



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

ACATLÁN



ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL USO DEL GAS NATURAL EN LA ECONOMÍA MEXICANA, EN LA DÉCADA DE LOS NOVENTA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE LICENCIADO EN

E C O N O M Í A

P R E S E N T A

ESPINOZA LOZADA GIOVANNI

278094

Acatlán, Estado de México 1999



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

2ej



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.

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| Introducción | 7 |
| CAPÍTULO 1 | |
| ELEMENTOS RELATIVOS AL GAS NATURAL | 17 |
| 1.1 Antecedentes | 17 |
| 1.1.1 Usos y seguridad | 20 |
| 1.1.2 Ciclo total del combustible | 23 |
| a) Procesamiento | 24 |
| b) Transportación | 25 |
| c) Almacenamiento | 25 |
| 1.2 Ventajas comparativas respecto a otros combustibles | 26 |
| 1.2.1 Transición de gas LP a gas natural | 30 |
| 1.3 Demanda de gas natural | 32 |
| 1.3.1 Demanda sectorial | 33 |
| a) Sector eléctrico | 34 |
| b) Sector industrial | 35 |
| c) Sector residencial y comercial | 36 |
| d) Sector petrolero | 37 |
| 1.3.2 Demanda regional | 37 |
| 1.4 Oferta de gas natural | 40 |
| 1.4.1 El gas natural existente | 41 |
| 1.4.2 Reservas | 43 |
| 1.4.3 Extracción | 44 |
| 1.4.4 Cantidad procesada | 47 |
| 1.4.5 Capacidad de transporte y distribución | 48 |

CAPÍTULO 2

| | |
|--|-----------|
| MARCO LEGAL (COMPROMISOS INTERNACIONALES Y NACIONALES) | 50 |
| 2.1 El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) y el medio ambiente | 50 |
| a) Aumento en la actividad económica | 50 |
| b) Acceso más rápido y fácil a la tecnología | 52 |
| c) Cambios en los precios relativos | 52 |
| 2.1.1 Acuerdo de Cooperación Ambiental de América del Norte (ACAAN) | 52 |
| 2.2 La regulación del gas natural en México | 54 |
| 2.2.1 Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional | 56 |
| 2.2.2 Reglamento | 57 |
| 2.2.3 Visión a largo plazo de la industria | 58 |
| a) Evolución esperada | 59 |
| b) Inversión extranjera | 60 |
| c) Objetivo de la regulación | 61 |
| d) Principales aspectos de la regulación del gas natural | 61 |
| 2.3 El desarrollo de la política ambiental en México | 62 |
| 2.3.1 Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) | 63 |
| 2.3.1.1 NOM-085-ECOL-1994 | 67 |
| 2.3.1.2 NOM-086-ECOL-1994 | 68 |
| 2.3.2 Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LGEEPA) | 70 |
| 2.3.3 Autorregulación | 71 |
| 2.3.4 Sistema Integrado de Regulación Directa y Gestión Ambiental de la Industria (SIRG) | 72 |
| 2.4 Instrumentos económicos | 74 |

CAPÍTULO 3

EVALUACIÓN MACROECONÓMICA Y ECONOMETRICA DEL GAS NATURAL 80

| | |
|---|-----|
| 3.1 Modelo Insumo-Producto | 80 |
| 3.1.1 Indicadores de la especialización del sector petrolero y de gas natural | 83 |
| 3.1.2 Patrones de integración productiva | 89 |
| 3.1.3 Integración del sector de extracción de petróleo y gas, y el bienestar | 93 |
| 3.1.4 Gráficas de interrelaciones de la matriz de Insumo-Producto | 97 |
| 3.2 Modelo econométrico | 101 |
| 3.2.1 Función de demanda para el gas natural | 103 |
| 3.2.2 Información utilizada | 104 |
| 3.2.3 Modelo Matemático | 108 |
| 3.2.4 Modelo alternativo de cointegración | 112 |

CAPÍTULO 4

PROSPECTIVA DEL MERCADO DE GAS NATURAL 117

| | |
|---|-----|
| 4.1 Evolución esperada de la demanda 1997-2006 | 117 |
| 4.1.1 Análisis por sectores | 118 |
| 4.1.1.1 Sector eléctrico | 119 |
| 4.1.1.2 Sector petrolero | 123 |
| 4.1.1.3 Sector industrial | 124 |
| 4.1.1.4 Sector residencial y comercial | 128 |
| 4.1.1.5 Sector transporte vehicular | 131 |
| 4.2 Expectativas de producción y oportunidades de inversión 1997-2006 | 134 |
| 4.2.1 Inversión en extracción y procesamiento | 136 |
| Conclusiones | 137 |

INTRODUCCIÓN

El gas natural en México se ha convertido en un recurso muy valioso para la industria, debido a las ventajas que proporciona: un menor precio respecto a otros combustibles fósiles; la posibilidad de una combustión completa y limpia, que se traduce en una menor emisión de contaminantes al ambiente y un abastecimiento importante para el mercado como consecuencia de los numerosos yacimientos. Todo lo anterior parece implicar un mayor consumo y demanda del gas natural como combustible para la industria nacional.

Durante mucho tiempo, se le restó importancia al gas natural asociado con la extracción de petróleo, considerándose como un subproducto de éste último, lo que propició que se quemara debido a la falta de un mercado y de la infraestructura necesaria para su aprovechamiento, así como al desarrollo deficiente de la técnica de recuperación secundaria del crudo mediante la reinyección del gas a los yacimientos.

Sin embargo, a partir de los años sesenta, el aumento en el consumo del gas natural, los descubrimientos de nuevos yacimientos, su mayor disponibilidad, la reducción en los costos de producción, transporte y distribución, y el desarrollo de tecnología, dieron un estímulo a la conformación de la industria gasera mexicana. Por ello mi interés en desarrollar una investigación sobre el sector del gas natural. Dadas las enormes posibilidades de crecimiento que ofrece.

En el primer capítulo del presente trabajo de investigación, se hace una revisión del desarrollo histórico de la industria del gas natural en México, con el fin de presentar un panorama de la situación de este combustible. Para ello, se incluyen apartados sobre sus usos, la seguridad que presenta, las ventajas comparativas con otro tipo de combustibles fósiles; asimismo, se establece el comportamiento que tuvo el mercado mexicano de gas natural.

En el segundo capítulo, se contempla el papel de México en el panorama internacional respecto a la protección del medio ambiente. Se hace una breve presentación de los principales acuerdos de política ambiental de los que nuestro país forma parte. Todo esto con la finalidad de subrayar la importancia que la protección ambiental tiene para México, por lo que la explotación de un combustible con un impacto mínimo sobre el medio

ambiente, como puede ser el gas natural, es adecuado para los objetivos de política ambiental en el país.

El tercer capítulo, presenta una evaluación macroeconómica y microeconómica, del gas natural a través de dos modelos: el insumo producto y el econométrico.

En el capítulo, se analiza la ubicación estructural del sector de extracción de petróleo y gas natural en la economía desde una perspectiva a largo plazo. Estos resultados permiten evaluar la contribución del petróleo y gas natural en la generación de producto e ingreso nacionales. La metodología empleada se basa en el modelo de Insumo-Producto, con base en la matriz de México de 1990, desagregada a 72 ramas.

El análisis comprende a las matrices de transacciones internas y totales agregada en 30 sectores productivos; la agregación empleada incluye un conjunto de actividades fuertemente ligadas entre sí.

El análisis de Insumo Producto (IP) considera las siguientes secciones: en la primera se exponen los principios básicos del modelo IP; en la segunda se describen algunos aspectos del sector de petróleo y gas natural, tales como el tipo de bienes que producen y los mercados a los que abastece; en la tercera se establecen los patrones de integración que el sector mantiene con el resto de la economía a través de encadenamientos hacia atrás y hacia adelante; la cuarta analiza la contribución del sector de extracción de petróleo y gas natural en la economía, mediante la extracción hipotética; la quinta parte expone, con base en un análisis gráfico, el esquema de relaciones estructurales que el sector petrolero y de gas establece con el resto de la economía.

El modelo econométrico, estima la relación existente entre el volumen de ventas de gas natural con respecto al precio del mismo producto, al precio del combustible y al Producto Interno Bruto, intentando demostrar que el comportamiento de las ventas de gas natural es similar a una ecuación de demanda, donde el precio del propio bien es una función negativa, mientras que el precio del bien sustituto y la generación de bienes en la economía, poseen una relación positiva con la principal variable que es la venta de gas natural.

El cuarto capítulo aborda la prospectiva del gas natural. La cual establece una proyección de la demanda esperada de gas natural, incluyendo los sectores industrial, eléctrico, residencial y comercial, transporte vehicular; además, se consideran las diferentes regiones a nivel nacional y su aportación; lo anterior en relación al periodo comprendido de 1997 a 2006.

El pronóstico manejado de la demanda de gas natural seco, se basa en dos tipos de información: por un lado, se consideran datos históricos de la demanda de cada sector, cuyo comportamiento se proyecta desarrollando escenarios sobre el crecimiento de la actividad económica, de la población y sobre los precios relativos de energéticos. Por otro lado, se utiliza información sobre los cambios estructurales previstos, ambos resultado de la información generada por la Secretaría de Energía y por PEMEX.

Estos cambios se derivan principalmente en los siguientes factores: la entrada en vigor de nuevas normas ambientales, que obligan a limitar la emisión de contaminantes y que inducen al uso intensivo de combustibles más limpios como el gas natural, especialmente en zonas caracterizadas como críticas en este aspecto; los planes de expansión en la generación de energía eléctrica y el uso de combustibles relacionados con estos proyectos, así como la conversión a gas natural de instalaciones de generación existentes; las licitaciones de permisos para las zonas geográficas de distribución que prevé llevar a cabo la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el programa de uso de gas natural comprimido en el transporte vehicular de la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM).

MARCO CONCEPTUAL

Una situación de óptimo de Pareto, es aquella en que resulta imposible que la situación de un individuo mejore sin que la de otro empeore, donde mejor quiere decir más preferida y peor implica menos preferida. Todo equilibrio de mercado competitivo es un óptimo paretiano y cualquier óptimo de Pareto es un equilibrio competitivo, a condición de que se cumplan ciertos requisitos restrictivos como la perfecta información, la ausencia de fallas en el mercado (externalidades), etcétera.

El teorema básico de la economía del bienestar, busca legitimar el comportamiento racional como socialmente deseable y también justificar una pequeña intervención gubernamental, que mejore las condiciones bajo las cuales los individuos hacen sus elecciones. La intervención, sería especialmente justificable siempre que existieran los llamados fallos del mercado, es decir, cuando esté claro que los mercados no están maximizando el bienestar colectivo.

La perspectiva neoclásica, ve al gobierno como un agente esencialmente ético que sólo interviene en el mercado por el interés público, para aliviar la inevitable tensión entre la racionalidad individual y la ética colectiva. A nivel individual no se reconocen obligaciones éticas o morales.

Teorema de Coase

En un primer momento, algunos analistas sostenían que los problemas del costo de la contaminación no eran generalizados, y que podían ser mitigados adecuadamente por medio de un proceso de redefinición de la estructura de derechos de propiedad existente. Una interpretación concreta del Teorema de Coase, se usó como base teórica para la política de control de la contaminación no intervencionista.

Según Coase, la solución más eficaz para situaciones de daños por contaminación, es a través de un proceso de negociación entre el contaminador y el afectado por los efectos de la contaminación. Cada uno podría compensar al otro, dependiendo de quién tuviera los derechos de propiedad: si el contaminador es quien tiene el derecho, el perjudicado podría compensarle por no contaminar; en cambio si el derecho es del contaminado, el contaminador le puede compensar para que tolere el daño.

Se dice que en una economía con derechos de propiedad bien definidos y transferibles, los individuos y las empresas, tienen todos los incentivos para usar los recursos naturales del modo más eficiente posible. Los mercados y los precios surgen del comportamiento económico colectivo, con tal que sea posible la exclusión (es decir, cualquier individuo que consuma un bien puede excluir a otros individuos de hacer lo mismo) y que existan los derechos de propiedad.

La contaminación ambiental es un tipo de falla de mercado, normalmente consecuencia de la sobreexplotación de los recursos considerados propiedad común o que no están apropiados. Entonces, el mercado falla cuando los derechos de propiedad no están especificados adecuadamente o no están bajo el control de aquellos que se podrían beneficiar personalmente al dedicar los recursos a su uso más altamente valorado.

Crecimiento económico y desarrollo sustentable

Una definición preliminar del desarrollo sustentable podría ser la siguiente: considera la maximización de los beneficios netos del desarrollo económico, sujeto al mantenimiento de los servicios y la calidad de los recursos naturales a lo largo del tiempo.

El desarrollo económico se interpreta de modo amplio, para incluir no sólo los incrementos de ingresos reales de renta per cápita, sino también elementos de bienestar social. El desarrollo incluiría necesariamente un cambio estructural de la economía y la sociedad. El mantenimiento de los servicios y la calidad de la dotación de recursos a lo largo del tiempo implica, en la medida en que sea posible, la aceptación de las siguientes normas: la utilización de los recursos renovables a ritmos menores o iguales a su ritmo de regeneración natural y la optimización del uso de recursos no renovables, sujeto a la sustituibilidad entre recursos y el progreso tecnológico.

El desarrollo económico y el mantenimiento de los recursos naturales se relacionan en dos amplios sentidos. Es posible que hasta un nivel dado de utilización del recursos, exista algún tipo de posibilidad de intercambio entre el desarrollo y los servicios proporcionados por el recurso. Más allá de este nivel, es probable que el desarrollo económico conlleve reducciones en una o más de las funciones del medio ambiente natural, como insumo para la producción económica, como servicio de asimilación de residuos y como provisión de recreación y amenidad.

Impuesto de Pigou

El impuesto pigouviano óptimo, es igual al costo marginal externo (esto es, el daño causado por una unidad marginal de contaminación) en el nivel óptimo de contaminación. Una función de daño, nos dice cómo varía el daño del contaminante con el nivel de

contaminación emitida y cuál es el valor monetario del mismo (entonces debería ser posible relacionarlo con el nivel de actividad del contaminador).

La necesidad de encontrar la función completa del daño (o buena parte de la misma), surge porque se desea encontrar el nivel óptimo de contaminación, esto es, se necesita al menos una parte del costo marginal externo. Además de lo anterior, se debe conocer el Beneficio Privado Marginal Neto (BPMN), que es el beneficio del contaminador. Si el contaminador es una empresa, esto puede resultar muy difícil por la confidencialidad de la información.

La estimación del daño ambiental, tiene lugar en el contexto de una secuencia de actividades y hechos: la actividad generadora de la contaminación, las emisiones contaminantes, su concentración en el medio ambiente, la exposición, el daño hecho y la valoración monetaria del daño. El impuesto pigouviano adecuado está relacionado con el valor monetario del daño ocasionado en el óptimo, pero esto es complicado, por lo tanto, se debe valorar sobre la base de emisiones o en la concentración de contaminantes en el ambiente, medidas en términos físicos.

Instrumentos Ambientales

Los establecimientos industriales, producen la corriente de bienes y servicios que satisfacen la demanda de los mercados y los hogares, generando simultáneamente el flujo de emisiones que constituye un problema social. Cuando la contaminación proveniente de fuentes industriales es muy grave, ésta puede convertirse en un límite infranqueable para el crecimiento económico, pues genera más costos sociales y ambientales que bienes económicos. El cálculo económico por los establecimientos industriales, no incluye dentro de sus costos al conjunto de costos ambientales que genera su propia actividad industrial. Tales costos ambientales se transfieren a la sociedad en su conjunto, a otros agentes económicos y a otras generaciones.

El dilema existente entre crecimiento económico o mejoramiento y la calidad del medio ambiente, debe resolverse sin tomar una de las opciones como solución exclusiva y excluyente.

La economía ambiental, pretende encontrar alternativas que hagan posible una mayor actividad industrial con una mejor calidad ambiental. Lo cual se vincula directamente con la reconsideración de los perfiles tecnológicos y energéticos de los establecimientos industriales, con su eficiencia energética, con la sustitución de insumos y el cambio en los procesos productivos, con la reutilización y reciclaje de residuos en las plantas fabriles, y en general, con la innovación tecnológica hacia procesos industriales más limpios.

Para que lo anterior sea factible, es necesario utilizar los instrumentos normativos y económicos, que modifiquen aquellas conductas individuales y sociales que se traducen en mayores registros de contaminación.

Fallas institucionales de mercado

El problema de la contaminación atmosférica, puede interpretarse como derivado de la existencia de un conjunto de fallas de instituciones o de mercado, es decir, por la ineffectividad de algunas políticas públicas en la materia, o por la distorsión e incapacidad de los mercados para asignar eficientemente los recursos escasos de la sociedad.

La economía supone que el mercado constituye la mejor forma de organización social, para decidir racionalmente cómo asignar los recursos escasos ante diferentes alternativas de utilización y que, precisamente, el sistema de precios es institucionalmente el mecanismo central para conectar los planes de compra de los demandantes de bienes y servicios diversos con los planes de producción y venta de los oferentes mismos.

Igualmente, se parte de que todos los agentes económicos toman decisiones básicamente en función de los precios (consideran también preferencias e ingresos). Por lo tanto, aquellos bienes y servicios cuyos precios sean bajos o nulos serán muy demandados.

La contaminación origina costos que son externos al contaminador. Estos se manifiestan en la forma de daños a la salud humana, daños materiales, impactos a los ecosistemas, pérdidas en la productividad y diversas formas para la sociedad. Sin la intervención del gobierno, los contaminadores rara vez tienen un incentivo para controlar la contaminación provocada por sus actividades. Políticas de gobierno eficientes, internalizan los costos

externos de la contaminación: hacen que los contaminadores se comporten como si ellos mismos soportaran los costos de la contaminación.

Precisamente estas fallas institucionales o de mercado se traducen en las externalidades, que es preciso introducir en los presupuestos de los agentes que contaminan. Estas existen cuando las actividades de cualquier agente económico provocan pérdidas o ganancias sin que unas y otras sean compensadas. Cuando los niveles de contaminación atmosférica son sumamente altos y las emergencias ambientales son posibles, no compensar estas externalidades y transferirlas entre agentes y generaciones deja de constituir una conducta racional y eficiente. Por lo que en estas circunstancias, es urgente internalizar los costos ambientales.

Entre las soluciones posibles o instrumentos de control ambiental se encuentran: la innovación tecnológica, la políticas normativas y los instrumentos económicos

La innovación tecnológica y su difusión, son incuestionablemente la solución crucial de innumerables problemas ambientales. Es ampliamente aceptado, que uno de los mayores intereses del progreso técnico, es el abatimiento de los costos de producción y operación como vía para incrementar los niveles de productividad y poder así, competir por aumentar también los grados de contabilidad económica. Es decir, la innovación tecnológica busca la minimización de los costos y la maximización de los beneficios, y generalmente, induce a la sociedad por la ruta del progreso. Cuando los costos del progreso empiezan a ser muy grandes, generalmente surgen nuevas soluciones tecnológicas.

La investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías, el ahorro y la sustitución de fuentes de energía, la sustitución de insumos y la modificación de los procesos productivos que se traduzcan en conjunto, en actividades industriales más limpias; avanza en la lógica de mantener las capacidades institucionales y económicas, para ofrecer continuamente bienes y servicios en los mercados, sin rebasar los umbrales naturales y sociales de las capacidades de carga de los medios receptores de los contaminantes.

Otra importante herramienta, con la cual se cuenta para enfrentar el problema de la contaminación atmosférica, se refiere al conjunto de normas que establecen los límites máximos permisibles de emisión provenientes de fuentes industriales. En México, el proceso de normalización en materia ambiental sobre las actividades industriales, ha estado dirigido hacia los niveles máximos permisibles de emisión para fuentes fijas.

De acuerdo con el principio de la mejor tecnología disponible, las normas ambientales han inducido a los establecimientos industriales hacia el cumplimiento de las mismas, mediante el desarrollo o impartición de tecnologías de control de emisiones y la instalación de equipos anticontaminantes.

El valor de esta experiencia acumulada es incuestionable en varios sentidos. Sin embargo, es necesario percibir las limitaciones que tendría el continuar diseñando las normas ambientales con el enfoque convencional ligado al principio de comando y control, al énfasis de remediación al final del tubo y a la expedición de normas particulares por fuente o por giro industrial. Resultando todo ello, en elevados costos privados y públicos por el cumplimiento de tal normatividad.

Si se mantuviera como enfoque normativo predominante aquél vinculado a la vigilancia, el control y la inspección de fuentes de emisión, podría arribarse a una situación paradójica: la totalidad de los establecimientos industriales podrían estar cumpliendo con la normatividad ambiental y, sin embargo, la contaminación atmosférica proveniente de fuentes industriales continuaría aumentando y acumulándose. Esto podría suceder debido a la mayor actividad productiva de los establecimientos ya existentes o a la incorporación de nuevos establecimientos o a ambas razones.

En contraste, el nuevo enfoque de regulación ambiental, más preocupado por la sustitución de insumos, la eficiencia energética y el cambio de procesos industriales, pretende frenar, reducir y prevenir la contaminación atmosférica de acuerdo a la capacidad de carga.

También pretende evitar, la transferencia de contaminantes entre medios receptores e igualmente, fomenta los procesos de autorregulación ambiental, otorgando una serie de incentivos económicos que apoyen el cumplimiento de las normas ambientales

Los instrumentos económicos, son herramientas importantes en la regulación ambiental, ya que promueven soluciones ambientalmente efectivas y económicamente eficientes. Tales instrumentos económicos pueden ser de carácter fiscal (derechos, impuestos, estímulos), financieros (fianzas, seguros, garantías, créditos) o de mercado (permisos comerciables de contaminación, sistemas depósito-reembolso, sobreprecios).

Ante fallas o distorsiones de los mercados, los instrumentos económicos pueden corregir dichas fallas e introducir el criterio de quien contamina paga. Lo cual ayuda a modular los perfiles de consumo y de la producción, induce a la elección de los combustibles y fuentes de energía, los insumos, la tecnología y los volúmenes y tipo de las emisiones industriales.

CAPÍTULO 1

ELEMENTOS RELATIVOS AL GAS NATURAL

1.1 ANTECEDENTES

La formación del gas natural se originó por la descomposición bacteriana de residuos de materia animal y vegetal, depositados junto a sedimentos marinos durante millones de años. La conversión de estos residuos en gas y petróleo, se debió a ciertas condiciones de presión y temperatura. Una vez que el gas y el petróleo se formaron, se presume que estos emigraron a través de estratos porosos bajo la influencia de fuerzas naturales

Este tipo de gas es una mezcla combustible de compuestos de hidrocarburo sencillo que generalmente se encuentra en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa. Puede encontrarse solo o en asociación con petróleo crudo o condensados de hidrocarburos. Su composición química es simple, es una molécula formada por un átomo de carbón y cuatro átomos de hidrógeno (CH_4).

Su ingrediente principal es el metano, el cual puede representar hasta un 99% en algunos tipos de gas natural, mientras que en otros puede ser de 80% o menos. Contiene además, otros componentes de hidrocarburos como etano, propano y butano, presentes en concentraciones decrecientes. Pueden encontrarse también otros gases no hidrocarburos tales como: bióxido de carbono (CO_2), helio (He), sulfuro de hidrógeno y nitrógeno (N).¹

Al gas natural que contiene compuestos de azufre (S) y monóxido de carbono (CO), se le denomina gas amargo en contraposición al gas dulce que no posee tales compuestos. Cuando el gas natural contiene cantidades apreciables de hidrocarburos fácilmente condensables (tales como etano, propano y butano) se le llama húmedo, mientras que si éstos están en cantidades pequeñas se le llama seco.

¹ Márquez, D., Miguel H. *La industria del gas natural en México, 1970-1985*, México, El Colegio de México, 1986, pp. 15.
16

El gas que se obtiene de los yacimientos de petróleo, contiene normalmente cantidades apreciables de gases ácidos tales como: ácido sulfhídrico y bióxido de carbono (H₂S y CO₂), así como componentes de alto valor comercial tales como el metano, el etano, el propano entre otros. Con objeto de evitar la corrosión que estos gases ácidos ocasionan, es necesaria su eliminación para poder así procesar y comercializar tanto el gas como los productos licuables del mismo.

La producción y uso del gas natural en México, surge básicamente como resultado de la explotación del crudo, además de otras razones adicionales específicas para cada una de las dos actividades mencionadas. En sus orígenes el gas natural fue subproducto no deseado de la explotación petrolera, en la medida que en la mayoría de los yacimientos se encontraba asociado al crudo extraído, lo que a veces generaba peligrosas condiciones para las actividades de perforación y de producción.²

De hecho, tuvieron que pasar algunas décadas para que la industria petrolera, tomase conciencia de que la existencia del gas natural y la presión que éste ejercía en los yacimientos posibilitaba la recuperación del petróleo, lo que más tarde permitiría acelerar el desarrollo de la industria petrolera.

La situación cambió radicalmente cuando la técnica de recuperación secundaria y la construcción de ductos permitieron utilizarlo y transportarlo a grandes distancias.

El descubrimiento en 1945 del yacimiento Misión en el norte del país da inicio de cierta manera a la historia del gas natural en México. De hecho, las actividades ligadas al aprovechamiento de éste hidrocarburo son iniciadas en años posteriores, al realizarse las obras de reinyección al yacimiento Poza Rica (Veracruz) y particularmente, con las construcciones de los gasoductos entre la planta de absorción allí ubicada y el Distrito Federal, y desde Reynosa (Tamaulipas) a Monterrey, al desarrollarse los campos productores de gas al noroeste de Tamaulipas³.

Desde aquel entonces las dificultades que afrontó Petróleos Mexicanos (PEMEX), para

² Márquez, D. Miguel H. *La industria del gas natural en México, 1970-1985*. México, El Colegio de México, 1986, pp 16, 17

desarrollar las actividades ligadas al aprovechamiento del gas, son las que normalmente se encuentran en este tipo de industria incipiente, a saber: la construcción de sistemas de transporte y establecimiento de mercados. En este sentido, los problemas con los cuales la empresa tiene que lidiar, son más bien de índole económico y de inversión que de orden técnico para descubrir y producir gas natural⁴.

Este tipo de problema se debió en buena parte a que la producción de gas natural, adquiere en México una importancia relativamente tardía como fuente de suministro energético, tomando en cuenta el auge temprano de la explotación petrolera.

La utilización del gas natural, comenzó en el año de 1946 al instalarse dos plantas endulzadoras con capacidad de 125 MMPCD⁵ (ver abreviaturas), cada una con sus respectivas plantas recuperadoras de azufre y dos plantas de absorción con aceite refrigerado de la misma capacidad, en lo que hoy se conoce como el complejo Petroquímico de Poza Rica.

El objetivo principal fue la recuperación de los licuables del gas natural, así como iniciar la recuperación secundaria del crudo, mediante la reinyección del gas a los yacimientos y comercializar este recurso con base en la construcción de un gasoducto de 20 pulgadas de diámetro, para la transportación a la Ciudad de México. En esa misma época entró en operación otro gasoducto, el de Reynosa a Monterrey, que combatió las importaciones de gas provenientes de los Estados Unidos.

La situación descrita, comenzó a cambiar en forma significativa a partir de los cincuenta y particularmente durante los sesenta. La producción de gas natural entre los años de 1952 y 1964 pasa de 256 a 1,325 MMPCD, en correspondencia con el significativo aumento que había conocido la producción de crudo.

Igual fenómeno experimentan las reservas. A fines de 1952 las reservas totales de

³ Bermúdez, Antonio J. *La política petrolera mexicana*, Joaquín Mortiz, México, 1976, pp. 1, 2

⁴ Bullard, Freda J. *Mexico's Natural Gas: The Beginning of an Industry*. Bureau of Business Research, The University of Texas, Austin, 1968, pp. 14-24

⁵ Almeida Garza Galindo, Alejandro, *Comportamiento de las ventas de gas natural en México*, periodo 1960-1983. México, ITAM, 1984, p. 15

hidrocarburos alcanzaban la cifra de 2,241 MMB⁶ (ver abreviaturas), correspondiéndole alrededor de un 40% al gas natural. Al 31 de diciembre de 1964, estas llegan a 5,227 MMB y la participación en ellas de las reservas de gas natural se estiman en 44%.

Las ventas internas pasan de 46 MMPCD⁷ en 1952 a 492 MMPCD en 1964, y a 644.8 MMPCD en 1968, a un ritmo de expansión parecido al de los principales productos petrolíferos. De los 650 MMPCD, 74% fueron vendidos al sector industrial, 10.9% al sector eléctrico y 5.1% al sector doméstico.

