de la demanda, el principal consumidor de gas natural es Pemex mismo, quien lo utiliza como combustible o como gas de reinyección en la producción de hidrocarburos. En resumen, Pemex absorbe el cuarenta y tres por ciento del consumo total de gas natural mientras que el resto de la industria consume cerca del 28 por ciento y el sector eléctrico el 29 por ciento restante.

Figura 6: Consumo de Gas Natural por Sector durante 2001



Fuente: Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

Los principales consumidores dentro de la industria son la siderurgia, la química, la minería y el vidrio. El uso residencial de gas natural representa menos del dos por ciento del total, pero se prevé que en un futuro no muy lejano este rubro tenga un incremento importante con el desarrollo de la infraestructura en la industria de

distribución de gas natural.

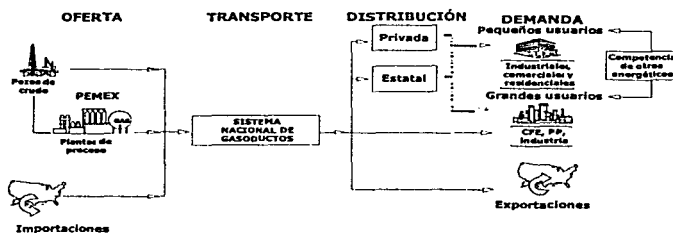
3.2 Reforma Estructural

Durante 1995, el Gobierno Mexicano emprendió una Reforma Estructural en la industria de gas natural con el fin de utilizar de manera eficiente los recursos con los que se cuenta y así poder desarrollar una infraestructura en gasoductos de gas natural sólida y competitiva, tanto a nivel nacional como internacional.

3.2.1 Escenario antes de la Reforma Estructural

Hasta 1995 Pemex era la única entidad autorizada para construir, operar y ser propietaria de gasoductos en México, así como la única con facultades para importar, exportar y comercializar gas natural en territorio nacional. Esta estructura industrial verticalmente integrada¹¹ hizo que Pemex se constituyera en un monopolio autorregulado, limitando la introducción de condiciones de competencia en el sector, tanto en términos de precio como de calidad en el servicio que ofrecía a los usuarios.

Figura 7: Estructura de la Industria de Gas Natural Previa a 1995



Fuente: Comisión Reguladora de Energía

Durante ese periodo Pemex construyó un sistema troncal de gasoductos de transporte de aproximadamente nueve mil kilómetros de longitud, mismo que estaba subutilizado dado el bajo nivel de consumo de gas natural en el país. A través de este sistema, Pemex transportaba el combustible a sus propios centros de producción, a grandes clientes industriales y a algunas plantas de generación de energía eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) localizadas principalmente en el norte y centro del territorio nacional.

¹¹ La integración vertical es una forma de organización empresarial que consiste en que varias fases sucesivas de un proceso productivo son realizadas por una misma empresa o varias empresas estrechamente relacionadas.

Por su parte, en algunas ciudades las redes locales para el suministro de gas natural a usuarios industriales, comerciales y residenciales (sistemas de distribución) eran operadas por comisionistas privados de Pemex. Bajo ese esquema de participación, los agentes privados no tenían incentivos para operar en condiciones de eficiencia y realizar nuevas inversiones orientadas a expandir la infraestructura de distribución existente.

La disponibilidad del energético estaba restringida a pocas áreas: Monterrey (en donde se concentraba el 85% del volumen total del combustible manejado por las distribuidoras), Querétaro, Cd. Juárez, Chihuahua, Saltillo, Nuevo Laredo, Piedras Negras, el norte de la zona metropolitana del Valle de México y el sur del Distrito Federal.

El entorno anteriormente descrito, aunado a los recortes presupuestales que se presentaron como resultado de las políticas de austeridad económica aplicadas durante los años ochenta y noventa, llevó a que se diera poca prioridad a la expansión de infraestructura de gasoductos, lo que contribuyó a que el uso de gas natural en la industria, el comercio y los hogares fuera sumamente limitado con respecto a su potencial de consumo.

El bajo perfil de utilización de este combustible contrasta de manera importante con el hecho de que México es el productor número dieciséis a nivel mundial de gas natural¹² y de que cuenta con reservas probadas para los próximos 25 años (30 billones de pies cúbicos¹³). Por ello, durante varias décadas Pemex enfrentó importantes excedentes de producción de gas natural que obligaron a la liberación o venteo de grandes volúmenes de este energético a la atmósfera.

3.2.2 Escenario después de la Reforma Estructural.

A fin de revertir esta situación, y con el objeto de impulsar una política de aprovechamiento del gas natural, en 1995 el gobierno mexicano emprendió una reforma estructural de la industria. Ello permitiría maximizar los beneficios de la amplia disponibilidad de recursos y desarrollar una infraestructura de gasoductos acorde con las necesidades del país.

En esencia, dicha reforma estructural consistió en abrir a la participación privada actividades que previamente estaban reservadas al Estado a través de Pemex, tales como el almacenamiento, el transporte y la distribución de gas natural por medio de ductos, así como las actividades de comercio exterior y la comercialización de este combustible en territorio nacional.

La reestructuración de la industria de gas natural se insertó en el proceso de

¹² De acuerdo con el BP Statistical Review 2001.

¹³ 1 pie cúbico de gas natural equivale a 0.0283 metros cúbicos de gas natural, de acuerdo con los factores de conversión empleados en la Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

modernización del sector energético mexicano como una medida para proveer a la planta productiva nacional con una alternativa energética limpia, segura y económica en condiciones de oportunidad, suficiencia y calidad, a precios competitivos. Lo anterior, bajo la premisa de que la oferta de insumos energéticos con estas características contribuiría decisivamente al desarrollo sustentable de la economía nacional y al bienestar de su población, así como a incrementar su competitividad respecto a sus socios comerciales en un entorno de economía global y libre competencia.

Para estos efectos, tanto en el *Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000* como en el *Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000* se establecieron las acciones a seguir para llevar por buen camino el proceso de reestructuración de la industria de gas natural. Dentro de ellas, se pueden destacar las siguientes acciones:

- Ampliar la cobertura de los servicios energéticos con base en un mejor aprovechamiento de los recursos no renovables y una perspectiva de equidad intergeneracional;
- Mejorar y eficientar la operación de las empresas paraestatales;
- Propiciar un uso más limpio y eficiente de la energía para mejorar la protección al ambiente;
- Promover la inversión del sector privado para disponer de mayor capacidad en infraestructura energética a fin de fortalecer el desarrollo del país, y
- Apoyar la competitividad de la economía y beneficiar a la población.

A partir de estas acciones, y en estricto apego a los mandatos constitucionales, se plantearon los objetivos de la reforma estructural de gas natural, mismos que a continuación se detallan:

- Asegurar una oferta suficiente, oportuna y competitiva de gas natural que satisfaga la demanda de la planta productiva nacional para poder hacer frente a un entorno económico más competitivo;
- Promover la utilización de combustibles limpios para hacer viable la aplicación de la nueva normatividad ambiental;
- Abrir nuevas oportunidades de inversión productiva y generar nuevas fuentes de empleo permanente;
- Fomentar una sana competencia en este sector, en beneficio de los usuarios finales;
- Propiciar una adecuada cobertura nacional en materia de disponibilidad del

combustible, y

- Facilitar el desarrollo de nuevos proyectos privados de generación de energía eléctrica.

En la mayoría de los procesos de reestructuración en otros sectores, tanto en México como en el extranjero, se han empleado estrategias de privatización caracterizadas por la desincorporación de bienes públicos, es decir, el retiro del Estado del desempeño de actividades específicas para que el sector privado tome su lugar, convirtiéndose en el único motor de dicha actividad.

De manera característica, esas estrategias de privatización respondieron a condiciones de desabasto o baja calidad en la prestación de los servicios, razón por la cual el público en general las aceptó como condición para obtener un mejor servicio, aunque ello implicara incrementos en el costo del mismo.

La situación anteriormente descrita no era aplicable a la industria de gas natural en México, ya que ésta presentaba características particulares que la diferenciaban de las comúnmente observadas en otros procesos de cambio estructural, por ejemplo:

- Pemex había desarrollado una red adecuada de transporte que daba servicio a CFE y a algunos clientes industriales, la cual se encontraba subutilizada por la falta de sistemas de distribución que condujeran el combustible al resto de la industria y los hogares del país, y
- En este sentido, el objetivo de los requerimientos de inversión era ampliar los sistemas de distribución y transporte para ofrecer una alternativa energética a precios competitivos respecto de combustibles tradicionales, tales como gas LP, combustóleo y diesel, principalmente.

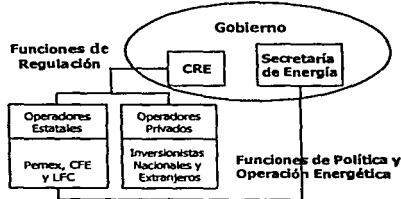
Dadas estas condiciones distintivas del sector de gas natural en México, la instrumentación de la reforma estructural buscó incorporar un esquema de convivencia entre el sector público (Pemex) y el privado, lo que requirió de la adopción de soluciones innovadoras que no habían sido aplicadas previamente en otros procesos de cambio estructural en el país.

Considerando lo anterior, el reto de la instrumentación de la reforma fue lograr un esquema competitivo en el que el sector privado participara activamente en la creación de nueva infraestructura, al mismo tiempo de convivir y competir con Pemex en igualdad de condiciones. Para estos efectos, fue requisito indispensable diseñar e instrumentar la reforma estructural en los tiempos y en el orden adecuados como condición fundamental para dar confianza y certidumbre a los particulares que estuvieran interesados en comprometer inversiones de largo plazo en la industria de gas natural.

Ello requirió de la toma de decisiones de política acertadas y receptivas a las

demandas de la comunidad inversionista, del desarrollo de cambios legales para formalizar los cambios propuestos y de la creación de una autoridad reguladora (la Comisión Reguladora de Energía) dotada con autonomía técnica y operativa, así como con atribuciones suficientes para guiar el cambio y con las facultades necesarias para diseñar y aplicar el marco legal de manera transparente e imparcial tanto a los operadores públicos como a los privados.

Figura 8: Funcionamiento de la Industria de Gas Natural



Dado que la regulación de la industria de gas es novedosa en México, el diseño e instrumentación del marco regulador, sin contar con precedentes nacionales en la materia, implicó un importante esfuerzo institucional por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el cual ha sido reconocido tanto en el ámbito nacional como internacional. Por lo anterior, la instrumentación de la reforma de la industria de gas natural fue innovadora en aspectos que van desde la conceptualización de la visión industrial de largo plazo, hasta el tipo de interacción entre la autoridad, los participantes de la industria y el público en general.

A fin de llevar a cabo un adecuado proceso de reforma estructural aplicable a la industria de gas natural se llevaron a cabo cuatro actividades principales:

1. Se diagnosticaron las causas que habían limitado el desarrollo del sector a partir del estudio de su evolución en los años previos y la participación de la iniciativa privada dentro de las actividades de distribución. Encontrando como tales que:
 - Pemex operaba como un monopolio autorregulado, lo cual limitaba la introducción de condiciones de competencia en la industria;
 - Las funciones del Estado como propietario y operador de sistemas de gas natural se concentraban en un solo organismo, mientras que las actividades de regulación se encontraban dispersas entre diversas entidades del gobierno originando conflictos de interés, y
 - La falta de claridad jurídica y de un marco regulador explícito desalentaba la participación de la iniciativa privada en la actividad de distribución.

2. Con el objeto de incorporar la experiencia internacional en el diseño de la reforma estructural de la industria del gas natural en nuestro país, se llevaron a cabo análisis detallados de la operación de esta industria en diversos países donde se lograron cambios importantes en sus respectivas industrias de gas natural, entre los que destacan Argentina, Canadá, Estados Unidos, Nueva Zelanda y el Reino Unido. A partir del estudio de estas experiencias se concluyó que para garantizar el éxito de la reforma estructural en México, era imprescindible:
 - Definir claramente las funciones de propietario, regulador y operador, y
 - Desarrollar un marco legal e institucional equitativo, claro y predecible que alentara la participación de la iniciativa privada.
3. Con base en las conclusiones obtenidas del diagnóstico y del análisis de la experiencia internacional, se formuló una propuesta de reforma estructural, misma que por primera vez en la historia del sector energético fue sometida a un proceso de consulta pública. La convocatoria se envió a los interesados en el desarrollo del sector y fue atendida por el poder legislativo, dependencias gubernamentales, usuarios que contaban con el servicio y también por inversionistas potenciales, instituciones financieras y académicas especializadas, así como por agencias reguladoras de otros países. Las opiniones vertidas en este proceso enriquecieron la propuesta, dando lugar a un proyecto definitivo.
4. Finalmente, se estableció el orden lógico y necesario de las fases para instrumentar la reestructuración de la industria basándose en el siguiente esquema:

Figura 9: Secuencia Lógica para Reestructurar la Industria



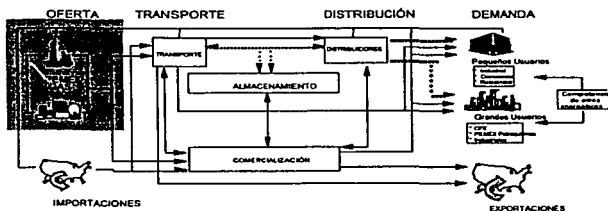
Visión de largo plazo. La primera fase del proceso de reforma consistió en desarrollar una organización industrial basada en una visión de largo plazo en la que participarían Pemex y operadores privados. El diseño de la visión de largo plazo permitió solucionar retos y mantener una actitud congruente con las metas planteadas, para lo cual se:

- Identificaron cada una de las actividades que integran la industria, definiendo las que el Estado tendría exclusividad y aquellas en las que el sector privado podría participar;
- Diferenciaron las actividades constituidas por monopolios naturales y

legales que, por lo tanto, se consideraron como actividades reguladas, y

- Determinaron las actividades potencialmente competitivas, mismas que estarían reguladas por el mercado.

Figura 10: Visión de Largo Plazo para la Industria de Gas Natural



Decisiones de Política. La determinación de las decisiones de política en las que se basaría la reforma aseguraban que las entidades y dependencias gubernamentales involucradas mantuvieran una actitud congruente con las metas establecidas. Por ello, durante la elaboración del proyecto definitivo de reforma, el Gobierno tomó la decisión de no basar el éxito de la misma en la privatización de los activos del sistema de transporte de Pemex.

Gracias al empleo de esta estrategia se evitó utilizar mecanismos de desincorporación agresivos que, si bien hubieran permitido maximizar los ingresos públicos en el corto plazo, hubieran puesto en riesgo el establecimiento de un esquema en el que la inversión privada complementara los esfuerzos del Estado en el desarrollo de nueva infraestructura. Esta medida se hubiera reflejado en un incremento en los costos de los servicios trasladables a los usuarios finales, lo que resultaría contradictorio con el objetivo de proveer nuevas opciones energéticas al menor costo posible.

Reforma Legal. De conformidad con la estrategia propuesta, a lo largo de 1995 se introdujeron las reformas pertinentes a la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo* (Ley Reglamentaria) y se expidió el *Reglamento de Gas Natural* (RGN). Lo anterior, con el fin de redefinir el ámbito de la industria petrolera y establecer los lineamientos generales del marco regulador de la industria de gas natural, así como brindar certidumbre jurídica a los inversionistas interesados en incursionar en este sector.

Reforma Institucional. En el entorno anterior a la reforma de gas natural, Pemex operaba como un monopolio autorregulado, lo que reflejaba una confusión de los papeles y de las funciones del Estado como dueño, operador y regulador de los recursos energéticos.

Las labores de regulación también eran compartidas por diversas instituciones

públicas (v.gr. Secretaría de Energía, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo), lo que dio lugar a una falta de congruencia entre los instrumentos de regulación expedidos por las autoridades involucradas, así como a conflictos de interés en la toma de decisiones. Por ejemplo, la necesidad de nueva infraestructura para el transporte y distribución de gas natural entraba en conflicto con la necesidad de disminuir las erogaciones presupuestales, o bien, una mayor oferta de gas natural implicaba menores ventas de otros combustibles producidos por Pemex.

A efectos de revertir esta situación se determinó que era necesario definir claramente las atribuciones y funciones de las entidades involucradas en el proceso de reestructuración, de manera que éstas tuvieran objetivos claros y realizaran sus acciones de manera congruente y coordinada, lo que evitaría acciones contradictorias que pudieran poner en riesgo el éxito de la reforma.

Para ello se fortalecieron las funciones de propietario de la Secretaría de Energía, la cual es la encargada de definir la política energética del país y de supervisar las operaciones de las entidades del sector. Por su parte, Pemex conservó su función de operador, mientras que la CRE se constituyó como la única autoridad reguladora tras la expedición de la *Ley de la Comisión Reguladora de Energía* (Ley de la CRE) en octubre de 1995¹⁴.

Como resultado de la redistribución de funciones entre las distintas dependencias y entidades, la CRE se transformó, de ser un órgano únicamente consultivo en materia de electricidad, a uno dotado con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de las industrias eléctrica, gas natural y gas LP por medio de ductos.

Nueva Organización Industrial. Esta separación y redefinición de funciones ha permitido que las instituciones gubernamentales involucradas en el sector desempeñen sus actividades de manera clara y transparente, evitando conflictos de interés al contar con objetivos claros y definidos. De esta manera, los nuevos participantes en la industria operan en un ambiente de certidumbre puesto que conocen las funciones y objetivos de cada entidad gubernamental, lo que les incentiva a comprometer importantes inversiones en el sector.

3.3 Marco Regulador

3.3.1 Diseño e Instrumentación

Con estricto apego a los tiempos establecidos en el RGN, la CRE expidió los

¹⁴ La CRE se creó mediante decreto presidencial publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 4 de octubre de 1993.

instrumentos básicos de regulación necesarios para dar inicio al desarrollo de nueva infraestructura. La CRE puso en marcha procesos de consulta pública en los que participaron cámaras industriales y asociaciones de usuarios, representantes del sector financiero, académicos y empresas nacionales y extranjeras interesadas en el desarrollo del sector energético mexicano.

El objetivo de estos procesos, fue el de involucrar a todos los participantes de la industria, en particular los inversionistas potenciales, en la elaboración del marco regulador con el fin de equilibrar los intereses de los distintos participantes (v.gr. usuarios finales, transportistas y distribuidores).

Uno de los grandes logros de la CRE en el desarrollo del marco regulador fue que en tan sólo doce meses se establecieron los bloques fundamentales del modelo básico de regulación, mismo que se caracteriza por brindar certidumbre, flexibilidad y predecibilidad a los inversionistas y usuarios. La utilización de los procesos de consulta pública no sólo generó confianza entre los inversionistas, sino que también evitó el posible riesgo de que éstos se inconformaran con la regulación, lo que hubiera resultado en el retraso del desarrollo de infraestructura.

A la fecha, la CRE ha participado en el desarrollo de los instrumentos de regulación siguientes para la industria de gas natural:

Figura 11: Marco Regulador de la Industria de Gas Natural



Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Las modificaciones a esta Ley fueron aprobadas por el Congreso en mayo de 1995, lo cual marcó el inicio del proceso de reforma legal y el desarrollo del marco regulador en la industria de gas natural. La reforma a la Ley Reglamentaria redefine el ámbito de la industria petrolera y establece los lineamientos generales de la estructura reguladora de la industria. Esta define las actividades consideradas como estratégicas y reservadas al Estado (exploración, explotación, producción y ventas de primera mano) y las separa de aquéllas abiertas a la

participación del sector privado (construcción, operación y propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, así como el comercio exterior y la comercialización de gas natural).

Ley de la CRE. En octubre de 1995, el Congreso de la Unión promulgó la *Ley de la Comisión Reguladora de Energía*. Esta Ley transformó a la CRE, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, como lo estableció su decreto de creación, a un organismo desconcentrado de la Secretaría de Energía, dotado con autonomía técnica y operativa, y encargado de la regulación en materia de gas natural. De esta forma, esta Ley dio operatividad a los cambios legales, y proporcionó claridad, transparencia, equidad y estabilidad al marco regulador de la industria de gas natural. Asimismo, amplió la autoridad de la CRE en esta materia, y concentró en ella atribuciones que se encontraban dispersas en otros ordenamientos, dependencias y entidades.

Reglamento de Gas Natural. En cumplimiento con los plazos previstos por la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*, el Ejecutivo Federal publicó el RGN en noviembre de 1995. Este Reglamento precisa los principios reguladores planteados en la Ley Reglamentaria, establece los principios y lineamientos de la regulación y atribuye funciones al órgano encargado de desarrollar e instrumentar la regulación secundaria en la materia.

El RGN también establece las disposiciones que rigen la participación de Pemex y de los particulares en las actividades reguladas en materia de gas natural. Para estos efectos, se determinó en la prerrogativa de la CRE para emitir disposiciones de aplicación general (Directivas), que detallen la regulación de estas actividades. De acuerdo con el RGN, la participación del sector privado en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución está sujeto a un régimen de permisos.

Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural. Publicada el 20 de marzo de 1996, en conformidad con los tiempos marcados en el RGN, esta directiva establece las metodologías, criterios y bases que deben utilizar Pemex y los permisionarios para el cálculo de sus precios y tarifas, los requerimientos de información de éstos y demás disposiciones de carácter general que la CRE aplica como autoridad en el sector.

Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural. Ésta se publicó el 3 de junio de 1996 y establece los principios contables de aplicación general para los permisionarios, además de un catálogo de cuentas que éstos deben utilizar acorde con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA), emitidos por la Comisión de Principios de Contabilidad y difundidos por el Comité Ejecutivo del Instituto Mexicano de Contadores Públicos (IMCP). Esta directiva pretende unificar la presentación de las obligaciones de información de Pemex y los permisionarios a la CRE a fin de coadyuvar en el monitoreo sobre el cumplimiento de la regulación aplicable a los precios y tarifas.

Directiva sobre la Determinación de Zonas Geográficas para Fines de Distribución de Gas Natural. Esta directiva, publicada el 27 de septiembre de 1996, establece los lineamientos generales que la CRE utiliza en el proceso de determinación de zonas geográficas para la distribución de gas natural. Las zonas geográficas se definen tomando en cuenta una serie de elementos económicos, técnicos y de planeación urbana, mediante los cuales se busca garantizar el desarrollo de sistemas de distribución rentables y eficientes, acordes con las prioridades de desarrollo en el ámbito nacional y regional.

Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural. Esta directiva se publicó el 23 de febrero de 2000 con el objeto de establecer los criterios y lineamientos que deberán ser observados por Pemex y sus organismos subsidiarios en las ventas de primera mano de gas natural, así como las obligaciones de información y contabilidad sobre dichas ventas. En esencia, con ella se busca introducir elementos de certidumbre y contribuir al cumplimiento de la regulación de las ventas de primera mano.

Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural. La conclusión de las reuniones del grupo de trabajo integrado por funcionarios de la CRE y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) permitió la aprobación por parte de la CRE de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano de Gas Natural (Términos y Condiciones) presentados por PGPB, mismos que fueron publicados en el DOF el 23 de agosto de 2000. En resumen, los Términos y Condiciones permiten a la CRE regular todos los requisitos, actos y servicios involucrados en la contratación, enajenación y entrega del gas natural, los cuales son acordes con los usos comerciales, nacionales e internacionales, observados por las empresas dedicadas a la compraventa de este combustible.

Normas Oficiales Mexicanas. Una parte fundamental para la consolidación de la nueva industria de gas natural ha sido la expedición de normas oficiales mexicanas (NOMs), mismas que complementan el marco regulador de la industria y por medio de las cuales se establecen los estándares técnicos referentes al diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de gas natural que deben cumplir los permisionarios.

Las NOMs aplicables a la industria de gas natural son expedidas por la CRE a través de la Secretaría de Energía, y son propuestas por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos (Comité de Normalización), el cual es presidido por el Presidente de la CRE y está integrado por personal de otras dependencias (incluyendo a personal técnico de la SE, de Pemex, y de Protección Civil, entre otras), así como por representantes de la industria, universidades, centros de investigación científica y tecnológica, colegios de profesionales y consumidores.

En particular, el Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-003-SECRE-2000 relacionado con la distribución de gas natural, tiene como objetivo establecer

los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los sistemas de distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por medio de ductos, relativos a la selección de materiales y componentes, construcción, pruebas, inspección, operación y mantenimiento.

3.4 Reglas Generales de Participación Privada en la Industria

La regulación vigente de gas natural incluye disposiciones orientadas a favorecer su desarrollo, protegiendo al mismo tiempo a los usuarios de los sistemas y limitando el poder monopólico de mercado de los participantes, fomentando el desarrollo balanceado de la industria. Dentro de los integrantes de la industria de gas natural se encuentran:

- **Pemex:** a través de sus filiales es el encargado de las ventas de primera mano de gas natural y de la operación de su red de transporte (Sistema Nacional de Gasoductos y Sistema Naco-Hermosillo). Asimismo, este agente podrá realizar actividades de comercialización de gas natural.
- **Transportistas:** construyen, operan y tienen propiedad de ductos de transporte para recibir, conducir y entregar gas natural por medio de ellos. En su caso, los transportistas también podrán realizar actividades de comercialización de gas natural.
- **Almacenistas:** desarrollan instalaciones de almacenamiento para recibir y mantener en depósito gas natural, en su caso, realizan también actividades de comercialización de gas natural.
- **Distribuidores:** suministran gas natural y, en su caso, comercializan este combustible dentro de una zona geográfica previamente establecidas por la CRE.
- **Comercializadores:** realizan actividades de compraventa de gas y de intermediación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución. Esta actividad no está regulada y puede ser desempeñada por cualquier persona.

Una característica de la reforma estructural de la industria de gas natural es que fue orientada a introducir condiciones de competencia en aquellas áreas que eran potencialmente competitivas (tales como la comercialización y el comercio exterior de este combustible), regulando tanto aquéllas actividades que son desarrolladas de manera exclusiva por el Estado (ventas de primera mano) como aquéllas que por su naturaleza presentan características de monopolio natural (transporte, distribución y almacenamiento).

3.4.1 Régimen de Permisos.

Uno de los objetivos principales de la reforma estructural de gas natural fue la

separación y diferenciación de las actividades que constituyen esta industria. Esta separación de actividades se reforzó con la instrumentación de un régimen de permisos. Los permisionarios deberán ofrecer sus servicios en forma separada y no deberán condicionar la prestación de un servicio a la prestación de otro.

Esta restricción se introdujo para evitar prácticas depredadoras por parte de los permisionarios y para que los usuarios conozcan el costo de cada uno de los servicios. Esto permite introducir condiciones de competencia en la prestación de los servicios.

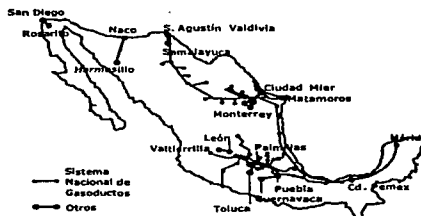
Son tres las actividades de la industria de gas natural que requieren del otorgamiento de un permiso previo por parte de la CRE: el transporte, el almacenamiento y la distribución. Los permisos para esas actividades son otorgados por la CRE previa solicitud o licitación por un periodo inicial de 30 años, el cual puede renovarse por uno o más periodos de 15 años adicionales. Los permisos de transporte y almacenamiento serán otorgados a solicitud de parte y no conferirán exclusividad.

3.4.1.1 Transporte de Gas Natural

Los permisos de transporte se otorgan a solicitud de la parte interesada. En el transporte de gas natural, además de Pemex, pueden participar empresas privadas quienes, previó permiso, pueden construir operar y mantener un sistema de transporte. La apertura en el transporte de gas natural también ha permitido que la iniciativa privada construya ductos de transporte de usos propios y acceso abierto.

El otorgamiento de permisos a particulares y a organismos públicos implicará la obligación de éstos de observar las disposiciones reglamentarias vigentes de acuerdo con lo que establezca la CRE.

Figura 12: Proyectos de transporte



3.4.1.1.1 Transporte de Acceso Abierto.

El procedimiento de otorgamiento de permiso está certificado por la norma de

calidad ISO-9002¹⁵, y se resume en tres fases. La primera consiste en reunir todos los requisitos de información y documentación para la presentación de la solicitud respectiva ante la CRE. Esta verifica que la solicitud esté completa y, en caso de no encontrar omisiones o deficiencias, lo notifica al solicitante para que integre la información necesaria.

Una vez satisfechos los requerimientos de la revisión de información y documentación, la solicitud se acepta a trámite. En esta etapa la CRE publica un aviso en el DOF, el cual consta de un extracto del proyecto, con el fin de recibir objeciones o comentarios, lo que marca el inicio del proceso de análisis y evaluación de todos los requisitos de información, tanto del solicitante como del proyecto. La CRE analizará los comentarios recibidos y realizará una evaluación técnica del proyecto.

En la última fase, el proyecto se presenta al pleno de la CRE¹⁶ con una recomendación basada en la evaluación efectuada de las especificaciones técnicas, de mantenimiento y seguridad de los proyectos, el cumplimiento de las NOMs y de los estándares técnicos empleados internacionalmente por la industria de gas natural. La viabilidad económica de estos sistemas se evalúa en términos de la capacidad financiera de los solicitantes y de la habilidad para garantizar suficientes contratos de suministro.

Una vez satisfechos todos los requisitos y modificaciones que resulten necesarias, la CRE otorga el permiso correspondiente, el cual se podrá expedir en un plazo de uno a cuatro meses dependiendo de la complejidad del proyecto. Debe destacarse que los permisos de transporte no requieren de licitación ni dan exclusividad sobre el trayecto. Asimismo, los permisos de transporte de acceso abierto están sujetos a una regulación de tarifas máximas y su operación debe realizarse en apego a las Condiciones Generales de Servicio establecidas en el título de permiso correspondiente que hayan sido aprobadas por la CRE.

En lo que respecta al acceso abierto al sistema, los permisionarios están obligados a permitirlo de manera no indebidamente discriminatorio, sólo se podrá negar el acceso cuando no se cuente con la capacidad disponible o cuando el acceso o interconexión no sean técnicamente viables.

Para ejercer el acceso abierto, los usuarios deberán celebrar los contratos de prestación de servicio correspondientes y cubrir las tarifas respectivas. Los permisionarios estarán obligados a ampliar sus sistemas, siempre y cuando puedan recuperar mediante tarifas el costo de sus ampliaciones.

Las condiciones de acceso abierto fomentarán el desarrollo eficiente de los

¹⁵ Procedimiento para otorgar permisos de gas natural – PR-DGGN-07.

¹⁶ El pleno de la CRE integrado por el Presidente y los cuatro Comisionados se encarga de aprobar las resoluciones, permisos y otros ordenamientos jurídicos emitidos por la CRE.

sistemas y limitarán el poder de mercado de los permisionarios.

Pemex, a través de su filial PGPB, participa en la industria del gas natural como un permisionario de acceso abierto más sujeto a regulación, y opera y mantiene el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG). En las ventas de primera mano de gas natural y en sus actividades como permisionario, Pemex estará sujeto a las disposiciones del RGN.

El SNG está constituido por ocho mil setecientos cuatro kilómetros de ductos interconectados de diferentes diámetros y longitudes, que cruzan el territorio nacional a través de 19 entidades federativas con el objeto de satisfacer la demanda de gas natural en el territorio nacional (Ver Anexo 1). De 1995 a 1999 se transportó a través del SNG un volumen promedio de 72.94 millones de metros cúbicos diarios, para abastecer a 1094 usuarios comerciales e industriales en los sectores público y privado.

El SNG cuenta con 6 interconexiones con los Estados Unidos con una capacidad de 35.54 millones de metros cúbicos diarios.

Tabla 20: Puntos de Interconexión entre Estados Unidos y México
(millones de metros cúbicos diarios)

De Estados Unidos	a México	Capacidad
Peñitas	Matamoros	11.3
McAllen, Texas	Reynosa	11.3
Hidalgo	Reynosa	10.6
El Paso, Texas	Cd. Juárez	1.7
Naco, Arizona	Naco, Sonora	0.5
Eagle Pass	Piedras Negras	0.1

Fuente: Petróleos Mexicanos.

El desarrollo de nuevos puntos de interconexión con Estados Unidos permitirá incrementar la capacidad de exportación e importación de gas natural.

Se prevé que la ampliación de la red de transporte público de gas natural en nuestro país sea realizada por la iniciativa privada. Por su parte Pemex concentrará sus actividades en la exploración y producción de gas, en el procesamiento para la obtención de gas natural y en el mantenimiento y la operación del SNG.

3.4.1.1.2 Transporte de Usos Propios.

La regulación también prevé la existencia de un régimen especial para permisos de transporte denominado "autoabastecimiento" o de "usos propios". En estos casos, grandes consumidores o grupos de consumidores pueden solicitar permisos de transporte bajo este régimen para que ellos mismos puedan

satisfacer sus propias necesidades energéticas. El otorgamiento y operación de dichos permisos está sujeto a las provisiones especiales contenidas en el artículo 97 del propio RGN.

El otorgamiento de estos permisos incluye dos restricciones:

- Los titulares no podrán comercializar gas ni prestar servicios de transporte y distribución.
- La obtención de derechos de paso y de cruce y el establecimiento de las servidumbres sólo podrá llevarse a cabo por acuerdo entre las partes, sin que exista una declaratoria de utilidad pública por parte de la CRE.

Los usuarios finales y las sociedades de autoabastecimiento que se ubiquen en una zona geográfica, podrán solicitar permisos de transporte para usos propios, siempre y cuando cumplan con los siguientes mínimos de consumo:

- Durante los dos primeros años de exclusividad del distribuidor, el solicitante deberá tener un consumo promedio diario mayor a 60 mil metros cúbicos.
- Durante el tercero y cuarto años de exclusividad, el solicitante deberá tener un consumo promedio diario de 30 mil metros cúbicos.
- A partir del quinto año de exclusividad, el otorgamiento de permisos de transporte para usos propios no quedará condicionado a volúmenes mínimos de consumo.

No se permite la integración vertical de los permisionarios, cuando los sistemas estén interconectados, a pesar de esto, cuando este no sea el caso, una misma persona podrá ser titular de permisos de transporte, almacenamiento y distribución.

Sin embargo, los permisos de transporte para servir una zona geográfica no podrán ser otorgados a la persona que sea titular del permiso de distribución respectivo.

La CRE podrá autorizar excepciones cuando:

- La integración vertical resulte en ganancias de eficiencia y rentabilidad en la prestación de los servicios.
- No exista la infraestructura de transporte necesaria y no exista ningún interesado en llevar a cabo el proyecto de transporte.

Con esto se pretende introducir competencia en la distribución de gas natural.

3.4.1.2 Almacenamiento

Si bien la iniciativa privada ha manifestado su interés por construir y operar infraestructura para el almacenamiento de gas natural en México, a la fecha la CRE no ha expedido ningún permiso de almacenamiento pues aún no se ha presentado ningún proyecto en específico. 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 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.

En las condiciones actuales del mercado de gas natural en México este tipo de situaciones sigue siendo inusual, pero es de esperarse que a medida que crezca la demanda y que aumente el número de proveedores y comercializadoras de gas, también se generará una demanda importante por los servicios de almacenamiento.

Cada permiso de almacenamiento será otorgado para una localización específica y una capacidad determinada.

3.4.1.3 Distribución.

Por razones históricas la distribución urbana de gas natural se desarrolló en el norte del país y parcialmente en la Cd. de México y Querétaro. Las primeras distribuidoras se establecieron en Cd. Juárez y Monterrey en 1903 y 1909, seguidas de Nuevo Laredo en 1922, Cananea en 1931, Piedras Negras en 1935, y más tarde Saltillo en 1960, Querétaro en 1966 y, por último, Cd. de México en 1974. En estas dos últimas ciudades Pemex operó las redes de distribución a través de filiales, las cuales fueron privatizadas en 1998. En Monterrey la red fue operada por CFE hasta 1998, año en que se privatizó.

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

Independientemente de la existencia de un distribuidor en las distintas localidades, PGPB ha vendido el gas natural directamente a grandes y pequeños industriales a lo largo del SNG. En la mayoría de los casos los usuarios construyeron los ramales de suministro para conectarse al SNG, celebrando con PGPB convenios de diseño de ingeniería y construcción del ramal. También firmaron contratos cediendo a Pemex la operación y mantenimiento de dichos ramales o incluso su propiedad.

Bajo ese marco legal y comercial la mayoría de las distribuidoras manejaron volúmenes reducidos de gas natural, pocos clientes, bajas tasas de crecimiento, programas de inversión reducidos o inexistentes. En resumen, las distribuidoras dejaron de crecer y de modernizarse. La calidad en sus servicios y operaciones se deterioró, lo que llevó a algunas de ellas a un estado preocupante, técnica y económicamente.

A fin de incentivar el desarrollo de la distribución de gas natural en el país, nuevas zonas geográficas de distribución han sido determinadas por la CRE, y una larga cadena de licitaciones de permisos de distribución de gas natural se inició a partir de junio de 1996 con la Licitación Pública Internacional para otorgar el primer permiso de distribución en la zona geográfica de Mexicali. A la fecha se tienen vigentes veintiún permisos de distribución de gas natural.

Figura 13: Proyectos de distribución abierto



El proceso de otorgamiento de un permiso de distribución, así como las características particulares de este tipo de permisos se describirá de manera amplia en el siguiente capítulo.

Vale la pena señalar que en el sector de gas natural, México cuenta ahora con un amplio número de distribuidoras, grandes y profesionales, bien diversificado en cuanto al origen de su capital. Por el momento nos encontramos en una etapa de construcción, pero en pocos años se iniciará la etapa de competencia entre estas empresas, lo cual generará nuevos negocios en este ramo y mejorará los estándares de eficiencia.

3.4.2 Comercialización de Gas Natural.

La comercialización de gas natural es una actividad no regulada, y tanto los transportistas como los distribuidores pueden realizar dicha actividad. Asimismo, la exclusividad de los permisos de distribución no confiere exclusividad en la comercialización de gas dentro de la zona geográfica que se trate.

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 corresponda.

La apertura en la comercialización permitirá que los transportistas y distribuidores tengan nuevas alternativas de suministro de gas natural.

3.5 Regulación Económica.

Para regular las actividades de los monopolios naturales y legales, la regulación otorga facultades a la CRE para aprobar:

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

3.5.1 Ingreso Máximo y Tarifas Reguladas.

La *Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural* (Directiva de Precios y Tarifas) establece que las tarifas de transporte de gas natural en México se regularán a través de una metodología de ingreso máximo.

Esta metodología resulta en una intervención reguladora moderada y proporciona a los permisionarios:

- Incentivos para mejorar la eficiencia de los sistemas e incrementar el flujo de gas conducido;
- Flexibilidad para el desarrollo de la industria de gas, y
- La oportunidad de obtener una rentabilidad apropiada, a los permisionarios eficientes.

La regulación de tarifas parte de la aprobación del Ingreso Máximo Inicial (P_0), el cual se verifica cada cinco años, y refleja el requerimiento de ingresos promedio de un plan de negocios quinquenal.

Anualmente se determinará un Ingreso Máximo (IM_t) a partir de actualizaciones al P₀ con base en:

- El índice de inflación (π), el cual reflejará los cambios en la inflación en México y Estados Unidos, así como la evolución en el tipo de cambio peso/dólar.
- El factor de eficiencia (X), que premiará a los permisionarios eficientes sobre los que no lo son.
- Los costos trasladables (Y), los cuales no pueden ser manipulados por el permisionario (v.gr., impuestos, gas para balancear el sistema).
- El factor de corrección (K), que permitirá ajustar a la alza o a la baja los ingresos de los permisionarios dependiendo de su desempeño durante la vigencia del permiso.

$$IM_t = \left[1 + \left[\frac{\pi_t - X}{100} \right] \right] P_{t-1} + Y_t + K_t$$

El P₀ es el valor inicial del ingreso máximo unitario (IM₀) autorizado a los permisionarios para cubrir los costos permitidos a la empresa para el periodo de cinco años. Debe de reflejar el establecimiento de tarifas apropiadas y estables, así como una rentabilidad razonable sobre los activos, que permita recuperar los costos del plan quinquenal como:

- Base de activos;
- Administración, operación y mantenimiento, y
- Depreciación y rentabilidad de los activos.

El P₀ será el resultado de prorratear el valor presente de los costos estimados entre los volúmenes totales proyectados.

$$P_0 = \frac{\sum_{i=1}^5 (\text{VP de costos proyectados})}{\sum_{i=1}^5 (\text{Energía proyectada})}$$

Los costos a su vez se dividirán en fijos y variables, dependiendo de la forma en que afecten a las tarifas y al ingreso máximo.

Costos Fijos. Se consideran los costos en inversiones de corto y largo plazo que dependen de la capacidad del sistema, energía conducida y número de usuarios.

Dentro de las inversiones de largo plazo destacan el tendido de ductos, conexiones, acometidas, terrenos y edificios. Por parte de las inversiones de corto plazo tenemos vehículos, equipo de oficina y rentabilidad sobre la inversión en activos.

Para la determinación del P_0 , se calcula el valor presente de la parte proporcional de estos costos que corresponde al periodo quinquenal.

Costos Variables. Dentro de los costos variables, existen aquellos que dependen de la energía conducida y número de usuarios, como son los costos de operación y mantenimiento, lectura de medidores y facturación, y los costos independientes de la energía conducida, gastos administrativos (gerenciales, sueldos y salarios), alquileres, servicios (electricidad, agua, teléfono) y promoción y publicidad.

En este caso, también se calcula el valor presente de los costos anuales para la determinación del P_0 .

Los volúmenes de gas a conducir se obtienen de la proyección de demanda potencial para cada región del sistema que arroja el estudio de mercado realizado por los permisionarios. Se emplea el volumen total proyectado para el periodo de cinco años para calcular el P_0 .

Las tarifas para los distintos servicios regulados se calculan de manera análoga y en paralelo a la determinación del P_0 .

Las tarifas deben observar las características siguientes:

- Ser congruentes con el IM_i ;
- Reflejar los costos de la prestación de los servicios;
- Evitar trato discriminatorio, y
- Eliminar subsidios cruzados .

Las tarifas deben reflejar de forma diferenciada los costos de cada elemento de la prestación de los servicios, y constarán de dos cargos (tarifas en dos partes):

- Cargo por capacidad: con base en los costos fijos.

$$CC = \frac{\sum_{i=1}^5 (\text{Costos fijos})}{\sum_{i=1}^5 (\text{Capacidad pico})}$$

- Cargo por uso: refleja los costos variables.

$$CU = \frac{\sum_{i=1}^S (\text{Costos variables})_i}{\sum_{i=1}^S (\text{Energía proyectada})_i}$$

Los costos derivados de la conexión de usuarios se recuperan a través del cargo por conexión, el cual será igual al valor presente de los costos de las conexiones entre el número de clientes proyectados

El valor de las tarifas quedan plasmados en la lista de tarifas de cada permisionario, las cuales deberán contar con la aprobación de la CRE, la cual revisará que cumplan con:

- El objetivo de promover el uso eficiente de los sistemas y su desarrollo;
- El principio de no discriminación indebida entre las diferentes categorías de usuarios, y
- El requisito en el artículo 67 del Reglamento de Gas Natural, que prohíbe los subsidios cruzados entre cada servicio.