Las diferencias entre las producciones anuales registradas para los años 1952 y 1964, 256 y 1,325 MMPCD⁸ respectivamente, y los volúmenes aprovechados se deben al encogimiento del gas ocasionado por la extracción de líquidos y fundamentalmente a un problema que persistiría por medio del envío de gas a la atmósfera.

Las razones de tales logros, van más allá del interés de los subsecuentes gobiernos de la República y de las respectivas administraciones de PEMEX, para impulsar y consolidar la industria del gas y por ésta vía contribuir al logro de la independencia energética del país.

En efecto, el desarrollo y consolidación de ésta incipiente industria encontró formidables estímulos en los avances del desarrollo industrial a partir de los cuarenta, y en especial en el crecimiento y desarrollo de la industria petroquímica de los sesenta al volverse ésta en un importante consumidor de gas natural, como materia prima y como energético.

1.1.1 USOS Y SEGURIDAD

Hasta hace relativamente pocos años, gran parte era quemado o enviado a la atmósfera, y la mayor parte del gas natural asociado era reinyectado al yacimiento o utilizado para la extracción del petróleo, en la llamada operación de bombeo neumático.

Los niveles de utilización de aprovechamiento del gas natural en el mundo, no eran ni son

⁶ PEMEX, *Anuario Estadístico*, varios años, pp 17-30

⁷ Almeida Garza Galindo, Alejandro, *Comportamiento de las ventas de gas natural en México, periodo 1960-1983*, México, ITAM, 1984, p 16

⁸ Secretaría de Energía, *Balance Nacional de Energía*, 1996, pp 11 23

iguales para los distintos países o regiones poseedoras de yacimientos gasíferos. Este ha dependido de varios factores, que van desde la magnitud o riqueza de los yacimientos descubiertos, hasta el grado o nivel de desarrollo alcanzado por los usos otorgados al gas en el sector eléctrico e industrial. Una de las primeras aplicaciones del gas natural, ha sido en la producción de vapor, sustituyendo o complementando, en instalaciones mixtas, la acción de los combustibles sólidos y líquidos.

El gas natural, es empleado por las principales industrias mexicanas en un alto porcentaje, debido a que es un combustible relativamente barato y térmicamente eficiente. En 1996 la rama que registró el mayor consumo de gas natural a nivel industrial, fue la industria petroquímica con el 27.9%, seguido de la siderúrgica con el 16.7% y la química con el 9.7% (ver tabla 1).

TABLA 1.
CONSUMO Y USOS DEL GAS NATURAL POR RAMA INDUSTRIAL, 1996.

| Rama | Usos | Consumo Interno | PIB Industrial | Consumo Total |
|--------------------|--|-----------------|----------------|---------------|
| Minera | fabricación del acero y el aluminio entre otros | 42.4% | 5.0% | 4.5% |
| Siderúrgica | fabricación del acero y el aluminio entre otros | 44.6% | 17.5% | 16.7% |
| Química | se considera como una de las materias primas básicas para las síntesis químicas industriales más importantes | 47.7% | 9.5% | 9.7% |
| Cerámica y vidrio | debido al menor contenido de contaminantes y al poder calorífico de los combustibles gaseosos, es posible efectuar el calentamiento directo del producto, lo que permite obtener un grado de combustión elevado y construir hornos más pequeños | 72.7% | 2.2% | - |
| Celulosa y papel | para manufacturar pulpa y papel. | 40.7% | 3.5% | - |
| Textil | se utiliza para el acabado de las fibras, este proceso requiere mantener una presión constante de gas natural. | n d | n d | - |
| Cemento | consume una considerable cantidad de energía térmica, representando entre un 25 y 40% del costo total del producto | 10.7% | 7.1% | - |
| Alimentos, bebidas | entre otros es utilizado en la producción de cerveza, malta y aguas envasadas | 36.7% | 1.6% | - |
| Petroquímica | es materia prima fundamental en la industria petroquímica en la producción de amoníaco, para la obtención de fertilizantes, y en las cadenas del etano-etileno y del metano-metanol y como combustible en la propia industria petrolera. Una parte se destina para el bombeo neumático en pozos petroleros que ya no tienen presión para fluir por sí mismos, incrementando de esta forma el factor de recuperación de aceite en estos yacimientos | 98.8% | 13.2% | 27.9% |
| Otras ramas | | 47.6% | 28.7% | 41.2% |

FUENTE: Secretaría de Energía, *Balance Nacional de Energía*, 1996

n d no disponible

Además, se utiliza en motores, turbinas, quemadores para calentamiento directo, hornos y calderas o como combustible doméstico. Es también usado para tratar los materiales de desecho, en la incineración, secado, calentamiento, etcétera.

Adicionalmente, resalta el uso del gas natural seco en la generación de energía eléctrica, sobre todo en áreas consideradas como zonas críticas por la normatividad ambiental.

Dentro de las ventajas de seguridad están: un rango de inflamabilidad muy limitado, en concentraciones en el aire por debajo de los 4 grados Celsius (°C) y por arriba de los

14°C aproximadamente, no se encenderá el gas natural⁹; su alta temperatura de ignición y rango de inflamabilidad limitada reducen la posibilidad de un incendio o explosión accidental; presenta también seguridad en la operación, debido a que en caso de fugas al ser más ligero que el aire, se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente, se requiere buena ventilación.

Debido a que el gas natural no tiene un olor propio, se agregan odorantes químicos (mercaptano) para que pueda detectarse en caso de fuga. El olor del odorizante puede describirse como el del azufre, aunque no es tóxico.

1.1.2 CICLO TOTAL DEL COMBUSTIBLE

Los sistemas de energía alternativos son analizados a través de su eficiencia y su impacto ambiental, pero esta comparación también debe basarse en el "ciclo total del combustible", es decir, desde el punto de extracción hasta el uso final. De acuerdo con esto, los dispositivos y equipos que utilizan gas son superiores.

Para el gas natural, el ciclo comienza en los pozos, de donde es extraído del subsuelo. Después de procesado, el gas es comprimido y distribuido a través de ductos (proceso que consume una pequeña cantidad de energía). Su eficiencia total desde el origen hasta el uso final es cercana al 91%. En otras palabras, poco más de 9 unidades de 10 de la energía primaria son tomadas del suelo y llevadas a un dispositivo.

Para generar electricidad, se requiere la extracción de fuentes como el petróleo, carbón, gas natural, energía nuclear, hidroeléctrica y otras, las cuales deben ser procesadas, transportadas y convertidas, lo que implica un proceso que consume una gran cantidad de energía. Como resultado, la eficiencia total de la electricidad desde su origen hasta su destino es cercana al 29%.

Lo anterior significa que menos de 3 unidades de 10 de la energía primaria realmente consiguen ser utilizadas. Por tanto la combinación de alta eficiencia y bajas emisiones en

⁹ Asociación Mexicana de Gas Natural, *Preguntas básicas entorno al gas natural*, México, 1997, pp.1-6

cada punto a lo largo del ciclo de la energía, conducen a la superioridad de los sistemas y dispositivos de gas natural.

Ya que a menudo el petróleo y el gas natural se encuentran juntos, la tecnología utilizada para la exploración, producción y procesamiento es similar para ambos productos. Pese a que en general, las estructuras institucionales de las cuales se dotan las empresas en distintos países, consisten en gran parte de las mismas entidades.¹⁰ El grado de integración vertical en la industria del gas natural es limitado con respecto a la industria petrolera

Las razones principales que explican la diferencia anterior, surgen de los aspectos económicos relativos al transporte y tratamiento del gas natural, la inflexibilidad que presenta la producción y comercialización del gas natural respecto a la del petróleo y finalmente por el papel directo jugado por los estados en las ventas finales de gas natural¹¹.

a) PROCESAMIENTO

Al encontrarse el gas natural solo o asociado con petróleo u otros productos líquidos, es necesario procesarlo para extraerle todos los productos licuables. Esto se efectúa en plantas llamadas de absorción. La industria del proceso de gas es uno de los segmentos más grandes de la industria del petróleo y gas.

En términos simples, la industria del procesamiento de gas se dedica a recoger, acondicionar y refinar el gas natural puro de la tierra, convirtiéndolo en un producto vendible: energía útil para aplicaciones de gran variedad.

b) TRANSPORTACIÓN

La conveniencia de transportar por medio de ductos al gas natural resulta ser por

¹⁰ Mortimer, Glenn W *Issues in Natural Gas Production and Utilization*, Chem. System Inc Tarryton, New York, USA, 1984, p. 17

¹¹ Davis, Jerome D. *The Political Economy of European Natural Gas Markets, Cooperation and Conflict*, No XVII. London, 1983, pp. 12-19

economía y seguridad. Para poder transportarlo por cilindros, estos deberían contar con especificaciones especiales y diferentes a los cilindros que transportan el gas licuado de petróleo (LP), que implicaría costos en infraestructura. Para poder envasarlos tendría que licuarse, lo que alteraría su rango de seguridad; en cuanto a su distribución, esta sería por medio de camiones, que se traduciría en emisión de contaminantes más el deterioro de calles y avenidas.

A pesar de que este tipo de gas puede ser más costoso que el carbón, puede ayudar en cuanto a costos de operación en la industria, ya que las unidades que manejan gas tienden a ser de más fácil operación y mantenimiento que otros equipos. Dado que el gas natural es distribuido a través de ductos subterráneos, no existe la necesidad de almacenarlo. Asimismo, de que no produce desechos sólidos o cenizas que deban ser eliminados después de un proceso industrial.

Además, para ser licuado se requieren temperaturas sumamente bajas y presiones muy altas; lo cual hace que el único medio práctico para su transportación y manejo sea la utilización de gasoductos. Una vez que el gas puro es procesado, es conducido a un sistema de ductos para su transportación hasta el área donde será vendido.

c) ALMACENAMIENTO

El almacenamiento desempeña un papel importante para el mercado, ya que asegura el abastecimiento eficiente y confiable durante períodos de exceso de demanda y sirve de respaldo a la oferta en caso de emergencia por una interrupción de la producción o dificultades en el transporte; a su vez, permite a los transportistas y distribuidores mantener sus balances de flujo y controlar sus inventarios.

Cuando el gas natural alcanza su destino desde un ducto, puede ser almacenado antes de su distribución; se almacena en depósitos subterráneos principalmente para asegurar que la capacidad de la industria del gas pueda satisfacer las fluctuaciones estacionales que presenta la demanda. El tener un almacenamiento local, reduce el tiempo necesario por parte del sistema distribuidor para responder a la creciente demanda de gas. El almacenamiento también permite proporcionar un servicio continuo, aun cuando la

producción o transportación a través de conductos sea interrumpida.

1.2 VENTAJAS COMPARATIVAS RESPECTO A OTROS COMBUSTIBLES

El sustancial incremento de los precios del petróleo entre 1972 y 1982, cambió la situación económica relativa del uso del gas tornándolo atractivo, justificando su explotación y utilización en situaciones que antes no lo eran. De este modo, desde mediados de los setenta, el gas natural se vuelve más que antes, en una alternativa importante respecto del petróleo¹².

A ello se suma su limpieza comparada con otros combustibles fósiles, y las ventajas que su uso ofrece en varias aplicaciones, debido a su capacidad de ser fácilmente regulado para quemar con alta eficiencia¹³. No obstante, constituyen amplios montos de inversión que exigen las actividades de transporte y distribución sobre todo a largas distancias. El incremento en los costos reales para encontrar y desarrollar las reservas del gas natural en el mundo, debido a los relativamente altos costos de producción en campos marinos y al incremento en los costos que acarrear perforaciones a profundidades mayores en tierra.

Obviamente esta afirmación se vuelve relativa, en lo que a distribución y transporte se refiere, cuando se disponen de elevados volúmenes de gas (mayores a 1,000 MMPCD), en cuyo caso su distribución es conveniente, más atractiva y menos problemática que en el caso del combustible o la energía eléctrica.

La producción natural de gases como el vapor de agua (H₂O), bióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxidos de nitrógeno (NO_x) y ozono (O₃), ayudan a que la tierra sea habitable para los humanos. Pero los mismos gases producidos por el hombre, se añaden a los gases naturales en la atmósfera y actúan como las paredes de vidrio y el techo de un invernadero, atrapando el calor del sol. Este fenómeno "invernadero" impide que el calor escape de la tierra, provocando así un incremento en la temperatura promedio de la atmósfera alrededor de la tierra y elevando los niveles del mar.

¹² Márquez, D., Miguel H. *La industria del gas natural en México, 1970-1985*, México, El Colegio de México, 1986, pp 17-21

Un problema ambiental que preocupa en años recientes es el calentamiento de la tierra. Los científicos creen que la Tierra se está calentando ligeramente, debido a gases y otros desperdicios que son emitidos a la atmósfera, estos son atrapados por el calor del sol manteniéndolos cerca de la Tierra.

En promedio, la temperatura se ha incrementado entre 0.03 y 0.06 grados Celsius durante los últimos cien años¹⁴. Los principales causantes de este “efecto invernadero” son: el bióxido de carbono (CO₂), los clorofluorocarbonos (CFC's) y los óxidos de nitrógeno (NO_x).

El uso de gas natural puede reducir el efecto invernadero provocado por las emisiones de gas, ya que al quemarse, el gas natural emite 45% menos CO₂ que el carbón, y 30% menos CO₂ que el petróleo. Un estudio realizado en Estados Unidos, mostró que utilizar petróleo provoca 1.4 veces más impacto en el calentamiento global que el gas natural, y el uso del carbón produce 1.5 veces más impacto.

Por los elementos descritos, la Agencia de Protección Ambiental (EPA)¹⁵ de los Estados Unidos, el Panel Intergubernamental de las Naciones Unidas en Cambios Climáticos¹⁶, así como otros organismos han recomendado a los usuarios de energía que cambien al gas natural para ayudar a reducir el calentamiento global.

El empleo de este combustible podría ayudar a minimizar los problemas ambientales de la calidad del aire. La “lluvia ácida”, por ejemplo, ocurre cuando emisiones de bióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) reaccionan en el aire con agua, oxígeno y otras materias para formar varios componentes ácidos. Estos componentes caen entonces a la tierra en estado seco (como partículas o gas) o húmedo (como lluvia, nieve o neblina). El viento se encarga de dispersar la lluvia ácida, la cual puede agravar los problemas de salud, incluyendo las vías respiratorias y el corazón, además de afectar los recursos naturales. La combustión del gas natural casi no produce SO₂, con ello, ayuda a reducir

¹³ International Energy Agency (IEA) *Natural Gas Prospect*, OECD, Paris, 1986, pp. 3-7

¹⁴ De acuerdo al Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), pp 10-14.

¹⁵ Environmental Protection Agency (EPA), pp 3-7

¹⁶ United Nations Intergovernmental Panel on Climate Changes, pp 10-14

las emisiones que causan la lluvia ácida.

Entre los problemas más serios de la calidad del aire, se encuentran las excesivas emisiones de compuestos como: el monóxido de carbono (CO) y los óxidos de nitrógeno (NO_x), que son los principales componentes del ozono. La exposición al ozono al nivel del suelo, aún por períodos breves, puede ocasionar problemas como: inflamación pulmonar, depresión del sistema inmunológico¹⁷ en las personas asmáticas y en aquellas con sistemas respiratorios delicados, mientras que en la gente saludable, al realizar ejercicio dificulta su respiración.

Algunas maneras en las que el gas natural puede ser utilizado para reducir el ozono son: el uso temporal del mismo para controlar las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x), y dar otros usos industriales en sustitución del carbón.

Otra área en donde el gas natural puede ayudar significativamente a mejorar la calidad del aire es en el transporte. Los vehículos que funcionan con gas natural reducen hasta en un 90% las emisiones de monóxido de carbono (CO) y en un 85% las de hidrocarburos (HC), comparado con los vehículos de gasolina.

Los componentes del carbón y aceite tienen estructuras mucho más complicadas que el gas natural, incluyendo una alta proporción de carbono, azufre y nitrógeno. Como resultado, no se queman de manera "limpia"; en la Tabla 2 se muestra la emisión de contaminantes de cada combustible. La combustión del carbón y aceite combustible industrial produce además cenizas que son llevadas a la atmósfera.

Asimismo, una manera extra de mejorar el medio ambiente es usar más gas natural para la generación de electricidad reemplazando al carbón o petróleo, a través de nuevas tecnologías, como son los sistemas de ciclo combinado.

TABLA 2.
EMISIÓN TÍPICA DE CONTAMINANTES POR Kg DE PETRÓLEO EQUIVALENTE
(kilogramos de contaminante)

¹⁷ SEMARNAP, DDF y SS, *Programa para mejorar la Calidad del Aire en el Valle de México 1995-2000*

ELEMENTOS RELATIVOS AL GAS NATURAL

| Combustible | CO ₂ | CO | NO | SO ₂ | HC | PST |
|-------------|-----------------|--------|--------|-----------------|--------|--------|
| Gasolina | 2.979 | 0.6080 | 0.0170 | 0.0028 | 0.0029 | 0.0017 |
| Diesel | 3.088 | 0.0026 | 0.0520 | 0.0028 | 0.0062 | 0.0184 |
| Combustóleo | 3.268 | 0.0005 | 0.0086 | 0.0590 | 0.0039 | 0.0285 |
| Gas Natural | 2.347 | 0.0008 | 0.0104 | 0.0004 | 0.0003 | 0.0011 |
| Gas LP | 2.657 | 0.0010 | 0.0120 | 0.0010 | 0.0015 | 0.0012 |
| Carbón | 3.941 | 0.0004 | 0.0310 | 0.0227 | 0.0002 | 0.0070 |

FUENTE Programa Integral contra la Contaminación Atmosférica: Ciudad de México, 1994.

Donde: SO₂ es el bióxido de azufre; HC son los hidrocarburos, PST son las partículas suspendidas totales.

Una planta de energía de ciclo combinado, no sólo produce electricidad sino también captura el calor sobrante y lo utiliza para producir más electricidad. Las plantas con turbina de gas de ciclo combinado, generan electricidad eficientemente, en un 60% comparado con el 30 ó 35% de las unidades que tienen calderas de carbón o petróleo.

Las unidades con ciclo combinado de gas natural son preferibles ecológicamente hablando porque no producen desperdicios sólidos, generan menos del 1% del bióxido de azufre, además que expiden 85% menos óxidos de nitrógeno que una unidad que utiliza carbón, aún con equipo que controla la contaminación de alta eficiencia, aumentan el rendimiento de la energía y simultáneamente reducen la contaminación.

Considerando las propiedades físico-químicas del gas natural, las ventajas más importantes, en cuanto a su empleo, son:

1. Es un combustible relativamente barato.
2. Presenta una combustión completa y limpia, emite cantidades mucho menores de monóxido de carbono, hidrocarburos reactivos, óxidos de nitrógeno y bióxido de carbono, que otros combustibles fósiles.
3. Promueve una mayor eficiencia térmica en plantas de ciclo combinado para la generación de electricidad.

A pesar de sus beneficios, el gas natural no es ecológicamente perfecto, debido a que tiene un impacto muy superior al bióxido de carbono como gas de efecto invernadero (cada molécula de gas natural radia 21 veces más que una molécula de bióxido de carbono, o si se le compara en peso, el metano radia 58 veces más por kilogramo que el CO₂), por lo que es necesario ser estrictos en su manejo para evitar al máximo posibles

fugas y cuidar las condiciones de combustión. Otra desventaja, es que el poder calorífico del gas natural es menor en comparación con el gas Licuado de Petróleo (LP).

1.2.1 TRANSICIÓN DE GAS LP A GAS NATURAL

Al observar la evolución seguida por la industria del gas natural, es perfectamente válido afirmar que el desarrollo de las actividades ligadas a su aprovechamiento, quedaron indisolublemente ligadas a las prioridades y ritmo fijadas en relación a las actividades de exploración y explotación del crudo.

A lo largo de los años transcurridos desde la nacionalización de la industria petrolera hasta nuestros días, y particularmente a partir de los sesenta, la planeación y explotación de hidrocarburos en su conjunto ha tenido como marco de referencia permanente los objetivos fundamentales de los diversos programas de desarrollo económico nacional implantados en los sucesivos sexenios; condicionados éstos a su vez, por los lineamientos económicos y políticos surgidos de los patrones de acumulación y de reproducción social elegidos.

Tales condiciones tuvieron como resultado, que se desvirtuasen los propósitos de desarrollo armónico de las distintas áreas de actividades para la extracción y aprovechamiento de petróleo y gas.

Si bien es cierto, tal situación parece darse de manera más evidente después de mediados de los setenta, al incrementar el gas asociado su participación en la producción total de gas natural, no es menos cierto que desde mucho antes que esto sucediese, existen indicios de tales desvinculaciones motivadas por las restricciones financieras a las que se vio sometido PEMEX, que penalizaron mucho más fuertemente las actividades ligadas al aprovechamiento del gas natural que aquellas ligadas al crudo.

Actualmente el gas Licuado de Petróleo (LP), es el principal combustible de uso doméstico en la Ciudad de México, y continuará siéndolo durante algunos años (acorde a las estimaciones de la Secretaría de Energía), en tanto se realizan las inversiones necesarias para desarrollar la infraestructura adecuada para introducir el gas natural.

No obstante, a lo largo del tiempo, la tendencia será la sustitución del gas LP a favor del gas natural, por lo que se prevé que el gas LP seguirá utilizándose en un porcentaje mucho menor que el que se utiliza en este momento; esto debido principalmente a la normatividad ambiental, que busca la aplicación de combustibles más limpios, acorde con los estándares ambientales expresados a través de las Normas Oficiales Mexicanas, tales como la NOM-085-ECOL-1994 y la NOM-086-ECOL-1994 (estas se analizarán con mayor detalle en el Capítulo 2).

Al respecto, el gas natural solamente sustituirá al gas LP, sobre la base de lo previsto por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), es decir, dado que el gas LP viene creciendo alrededor del 6% anual, ese crecimiento será sustituido por los nuevos sistemas de distribución de gas natural.

Por otro lado, de acuerdo con la Prospectiva del Mercado de gas natural 1997-2006, publicada por la Secretaría de Energía (SE), se espera que en los próximos diez años el gas LP sea sustituido por gas natural en los sectores residencial y comercial, en la medida en que se lleven a cabo más licitaciones en las zonas geográficas de distribución de gas natural que ha realizado la CRE.

En virtud de que se considera como sustituto del gas LP al gas natural en cuanto a su uso residencial y comercial, la tasa de crecimiento de la demanda nacional esperada de ambos combustibles, es igual a la tasa proyectada de crecimiento de la población de cada estado de la República.

1.3 DEMANDA DE GAS NATURAL

El desarrollo del mercado de gas natural adquiere importancia en los años sesenta, gracias a significativos e importantes descubrimientos de reservas. Su mayor disponibilidad, así como la reducción en términos relativos de los costos para su producción, aprovechamiento y transporte, y el desarrollo de tecnologías ligadas a dichas actividades, darían un fuerte estímulo a la naciente industria en muchos países

El crecimiento y expansión en el uso del gas natural, no sólo como fuente de energía sino también como materia prima e insumo en la industria, fue seguido de un incremento del comercio internacional y del transporte a largas distancias con el fin de completar las producciones nacionales frente a las crecientes aunque localizadas necesidades internas.

A partir de la década de los 90, el precio del gas natural se calcula a través del mecanismo del "net back", mediante el cual, el precio de referencia internacional es ajustado por los costos de transporte hasta los centros de consumo.

El punto de arbitraje se encuentra en Los Ramones, Nuevo León, ya que en este punto confluye el gas del sureste, el de importación y el que se produce en Reynosa, Tamaulipas. Con esta metodología, los precios para los consumidores se establecen en forma regional, fijando como precios de referencia los de Reynosa y Ciudad Juárez, Chihuahua. Para cada uno de los sectores, los precios se calculan a partir de los precios de referencia más las tarifas de transporte, el costo de servicio y el Impuesto al Valor Agregado (IVA). En el caso de los sectores que consumen gas de importación, el precio se establece a partir del precio de importación o el precio de referencia en Ciudad Juárez, más gastos de importación, costo de servicio e IVA.

Durante el período de 1990 a 1996, los precios presentaron el siguiente comportamiento: la zona Noroeste tuvo un precio de 1.20 pesos por m³ con una tasa de crecimiento promedio anual de 5.9% estimada a partir de 1990. Las zonas cuyo incremento fue significativo en este período fueron: la Occidente con 1.19 pesos por m³ y con una tasa de crecimiento promedio anual de 8.0%, y la Noreste con 1.17 pesos por m³ y con una tasa de crecimiento promedio anual de 8.1%. Por su parte, el precio del gas natural para uso doméstico superó al de uso industrial a partir de 1993, registrando una tasa de crecimiento promedio anual de 16.3%¹⁸.

Entre 1994 y 1995, los precios reales registraron incrementos derivados de la modificación en la paridad cambiaria y de la política encaminada a equiparar los precios de los energéticos nacionales con los internacionales (ver Tabla 3).

TABLA 3.
 PRECIOS REPRESENTATIVOS DEL GAS NATURAL SECO
 (pesos por m³)

| Año | Uso Industrial | | | | | | | Uso Residencial |
|------|----------------|----------|------|------|--------|-----------|----------------|-----------------|
| | Noreste | Noroeste | Naco | Sur | Centro | Occidente | Piedras Negras | |
| 1990 | 0.72 | 0.72 | 0.72 | 0.72 | 0.72 | 0.72 | 0.72 | 0.64 |
| 1991 | 0.62 | 0.64 | 0.74 | 0.54 | 0.59 | 0.62 | 0.77 | 0.59 |
| 1992 | 0.62 | 0.66 | 0.68 | 0.60 | 0.62 | 0.64 | 0.77 | 0.77 |
| 1993 | 0.52 | 0.56 | 0.56 | 0.49 | 0.52 | 0.54 | 0.52 | 1.05 |
| 1994 | 0.42 | 0.45 | 0.44 | 0.42 | 0.47 | 0.47 | 0.40 | 1.00 |
| 1995 | 0.73 | 0.85 | 0.46 | 0.63 | 0.71 | 0.75 | 0.59 | 1.28 |
| 1996 | 1.17 | 1.20 | 0.57 | 1.07 | 1.15 | 1.19 | 0.62 | 1.58 |

FUENTE: PEMEX, *Indicadores Petroleros*, 1990-1996

Donde: Naco región de Sonora y Piedras Negras ciudad de Coahuila

1.3.1 DEMANDA SECTORIAL

Durante el período 1991-1996, el consumo de gas natural seco en el ámbito nacional alcanzó un volumen medio de 85,847.3 Mm³d. El principal demandante ha sido PEMEX (ver Tabla 4), con un consumo promedio de 46,198.6 Mm³d, absorbiendo 54% del total en el periodo. El sector industrial ocupó el segundo lugar, con una participación promedio de 28% y un consumo de 24,580.4 Mm³d, le siguió el sector eléctrico con un consumo promedio de 12,596.2 Mm³d y una participación aproximada al 15%.

TABLA 4.
 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO POR SECTOR 1991-1996
 (Mm³d)

| Sector | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | Crec.91-96 |
|--------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------------|
| Eléctrico | 12,261.2 | 11,326.7 | 10,602.0 | 13,167.4 | 13,988.4 | 13,931.9 | 13.63% |
| Petrolero | 44,923.1 | 44,792.9 | 45,309.7 | 47,481.5 | 45,613.6 | 49,070.8 | 9.23% |
| Autoconsumo | 32,730.9 | 32,972.6 | 34,553.7 | 34,547.8 | 33,355.9 | 34,241.1 | 4.61% |
| Matena prima | 6,496.7 | 6,474.0 | 4,695.7 | 5,385.4 | 5,554.6 | 5,260.8 | -19.02% |
| Recirculaciones internas | 5,695.5 | 5,346.3 | 6,060.3 | 7,548.3 | 6,703.2 | 9,569.0 | 68.01% |
| Industrial | 24,210.9 | 24,494.0 | 22,746.9 | 23,304.7 | 25,655.0 | 27,070.9 | 11.81% |
| Residencial y comercial | 2,718.4 | 2,831.7 | 2,605.1 | 2,254.0 | 1,789.6 | 2,633.5 | -3.12% |
| Total nacional | 84,114.5 | 83,444.3 | 81,565.2 | 86,206.9 | 87,047.4 | 92,710.7 | 10.22% |

FUENTE: Secretaría de Energía con base en PEMEX, *Memoria de Labores*, varios años y CFE

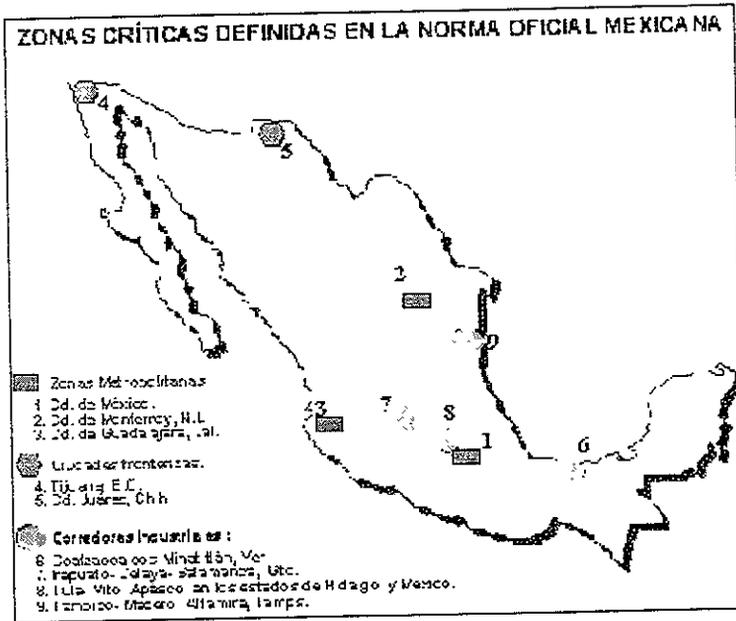
¹⁸ PEMEX, *Memoria de Labores*, varios años, pp 211-247.

a) SECTOR ELÉCTRICO

Este sector está integrado por el consumo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Luz y Fuerza del Centro (LyFC) y los productores particulares. La participación de este sector en el consumo de gas natural, mostró una tasa de crecimiento promedio anual de 2.6%, pasando de una participación equivalente a 14.6% respecto del total en 1991 a 15% en 1996.

El comportamiento anterior, es resultado tanto de la reconversión a gas natural de plantas de generación eléctrica a partir de combustóleo en zonas ambientalmente críticas, las cuales son: Zona Metropolitana del Valle de México, Zona Metropolitana de Monterrey, Zona Metropolitana de Guadalajara y los corredores industriales, Irapuato-Celaya-Salamanca, Tula-Vito-Aspasco, Tampico-Madero-Altamira, Coatzacoalcos-Minatitlán, Tijuana-Ciudad Juárez (ver mapa 1), como a una mayor disponibilidad de gas natural seco para el sector.

MAPA 1.



FUENTE. Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de gas natural, 1997-2006.*

b) SECTOR INDUSTRIAL

Integrado principalmente por empresas manufactureras y extractivas. En el mismo período, la demanda de gas natural del sector industrial muestra una tasa de crecimiento promedio anual de 2.3% al pasar de 24,210.6 Mm³d en 1991 a 27,070.9 Mm³d en 1996. Lo anterior, se explica en parte por el proceso de sustitución del diesel y combustóleo, generado a consecuencia de la técnica y modernización de los procesos productivos y de la normatividad ambiental.

Al cierre de 1996, las ramas industriales que tuvieron un mayor consumo de gas natural fueron: la siderurgia, la química, la minería y la del vidrio (ver Tabla 5), por lo que su participación conjunta representó 51.5% del total de este sector.

TABLE 5.
CONSUMO DE GAS NATURAL SECO POR RAMA INDUSTRIAL 1991-1996
(Mm³d)

| Rama | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | Crec. 91-96 |
|--------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-------------|
| Siderurgia | 5,740.4 | 5,725.7 | 5,074.4 | 5,722.8 | 6,136.8 | 7,053.7 | 22.88% |
| Química | 3,766.1 | 3,944.5 | 3,398.0 | 3,853.9 | 3,506.2 | 3,709.5 | -1.50% |
| Minería | 1,503.6 | 1,642.4 | 1,466.8 | 1,540.4 | 1,626.0 | 1,735.8 | 15.44% |
| Vidrio | 1,860.4 | 1,936.9 | 1,679.2 | 1,492.3 | 1,294.6 | 1,452.7 | -21.91% |
| Celulosa y papel | 1,784.5 | 1,452.7 | 1,206.3 | 1,262.9 | 1,119.1 | 1,220.5 | -31.61% |
| Cemento | 657.5 | 996.8 | 747.6 | 673.9 | 623.5 | 682.4 | 3.79% |
| Fertilizantes | 572.6 | 458.7 | 560.7 | 552.2 | 518.8 | 501.2 | -12.47% |
| Cerveza y malta | 325.6 | 406.1 | 351.1 | 399.3 | 289.4 | 382.3 | 17.41% |
| Aluminio | 135.9 | 196.2 | 175.6 | 220.9 | 224.3 | 249.2 | 83.37% |
| Hule | 235.0 | 235.0 | 124.6 | 147.2 | 136.5 | 118.9 | -49.40% |
| Automotriz | 127.4 | 110.4 | 130.3 | 130.3 | 119.8 | 130.3 | 2.28% |
| Aguas envasadas | 141.6 | 39.6 | 118.9 | 127.4 | 54.7 | 62.3 | -56.00% |
| Tabaco | 17.3 | 17.0 | 14.2 | 14.2 | 14.7 | 14.2 | -17.92% |
| Otras ramas ¹ | 7,342.5 | 7,331.2 | 7,699.3 | 7,161.3 | 9,990.7 | 9,758.0 | 32.90% |
| Total nacional | 24,210.6 | 24,494.0 | 22,746.9 | 23,304.7 | 25,655.0 | 27,070.9 | 11.81% |

¹ Incluye la alimenticia, textil, bebidas destiladas, metalmeccánica, electrodoméstica y calzado y piel.

FUENTE: Secretaría de Energía, *Balace Nacional de Energía*, 1996.

En términos de crecimiento, la rama del aluminio ocupó el primer lugar, al registrar una tasa de crecimiento promedio anual de 13.9%. En la segunda posición, se ubica la siderurgia, con una tasa de 3.81%, y en la tercera la cerveza y malta, con un 2.90%.

c) SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL

La demanda de gas natural seco por parte del sector residencial y comercial, se encuentra representada fundamentalmente por el consumo en zonas habitacionales y por un número reducido de empresas del sector comercial. Este sector ha participado en forma muy limitada en el consumo total nacional registrando 2.9% en promedio.

Lo anterior ha sido resultado de diversos factores: insuficiencia de infraestructura de transporte (destacándose la distribución), predominio en la utilización de gas LP y

limitaciones jurídico-institucionales para el desarrollo del mercado de gas natural.

d) SECTOR PETROLERO

Este sector está representado por PEMEX y sus organismos subsidiarios, la estructura de su demanda de gas natural se divide en tres segmentos:

- La demanda denominada autoconsumo, es aquella que se emplea en los procesos productivos de las empresas subsidiarias de PEMEX como combustible para la operación de sus equipos.
- La demanda de gas natural como materia prima, es la que realiza la rama Petroquímica de PEMEX y sus empresas filiales para sus procesos, involucrando a este hidrocarburo como insumo que se integra a las líneas de producción.
- La demanda conocida como "recirculaciones internas", comprende: a) el consumo de gas natural para el bombeo neumático, con objeto de incrementar la extracción de hidrocarburos en los pozos que no fluyen por sí mismos; b) el gas residual para sellos de válvulas y c) vapores de plantas de líquidos. El gas involucrado en estos conceptos es recuperado y devuelto al principio de los procesos, registrando sólo pérdidas mínimas.

Durante 1991-1996, el consumo en PEMEX de gas natural seco fue en promedio de 46,198.6 Mm³d absorbiendo el 54% del total del período.

1.3.2 DEMANDA REGIONAL

Los estados de la República Mexicana fueron agrupados en ocho regiones, para poder llevar a cabo una identificación de las áreas más activas y con mayor potencial de desarrollo. Esta regionalización se muestra en la Tabla 6.

TABLA 6.
REGIONALIZACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

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

FUENTE. Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de gas natural, 1997-2006*

En la tabla 7, se observa que las regiones con mayor demanda de gas natural seco fueron: Noreste, Golfo y Centro. Estas representan en promedio alrededor de 80% del consumo nacional. La participación de la región Noroeste es baja (3.9%), aunque destaca por su dinámica, ya que registra una tasa de crecimiento promedio anual de 10.5%. Por su parte, la región Occidente presentó un crecimiento promedio anual de 0.96% para el periodo analizado, al pasar de 6,109.0 Mm³d en 1991 a 6,462.2 Mm³d en 1996.

La región Golfo, es la que más destaca en el consumo de gas natural seco con una participación promedio del 41.0% del total nacional, ya que en ella se localiza gran parte de la actividad petrolera del país; desde las actividades de producción de hidrocarburos, refinación de productos destilados, hasta la producción de petroquímicos. Para 1996, el consumo de PEMEX en esta región representó más de 87.7% (ver tabla 8). El 12.3% restante estuvo a cargo de los sectores industrial y eléctrico.

TABLA 7.
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO POR REGIÓN 1991-1996
 (Mm³d)

| Región | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | Crec. 91-96 |
|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-------------|
| Peninsular Norte | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0% |
| Noroeste | 2,721.7 | 3,168.5 | 2,819.2 | 3,204.6 | 3,878.9 | 4,482.3 | 64.69% |
| Noreste | 17,851.0 | 18,269.8 | 17,264.0 | 17,689.1 | 18,093.2 | 19,051.8 | 6.73% |
| Occidente | 6,109.1 | 6,196.5 | 5,591.4 | 5,931.1 | 6,295.4 | 6,462.3 | 5.78% |
| Centro | 15,295.6 | 14,342.1 | 14,071.7 | 15,558.2 | 15,845.9 | 15,813.9 | 3.39% |
| Golfo | 35,222.6 | 34,434.7 | 33,950.4 | 34,954.8 | 34,852.4 | 37,759.3 | 7.20% |
| Sur | 3,003.0 | 2,859.7 | 2,608.5 | 2,448.9 | 2,535.5 | 2,321.9 | -22.68% |
| Peninsular sureste | 3,911.4 | 4,173.1 | 5,260.0 | 6,420.1 | 5,546.0 | 6,819.1 | 74.34% |
| Total nacional | 84,114.5 | 83,444.3 | 81,565.2 | 86,206.9 | 87,047.4 | 92,710.7 | 10.22% |

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en PEMEX, *Memoria de Labores*, 1991-1996.

La segunda región más importante en el consumo de gas natural seco fue la Noreste. Su participación promedio en el consumo nacional fue de 21%, esta cifra es el resultado de la intensa actividad industrial y eléctrica de la región, ambos sectores ejercen cerca de 62.03% del consumo de gas natural.

La región Centro, ocupa el tercer lugar en consumo de gas natural, en términos medios su participación nacional ha sido del orden de 17.7%, debido a que esta región concentra al Estado de México, Puebla y la Ciudad de México. Los principales sectores de consumo de este hidrocarburo son el industrial y el eléctrico, mismos que de forma agregada agrupan más de 87.6% de la demanda en esta región (ver tabla 8).

El consumo de la región Sur, ocupa el penúltimo lugar en importancia 3.1% en promedio. Su participación nacional ha presentado tasas de crecimiento negativas del orden de 5.0% anual. Este comportamiento es el resultado de la caída en los niveles de demanda de gas natural por parte de PEMEX Exploración y Producción (PEP).

En lo relativo al vínculo que guardan los segmentos sector-región para 1996 (ver tabla 8), se confirma la relevancia de la región Golfo sobre las actividades integradas que realiza PEMEX, tanto de autoconsumo como de materia prima. Asimismo, del análisis se desprenden las siguientes consideraciones:

- La región Golfo, tiene un nivel superior de consumo respecto al resto de las regiones,

básicamente para el autoconsumo del sector petrolero al alcanzar una proporción del 41%, lo que la ubica como la primera región a nivel nacional de consumo de gas natural.

- El consumo de gas natural de la región Noreste, se concentra en tres sectores en particular: industrial, eléctrico y doméstico, situación que la convierte en la segunda región en importancia a nivel nacional.

TABLA 8.
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO POR REGIÓN-SECTOR, 1996
(Mm³d)

| Región Sector | Eléctrico | PEMEX (Autoconsumo) | PEMEX (Materia prima) | PEMEX (Recirculación interna) | Industrial | Residencial y Comercial | Total Región |
|-----------------------|-----------|------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|------------|----------------------------|-----------------|
| Peninsular Norte | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Noroeste | 2,112.6 | 370.0 | 248.9 | 0.0 | 1,208.1 | 505.9 | 4,482.3 |
| Noreste | 3,531.8 | 2,505.0 | 0.0 | 0.0 | 11,148.9 | 1,865.8 | 19,051.8 |
| Occidente | 55.2 | 1,420.0 | 550.2 | 0.0 | 4,436.8 | 0.0 | 6,462.3 |
| Centro | 6,611.6 | 1,178.0 | 514.6 | 0.0 | 7,247.3 | 261.8 | 15,813.9 |
| Golfo | 1,620.7 | 23,518.0 | 3,911.1 | 5,679.6 | 3,029.8 | 0.0 | 37,759.3 |
| Sur | 0.0 | 2,321.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2,321.9 |
| Peninsular Sureste | 0.0 | 2,929.1 | 0.0 | 3,889.4 | 0.0 | 0.0 | 6,819.1 |
| Total sector | 13,931.9 | 34,241.1 | 5,260.8 | 9,569.0 | 27,070.9 | 2,633.50 | 92,710.7 |

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en PEMEX, *Memoria de Labores* y CFE, 1991-1996

La región Centro, es también una zona con alto grado consumo por el uso diversificado entre los sectores industrial, residencial y comercial, resaltando de manera especial la demanda del sector eléctrico de esta región, que equivale a 47.5% del total nacional del gas natural destinado a la generación eléctrica.

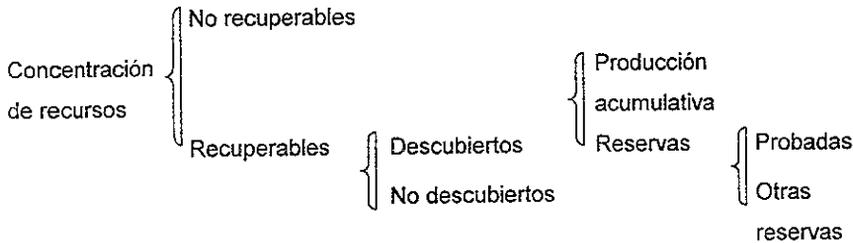
1.4 OFERTA DE GAS NATURAL

En México se produce gas natural asociado y no asociado; el primero se obtiene como consecuencia de la producción del crudo, representando un 75% del total producido y el segundo, exclusivamente de la explotación de yacimientos gaseosos.

En 1996 del total nacional de las reservas 53.5% correspondió a la región Norte. La región Sur, se ubicó como la segunda en importancia durante el período de 1991-1996, ya que sus niveles de reservas se situaron en 29.3% en promedio en el ámbito nacional, descendiendo en un 3.0% anual. Por su parte, el volumen de reservas de la región Marina se ha mantenido estable promediando 323.6 MMMm³ entre 1991 y 1996¹⁹.

1.4.1 EL GAS NATURAL EXISTENTE

El gas natural es un recurso no renovable dado que existen cantidades finitas bajo tierra. La concentración de recursos de gas es extensa, y probablemente más grande que las estimaciones actuales.



Se llama *concentración de recursos* de gas o petróleo, al volumen formado y atrapado en la tierra antes de cualquier producción. La mayor parte de este recurso total no puede ser recuperado con la tecnología actual. El volumen *no recuperable* se encuentra en bajas concentraciones a través de la corteza terrestre y no puede ser extraído minando la roca o aplicando alguna otra técnica, ya que consumiría más energía de la que pudiera producirse.

Otra porción del recurso total, no se recupera dado que las técnicas de producción disponibles actuales no permiten la extracción total del gas y petróleo, aún cuando éstas se encuentran en concentraciones comerciales. Esto ocurre en casos económicos desfavorables o cuando existen fuerzas físicas intratables, o en ambos²⁰.

¹⁹ PEMEX, *Memoria de Labores*, varios años, pp. 211-247

Los *recursos recuperables* (subconjunto de la concentración total de recursos) son de importancia social o económica. El siguiente nivel divide a los recursos recuperables en recursos *descubiertos* y *no descubiertos*. Los recursos descubiertos son subdivididos en *producción acumulativa* (en todo el pasado) y *reservas*. Las reservas adicionalmente se clasifican en *reservas probadas* y *otras reservas*.

Los *recursos recuperables descubiertos*, son aquellas cantidades de gas o petróleo recuperables económicamente cuya localización específica se conoce. Por otro lado, la localización específica de los *recursos recuperables no descubiertos* no es conocida, pero se cree que existan dichos recursos en condiciones geológicas favorables.

Se añade a la producción acumulada (suma de la producción del año actual más la producción de años anteriores) la estimación de los recursos recuperables descubiertos, que a su vez incluye la estimación de las reservas. Generalmente, las *reservas* se consideran como el volumen que se cree puede ser recuperado en un futuro de los depósitos, utilizando para ello la tecnología presente o futura.

En cuanto a las reservas, probadas y otras, existen diversas clasificaciones utilizadas por diferentes organizaciones de acuerdo a razones operacionales. Estos sistemas incorporan definiciones como: reservas medidas, indicadas, inferidas, probables, posibles. Las definiciones que designan estos términos se traslapan o requieren de una interpretación ligeramente diferente de una organización a otra.

Las *reservas medidas*, son definidas como parte de los recursos recuperables económicamente ya identificados (es decir, descubiertos) y en las cuales se estima existe evidencia geológica respaldada por datos de ingeniería. Dichas reservas demuestran (con razonable grado de certeza), que pueden ser recuperadas de los depósitos conocidos en años futuros bajo las condiciones operacionales y económicas existentes.

En el caso de las *reservas inferidas* e *indicadas*, éstas son incluidas en "otras reservas" dada la incertidumbre que existe de su recuperación ya sea técnica o económica. Las reservas inferidas serán añadidas a las reservas probadas en el futuro, a través de

²⁰ Secretaría de Energía, *Balance Nacional de Energía*, 1996, pp 3-61

revisiones y descubrimiento de nuevas zonas.

Las *reservas probadas*, representan el volumen de gas o petróleo recuperable en años futuros de acuerdo con estudios geológicos y de ingeniería, su recuperación se logrará bajo las condiciones económicas y operacionales actuales.

1.4.2 RESERVAS

Entre 1991 y 1996, se observó un ritmo moderadamente decreciente en las cifras de las reservas probadas de gas natural. Estos volúmenes muestran una disminución de 1.1% anual. En 1996 el nivel de reservas probadas de gas fue de 1,916.2 MMMm³ (ver tabla 9) La limitada incorporación de reservas y el incremento en la extracción por parte de Pemex Exploración y Producción, 2.9% como tasa de crecimiento promedio anual, son las principales causas de ese ligero decremento.

TABLA 9.
RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL SECO POR REGIÓN 1991-1996
(MMM³)

| Región | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 |
|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Región Norte | 1,049.9 | 1,038.7 | 1,035.8 | 1,032.8 | 1,026.8 | 1,026.0 |
| Región Sur | 653.8 | 655.8 | 622.0 | 610.5 | 589.6 | 560.6 |
| Región Marina | 321.2 | 314.7 | 325.7 | 329.7 | 320.9 | 329.6 |
| Total | 2,024.9 | 2,009.2 | 1,983.5 | 1,973.0 | 1,937.3 | 1,916.2 |

FUENTE. Secretaría de Energía, con base en PEMEX, *Memoria de Labores*, 1991-1996

En 1996 del total nacional de las reservas 53.5% correspondió a la región Norte. La región Sur se ubicó como la segunda en importancia, durante el período de análisis, ya que sus niveles de reservas se situaron en 29.3% en promedio a nivel nacional, descendiendo en un 3.0% anual. Por su parte, el volumen de reservas de la región Marina se ha mantenido estable promediando 323.6 MMMm³ entre 1991 y 1996.

Para 1996, con un nivel de extracción anual de 43.4 MMMm³ y con reservas de 1.9 billones de metros cúbicos (Bm³), se establece una relación reservas/extracción que indica la existencia de gas natural en el país por cerca de 44 años.

En el periodo 1991 a 1997, el nivel de las reservas probadas de gas seco ha venido disminuyendo a un ritmo de 1.9% anual. En el último año, su nivel se redujo en 106,329.6 MMMm³, constituyendo el mayor descenso registrado durante este periodo.

Las principales causas de lo anterior fueron: la limitada incorporación de reservas y el continuo incremento en la extracción de gas natural por parte de PEP en las regiones marinas con 6.0% y en el norte con 8.5% como tasa de crecimiento promedio anual.

El 57.1% del total de las reservas al 1 de enero de 1997, corresponde a la región Norte. La región Sur se ubicó como la segunda en importancia, pues sus niveles representaron 25.4% del total nacional. No obstante, esta zona ha reducido anualmente sus reservas en 5.7% durante todo el periodo. Las regiones marinas aportaron el restante 17.5%²¹.

1.4.3 EXTRACCIÓN

La extracción de gas natural durante los años 1992 y 1993, tuvo una reducción marginal recuperándose en los tres años subsecuentes. Durante 1996, se registró un incremento del 11.6%²² respecto a 1995, como resultado de la intensificación de la extracción en las tres regiones de PEP, sobre todo en las regiones Marina Noroeste y Marina Suroeste. De esta forma, durante el periodo de 1991-1996, la extracción de gas natural registró una tasa de crecimiento promedio anual del 2.9% (ver tabla 10).

²¹ Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de gas natural, 1997-2006*, pp 3-61.

²² Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de gas natural, 1997-2006*, pp. 3-61

ELEMENTOS RELATIVOS AL GAS NATURAL

TABLA 10.
EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL POR REGIÓN 1991-1996
(Mm³d)

| Región | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 |
|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Región Norte | 13,393.8 | 13,139.0 | 12,516.0 | 13,563.7 | 15,517.6 | 18,207.7 |
| Región Sur | 56,633.6 | 55,104.5 | 53,547.1 | 51,140.1 | 51,876.4 | 56,350.4 |
| Región Marina | 32,847.5 | 33,244.0 | 35,226.1 | 37,916.2 | 39,048.9 | 44,259.2 |
| Total del sistema | 102,874.9 | 101,487.5 | 101,289.2 | 102,620.0 | 106,442.9 | 118,817.3 |
| Total a PGPB | 95,512.5 | 92,907.4 | 92,595.9 | 94,210.0 | 93,813.6 | 102,308.6 |

FUENTE: PEMEX, *Memoria de Labores*, varios años.

Entre 1991 y 1996 ha existido una diferencia promedio de 9.8% entre el volumen total de extracción y el gas entregado a PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), debido a los siguientes factores: encogimiento de ácidos, condensación de componentes líquidos, gas enviado a la atmósfera y saldo en empaque de ductos. La extracción promedio por región para el periodo 1991-1996, indica que la región Sur aportó 51.4%, la Marina 35.0% y la Norte 13.6%.

Del proceso de extracción de gas natural se obtienen tres tipos: gas amargo, gas dulce de campos y gas seco de campos. El total de éstos constituye el gas que se entrega a PGPB. En promedio, el primero ha representado el 85% de las entregas totales (ver tabla 11).

TABLA 11.
ENTREGA DE GAS NATURAL DE PEP A PGPB POR TIPO 1991-1996
(Mm³d)

| Tipo de gas | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 |
|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| Gas amargo | 79,966.9 | 77,531.4 | 79,032.2 | 80,419.7 | 80,844.5 | 86,253.0 |
| Gas dulce de campos | 12,770.9 | 11,751.5 | 9,767.3 | 9,571.1 | 7,588.9 | 8,211.9 |
| Gas seco de campos | 2,775.0 | 3,624.6 | 3,794.5 | 4,219.2 | 5,380.2 | 7,843.8 |
| Total | 95,512.5 | 92,907.4 | 92,596.0 | 94,210.0 | 93,813.6 | 102,308.6 |

FUENTE: PEMEX, *Memoria de Labores*, varios años y PGPB.

Aunque su importancia en el total sigue siendo marginal, las entregas a PGPB de gas

seco de campos, entre 1991-1996 crecieron rápidamente 23.1% en promedio anual. Igualmente, se registró una disminución en las entregas de gas dulce de campos y un aumento moderado en las de gas amargo en 1.5% promedio anual.

El proceso para la producción de gas seco a cargo de PGPB, se inicia con la carga de gas amargo, al cual se le extraen los gases ácidos (basados particularmente en el azufre) para obtener gas dulce, el cual contiene residuos húmedos y licuables, que al ser extraídos liberan gas seco. En éste análisis, se considera la producción de gas seco por parte de PGPB, así como una pequeña fracción por parte de PEP (5.2% en promedio). Para 1996 la producción nacional de este hidrocarburo se ubicó en los 91,213.3 Mm³d (ver tabla 12).

TABLA 12.
PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS SECO 1991-1996
(Mm³d)

| Proceso | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Carga de gas amargo | 79,966.6 | 77,531.4 | 79,032.2 | 80,419.7 | 80,844.5 | 86,253.0 |
| Encogimiento de ácido | 3,681.2 | 6,596.2 | 3,737.8 | 3,851.1 | 3,936.0 | 4,134.3 |
| Producción de gas dulce | 76,285.5 | 73,935.2 | 75,294.4 | 76,568.6 | 76,908.4 | 82,118.7 |
| Carga de gas dulce de campos | 12,770.9 | 11,751.5 | 9,769.3 | 9,571.1 | 7,532.3 | 8,211.9 |
| Corrientes internas de proceso | 198.2 | 538.0 | 396.4 | 623.0 | 509.7 | 566.3 |
| Producción total de gas dulce | 89,254.6 | 86,224.7 | 85,460.1 | 86,762.7 | 84,950.4 | 90,896.9 |
| Encogimiento por extracción de licuables | 16,593.6 | 14,696.4 | 14,271.7 | 13,988.5 | 14,809.7 | 14,696.4 |
| Producción de gas seco (PGPB) | 76,660.9 | 71,528.2 | 71,188.4 | 72,774.2 | 70,140.7 | 76,200.5 |
| Producción de gas seco (PEP) | 2,710.7 | 2,778.3 | 3,087.2 | 4,574.1 | 5,368.5 | 5,878.6 |
| Disponibilidad de gas seco de campos | 2,773.9 | 3,609.2 | 3,813.4 | 4,246.6 | 5,390.4 | 7,831.6 |
| Otras corrientes suplementarias | 0.0 | 0.0 | 1,359.2 | 1,699.0 | 1,415.8 | 1,302.6 |
| Total | 78,145.5 | 77,915.8 | 79,448.2 | 83,293.9 | 82,315.4 | 91,213.3 |

FUENTE: PEMEX, Memoria de Labores, varios años

1.4.4 CANTIDAD PROCESADA

PGPB tiene a su cargo el procesamiento para la obtención de gas seco. Al flujo se le denomina producción de gas seco. El proceso inicia con la extracción de gas amargo por PEP y entregado a PGPB. Al gas amargo primero se le extraen los gases ácidos compuestos principalmente por ácido sulfhídrico (H₂S). El resultado de esta operación es

el gas dulce. Posteriormente, se le incorpora la carga de gas dulce de campos, mismo que contiene residuos húmedos y licuables, que al ser extraídos, finalmente libera gas seco.

La producción de gas seco en 1997 por parte de PGPB alcanzó 79,244.6 MMMm³. A este volumen se añade una fracción adicional de 10,788.7 Mm³d que PEP inyectó directamente a la Red Nacional de Ductos. En 1997, la producción nacional de este hidrocarburo se ubicó en los 97,013.4 Mm³d, mayor en 6.2% respecto a 1996.

La planta nacional encargada de procesar gas natural pertenece a PGPB y está constituida por nueve Centros de Procesamiento de Gas (CPG), ocho localizados en el sur y uno en el norte del país. Esta ubicación responde a cuestiones logísticas. Dichos centros son Cactus (Chiapas), Ciudad PEMEX (Tabasco), Nuevo PEMEX (Tabasco), La Venta (Tabasco), Matapionche (Veracruz), Pajaritos (Veracruz), Cangrejera (Veracruz), Poza Rica (Veracruz) y Reynosa (Tamaulipas).

La capacidad de PGPB se vio ligeramente incrementada respecto al año anterior, debido a la recuperación en la capacidad de proceso del CPG Cactus.