Los permisionarios deberán publicar su lista de tarifas en el DOF y en el periódico de mayor circulación de su localidad. Las tarifas se actualizan anualmente de manera congruente con las actualizaciones del IM. Las actualizaciones uniformes con el IM no requerirán de la aprobación por parte de la CRE. Cualquier cambio relativo en tarifas requerirá ser aprobado por la CRE.

En resumen, las tarifas:

- Reflejan los costos incurridos por los permisionarios para cada modalidad y no permiten subsidios cruzados;
- Se actualizan anualmente conforme a la inflación o cuando el permisionario lo solicite y la CRE lo apruebe;
- Varían dependiendo del tipo de permisionario aunque siguen el mismo principio de regulación por incentivos, y
- Deben de cumplir con los principios de la Directiva de Precios y Tarifas.

3.5.2 Ventas de Primera Mano.

Del mismo modo, y a efectos de acotar el poder monopólico de Pemex en la venta de gas natural en México, la CRE ha establecido una metodología para fijar el precio máximo para las ventas de primera mano que realice PGPB (primera enajenación de gas de origen doméstico en territorio nacional), misma que vincula dicho precio con los mercados de referencia internacional del gas natural en el sur

de Texas.

Este principio de competencia internacional, es el mismo en el que se sustenta la política general de precios de otros energéticos y productos petrolíferos producidos por Pemex. La existencia de una política general formulada a nivel del gobierno federal, elimina la discrecionalidad que Pemex podría tener como productor único. Adicionalmente, en el caso particular del gas natural existe, desde 1995, una regulación específica que establece principios y reglas que refuerzan la transparencia y los límites a los que debe sujetarse la política de precios.

Es importante destacar que la regulación prevé que esta metodología dejará de aplicarse cuando, a juicio de la Comisión Federal de Competencia, existan condiciones de competencia efectiva en las ventas de gas natural.

Los objetivos fundamentales de la metodología de precios de venta de primera mano (metodología de precios de VPM) establecida en la Directiva de Precios y Tarifas son determinar los precios del gas con base en su costo de oportunidad buscando reflejar las condiciones de un mercado competitivo del combustible y del mercado de transporte en México.

Para estos efectos, la metodología de precios de VPM toma como base el precio del gas natural en Ciudad Pemex registrado el 1° de marzo de 1996, e incorpora las variaciones en los precios de referencia y las tarifas de transporte en México en relación con las condiciones iniciales de dichas variables prevaletentes al momento de la expedición de la Directiva de Precios y Tarifas. De lo anterior, las fórmulas de precios de VPM son las siguientes:

$$\text{Diario: } VPM_t^d = B_0 + \{HSC_{t-1}^d - HSC_0^d\} + \{TP_t - TP_0\}$$

$$\text{Mensual: } VPM_t^m = B_0 + \{HSC_t^m - HSC_0^m\} + \{TP_t - TP_0\}$$

Donde

- I. B_0 es precio base del gas natural en Ciudad Pemex registrado el 1° de marzo de 1996;
- II. $(HSC_{t-1}^d - HSC_0^d)$ y $(HSC_t^m - HSC_0^m)$ son las variaciones en las cotizaciones diarias y mensuales en el mercado de referencia (*Houston Ship Channel*) respecto al precio de referencia vigente en marzo de 1996¹⁷ ajustado por el diferencial histórico de 7 centavos de dólar por millón de BTU entre las cotizaciones de ambos mercados, y

¹⁷ Al momento de la publicación de la Directiva de Precios y Tarifas, y hasta la fecha, el precio de referencia vigente en México es el promedio de las cotizaciones mensuales en los mercados Tetco y EPGT.

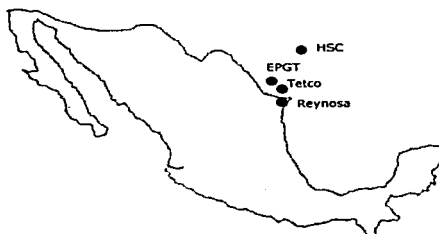
III. $(TP - TP_0)$ son las variaciones netas en el componente de *netback* en las tarifas de transporte desde Reynosa a Ciudad Pemex en relación con los valores observados por esta variable el 1º de marzo de 1996.

La metodología de precios de VPM entrará en vigor próximamente como resultado de la entrada en vigor en su totalidad de los Términos y Condiciones, presentados por Pemex.

La Directiva de Precios y Tarifas establece que el Houston Ship Channel (HSC) es el mercado de referencia para la determinación de los precios de VPM por sus características de competitividad, liquidez, mercados financieros asociados, etc.

A efecto de que la metodología de precios de VPM refleje el costo de oportunidad del gas nacional, el precio de referencia en HSC es ajustado mediante el diferencial histórico que observa en relación con el promedio de las cotizaciones de Tetco y EPGT, por ser estos últimos los sistemas más cercanos a Reynosa.¹⁸

Figura 14: Localización de los mercados de gas natural en Texas, EUA



En la fecha de expedición de la DPT el diferencial de precios entre los índices de referencia Tetco/EPGT y HSC era de 7 centavos de dólar por millón de BTU. No obstante, la evolución de los mercados de gas natural en los EUA, han originado un cambio en dicho diferencial.

El precio del gas en cualquier otro punto será igual al precio del gas en Cd. Pemex más la tarifa de transporte aplicable a dicho punto.

3.5.3 Metodología de Precios Vigente

Desde 1991 el precio del gas natural en México se calcula mediante fórmulas que utilizan como referencia los precios del mercado del sur de Texas. El estado de Texas es la región de más alta producción de gas en los Estados Unidos.

¹⁸ Se aplica el diferencial histórico con objeto de evitar desajustes de mercado de un día particular en el cálculo de los precios de VPM.

Históricamente el SNG ha estado interconectado con varios sistemas en ese estado, que transportan el gas natural desde las zonas productoras hasta las regiones consumidoras más importantes, desde el Canal Naval de Houston (Houston Ship Channel) hasta otros centros consumidores en el noreste y el medio oeste de los Estados Unidos. Por ello, el Sur de Texas constituye el destino alternativo del gas producido en México y la fuente alternativa de oferta cuando el mercado mexicano se balancea con importaciones. Las cotizaciones del gas natural en el Sur de Texas constituyen, por lo tanto, el mejor indicador del costo de oportunidad del gas mexicano en un mercado abierto.

La selección de la referencia que dentro de la región del Sur de Texas refleje en forma mas adecuada el costo de oportunidad depende de la evolución de los mercados. Actualmente, la fórmula de precios del gas mexicano utiliza 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.). Esta referencia se ha utilizado desde el año de 1995 y desde entonces ha reflejado las condiciones de mercado (destino de las exportaciones, fuentes de gas importado, costos de transporte, precios) bajo las que se han llevado a cabo las operaciones de comercio exterior de gas natural.

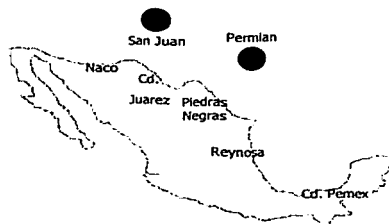
Precio al Público. El precio al público del gas natural se calcula mensualmente para cada uno de los sectores de precios. Los conceptos que lo integran son: el precio de referencia; la tarifa de transporte del sector de precios donde se ubica el cliente; el costo del servicio de acuerdo al Tipo de Contrato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

Precios de referencia. Los precios de referencia para el gas natural en México se determinan en cuatro puntos de interconexión fronterizos: Reynosa, Tamaulipas; Cd. Juárez, Chihuahua; Naco, Sonora, y Piedras Negras, Coahuila, con base en los índices de precios de las principales cuencas productoras de gas natural como Permian y San Juan, e índices de ductos americanos como EPGT y Tetco, localizados en el sur de Estados Unidos.

El precio de referencia en Cd. Pemex, Tabasco, se calcula mediante el mecanismo de Netback, el cual permite reflejar el costo de oportunidad del gas seco respecto del mercado del sur de Texas.

Los precios de referencia de Otros Sectores del país se establecen básicamente con respecto a los 5 precios de referencia antes mencionados.

Figura 15: Cuenca Productora de Gas Natural e Interacciones Fronterizas con México



El precio de referencia en Ciudad Pemex, Tabasco, es igual al precio Netback definido como:

- Precio de referencia en Reynosa + Transporte Reynosa a Punto de Arbitraje¹⁹ - Transporte Cd. Pemex a Punto de Arbitraje
- Precio de referencia en Cd. Pemex = Precio en Reynosa - 1.49493 USD/Gcal

Figura 16: Precios de Referencia y Sector en el que se Aplican

Publicación Inside FERCS Índice de precios del mes de flujo, promedio de cotizaciones Tetco y EPGT	Reynosa, Tamaulipas	Reynosa, Monterrey, Morelos, Toluca y Chihuahua Sur
Publicación Inside FERCS Índice de precios del mes de flujo, promedio de cotizaciones Tetco y EPGT, menos ajuste por Netback (1.49493 USD/Gcal)	Cd. Pemex, Tabasco	Cárdenas, Minatitlán, Mendoza, Veracruz, Poza Rica, Madero, Salamanca, Guad. Y Lázaro Cárdenas
Publicación Inside FERCS (A) Índice de precios del mes de flujo, cotización Cuenca de Permian + (B) Transporte Ducto Americano + Gastos de Importación 0.25%(A+B)	Cd. Juarez, Chihuahua	Cd. Juarez, Chihuahua Norte, Anáhuac, Chihuahua Importación, Samalayuca
Publicación Inside FERCS (A) Índice de precios del mes de flujo, promedio de cotizaciones Permian y San Juan + (B) Transporte Ducto Americano + Gastos de Importación 0.25% (A+B)	Naco, Sonora	Naco, Sonora
Publicación Inside FERCS (A) Índice de precios del mes de flujo, cotización de EPGT + (B) Transporte Ducto Americano + Gastos de Importación 0.25% (A+B)	Piedras Negras, Coahuila	Piedras Negras, Coahuila

¹⁹ El Punto de Arbitraje es el lugar donde coinciden los flujos de gas del norte y sur del país; actualmente ese punto se ubica en Los Ramones.

Estructura de precios ilustrativa: El precio final al cliente se calcula en forma individual con base en el cobro del cargo por reservación y uso de transporte que el cliente contrata.

Tarifa de Transporte. 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:

Tarifa de Distribución. En el caso de clientes de Pemex Gas 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 Reguladora de Energía, 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.

Costo de Servicios. El costo de cada uno de los servicios está directamente relacionado con la flexibilidad operativa que brindan.

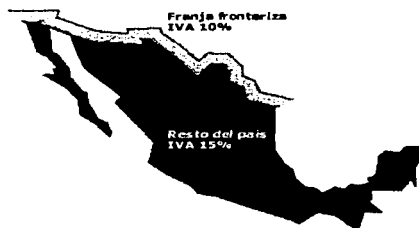
Si los consumos promedio del cliente corresponden a un Contrato de Servicios Diferenciados, el cliente puede nominar las cantidades de gas en las distintas clases de servicio (BFA, BFM, BV, BAN), o consumir gas sin previo aviso (BANN).

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 USD/MPC (servicio BANN).

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

- Para zonas fronterizas, específicamente en Cd. Juárez, Naco, Piedras Negras y Reynosa aplica una tasa de IVA del 10%.
- En el resto del país aplica una tasa impositiva del 15% en el precio al público.

Figura 17: Tasa Impositiva



3.5.4 Términos y Condiciones.

En términos de la regulación, Pemex está obligado a ofrecer dos cotizaciones del gas natural en México (una a la salida de las plantas de proceso y otra en el punto de entrega determinado por el adquirente). En las ventas de primera mano, la paraestatal debe apegarse al marco contractual establecido en los Términos y Condiciones Generales. Mediante estos, los adquirentes de gas natural ya pueden acceder a todos los beneficios de la regulación, entre los que destacan: el acceso abierto al SNG de Pemex, la posibilidad de reservar capacidad por adelantado en el sistema bajo distintas modalidades de suministro, así como contratar servicios de comercialización con la empresa que elijan los clientes. Con la publicación de estas reglas se busca introducir elementos de certidumbre entre los participantes en la industria y proveer al cumplimiento de la regulación de las ventas de primera mano.

A pesar de que los Términos y Condiciones hayan sido publicados en el DOF el 23 de agosto de 2000, la Directiva de Precios y Tarifas entrará en vigor hasta que sean aprobados el Catálogo de Precios y Contraprestaciones establecido en la cláusula 14 y los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas establecidos en la cláusula 16 de los Términos y Condiciones.

3.6 Resultados

Como consecuencia de la creciente participación privada en el desarrollo de infraestructura de gas natural, la CRE ha otorgado 108 permisos de transporte y distribución hasta la fecha²⁰. Del total de estos permisos, 84 están en operación, 13 en construcción y 11 por iniciar obras, representando compromisos de inversión por parte de empresas líderes en desarrollo de infraestructura energética de Bélgica, Canadá, España, Estados Unidos, Francia y México.

²⁰ Hasta febrero de 2002.

Estos proyectos contribuirán a satisfacer las necesidades de consumo de este combustible, cuya demanda se estima que crecerá a una tasa promedio anual de 8.1 por ciento durante los próximos diez años²¹.

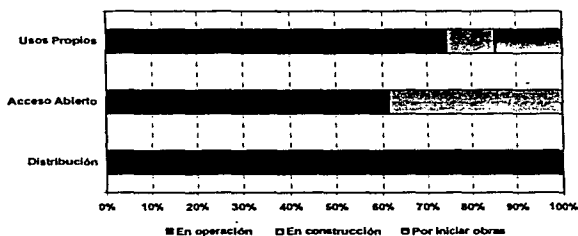
Tabla 21: Permisos de Transporte y Distribución de Gas Natural Vigentes a febrero de 2002

Tipos de permiso	Permisos vigentes	Longitud de la red (Km.)	Inversión (MMUSD.)
Transporte	87	11,459	1,245
Acceso abierto	13	10,784	1,075
Usos propios	74	675	170
Distribución	21	28,042	989
Total	108	39,501	2,234

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

De los permisos vigentes para transporte de acceso abierto y transporte para usos propios, 62 y 74 por ciento, respectivamente, están en operación, a la vez que todos los proyectos correspondientes a los permisos de distribución están operando.

Figura 18: Situación Operativa de los Permisos de Transporte y Distribución



Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

En materia de transporte, los permisos de acceso abierto más importantes que ha otorgado la CRE fueron, por una parte, el que se expidió el 7 de junio de 1999 en favor de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) para el SNG y el otorgado para el Sistema Naco-Hermosillo que representan en conjunto una capacidad de 5,369 millones de pies cúbicos diarios y 9,043 Km. de ductos.

La CRE ha definido 22 zonas geográficas que abarcan en su totalidad a las cuatro grandes zonas metropolitanas del país (Valle de México, Guadalajara, Monterrey y

²¹ De acuerdo con las Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

Puebla) y casi la tercera parte de los centros de población incluidos en el Programa de 100 Ciudades. Éstos últimos, junto con las zonas metropolitanas, constituyen la estructura básica de los asentamientos humanos en el ámbito nacional.

Desde 1996 la CRE ha llevado a cabo licitaciones de permisos de distribución de gas natural en Mexicali, Chihuahua, Hermosillo, Toluca, Río Pánuco (Tampico, Cd. Madero y Altamira), Norte de Tamaulipas (Matamoros, Reynosa y Valle Hermoso), Monterrey, Distrito Federal, Valle Cuautlán-Texcoco (8 municipios conurbados del Estado de México), Querétaro y San Juan del Río, El Bajío (Celaya, Salamanca, León, Silao e Irapuato), La Laguna-Durango (Torreón, Gómez Palacio y Durango), Tijuana (declarada desierta el 3 de junio de 1999), Bajío Norte (Aguascalientes, San Luis Potosí y Zacatecas), Puebla-Tlaxcala y Guadalajara (Guadalajara, El Salto, Ixtlahuacán de los Membrillos, Juanacatlán, Tlaquepaque, Tonalá, Tlajomulco de Zúñiga y Zapopan, en el Estado de Jalisco).

Los proyectos de distribución representan una nueva opción de combustible para 2.3 millones de usuarios localizados en más de 149 municipios de 18 estados del país y en las 16 delegaciones del Distrito Federal. Con ello se beneficiarán alrededor de diez millones de habitantes en el país (12 por ciento de la población).

A casi siete años de iniciado el proceso de reforma de la industria de gas natural, existe la percepción, tanto a nivel nacional como internacional, de que ésta ha sido exitosa y de que constituye un ejemplo de innovación en cuanto al diseño del marco regulador y su aplicación.

Evidencia de lo anterior, lo constituyen las solicitudes de apoyo técnico que han presentado a la CRE las autoridades energéticas de Costa Rica, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Provincia de Québec-Canadá, República Dominicana, Venezuela y Vietnam en los últimos años.

En este sentido, es importante destacar que diversos organismos internacionales tales como el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo, el Foro de Cooperación Económica en Asia Pacífico (APEC) y la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) han estudiado al caso mexicano como ejemplo de reforma estructural exitosa, cuyos elementos plantean lecciones para otras economías en proceso de ajuste.

3.7 Perspectivas para el Futuro.

Durante los próximos 10 años, se espera que la industria del gas natural enfrente una nueva fase de desarrollo. En primer lugar, la consolidación de la nueva infraestructura, la búsqueda del uso de combustibles más eficientes y el crecimiento económico del país se combinarán para que la demanda crezca de manera dinámica comparada con su comportamiento histórico.

Esto propiciará que el mayor desafío sea proporcionar a cada sector consumidor

el gas natural necesario para satisfacer sus actividades prioritarias. En particular, ante la puesta en marcha de varias plantas de generación eléctrica de ciclo combinado en los próximos años, se tiene el compromiso de abastecer este combustible para dotar al país de la electricidad que se requiere para consolidar el crecimiento económico del país.

3.7.1 Oferta de Gas Natural

La oferta nacional de gas natural se integra por siete conceptos fundamentales²²: el gas que producirán las plantas de PGPB, el que PEP entregará directo de campos y que no requiere proceso, el de formación de PEP que este mismo consume, el gas para recirculaciones internas, el entregado a refinación directamente por PEP, el etano reinyectado a ductos y otras corrientes suplementarias.

El aumento en la oferta nacional de gas natural en los próximos 10 años está en función de los recursos financieros autorizados para poder llevar a cabo los proyectos de recuperación secundaria y de desarrollo, así como de los resultados que se tengan en la exploración.

Se estima que la oferta nacional de gas natural pasará de 116 millones de metros cúbicos diarios a 214 millones de metros cúbicos diarios en el periodo 2000-2010, lo que representa un aumento en volumen de 84.6% y una tasa de crecimiento promedio anual de 6.3%. Mientras que en el 2000 la oferta nacional permitió satisfacer 94.5% de la demanda nacional, en el año 2010 cubrirá 80%, ya que el ritmo previsto de crecimiento de la demanda será mayor al de la oferta, lo que, traerá consigo un importante aumento del gas importado.

En consecuencia, en el año 2010 se requerirán importaciones totales por 54 millones de metros cúbicos diarios, de los cuales 50% se deberán a aspectos de logística, gran parte serán efectuadas por PGPB y el sector eléctrico y el resto serán por cuestiones de balance de los sistemas.

Tabla 22: Entrega de Gas Natural de PEP a PGPB por tipo, 2000-2010
(millones de metros cúbicos diarios)

Tipo de Gas	2000	2005	2010	TMCA
Gas húmedo amargo	90	106	119	2.9%
Gas dulce de campos	13	26	56	15.8%
Gas Seco de campos	21	15	33	4.4%
Total	124	147	208	5.3%

Fuente: Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

²² De acuerdo con la Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

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% a 50% en el 2010, dando así mayor flexibilidad a la oferta.

3.7.2 Demanda de Gas Natural

En el año 2010, la demanda nacional de gas natural será de 268 millones de metros cúbicos diarios, esto significa un crecimiento promedio anual de 8.1% con relación al consumo registrado para el año 2000 de 122 millones de metros cúbicos diarios.

Los pronósticos de largo plazo indican que el principal consumidor de gas natural en el futuro será el sector eléctrico, ya que al 2010 alcanzará un nivel de consumo de 112 millones de metros cúbicos diarios, lo que significa 41.9% de la demanda total esperada para ese año. Asimismo, será uno de los sectores más dinámicos, pues mostrará un crecimiento de 14.6% anual en promedio.

El segundo consumidor en importancia será el petrolero, con una participación al 2010 de 30.6% en la demanda nacional. Su ritmo de crecimiento estará en el orden de 4.6% en promedio anual.

Aunque el sector industrial mostrará en el 2001 una baja relevante en su consumo, se espera una recuperación a largo plazo. Al final de la estimación, contribuirá con 22.8% de la demanda y se desarrollará a un ritmo medio de 4.5% anual.

La ampliación de la infraestructura de gas natural en México ha propiciado un crecimiento acelerado en el consumo de este combustible en el sector residencial y de servicios. Se espera que al 2010 este sector alcance un nivel de demanda de 10 millones de metros cúbicos diarios, con un crecimiento promedio anual del 15.5% a partir del año 2000.