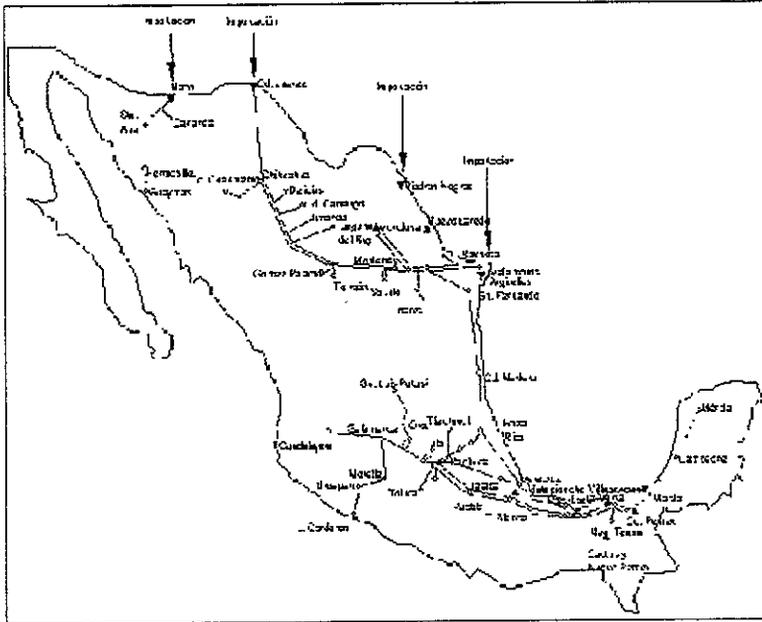
En 1997, la obtención de gas natural seco se concentró en tres centros de proceso, los cuales fueron: Nuevo PEMEX con 27.2%, Ciudad PEMEX con 20.3% y Cactus con 25.4%, que en conjunto procesaron 57,769 Mm³d. Así, la producción de gas seco se incrementó a una tasa de crecimiento promedio anual de 1.5%²³.

1.4.5 CAPACIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

La infraestructura de gas existente cuenta con un sistema de gasoductos cuya longitud alcanza 11,877 km. De este total, 10,249 km corresponden a transporte (86.3%) y 1,628 km a la red de distribución (13.7%). En el Noroeste y Noreste del territorio nacional se localizan aproximadamente 40.2% de los ductos de transporte, 26.4% en la región Occidente y Centro y 33.4% en la Sur (en esta cifra se incluye una porción del Golfo). De los ductos de distribución 89.6% están ubicados en las regiones Occidente y Centro del

país (ver mapa 2).

MAPA 2.
RED NACIONAL DE DUCTOS DE GAS NATURAL



FUENTE Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de gas natural, 1997-2006*

²³ Secretaría de Energía, *Prospectiva del Mercado de gas natural, 1997-2006*, pp. 3-61

CAPÍTULO 2

MARCO LEGAL (COMPROMISOS INTERNACIONALES Y NACIONALES)

2.1 EL TRATADO DE LIBRE COMERCIO DE AMÉRICA DEL NORTE Y EL MEDIO AMBIENTE

Varios son los canales por los cuales un incremento en la actividad económica (motivada por una mayor integración a los mercados internacionales) puede afectar la calidad ambiental y el manejo de los recursos naturales. Para estimar los efectos ambientales que el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) podría tener en México, conviene empezar por enlistar los aspectos relacionados con los costos ambientales y migración de las industrias, las diferencias en competitividad y la igualación en las normatividades.

Además de lo anterior, se expresan los nexos entre el incremento en la actividad comercial con el exterior y sus efectos sobre el medio ambiente.

Un aumento en la actividad comercial con el exterior puede afectar al medio ambiente al motivar:

- Un ascenso en la actividad económica y por lo tanto en el ingreso.
- Cambios sectoriales (evidentemente el crecimiento de los diversos sectores de la economía no tiene porque igualarse).
- Mayor rapidez y fácil acceso a nuevas tecnologías.
- Cambios en los precios relativos¹.

a) AUMENTO EN LA ACTIVIDAD ECONÓMICA

La relación entre crecimiento económico y calidad ambiental, es en cierto sentido inverso, ya que en condiciones normales un incremento en la actividad económica puede provocar deterioro ambiental. Sin embargo, también se puede pensar que un aumento en la calidad del medio ambiente requiere de recursos y que por lo tanto, mientras mayores ingresos tengan la sociedad, podrá asignar mayor cantidad de recursos al mejoramiento

¹ SEMARNAP, *Economía Ambiental Lecciones de América Latina*, México, 1997, pp. 269-270.

ambiental.

Dos estudios recientes (Grossman et al. y Lucas et al.)², coinciden en señalar que, una muestra de países en los cuales el ingreso es bajo, un incremento en la actividad económica está relacionada con un decremento de la calidad ambiental. Ambos estudios también coinciden en que la correlación estadística es positiva entre incrementos en el ingreso y la calidad ambiental para países de ingresos altos. Dos pueden ser los efectos:

- A medida que la densidad económica crece, las externalidades negativas (las acciones de otros agentes que perjudican, pero sobre los cuales no se tiene control) se vuelven más evidentes y costosas socialmente, por lo que tienden a crearse instituciones sociales que las internalicen.
- A medida que crece el ingreso, las demandas sociales por un ambiente limpio aumentan rápidamente.

En México no necesariamente el crecimiento en el ingreso per cápita tendrá un impacto sobre el medio ambiente; sin embargo, puede darse un efecto favorable. Son varios los problemas ambientales en el país que son evidentes y que afectan a un gran número de grupos sociales, los cuales han empezado a realizar reclamos en favor del ambiente.

Según el estudio de Lucas, en los países de ingresos medios y bajos los incrementos en la actividad económica se ven asociados al deterioro ambiental. Los autores sugieren que esto se debe a que dentro de los sectores que más crecen, se encuentran las industrias básicas, que hacen uso intensivo de los recursos ambientales (metales, cemento, refinación de petróleo, entre otros).

También es importante comparar el efecto causado por los cambios sectoriales entre los países con poca apertura comercial, y por otro lado, los que escogieron abrir las fronteras; lo cual muestra que en las economías relativamente cerradas al comercio internacional, es donde los cambios sectoriales más perjudican al ambiente. Las razones que explican lo

² SEMARNAP, *Economía Ambiental. Lecciones de América Latina*, México, 1997, pp 270-272

anterior pueden ser:

- La competencia promueve la adopción de nuevas tecnologías.
- El crecimiento facilita la adaptación de nuevas tecnologías.
- Las economías cerradas producen bienes para los que no tienen una ventaja comparativa desde un punto de vista ambiental.

b) ACCESO MÁS RÁPIDO Y FÁCIL A LA TECNOLOGÍA

La adopción de nuevas tecnologías es más probable en las economías abiertas. Es frecuente que dichas tecnologías hayan sido desarrolladas donde las normas de control ambiental sean más estrictas y por lo tanto respeten al medio ambiente. Es también posible que en algunos casos la importación de tecnologías pueda tener un impacto negativo sobre el medio ambiente. No obstante, en los casos en que esto ocurra, la adopción de esa tecnología es rentable por las fallas estructurales de los mercados.

c) CAMBIOS EN LOS PRECIOS RELATIVOS

Desde el punto de vista económico, una de las más importantes causas del deterioro ambiental, la constituye el hecho de que algunos bienes y servicios que se producen y consumen en una economía, no incorporan todos los costos (ambientales) en los que la sociedad incurre para producirlos y consumirlos. Lo anterior puede deberse a fallas en el mercado, que en el caso ambiental se pueden expresar como externalidades. En el caso de los energéticos en México, los bajos precios fueron causa del crecimiento de la intensidad energética de los procesos industriales.

2.1.1 ACUERDO DE COOPERACIÓN AMBIENTAL DE AMÉRICA DEL NORTE (MÉXICO, CANADÁ Y ESTADOS UNIDOS).

El Acuerdo pretende contribuir al logro de las metas y objetivos económicos, comerciales y ambientales del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), al fortalecer la cooperación en materia de medio ambiente y en la aplicación de las leyes y los reglamentos nacionales. Este Acuerdo y el TLCAN funcionan de manera complementaria para promover el desarrollo sustentable en la región.

El Acuerdo confirma el derecho de cada una de las Partes (países firmantes) a establecer sus propias políticas, prioridades y niveles de protección ambiental. Al mismo tiempo, cada una de las Partes se compromete a que sus leyes proporcionen altos niveles de protección ambiental, así como al continuo mejoramiento de dichas leyes.

Asimismo, reconoce una tradición de ayuda mutua en materia ambiental y expresa el compromiso de apoyar y desarrollar los acuerdos ambientales internacionales y las instituciones existentes. Sus objetivos incluyen la promoción del desarrollo sustentable; la cooperación para conservar, proteger y mejorar el medio ambiente; así como el cumplimiento y la aplicación efectiva de las leyes nacionales en materia de medio ambiente. También promueve la transparencia y la participación pública en el desarrollo y mejoramiento de las leyes y políticas ambientales.

Con el objeto de alcanzar altos niveles de protección ambiental y el cumplimiento del derecho ambiental, las Partes se comprometen a aplicar de manera efectiva su legislación en materia de medio ambiente, a través de las acciones gubernamentales adecuadas. Éstas incluyen: el nombramiento y capacitación de inspectores; la supervisión del cumplimiento de la ley y el examen de supuestas violaciones; los acuerdos de cumplimiento voluntario y el uso de procedimientos jurídicos para sancionar las violaciones al derecho ambiental y reparar el daño.

El Acuerdo no faculta a las autoridades de una Parte, para emprender acciones que tengan por objeto garantizar la aplicación de las leyes ambientales en territorio de otra Parte.

Cada Parte se compromete, respecto a su territorio a:

- Informar sobre el estado del medio ambiente;
- Desarrollar planes de contingencia ambiental;
- Promover la educación, la investigación científica y el desarrollo tecnológico en materia de medio ambiente;
- Evaluar cuando proceda, el impacto ambiental, y
- Promover el uso de instrumentos económicos para el logro efectivo de los objetivos en

materia de medio ambiente.

Cada una de las Partes, notifica a las otras su decisión de prohibir o restringir severamente el uso de ciertos pesticidas o de otras sustancias químicas, y estudiará la posibilidad de prohibir la exportación a las otras Partes de aquellas sustancias tóxicas cuyo uso este prohibido en su territorio.

Las Partes acuerdan que deben garantizar que los procedimientos para la aplicación del derecho ambiental sean justos, abiertos y equitativos. Cada Parte se compromete a garantizar el debido acceso público a los procedimientos para reforzar la aplicación de su derecho ambiental. Este acceso incluye:

- El derecho a solicitar acciones para conseguir que se aplique el derecho ambiental nacional, y
- El derecho de demandar por daños a otra persona en la jurisdicción de la Parte.

2.2 LA REGULACIÓN DE GAS NATURAL EN MÉXICO

En mayo de 1995, el Congreso de la Unión aprobó modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo. Esta reforma legal define el ámbito de la industria petrolera y permite que el sector privado construya, opere y tenga en propiedad sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, actividades previamente reservadas al Estado.³

Como complemento a estas modificaciones, y en cumplimiento del mandato legislativo de la propia Ley Reglamentaria del Petróleo, en noviembre de 1995 se expidió el Reglamento de Gas Natural.⁴

La Ley establece los principios generales de regulación y el Reglamento, desarrolla disposiciones que regirán la participación de PEMEX y los particulares en la industria de gas natural.

Durante la elaboración del Reglamento se convocó a un proceso de consulta pública para

³ Comisión Reguladora de Energía, con base en el Diario Oficial de la Federación, 11 de mayo de 1995

que los interesados expresaran su opinión sobre las decisiones de política que se incorporarían al mismo.

Posteriormente se elaboró una versión preliminar del Reglamento, que fue ampliamente revisada por las dependencias involucradas del Ejecutivo Federal. Así se logró el acuerdo de todas las dependencias en las disposiciones reglamentarias que promoverán el desarrollo de la industria.

El reglamento concilia los intereses de los participantes en la industria del gas natural y establece las disposiciones en el ámbito nacional, que favorecen el desarrollo integral de la industria.

Adicionalmente, en octubre de 1995 el Congreso de la Unión expidió la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), con el objetivo de fortalecer el marco institucional y hacer posible la instrumentación de las reformas legales. Esta Ley define la CRE como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SE), con una autonomía técnica, operativa y financiera, encargado de instrumentar la regulación de la industria del gas natural.

La Ley Reglamentaria del Petróleo y su Reglamento dan claridad y congruencia al marco legal e institucional a través de seis aspectos principales:

- Establecer la visión de la industria.
- Desarrollar los objetivos de la regulación
- Determinar las interacciones entre los participantes de la industria
- Especificar claramente el papel de PEMEX dentro de la industria.
- Definir las funciones de la autoridad reguladora.
- Fijar el régimen de transición.

2.2.1 LEY REGLAMENTARIA DEL ARTICULO 27 CONSTITUCIONAL, EN EL RAMO DEL PETRÓLEO

Las modificaciones a esta Ley reglamentaria redefinieron el ámbito de la industria petrolera y establecieron los lineamientos generales de la estructura reguladora de la

⁴ Ibidem

industria

Las actividades estratégicas reservadas al Estado: exploración, producción, explotación y ventas de primera mano, se separan de aquellas abiertas a la participación del sector privado. Estas últimas abarcan la construcción, operación y propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, así como la comercialización del gas natural.

Los participantes privados podrán llevar a cabo las actividades de transporte, almacenamiento y distribución a través de un régimen de permisos. La Ley Reglamentaria especifica los requisitos que deberán cumplir los permisionarios.

La regulación capacita a la autoridad para aprobar los términos y condiciones para la prestación de los servicios; autorizar los precios y tarifas aplicables; llevar a cabo la inspección y vigilancia del cumplimiento de las obligaciones de los permisionarios; y resolver controversias.

Finalmente, la Ley Reglamentaria determina el compromiso del gobierno para continuar con el desarrollo del marco regulador. En particular, se fija un plazo perentorio para expedir el Reglamento de gas natural. Con estas modificaciones se asientan las bases jurídicas para:

- Definir las funciones de la autoridad reguladora. mencionan claramente los elementos que englobará la regulación.
- Alentar la participación de la iniciativa privada: establece un régimen de permisos y los requisitos para su obtención.
- Introducir condiciones de competencia: especifica la obligación de los permisionarios de permitir el acceso abierto a sus sistemas y la prohibición de que realicen prácticas indebidamente discriminatorias.

La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo en sus principales artículos establece:

- Corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los hidrocarburos que se encuentren en el territorio nacional.
- La industria petrolera abarca: la exploración, la explotación, la refinación, el

transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y sus derivados que se obtengan de su refinación.

2.2.2 REGLAMENTO

El reglamento precisa los principios reguladores planteados en la Ley Reglamentaria, y establece una serie de disposiciones que deben observar los permisionarios en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sus sistemas, y las que debe observar la autoridad en el otorgamiento de los permisos.

La CRE debe establecer una metodología para fijar un tope al precio de ventas de primera mano, establece la obligación de PEMEX de ofrecer dos cotizaciones (a la salida de las plantas de proceso y en el punto de entrega determinado por el comprador), y prevé que la regulación no será aplicable si no existen condiciones de competencia efectiva en las ventas de gas natural

Los permisos tienen una duración de treinta años y son renovables por periodos adicionales de quince años. En el caso del transporte y almacenamiento, los primeros permisos se otorgan de exclusividad y a solicitud de la parte. En el caso de la distribución, los primeros permisos se otorgan a través de un proceso de licitación, con una exclusividad de doce años en una zona geográfica previamente definida por la CRE.

La integración vertical se encuentra limitada en el Reglamento. Los permisos de transporte para servir a una zona de distribución no pueden ser otorgados al titular del permiso de distribución, salvo autorización expresa por parte de la CRE y sólo en el caso de que la infraestructura de transporte sea necesaria para desarrollar la infraestructura de distribución.

Los permisionarios de transporte y distribución de gas natural, tienen la obligación de permitir el acceso abierto no indebidamente discriminatorio a sus sistemas, y de otorgar un trato similar a clientes semejantes en condiciones equivalentes. Adicionalmente, deben proporcionar sus servicios de forma separada, sin condicionar la prestación de otro, y diferenciar el costo de cada uno de los servicios.

Los usuarios que contraten la capacidad en firme de un transportista, podrán ceder sus derechos de capacidad a terceros. Esto promueve la formación de un mercado secundario de capacidad que fomentará una contratación más eficiente del servicio.

Las tarifas de los permisionarios serán reguladas a través de una metodología de tarifas máximas. La metodología admitirá diferentes tarifas para cada tipo de cliente y de servicio, siempre que no sean indebidamente discriminatorias. Las tarifas serán calculadas de conformidad con la metodología establecida para la Comisión y estarán vigentes por periodos de cinco años.

Los distribuidores podrán trasladar a sus usuarios los precios de adquisición de gas natural y los costos de los servicios de transporte y almacenamiento que utilicen. La CRE, inspeccionará periódicamente a los distribuidores, para verificar que trasladen el costo de estos servicios de acuerdo a los costos y condiciones viables de suministro.

El Reglamento persigue fomentar el desarrollo de una estructura industrial eficiente, al combinar la promoción de la competencia económica en ramas y sectores potencialmente competitivos, con la regulación de los monopolios naturales y legales.

2.2.3 VISIÓN A LARGO PLAZO DE LA INDUSTRIA

Antes de 1995,⁵ PEMEX era el único responsable del desarrollo de las actividades de la industria de gas natural. Igualmente, PEMEX era el único agente autorizado para construir, operar y tener en propiedad ductos. Durante el periodo anterior a 1995 desarrolló un adecuado sistema nacional de ductos troncales.

PEMEX y algunos operadores privados, desarrollaron sistemas de distribución limitados y principalmente orientados al suministro de gas a clientes industriales. Actualmente la participación de la iniciativa privada en la distribución es muy reducida, ya que PEMEX y CFE cuentan con el 90% de los clientes.

⁵ Comisión Reguladora de Energía, con base en el Diario Oficial de la Federación, 11 de mayo de 1995.

PEMEX no desarrolló un sistema de almacenamiento puesto que, por su integración, la empresa podía ajustar los patrones de consumo de gas natural a los patrones de producción y transporte.

Las actividades de comercialización, por su parte, también se encontraban poco desarrolladas, PEMEX era el único agente con facultades para vender, importar y exportar gas natural.

Las restricciones presupuestales de PEMEX limitaron la construcción de ductos. Esta falta de infraestructura, ocasionó una baja utilización de gas natural en los procesos industriales y un escaso consumo comercial y residencial

a) EVOLUCIÓN ESPERADA.

La visión a largo plazo de la industria, busca la participación de los particulares en las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural y una mayor interacción de todas las actividades.

El marco regulador fomenta el desarrollo balanceado de la industria. La regulación incluye disposiciones orientadas a favorecer el desarrollo de la industria y disposiciones orientadas a proteger a los usuarios de los sistemas y a limitar el poder de mercado de los participantes.

La regulación prevé a cinco participantes principales:

- PEMEX: encargado de las ventas de primera mano y de la operación de su red de transporte. Podrá realizar actividades de comercialización.
- Transportistas: construyen, operan y tiene en propiedad nuevos ductos de transporte. En su caso, también realizan actividades de comercialización.
- Almacenistas: desarrollan sistemas de almacenamiento y, en su caso, realizan actividades de comercialización.
- Distribuidores: suministran gas en una zona permitida y comercializan gas dentro de su zona. Los distribuidores pueden desarrollar actividades adicionales de comercialización.
- 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.

b) INVERSIÓN EXTRANJERA

Los inversionistas extranjeros deben sujetarse a las reglas de participación establecidas en la Ley de Inversiones Extranjeras.

La Ley de Inversiones Extranjeras no pone límites a la propiedad y operación de los sistemas. Aunque, limita a 49%⁶ la participación de extranjeros en las compañías de construcción de ductos. Este porcentaje puede ser mayor, previa autorización de la Comisión de Inversiones Extranjeras.

La adquisición del dominio y de otros derechos sobre bienes inmuebles en las zonas fronterizas y las costas, debe realizarse a través de una sociedad mexicana o de un fideicomiso.

⁶ Comisión Reguladora de Energía, con base en el Diario Oficial de la Federación, 11 de mayo de 1995.

c) OBJETIVO DE LA REGULACIÓN

El nuevo marco regulador tiene como objetivo, propiciar una estructura industrial eficiente a partir de combinar la promoción de la competencia económica en ramas y sectores potencialmente competitivos y la regulación de los monopolios naturales y legales

Los instrumentos de regulación que se utilizan para promover la competencia incluyen:

- Acceso abierto no indebidamente discriminatorio: cuando cuenten con capacidad disponible, los permisionarios tienen la obligación de prestar sus servicios y otorgar un trato similar a clientes similares en condiciones similares.
- Separación de servicios: estos deben prestarse de forma independiente, sin condicionar la prestación de un servicio a la prestación de otro. Los participantes diferenciarán el costo de cada uno de sus servicios y el costo del gas natural.
- Libre comercio: cualquier persona puede realizar importaciones para su consumo o para su comercialización y adquirir gas para su exportación.
- Tarifas negociadas: las partes podrán pactar libremente tarifas diferentes a las determinadas por la regulación.
- Mercados secundarios de capacidad: los usuarios del servicio de transporte podrán ceder a terceros sus derechos sobre capacidad
- Para regular los monopolios naturales y legales, la regulación otorga facultades a la Comisión, para aprobar: precios máximos para las ventas de primera mano; tarifas máximas para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución; términos y condiciones de la prestación del servicio.

Adicionalmente, la Comisión podrá verificar los precios del gas natural que los distribuidores cobren a los usuarios finales.

d) PRINCIPALES ASPECTOS DE LA REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Se establece un precio máximo para las ventas de primera mano de gas natural. El precio máximo de las ventas de primera mano, se determinará con base en la metodología que expida la Comisión. La metodología tomará en consideración las condiciones del mercado internacional, el lugar donde se realice la venta y las alternativas de suministro de los

usuarios.

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

La regulación del precio máximo de las ventas de primera mano estará vigente siempre que la Comisión Federal de Competencia no determine que existen condiciones de competencia efectiva en el mercado relevante.

Este precio máximo, se establece para limitar el poder de mercado de PEMEX como único productor nacional de gas natural. Las importaciones y exportaciones de gas natural podrán ser efectuadas sin necesidad de permiso previo. El reglamento permite que cualquier persona realice actividades de comercio exterior en los términos de la Ley de Comercio Exterior.

El comercio exterior tiene como finalidad:

- Permitir el desarrollo y uso eficiente de las redes de transporte y distribución.
- Introducir una alternativa de suministro que induzca en PEMEX un comportamiento competitivo en las ventas de primera mano.

Las importaciones de gas natural no están sujetas a la regulación de precio máximo, ya que provienen de un mercado competitivo.

2.3 EL DESARROLLO DE LA POLÍTICA AMBIENTAL EN MÉXICO

La política ambiental en México, es un conjunto relativamente reciente de medidas aplicadas explícitamente con la finalidad de proteger el ambiente. Su orientación inicial y la mayor parte de su desarrollo, se basa en el modelo de comando y control estadounidense (normas directas aplicadas a la industria para cumplir con los estándares), aunque adaptado a las condiciones mexicanas.

Los principales mecanismos o políticas establecidas por el gobierno (a través de sus Secretarías) son: las Normas Oficiales Mexicanas (NOM's), la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LGEEPA), la Ley Ambiental Única (LAU), el Sistema Integrado de Regulación y Gestión Ambiental de la Industria (SIRG) y los Programas Voluntarios de Gestión Ambiental (PVG's); aunado a los instrumentos económicos.

2.3.1 NORMAS OFICIALES MEXICANAS

Las normas son un instrumento de aplicación obligatoria para todos los agentes normados típicas del comando y control. Fueron la base de la política ambiental mexicana de los años ochenta, y alcanzaron (bajo las forma de normas técnicas ecológicas) un considerable avance en relación a países de similar desarrollo relativo. A partir de la Ley General de Metrología y Normalización de 1992 se introdujeron ciertos elementos de valuación económica en las NOM's, tal como la necesidad de un análisis costo-beneficio de su aplicación, lo cual ha hecho que los costos de ponerlos en práctica sean menores que en el pasado⁷.

Además, desde 1994 se ha buscado separarlas del concepto de mejor tecnología de control económicamente factible, y paulatinamente se ha procurado desarrollarlas en la dirección de Normas de Calidad Ambiental, en lugar de simples normas de emisión o límites máximos permisibles. Al asociar estos límites con la capacidad de carga genérica de los tipos de cuerpo o con la forma en que estos se ven afectados, esto lleva a establecer límites diferentes por zona geográfica.

Otra tendencia reciente ha sido la de limitar en lo posible normas específicas que asignan derechos de propiedad a empresas en función de su actividad específica. Así, se ha pretendido desarrollar límites máximos permisibles generales para todas las actividades y con independencia de su emisión sin control. También, se ha buscado que los cambios normativos se inserten en un marco más amplio de regulación, donde se combinen instrumentos de diverso tipo, para lograr las medidas ambientales de manera eficaz y eficiente, es decir, que efectivamente se logren y que ello se haga al mínimo costo social.

⁷ SEMARNAP, *Economía Ambiental. Lecciones de América Latina*, México, 1997, pp 60-61.

Dada la importancia que las normas de emisión tienen en la selección de técnicas, se ha procurado generar certeza, para que estas decisiones se puedan tomar con una óptica de largo plazo, lo que se refleja en que, por primera vez exista un programa de normalización de tres años.

El Comité Consultivo Nacional de Normalización de gas natural se constituyó de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. Dicho Comité es presidido por la CRE y tiene el propósito de elaborar las NOM's en materia de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

A través de estas normas, se establecen las condiciones mínimas de seguridad obligatorias para los permisionarios en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de gas natural.

Actualmente, la CRE subsana esta falta de normas al introducir en el título del permiso un esquema de autorregulación, que obliga al permisionario a aplicar normas de seguridad utilizadas internacionalmente en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas.

El 8 de marzo de 1996, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Norma Oficial de Emergencia NOM-EM-001-SE-1996, denominada "Características y especificaciones del gas natural que se inyecte a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución". Esta norma de emergencia fijó el estándar de calidad del gas que se conduce a través de los sistemas de gas natural del país, y fue propuesta con objeto de regular la calidad del gas importado y del producido por PEMEX.

El Comité de Normalización propuso cuatro proyectos más, relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte y distribución del gas natural. A ello se añade el proyecto de norma definitiva para el gas natural, que sustituirá a la Norma Oficial de Emergencia NOM-EM-001-SE-1996.

La emisión de NOM's en materia de gas natural corresponde a la Secretaría de Energía. En esta materia se han logrado los siguientes avances:

- Durante 1996 el Comité revisó y actualizó cinco NOM's, incluyendo la que sustituirá a la norma de emergencia (NOM-EM-001-SE-1996).
- Se emitió el proyecto NOM-EM-001-SE-1997, características y especificaciones del gas natural que se inyecta a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución

Adicionalmente, el Comité Consultivo de Normalización ha publicado en el Diario Oficial de la Federación los siguientes proyectos de NOM's:

- NOM-001-SECRE-1997, instalaciones de aprovechamiento de gas natural.
- NOM-003-SECRE-1997, distribución de gas natural. Diseño, construcción, operación y mantenimiento de la red.
- NOM-004-SECRE-1997, uso del gas natural licuado como combustible vehicular: requisitos de seguridad para instalaciones vehiculares.
- NOM-005-SECRE-1997, uso del gas natural licuado como combustible vehicular: requisitos de seguridad para estaciones de servicio.

A continuación se indica brevemente el contenido de las normas importantes en cuanto a gas natural se refiere:

- **NOM-001-SECRE-1997.** Características y especificaciones del gas natural que se inyecta a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución.

Objetivo: esta norma establece las propiedades físicas y químicas del gas natural que se inyecta a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución. Complementa a las normas NOM-085-ECOL-1994 y la NOM-086-ECOL-1994.

Fecha de publicación: 11 de febrero de 1997.

Especificaciones: gas natural que se inyecta a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución debe cumplir como mínimo.

NOM-002-SECRE-1997. Instalaciones para el aprovechamiento del gas natural.

Objetivo: esta norma establece los requisitos técnicos y de seguridad mínimos que deben cumplirse en la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones residenciales, comerciales e industriales para el aprovechamiento del gas natural.

Fecha de publicación: 12 de febrero de 1997.

TABLA 1.

| Especificación | Unidades | Mínimo | Máximo |
|---|-------------------------|--|--------|
| Poder calorífico bruto en base seca | MJ/m ³ | 35.42 | |
| Ácido Sulfhídrico (H ₂ S) | MJ/m ³ y ppm | - | |
| Azúfre total (S) | mg/m ³ y ppm | - | |
| Humedad (H ₂ O) | mg/m ³ | - | |
| Nitrógeno (N ₂) + Bióxido de carbono (CO ₂) | %Vol | - | |
| Contenido de licuables a partir del propano | l/m ³ | - | |
| Temperatura | K | - | |
| Oxígeno (O ₂) | %Vol | - | |
| Material sólido | - | Libre de poivos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería | |
| Líquidos | - | Libre de agua y de hidrocarburos líquidos | |
| Microbiológicos | - | Libre | |

FUENTE: INE, NOM-085-ECOL-1994

Donde MJ/m³ son Megajoules por metro cúbico; mg/m³ son miligramos por metro cúbico, ppm son partes por millón; %Vol es el volumen en porcentaje; l/m³ son litros por metro cúbico, K son los grados Kelvin.

- **NOM-004-SECRE-1997.** Uso del gas natural licuado como combustible vehicular.
Requisitos de seguridad para instalaciones vehiculares.

Objetivo: esta norma establece los requisitos de seguridad que deben cumplir las instalaciones vehiculares para la utilización del gas natural licuado como combustible.

Fecha de publicación: 19 de febrero de 1997.

- **NOM-005-SECRE-1997.** Uso del gas natural licuado como combustible vehicular.
Requisitos de seguridad para estaciones de servicio.

Objetivo: esta norma establece los requisitos de seguridad que deben cumplir las instalaciones en las estaciones de servicio, para suministrar gas natural licuado a vehículos automotores, así como los requisitos mínimos de seguridad para la operación de dichas estaciones.

Fecha de publicación: 7 de octubre de 1997.

2.3.1.1 NOM-085-ECOL-1994

Objetivo: Norma Oficial Mexicana para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento directo por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión. Fecha de publicación: 10 de noviembre de 1994.

Campo de aplicación: equipos de generación eléctrica que usan la tecnología de ciclo combinado, equipos de calentamiento directo por combustión. Se aplicó en el caso de industrias, comercios y servicios, cuando los equipos y sistemas de combustión en lo individual o la suma de varios de ellos rebasa los 10cc de capacidad nominal en cada instalación.

Especificaciones: los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, óxidos de nitrógeno y bióxido de azufre de los equipos de combustión de las fuentes fijas que se refiere a esta Norma, son los establecidos en las siguientes tablas:

TABLA 2.

| Región | Emisión de SO ₂ (kg/10 ⁶ Kcal) |
|---|--|
| Zona Metropolitana de la Ciudad de México | 0.35 |
| Zonas Críticas | 1.44 |

FUENTE: INE, NOM-085-ECOL-1994.

Donde. kg/10⁶ Kcal son los kilogramos por kilocalorías

- Los equipos de combustión existentes deberán cumplir con los límites de óxidos de nitrógeno consignados en la Tabla 1 (ver anexo) y a partir de 1998, con los límites de la Tabla 2 (ver anexo).
- Los combustibles que se distribuyen en México, deberán cumplir con la calidad ambiental necesaria para satisfacer los límites máximos permisibles de contaminantes establecidos en esta norma. Las empresas que suministran combustibles sólidos y líquidos deberán certificar en las facturas de embarque de éstos, el contenido de azufre expresado en por ciento en peso. La descarga de bióxido de azufre a la atmósfera de equipos que usen combustibles gaseosos, sólidos y líquidos o cualquiera de sus combinaciones, se procurará con base en el consumo mensual de éstos y el contenido de azufre certificado por el proveedor.

TABLA 3.

| Combustible | Factor de emisión kg/10 ⁶ Kcal |
|-------------|---|
| Gas Natural | 0 (cero) |

FUENTE: INE, NOM-085-ECOL-1994

2.3.1.2 NOM-086-ECOL-1994

Establece las especificaciones sobre protección ambiental, que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en las fuentes fijas y móviles. Dispone los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre, en los equipos de calentamiento directo por combustión.

Considerando que las industrias y vehículos automotores que utilizan combustóleo, gasóleo industrial, diesel desulfurado e industrial, gas natural, gas licuado de petróleo, gasolinas con y sin plomo y turbosina como combustible, generan contaminantes en los cuales se encuentran entre otros: las partículas suspendidas totales, el monóxido de carbono, los óxidos de azufre y de nitrógeno, e hidrocarburos sin quemar o parcialmente quemados. Algunos de estos contaminantes primarios, reaccionan entre sí o con sustancias presentes en la atmósfera para formar otros contaminantes con características

tóxicas

La emisión de dichos contaminantes produce deterioro en la calidad del aire, si se rebasan ciertos límites, por lo que se hace necesario mejorar la calidad de los combustibles. Las especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles tienen como objeto disminuir significativamente las alteraciones del ambiente.

Objetivo: establecer las especificaciones sobre protección ambiental, que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en fuentes fijas y móviles.

Campo de aplicación: esta Norma Oficial Mexicana es de observancia obligatoria en la producción, importación y distribución de combustibles fósiles líquidos y gaseosos. Así como para el uso de los equipos de calentamiento indirecto por combustión y equipos de generación eléctrica, que utilizan la tecnología de ciclo combinado. Será obligatoria igualmente sólo en emisiones de bióxido de azufre, para el uso de los equipos de calentamiento directo por combustión.

Se exceptúan los equipos domésticos de calentamiento de agua, de calefacción y las estufas utilizados en casas habitación, escuelas, hospitales y centros recreativos, en las industrias cuando estos equipos sean utilizados en las áreas de servicio al personal; sin embargo, aplicará para el caso de industrias, comercios y servicios, cuando los equipos y sistemas de combustión en lo individual o la suma de varios rebasen los 10 cc de capacidad nominal en cada instalación.

También se exceptúan los quemadores industriales de campo, el sistema de regeneración de las plantas de desintegración catalítica, las plantas recuperadoras de azufre y los procesos de calentamiento directo, que producen bióxido de azufre adicional al proveniente del combustible.

Especificaciones:

- Las especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos se establecen en la tabla 4.
- Se dispondrá en las zonas críticas de un combustible cuyo contenido máximo de

azufre sea de 2%, excepto en las zonas críticas abastecidas por la refinería Cadereyta (Zona Metropolitana de Monterrey, Nuevo León, corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira, en el estado de Tamaulipas) y de la planta termoeléctrica de Samalayuca, Chihuahua, hasta que concluya el proyecto de reconfiguración de la refinería de Cadereyta.

TABLA 4.

| Nombre del producto: Gas Natural | | |
|--------------------------------------|---------------------------------|----------------|
| Propiedad | Unidad | Especificación |
| Humedad | dm ³ /m ³ | 0.140 máximo |
| Poder calorífico | MJ/m ³ | 35.426 máximo |
| Ácido sulfhídrico (H ₂ S) | dm ³ /m ³ | 0.012 máximo |
| Azufre total (S) | dm ³ /m ³ | 0.32 máximo |
| Bióxido de carbono y nitrógeno | %Vol | 3 máximo |

FUENTE: INE, NOM-086-ECOL-1994.

Donde: dm³/m³ es la densidad por metro cúbico y MJ/m³ son los Megajoules por metro cúbico.

2.3.2 LEY GENERAL DE EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y PROTECCIÓN AMBIENTAL (LGEEPA)

Esta Ley se refiere a la preservación y restauración del equilibrio ecológico, así como a la protección del ambiente en el territorio nacional. Sus disposiciones son de orden público e interés social, tienen por objeto propiciar el desarrollo sustentable y establecer las bases para:

- Garantizar el derecho de toda persona de vivir en un medio ambiente adecuado.
- Definir los principios de política ambiental y los instrumentos para su aplicación.
- Vigilar la preservación, la restauración y el mejoramiento del medio ambiente.
- Preservar y proteger la biodiversidad, así como la administración de las áreas naturales protegidas.
- Permitir el aprovechamiento sustentable, la preservación del suelo, agua y demás recursos naturales, de manera que, sean compatibles la obtención de beneficios económicos y las actividades de la sociedad con la preservación de los ecosistemas

En materia de la evaluación del impacto ambiental, la LGEEPA ha sido reformada a partir de 1996 sobre dos cuestiones trascendentes: la primera tiene que ver con la evaluación

del impacto ambiental como instrumento de política ambiental; originalmente la LGEEPA estaba diseñada de tal forma que su aplicación cabal impedía la realización de ciertas actividades económicas⁸. Ahora se busca el establecimiento de condiciones para realizar obras o proyectos, pero no prohíbe su realización salvo en casos muy concretos.

La segunda cuestión importante, se refiere a la eliminación en el registro de prestadores del servicio de evaluación del impacto ambiental, esto es, que cada empresa puede decidir si realiza o no un informe, sobre los efectos que tenga su actividad sobre el medio ambiente.

2.3.3 AUTORREGULACIÓN

La responsabilidad y los beneficios de los problemas ambientales no recaen exclusivamente en el ámbito gubernamental. En este sentido, es importante fomentar el desarrollo de esquemas voluntarios, que procuren el mejoramiento ambiental a través de la minimización de residuos e insumos y de cambios en procesos hacia tecnologías más limpias.

El término autorregulación, significa que un sujeto se impone sus propias pautas de conducta, por lo que en un principio no toma como referencia las normas establecidas por un orden normativo de carácter jurídico. El incumplimiento de sus propias normas de conducta, no conlleva a la imposición de ninguna sanción de carácter institucional, pero su cumplimiento se ve estimulado por alguna razón, como puede ser mejorar el desempeño ambiental.

La promoción de actividades de autorregulación, constituye un instrumento de política ambiental de gran importancia, en la medida en que tiene implícito un compromiso que rebasa las obligaciones formales de quienes se incorporan en estos esquemas, más allá de la normatividad vigente o cubriendo lagunas en los sistemas obligatorios de regulación. Dentro de los mecanismos de autorregulación destacan:

- Normas voluntarias, a partir de iniciativas y programas concertados con la autoridad de

⁸ González Márquez, José, *Nuevo derecho ambiental mexicano (instrumentos de política)*, Biblioteca de Ciencias Sociales y Humanidades, UAM Azcapotzalco, 1997, pp 181-234

protección ambiental en empresas o ramas industriales por medio de compromisos en materia de nuevos métodos de control, sustitución de insumos, modernización tecnológica, eficiencia energética, reciclaje y calidad ambiental total. Tal sería el caso, por ejemplo, del reconocimiento y apoyo a las normas voluntarias (International Standard Organization, ISO 14000).

- Los procesos de certificación de productos, se presentan como instrumento de política ambiental que responde a una demanda creciente del mercado. Los consumidores demandan de manera cada vez más amplia una certificación de productos, tanto en términos de su composición como de los procesos de los que surgen, que puede llevar a cambios sustantivos en tecnologías e insumos, constituyendo así un instrumento muy poderoso para lograr procesos e insumos menos contaminantes, tanto en el ámbito urbano como en el rural. Este ecoetiquetado, garantiza al consumidor la calidad ambiental de los productos.

2.3.4 SISTEMA INTEGRADO DE REGULACIÓN DIRECTA Y GESTIÓN AMBIENTAL DE LA INDUSTRIA (SIRG)

Dentro de los mecanismos de autorregulación se encuentra el SIRG, el cual a su vez, está constituido por tres elementos esenciales: la Licencia Ambiental Única (LAU), la Cédula de Desempeño Ambiental (CDA) y el Programa Voluntario de Gestión Ambiental (PVG). Los componentes anteriores tienen las siguientes características:

- *Licencia Ambiental Única*: es un instrumento de regulación directa por establecimiento industrial, que permite coordinar en un solo proceso con criterio de corresponsabilidad empresarial, la evaluación, dictamen y seguimiento de obligaciones y trámites que en materia ambiental corresponden a la industria. Introduce como nuevo enfoque dentro de la regulación directa, la consideración integral de la contaminación ambiental que genera cada establecimiento productivo, al relacionar los efectos contaminantes sobre diferentes medios (agua, suelo y atmósfera).
- *Cédula de Desempeño Ambiental*: constituye un instrumento de seguimiento de actualización a información por establecimiento industrial, en materia de emisiones,

manejo y transparencia de contaminantes. Mediante la misma se busca favorecer, por una parte, el control progresivo de la contaminación y, por la otra, actualizar las bases del licenciamiento.

- *Programa Voluntario de Gestión Ambiental*: tiene como propósito fomentar la convergencia entre los intereses privados que promuevan la productividad y la competitividad, y los intereses públicos a favor de la protección al ambiente. El programa, se basa entre la correspondencia de la autoridad y la empresa, buscando desarrollar la capacidad de administración ambiental dentro de cada establecimiento industrial, un medio para lograr una protección integral, continua, creciente y voluntaria del medio ambiente, privilegiando la prevención de la contaminación y el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales en todas las etapas de la cadena productiva. Plantea la consideración integral del proceso productivo, por parte de los responsables de la operación de cada empresa, dentro de un enfoque que propicie la incorporación de tecnologías de proceso, antes que el uso de equipos de control.

El SIRG conjunta aquellos elementos que buscan asegurar una política ambiental eficiente para la industria, principalmente mediante la LAU, y la generación de información periódica a través de la CDA. A su vez, promueve la formulación y puesta en marcha de programas ambientales mediante los PVG.

El SIRG se apoya en el desarrollo institucional alcanzado en materia de regulación ambiental, y a la vez, responde a la nueva tendencia proactiva, que en años recientes se viene desarrollando dentro del sector industrial en cuanto a la protección al ambiente. La misma ya no es vista esencialmente como una obligación y un costo que pueda afectar la competitividad de la empresa, sino que cada vez más aparece como una oportunidad para mejorar la eficiencia productiva⁹.

En México, como un reflejo de los programas mencionados, se ha dado mayor importancia a la autorregulación, luego de las modificaciones hechas a la LGEEPA. Con ello se busca favorecer las tendencias hacia:

⁹ SEMARNAP, *Sistema Integrado de Regulación y Gestión Ambiental de la Industria*, México, 1997, pp 11-14.

- Un sistema de regulación y autorregulación que aproveche el beneficio que las tecnologías más limpias representan para cada empresa.
- El desarrollo de un Programa de Gestión Ambiental de carácter voluntario que permita a las empresas una mejora continua para beneficio propio y de la sociedad.
- El otorgamiento de estímulos a las empresas, para que cumplan más allá de las obligaciones normativas establecidas como parámetros mínimos de observancia general.
- Desarrollar auditorías ambientales, para mejorar el desempeño ambiental de la industria garantizando el cumplimiento más allá de la ley.

2.4 INSTRUMENTOS ECONÓMICOS

Desde la perspectiva del sistema económico, los problemas ambientales se pueden interpretar convenientemente como resultado de fallas en los mercados, carencia de información, diseños institucionales y de política, que se traducen en la transferencia de costos (externalidades) de quienes los provocan hacia otros sectores de la sociedad o incluso, a las generaciones futuras. Dicho de otra forma, los problemas ambientales son externalidades que deben corregirse.

La corrección de estas externalidades, equivale a lograr que quienes generan costos o daños ambientales los asuman, lo cual puede lograrse a través de diferentes medios, como el establecimiento de regulaciones (NOM's) y su aplicación coercitiva, el convencimiento y la cooperación, o bien, a través de instrumentos económicos, o una combinación adecuada de ellos.

La promoción de la internalización de costos ambientales por medio de instrumentos económicos, tiene como propósito, que los agentes reciban señales adecuadas desde el sistema de precios, para que incorporen entre sus objetivos o funciones de bienestar, motivaciones permanentes, con objeto de hacer un manejo sustentable de los recursos naturales y reducir la generación de contaminantes y residuos, y con ello los inherentes efectos ambientales negativos. El logro de ese propósito, implica diseñar e instrumentar un mecanismo automático de corrección, que pueda operar con una intervención mínima por parte de la administración pública o de la autoridad reguladora

Se consideran instrumentos económicos, los mecanismos normativos y administrativos de carácter fiscal, financiero o de mercado, mediante los cuales las personas asumen los beneficios y costos ambientales que generan sus actividades económicas, incentivándolas hacia actividades económicas que favorezcan al ambiente¹⁰.

Los instrumentos financieros son los créditos, las fianzas, los seguros de responsabilidad civil, los fondos y los fideicomisos; sus objetivos están dirigidos a la preservación, protección, restauración o aprovechamiento sustentable de los recursos naturales y el ambiente, así como al financiamiento de programas, proyectos, estudios e investigación científica y tecnológica, para la preservación del equilibrio ecológico y la protección ambiental. Como ejemplo de estos instrumentos, se encuentran las fianzas y seguros que pueden ser útiles en el cumplimiento de programas de minimización y en el manejo integral de residuos peligrosos.

Dentro de los instrumentos económicos de carácter fiscal, se hallan los estímulos fiscales que promueven el cumplimiento de los objetivos de la política ambiental. En ningún caso, estos instrumentos se establecen con fines exclusivamente recaudatorios.

Una característica de los impuestos para la prevención de la contaminación, es que estimulan la instalación de equipos de control de la contaminación. De ésta manera, es posible eliminar ciertos residuos y no desecharlos en el medio ambiente. Para poder introducir la opción del equipamiento que limite las emisiones, es necesario considerar los costos en los que deben incurrir los agentes contaminadores con respecto a la reducción de la contaminación que generan, es decir, en equipo anticontaminante o por medio de la disminución de su producción, esto con la finalidad de no tener efectos nocivos sobre el medio ambiente y por lo tanto no sufrir las consecuencias de un impuesto.

El establecimiento de impuestos, pueden presentarse como una solución de bajo costo frente al establecimiento de estándares ambientales, entendiéndose estos últimos como las Normas Oficiales Mexicanas.

Los impuestos sobre la contaminación poseen ciertas ventajas, ya que usan los

¹⁰ González Márquez, José, *Nuevo derecho ambiental mexicano (instrumentos de política)*, Biblioteca de Ciencias Sociales

mecanismos de mercado, para asignar un precio a los recursos hasta entonces no evaluados que proporciona el medio ambiente. Hasta cierto punto imitan al mercado, ya que el impuesto puede ser variado para reflejar la creciente escasez de esos recursos. A su vez, tienen propiedades de optimización, siempre y cuando se conozcan tanto los costos del daño en el ambiente como los de limitación y, aún si no se conocen tienen propiedades de menor costo.

Otro punto en el cual los impuestos son preferibles a los estándares, se presenta cuando el agente contaminador no tiene ningún incentivo para limitar la contaminación una vez que halla cumplido con el límite establecido por la normatividad. Sin embargo, podría ser socialmente favorable animar a los contaminadores a una búsqueda constante de tecnologías de mayor eficiencia para reducir los niveles de contaminación. Bajo el enfoque de los estándares, éste incentivo no existe¹¹. Además, con un impuesto el contaminador sigue pagando aún en el caso en que la contaminación sea óptima (acorde con el equilibrio de Pareto) y por tanto, tiene un constante estímulo para reducir la contaminación.

Tanto los impuestos como lo estándares generan costos administrativos, debido a que ambos requieren una continua supervisión. El establecimiento de estándares implica la existencia de un sistema de penalización y que éste sea aplicable. Por su parte, los impuestos, requieren que se recauden las tasas a los diferentes agentes. Por lo anterior, es difícil establecer cual de las medidas es más costosa.

En materia de instrumentos económicos, la legislación mexicana se ha remitido al uso de instrumentos de carácter fiscal, para promover ciertas actividades o desalentar otras que puedan ser contrarias al ambiente. En este sentido, el instrumento fiscal se ha convertido en una herramienta adecuada para internalizar los costos por contaminar.

A pesar de las ventajas ofrecidas por la aplicación de un impuesto ambiental, su establecimiento no ha sido generalizado, debido principalmente a la renuencia por parte de las industrias, ya que los nuevos impuestos pueden gravar más al agente por encima

y Humanidades, UAM Azcapotzalco, 1997, pp. 238-284.

¹¹ Pearce, David W y Turner, R. Kerry, *Economía de los recursos naturales y del medio ambiente*, Colegio de Economistas de Madrid, Celeste Ediciones, Madrid, 1995, pp. 91-100.

del nivel establecido por la normatividad.

Los instrumentos de mercado son: las concesiones, autorizaciones, licencias y permisos, que corresponden a volúmenes preestablecidos de emisiones de contaminantes en el aire, agua o suelo, o bien, establecen los límites de aprovechamiento de los recursos naturales, de la constitución en áreas naturales protegidas o en zonas cuya preservación y protección se considere relevante desde el punto de vista ambiental.

Dentro de los instrumentos de mercado, se encuentran los sistemas de depósito reembolso, utilizados con la finalidad de beneficiar la gestión ambiental de residuos de difícil manejo, propiciando su reducción en la fuente, neutralización, reutilización, reciclaje y adecuada disposición final. Este tipo de sistemas, consisten en la recolección de productos o sus desechos, que han estado temporalmente en el mercado para ser usados, pero que requieren de un confinamiento o tratamiento especial, es decir, se trata de productos que son vendidos a un precio que incluye un depósito, el cual es devuelto al consumidor una vez que el producto ya no es útil o requiere renovarse.

En México, existen prácticas antiguas en el uso de sistemas de depósito reembolso, tal es el caso de los acumuladores de automóvil y también cierto tipo de envases de bebidas. Sin embargo, este sistema no ha sido contemplado como uno de los métodos posibles en contra de la contaminación¹².

Otro ejemplo de instrumentos de mercado, son los permisos comerciables de contaminación, los cuales al igual que los estándares, se encuentran regidos por la autoridad reguladora; la cual sólo permite un determinado nivel de emisión de contaminantes y concede permisos (también conocidos como certificados de contaminación) por ésta cantidad. No obstante, mientras que el establecimiento de estándares termina ahí, los permisos de contaminación son negociables, es decir, se pueden comprar y vender en un mercado ambiental.

Los permisos comerciables permiten manejar un mercado ambiental más eficiente, mediante la asignación de un precio o valor económico a la reducción de las emisiones

¹² González Márquez, José, *Nuevo derecho ambiental mexicano (instrumentos de política)*, Biblioteca de Ciencias Sociales

por los agentes contaminadores que participan en el mercado. Esto se traduce en un incentivo en favor del ambiente, al controlar el nivel total o agregado de la contaminación.

A diferencia de los estándares ambientales que limitan la emisión generada por un contaminante específico, los permisos comerciables pueden regular tanto a una fuente emisora como a un grupo de contaminantes situados en una zona o lugar geográfico determinado, considerándose a éste último como una especie de burbuja.

Entre las ventajas que arrojan los permisos comerciables se encuentran:

- La minimización de los costos, se ejemplifica por las diferencias entre los gastos de reducción de la contaminación; en el caso de los agentes contaminadores con bajos costos de reducción les es más fácil eliminar la contaminación que comprar permisos, mientras que los contaminadores con mayores costos preferirán comprar permisos a limitar su contaminación, de ésta manera se dan las bases para una comercialización de permisos.
- Permiten la participación de nuevos agentes en el mercado, generándose una mayor demanda de los permisos, que se traduciría en un incremento en el precio de los mismos. Los recién llegados al mercado, comprarán permisos si tienen altos costos por reducir la contaminación, en caso contrario, tratarían de invertir en equipo de control de la contaminación. Ante una situación de exceso de demanda de permisos, las autoridades podrían aumentar el número de permisos para satisfacer la demanda, de manera inversa, las autoridades pueden comprar los permisos para limitar la demanda, de ésta forma influye sobre el valor económico de los bienes (ambientales).
- Evitan algunos de los problemas que generan la aplicación de los impuestos sobre la contaminación, ya que en algunos casos pueden estar mal estimados; esto no sucede con los permisos, en los que sólo basta con definir el estándar y encontrar el mecanismo para la concesión de los mismos. Más aún, si existe inflación en la economía, el valor real de los impuestos variará, posiblemente afectando a su efectividad. Como los permisos responden a la oferta y la demanda, ya incorporan a la inflación.

No obstante que la instrumentación de los permisos comerciables presentan varias ventajas, se requiere contar con mucha información en torno a los generadores de contaminación y al grado en cómo contribuyen a la contaminación agregada. Además, desde el punto de vista jurídico, es necesario definir: la naturaleza legal de estos certificados; las reglas para su adquisición y transmisión de dominio; la definición en la ley de una autoridad encargada de certificar las transacciones de mercado; las características de los títulos que los representen; y de la mayor importancia resulta que la ley fiscal defina si la inversión de compra de títulos recibirá tratamiento preferencial.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

CAPÍTULO 3

EVALUACIÓN MACROECONÓMICA Y ECONOMETRICA DEL GAS NATURAL

3.1 MODELO INSUMO-PRODUCTO (IP)

El modelo Insumo Producto (IP), es una producción derivada de una versión simplificada del modelo de equilibrio general de Walras (Leontief, 1951), el cual entiende a la economía como un sistema productivo donde los agentes económicos realizan actividades económicas (producción, distribución y consumo) independientemente, a la vez que están interrelacionadas a través de una red de intercambio de bienes.

Los agentes relevantes para el modelo son los productores, ya que la demanda final y la oferta de factores son actividades exógenas. Los agentes se clasifican según el bien que producen y suponiendo una tecnología uniforme que transforma insumos en un producto o bien homogéneo¹.

La matriz de insumo producto da cuenta de los intercambios de bienes intermedios ofrecidos y demandados por los productores, que se realizan en la economía durante un periodo de tiempo determinado. Así, la matriz es un cuadro de doble entrada, donde las filas muestran las ventas de cada sector al resto de la economía y las columnas, las compras de insumos por sectores. De este modo, cada vector fila representa a un tiempo el destino de la producción de cada sector i así como los ingresos de ese sector. Mientras tanto, el vector columna j muestra el consumo de los insumos producidos y de los factores, por el vector j y a la vez, los costos de producción del sector j .

Esto es, el valor del producto es igual a las ventas totales; a su vez, los ingresos de la industria equivalen a los costos de producción, por lo tanto las industrias están en equilibrio, no hay excesos de oferta y ningún productor obtiene ganancias positivas (Samuelson, 1958).

¹ SEMARNAP, *Economía Ambiental. Lecciones de América Latina*, México, 1997, pp 129-130

La matriz de transacciones intermedias puede organizarse de dos maneras: por un lado, en lo que se refiere a las transacciones realizadas entre productores nacionales, es necesario incluir un vector fila donde se registran las importaciones por sectores de distintos bienes. Por otro, es posible incluir en la tabla de transacciones intermedias a las importaciones de bienes similares. Se obtiene así la llamada matriz de transacciones totales, que efectivamente describe el uso total de bienes como insumos, tanto de origen interno como externo para la producción.

La demanda final se refiere al destino último de la producción de cada sector productivo. La producción se clasifica por destino en consumo privado, consumo público, inversión bruta, variación de existencias y exportaciones. La suma de la demanda intermedia más la demanda final por fila arroja la demanda total satisfecha por cada sector.²

Los requerimientos sectoriales de los factores productivos, registra los pagos a cada uno de los factores productivos por su contribución al proceso de producción y en general incluye todos los costos no contabilizados en los insumos intermedios.

Estos requerimientos se clasifican en: remuneración de asalariados, excedente de explotación, e impuestos indirectos menos la columna de los requerimientos sectoriales de cada factor productivo. Este cuadro permite identificar el valor agregado sectorial y contabilizar el ingreso de los agentes subsidiados. Por fila se incluyen las remuneraciones a los factores productivos y económicos.

La producción bruta, o su valor bruto es la producción interna total de bienes y servicios. De este modo, la identidad básica del modelo de insumo-producto se define como:

(1) $VBP = Y + DI$; donde VBP representa el Valor Bruto de la Producción; Y la Demanda Final y DI la Demanda Intermedia.

Asimismo:

(2) $VBP' = CI' + Z'$; donde VBP' es el vector final del Valor Bruto de la Producción, CI' es la suma de los requerimientos de los insumos intermedios, Z' es el vector del Valor Agregado y ' denota la transposición de los vectores, es decir, estos son vectores fila.

² SEMARNAP, *Economía Ambiental Lecciones de América Latina*, México, 1997, pp. 131-133

Ordenando se obtiene que:

$$(3) \quad \sum_i Y_i = E_j Z_i = \text{PIB} \quad \text{para } i=j=1,2,\dots,n.$$

Donde Σ representa la sumatoria y PIB es el Producto Interno Bruto.