Finalmente, aunque el sector autotransporte ha presentado un retraso en su penetración, se espera que éste comience su desarrollo en otros estados del país, además de la Zona Media del Valle de México. Después de un consumo registrado de 0.02 millones de metros cúbicos diarios en el año 2000, un importante desarrollo medio anual del 54.4% impulsará al sector hasta alcanzar un nivel de demanda de 2.18 millones de metros cúbicos diarios al 2010.

Tabla 23: Demanda Nacional de Gas Natural por Región, 2000-2010
(millones de metros cúbicos diarios)

Región	2000	2005	2010	TMCA
Sur-Sureste	60	99	116	6.9%
Noreste	32	59	79	9.4%
Centro-Occidente	11	17	31	11.0%
Centro	18	24	25	3.5%
Noroeste	2	8	16	24.6%
Total	122	206	268	8.1%

Fuente: Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010.

A escala regional, la región Sur-Sureste será la mayor consumidora de gas natural con un volumen al 2010 de 116 millones de metros cúbicos diarios, lo que representa 43.5% del consumo nacional. Ello obedece, principalmente a la concentración de las actividades del sector petrolero. En segundo término, la región Noreste, absorberá 29.6% de la demanda de gas natural al final de la proyección, atribuible al sector eléctrico y al industrial como consumidores de gas natural. Así, en ambas regiones, se concentrará 73.1% de la demanda de gas natural.

La región Noroeste, presentará la mayor tasa de crecimiento en su consumo con 24.6% anual, como resultado de los requerimientos del sector eléctrico.

3.7.3 Desarrollo de la Industria

Dentro de las cosas que aún faltan por hacer son desarrollar las redes urbanas de distribución de gas natural, construir nuevas troncales de transporte hacia el oeste y el sur del país, expandir el mallado y las ramificaciones de la red nacional de gasoductos y construir depósitos de almacenamiento.

También se debe impulsar la aparición de empresas comercializadoras que ofrezcan gas nacional o importado y que faciliten la reventa en México del gas que sobre a los usuarios del país.

La expansión de la industria del gas natural también dependerá del éxito de las reformas regulatorias introducidas desde 1995, que actualmente siguen en proceso, y cuyo propósito fue procurar la certidumbre legal y los incentivos económicos para el desarrollo de la misma.

En resumen, la industria del gas natural en México aún adolece de cuatro problemas principales:

Comercialización. Actualmente Pemex ejerce el monopolio legal en la producción

de gas natural y el monopolio natural en el SNG. El control de estas actividades por un mismo agente limita seriamente el desarrollo de la comercialización por parte de terceros, lo que reduce las posibilidades de competencia efectiva en la industria. Bajo la situación actual, Pemex tiene un incentivo claro para monopolizar la capacidad disponible de transporte, impidiendo con ello el acceso de competidores potenciales en la comercialización. Esto ha reforzado el monopolio *de facto* de PGPB en esta actividad.

Dada su condición monopólica, el esquema de comercialización de Pemex es rígido (los contratos de suministro son fundamentalmente contratos de adhesión). Esta situación deja a los usuarios en una situación de indefensión ante escenarios de desabasto o volatilidad inusitada de precios. Asimismo, la falta de alternativas reales de suministro limita la flexibilidad de los usuarios para contratar opciones de suministro (*v.gr.* contratos de largo plazo, servicios a la medida, esquemas de financiamiento y coberturas), lo que reduce su capacidad de respuesta para ajustarse a las circunstancias cambiantes de los mercados en los que operan.

A efecto de establecer condiciones de competencia efectiva en las actividades de comercialización, será necesario reformar el RGN para que las ventas de primera mano se realicen en las plantas de proceso y para prohibir que los transportistas puedan comercializar gas natural, ya sea de manera directa o a través de terceros. Del mismo modo, esta medida permitirá que terceros puedan contratar el servicio de transporte en condiciones equitativas y, en particular, que los comercializadores se encuentren en condiciones para ofrecer servicios de contratación más flexibles, particularmente a los usuarios industriales de este combustible.

Mercado secundario de capacidad. Es importante destacar que la consolidación de las actividades de comercialización requieren como complemento la existencia de un mercado secundario de capacidad. Ello les permitirá a los comercializadores ofrecer contratos de suministro a la medida de los usuarios, lo que permitiría optimizar la capacidad disponible en los sistemas de transporte.

Transporte. A pesar de que está permitida la participación de los inversionistas privados en el desarrollo de infraestructura de transporte de gas natural, Pemex continúa con un agresivo programa de construcción de ductos de transporte vinculado especialmente con proyectos eléctricos.

Lo anterior contradice el objetivo de la reforma de 1995, ya que Pemex desvía recursos a una actividad que puede ser desarrollada por agentes privados, en lugar de canalizarlos a actividades estratégicas reservadas al Estado, como la exploración y producción del gas natural. Por otro lado, esta conducta envía señales contradictorias a los inversionistas privados, lo que desincentiva su participación en esta actividad ante las barreras a la entrada que implica el enfrentamiento al monopolio estatal.

Para ello, deberán instrumentarse medidas administrativas orientadas a fomentar

la expansión del sistema de transporte por inversionistas privados a fin de permitir que Pemex se concentre en actividades de producción de gas. De esta forma, PGPB podrá consolidar su sistema de transporte actual para prestar un mejor servicio tanto a los usuarios finales como a los comercializadores privados, sin desviar recursos de inversión de las actividades estratégicas reservadas al Estado tales como la exploración, producción y procesamiento de gas. Esta separación de actividades permitirá finalmente sentar bases sólidas para el desarrollo de una industria más competitiva en México.

Exploración y producción de gas natural no asociado. Con la instrumentación de la reforma estructural de la industria de gas natural y la aplicación de normas ambientales cada vez más estrictas, este combustible ha incrementado su participación dentro del consumo global de combustibles tanto en los nuevos proyectos privados de generación eléctrica como en el sector industrial mexicano. Como consecuencia de este proceso, se calcula que, en el periodo 2001-2010, la demanda de gas natural presentará un nivel de crecimiento de 8.1 por ciento promedio anual.

Este comportamiento esperado en el consumo contrasta con las limitadas expectativas de crecimiento de la oferta de gas natural en el país, mismo que —aún incorporando el Programa Estratégico de Gas (PEG)— alcanzará una tasa de 6.3 por ciento en los próximos años. Dicho desequilibrio de la oferta y la demanda de gas natural podría traducirse en un déficit de hasta 54 millones de metros cúbicos diarios en el 2010. Ello tendrá repercusiones negativas tanto en el precio del gas natural en México (metodología netback), como en la balanza de pagos y las metas inflacionarias.

Este escenario resulta paradójico sobre todo si se considera que México es uno de los países con mayor potencial de producción de este hidrocarburo gracias a que cuenta con reservas totales de gas natural por arriba de 30 billones de pies cúbicos para los próximos 25 años. No obstante lo anterior, existen condiciones estructurales en la cadena de producción del combustible que, de no modificarse, impedirán mantener el ritmo de crecimiento de la oferta de manera paralela al incremento en la demanda esperada.

La explotación intensiva de estos yacimientos en el corto plazo no es atractiva para Pemex, dado el enorme diferencial en la rentabilidad de los proyectos de gas no asociado contra proyectos alternativos de la industria petrolera. Por lo anterior, conviene evaluar la posibilidad de permitir la participación de inversionistas privados en la actividad de extracción de gas natural no asociado para que éstos constituyan alternativas de suministro en el mercado nacional. Ello le permitiría a Pemex concentrar sus recursos en actividades más rentables sobre las que sí tiene ventajas comparativas (v.gr. la explotación de petróleo y extracción de gas natural asociado) sin incurrir en los riesgos técnicos y financieros relacionados con la explotación de gas no asociado.

A fin de lograr una industria de gas natural eficiente y competitiva que coadyuve al

cumplimiento de las metas de crecimiento económico del país en los próximos años, es necesario incrementar las actividades de exploración y producción de gas natural de forma que el país maximice el aprovechamiento de sus recursos naturales.

Capítulo 4:

Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural

Como ya se mencionó con anterioridad, la distribución urbana de gas natural en México data desde principios de siglo. Las primeras ciudades en donde se desarrolló fueron Cd. Juárez y Monterrey en 1903 y 1909, seguidas de Nuevo Laredo en 1922, Cananea en 1931, Piedras Negras en 1935, y más tarde Saltillo en 1960, Querétaro en 1966 y, por último, Cd. de México en 1974.

La forma de operar de estas distribuidoras hasta 1995 era bajo un régimen de concesiones. La distribuidora se encargaba de suministrar el gas a los usuarios, obteniendo por ello una comisión, la cual era determinada por el gobierno a través de un Comité de Precios²³. El Comité de Precios también determinaba el precio del energético que se le cobraba al usuario final. A través de los años esa comisión resultó insuficiente para cubrir los costos de operación y de expansión de las redes urbanas, lo cual causó problemas de financiamiento para las distribuidoras, y a su vez, en varios casos, generó grandes adeudos con PGPB.

Independientemente de la existencia de un distribuidor en la región, PGPB vendía el gas natural directamente a grandes y pequeños industriales a lo largo del SNG, siendo estos últimos, en la mayoría de los casos los que construían los ramales de suministro para conectarse al SNG, celebrando con PGPB convenios de diseño de ingeniería y construcción del ramal, cediendo a la paraestatal la operación y mantenimiento de dichos ramales o inclusive su propiedad.

Bajo ese marco legal y comercial las distribuidoras dejaron de crecer y de modernizarse, dando como resultado una baja calidad en la prestación de sus servicios y una mala operación de los recursos disponibles.

Con la modificación del marco regulatorio por parte de la CRE, se incentivó el desarrollo de la distribución de gas natural en el país, de manera que el sector privado pudiera participar en la obtención de permisos de distribución de gas natural. Una larga cadena de licitaciones de permisos de distribución de gas natural se inició a partir de junio de 1996 con la Licitación Pública Internacional para otorgar el primer permiso de distribución en la zona geográfica de Mexicali.

A la fecha se tienen vigentes veintiún permisos de distribución de gas natural, los que en su conjunto representan 2'339,526 usuarios, 989 millones de dólares en inversión y 28,042 km. de ductos, de acuerdo con los compromisos adquiridos por los permisionarios al quinto año de operación. Actualmente todos los permisos están en operación, y se espera que en un futuro próximo, salga la convocatoria para otorgar el primer permiso de distribución de gas natural en la zona geográfica

²³ Integrado por representantes de diversas Secretarías de Estado.

Análisis Económico y Financiero en el Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria

de Veracruz, la cual fue definida el pasado 8 de febrero de 2002 mediante la Resolución Núm. RES/013/2002.

Tabla 24: Permisos de Distribución de Gas Natural Vigentes

No.	Número y fecha de otorgamiento del permiso	Permisionario	Zona geográfica	Cobertura* (usuarios)	Volumen promedio* (miles de m3/día)	Longitud del sistema* (km)	Inversión* (millones de dólares)
1	G/002/DIS/96 27/09/96	DGN de Mexicali	Mexicali	25,346	708	465	18.1
2	G/011/DIS/97 20/03/97	Compañía Nacional de Gas	Piedras Negras	25,608	198	336	0.7
3	G/013/DIS/97 20/05/97	DGN de Chihuahua	Chihuahua	51,453	1,452	1,168	46.4
4	G/014/DIS/97 09/06/97	Gas Natural del Noroeste	Hermosillo	26,250	430	505	21.4
5	G/015/DIS/97 26/06/97	Gas Natural México	Saltillo	40,027	745	656	39.0
6	G/018/DIS/97 03/09/97	Gas Natural México	Toluca	47,279	1,933	595	31.6
7	G/019/DIS/97 19/09/97	Compañía Mexicana de Gas	Monterrey	50,079	3,257	921	11.3
8	G/021/DIS/97 17/11/97	Gas Natural México	Nuevo Laredo	25,029	183	366	11.2
9	G/022/DIS/97 02/12/97	Gas Natural de Juárez	Ciudad Juárez	129,045	997	1,828	12.7
10	G/027/DIS/97 19/12/97	Gas Natural del Río Pánuco	Río Pánuco	28,338	1,460	335	14.3
11	G/032/DIS/98 27/03/98	Tamauligas	Norte de Tamaulipas	36,447	633	861	23.7
12	G/033/DIS/98 24/04/98	Gas Natural México	Monterrey	557,052	3,504	7,239	184.1
13	G/041/DIS/98 03/09/98	Metrogas	Distrito Federal	439,253	4,337	2,619	109.0
14	G/042/DIS/98 03/09/98	MexiGas	Valle Cuautitlán- Texcoco	374,698	7,604	3,517	199.7
15	G/050/DIS/98 10/12/98	Distribuidora de Gas de Querétaro	Querétaro	50,001	1,824	870	47.2
16	G/054/DIS/99 15/01/99	Gas Natural México	El Bajío	72,384	689	788	27.1
17	G/063/DIS/99 18/06/99	DGN de La Laguna-Durango	La Laguna-Durango	50,084	1,094	1,030	35.4
18	G/065/DIS/99 09/08/99	Distribuidora de Gas de Occidente	Cananea	6,684	40	120	3.0
19	G/081/DIS/00 02/02/00	Gas Natural México	Bajío Norte	55,715	1,239	719	34.6
20	G/082/DIS/00 28/02/00	Natgasmex	Puebla-Tlaxcala	68,196	2,635	919	34.8
21	G/089/DIS/00 21/07/00	Distribuidora de Gas Natural de Jalisco	Guadalajara	180,558	7,300	2,185	83.6
	Total	-	-	2,339,526	42,262	28,042	988.9

Compromisos económicos al quinto año de operación.
Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

4.1 Características de los Permisos de Distribución

De acuerdo con el *Reglamento de Gas Natural* (en lo sucesivo RGN), la realización de la actividad de distribución de gas natural en nuestro país requiere del otorgamiento de un permiso previo por parte de la CRE. Dicho permiso, será otorgado a empresas del sector social y/o sociedades mercantiles, las cuales tendrán la obligación de tener un capital social mínimo fijo, sin derecho a retiro, equivalente a diez por ciento de la inversión propuesta en el proyecto de que se trate, entre otras.

Las personas que estuvieran realizando actividades de distribución de gas natural a la entrada en vigor del RGN, podrán continuar realizando dichas actividades. Les será otorgado un permiso provisional por doce meses en el término de un mes a partir de la entrada en vigor del RGN. Dichas personas, deberán solicitar dentro de los seis meses siguientes, el inicio del proceso de licitación previsto en el RGN, o bien presentar una solicitud para obtener un permiso de distribución sin licitación.

Las solicitudes de permiso de distribución sin licitación a que se refiere el párrafo anterior deberán satisfacer los requisitos establecidos en el RGN, y conferirán exclusividad sobre la construcción del sistema y la prestación del servicio de recepción y entrega de gas natural dentro de la zona geográfica de que se trate por un plazo no mayor de cinco años a partir de su otorgamiento.

Para el resto de las personas, el permiso se otorgará para una zona geográfica por determinar, de acuerdo con lo estipulado en la *Directiva sobre la Determinación de Zonas Geográficas para Fines de Distribución de Gas Natural* (en lo sucesivo *Directiva de Zonas Geográficas*), con esto se pretende incentivar el desarrollo rentable y eficiente de los sistemas de distribución, así como los planes de desarrollo urbano aprobados por las autoridades competentes.

Dentro de una misma zona geográfica, los permisos de transporte y distribución respectivos no podrán ser otorgados o transferidos a una misma persona ni a personas que directa o indirectamente resulten titulares de ambos permisos o que tengan participación en las sociedades que resultarían permisionarias, salvo cuando la CRE considere que:

1. El otorgamiento genere ganancias de eficiencia y rentabilidad en la prestación del servicio, o
2. Sea estrictamente necesario por no existir la infraestructura de transporte requerida para desarrollar una zona geográfica determinada y no existan otros interesados en llevar a cabo el proyecto de transporte o distribución.

También se autorizará cuando un punto de destino del trayecto de un sistema de transporte quede comprendido dentro de una zona geográfica determinada con posterioridad, en este caso el transportista podrá obtener el permiso de distribución con exclusividad a través del procedimiento de licitación, en caso de

obtener el permiso de distribución, el transportista podrá ser titular de ambos permisos durante el periodo de exclusividad. En caso de no obtener el permiso de distribución, el transportista sólo podrá continuar suministrando gas dentro de la zona geográfica, sin poder ampliar su sistema durante la vigencia de los contratos celebrados con los usuarios finales con anterioridad a la determinación de la zona geográfica.

Los interesados en obtener un permiso deberán manifestar su intención y obtener la anuencia de la Comisión Federal de Competencia (en lo sucesivo CFC) quien determinará si el otorgamiento del permiso permite que existan condiciones de competencia económica dentro de la zona geográfica en cuestión.

Los permisos tendrán una vigencia de treinta años, contados a partir de la fecha de su otorgamiento, y podrán renovarse una o más veces por periodos de quince años. El primer permiso de distribución para una zona geográfica será otorgado mediante licitación pública 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, el periodo de exclusividad no aplicará en la comercialización de gas en la zona geográfica.

Los permisos que entren en vigor después del periodo de exclusividad no conferirán exclusividad.

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, siempre y cuando se cuente con la capacidad disponible, es decir, aquélla que no sea efectivamente utilizada, y se efectúe la celebración de un contrato para la prestación del servicio de que se trate.

Los distribuidores estarán obligados a extender o ampliar sus sistemas dentro de su zona geográfica, a solicitud de cualquier interesado que no sea permissionario, siempre que el servicio sea económicamente viable, conviniendo ambas partes el plazo para realizar la extensión o ampliación.

En la prestación de servicios, los permissionarios tendrán las obligaciones siguientes:

1. Prestar el servicio de forma eficiente conforme a principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad;
2. Publicar oportunamente, la información referente a su capacidad disponible y aquélla no contratada de acuerdo con lo que establezca la CRE;
3. Dar aviso inmediato a la CRE de cualquier circunstancia que implique la modificación de las condiciones en la prestación del servicio;

4. Contratar y mantener vigentes los seguros establecidos en el título del permiso para hacer frente a las responsabilidades en que pudieran incurrir;
5. Contar con un servicio permanente de recepción de quejas y reportes de emergencia;
6. Atender de inmediato los llamados de emergencia de los usuarios finales;
7. Informar oportunamente a la CRE sobre cualquier circunstancia que afecte o pudiera afectar negativamente la prestación del servicio;
8. Abstenerse de realizar prácticas indebidamente discriminatorias, y
9. Responder a toda solicitud de servicio en el plazo de diez días.

4.2 Otorgamiento de Permisos mediante Licitación Pública

El procedimiento de licitación pública será iniciado por la CRE cuando a su juicio existan elementos suficientes que justifiquen la realización de un proyecto de distribución y, en su caso, la determinación de una zona geográfica.

Para estos efectos, el interesado en desarrollar un proyecto de distribución de gas deberá presentar una manifestación de interés, la cual contendrá una propuesta de zona geográfica donde pretenda desarrollar dicho proyecto.

La zona geográfica 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*²⁴.

En caso de no cumplir con lo establecido en el párrafo anterior, la CRE deberá confirmar que las condiciones socioeconómicas que prevalezcan en la zona sean suficientes para justificar y permitir el desarrollo de un sistema de distribución.

Las zonas geográficas de distribución deberán tener una escala o tamaño mínimo de mercado que, a juicio de la CRE, permitan desarrollar y operar un sistema de distribución en forma rentable y eficiente.

Las zonas geográficas podrán ser denominadas de acuerdo con alguno de los siguientes tipos:

1. **Zona Única.** Corresponde a un centro de población, cuya extensión territorial y magnitud de mercado tiene los elementos y la escala adecuada para

²⁴ El Programa Nacional de Desarrollo Urbano vigente en el momento de la evaluación de una zona geográfica.

desarrollar un solo sistema de distribución en forma rentable y eficiente.

2. **Zonas Múltiples.** Corresponden a un centro de población o centros conurbados²⁵ 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.
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.
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.

Para efectos de facilitar la presentación de las propuestas de zonas geográficas, agilizar su evaluación y definición (en caso de ser necesario), los interesados en desarrollar un sistema de distribución deberán incluir en la propuesta de zona geográfica los elementos siguientes:

1. El tipo de zona geográfica que propone;
2. Una descripción gráfica y escrita de la extensión territorial que comprende la zona geográfica que propone;
3. La identificación de el(los) centro(s) de población que incluye, total o parcialmente y la justificación económica de la selección;
4. Un mapa con la descripción, en términos generales, del desarrollo del sistema de distribución propuesto en la zona de interés y la interconexión propuesta con el sistema de transporte (especificar transportista(s), ducto de transporte que suministrará el gas a la zona y la capacidad disponible);
5. Las características demográficas y socioeconómicas de la zona propuesta y de cada centro de población que la integre;
6. Los factores de demanda que justifiquen y hagan factible el proyecto de distribución en la zona geográfica, y
7. La estimación de cobertura del servicio para los primeros doce años de operación.

²⁵ Centros con continuidad física y demográfica que formen o tiendan a formar dos o más centros de población de conformidad con la Ley General de Asentamientos.

La CRE iniciará el proceso de evaluación de un centro de población y, en su caso, determinará la zona geográfica correspondiente como respuesta a una manifestación de interés presentada ante ella. Como parte del proceso de evaluación considerará y revisará los programas de desarrollo urbano de los centros de población involucrados y, de ser necesario, visitará la zona objeto de la evaluación.

La CRE comunicará a las autoridades federales y locales la intención de establecer una zona geográfica para distribución de gas en determinado centro de población o territorio con el objeto de recibir observaciones de las mismas. Asimismo, se solicitará apoyo en materia de información específica del centro de población.

Cuando lo juzgue necesario, la CRE realizará consultas con los sectores demandantes de combustibles, a fin de conocer el interés por el suministro de gas y el consumo potencial en la zona.

La CRE definirá los límites de la zona geográfica considerando aquellos que establezcan los programas de desarrollo urbano de los centros de población²⁶ y el área de expansión que integran, a fin de que el distribuidor de la zona geográfica pueda crecer sin necesidad de modificar el permiso durante el periodo de exclusividad. Cuando no se disponga de dicha información, la CRE determinará los límites de la zona geográfica con base en la mancha urbana²⁷ en el momento de la definición y estableciendo un área de expansión que estime razonable y conforme a las características específicas del caso.

En la determinación de una zona geográfica, también se tomarán en cuenta las prioridades de política ambiental y energética específicas de cada centro de población.

Una vez concluida la evaluación de la zona, se publicará en el Diario Oficial de la Federación (en lo sucesivo DOF) la Resolución por la cual se determina la zona geográfica correspondiente siempre y cuando existan los elementos suficientes para su determinación. La Resolución deberá contener la delimitación específica de la zona geográfica con el mapa de referencia correspondiente y se inscribirá en el registro público de la CRE.

Cuando la CRE considere que la zona propuesta no reúne condiciones suficientes y apropiadas para el desarrollo de un proyecto de distribución se lo comunicará al que haya presentado la manifestación de interés, en este entendido, la CRE tendrá como máximo 2 meses para emitir un dictamen sobre la manifestación de

²⁶ Los programas o planes vigentes en materia de planeación de las ciudades, realizados por las autoridades locales competentes, que son aprobados y publicados en las gacetas, periódicos o publicaciones oficiales del Estado y se encuentran para consulta pública en el Ayuntamiento en que se ubique el centro de población.

²⁷ Las áreas urbanizadas en el momento en que se evalúa la zona.

interés presentada.

Una vez definida la zona geográfica, para iniciar el procedimiento de licitación, la CRE publicará la convocatoria en el DOF, la que contendrá como mínimo:

1. El objeto de la licitación y el trayecto o zona geográfica de que se trate;
2. El plazo, lugar y horario en que estarán a la disposición de los interesados las bases para la licitación (en lo sucesivo las Bases), el plazo no podrá ser menor de quince días ni mayor a dos meses, y
3. El costo y forma de pago de las Bases.

El costo de las Bases será fijado en razón de la recuperación de las erogaciones por su elaboración, la publicación de la convocatoria y los documentos que se entreguen, y demás gastos inherentes al procedimiento de licitación.

Las Bases deberán tener la siguiente información como mínimo:

1. El objeto, la descripción y las especificaciones técnicas del proyecto, que serán tales que permitan a los interesados expresar con la mayor flexibilidad el contenido de sus propuestas, en lo relativo a tecnología, diseño, ingeniería, construcción y ubicación con relación al trayecto o la zona geográfica de que se trate;
2. La documentación necesaria y el plazo para su entrega;
3. Los requisitos relativos a la presentación de:
 - a) La descripción genérica de los métodos y procedimientos de seguridad para la operación y mantenimiento de los sistemas;
 - b) La relación de permisos, autorizaciones y demás actos administrativos necesarios para llevar a cabo las obras relativas al proyecto, así como el programa previsto para obtenerlos;
 - c) Los programas y compromisos mínimos de inversión para la prestación del servicio;
 - d) El tipo y la cobertura de los seguros requeridos, y
 - e) La propuesta de las condiciones generales para la prestación del servicio;
4. La forma de acreditar la capacidad financiera, técnica y administrativa mínima que deba satisfacer el solicitante para la prestación del servicio;
5. La forma y el monto de las garantías de seriedad de las propuestas;

6. La metodología para proponer las tarifas;
7. El procedimiento para la presentación de las propuestas;
8. La información que deberá incluirse en las propuestas técnica y económica;
9. El criterio para la adjudicación del permiso;
10. La información relativa al lugar, fecha y hora de las juntas de aclaración de las Bases, optativas para los participantes;
11. Lugar, fecha y hora para el acto de presentación y apertura de propuestas;
12. La mención de que cualquier modificación a las Bases deberá publicarse por el mismo medio que la convocatoria, cuando menos con veinte días de anticipación a la fecha señalada originalmente para la presentación y apertura de propuestas;
13. Las causas para declarar desierta la licitación, y
14. Lugar, fecha y hora del fallo, así como la forma en que éste se comunicará a los participantes.

Entre la fecha de publicación de la convocatoria y el acto de recepción de propuestas y apertura de ofertas técnicas, deberá mediar un plazo suficiente, que en ningún caso podrá ser menor a tres meses, para que los interesados realicen los estudios técnicos, financieros y económicos necesarios para integrar sus propuestas.

La licitación se llevará a cabo en dos etapas, una técnica y otra económica. En una primera etapa, la CRE evaluará las propuestas técnicas y desechará las que no cumplan con los requisitos técnicos establecidos en las Bases y las propuestas de los licitantes cuya participación haya sido objetada por la CFC.

En una segunda etapa se considerarán sólo las propuestas económicas de los licitantes que hayan superado la etapa técnica.

La CRE emitirá su fallo en el término de tres meses a partir de la recepción de las propuestas o, en su caso, declarará desierta la licitación en el caso de que no se haya presentado propuesta alguna, ninguna propuesta satisfaga las condiciones establecidas en las Bases, o las propuestas presentadas hayan sido resultado de connivencia.

El permiso se otorgará a quien, habiendo superado la etapa técnica, ofrezca la propuesta económica más ventajosa conforme al criterio establecido en las Bases. El permiso será otorgado en el término de un mes a partir de la fecha de emisión del fallo, en el mismo término, la CRE publicará en el DOF una descripción del objeto del permiso, el nombre y domicilio del licitante acreedor del permiso y la

fecha de emisión del fallo.

Los permisionarios deberán iniciar las obras correspondientes dentro de los seis meses siguientes a la fecha de expedición del permiso y dar aviso a la CRE del inicio de dichas obras con quince días de anticipación. Estos podrán solicitar, por causa justificada, una prórroga para iniciar las obras respectivas. La CRE resolverá en el término de un mes, sin que en ningún caso la prórroga exceda de seis meses.

Antes de iniciar sus operaciones, los permisionarios deberán contar con el dictamen de una unidad de verificación debidamente acreditada en los términos de la legislación aplicable.

4.3 Caso Práctico

Para describir de una manera más clara y precisa el proceso que realiza la CRE al otorgar un permiso de distribución de gas natural mediante licitación pública, se analizará un ejemplo, en este caso el de la licitación pública internacional con la cual se otorgó el primer permiso de distribución de gas natural para la zona geográfica de Puebla-Tlaxcala. Debido a la confidencialidad de la información, sólo se utilizarán datos reales para la información de dominio público.

4.3.1 Determinación de la Zona Geográfica

Como se mencionó con anterioridad, para determinar una zona geográfica debe de existir el interés para desarrollar un proyecto de distribución de gas natural. En lo que respecta a la zona geográfica de Puebla-Tlaxcala, el 12 de julio de 1999 Gaz de France, S.A. (en lo sucesivo GDF), presentó a la CRE una manifestación de interés de acuerdo con el RGN y la Directiva de Zonas Geográficas para desarrollar un sistema de distribución de gas natural en municipios del Estado de Puebla y el Estado de Tlaxcala.

La CRE realizó un análisis de la viabilidad de la manifestación de interés tomando en cuenta tanto el Programa Regional de Ordenamiento Territorial de la Zona Centro-Poniente del Estado de Puebla²⁸, como el Programa de Ordenación y Regulación de la Zona Conurbada de Tlaxcala-Chiautempan-Apetatitlán-Totolac-Panotla del Estado de Tlaxcala²⁹ (en lo sucesivo los Programas de Desarrollo), dando como resultado la inclusión de nuevos municipios en el proyecto de zona geográfica.

De acuerdo con los Programas de Desarrollo y con el Programa Nacional de

²⁸ Aprobado mediante Decreto publicado en el Periódico Oficial del Estado de Puebla el 25 de marzo de 1994.

²⁹ Aprobado mediante decreto publicado en el Periódico Oficial del Estado de Tlaxcala el 30 de agosto de 1995

Desarrollo Urbano 1995-2000, los municipios a considerar reúnen las características necesarias para establecer una zona geográfica de distribución de gas natural, ya que se encuentran en un proceso de transición hacia una mayor diversificación de sus actividades económicas, particularmente el desarrollo industrial, comercial y de servicios, y existe una continuidad urbana y demográfica en la región a evaluar.

Como resultado del análisis del proyecto de zona geográfica, la CRE determinó mediante la Resolución Núm. RES/133/99 de fecha 9 de agosto de 1999 a los municipios de Amozoc, Atlixco, Coronango, Cuautinchan, Cuautlancingo, Domingo Arenas, Huejotzingo, Juan C. Bonilla, Ocoyucan, Puebla, San Andrés Cholula, San Martín Texmelucan, San Miguel Xoxtla, Santa Isabel Cholula, San Pedro Cholula y Tlaltenango en el Estado de Puebla, los Municipios Apetatitlán de Antonio Carvajal, Tepetitla de Lardizabal, Chiautempan, Panotla, Tlaxcala, Totolac, Amaxac de Guerrero, Apizaco, Mazatecochco de José María, Magdalena Tlalelulco, Acuamanala de Miguel Hidalgo, Tenancingo, Teolocholco, Tepeyanco, Tetla de La Solidaridad, San Pablo del Monte, Sta. Catarina Ayometla, Santa Cruz Quilehtla, Santa Isabel Xiloxotla, San Lorenzo Axocomanitla, San Jeronimo Zacualpan, San Juan Huactzinco, Santa Ana Nopalucan, Nativitas, San Damián Texoloc, Santa Apolonia Teacalco, Tetlatlahuca, Contla de Juan Cuamatzi, San Francisco Tetlanohcan, Ixtacuixtla de Mariano Matamoros Xalostoc, Papalotla de Xicohtécatl, Xicotzingo, Yauhquemehcan y Zacatelco en el Estado de Tlaxcala como zona geográfica para fines de distribución de gas natural.

La ubicación geográfica de estos municipios forma parte del Anexo 2: Zona Geográfica de Puebla-Tlaxcala de la presente investigación.

4.3.2 Convocatoria

Con fecha 23 de agosto de 1999, la CRE aprobó la Resolución Núm. RES/145/99 por medio de la cual expidió la convocatoria para participar en la licitación pública internacional LIC-GAS-015-1999 (la Licitación), que tendría por objeto el otorgar el primer permiso de distribución de gas natural para la zona geográfica de Puebla-Tlaxcala (la Convocatoria).

Además de establecer diversas disposiciones generales en torno al proceso de la Licitación, dicha Convocatoria incluyó el calendario para el desarrollo de la misma.

Dentro de las disposiciones generales contenidas en la Convocatoria, se destacan las siguientes:

- Los interesados en participar en la Licitación podrán hacerlo en forma individual o asociados con una o más empresas, con el propósito de concursar como un solo licitante, y obligándose a constituir una sociedad mercantil en caso de resultar ganadores;
- La determinación del ganador será de acuerdo a los términos previstos en

las Bases;

- La evaluación de las propuestas presentadas en la Licitación sería en dos etapas: una técnica y otra económica;
- El Permiso será otorgado al licitante que, habiendo superado las etapas técnica y económica, ofrezca la oferta económica más ventajosa conforme al criterio establecido en las Bases;
- El ganador de la Licitación gozará de un periodo de exclusividad de doce años sobre la construcción del sistema de distribución y la recepción, conducción y entrega de gas dentro de la zona geográfica de Puebla-Tlaxcala, y
- El monto de las Bases será de \$70,000, mismos que no serán reembolsables y se liquidarán a través de cheque certificado a la orden de la Tesorería de la Federación.

El calendario de la Licitación quedó como sigue:

Tabla 25: Calendario de la Licitación

ACTO	FECHA	HORA
Venta de Bases de Licitación	Del 14 de septiembre al 22 de octubre de 1999	9:00 a 18:00
Junta de aclaraciones	21 de octubre de 1999	12:00
Presentación de propuestas y apertura de ofertas técnicas	26 de noviembre de 1999	12:00
Apertura de ofertas económicas	12 de enero de 2000*	12:00
Fallo de la licitación	26 de enero de 2000*	12:00
Expedición del Permiso	28 de febrero de 2000*	Por Definir

* Fechas límite y horas, sujetas a lo que se establezca en las Bases de la Licitación.

Por último se mencionó que los actos previstos con motivo de la Licitación se realizarán dentro de las instalaciones de la CRE, sujeto a lo que se establezca en las Bases, y que dicho órgano regulador podrá realizar los cambios que juzgue pertinentes durante cualquier etapa de la misma, sin necesidad de modificar la presente Convocatoria, publicándolos en el DOF, cuando menos con veinte días de anticipación a la fecha señalada originalmente para la presentación de propuestas y apertura de ofertas técnicas.

4.3.3 Bases de Licitación

El 10 de septiembre de 1999, la CRE aprobó la Resolución Núm. RES/160/99 por la que se expidieron las Bases, las cuales describen el proceso de la Licitación y,

en particular, los requisitos a ser cubiertos por los participantes a lo largo de los siguientes apartados: 1) Información general, 2) Disposiciones generales, 3) Requisitos de la propuesta, 4) Contenido de la oferta técnica, 5) Contenido de las ofertas económicas, 6) Recepción, apertura y evaluación de ofertas técnicas, 7) Apertura de ofertas económicas y criterio para la adjudicación del permiso y 8) Fallo de la Licitación y otorgamiento del permiso.

Las Bases incluyeron también cuatro anexos: 1) Plano de la Zona Geográfica de Puebla - Tlaxcala, 2) Modelo del título de permiso, 3) Formatos técnicos y económicos, y 4) Tres planos muestra.

Como parte de las Bases, la CRE entregó a los participantes, el día 7 de octubre de 1999, el Documento Complementario a las Bases de la Licitación (en lo sucesivo Documento Complementario), que tuvo por objeto describir el procedimiento para transmitir el uso y trasladar el dominio de los activos de distribución de GGPB y los derechos de superficie correspondientes ubicados en la zona geográfica de Puebla - Tlaxcala al ganador de la Licitación.

A fin de no interrumpir el suministro de gas natural a los usuarios finales ubicados dentro de la zona geográfica de Puebla - Tlaxcala, la CRE determinó mediante la Resolución Núm. RES/178/99 que GGPB continuaría realizando la conducción y entrega de gas natural a través de los ductos descritos en el Documento Complementario responsabilizándose de su operación, mantenimiento y seguridad al amparo del permiso de transporte otorgado a su favor, hasta en tanto exista un permisionario para el servicio de distribución correspondiente.

A continuación se describirán algunos de los aspectos más importantes que contienen las Bases:

Objeto del Permiso. La Licitación tiene por objeto otorgar el primer permiso de distribución de gas natural para la zona geográfica de Puebla - Tlaxcala, el cual:

1. Tendrá una vigencia de treinta años contados a partir de la fecha de otorgamiento y será renovable por periodos de quince años de acuerdo a lo establecido en el RGN;
2. Conferirá una exclusividad de doce años sobre la construcción del sistema de distribución y sobre la prestación del servicio de recepción, conducción y entrega de gas natural dentro de la zona geográfica de Puebla - Tlaxcala, y
3. No conferirá exclusividad en la comercialización de gas en la zona geográfica de Puebla - Tlaxcala.

Descripción del Proyecto de Distribución. El proyecto consistirá del diseño, la construcción, la operación, el mantenimiento y la administración de un sistema de distribución de gas natural a través del cual prestará el servicio de distribución dentro de una zona geográfica. El servicio de distribución comprenderá:

1. La recepción de gas en el punto o los puntos de recepción del sistema de distribución y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema (en lo sucesivo el Servicio de Distribución Simple), y
2. La comercialización y entrega del gas a usuarios finales ubicados dentro de la zona geográfica (en lo sucesivo el Servicio de Distribución con Comercialización).

El proyecto del sistema de distribución que presente cada licitante deberá prever como mínimo una cobertura de cincuenta mil clientes al término del quinto año contado a partir del otorgamiento del permiso. Se entiende por clientes los usuarios que se encuentren conectados al sistema de distribución a quienes el permisionario facture en forma regular, ya sea directamente o a través de un comercializador.

Las instalaciones de distribución de PGPB ubicadas en la zona geográfica serán utilizadas por el ganador de la Licitación de conformidad con los términos y condiciones establecidos en el Documento Complementario.

Descripción General de la Licitación. En la Licitación podrán participar todos los interesados que adquieran las Bases. Cuando dos o más personas deseen participar en la Licitación como un solo licitante, podrán agruparse para presentar una sola propuesta y, en caso de resultar ganadores de la Licitación, constituirán una sociedad mercantil que será la titular del permiso de distribución de gas natural.

La Licitación se llevará a cabo en dos etapas, una técnica y otra económica. La propuesta de cada licitante (en lo sucesivo la Propuesta) constará de dos partes: (i) la información y documentación que serán evaluadas en la etapa técnica (en lo sucesivo la Oferta Técnica) y (ii) la información y documentación que, en su caso, serán evaluadas en la etapa económica (en lo sucesivo la Oferta Económica).

Las Ofertas Técnicas y Económicas serán presentadas en un mismo acto, en el cual se recibirán las Propuestas y se llevará a cabo la apertura de las Ofertas Técnicas, se revisará el contenido de las Propuestas presentadas y se verificará que las Ofertas Técnicas cumplan con los requisitos mínimos de presentación señalados en las Bases. Las Ofertas Económicas permanecerán cerradas y en poder de la CRE.

En una primera etapa se evaluarán las Ofertas Técnicas y se descalificarán aquéllas cuya información o documentación sea insuficiente o incongruente, no acredite la capacidad financiera, técnica y administrativa del licitante, o no cumpla con los requisitos señalados en las Bases. La descalificación de la Oferta Técnica motivará el desechamiento de la Propuesta correspondiente.

La CRE dará a conocer a los licitantes el resultado de la evaluación de las Ofertas Técnicas al principio del acto de apertura de Ofertas Económicas. En dicho acto

se llevará a cabo la apertura de las Ofertas Económicas de los licitantes cuyas Propuestas no hayan sido desechadas en la etapa técnica y se verificará que las mismas cumplan con los requisitos mínimos de presentación señalados en las Bases.

En una segunda etapa la CRE determinará y evaluará la Oferta Económica más favorable conforme a los criterios establecidos en las Bases. Si esta Oferta supera la evaluación económica, el fallo será en favor del licitante que la haya presentado.

Si la Oferta Económica más favorable fuera descalificada en la evaluación económica, la CRE determinará de nueva cuenta cuál de las Ofertas Económicas restantes debe considerarse como la más favorable y repetirá el proceso. La descalificación de todas las Ofertas Económicas de un mismo licitante motivará el desechamiento de su Propuesta.

La CRE, en su caso, otorgará el permiso de distribución de gas natural en el término de un mes a partir de la fecha en que se de a conocer el fallo de la Licitación.

El Título del Permiso incorporará la información y documentación presentadas por el licitante que haya resultado ganador de la Licitación. El proyecto de título correspondiente se hará previamente del conocimiento del ganador de la Licitación, quien contará con un plazo de cinco días hábiles para manifestar lo que a su derecho convenga.

Garantía de Seriedad. Cada licitante deberá presentar, como parte de su Oferta Técnica una garantía de seriedad, la cual en caso de incurrir en falta se hará efectiva por parte de la CRE para cubrir los compromisos contraídos con anticipación.

Contenido de las Ofertas Económicas. Cada licitante podrá presentar hasta tres Ofertas Económicas, detallando en cada una de ellas toda la información y documentación señaladas en las Bases, de tal forma que cada una presente información congruente con la Oferta Técnica.

Los valores monetarios deberán presentarse en dólares de los EUA y, cuando se presenten datos correspondientes a diferentes periodos de tiempo, a precios constantes, es decir, sin ajustes por inflación esperada.

Ingreso Máximo. En ingreso máximo (en lo sucesivo el P_0) se calculará de acuerdo con lo establecido en la Directiva de Precios y Tarifas y será estimado por el licitante de acuerdo a las características particulares de su proyecto. Para satisfacer este requisito, el licitante deberá:

1. Presentar el P_0 propuesto en el formato 5.1.A contenido en las Bases;
2. Requisitar el formato 5.1.B contenido en las Bases, para complementar la

oferta del P_0 con la información señalada en dicho formato;

3. Requisar el formato 5.1.C contenido en las Bases, para incluir la estimación de clientes del sistema de distribución para los primeros cinco años contados a partir de la fecha de otorgamiento del permiso correspondiente. El número de clientes en el quinto año deberá ser igual o mayor a cincuenta mil;
4. Describir el procedimiento utilizado para el cálculo del P_0 propuesto;
5. Presentar en hoja de cálculo la derivación numérica del P_0 propuesto, incluyendo las fórmulas y los vínculos correspondientes;
6. Incluir todos los ingresos que serán cobrados a los usuarios del sistema de distribución, derivados de la prestación del servicio de distribución (simple y con comercialización) en el cálculo del P_0 ;
7. Proponer un P_0 que sea suficiente para acreditar una rentabilidad razonable a partir de los ingresos derivados de la prestación del servicio de distribución en la zona geográfica, y
8. Proponer un P_0 que sea suficiente y congruente con los ingresos esperados para los primeros cinco años de operación.