Formalmente, el modelo IP se representa por el lado de la demanda como:

$$(4) \quad X = T_1 + Y$$

Donde T representa la matriz de transacciones intermedias, X es un vector columna del valor bruto de la producción y 1 es un vector suma, es decir, un vector columna de unos.

Por el lado de la oferta de insumos se tiene que:

$$(5) \quad X' = {}_1T + Z'$$

La ecuación (4) puede reescribirse en términos de la matriz de coeficientes técnicos $[A = \{a_{ij}\} = \{t_{ej} / x_j\}]$ como:

$$(5a) \quad X = AX + Y$$

Análogamente, si $E = \{e_{ij}\} = \{t_{ij} = x_i\}$, la ecuación (5) se transforma en:

$$(6) \quad X' = EX' + Z'$$

Despejando la ecuación (5) se obtiene:

$$(7) \quad X = (I - A)^{-1}Y$$

La ecuación (7) indica el nivel de producto total que corresponde a un determinado nivel de ingreso dadas las condiciones técnicas de producción.

$(I - A)^{-1}$ es la matriz inversa de Leontief, es decir, representa los requerimientos totales directos e indirectos de insumos intermedios necesarios para satisfacer a la demanda final. A su vez, por el lado de la oferta, el modelo (5) se soluciona como:

$$(8) \quad X' = Z' (I - E)^{-1}$$

Donde la matriz $(I-E)^{-1}$ representa las ventas totales necesarias en la economía, para lograr un nivel deseado de valor agregado Z. El conjunto del modelo IP puede utilizarse para analizar la importancia del sector petrolero y su posición dentro de la estructura económica.

3.1.1 INDICADORES DE LA ESPECIALIZACIÓN DEL SECTOR PETROLERO Y DE GAS NATURAL

El modelo IP, proporciona indicadores sobre la especialización relativa y la posición estructural de las diversas industrias; por ejemplo, es posible construir indicadores sobre la composición del producto de la economía, de los requerimientos de insumos para todo el sistema o para una industria, así como indicadores sobre la composición de la demanda total (intermedia y final), y también indicadores acerca de las relaciones de una industria con el sector externo³.

En la tabla 1, se observa que la participación de las actividades del sector petrolero en el VBP es relativamente "baja". En efecto, el sector petrolero y gas natural representan en conjunto 0.13% del VBP de la economía en la matriz de transacciones internas y el 0.13% en la matriz de transacciones totales.

A su vez, de acuerdo con la tabla 2, el sector satisface al 2.26% de la demanda intermedia total y al 2.56% de la demanda intermedia satisfecha por la producción interna (la diferencia se explica por las importaciones de insumos). Por otro lado, el sector participa con el 2.8% de la demanda final de la economía y con el 2.9% de la demanda final cubierta por la producción interna.

El análisis de la demanda intermedia y final (Tabla 3A y 3B), indica que en general las

³ SEMARNAP, *Economía Ambiental. Lecciones de América Latina*, México, 1997, pp 133-141

ramas relacionadas con el sector de extracción de petróleo y gas natural se especializan más hacia la producción de bienes intermedios. Por otro lado, al analizar la estructura de los requerimientos de insumos producidos y no producidos, se observa en dicha tabla que la rama 6 produce materias primas, por lo que es una actividad con bajos requerimientos de insumos intermedios, y es intensiva en insumos producidos, particularmente capital.

La importancia del sector petrolero dentro del comercio exterior, se refleja directamente en su participación en las exportaciones e importaciones de bienes intermedios y totales. Así, la participación de las exportaciones del sector petrolero en el total alcanza el 4.35%. En cuanto a las importaciones representa el 1.52% del total de insumos de la economía.

TABLA 1.
COMPOSICIÓN DEL VALOR BRUTO DE LA PRODUCCIÓN, MATRIZ DE INSUMO PRODUCTO 1990.

| Rama | Transacciones Internas | | Transacciones Totales | |
|-------------------------------------|------------------------|-------------|-----------------------|-------------|
| | VBP | Composición | VBP | Composición |
| 1 Agricultura y Ganadería | 73,136 | 0 0764 | 73,136 | 0 0764 |
| 2 Producción de madera | 2,757 | 0 0029 | 2,757 | 0.0029 |
| 3 Productos no maderables | 3,147 | 0 0033 | 3,147 | 0.0033 |
| 4 Caza y pesca | 1,403 | 0 0015 | 1,403 | 0.0015 |
| 5 Minería | 19,910 | 0 0208 | 19,910 | 0 0208 |
| 6 Extracción de petróleo y gas | 1,290 | 0.0013 | 1,290 | 0 0013 |
| 7 Alimentos | 7,106 | 0 0074 | 7,106 | 0 0074 |
| 8 Bebidas y tabaco | 15,050 | 0 0157 | 15,050 | 0.0157 |
| 9 Textiles | 7,613 | 0 0080 | 7,613 | 0 0080 |
| 10 Cuero | 3,710 | 0 0039 | 3,710 | 0 0039 |
| 11 Aserraderos | 6,216 | 0 0065 | 6,216 | 0 0065 |
| 12 Otras industrias de la madera | 10,183 | 0 0106 | 10,183 | 0.0106 |
| 13 Papel | 18,834 | 0 0197 | 18,834 | 0 0197 |
| 14 Petroquímica | 11,444 | 0.0120 | 11,444 | 0 0120 |
| 15 Química | 7,626 | 0.0080 | 7,626 | 0 0080 |
| 16 Hule y plástico | 10,058 | 0.0105 | 10,058 | 0 0105 |
| 17 Productos minerales no metálicos | 67,957 | 0.0710 | 67,957 | 0.0710 |
| 18 Hierro y acero | 5,603 | 0.0059 | 5,603 | 0.0059 |
| 19 Metales no ferrosos | 25,778 | 0.0269 | 25,778 | 0.0269 |
| 20 Equipo eléctrico | 6,124 | 0.0064 | 6,124 | 0.0064 |
| 21 Equipo electrónico | 28,294 | 0.0296 | 28,294 | 0.0296 |
| 22 Equipo de transporte | 19,626 | 0 0205 | 19,626 | 0.0205 |
| 23 Otras manufacturas | 61,902 | 0 0647 | 61,902 | 0 0647 |
| 24 Construcción | 16,858 | 0.0176 | 16,858 | 0.0176 |
| 25 Electricidad | 176,848 | 0 1848 | 176,848 | 0 1848 |
| 26 Comercio, restaurantes y hoteles | 112,442 | 0 1175 | 112,442 | 0 1175 |
| 27 Transporte | 15,340 | 0 0160 | 15,340 | 0 0160 |
| 28 Comunicaciones | 31,732 | 0 0332 | 31,732 | 0 0332 |
| 29 Servicios financieros | 61,434 | 0 0642 | 61,434 | 0 0642 |
| 30 Otros servicios | 127,547 | 0 1333 | 127,547 | 0 1333 |
| Total | 956,968 | 1.0000 | 956,968 | 1 0000 |

FUENTE: Calculado a partir de la Matriz Insumo Producto de México de 1990.

Donde: VBP es el Valor Bruto de la Producción

TABLA 2.
COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA INTERMEDIA Y FINAL, MATRIZ DE INSUMO PRODUCTO 1990.

| Rama | Transacciones Internas | | | | Transacciones Totales | | | |
|-------------------------------------|------------------------|--------|-----------|--------|-----------------------|--------|-----------|--------|
| | Dem. Int. | Comp. | Dem. Fin. | Comp. | Dem. Int. | Comp. | Dem. Fin. | Comp. |
| 1 Agricultura y Ganadería | 27,127 | 0.0949 | 61 | 0.0004 | 27,611 | 0.0852 | 65 | 0.0004 |
| 2 Producción de madera | 1,599 | 0.0056 | 3 | 0.0000 | 1,629 | 0.0050 | 3 | 0.0000 |
| 3 Productos no maderables | 58 | 0.0002 | 27 | 0.0002 | 211 | 0.0007 | 28 | 0.0002 |
| 4 Caza y pesca | 31 | 0.0001 | 23 | 0.0002 | 21 | 0.0001 | 23 | 0.0002 |
| 5 Minería | 5,290 | 0.0185 | 251 | 0.0017 | 5,615 | 0.0173 | 332 | 0.0022 |
| 6 Extracción de petróleo y gas | 7,314 | 0.0256 | 4,415 | 0.0297 | 7,314 | 0.0226 | 4,412 | 0.0288 |
| 7 Alimentos | 2,469 | 0.0085 | 2,865 | 0.0193 | 4,462 | 0.0138 | 2,932 | 0.0192 |
| 8 Bebidas y tabaco | 360 | 0.0013 | 2,553 | 0.0172 | 435 | 0.0013 | 2,553 | 0.0167 |
| 9 Textiles | 2,066 | 0.0072 | 820 | 0.0055 | 3,144 | 0.0097 | 820 | 0.0054 |
| 10 Cuero | 1,089 | 0.0038 | 299 | 0.0020 | 335 | 0.0010 | 299 | 0.0020 |
| 11 Aserraderos | 3,103 | 0.0109 | 9 | 0.0001 | 3,556 | 0.0110 | 9 | 0.0001 |
| 12 Otras industrias de la madera | 441 | 0.0015 | 736 | 0.0050 | 475 | 0.0015 | 736 | 0.0048 |
| 13 Papel | 10,639 | 0.0372 | 42,454 | 0.2862 | 12,879 | 0.0398 | 23,438 | 0.1532 |
| 14 Petroquímica | 6,357 | 0.0222 | 21,445 | 0.1446 | 8,557 | 0.0264 | 20,934 | 0.1368 |
| 15 Química | 14,432 | 0.0505 | 57,484 | 0.3876 | 17,769 | 0.0548 | 53,573 | 0.3502 |
| 16 Hule y plástico | 5,665 | 0.0198 | 191 | 0.0013 | 6,852 | 0.0211 | 191 | 0.0012 |
| 17 Productos minerales no metálicos | 10,409 | 0.0364 | 118 | 0.0008 | 11,631 | 0.0359 | 118 | 0.0008 |
| 18 Hierro y acero | 16,823 | 0.0589 | 18 | 0.0001 | 19,716 | 0.0609 | 21 | 0.0001 |
| 19 Metales no ferrosos | 13,149 | 0.0460 | 5,230 | 0.0353 | 18,512 | 0.0571 | 5,314 | 0.0347 |
| 20 Equipo eléctrico | 530 | 0.0019 | 252 | 0.0017 | 1,006 | 0.0031 | 254 | 0.0017 |
| 21 Equipo electrónico | 631 | 0.0022 | 4,175 | 0.0281 | 3,601 | 0.0111 | 7,296 | 0.0477 |
| 22 Equipo de transporte | 4,741 | 0.0166 | 1,498 | 0.0101 | 19,588 | 0.0605 | 2,562 | 0.0167 |
| 23 Otras manufacturas | 404 | 0.0014 | 23 | 0.0002 | 1,433 | 0.0044 | 23 | 0.0002 |
| 24 Construcción | 0 | 0.0000 | 504 | 0.0034 | 0 | 0.0000 | 668 | 0.0044 |
| 25 Electricidad | 11,929 | 0.0417 | 1 | 0.0000 | 12,033 | 0.0371 | 1 | 0.0000 |
| 26 Comercio, restaurantes y hoteles | 37,484 | 0.1312 | 12 | 0.0001 | 37,772 | 0.1166 | 14 | 0.0001 |
| 27 Transporte | 15,535 | 0.0544 | 19 | 0.0001 | 18,289 | 0.0565 | 84 | 0.0005 |
| 28 Comunicaciones | 5,701 | 0.0199 | 0 | 0.0000 | 6,055 | 0.0187 | 0 | 0.0000 |
| 29 Servicios financieros | 26,356 | 0.0922 | 2,834 | 0.0191 | 19,198 | 0.0593 | 2,834 | 0.0185 |
| 30 Otros servicios | 54,028 | 0.1891 | 4,417 | 0.0298 | 54,282 | 0.1675 | 27,855 | 0.1821 |
| Total | 285,780 | 1.0000 | 148,322 | 1.0000 | 323,981 | 1.0000 | 152,980 | 1.0000 |

FUENTE: Calculado a partir de la Matriz Insumo Producto de México de 1990.

Donde Dem. Int. es la Demanda Intermedia; Dem. Fin. es la Demanda Final; Comp. es la Composición porcentual.

TABLA 3A
VALOR BRUTO DE LA PRODUCCIÓN, ORIGEN Y DESTINO, MATRIZ INSUMO PRODUCTO 1990.

| Rama | Matriz de Coeficientes Técnicos (Transacciones Internas) | | | | | | |
|--|--|--------|--------|----------|--------------------|---------------------------------|-----------|
| | Tras- nacciones imp | VAE | Import | Rem/Asal | Superavit Explo | Impos- Indirec- Subsidias | Exp |
| 1 Agricultura y Ganadería | 0.3108 | 0.6892 | 0.0103 | 0.0972 | 0.5943 | -0.0023 | 0.0002 |
| 2 Producción de madera | 0.1048 | 0.8952 | 0.0000 | 0.1763 | 0.7131 | 0.0058 | 0 |
| 3 Productos no maderables | 0.3858 | 0.6142 | 0.0038 | 0.1350 | 0.4770 | 0.0022 | 0.0054 |
| 4 Caza y pesca | 0.3599 | 0.6401 | 0.0413 | 0.1639 | 0.4526 | 0.0235 | 0.0007 |
| 5 Minería | 0.3304 | 0.6696 | 0.0635 | 0.1130 | 0.5465 | 0.0101 | 0.0039 |
| 6 Extracción de petróleo y gas | 0.2566 | 0.7434 | 0.0152 | 0.0899 | 0.6372 | 0.0163 | 0.0435 |
| 7 Alimentos | 0.5439 | 0.4561 | 0.0148 | 0.0633 | 0.2456 | 0.1472 | 0.1351 |
| 8 Bebidas y tabaco | 0.5252 | 0.4748 | 0.0184 | 0.1225 | 0.2557 | 0.0966 | 0.0213 |
| 9 Textiles | 0.5131 | 0.4869 | 0.0810 | 0.1729 | 0.2983 | 0.0158 | 0.0042 |
| 10 Cuero | 0.5375 | 0.4625 | 0.0008 | 0.1070 | 0.3550 | 0.0005 | 0.0000 |
| 11 Aseñaderos | 0.4426 | 0.5574 | 0.0690 | 0.0835 | 0.4167 | 0.0573 | 0.0002 |
| 12 Otras industrias de la madera | 0.5685 | 0.4315 | 0.1339 | 0.0784 | 0.3095 | 0.0436 | 0.0038 |
| 13 Papel | 0.5600 | 0.4400 | 0.0855 | 0.1050 | 0.2844 | 0.0507 | 0.2781 |
| 14 Petroquímica | 0.6206 | 0.3794 | 0.1265 | 0.0993 | 0.2547 | 0.0254 | 0.3439 |
| 15 Química | 0.5447 | 0.4553 | 0.0934 | 0.1391 | 0.3302 | -0.0140 | 1.1640 |
| 16 Hule y plástico | 0.4836 | 0.5364 | 0.1522 | 0.1473 | 0.3090 | 0.0800 | 0.0040 |
| 17 Productos minerales no metálicos | 0.6699 | 0.3301 | 0.0675 | 0.0662 | 0.2597 | 0.0042 | 2.943E-05 |
| 18 Hierro y acero | 0.5792 | 0.4208 | 0.1192 | 0.0732 | 0.3193 | 0.0284 | 0.0021 |
| 19 Metales no ferrosos | 0.4222 | 0.5778 | 0.1502 | 0.1483 | 0.3616 | 0.0680 | 0.0015 |
| 20 Equipo eléctrico | 0.5028 | 0.4972 | 0.1995 | 0.1971 | 0.2683 | 0.0318 | 0.0000 |
| 21 Equipo electrónico | 0.7002 | 0.2998 | 0.4132 | 0.0830 | 0.1767 | 0.0401 | 0.0056 |
| 22 Equipo de transporte | 0.5412 | 0.4588 | 0.1550 | 0.1615 | 0.2873 | 0.0100 | 0.0172 |
| 23 Otras manufacturas | 0.5601 | 0.4399 | 0.0330 | 0.2731 | 0.1646 | 0.0020 | 0.0000 |
| 24 Construcción | 0.4377 | 0.5623 | 0.0575 | 0.1540 | 0.3610 | 0.0473 | 0.0104 |
| 25 Electricidad | 0.2017 | 0.7983 | 0.0043 | 0.1047 | 0.4571 | 0.2365 | 0.0000 |
| 26 Comercio, restaurantes y hoteles | 0.2693 | 0.7307 | 0.0558 | 0.1164 | 0.5941 | 0.0202 | 2.668E-05 |
| 27 Transporte | 0.2207 | 0.7793 | 0.0511 | 0.1503 | 0.3954 | 0.2336 | 0.0000 |
| 28 Comunicaciones | 0.6781 | 0.3219 | 0.0150 | 0.2924 | -0.0050 | 0.0345 | 0.0000 |
| 29 Servicios financieros | 0.0941 | 0.9059 | 0.0000 | 0.0152 | 0.8691 | 0.0217 | 0.0156 |
| 30 Otros servicios | 0.2487 | 0.7513 | 0.0094 | 0.3397 | 0.4003 | 0.0112 | 0.0031 |
| Total | 0.4398 | 0.5602 | 0.0747 | 0.1356 | 0.3796 | 0.0449 | 0.0688 |

FUENTE: Calculado a partir de la Matriz Insumo Producto de México de 1990.

TABLA 3B.
VALOR BRUTO DE LA PRODUCCIÓN, ORIGEN Y DESTINO, MATRIZ INSUMO PRODUCTO 1990.

| Rama | Matriz de Coeficientes Técnicos (Transacciones Totales) | | | | | |
|-------------------------------------|---|--------|---------------------|-----------------------|-----------------------------|--------|
| | Total Insumos | VAB | Remuner. Asalarados | Superávit Explotación | Impostos Indirec. Subsidios | Exp. |
| 1 Agricultura y Ganadería | 0.3108 | 0.6892 | 0.0972 | 0.5943 | -0.0023 | 0.0002 |
| 2 Producción de madera | 0.1048 | 0.8952 | 0.1763 | 0.7131 | 0.0058 | 0.0000 |
| 3 Productos no maderables | 0.3858 | 0.6142 | 0.1350 | 0.4770 | 0.0022 | 0.0054 |
| 4 Caza y pesca | 0.3599 | 0.6401 | 0.1639 | 0.4526 | 0.0235 | 0.0007 |
| 5 Minería | 0.3304 | 0.6696 | 0.1130 | 0.5465 | 0.0101 | 0.0043 |
| 6 Extracción de petróleo y gas | 0.2566 | 0.7434 | 0.0899 | 0.6372 | 0.0163 | 0.0435 |
| 7 Alimentos | 0.5439 | 0.4561 | 0.0633 | 0.2456 | 0.1472 | 0.1351 |
| 8 Bebidas y tabaco | 0.5252 | 0.4748 | 0.1225 | 0.2557 | 0.0966 | 0.0213 |
| 9 Textiles | 0.3013 | 0.4869 | 0.1729 | 0.2983 | 0.0158 | 0.0042 |
| 10 Cuero | 0.4860 | 0.4625 | 0.1070 | 0.3550 | 0.0005 | 0.0000 |
| 11 Aserraderos | 0.4426 | 0.5574 | 0.0835 | 0.4167 | 0.0573 | 0.0002 |
| 12 Otras industrias de la madera | 0.5685 | 0.4315 | 0.0784 | 0.3095 | 0.0436 | 0.0038 |
| 13 Papel | 0.5600 | 0.4400 | 0.1050 | 0.2844 | 0.0507 | 0.1676 |
| 14 Petroquímica | 0.6206 | 0.3794 | 0.0993 | 0.2547 | 0.0254 | 0.2973 |
| 15 Química | 0.5447 | 0.4553 | 0.1391 | 0.3302 | -0.0140 | 1.0930 |
| 16 Hule y plástico | 0.4636 | 0.5364 | 0.1473 | 0.3090 | 0.0800 | 0.0040 |
| 17 Productos minerales no metálicos | 0.6699 | 0.3301 | 0.0662 | 0.2597 | 0.0042 | 0.0000 |
| 18 Hierro y acero | 0.5792 | 0.4208 | 0.0732 | 0.3193 | 0.0284 | 0.0021 |
| 19 Metales no ferrosos | 0.4222 | 0.5778 | 0.1483 | 0.3616 | 0.0680 | 0.0021 |
| 20 Equipo eléctrico | 0.5028 | 0.4972 | 0.1971 | 0.2683 | 0.0318 | 0.0000 |
| 21 Equipo electrónico | 0.7002 | 0.2998 | 0.0830 | 0.1767 | 0.0401 | 0.0205 |
| 22 Equipo de transporte | 0.5412 | 0.4588 | 0.1615 | 0.2873 | 0.0100 | 0.0494 |
| 23 Otras manufacturas | 0.5601 | 0.4399 | 0.2731 | 0.1648 | 0.0020 | 0.0000 |
| 24 Construcción | 0.4377 | 0.5623 | 0.1540 | 0.3610 | 0.0473 | 0.0117 |
| 25 Electricidad | 0.2017 | 0.7983 | 0.1047 | 0.4571 | 0.2365 | 0.0000 |
| 26 Comercio, restaurantes y hoteles | 0.2693 | 0.7307 | 0.1164 | 0.5941 | 0.0202 | 0.0000 |
| 27 Transporte | 0.2207 | 0.7793 | 0.1503 | 0.3954 | 0.2336 | 0.0000 |
| 28 Comunicaciones | 0.4402 | 0.3219 | 0.2924 | -0.0050 | 0.0345 | 0.0000 |
| 29 Servicios financieros | 0.0941 | 0.9059 | 0.0152 | 0.8691 | 0.0217 | 0.0156 |
| 30 Otros servicios | 0.2487 | 0.7513 | 0.3397 | 0.4003 | 0.0112 | 0.0278 |
| Total | 0.4231 | 0.5602 | 0.1356 | 0.3796 | 0.0449 | 0.0622 |

FUENTE. Calculado a partir de la Matriz Insumo Producto de México de 1990

Tablas 3A y 3B Donde T Ins nac e imp. es el Total de Insumos Nacionales e Importados. VAB es el Valor Agregado Bruto, Import son las Importaciones; Rem. Asal. es la Remuneración de asalariados; Superávit de Explot. es el Superávit de Explotación; Imptos Indirec -Subsidios. son los Impuestos Indirectos menos Subsidios y Exp son las Exportaciones

Estos resultados indican que el sector petrolero y de gas natural tiene superávit en el comercio de insumos, es decir, este sector es capaz de financiar sus importaciones mediante las exportaciones de sus productos. De este modo, el crecimiento del sector afecta positivamente a la balanza comercial.

De este modo, el conjunto de los resultados obtenidos indica que el sector petrolero tiene una importancia relativa mayor en el conjunto de la estructura productiva, con una producción orientada a la demanda intermedia. Asimismo, al estar ubicado al inicio de la cadena productiva, utiliza una proporción menor de insumos intermedios que el resto de la economía y, en contrapartida, tiene requerimientos de capital mayores que el promedio.

Finalmente, se observa que el sector petrolero tiene una participación en las exportaciones incluso mayor a su participación en la estructura productiva. Por su parte, las importaciones son inferiores a su participación en la estructura productiva, lo que indica que un crecimiento de este sector tiene efectos positivos sobre la balanza comercial.

3.1.2 PATRONES DE INTEGRACIÓN PRODUCTIVA

El modelo IP, se ha utilizado ampliamente para estimar el grado de interdependencia entre los distintos sectores de la economía, y el grado de dependencia de ésta con respecto a cada uno de los sectores. En general, los indicadores utilizados se refieren a medir los tamaños de los coeficientes técnicos.

Una interpretación muy extendida considera, por un lado, a la interdependencia sectorial, como la importancia relativa de cada sector en tanto demandante de insumos para el resto de la economía, y por el otro como oferente. Ello se ha identificado, respectivamente, como la capacidad de arrastre de un sector hacia el resto del sistema, por una parte, y como la capacidad de empuje del sector de la economía, por el otro.

Probablemente los indicadores más extendidos para estimar estas relaciones se basan en el índice del poder de dispersión de Rasmussen y en un índice derivado del poder de sensibilidad, por el otro⁴. Estos índices se han reinterpretado en términos de índices de encadenamientos hacia atrás y hacia adelante y pueden describirse para el índice de encadenamientos hacia atrás para el sector j, como:

$$(9) \quad U_j = \frac{C/n \sum \alpha_{ij}}{(1/n^2) \sum_j \alpha_{ij}}$$

mientras el índice de encadenamientos hacia adelante para el sector i es:

$$(10) \quad U_i = \frac{(1/n) \sum_j E_{ij}}{(1/n^2) \sum_i \sum_j E_{ij}}$$

Donde α_{ij} es la entrada típica de la matriz inversa de Leontief $(I-A)^{-1}$ y E_{ij} es la entrada correspondiente de la matriz $(I-E)^{-1}$. Así, el índice U_j estima la relación entre el promedio de las entradas sobre la columna de la matriz $(I-A)^{-1}$, al promedio de las entradas de la matriz completa. En otros términos, el índice de encadenamientos hacia atrás estima la importancia relativa de la demanda intermedia, directa o indirecta del sector j, respecto de la demanda intermedia directa e indirecta de la economía en su conjunto. En el caso que el modelo IP se determine por la demanda, entonces este índice estima la capacidad de arrastre de cada sector j hacia el resto.

Por otro lado, el concepto de encadenamiento hacia adelante se refiere a los estímulos que el sector i proporciona al resto de la economía cuando produce y ofrece un bien que puede emplearse como insumo. Así, el índice U_i estima la habilidad de un sector particular para inducir el uso de su producto como insumo en otros sectores; el índice es una razón entre el promedio de las entregas (ventas) intermedias directas e indirectas sobre la fila i de la matriz $(I-E)^{-1}$ sobre el promedio de las entradas de todos los sectores.

El valor de estos índices fluctúa alrededor de 1. En el caso en que el índice para un sector es mayor, entonces el sector tiene una capacidad de arrastre (vía demanda intermedia) o de empuje (vía oferta intermedia) superior al promedio de los sectores, y viceversa si el índice es inferior a 1. Es importante señalar, sin embargo, que estos índices U_j , U_i , son sensibles a la presencia de pocos coeficientes altos α_{ij} ó E_{ij} , sobre la columna j de la

⁴ SEMARNAP. *Economía Ambiental. Lecciones de América Latina*, México, 1997, pp 141-162

matriz $(I-A)^{-1}$ o sobre la fila de la matriz $(I-E)^{-1}$.

En el caso en que una industria sea altamente dependiente de los insumos provistos por pocas industrias, sus encadenamientos hacia atrás se concentran en pocas actividades. Ello reduce su poder de arrastre hacia el resto de la economía y conduce a un coeficiente de variación alto. Un análisis similar puede realizarse atendiendo a los encadenamientos hacia adelante.

Los coeficientes de variación se estiman para V_j y V_i de acuerdo a las fórmulas siguientes:

$$(11) \quad V_j = \frac{\sqrt{1/n-1} \sum_i (\alpha_{ij} 1/n \sum_i \alpha_{ij})^2}{1/n \sum_j \alpha_{ij}}$$

$$(12) \quad V_i = \frac{\sqrt{1/n-1} \sum_i (E_{ij} 1/n \sum_i E_{ij})^2}{1/n \sum_j E_{ij}}$$

La tabla 4, muestra para 30 sectores los índices de encadenamientos hacia atrás y hacia adelante, tanto para las matrices de transacciones internas como para la de totales. La actividad relacionada con la extracción de petróleo y gas natural presenta un índice de encadenamiento (U_j) bajo (menor que 1) y a la vez, coeficientes de dispersión altos. A la vez, este sector presenta índices de encadenamiento hacia adelante altos.

Es importante destacar que los encadenamientos hacia atrás y hacia adelante de las matrices de transacciones intermedias son mayores que aquellos de las matrices de transacciones totales. La explicación de estas diferencias puede encontrarse más allá del sector mismo, es decir, en las relaciones que el conjunto de la economía mantiene con el sector externo, las que se desplazan al petrolero como fuente de demanda y de insumos intermedios.

Como ejemplo, se puede ver que las ramas de manufacturas normalmente presentan altos encadenamientos hacia atrás, debido a que demandan insumos de un gran número de actividades y presentan altos niveles de ventas de productos elaborados. Por el contrario, las industrias petrolera y de gas natural, son proveedoras de insumos básicos, por lo que presentan un uso intensivo de factores y además proveen materiales

necesarios para la producción de otros bienes, presentando altos encadenamientos hacia adelante.