Lista de Tarifas. En lo que respecta a la lista de tarifas propuesta para cada una de las modalidades de servicio, el licitante deberá:

1. Requisar el formato 5.2 contenido en las Bases;
2. Presentar la derivación numérica de cada uno de los cargos incluidos en la lista de tarifas;
3. En caso de que la tarifa de distribución resultante sea mayor a la tarifa actual de transporte en zonas urbanas de PGPB, los licitantes deberán prever un ajuste gradual a las tarifas, el cual será distribuido proporcionalmente y aplicará durante los primeros seis meses de operación.

En lo que respecta a la metodología de tarifas empleada, se deberá entregar un escrito del licitante, suscrito por el representante legal, que incluya la siguiente información:

1. La descripción del procedimiento utilizado para el cálculo de las tarifas para cada modalidad de servicio, de conformidad con la Directiva de Precios y Tarifas;
2. La asignación detallada de costos a cargos, de manera que las tarifas reflejen el costo de la prestación del servicio de distribución a los distintos grupos de usuarios, de conformidad con la Directiva de Precios y Tarifas;

3. La comprobación de que los cargos por capacidad y uso permiten recuperar, cada uno, el cincuenta por ciento de los costos, de conformidad con la Directiva de Precios y Tarifas, y
4. La descripción del procedimiento utilizado para el cálculo de las diferentes tarifas en función de las distintas presiones de entrega o rangos de volumen, en su caso, de conformidad con la Directiva de Precios y Tarifas.

Las metodologías que se utilicen deberán ser congruentes con la Directiva de Precios y Tarifas.

También se entregarán los formatos 5.4.A, 5.4.B y 5.4.C, contenidos en las Bases, debidamente requisitados. El rendimiento sobre la inversión que se incluye en el formato 5.4.A deberá tener valores positivos a partir del cuarto año, y el promedio del mismo deberá ser positivo para los primeros 5 años.

Monto de la Inversión. Para presentar el monto de la inversión estimada para el desarrollo del proyecto hasta el quinto año de operación, el licitante deberá utilizar el formato 5.5 contenido en las Bases.

Estado de Resultados. El licitante deberá presentar los estados de resultados pro-forma congruentes con el P_0 , la lista de tarifas, los montos de inversión, la depreciación, los impuestos y los costos y gastos de operación, mantenimiento, administración y ventas propuestos para los primeros cinco años de operación, de acuerdo a la Directiva de Contabilidad. Para satisfacer este requisito, el licitante deberá utilizar el formato 5.6 contenido en las Bases.

También deberá presentar la documentación que acredite la viabilidad financiera del proyecto en el largo plazo, para lo cual el licitante deberá presentar análisis financieros, tales como el periodo de retorno de la inversión, la tasa interna de retorno y el valor presente del proyecto.

Mercado Potencial y Volúmenes a Conducir. Se presentará la descripción detallada del mercado potencial para cada uno de los centros de población de la zona geográfica que se incluyan en la Propuesta por cada tipo de cliente que defina en su propuesta (residencial, comercial, comercial pequeño, comercial grande, industrial, industrial grande, etc.). El mercado potencial se deberá estimar para el año 2000, el año 2004 y el año 2011. Para ello, el licitante deberá utilizar el formato 5.8 contenido en las Bases y especificar:

1. El número de clientes potenciales residenciales, comerciales, industriales y totales que, de acuerdo con las estimaciones del licitante, existen en cada uno de los centros de población de la zona geográfica que se incluyan en la Propuesta;
2. El consumo promedio estimado para cada tipo de clientes, y

3. El consumo total estimado para cada tipo de clientes.

También se presentará la integración de los volúmenes que manejará el sistema de distribución por tipo de cliente que defina en su propuesta (residencial, comercial, comercial pequeño, comercial grande, industrial, industrial grande, etc.) para cada uno de los primeros cinco años de operación. Para ello, el licitante deberá utilizar el formato 5.9 contenido en las Bases y especificar:

1. Los clientes potenciales;
2. El porcentaje de participación del mercado potencial por tipo de cliente;
3. Los clientes residenciales, comerciales e industriales conectados;
4. El consumo promedio estimado para cada tipo de clientes, y
5. El consumo total estimado para cada tipo de clientes.

Los licitantes presentarán un estudio de mercado que justifique plenamente los volúmenes utilizados en el cálculo del P_0 y que explique la metodología y los parámetros empleados para el mismo. Dicho estudio de mercado deberá justificar la base estadística y las proyecciones correspondientes de que los usuarios comprendidos en la cobertura propuesta, efectivamente formarán parte del sistema de distribución.

Asimismo, se deberá precisar el porcentaje del mercado potencial que se pretende cubrir en los primeros cinco años en total y por sector (en volumen y número de usuarios).

Los licitantes no podrán incluir en los volúmenes utilizados para el cálculo del P_0 los demandados por los usuarios que, a la fecha de la expedición de estas Bases, se encuentren conectados al sistema de transporte de PGPB (ducto de 76.2 cm. - 30 pulgadas), que no serán sujeto de desincorporación.

Los formatos 5.1.A, B y C, 5.2, 5.4.A, B, y C, 5.5, 5.6, 5.8 y 5.9 antes mencionados forman parte del Anexo 3 de la presente investigación.

Medios Magnéticos. La información contenida en la Propuesta Económica será presentada en archivos compatibles con Microsoft Office 97MR para PC mediante disquetes de 3.5 pulgadas.

Apertura de Ofertas Económicas. La apertura de las Ofertas Económicas se efectuará en un acto público en las oficinas de la CRE en presencia de fedatario público, presidido por el Presidente del órgano regulador o por otro Comisionado integrante del mismo. La fecha y hora en que será realizado dicho acto serán notificadas a los licitantes con por lo menos cinco días hábiles de anticipación.

Este acto dará inicio con la lectura del resultado de la evaluación de las Ofertas

Técnicas y de los nombres de los licitantes que continuarán en el proceso de la Licitación así como de aquellos cuyas Propuestas hubiesen sido desechadas. La apertura de las Ofertas Económicas de los licitantes cuyas Propuestas no hayan sido desechadas se realizará en el mismo orden en que hayan sido registradas sus Propuestas en el acto de recepción de Propuestas y apertura de Ofertas Técnicas.

Las Ofertas Económicas presentadas serán revisadas para verificar que cumplan con los requisitos mínimos de presentación señalados en las Bases.

Requisitos Mínimos de Presentación. La falta de cualquiera de los siguientes requisitos mínimos de presentación en la Oferta Técnica y Económica será en sí misma causa de descalificación:

1. Incluir la garantía de seriedad;
2. Incluir los disquetes con la información técnica requerida de acuerdo con las Bases;
3. Incluir el Documento Complementario;
4. Incluir la información y documentación requeridas para dar aviso a la CFC.
5. Incluir el formato 5.1.A contenido en las Bases debidamente requisitado, e
6. Incluir los disquetes con la información de la Propuesta Económica.

En el supuesto de que alguna Oferta Económica no cumpla con los requisitos mínimos de presentación, el Secretario Ejecutivo de la CRE lo hará del conocimiento del licitante respectivo. El Secretario Ejecutivo levantará un acta que será firmada por los representantes de la CRE, por el fedatario público, y por cada uno de los licitantes presentes, los cuales recibirán una copia de la misma.

La revisión de la documentación e información presentadas por los licitantes en esta etapa no implicará de manera alguna su aprobación, ya que serán objeto de ulterior revisión y análisis. La CRE desechará posteriormente las Propuestas si la documentación económica presentada no es congruente o no reúne los demás requisitos establecidos en la Convocatoria, en las Bases y en las disposiciones jurídicas aplicables.

Determinación de la Oferta Económica más Favorable. Las Ofertas Económicas que superen la evaluación técnica y no hayan sido descalificadas serán ordenadas, de menor a mayor, en función del P_0 propuesto.

La Oferta Económica que presente el P_0 más bajo será considerada como la Oferta Económica más favorable, siempre y cuando exista una diferencia mayor a diez por ciento entre el P_0 de ésta y el de la siguiente Oferta Económica.

Empate de Ofertas Económicas. Todas las Ofertas Económicas que presenten un P_0 hasta diez por ciento mayor con respecto al presentado en la Oferta Económica con el P_0 más bajo se considerarán empatadas con la Oferta Económica que presentó el P_0 más bajo, siempre y cuando esta última supere la evaluación económica realizada por la CRE.

En el supuesto de que la Oferta Económica que haya presentado el P_0 más bajo no supere la evaluación económica, la CRE la descalificará y procederá nuevamente en los términos antes mencionados (Determinación de la Oferta Económica más Favorable).

Las Ofertas Económicas empatadas serán ordenadas en función de la relación que exista entre el P_0 y la cobertura propuesta por el licitante. La CRE calculará esta relación para cada Oferta Económica dividiendo el P_0 entre la cobertura, de manera que la relación más baja será considerada como la Oferta Económica más favorable.

Evaluación de la Oferta Económica más Favorable. La Oferta Económica más favorable será descalificada cuando:

1. No cumpla con los requisitos establecidos en las Bases;
2. Esté incompleta, resulte insuficiente o presente incongruencias o deficiencias;
3. No sea congruente con la Oferta Técnica;
4. El P_0 no incluya todos los ingresos relacionados con la prestación del servicio de distribución (simple y con comercialización);
5. El P_0 no sea congruente con lo establecido por el RGN, la Directiva de Precios y Tarifas, la Directiva de Contabilidad, y las Bases;
6. La capacidad del sistema de distribución propuesto no sea congruente con las proyecciones de demanda presentadas, o
7. Las proyecciones de demanda no sean congruentes con los patrones de consumo de gas natural en la zona geográfica o en zonas similares.

Cuando la Oferta Económica más favorable supere la evaluación económica, el fallo de la licitación será en favor del licitante que la haya presentado y las demás Ofertas Económicas presentadas en la licitación no serán evaluadas.

Cuando la Oferta Económica más favorable sea descalificada, la CRE repetirá el procedimiento descrito anteriormente sin considerar la Oferta Económica descalificada.

Propuesta Única. En el supuesto de que se presente una sola Propuesta o que sólo una de las Propuestas presentadas haya superado la evaluación técnica, la

CRE determinará la Oferta Económica más favorable evaluando la misma.

En caso de que la Oferta Económica más favorable supere la evaluación, la CRE revisará que los costos directamente relacionados con la prestación del servicio sean acordes con parámetros nacionales e internacionales de desempeño en la industria.

Cuando la Oferta Económica más favorable supere la evaluación y cumpla con el requisito adicional mencionado en el párrafo anterior, el fallo de la licitación será en favor del licitante que la haya presentado y sus demás Ofertas Económicas no serán evaluadas.

Cuando la Oferta Económica más favorable sea descalificada después de haber realizado la evaluación, la CRE repetirá el procedimiento con sus demás Ofertas Económicas sin considerar la descalificada.

Cuando la Oferta Económica más favorable no cumpla con el requisito adicional anterior, se requerirá al licitante para que modifique su P_0 y su lista de tarifas, si el licitante efectúa las modificaciones requeridas dentro del plazo que al efecto establezca la CRE, el fallo de la licitación será en su favor, en caso contrario, se declarará desierta la Licitación.

4.3.4 Evaluación de las Propuestas

Se presentaron 5 empresas en la licitación:

1. Gas Natural México, S.A. de C.V.;
2. Sociedad de Gas de Euskadi, S.A., Alcance Construcciones, S.A. de C.V., ELECNOR, S.A., e IDOM, Ingeniería y Consultoría S.A. (Consortio Euskadi);
3. GDF International, S.A. y Mexique Investissements, S.A. (Consortio GDF);
4. TRACTEBEL, S.A., y
5. Gas Capital, S.A. y Lone Star Gas International, Inc. (Consortio Metrogas).

El acto de recepción de Propuestas y apertura de Ofertas Técnicas se llevó a cabo el día 26 de noviembre de 1999 a las 12:00 horas en las oficinas de la CRE. Durante el mismo, las empresas se presentaron a registrar sus Propuestas. Las Ofertas Técnicas fueron abiertas y se determinó que cumplieron con presentar los requisitos mínimos establecidos en las Bases, por lo que se aceptaron para su evaluación técnica.

El acto de apertura de Ofertas Económicas se llevó a cabo el día 12 de enero de 2000 a las 12:00 horas en las oficinas de la CRE. Durante el mismo, se anunció que, el día 10 de enero de 2000 se había resuelto en términos de las resoluciones

Núm. RES/011/2000, RES/012/2000, RES/013/2000, RES/014/2000 y RES/015/2000, que las Ofertas Técnicas presentadas por los licitantes habían cumplido con los requisitos establecidos en las Bases por lo que continuarían en el proceso de la Licitación y serían objeto de evaluación económica.

4.3.5 Determinación del Ganador

Las ofertas económicas de los licitantes fueron ordenadas de menor a mayor en función del P_0 propuesto. La tabla 25 presenta las ofertas económicas recibidas:

Tabla 26: Ofertas Recibidas

Licitante	Oferta Económica	P_0 (Dólares/Gcal)	Diferencia (%)
Gaz de France	I	0.37190	0.00%
Consorcio MetroGas	I	0.39940	7.39%
Consorcio MetroGas	II	0.40060	7.72%
Gaz de France	II	0.40860	9.87%
Consorcio MetroGas	III	0.43050	15.76%
Gas Natural	I	0.56440	51.76%
Gas Natural	II	0.59250	59.32%
Gas Natural	III	0.62070	66.90%
Tractebel	I	0.62357	67.67%
Tractebel	II	0.66836	79.71%
Consorcio Euskadi	I	0.67580	81.72%
Tractebel	III	0.68566	84.37%
Consorcio Euskadi	II	0.69740	87.52%
Consorcio Euskadi	III	0.73710	98.20%

De acuerdo con lo establecido en las Bases, se consideran empatadas todas las ofertas económicas que presenten un P_0 hasta 10% mayor con respecto a la oferta económica que presente el P_0 más bajo, siempre y cuando, esta última supere la evaluación económica, en los términos de las Bases.

En esta licitación, la oferta económica I presentada por GDF fue la más baja con un P_0 de 0.37190 dólares por Gigacaloría, en consecuencia, se procedió a evaluar dicha oferta económica, dando como resultado que la oferta cumple con los requisitos establecidos en las Bases y que no existen elementos para su descalificación.

De acuerdo con las Bases, las ofertas económicas I y II de GDF, así como las ofertas económicas I y II del Consorcio MetroGas, se encuentran empatadas.

Para dar cumplimiento al criterio de desempate, las ofertas económicas que se consideraron empatadas fueron ordenadas en función de su relación entre el P_0 y

la cobertura propuesta en cada una de ellas; es decir, de conformidad con la menor tarifa promedio por usuario. La tabla 26 muestra los resultados de la relación entre el P_0 y la cobertura propuesta, respecto de cada una de las ofertas económicas empatadas, expresados en miles de usuarios:

Tabla 27: Evaluación de Propuestas Empatadas

Licitante	Oferta Económica	P_0 (Dólares /Gcal)	Cobertura (Usuarios)	Relación entre P_0 y cobertura (P_0 /miles de usuarios)	Diferencia con la más baja (%)
Gaz de France	II	0.40860	68,196	0.00599155	0.00%
Consorcio MetroGas	II	0.40060	64,957	0.00616716	2.93%
Consorcio MetroGas	I	0.37190	50,001	0.00743785	24.14%
Gaz de France	I	0.39940	51,889	0.00769720	28.47%

El resultado de comparar la relación entre el P_0 y la cobertura en las distintas ofertas económicas empatadas, indica que la relación más baja corresponde a la oferta económica II de GDF con un P_0 de 0.40860 dólares por Gigacaloría y una cobertura de 68,196 clientes, resultando ser la oferta económica más favorable, en términos de las Bases. Derivado de lo anterior, la CRE realizó una evaluación económica y financiera de la oferta ganadora.

4.3.5.1 Evaluación Económica y Financiera

Como resultado de la evaluación económica y financiera realizada por personal de la CRE, se determinó que:

Ingreso Máximo (P_0). El P_0 presentado por GDF en su oferta económica II está calculado en cumplimiento con las Bases y satisface los requerimientos establecidos en la Directiva de Precios y Tarifas, incluyendo los ingresos relacionados con la prestación del servicio de distribución.

**Figura 19: Título de Permiso G/082/DIS/2000 Apéndice 5.1
Derivación Numérica del P₀**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Energía Conducida (Gcal) (A)	2,936,782	3,972,839	5,831,385	7,378,924	8,139,237	8,583,094	8,846,182	9,055,963
Residencial (A ₁)	-	8,026	45,305	130,026	288,100	449,372	550,749	648,680
Pequeñas Empresas (A ₂)	863	4,301	23,270	78,929	184,415	318,759	390,530	410,998
GCG ₀ (A ₃)	291,418	654,032	898,273	943,091	888,484	1,031,988	1,073,853	1,118,736
GCG ₁ (A ₄)	540,852	823,411	801,288	883,056	1,056,397	1,098,585	1,120,220	1,142,177
GCG ₂ (A ₅)	2,124,047	2,482,870	3,963,270	5,445,822	5,612,832	5,684,410	5,710,809	5,737,472
Ingresos (Dólares) (B)	909,826	1,774,460	1,774,282	2,800,649	4,374,899			
Residencial (B ₁)	-	88,541	371,088	1,052,387	2,304,807			
Pequeñas Empresas (B ₂)	550	22,881	103,145	251,569	494,187			
GCG ₀ (B ₃)	242,311	1,039,772	420,584	420,032	458,591			
GCG ₁ (B ₄)	223,377	218,732	239,905	255,814	288,824			
GCG ₂ (B ₅)	443,587	426,565	839,880	820,868	848,481			
Ingreso por unidad estimado (Dólares/Gcal) (E)	0.308	0.447	0.304	0.370	0.538			
Residencial (B ₁)(A ₁)	-	8.29	8.19	8.09	8.00			
Pequeñas Empresas (B ₂)(A ₂)	0.83	5.32	4.43	3.27	2.88			
GCG ₀ (B ₃)(A ₃)	0.83	1.59	0.47	0.45	0.48			
GCG ₁ (B ₄)(A ₄)	0.41	0.26	0.27	0.26	0.25			
GCG ₂ (B ₅)(A ₅)	0.21	0.17	0.16	0.15	0.15			

Suma Ingresos	
11,633,936	Dólares

Suma Energía Conducida	
28,469,968	Gcal

Derivación Numérica del P₀	
P ₀ = 0.4086	

Como se observa en la figura 25, el P₀ corresponde al promedio quinquenal de los ingresos en dólares (11'633,936) dividido por el promedio quinquenal de la energía conducida en gigacalorías (28'469,968), esto nos da como resultado un P₀ de 0.4086 USD/Gcal.

La metodología para el cálculo del P₀ hace una diferenciación por tipo de usuario, de esta manera se pretende que sólo se cobre a cada usuario la parte proporcional correspondiente al uso y reservación del sistema, tratando de evitar con ello la posibilidad de subsidios cruzados.

Al momento de otorgar el permiso, el P₀ presentado por GDF resultó ser el más económico autorizado por la CRE, actualmente es el segundo.³⁰

Lista de Tarifas. La lista de tarifas presentada por GDF en su oferta económica II está calculada en cumplimiento con lo establecido en las Bases y satisface los lineamientos contenidos en la Directiva de Precios y Tarifas.

Las tarifas fueron publicadas en el DOF el 17 de marzo de 2001, 17 días después del otorgamiento del permiso.

³⁰ El P₀ más económico corresponde a Distribuidora de Gas de Jalisco con 0.25 USD/Gcal.

Análisis Económico y Financiero en el Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria

Tabla 28: Lista de Tarifas Publicada en el Diario Oficial de la Federación

Cargos	Unidades	Periodicidad	Servicio residencial	Servicio Pequeñas Empresas	Servicio GCG regular	Servicio GCG especial 1	Servicio GCG especial 2
Cargo por servicio	Pesos	Mes	14.71	36.78	147.13	1,029.89	2,501.16
Distribución con comercialización							
*Cargo volumétrico único	Pesos/Gcal	----	45.56	6.44	2.69	1.75	1.19
Distribución sin comercialización							
*Cargo por capacidad	Pesos/Gcal	----	22.78	3.22	1.35	0.88	0.60
*Cargo por uso	Pesos/Gcal	----	22.78	3.22	1.35	0.88	0.60
Otros servicios regulados							
*Adquisición del gas (DPT 5)	Pesos/Gcal	----	PD	PD	PD	PD	PD
*Transporte	Pesos/Gcal	----	PD	PD	PD	PD	PD
*Almacenamiento	Pesos/Gcal	----	PD	PD	PD	PD	PD
*Balance de flujos	Pesos/Gcal	----	NO	NO	NO	NO	NO
*Interrumpible	Pesos/Gcal	----	NO	NO	NO	NO	NO
*Importación	Pesos/Gcal	----	PD	PD	PD	PD	PD
Conexión estándar (nuevos usuarios)	Pesos/acto	Acto	0.00	1,584.34	17,343.38	37,499.20	140,622.00
Instalación medidor	Pesos/acto	Acto	562.49	562.49	1,874.96	1,874.96	9,374.80
Conexión no estándar	Pesos/mt	----	374.99	468.74	843.73	1,124.98	1,406.22
Desconexión y reconexión	Pesos/acto	Acto	187.50	187.50	1,874.96	1,874.96	937.48
Depósito por prueba de medidor	Pesos/acto	Acto	187.50	187.50	1,874.96	1,874.96	9,374.80
Otros cargos							
*Acto administrativo	Pesos/acto	Acto	93.75	140.62	187.50	187.50	187.50
Cheque devuelto()	Pesos/acto	Acto	20%	20%	20%	20%	20%
*Supresión de fugas	Pesos/hora	Hora	93.75	140.62	187.50	187.50	187.50
*Daños y otros	Pesos/hora	Hora	93.75	140.62	187.50	187.50	187.50

Se utilizó el tipo de cambio publicado en el DOF el día 28 de febrero de 2000.

PD = Por Determinar

Fuente: Diario Oficial de la Federación del 17 de marzo de 2000.

Dado que las tarifas de distribución resultantes son mayores a las tarifas vigentes de transporte autorizadas a PGPB en zonas urbanas para pequeñas empresas, Gran Consumidor Gas 0,1 y 2, se realizó un ajuste gradual a las mismas, el cual aplicará durante los primeros siete meses de operación. Se deduce por la información presentada que actualmente no existen clientes residenciales a los cuales PGPB ofrezca servicio.

**Figura 20: Titulo de Permiso G/082/DIS/2000 Apéndice 5.2
Lista de Tarifas**

Tipo de cliente	CARGO FIJO EN DÓLARES/MES - CARGO VARIABLE EN DÓLARES POR GJ(GALCALOR)							
	Tarifa actual		Tarifa mes 1		Tarifa mes 2		Tarifa mes 3	
	Cargo fijo	Cargo variable	Cargo fijo	Cargo variable	Cargo fijo	Cargo variable	Cargo fijo	Cargo variable
Pequeñas empresas	0	0.0722	0.3270	0.1295	0.9009	0.2259	1.6348	0.3284
Gran Consumidor Gas 0	0	0.0722	1.3078	0.0901	3.9235	0.1259	6.5391	0.1617
Gran Consumidor Gas 1	0	0.0722	9.1543	0.0818	27.4643	0.1009	45.7738	0.1201
Gran Consumidor Gas 2	0	0.0722	22.2330	0.0769	66.6390	0.0969	111.1650	0.0951

Tipo de cliente	Tarifa mes 4		Tarifa mes 5		Tarifa mes 6		Tarifa mes 7	
	Cargo fijo	Cargo variable	Cargo fijo	Cargo variable	Cargo fijo	Cargo variable	Cargo fijo	Cargo variable
	Pequeñas empresas	2.2687	0.4309	2.9426	0.5333	3.5955	0.6368	3.9235
Gran Consumidor Gas 0	9.1548	0.1975	11.7704	0.2333	14.3661	0.2691	15.6393	0.2870
Gran Consumidor Gas 1	64.0834	0.1392	82.3929	0.1583	100.7025	0.1774	109.8572	0.1870
Gran Consumidor Gas 2	155.6311	0.1042	200.0971	0.1133	244.5631	0.1224	266.7961	0.1270

Con la información presentada por GDF en los apéndices 5.1 y 5.3 del Título del Permiso y la lista de tarifas publicadas en el DOF, se puede corroborar que la derivación del cargo volumétrico (distribución con comercialización) realizada por GDF en su oferta económica II es apropiada, el carácter de esta información es pública por lo se ejemplifica como parte de la Figura 27.

Figura 21: Derivación de Tarifas

CONCEPTOS	Residencial	Pequeñas Empresas	GCG0	GCG1	GCG2
Participación en el ingreso requerido	33%	7%	22%	10%	27%
Ingresos Requeridos (USD)	3,794,562.74	672,331.79	2,561,269.32	1,204,662.05	3,181,030.24
Cargos por Conexión (USD)	0.00	505,310.00	1,096,800.00	136,000.00	240,000.00
Cargos Fijos (USD)	1,500,321.44	168,021.67	398,875.95	263,667.34	448,217.48
Cargo por Comercialización (USD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingreso por Concepto de Volumen (USD)	2,291,241.30	158,941.12	1,863,513.37	801,994.71	2,492,862.76
Volumen (Gca)	471,457.05	209,578.05	3,775,307.90	4,304,784.56	19,628,840.63
Cargo por Volumen (Dólares/Gca)	4.8600	0.8870	0.2870	0.1870	0.1270

Los ingresos requeridos por tipo de usuario corresponderán a la suma de los ingresos requeridos durante los primeros cinco años de operación, los cargos (conexión, fijos y comercialización) serán la suma de los primeros cinco años de los usuarios promedio³¹ multiplicados por el cargo aplicable anualizado, el ingreso por concepto de volumen corresponderá a la resta de los ingresos requeridos menos los cargos, el volumen en gicalorías será la suma de los primeros cinco años de la energía conducida por tipo de usuario, y por último el cargo por volumen (tarifa de distribución con comercialización) será la división del ingreso por concepto de volumen entre el volumen.

Número de Clientes. En lo que respecta al número de clientes, la CRE verifica que este sea como mínimo el establecido en las Bases, para el caso de la oferta económica II de GDF, el número de clientes estimado al quinto año de operación supera en un 36% al mínimo establecido en las Bases.

**Figura 22: Título de Permiso G/082/DIS/2000 Apéndice 5.3
Número estimado de clientes**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Número de Clientes					
Residenciales	-	2,924	13,100	31,550	64,500
Pequeñas Empresas	2	105	532	1,434	2,992
GCG ₀	106	534	566	588	621
GCG ₁	37	40	44	47	49
GCG ₂	25	27	30	32	34
Total	170	3,630	14,272	33,651	68,196

La CRE verificó que los valores expresados en los formatos 5.1C y 5.8 de las Bases fueran los mismos y consideró que las proyecciones de usuarios conectados al sistema de distribución resultan adecuadas con los estudios presentados por el licitante y con los censos de población y demás información proporcionada por los gobiernos de los estados de Puebla y Tlaxcala.

³¹ Usuarios promedio en el año t = usuarios en el año $t-1$ + (nuevos usuarios en el año t , multiplicados por punto cinco).

Ingreso Necesario. Para el caso del ingreso necesario la CRE verifica la congruencia de la información plasmada en los formatos 5.4 A, B y C de las Bases, verificando lo siguiente entre otras cosas:

- Que los costos de operación y mantenimiento registrados en el cálculo del ingreso necesario (formato 5.4A) sean iguales a los registrados en los estados de resultados pro forma (formato 5.6);
- Que la depreciación utilizada como parte del cálculo del ingreso necesario sea la establecida en el formato 5.4B (depreciación anual) y que siga los preceptos establecidos en la Directiva de Contabilidad referentes a la vida útil de los activos y la tasa de depreciación utilizada;
- Que el costo ponderado de capital sea el establecido en el formato 5.4C (costo ponderado de capital) y la base de activos sea la establecida en el formato 5.5 (inversión necesaria), y
- Que la información sea presentada a precios constantes del primer año de operación.

En el caso de la información presentada por GDF en su oferta económica II, esta cumplió con todo lo señalado en las Bases, para el caso del capital social mínimo, sin derecho de retiro, este será superior al 10% requerido de acuerdo con el RGN durante los primeros 5 años, en lo que respecta al rendimiento sobre la inversión, este resultó ser positivo a partir del cuarto año y el promedio de los primeros cinco años fue mayor que cero de conformidad con lo establecido en las Bases.

Al respecto, la CRE realizó un análisis tomando en cuenta que la tasa de rendimiento propuesta fuera acorde con los parámetros nacionales e internacionales de desempeño en la industria, y las características particulares del proyecto. Dicho análisis determinó que la tasa de rendimiento propuesta por GDF es aceptable, ya que le permite mediante el funcionamiento eficiente de su sistema, cubrir los costos de operación y mantenimiento, depreciación, impuestos y obtener una rentabilidad apropiada sobre la inversión.

Todos los valores monetarios presentados por GDF fueron proporcionados en dólares de los EUA, a precios constantes del primer año de operación y se tuvo congruencia entre el cálculo del ingreso necesario, la depreciación anual, el costo ponderado de capital, la inversión necesaria y los estados de resultados pro forma.

Por el carácter confidencial de la información referente al cálculo del ingreso necesario esta no será presentada.

Inversión Necesaria. Los montos de inversión para desarrollar el sistema de distribución, utilizados por GDF en su oferta económica II, son congruentes con los parámetros de costos generalmente utilizados por la industria para el diseño y la planeación de sistemas de gas natural.

En este sentido, la CRE verifica que el monto de la inversión sea acorde con las prácticas de mercado, comparando los montos incluidos en la propuesta, como son: terrenos, derechos de vía, equipos de compresión, equipos de regulación, medición y mejoras, ductos, equipos de telecomunicación, etc., contra otras propuestas con características similares.

Tabla 29: Compromisos de Inversión

Compromisos de Inversión	
Año	Dólares
1	11'674,110
2	2'262,755
3	3'786,594
4	6'298,559
5	10'791,923
TOTAL	34'813,941

A lo largo del tiempo, la CRE ha podido constituir una base de datos confiable que le permite valorar las propuestas presentadas por los licitantes en función de los datos establecidos en otras licitaciones similares.

**Tabla 30: Inversión por Usuario
(miles de dólares por Usuario)**

Permisionario	Zona geográfica	Inversión por Usuario
DGN de Mexicali	Mexicali	0.7141
DGN de Chihuahua	Chihuahua	0.9017
Gas Natural del Noroeste	Hermosillo	0.8152
Gas Natural México	Toluca	0.6683
Gas Natural del Río Pánuco	Río Pánuco	0.5046
Tamauligas	Norte de Tamaulipas	0.6502
Gas Natural México	Monterrey	0.3304
Metrogas	Distrito Federal	0.2481
MexiGas	Valle Cuautitlán-Texcoco	0.5329
Distribuidora de Gas de Querétaro	Querétaro	0.9439
Gas Natural México	El Bajío	0.3743
DGN de La Laguna-Durango	La Laguna- Durango	0.7068
Gas Natural México	Bajío Norte	0.6210
Natgasmex	Puebla-Tlaxcala	0.5102
Distribuidora de Gas Natural de Jalisco	Guadalajara	0.4630
Promedio		0.5336

Como se observa en la tabla 30, la inversión por usuario utilizada por GDF en su oferta económica II se encuentra ligeramente por debajo del promedio de los

permisos otorgados mediante licitación, por lo cual es aceptable por la CRE.

Por el carácter confidencial de la información esta no puede ser desagregada y solo se pueden manejar totales, la CRE verificó que la información referente a la inversión necesaria únicamente incluya los activos que directamente estén relacionados con la prestación del servicio y que se presente a precios constantes del primer año de operación.

Volumen. Con referencia a las proyecciones de volumen utilizados por GDF en su oferta económica II, la CRE determinó que estas son congruentes con la capacidad pico de diseño presentada en su Oferta Técnica. Para los volúmenes de operación, utilizados para el cálculo del P_0 , se determinó que estos son congruentes con las proyecciones de los consumos de combustibles en la zona geográfica de Puebla - Tlaxcala, ya que presentan expectativas razonables de crecimiento, y se encuentran debidamente justificados por un estudio de mercado.

En conclusión y derivado del análisis económico y financiero elaborado por la CRE, se puede determinar que la información económica presentada por GDF en su oferta económica II resulta ser la más favorable.

Por lo tanto, la CRE, en sesión plenaria realizada el 25 de enero de 2000 aprobó, por unanimidad de votos, la resolución Núm. RES/016/2000, declarando ganador de la licitación pública internacional LICGAS- 015-1999 que tiene por objeto el otorgamiento del primer permiso de distribución de gas natural para la zona geográfica de Puebla - Tlaxcala a GDF con la oferta económica que presenta un P_0 de 0.40860 dólares por Gigacaloría y un nivel de cobertura de 68,196 clientes al quinto año contado a partir de la fecha de otorgamiento del permiso de distribución.

El sistema de distribución implicaría una inversión de aproximadamente 34.81 millones de dólares de los EUA al quinto año a partir del otorgamiento del permiso.

4.3.6 Otorgamiento del Permiso

El 28 de febrero de 2000 fue otorgado a GDF el permiso de distribución de gas natural Núm. G/082/DIS/2000, mediante el cual se le confiere una exclusividad de doce años sobre la construcción de un sistema de distribución y la prestación del servicio de recepción y entrega de gas dentro de la zona geográfica de Puebla - Tlaxcala.

El periodo de exclusividad comenzará a partir del otorgamiento del permiso, y la vigencia del mismo será de treinta años contados a partir de la fecha de otorgamiento y podrá ser renovado por periodos de quince años.

Conclusiones.

A lo largo de ya más de siete años de haberse constituido como un órgano regulador en materia de gas natural desconcentrado de la Secretaría de Energía, se puede establecer que el papel que la Comisión Reguladora de Energía ha desempeñado en la industria ha sido muy amplio y dinámico, generando múltiples beneficios, dentro de los cuales podemos destacar los siguientes:

- Durante este periodo de tiempo el gas natural pasó de ser un combustible marginal a uno de los más utilizados en diversos sectores de la población.

En este sentido la CRE ha propiciado el crecimiento del consumo de gas natural mediante la difusión de información referente a sus ventajas naturales y económicas sobre otros energéticos

- En lo que respecta al mercado de distribución, se han otorgado a la fecha 21 permisos, de los cuales 15 han sido mediante licitación pública internacional.

En su conjunto representan una inversión total aproximada de más de 988 millones de dólares y una longitud de más de 28 mil kilómetros de gasoductos.

- Actualmente se cuenta con un marco jurídico aceptable, consistente en Leyes, Reglamentos, Directivas y Normas, los cuales la CRE ha sabido llevar por muy buen camino.

A pesar de esto aún quedan algunas cosas por mejorar, que por diversas cuestiones han quedado rezagadas durante este periodo.

Como ya se mencionó en el capítulo tercero de la presente investigación son cuatro los temas fundamentalmente en los cuales se requiere poner mayor atención para lograr que la Reforma Estructural empezada en 1995 alcance las metas establecidas como base: comercialización, mercado secundario de capacidad, desarrollo de la industria de transporte, y exploración y producción de gas natural no asociado.

Además de estos temas específicos también será de importancia el aumento de las importaciones que se tiene previsto durante los próximos diez años, esto como consecuencia de que la tasa de crecimiento de la demanda será superior al de la oferta, aunque esto se podría solucionar dándole un mayor peso específico en la toma de decisiones de las políticas energéticas del gobierno federal, a la exploración de nuevos yacimientos de gas natural no asociado, ya sea destinando más recursos o permitiendo la participación de terceros en la explotación y producción de gas natural bajo un marco regulador adecuado.

También otro tema de discusión es la posible interconexión con sistemas de gas natural de otros países, principalmente con Estados Unidos y Canadá para explotar los recursos con los que se cuenta. Actualmente el gas de origen nacional

con trabajos y llega hasta Monterrey, por ende, se importa más del 20% de la producción total, esto nos ha puesto dentro de una posición deficitaria que resultaría muy peligrosa en un futuro.

No se debe de dejar pasar por alto, que aun existen muchas obligaciones de carácter jurídico que no han sido definidas por la CRE y que se encuentran en espera de la creación de las disposiciones normativas aplicables o de la modificación de las existentes para lograr que la regulación se apegue más a la realidad del mercado doméstico e internacional.

En lo que respecta al papel de la CRE en el proceso de otorgar permisos de distribución mediante licitación pública, este ha llenado las expectativas en un porcentaje muy elevado.

La CRE ha desempeñado un rol muy importante defendiendo y cuidando los intereses de los usuarios finales, así como los bienes y recursos de la nación, sin caer en ningún momento, en una regulación excesiva que, lejos de permitir, inhiba la inversión en proyectos de distribución de gas natural.

Las metodologías utilizadas por la CRE para la determinación de precios y tarifas de acuerdo con el marco regulador vigente son apropiadas ya que permiten que los permisionarios que utilicen de manera eficiente su sistema obtengan una rentabilidad apropiada, e incentivan la minimización de costos y el crecimiento de los sistemas de distribución, sin dejar pasar por alto la seguridad, que a lo largo de todo el proceso debe estar presente para evitar en lo posible cualquier tipo de accidente.

Vale la pena mencionar, que en este sentido la CRE ha tenido mucho cuidado al elaborar las normas oficiales mexicanas que rigen la manera en que deben de construirse los sistemas de distribución de gas natural, siendo México un país con frecuente actividad sísmica, se ha reforzado la seguridad en este sentido, tratando así de minizar al máximo los posibles accidentes, que como se menciona dentro del primer capítulo, obedecen más a cuestiones externas que a la construcción del mismo sistema.

En el otorgamiento de permisos de distribución por medio de licitaciones públicas la CRE revisa cuidadosamente que los proyectos de inversión reúnan las características necesarias para su otorgamiento, poniendo singular importancia en los supuestos asumidos para su elaboración, ya que al ser proyectos con una vida útil de por lo menos 30 años, requieren de un cuidadoso manejo e interpretación de la información futura.

Es, en la evaluación de la información económica y financiera, en donde la participación del actuario cobra una mayor relevancia, ya que con los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera, puede emitir un juicio objetivo y fundamentado sobre la información presentada por el solicitante.

Como se observó en el capítulo cuarto de la presente investigación, el proceso para otorgar permisos de distribución mediante licitación pública es claro y preciso, aunque un poco lento en su totalidad, desde la presentación de la manifestación de interés respectiva para determinar una zona geográfica de distribución hasta el otorgamiento del permiso correspondiente se tiene un periodo de tiempo de cerca de ocho meses, aunque dado el poco personal con el que cuenta la CRE en comparación con otras dependencias públicas, este largo periodo de tiempo reduce la posibilidad de errores en el proceso de otorgamiento. No obstante, el carácter confidencial de la información presentada por los licitantes ante la CRE, deja abierta la posibilidad de que exista algún error dentro de los cálculos o un posible conflicto de intereses en la determinación del ganador.

Para evitar lo anterior, sería recomendable que la mayoría de la información presentada por los licitantes fuera de carácter público, o por lo menos del conocimiento de los participantes en el proceso, para evitar suspicacias.

Sin perjuicio alguno, el buen desempeño de la CRE en la aplicación de la normatividad vigente en la industria de distribución ha generado felicitaciones por parte de gobiernos de otros países. Personal de la CRE ha sido invitado a colaborar en la elaboración de proyectos de investigación conjuntos con autoridades reguladoras en materia de gas natural en el extranjero.

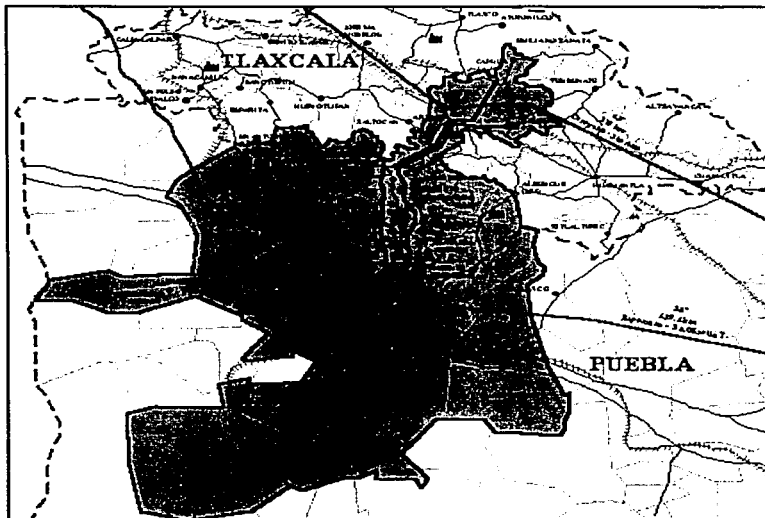
El éxito de la Reforma Estructural en la industria de gas natural emprendido por el gobierno mexicano en 1995 ha sido elevado, aunque esto no signifique alcanzar la totalidad de las metas trazadas. A pesar de esto, la situación actual del mercado doméstico e internacional nos alientan a pensar que se va por buen camino.

Los retos son grandes, pero se tiene la capacidad técnica y operativa y la decisión necesarias para alcanzar las metas trazadas, esto aunado a los vastos recursos naturales con los que se cuenta prevén que en un futuro no muy lejano se alcance un mayor grado de interconexión de los diversos sectores que componen el mercado doméstico de distribución gas natural.

Derivado de lo anterior, la regulación económica y financiera de los permisos de distribución de gas natural resultan ser otro campo profesional, en donde la participación del actuario como dictaminador resulta ser adecuada para este sector.

Anexo 2: Zona Geográfica de Puebla-Tlaxcala

ZONA GEOGRAFICA DE PUEBLA - TLAXCALA



SIMBOLOGIA	
— Límite de Zona Geográfica	■ Parque Industrial
- - - Límite Estatal	▭ Zona Geográfica
..... Límite Municipal	● Localidades
== Ducto de Transporte	● Villajes Principales
--- Ducto de Distribución	+++ Fincas

Anexo 3: Formatos

ZONA GEOGRÁFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1/99

**FORMATO 5.1.A
INGRESO MÁXIMO INICIAL (P₁)
(Cobertura/3 períodos)**

Categoría de Tarifas	Ingresos por capacidad de distribución de gas natural en la zona geográfica de Puebla - Tlaxcala	Ingresos por capacidad de distribución de gas natural en la zona geográfica de Puebla - Tlaxcala
I		
II		
III		

Instrucciones:

- I. El P₁ deberá presentarse con cuatro decimales.
- II. El P₁ para los primeros cinco años de prestación del servicio deberá ser el definido en la disposición 6.18 de la Directiva de Precios y Tarifas.
- III. El P₁ propuesto deberá determinarse con base en:
 - A. El ingreso requerido para cubrir los costos directamente relacionados con la prestación del servicio de distribución en sus dos modalidades (distribución simple y distribución con comandatización), incluyendo los costos y gastos de operación, mantenimiento, administración y ventas, los impuestos, la depreciación y el rendimiento sobre la inversión, y
 - B. El volumen total de gas que se proyecta conducir durante los primeros cinco años de prestación del servicio.
- IV. La determinación del P₁ deberá incluir los ingresos que resultan de:
 - A. Los cargos por capacidad y uso derivados del servicio de distribución simple;
 - B. Los cargos por capacidad y uso derivados del servicio de distribución con comandatización;
 - C. Los ingresos derivados de tarifas convencionales. Estos deberán ajustarse de manera que reflejen los ingresos que se hubieran obtenido si se hubieran derivado de la tarifa regulada correspondiente, tal y como se especifica en las disposiciones 6.79 y 6.80 y en la sección 11 de la Directiva de Precios y Tarifas;
 - D. Los cargos por balanceo de flujos;
 - E. Los cargos por servicios interumblicos;
 - F. Los cargos por servicios.
- V. Los ingresos derivados de la venta de gas no se incluyen en el cálculo de P₁, en virtud de que estos ingresos serán regulados conforme a lo establecido en la sección 5 de la citada Directiva.
- VI. La columna correspondiente a "Cobertura" deberá expresar la cobertura estimada para el quinto año a partir de la fecha del otorgamiento del Permiso. Esta información deberá ser congruente con la incluida en el formato 5.1.C.