TABLA 4.
ENCADENAMIENTOS HACIA ATRAS Y HACIA ADELANTE UJ Y UI E ÍNDICE DE DISPERSIÓN,
MATRIZ INSUMO PRODUCTO 1990

| Rama | Transacciones Internas | | | | Transacciones Totales | | | |
|-------------------------------------|------------------------|--------|--------|---------|-----------------------|--------|--------|--------|
| | Uj | Vj | Uj | Vj | Uj | Vj | Uj | Vj |
| 1 Agricultura y Ganadería | 1 9200 | 5.9499 | 1 9926 | 5.8176 | 1 7816 | 5.7491 | 2.0635 | 5.5227 |
| 2 Producción de madera | 0.7948 | 6.8257 | 1.6729 | 4.0738 | 0.7115 | 6.7578 | 0.9176 | 4.7713 |
| 3 Productos no maderables | 0.6410 | 8.4702 | 0.7865 | 6.5858 | 0.5685 | 8.4605 | 0.9320 | 4.9463 |
| 4 Caza y pesca | 1.0038 | 5.4301 | 0.8255 | 6.5634 | 0.9277 | 5.2042 | 0.7142 | 6.5255 |
| 5 Minería | 4.4812 | 7.2407 | 8.0060 | 4.8490 | 4.2744 | 6.7528 | 8.6097 | 4.0896 |
| 6 Extracción de petróleo y gas | 0.7558 | 7.2002 | 1.4610 | 3.7906 | 0.7515 | 6.4227 | 1.4410 | 3.3385 |
| 7 Alimentos | 10 2933 | 5.4194 | 7.6041 | 7.3675 | 10 3443 | 4.9640 | 6.9469 | 7.1533 |
| 8 Bebidas y tabaco | 3 9713 | 5.7024 | 2.5278 | 8.4962 | 3.7159 | 5.4145 | 2.1787 | 8.4945 |
| 9 Textiles | 4.2090 | 5.5359 | 3.4318 | 6.6999 | 4.2614 | 5.0030 | 3.7645 | 5.9007 |
| 10 Cuero | 1.0851 | 5.6517 | 0.7388 | 7.8898 | 0.9772 | 5.2140 | 0.6502 | 6.8957 |
| 11 Aserraderos | 1 0869 | 5.5104 | 1 2501 | 4.7750 | 1 0809 | 4.5520 | 1 1839 | 4.2951 |
| 12 Otras industrias de la madera | 1.0039 | 5.4934 | 0.6548 | 7.9678 | 0.9974 | 4.9389 | 0.5761 | 7.7907 |
| 13 Papel | 2 0360 | 6.0779 | 2.5319 | 4.7239 | 2.1504 | 5.6448 | 2.5740 | 4.4709 |
| 14 Petroquímica | 2.3744 | 5.0063 | 2.7678 | 4.1534 | 2.3856 | 4.6346 | 3.2545 | 3.4579 |
| 15 Química | 6.4072 | 5.4396 | 7.0521 | 5.0700 | 6.9683 | 4.6844 | 7.6785 | 4.5035 |
| 16 Hule y plástico | 1.9572 | 5.7493 | 2.2611 | 4.8623 | 2.1621 | 4.7132 | 2.2626 | 4.2445 |
| 17 Productos minerales no metálicos | 2 9534 | 5.8610 | 3 1303 | 5.6627 | 2 7841 | 5.5276 | 2.8932 | 5.3161 |
| 18 Hierro y acero | 1 2521 | 6.3105 | 1.4147 | 5.5931 | 1.2734 | 5.8700 | 1.5628 | 4.7401 |
| 19 metales no ferrosos | 5.1320 | 5.5460 | 4.3026 | 6.5315 | 5.4262 | 4.9093 | 4.6534 | 5.8085 |
| 20 Equipo eléctrico | 2 0133 | 5.4822 | 1.3150 | 7.9715 | 2.1270 | 4.7678 | 1.3114 | 7.3070 |
| 21 Equipo electrónico | 1.7425 | 6.2495 | 1 3707 | 7.6340 | 2 0825 | 5.3779 | 2.0826 | 5.3223 |
| 22 Equipo de transporte | 2.1375 | 3.5121 | 1.5934 | 13.5070 | 2.3034 | 3.1300 | 2.4576 | 3.5737 |
| 23 Otras manufacturas | 0.9029 | 6.0335 | 0.6799 | 2.5461 | 0.9789 | 5.2015 | 0.7093 | 6.6272 |
| 24 Construcción | 1 1757 | 4.6664 | 0.6067 | 8.5440 | 1.1146 | 4.3806 | 0.5215 | 8.5440 |
| 25 Electricidad | 0.9708 | 6.1073 | 1.5190 | 3.6941 | 0.9393 | 5.6372 | 1.4917 | 3.2664 |
| 26 Comercio, restaurantes y hoteles | 1.6320 | 6.7357 | 1.5466 | 6.7817 | 1.4494 | 6.7331 | 1.3652 | 6.6251 |
| 27 Transporte | 0.8567 | 6.4687 | 0.8564 | 6.1703 | 0.8721 | 5.9143 | 0.7946 | 6.0013 |
| 28 Comunicaciones | 0.7845 | 7.0759 | 0.9855 | 5.4361 | 0.7494 | 6.7157 | 0.8535 | 5.5092 |
| 29 Servicios financieros | 5.5834 | 6.9952 | 6.4972 | 6.3122 | 4.6028 | 6.8888 | 5.1272 | 6.2633 |
| 30 Otros servicios | 0.9229 | 6.1412 | 0.9674 | 5.4824 | 0.8592 | 5.8484 | 0.8842 | 5.2666 |

FUENTE: Calculado a partir de la Matriz Insumo Producto de México de 1990.

Los resultados obtenidos, sugieren la importancia de las actividades de extracción de

petróleo y gas natural para lograr un crecimiento económico autosostenido, en la medida en que el sector dispone de capacidad para inducir un crecimiento superior al promedio de la economía. De este modo, es posible argumentar que la actividad petrolera constituye un sector clave, ya que ofrece sus productos como insumos a un gran número de actividades

3.1.3 INTEGRACIÓN DEL SECTOR DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS, Y EL BIENESTAR

El objetivo de esta sección es estimar la contribución total (directa e indirecta) del sector petrolero al bienestar, analizando la demanda de otras industrias por productos petroleros, así como a través de la demanda de insumos del sector de petróleo y gas sobre el resto de la economía.

Así, el problema es derivar una medida total de la contribución de un grupo de ramas a la producción del resto. El método de extracción hipotética derivada de Strassert (1962) y Shultz (1977), pretende cuantificar el valor del producto total para toda la economía suponiendo que los sectores de interés no existen (rama 6), y compara entonces este producto con el producto total del sistema.

En síntesis, el método consiste en suprimir las filas y las columnas correspondientes a los sectores de interés de la matriz de coeficientes técnicos, calcular una nueva matriz inversa de Leontief de un orden menor, comparar los niveles de producción con los nuevos.

De este modo, es posible cuantificar no solamente la pérdida de los efectos directos por la ausencia de los sectores excluidos, sino también los efectos indirectos derivados de las ramificaciones de la demanda intermedia que estos sectores dejan de ejercer. La pérdida total del producto para la economía es, entonces, igual a la disminución del nivel de producto en cada rama relacionada directa o indirectamente con la industria o industrias extraídas más el valor del producto de los sectores excluidos.

Existen dos indicadores básicos de los efectos combinados de extraer un sector o

industrias o un grupo de las últimas. El primero y más simple se presenta con las diferencias en el nivel de producto de cada una de las ramas y el segundo, considera las sumas de estas diferencias (Shultz, 1977).

El cuadro 5, muestra las diferencias del nivel de producto del sector para el año 1990 cuando se extrae la rama 6. Asimismo, se incluyen las diferencias en el producto por rama cuando se elimina el sector 6.

Los resultados obtenidos indican que los sectores más afectados por la desaparición hipotética de la rama del petróleo y gas son: las ramas 5 (minería), 14 (petroquímica) 15 (química) y 29 (servicios financieros). Este resultado expresa que la rama 6 mantiene vinculación intermedia con el resto de la economía relativamente reducida y que su peso en el producto total es relativamente pequeño.

De este modo, una disminución en el producto total al extraer la rama 6 implica que el valor del producto se reduzca en 0.14% para la matriz de transacciones internas y en el 0.43% en la de totales.

Por su parte, el cuadro 6 muestra las diferencias del nivel de producto del sector para el año 1990 con la extracción de la propia rama 6. Igualmente, se incluyen las diferencias en el producto por sector cuando se elimina el sector.

Los datos resultantes señalan que las ramas que más afectados por la desaparición hipotética de la rama del petróleo y gas son: las ramas 5 (minería), 14 (petroquímica) 15 (química), 19 (metales no ferrosos), 21 (Equipo electrónico) y 29 (servicios financieros).

Estos resultados expresan que la rama 6 mantiene una relación intermedia con las otras ramas de la economía de forma reducida y que su peso en el producto total es importante.

De este modo, una disminución en el producto total al extraer la rama 6 implica que el valor del producto se reduzca en 0.43% en la matriz de transacciones totales.

TABLA 5.
ELIMINACIÓN DEL SECTOR DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL,

MATRIZ INSUMO PRODUCTO 1990.

| Rama | Matriz Transacciones Internas | | | |
|-------------------------------------|-------------------------------|--------------|-------------|-----------------|
| | Vector Z | Sector 6 | Diferencias | % Participación |
| 1 Agricultura y Ganadería | 73,139.15 | 73,133.61 | 5.55 | 0.0002 |
| 2 Producción de madera | 1,819.12 | 1,818.61 | 0.5130 | 0.0003 |
| 3 Productos no maderables | 941.14 | 940.85 | 0.2899 | 0.0003 |
| 4 Caza y pesca | 3,147.01 | 3,146.74 | 0.2735 | 8.692E-05 |
| 5 Minería | 13,743.43 | 13,664.42 | 79.0077 | 0.0593 |
| 6 Extracción de petróleo y gas | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 Alimentos | 87,847.26 | 87,839.75 | 7.5083 | 0.0009 |
| 8 Bebidas y tabaco | 21,398.00 | 21,397.96 | 0.0420 | 5.073E-06 |
| 9 Textiles | 24,349.84 | 24,345.07 | 4.7728 | 0.0015 |
| 10 Cuero | 6,909.67 | 6,907.51 | 2.1585 | 0.0003 |
| 11 Aserraderos | 3,714.36 | 3,713.41 | 0.9581 | 0.0003 |
| 12 Otras industrias de la madera | 6,216.20 | 6,216.01 | 0.1813 | 0.0000 |
| 13 Papel | 19,663.94 | 19,631.69 | 32.2528 | 0.0033 |
| 14 Petroquímica | 15,139.14 | 15,051.40 | 87.7439 | 0.0118 |
| 15 Química | 42,343.39 | 42,232.58 | 110.8123 | 0.0125 |
| 16 Húle y plástico | 12,093.35 | 12,073.28 | 20.0698 | 0.0035 |
| 17 Productos minerales no metálicos | 18,061.13 | 18,053.29 | 7.8433 | 0.0012 |
| 18 Hierro y acero | 20,421.43 | 20,247.11 | 174.3148 | 0.0086 |
| 19 Metales no ferrosos | 28,565.48 | 28,552.41 | 13.0661 | 0.0017 |
| 20 Equipo eléctrico | 6,624.59 | 6,623.59 | 1.0006 | 0.0002 |
| 21 Equipo electrónico | 7,616.02 | 7,614.87 | 1.1547 | 0.0003 |
| 22 Equipo de transporte | 38,262.13 | 38,252.17 | 9.9635 | 0.0012 |
| 23 Otras manufacturas | 6,552.27 | 6,551.30 | 0.9718 | 0.0001 |
| 24 Construcción | 61,902.00 | 61,902.00 | 0.0000 | 0.0000 |
| 25 Electricidad | 16,951.61 | 16,897.80 | 53.8133 | 0.0032 |
| 26 Comercio, restaurantes y hoteles | 223,842.76 | 223,424.79 | 417.9672 | 0.0026 |
| 27 Transporte | 65,969.40 | 65,568.35 | 401.0505 | 0.0061 |
| 28 Comunicaciones | 15,744.51 | 15,719.72 | 24.7864 | 0.0016 |
| 29 Servicios financieros | 195,350.15 | 194,745.39 | 604.7635 | 0.0192 |
| 30 Otros servicios | 41,925.86 | 41,806.91 | 118.9522 | 0.0028 |
| Total | 1,080,254.36 | 1,078,072.58 | 2,181.7767 | 0.1433 |

FUENTE: Calculado a partir de la Matriz Insumo Producto de México de 1990.

Donde: Vector Z es igual a la suma de Exportaciones más Importaciones multiplicado por el Valor del Bruto de la Producción.

TABLA 6.
ELIMINACIÓN DEL SECTOR DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL,
MATRIZ INSUMO PRODUCTO 1990.

| Concepto | Matriz Transacciones Totales | | | |
|-------------------------------------|------------------------------|-------------|-------------|-----------------|
| | Vector Z | Vector E | Diferencias | % Participación |
| 1 Agricultura y Ganadería | 73,385.03 | 73,375.73 | 9.30 | 0.0003 |
| 2 Producción de madera | 3,140.10 | 3,136.24 | 3.8541 | 0.0012 |
| 3 Productos no maderables | 950.84 | 949.12 | 1.7132 | 0.0018 |
| 4 Caza y pesca | 3,153.29 | 3,153.00 | 0.2909 | 9.225E-05 |
| 5 Minería | 13,748.15 | 13,501.63 | 246.5136 | 0.1692 |
| 6 Extracción de petróleo y gas | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 Alimentos | 88,390.34 | 88,378.52 | 11.8252 | 0.0014 |
| 8 Bebidas y tabaco | 21,398.85 | 21,398.80 | 0.0465 | 5.7939E-06 |
| 9 Textiles | 22,569.43 | 22,547.86 | 21.5688 | 0.0091 |
| 10 Cuero | 7,350.71 | 7,341.20 | 9.5067 | 0.0013 |
| 11 Aserraderos | 3,861.11 | 3,857.54 | 3.5687 | 0.0009 |
| 12 Otras industrias de la madera | 6,217.66 | 6,216.71 | 0.9458 | 0.0002 |
| 13 Papel | 19,168.39 | 19,115.09 | 53.3062 | 0.0055 |
| 14 Petroquímica | 14,939.31 | 14,798.49 | 140.8155 | 0.0206 |
| 15 Química | 41,492.32 | 41,275.41 | 216.9018 | 0.0261 |
| 16 Hule y plástico | 12,052.66 | 11,997.85 | 54.8161 | 0.0093 |
| 17 Productos minerales no metálicos | 18,060.55 | 18,009.99 | 50.5622 | 0.0075 |
| 18 Hierro y acero | 20,423.07 | 20,159.42 | 263.6550 | 0.0129 |
| 19 Metales no ferrosos | 28,561.44 | 28,115.26 | 446.1797 | 0.0533 |
| 20 Equipo eléctrico | 6,620.24 | 6,578.16 | 42.0827 | 0.0086 |
| 21 Equipo electrónico | 7,610.13 | 7,471.69 | 138.4495 | 0.0426 |
| 22 Equipo de transporte | 38,246.47 | 38,171.74 | 74.7257 | 0.0128 |
| 23 Otras manufacturas | 6,535.23 | 6,509.83 | 25.3956 | 0.0039 |
| 24 Construcción | 61,902.00 | 61,902.00 | 0.0000 | 0.0000 |
| 25 Electricidad | 16,765.63 | 16,666.04 | 99.5930 | 0.0059 |
| 26 Comercio, restaurantes y hoteles | 223,399.19 | 222,895.92 | 503.2712 | 0.0032 |
| 27 Transporte | 65,775.65 | 65,329.71 | 445.9431 | 0.0068 |
| 28 Comunicaciones | 15,338.62 | 15,310.81 | 27.8080 | 0.0018 |
| 29 Servicios financieros | 178,803.79 | 178,197.32 | 606.4623 | 0.0207 |
| 30 Otros servicios | 41,679.39 | 41,350.71 | 328.6862 | 0.0079 |
| Total | 1061,539.59 | 1057,711.80 | 3,827.7894 | 0.4349 |

FUENTE: Calculado a partir de la Matriz Insumo Producto de México de 1990

Donde Vector Z es igual a la suma de Exportaciones más Importaciones multiplicado por el Valor del Bruto de la Producción

3.1.4 GRÁFICAS DE INTERRELACIONES DE LA MATRIZ DE INSUMO-PRODUCTO

El análisis de la posición estructural de una industria o sector, así como el conjunto de

interrelaciones sectoriales en la economía puede efectuarse mediante el uso de algunos principios de la teoría de gráficas (Czamanski y Ablan, 1977). Para ello, cada rama de la economía debe transformarse en un nodo y la matriz de coeficientes técnicos, se reinterpreta como una matriz de adyacencias. Es decir, las entradas positivas de la matriz iguales o mayores que un filtro determinado, que comúnmente es el inverso del orden de la matriz, se igualan a la unidad, mientras que el resto se hace cero (Howe, 1991).

El resultado es una matriz binaria que muestra las mayores relaciones intersectoriales de la economía. Esta matriz de adyacencias se asocia a una gráfica dirigida, en donde cada sector se transforma en un vértice y el flujo de demanda y oferta se representan por flechas con origen en los sectores que demandan insumos y destino en los sectores demandados. Estas gráficas permiten obtener una visión de conjunto de las interrelaciones de la estructura económica y diversos grupos de ramas.

El gráfico de la matriz de transacciones internas de México de 1990 agregada a 30 sectores aparece en la gráfica 1. Estas figuras se concentran en la rama 6 (extracción de petróleo y gas natural), considerando como filtro 0.020 en los valores de la matriz de coeficientes técnicos.

En las gráficas, se muestran las relaciones que tiene una rama económica con el resto de la economía, a través de las ventas de insumos y productos o por medio de la compra de diversos insumos y productos. En los gráficos se expresan las relaciones más estrechas entre los sectores, con lo que se puede identificar a los principales compradores y vendedores de una rama elegida.

Las relaciones graficadas, indican que la rama 6 mantiene relación con las ramas 13 (papel), 14 (petroquímica), 24 (construcción), a las que provee de insumos; asimismo, la rama 6 obtiene insumos directamente de las ramas 5 (minería), 17 (productos minerales no metálicos), lo anterior en la matriz de transacciones internas agregada a 30 sectores (ver gráfica 1).

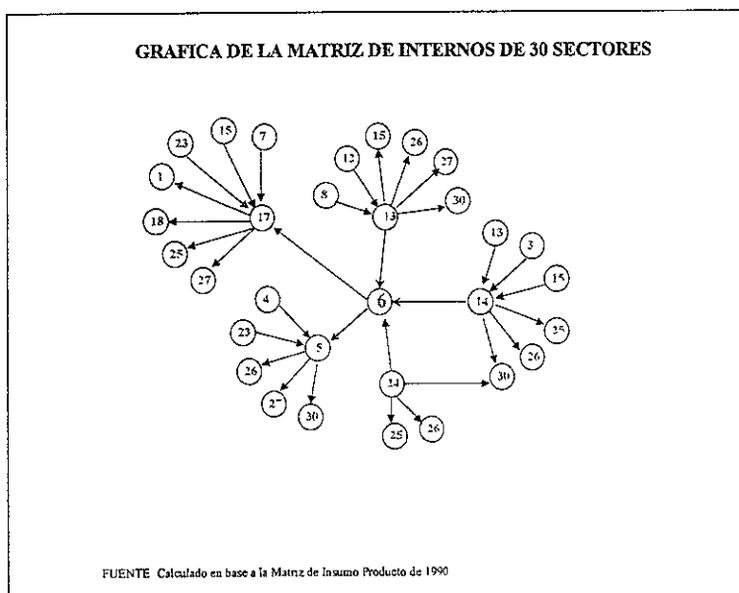
En el caso de la matriz de transacciones internas agregada a 29 sectores (mediante la extracción hipotética), se muestra que la rama del petróleo y gas surte de insumos a las

ramas 13 y 14 y le compra a la rama 24 (construcción), (ver gráfica 2).

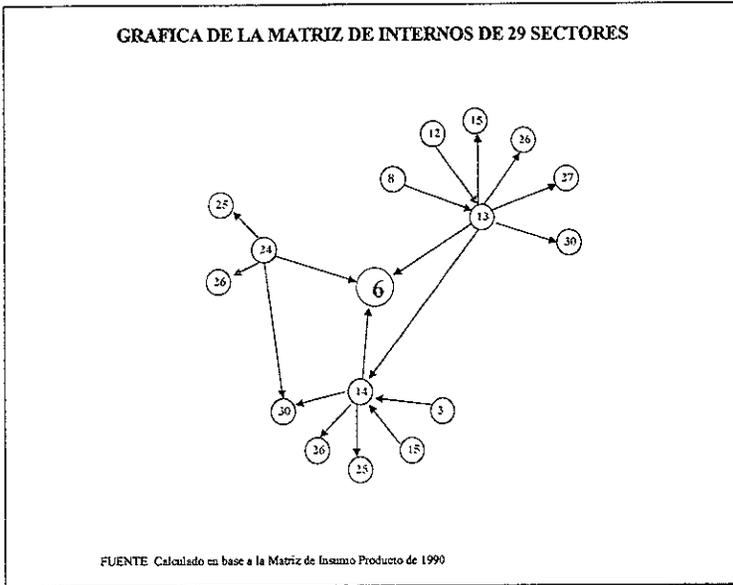
Las relaciones graficadas, muestran que la rama 6 mantiene fuertes vínculos con las ramas 14, 25 (electricidad), 27 (transporte) a las que abastece de insumos; a su vez, la rama 6 obtiene insumos directamente de las ramas 15 (química), 26 y 30 (otros servicios), lo anterior en la matriz de transacciones totales agregada a 30 sectores (ver gráfica 3).

En el caso de la matriz de transacciones totales agregada a 29 sectores, se muestra que la rama del petróleo y gas surte de insumos a todas las ramas de la economía, lo cual la convierte en una importante fuente de recursos (ver gráficas 4A y 4B).

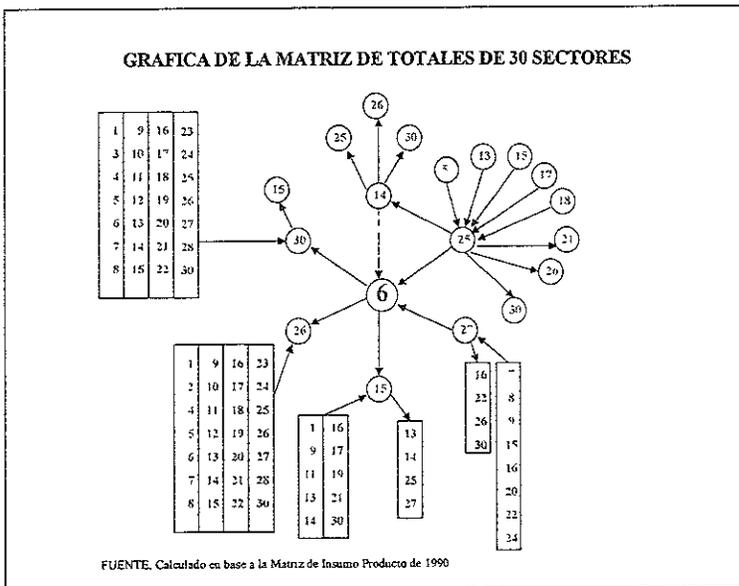
GRÁFICA 1.



GRÁFICA 2.



GRÁFICA 3.



representan una proporción importante en la actividad económica. Esta rama de extracción de petróleo y gas natural muestra un superávit comercial que corresponde a una participación importante en el total de las exportaciones. Esto sugiere que existe un amplio campo para dinamizar las exportaciones de petróleo y productos derivados y también desarrollar una mayor integración del sector con la actividad productiva nacional.

La inserción del sector petrolero en el conjunto de la actividad económica indica que las actividades básicas de este sector tienen encadenamientos hacia atrás menores al promedio de la economía, mientras que sus encadenamientos hacia adelante son mayores a los del resto. Esto es una consecuencia lógica de su posición en la cadena productiva. El análisis gráfico sugiere que la rama 6 mantiene relación con las industrias del sector energético lo cual puede contribuir a un crecimiento económico sustentable.

El análisis económico realizado sobre el sector petrolero y de gas natural, permite delimitar no solamente su importancia dentro de la estructura económica, sino también, definir una estrategia en donde este sector pueda contribuir al crecimiento económico en el marco del desarrollo económico sustentable. En este sentido, el uso de las matrices de insumo-producto representa una herramienta útil del análisis para estudiar la importancia del conjunto de los recursos naturales en la estructura económica mexicana.

3.2 MODELO ECONOMETRICO

La econometría consiste en la aplicación de la estadística matemática a los datos económicos con el objeto de proporcionar, no sólo un apoyo a los modelos construidos por la economía matemática, sino una forma de obtener resultados numéricos. Es un análisis cuantitativo de fenómenos reales basados en el desarrollo simultáneo de la observación y la teoría, relacionados a través de apropiados métodos de inferencia⁵.

Está directamente relacionada con la determinación empírica de los supuestos económicos, es decir, trata de encontrar un conjunto de supuestos que sean suficientemente específicos y realistas, de tal manera que le permitan aprovechar de la mejor forma posible los datos que se tienen a disposición.

⁵ Gujarati, D. *Econometría*, México, 1992, pp 7-40

El análisis de regresión nos proporciona el valor esperado de una variable aleatoria "Y" condicionado al valor de una variable aleatoria "X", comúnmente se le representa en su forma más simple de la recta $Y=\alpha+\beta X$ llamada regresión de "Y" respecto a "X". Si se traza un diagrama de dispersión de puntos de datos $(X_1, Y_1), \dots, (X_n, Y_n)$ y se percibe una relación lineal, la recta es la forma funcional correcta, aunque no necesariamente la curva tiene que ser de forma lineal. La mejor recta se traza aplicando el método de mínimos cuadrados.

El método de mínimos cuadrados es un método de ajuste de una recta de regresión a un conjunto de datos. Si los datos son puntos $(X_1, Y_1), \dots, (X_n, Y_n)$, los correspondientes puntos $(X_1, Y'_1), \dots, (X_n, Y'_n)$, se encuentran mediante la ecuación lineal $Y=\alpha+\beta X$. La recta de mínimos cuadrados minimiza a:

$$(Y_1 - Y'_1)^2 + (Y_2 - Y'_2)^2 + \dots + (Y_n - Y'_n)^2$$

Se determinan "α" y "β" resolviendo las ecuaciones normales:

| |
|--|
| $\begin{aligned} \Sigma y &= \alpha n + \beta \Sigma x \\ \Sigma xy &= \alpha \Sigma x + \beta \Sigma x^2 \end{aligned}$ |
|--|

La técnica se extiende a la regresión polinomial y múltiple. El grado de asociación de las variables se observa por los coeficientes "R²" y "R".

Considerando la situación actual del gas natural, el establecimiento de normativas ambientales que obligan a limitar la emisión de ciertos contaminantes; la participación de los particulares en los mercados de gas natural; y la conversión a procesos de ciclo combinado en el sector eléctrico, son factores que influyen en el ascenso que ha tenido la demanda por este combustible.

Sobre lo anterior, en el presente estudio se hace una estimación de una función de venta para el caso del gas natural, con objeto de probar la hipótesis siguiente:

- La demanda de gas natural ha excedido a su oferta durante el período de 1994-1998. Existe un mercado racionado, pero el esquema de racionamiento responde

positivamente a la demanda existente. Esto implica que en una relación econométrica simple, las ventas realizadas de gas se comportan como si fueran una función de demanda.

3.2.1 FUNCIÓN DE DEMANDA PARA EL GAS NATURAL

La función de demanda para el gas natural se puede definir como una función clásica en donde el comportamiento de la función esta determinada en gran medida por los precios del bien y de sus sustitutos cercanos.

Por lo que toca a la demanda, el planteamiento propuesto hace depender a esta, no tanto del ingreso, sino también de factores causalmente distintos. En un horizonte de corto plazo, con un nivel tecnológico dado y una determinada estructura de capital, la demanda total está determinada principalmente por el precio del bien y de sus sustitutos cercanos.