Análisis Económico y Financiero en el Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria

ZONA GEOGRÁFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1990

**FORMATO 5.1.B
INGRESO POR UNIDAD ESTIMADO**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Energía conducida (Gcal) (A)						
Residencial (A ₁)						
Comercial (A ₂)						
Industrial (A ₃)						
Ingresos (Dólares) (B)						
Residencial (B ₁)						
Comercial (B ₂)						
Industrial (B ₃)						
Ingreso por unidad estimado (Dólares/Gcal) (B)/A						
Residencial (B ₁ /A ₁)						
Comercial (B ₂ /A ₂)						
Industrial (B ₃ /A ₃)						

Instrucciones

- I. Las proyecciones sobre la energía conducida deberán ser congruentes con los requisitos de la disposición del punto B, Mercado Potencial y Volumen a Conducir, del Capítulo I Contando de las Ordenes Económicas de estas Bases.
- II. La información deberá presentarse a precios constantes del primer año de operación. La información de este formato puede ser utilizada por cada licitante para calcular su ingreso máximo inicial (Má) presentado en el formato 5.1.A. Sin embargo, la manera en que cada licitante utilice esta información para calcular su P₁ dependerá de las características particulares de sus proyectos.
- IV. Los ingresos derivados de la venta de gas no se incluirán en el cálculo del ingreso por unidad estimado, en virtud de que estos ingresos serán regulados conforme a lo establecido en la sección 5 de la citada Directiva.
- V. El ingreso resultante de la suma de B₁, B₂, y B₃, debe ser idéntico al calculado en el formato 5.4.A.

ZONA GEOGRÁFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1990

**FORMATO 5.1.C
NÚMERO ESTIMADO DE CLIENTES**

(Cifras acumuladas)

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Número de Clientes					
Residenciales					
Comerciales					
Industriales					

Instrucciones

- Las proyecciones sobre el número de clientes deberán ser congruentes con la información presentada en el formato 5.B de estas Bases y en los términos de la disposición 1.B de estas Bases.
- En caso de existir diferentes bloques de clientes, estos deberán especificarse en este formato.
- Nota: Las cifras expresadas en esta tabla deberán corresponder a los primeros cinco años contados a partir de la fecha de otorgamiento del Permiso.

Análisis Económico y Financiero en el Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria

ZONA GEOGRÁFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1/090

**FORMATO 5.2
LISTA DE TARIFAS**

Categoría de Servicio	Unidad de Medida	Permisos de Distribución	Permisos de Distribución	Comercial	Residencial
Servicio	Dólares				
Dist. con comercialización	Dólares/Gcal				
Capacidad	Dólares/Gcal				
Uso	Dólares/Gcal				
Otros servicios					
Conexión no estándar	Dólares				
Desconexión	Dólares				
Reconexión	Dólares				
Otros cargos (especificar)					

Instrucciones

- I. Presentar la lista de tarifas y cargos aplicables a los servicios que se otorgarán a cada categoría de clientes.
- II. Presentar, en su caso, las tarifas correspondientes a distintos rangos de volumen o distintas presiones de entrega.
- III. Las tarifas y cargos aplicables deberán reflejar el costo relativo de prestar el servicio a cada categoría de clientes, de forma congruente con la información presentada en el formato 5.1.B.
- IV. La categoría de otros servicios deberá incluir los cargos por servicios tales como:
 - A. Servicio por interrupción de flujo;
 - B. Servicio ininterrumpido;
 - C. Servicio de almacenamiento.
 La información deberá presentarse a precios constantes del primer año de operación, y contener cuatro decimales.
- VI. El precio del gas no forme parte de la lista de tarifas, en virtud de que estos ingresos serán regulados conforme a lo establecido en la sección 6 de la citada Directiva.
- VII. La tarifa de "distribución con comercialización" es una tarifa volumétrica que agrega el cargo por capacidad, el cargo por uso y el precio máximo de adquisición del gas. Esta tarifa se calculará mensualmente conforme a las variaciones en el precio de adquisición del gas. Para el caso de este formato, el renglón correspondiente a "distribución con comercialización" debe agregar los cargos por uso y capacidad que se cobran a los usuarios que utilizan cada servicio -observando lo establecido en la disposición 9.20 de la Directiva de Precios y Tarifas- sin incluir el precio de adquisición del gas.

Análisis Económico y Financiero en el Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria

ZONA GEOGRÁFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1990

**FORMATO 5.4.A
CÁLCULO DEL INGRESO NECESARIO
(Dólares)**

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Ingreso Necesario								
Costos de Operación y Mantenimiento								
Depreciación								
Rendimiento sobre la inversión (A) - (B) x (C)								
Base de activos (B)								
Costo promedio ponderado del capital (C)								
Impuestos sobre la renta								

Instrucciones

- I. Los costos de operación y mantenimiento deberán ser idénticos a los registrados en el formato 5.4.
- II. La depreciación de cada año deberá ser la resultante de los cálculos del formato 5.4.B. El costo promedio ponderado del capital para cada año deberá ser el resultante de los cálculos del formato 5.4.C.
- III. La base de activos deberá ser la resultante de los cálculos del formato 5.5.
- IV. La información deberá presentarse a precios constantes del primer año de operación.
- VI. Los costos y gastos de operación, mantenimiento, venta y administración deben ser estimados con base en el flujo de efectivo requerido para dichas actividades y no podrá ser disminuido por aplicaciones de tipo contable.
- VI. El rendimiento sobre la inversión deberá tener valores positivos a partir del cuarto año, y el promedio del mismo deberá ser positivo para los primeros 5 años.

ZONA GEOGRÁFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1990

**FORMATO 5.4.B
CÁLCULO DEL INGRESO NECESARIO
DEPRECIACIÓN ANUAL
(Dólares)**

Activos	Vida Útil	Valor de Rescisión	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Totales depreciación anual							
Tanques							
Canche de vía							
Estructuras para compresiones							
Equipo de regulación, medición y mejoras							
Ductos							
Equipos de compresión							
Equipo de telecontrolación							
Estructuras							
Otros estructuras y mejoras							
Otros activos fijos							

Instrucciones

- I. La base de depreciación aplicable a cada activo, el monto total de la depreciación en cada año y la vida útil probable de los activos deberán calcularse siguiendo la metodología contenida en las disposiciones 4.1, 4.2, 4.4 y 4.5 de la Directiva de Contabilidad.
- II. La información deberá presentarse a precios constantes del primer año de operación.

Análisis Económico y Financiero en el Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria

ZONA GEOGRAFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1990

**FORMATO 5.4.C
CÁLCULO DEL INGRESO NECESARIO
COSTO PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL**

(Dólares)

Categoría	Cuentas de Inversión			Cuentas de Ingresos			Cuentas de Gastos		
	Costo	Beneficio	Costo	Beneficio	Costo	Beneficio	Costo	Beneficio	
México			100%			100%			100%
Participación (%) (A)			---			---			---
Costo (B) (E)									
Costo ponderado del capital (%)	(1)	(2)	(1)X(2)	(3)	(4)	(3)X(4)	(5)	(6)	(5)X(6)
(C1)-(A)X(2)									

Instrucciones

- I. El costo promedio ponderado del capital deberá calcularse considerando:
 - A. La rentabilidad esperada;
 - B. El costo de la deuda;
 - C. El rendimiento al capital contable;
 - D. El rendimiento de acciones preferenciales, y
 - E. Otros instrumentos financieros.
- II. El costo estimado de cada componente del capital (deuda y capital contable) deberá justificarse con base en:
 - A. La rentabilidad en empresas similares en otros países, y
 - B. Las condiciones de rentabilidad para las inversiones en México.
- III. La información deberá presentarse a precios constantes del primer año de operación.

ZONA GEOGRAFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1990

**FORMATO 5.5
INVERSIÓN NECESARIA
(Cifras acumuladas en dólares)**

Tipo de Activos	SAFET	SAFET	SAFET	SAFET	SAFET
Bases de Activos (F) = (A)+(D)+(E)					
Gastos preparativos (E)					
Capital de trabajo (D)					
Valor neto de activos fijos (A)=(B)-(C)					
Total de activos fijos (B)					
Tanques					
Sanitarios, bases y crucamentos					
Estructuras para compresión					
Equipo de regulación, medición y mejoras					
Quinta					
Equipos de compresión					
Equipo de telecomunicación					
Estructuras					
Otras estructuras y mejoras					
Otros activos fijos					
Depreciación acumulada (C)					

Instrucciones

- I. La información sobre el monto y programa de inversiones planeadas deberá incluir reposición de activos y nuevas instalaciones.
- II. Unicamente deberán incluirse los activos directamente relacionados con la prestación del servicio.
- III. La depreciación acumulada deberá ser congruente con los datos del formato 5.4.B.
- IV. La información deberá presentarse a precios constantes del primer año de operación.
- V. El precio unitario debe expresarse en unidades de medida.

**Análisis Económico y Financiero en el Otorgamiento de Permisos de Distribución
de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria**

ZONA GEOGRAFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1020

**FORMATO 5.6
ESTADO DE RESULTADOS PROFORMA
(Dólares)**

Concepto	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingresos					
Por servicios de distribución					
Por servicios distintos a distribución					
Costos y gastos					
Depreciación					
Costos de operación y mantenimiento					
Costo de otros servicios					
Utilidad bruta					
Gastos de operación					
Gastos de venta					
Gastos de administración					
Utilidad de operación					
Costo integral del financiamiento					
Otros ingresos y gastos					
Utilidad antes de impuestos					
ISR y PTU					
Utilidad (perdida) neta					
% Rendimiento sobre capital					

Instrucciones

- I. Los ingresos, los costos y gastos deberán ser congruentes con el P_o propuesta y la utilidad del estudio estimado.
- II. La depreciación deberá ser la resultante de los cálculos del formato 5.4.B.
- III. Los impuestos y derechos inherentes a la producción del servicio de distribución deberán incluirse en el renglón de costos de operación y mantenimiento.
- IV. La información deberá presentarse a precios constantes del primer año de operación.

Análisis Económico y Financiero en el Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria

ZONA GEOGRAFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1090

**FORMATO 5.2
MERCADO POTENCIAL**

ANÁLISIS DEL MERCADO POTENCIAL DE GAS NATURAL			
Segmento del mercado potencial	a. Clientes potenciales	b. Consumo promedio	c. Consumo total
Residencial			
Comercial			
Industrial			
< 30,000 m ² diarios			
>30,000 <60,000 m ² diarios			
>60,000 m ² diarios			
Total			
Segmento del mercado potencial	a. Clientes potenciales	b. Consumo promedio	c. Consumo total
Residencial			
Comercial			
Industrial			
< 30,000 m ² diarios			
>30,000 <60,000 m ² diarios			
>60,000 m ² diarios			
Total			
Segmento del mercado potencial	a. Clientes potenciales	b. Consumo promedio	c. Consumo total
Residencial			
Comercial			
Industrial			
< 30,000 m ² diarios			
>30,000 <60,000 m ² diarios			
>60,000 m ² diarios			
Total			

Instrucciones.

- I. Se deberán llenar cada uno de los espacios con las estimaciones obtenidas del estudio de mercado elaborado por los licitantes de conformidad con la disposición 5.2 de estas Bases.
- II. Adicionalmente se presentará una justificación y explicación de cada uno de los parámetros utilizados para este formato.
- III. El mercado potencial se refiere al consumo global de combustibles por cada tipo de usuario, para toda la Zona Geográfica, la información de clientes que se espera conectar y volumen que se espera consumir se parte del formato 5.2 siguiente.

Nota: La tabla contenida en este formato deberá llenarse para cada Centro de Población y Municipio de la Zona Geográfica donde pretenden desamortar el Sistema de Distribución. La tabla contenida en este formato también deberá llenarse con los datos totales del Sistema de Distribución propuesto.

Análisis Económico y Financiero en el Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria

ZONA GEOGRAFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-015-1990

**FORMATO 5.3
VOLUMENES Y CLIENTES DEL SISTEMA
HOJA 1 DE 2**

Consumo Residencial	Consumo Comercial	Consumo Industrial	Consumo Total	Consumo Residencial	Consumo Comercial	Consumo Industrial	Consumo Total
Residencial							
Comercial							
Industrial:							
< 30,000 m ³ de flujo							
> 30,000 < 60,000 m ³ de flujo							
> 60,000 m ³ de flujo							
Total							
Residencial							
Comercial							
Industrial:							
< 30,000 m ³ de flujo							
> 30,000 < 60,000 m ³ de flujo							
> 60,000 m ³ de flujo							
Total							
Residencial							
Comercial							
Industrial:							
< 30,000 m ³ de flujo							
> 30,000 < 60,000 m ³ de flujo							
> 60,000 m ³ de flujo							
Total							

Análisis Económico y Financiero en el Otorgamiento de Permisos de Distribución de Gas Natural en México, Conforme a la Normatividad Vigente en esa Industria

ZONA GEOGRÁFICA DE PUEBLA - TLAXCALA
LIC-GAS-016-1999

**FORMATO 5.9
VOLUMENES Y CLIENTES DEL SISTEMA
HOJA 2 DE 2**

Resolución		Comercial		Industrial		Total	
Resolución							
Comercial							
Industrial							
< 30,000 m ³ clientes							
>30,000 <60,000 m ³ clientes							
>60,000 m ³ clientes							
Total							
Resolución		Comercial		Industrial		Total	
Resolución							
Comercial							
Industrial							
< 30,000 m ³ clientes							
>30,000 <60,000 m ³ clientes							
>60,000 m ³ clientes							
Total							

Instrucciones.

- I. Se deberán llenar cada uno de los espacios con los estimaciones obtenidas del estudio de mercado al ubicado por los licitantes de conformidad con la disposición 5.9 de estas Bases.
- II. Adicionalmente se presentará una justificación y explicación de cada uno de los parámetros utilizados para este formato, de conformidad con la disposición 5.11 de estas Bases.
- III. En este formato la columna correspondiente a los clientes potenciales debe contener los mismos datos presentados en la columna de clientes potenciales del formato 5.8 anterior.
- IV. En este formato la participación del mercado se refiere al porcentaje que el licitante estima cubrir del número de clientes potenciales referido en el inciso inmediato anterior.

Notas:

I. La tabla contenida en este formato deberá llenarse para cada Centro de Población y Municipio de la Zona Geográfica donde pretenden desarrollar el Sistema de Distribución. La tabla contenida en este formato también deberá llenarse con los datos totales del Sistema de Distribución propuesto.

II. Los años calendario indicados en el Formato 5.8 se deberán considerar a partir del otorgamiento del permiso y los años calendario que se considerarán en Formato 5.9 serán a partir del inicio de operación del Sistema de Distribución.

Bibliografía

- BP Amoco, "BP Statistical Review of World Energy", junio 2001.
- Centro de Estudios Económicos, El Colegio de México, Documentos de Trabajo, "The Reform of the Mexican Natural Gas Market: Effects on Production and Distribution", Luis F. López-Calva y Juan Rosellón.
- Comisión Europea, "Hacia la Libertad de Elección, El mercado único europeo del gas", julio 2000.
- Comisión Reguladora de Energía, "Informe Quinquenal 1995-2000".
- Comisión Reguladora de Energía, "Bases de la Licitación Pública Internacional LIC-GAS-015-1999 que tendrá por objeto el Otorgamiento del Primer Permiso de Distribución de Gas Natural para la Zona Geográfica de Puebla – Tlaxcala".
- Comisión Reguladora de Energía, "Informa Anual 1999".
- Diario Oficial de la Federación, Viernes 17 de marzo de 2000.
- International Energy Agency, "Energy Prices & Taxes", 4th. Quarter 2001.
- International Energy Agency, "Regulatory Reform: European Gas", 2000.
- OECD, "Promoting Competition in the Natural Gas Industry", octubre 2000.
- Organización Latinoamericana de Energía, "El Gas Natural en la Política Energética de América Latina y El Caribe", Quito, Ecuador, Febrero 1998.
- Página Web <http://www.cre.gob.mx>
- Página Web <http://www.eia.doe.gov>
- Página Web <http://www.eia.org>
- Página Web <http://www.gas.pemex.gob.mx>
- Página Web <http://www.pemex.gob.mx>
- Pemex-Gas y Petroquímica Básica, "Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas, Gas Natural".
- Secretaría de Energía, "Prospectiva del mercado de gas natural, 2001-2010".
- Tierno Abreu Andrés, "La Desregulación del Mercado de la Energía", agosto 2000.
- Título de Permiso de Distribución de Gas Natural para la Zona Geográfica de Puebla – Tlaxcala Núm. G/082/DIS/2000, otorgado a Natgasmex, S.A. de C.V.

Índice de Tablas y Figuras

<i>Tabla 1: Ventajas Ambientales del Gas Natural Respecto a Otros Combustibles.....</i>	<i>2</i>
<i>Tabla 2: Ventajas Económicas del Gas Natural Respecto a Otros Combustibles.....</i>	<i>3</i>
<i>Tabla 3: Reservas Probadas de Gas Natural en el Mundo.....</i>	<i>7</i>
<i>Tabla 4: Producción Mundial de Gas Natural.....</i>	<i>8</i>
<i>Tabla 5: Consumo Mundial de Gas Natural.....</i>	<i>9</i>
<i>Tabla 6: Reservas Probadas de Gas Natural en América del Norte.....</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 7: Producción de Gas Natural en América del Norte.....</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 8: Consumo de Gas Natural en América del Norte.....</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 9: Reservas Probadas de Gas Natural en Asia.....</i>	<i>13</i>
<i>Tabla 10: Producción de Gas Natural en Asia.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 11: Consumo de Gas Natural en Asia.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 12: Reservas Probadas de Gas Natural en Europa.....</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 13: Producción de Gas Natural en Europa.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 14: Consumo de Gas Natural en Europa.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 15: Reservas Probadas de Gas Natural en Centro y Sudamérica.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 16: Producción de Gas Natural en Centro y Sudamérica.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 17: Consumo de Gas natural en Centro y Sudamérica.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 18: Reservas Probadas de Gas Natural por Región 1998-2001.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 19: Extracción de Gas Natural por Tipo y Región, 1998-2001.....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 20: Puntos de Interconexión entre Estados Unidos y México.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 21: Permisos de Transporte y Distribución de Gas Natural.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 22: Entrega de Gas Natural de PEP a PGPB por tipo, 2000-2010.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 23: Demanda Nacional de Gas Natural por Región, 2000-2010.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 24: Permisos de Distribución de Gas Natural Vigentes.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 25: Calendario de la Licitación.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 26: Ofertas Recibidas.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 27: Evaluación de Propuestas Empatadas.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 28: Lista de Tarifas Publicada en el Diario Oficial de la Federación.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 29: Compromisos de Inversión.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 30: Inversión por Usuario.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 1: Composición del Gas Natural.....</i>	<i>1</i>
<i>Figura 2: Años Restantes de Reservas.....</i>	<i>3</i>
<i>Figura 3: Sistema de Suministro de Gas Natural.....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 4: Principales países exportadores de GNL en el 2000.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 5: Localización de las Reservas de Gas Natural.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 6: Consumo de Gas Natural por Sector durante 2001.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 7: Estructura de la Industria de Gas Natural Previa a 1995.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 8: Funcionamiento de la Industria de Gas Natural.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 9: Secuencia Lógica para Reestructurar la Industria.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 10: Visión de Largo Plazo para la Industria de Gas Natural.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 11: Marco Regulator de la Industria de Gas Natural.....</i>	<i>35</i>

<i>Figura 12: Proyectos de transporte</i>	39
<i>Figura 13: Proyectos de distribución abierto</i>	44
<i>Figura 14: Localización de los mercados de gas natural en Texas, EUA</i>	50
<i>Figura 15: Cuenca Productora de Gas Natural e Interacciones Fronterizas con México</i> ..	52
<i>Figura 16: Precios de Referencia y Sector en el que se Aplican</i>	52
<i>Figura 17: Tasa Impositiva</i>	54
<i>Figura 18: Situación Operativa de los Permisos de Transporte y Distribución</i>	55
<i>Figura 19: Título de Permiso G/082/DIS/2000 Apéndice 5.1</i>	86
<i>Figura 20: Título de Permiso G/082/DIS/2000 Apéndice 5.2</i>	87
<i>Figura 21: Derivación de Tarifas</i>	88
<i>Figura 22: Título de Permiso G/082/DIS/2000 Apéndice 5.3</i>	88