Como ya se mencionó, la demanda potencial de gas ha sido y será mayor que su oferta, quedando por ende una demanda insatisfecha. Por lo que se desea probar que al disminuir el precio del gas natural, la demanda potencial se incrementa y PEMEX, para abastecer esta demanda insatisfecha, reacciona positivamente aumentando sus ventas. De esta forma, se estima por medio de la demanda el comportamiento de las ventas de gas natural.

Se afirma que la función de demanda para el gas natural es determinada en gran medida por la siguiente forma funcional:

$$VGN = f(PGN, PCB, PIB)$$

Las siguientes variables son utilizadas en el análisis econométrico que se presenta enseguida:

- VGN: La cual se refiere a las ventas del gas natural, y en lo posterior la identificaremos como nuestra variable dependiente.
- PGN: Actúa como precio del gas natural, y en una función de demanda clásica, se pretende que sea la variable independiente más relevante del modelo.
- PCB: Lo identificamos como el precio del sustituto más cercano, en este caso se

considera al combustóleo.

- PIB: Refleja el ritmo de actividad de la economía, es decir, si aumenta se espera un aumento en la demanda energética.

Los efectos previstos en los precios y en el PIB son los siguientes:

- PGN: Siendo este el precio del gas natural se explica claramente por la ley de la oferta y la demanda; al aumentar el precio del mismo se reducirá su demanda, obteniendo una curva con pendiente negativa, desalentando el consumo del gas natural en favor de otros energéticos que se vuelven relativamente más baratos y competitivos.
- PCB: El precio del combustóleo, su sustituto más cercano deberá ser positivo, ya que al aumentar el precio del sustituto, el gas natural se vuelve más barato y competitivo dando una curva con pendiente positiva.
- PIB: Se le considera como un determinante de la demanda energética, ya que al aumentar las actividades de la economía aumenta también el consumo del petróleo, del gas natural y sus derivados, siendo éste positivo, nos da una curva con pendiente positiva.

3.2.2 INFORMACIÓN UTILIZADA

Una vez que se hizo la presentación de las variables usadas en las ecuaciones econométricas para estimar el comportamiento de las ventas de gas, resulta conveniente presentar una descripción de las mismas.

Los datos utilizados son mensuales y cubren el período de 1994-1998

- VGN: Ventas de gas natural expresadas en millones de metros cúbicos. Se utilizaron cifras sobre el volumen de ventas internas, ya que estas reflejan la demanda interna disponible al público después del encogimiento por extracción de licuables y gases ácidos enviados a la atmósfera, condensación en gasoductos, consumo de PEMEX y entrega para la exportación.
- PGN: son los precios del gas natural, los cuales se expresan en pesos por metro

cúbico, para su cálculo se consideraron las diferencias entre las zonas geográficas del país y el valor presentado en la industria.

- PCM. son los precios del combustible los cuales se determinan por la razón entre pesos por litro, asimismo se contempló el valor registrado por las diferentes zonas geográficas y el tipo de uso del combustible, en este caso también se consideró el industrial.
- PIB: es el valor de toda la producción a nivel nacional, expresado en millones de pesos corrientes tomando en consideración el periodo de 1994-1998

TABLA 7.
ECUACIÓN DE GAS NATURAL

| Año | Volumen del Gas Natural (M ³) | Precio del Gas Natural (\$/M ³) | Precio del Combustible (\$/LT) | Producto Interno Bruto (MM\$) |
|--------|---|---|--------------------------------|-------------------------------|
| Ene-94 | 1,162,887,987.34 | 0.27 | 0.1422 | 1,341,678.20 |
| Feb-94 | 1,066,683,937.06 | 0.25 | 0.1672 | 1,348,552.80 |
| Mar-94 | 1,158,012,118.78 | 0.27 | 0.1738 | 1,355,462.60 |
| Abr-94 | 1,152,044,464.00 | 0.27 | 0.1984 | 1,378,205.90 |
| May-94 | 1,198,696,844.80 | 0.25 | 0.2163 | 1,401,330.80 |
| Jun-94 | 1,176,657,766.82 | 0.25 | 0.2407 | 1,424,843.70 |
| Jul-94 | 1,300,778,650.20 | 0.22 | 0.2611 | 1,411,357.60 |
| Ago-94 | 1,387,753,745.82 | 0.23 | 0.2860 | 1,397,999.12 |
| Sep-94 | 1,306,472,536.66 | 0.21 | 0.2539 | 1,384,767.10 |
| Oct-94 | 1,338,457,654.00 | 0.19 | 0.2384 | 1,431,063.40 |
| Nov-94 | 1,371,125,906.36 | 0.18 | 0.2381 | 1,478,928.20 |
| Dic-94 | 1,372,196,402.48 | 0.21 | 0.2541 | 1,528,363.30 |
| Ene-95 | 1,421,733,050.70 | 0.25 | 0.3043 | 1,544,181.80 |
| Feb-95 | 1,171,405,569.64 | 0.24 | 0.3096 | 1,560,143.60 |
| Mar-95 | 1,371,993,248.18 | 0.28 | 0.3622 | 1,576,270.40 |
| Abr-95 | 1,301,026,238.64 | 0.31 | 0.4194 | 1,626,162.00 |
| May-95 | 1,367,150,731.46 | 0.33 | 0.3718 | 1,677,632.80 |
| Jun-95 | 1,375,774,661.44 | 0.35 | 0.4146 | 1,730,732.70 |
| Jul-95 | 1,428,043,732.08 | 0.36 | 0.4105 | 1,739,103.40 |
| Ago-95 | 1,352,113,879.92 | 0.32 | 0.3840 | 1,747,514.50 |
| Sep-95 | 1,252,928,885.98 | 0.29 | 0.3571 | 1,755,966.30 |
| Oct-95 | 1,299,138,593.82 | 0.36 | 0.3747 | 1,866,184.50 |
| Nov-95 | 1,331,207,254.00 | 0.37 | 0.4160 | 1,983,320.80 |
| Dic-95 | 1,365,700,002.74 | 0.44 | 0.4334 | 2,107,809.50 |
| Ene-96 | 1,373,233,803.28 | 0.54 | 0.4982 | 2,164,851.10 |
| Feb-96 | 1,307,199,526.00 | 0.46 | 0.4893 | 2,223,436.30 |
| Mar-96 | 1,392,122,160.58 | 0.49 | 0.5041 | 2,283,607.00 |
| Abr-96 | 1,335,331,073.76 | 0.55 | 0.4907 | 2,338,752.40 |
| May-96 | 1,409,445,563.56 | 0.56 | 0.5462 | 2,395,229.40 |

EVALUACION MACROECONÓMICA Y ECONOMETRICA DEL GAS NATURAL

| | | | | |
|--------|------------------|------|--------|--------------|
| Jun-96 | 1,447,551,778 10 | 0 59 | 0 5972 | 2,453,070 30 |
| Jul-96 | 1,423,587,820 68 | 0.64 | 0 6316 | 2,464,849 80 |
| Ago-96 | 1,408,779,240.14 | 0.64 | 0 6597 | 2,476,685 90 |
| Sep-96 | 1,449,805,127.16 | 0 51 | 0 6060 | 2,488,578 80 |
| Oct-96 | 1,495,192,122 36 | 0 49 | 0.5357 | 2,617,124.40 |
| Nov-96 | 1,410,788,235.88 | 0 67 | 0 6587 | 2,752,309.90 |
| Dic-96 | 1,474,177,343.58 | 0.93 | 0 7877 | 2,894,478 30 |
| Ene-97 | 1,427,958,255.80 | 1.06 | 0 8274 | 2,912,472 00 |
| Feb-97 | 1,278,819,694.44 | 0 83 | 0 7824 | 2,930,577 60 |
| Mar-97 | 1,408,625,178.68 | 0 55 | 0 6415 | 2,948,795 80 |
| Abr-97 | 1,384,784,420.82 | 0 52 | 0 5221 | 3,010,538 00 |
| May-97 | 1,436,060,370 04 | 0 58 | 0 5896 | 3,073,573 00 |
| Jun-97 | 1,434,386,906 70 | 0 65 | 0.6722 | 3,137,927.90 |
| Jul-97 | 1,507,829,195.38 | 0.61 | 0.6358 | 3,122,208 30 |
| Ago-97 | 1,595,133,351.04 | 0 6 | 0.6726 | 3,106,567.50 |
| Sep-97 | 1,563,658,606.74 | 0.67 | 0.7120 | 3,091,005 00 |
| Oct-97 | 1,574,840,947.42 | 0 8 | 0 7314 | 3,233,374 20 |
| Nov-97 | 1,527,003,939.24 | 0 85 | 0 7992 | 3,382,300 80 |
| Dic-97 | 1,607,132,874 34 | 0 76 | 0 7679 | 3,538,086 90 |
| Ene-98 | 1,580,459,457.68 | 0 67 | 0.6583 | 3,561,826 70 |
| Feb-98 | 1,458,434,002 04 | 0 62 | 0 6265 | 3,585,725 80 |
| Mar-98 | 1,583,682,108.88 | 0 66 | 0.5638 | 3,609,785 30 |
| Abr-98 | 1,508,077,374.30 | 0 71 | 0 5193 | 3,643,168.80 |
| May-98 | 1,645,481,831.28 | 0 69 | 0.5176 | 3,710,864.90 |
| Jun-98 | 1,608,255,529.11 | 0 63 | 0.5723 | 3,710,865.00 |
| Jul-98 | 1,719,549,559.42 | 0.70 | 0.5683 | 3,712,417 20 |
| Ago-98 | 1,740,589,894.44 | 0.65 | 0 5871 | 3,713,970 10 |
| Sep-98 | 1,661,901,476 92 | 0 58 | 0 5533 | 3,715,523 60 |
| Oct-98 | 1,607,376,912 76 | 0 68 | 0.6074 | 3,858,308 37 |
| Nov-98 | 1,607,361,323 21 | 0 74 | 0 6105 | 3,907,988 60 |
| Dic-98 | 1,776,467,280 31 | 0 74 | 0 5529 | 3,957,668 84 |

FUENTE datos elaborados con base en PEMEX, *Memoria de Labores*, varios años.

Donde $m^3 G$ son metros cúbicos de gas; $\$/M^3$ son precios por metro cúbico, $\$/LT$ son precios por litro, $MM\$\$ son miles de millones de pesos corrientes

3.2.3 MODELO MATEMÁTICO:

La función de demanda del gas natural es una función característica clásica, donde se considera que "VGN" es una función decreciente del precio del propio gas "PGN", y creciente para "PCB" y "PIB". Es importante hacer notar las siguientes relaciones:

$$GN = f(PGN, PCB, PIB)$$

Donde $(PGN' < 0, PCB' > 0, PIB' > 0)$

Las anteriores se refieren a las derivadas de la variable dependiente respecto a las independientes.

Por sencillez, la función de demanda se presentará en una aproximación de tipo lineal y tan solo considerará a las variables citadas, se considera el error estocástico, debido a los factores que influyen sobre las ventas de gas natural y que no son contemplados dentro del modelo.

$$GN = \alpha + \beta_1 PGN + \beta_2 PCB + \beta_3 PIB + \xi$$

Las pruebas de hipótesis que se desean obtener, se refieren a que tan significativos son los parámetros de regresión. Esto se realiza mediante la aplicación de contraste de hipótesis por "prueba t" para los parámetros de regresión, pero de manera individual y para un contraste de hipótesis conjunto, es decir, considerando a los parámetros de manera conjunta, se aplica la "prueba de Fischer".

En la prueba de hipótesis "t" se pretende determinar lo siguiente:

$$\begin{array}{l} H_0: \alpha = 0 \\ H_1: \alpha \neq 0 \end{array}$$

$$\begin{array}{l} H_0: \beta_n = 0 \\ H_1: \beta_1 < 0, \beta_2 > 0, \beta_3 > 0 \end{array}$$

En la prueba de hipótesis "F", se quiere comprobar que:

$$H_0: \alpha, \beta = 0$$

$$H_1: \alpha, \beta \neq 0$$

En todos los casos, lo ideal es aceptar H_1 y rechazar H_0 .

Al observar estos resultados, se establece que los precios del gas, del bien sustituto y el PIB, no presentan la suficiente relación con las ventas de gas natural, es decir, el nivel de R^2 es poco relevante aunque las variables si participan de cierta manera con las ventas del combustible. Lo anterior se presenta debido a que el coeficiente R^2 es de 43% y 44% para el caso de los precios del combustible y gas natural, respectivamente, en cambio el PIB presentó un 73% de correlación, con un nivel de confianza de 95%.

TABLA 8.
ESTADÍSTICAS DE REGRESIÓN

| | |
|--------------------------------------|-------------|
| Coefficiente de correlación múltiple | 0.870428239 |
| Coefficiente de determinación R^2 | 0.757645319 |
| R^2 ajustado | 0.744662032 |
| Error típico | 79044898.92 |
| Observaciones | 60 |

FUENTE: Datos elaborados con base en PEMEX, *Memoria de Labores*, varios años.

TABLA 9.
ANÁLISIS DE VARIANZA

| | Grados de libertad | Suma de cuadrados | Promedio de los cuadrados | F | Valor crítico de F |
|-----------|--------------------|-------------------|---------------------------|-----------|--------------------|
| Regresión | 3 | 1.09383E+18 | 3.6461E+17 | 58.355434 | 3.07986E-17 |
| Residuos | 56 | 3.49893E+17 | 6.2481E+15 | | |
| Total | 59 | 1.44372E+18 | | | |

FUENTE: Datos elaborados con base en PEMEX, *Memoria de Labores*, varios años.

TABLA 10.

| | Coef. | Error típico | Estadístico t | Prob. | Inferior 95% | Superior 95% | Inferior 95.0% | Superior 95.0% |
|-------------|-------------|--------------|---------------|-----------|--------------|--------------|----------------|----------------|
| Interc | 1019830941 | 34045208.17 | 29.95519768 | 3.709E-36 | 951630239 | 1088031643 | 951630239 | 1088031643 |
| PGN (\$/M3) | 337063214.4 | 154005726.9 | -2.188640781 | 0.0328096 | -645573552 | -28552876.3 | -645573552 | -28552876 |
| PCM (\$/LT) | 194964054.8 | 157168497.8 | 1.240477943 | 0.2199709 | -119882071 | 509810180.2 | -119882071 | 509810180 |
| PIB (MM\$) | 191.0762745 | 22.94312138 | 8.328259757 | 2.236E-11 | 145.11571 | 237.0368389 | 145.11571 | 237.036839 |

FUENTE: datos elaborados con base en PEMEX, *Memoria de Labores*, varios años.

Donde Interc es la intersección con el eje "y"; Coef. son Coeficientes, Error es el típico; Prob es la probabilidad.

En términos de varianza el error explicado por la recta de regresión no es significativo, lo

cual conlleva a que las pruebas de hipótesis tampoco lo sean.

Al realizar las pruebas de hipótesis tanto "t" como "F", es decir, prueba de significación individual y conjunta de los parámetros " α " y " β ", ambas pruebas determinaron que los parámetros no son significativos, es decir, que se rechaza la hipótesis alternativa H_1 contra la hipótesis nula H_0 . Esto fue analizado al contrastar los estadísticos obtenidos en tablas "t" y "F" con sus correspondientes grados de libertad.

Los resultados arrojados por el análisis de regresión nos muestran que los parámetros estimados (coeficientes β) x_1 , x_2 y x_3 , corresponden al modelo teórico de demanda, es decir, el comportamiento de los precios del gas con respecto a sus ventas presenta una relación inversa. En el caso de los precios del combustóleo y del PIB se genera una relación directa con las ventas del gas.

GRÁFICO 5.

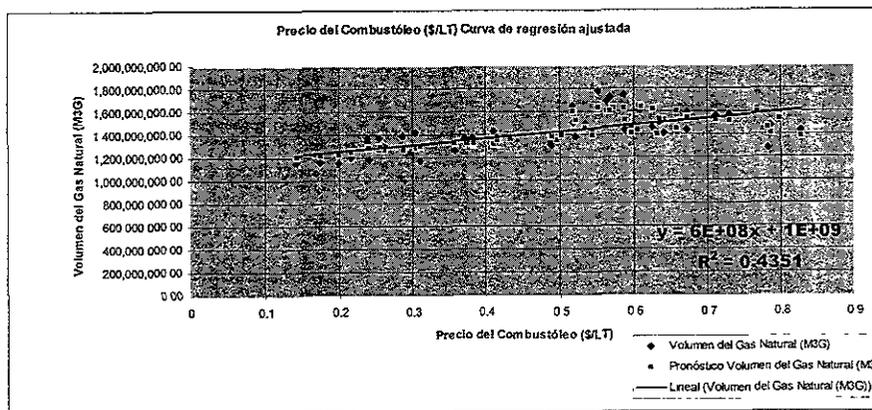


GRÁFICO 6.

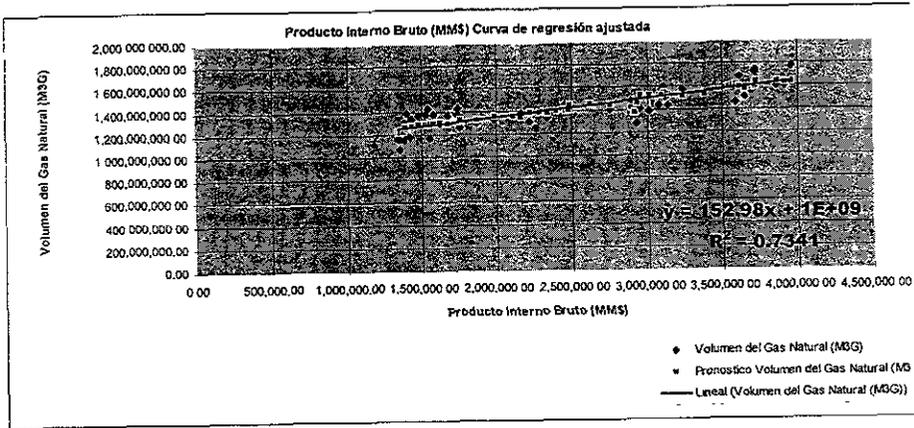
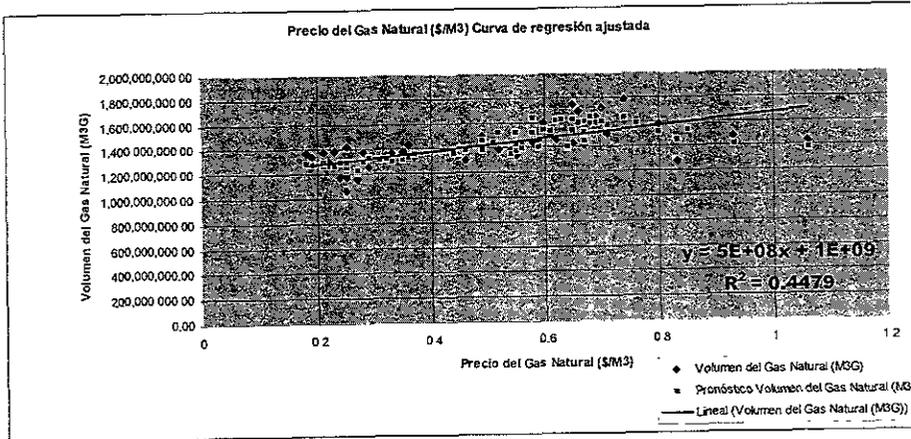


GRÁFICO 7.



Los elementos anteriores, sugieren la posible existencia de otros factores ajenos a las variables consideradas o implica considerar otros tipo de métodos que expliquen de mejor forma las relaciones manejadas.

Se debe aceptar que el modelo propuesto tan solo es una aproximación, y que los resultados obtenidos pueden estar influenciados por la forma funcional de la recta de regresión. Se escogió el modelo lineal debido a su sencillez.

3.2.4 MODELO ALTERNATIVO DE COINTEGRACIÓN

Debido a que el modelo de regresión simple presentó pruebas estadísticas con valores poco significativos y a la baja correlación existente entre las variables, se optó por un modelo alternativo de cointegración para la ecuación de demanda de gas natural.

El modelo de cointegración trata la información como una secuencia de datos numéricos, cada uno asociado a un instante de tiempo de una variable.

Un análisis de diferentes conjuntos de datos para el mismo periodo se llama análisis multivariado de series de tiempo. El propósito del análisis es estudiar la dinámica o estructura temporal de la información. Además de integrar las dinámicas de corto plazo con el equilibrio a largo plazo.

Asimismo, pretende estudiar las interrelaciones entre los movimientos de largo plazo en series de tiempo económicas, las cuales presentan un comportamiento de largo plazo.

El consumo de combustibles para los diferentes procesos y actividades industriales puede modelarse como la demanda de cualquier otro bien. De éste modo, la demanda de gas natural se considera como una función del gasto total de los agentes económicos y de los precios relativos. Así, el modelo supone que los agentes deciden inicialmente, la proporción de gasto que destinan al consumo de estos combustibles y posteriormente asignan proporciones de este gasto entre las diferentes opciones posibles. La especificación más general del modelo sobre el consumo de gas natural, puede sintetizarse en la siguiente ecuación:

$$gn_t = \alpha_0 + \sum \delta_i prg_{t-i} + \sum \beta_i y_{t-i} + \sum \phi_i gn_{t-i} + u_t$$

Donde gn_t representa al consumo total de gas natural, Y_{t-i} es el gasto total aproximado por el índice de producción industrial, prg_{t-i} y prc_{t-i} son los conjuntos de precios relativos de gas natural y combustóleo. Esta ecuación excluye por simplicidad la presencia de los precios relativos de otros bienes. Las letras minúsculas indican el logaritmo de las series.

Los modelos de vectores autorregresivos (VAR) tienen fundamento en el análisis de orden de integración de las series y de cointegración (Dickey y Fuller, 1981 y Johansen, 1988).

TABLA 11.
ORDEN DE INTEGRACIÓN DE LAS SERIES

| Variables | Dickey y Fuller | Dickey Fuller Aumentada |
|--------------------|-----------------|-------------------------|
| gn _t | 1.78 | -5.99* |
| prg _{t-1} | -0.83 | -7.49* |
| prc _{t-1} | -0.56 | -5.66* |
| y _t | 0.06 | -4.99* |

Mackinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root

Las variables utilizadas para simular el consumo de gas natural, como se observa en el cuadro anterior, son de orden de integración 1, es decir, se trata de un conjunto de variables con proceso estacionario, por lo que se pueden utilizar modelos de vectores autorregresivos (VAR) y obtener estimaciones consistentes.

Los modelos VAR especifican y estiman simultáneamente a un conjunto de variables endógenas como función de otro conjunto de variables exógenas y de las mismas variables exógenas rezagadas. Estos modelos no imponen, restricciones a priori, sin antes verificarlas con referencia a la evidencia empírica, pero permiten obtener una solución de largo plazo que puede contrastarse con respecto a las hipótesis sugeridas por la teoría económica.

De tal forma que estos modelos autorregresivos, incorporan en el conjunto de las variables seleccionadas todo el conjunto de la información sistemática disponible para predecir el fenómeno en cuestión. De éste modo, los términos de error de cada una de las ecuaciones del modelo no contienen un patrón sistemático de error (Método de corrección de errores) y por tanto no parece existir información adicional disponible en las series utilizadas para mejorar las predicciones.

Periodo de la observación: marzo de 1994 a septiembre de 1998.

55 observaciones incluidas después de los puntos de ajuste

Series utilizadas: gn, pgn, y.

Intervalo de rezago: 1 a 2

TABLA 12.

| Eigenvalue | Maxima Verosimilitud Razón | Valor Crítico 5% | Valor Crítico 1% | Hipótesis No. Ecuación |
|------------|-------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------------|
| 0.29 | 39.76 | 39.55* | 45.58 | None |
| 0.27 | 21.08 | 24.31 | 29.75 | At most 1 |
| 0.07 | 4.16 | 12.53 | 16.31 | At most 2 |

* (**) denota el rechazo de la hipótesis al 5% (1%) nivel de significancia

La prueba de máxima verosimilitud indica una ecuación cointegrada al 5% de significancia estadística

La evidencia empírica indica que es posible modelar al consumo de gas natural, utilizando el modelo de tipo VAR. Como ilustración, se incluyen las pruebas de especificación correcta de las ecuaciones de la demanda de gas natural, del ingreso y de los precios relativos tanto de gas natural como del combustible; indicando que no se rechazan el conjunto de pruebas de autocorrelación, heterocedasticidad o normalidad en los errores 1 y 2. Más aún, el modelo tiene coeficientes de determinación (R^2) muy elevados (alrededor del 0.9), indicando que el modelo tiene una elevada capacidad para simular el comportamiento de las variables consideradas (Modelo eficiente de predicción de la demanda de gas natural).

Asimismo, los resultados obtenidos indican que el consumo de gas natural, responde positivamente al crecimiento del ingreso y por lo tanto del gasto y al precio del combustible sustituto (combustóleo); y negativamente a una alza en el precio relativo del gas natural.

TABLA 13.

COEFICIENTES NORMALIZADOS DE COINTEGRACIÓN

| gn. | prg. | prc. | λ |
|-----|----------|----------|-----------|
| 1.0 | -13.5 | 5.44 | 0.86 |
| | (1.6747) | (4.3654) | (6.16204) |

(Entre paréntesis se encuentra el error estándar)

Log likelihood 475.1617

Como se observa en la tabla anterior, el consumo de gas natural en nuestro país depende en gran medida del vector de precios relativos y en menor medida del ingreso, éste último además de que su coeficiente es bajo, es estadísticamente poco significativo, lo que indica que tiene una alta elasticidad precio de la demanda y su demanda es inelástica en términos de ingreso disponible.

Reestructurando el mismo vector de autocorrelación, donde el consumo de gas natural se estima en función sólo de los precios relativos, se obtiene la siguiente ecuación:

$$gn_t = \alpha_0 + \sum \delta_i prg_{t-i} + \sum \beta_i yt_t + \sum \phi_i gn_{t-i} + u_t$$

De la estimación de este modelo, se obtienen los resultados que se muestran a continuación:

| |
|-----------------------------|
| Muestra: 1994:01 1998:09 |
| Observaciones incluidas: 54 |
| Series: vgn, pgn, pcb |
| Intervalo de rezagos: 1 a 2 |

TABLA 14.

| Eigenvalor | Razón de Máxima Verosimilitud | Valor Crítico al 5% | Valor crítico al 1% | No. de ecuaciones cointegradas |
|------------|-------------------------------|---------------------|---------------------|--------------------------------|
| 0.28 | 28.75 | 24.31 | 29.75 | None |
| 0.14 | 11.55 | 12.53 | 16.31 | At most 1 |
| 0.06 | 3.52 | 3.84 | 6.51 | At most 2 |

* (**) indica el rechazo de la hipótesis al 5% (1%) de significancia

La prueba de Máxima verosimilitud indica una ecuación cointegrada al 5% de significancia

En este modelo se obtienen los siguientes coeficientes de estimación de las variables elegidas:

TABLA 15.

Coefficiente normalizados de cointegración

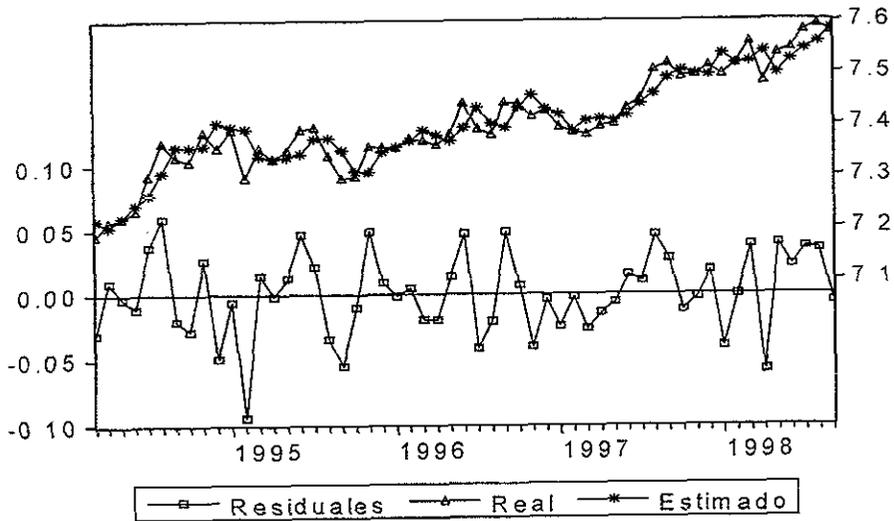
| I-CGN | IPGN | IPCB |
|-------|--------|--------|
| 1.00 | -4.70 | 2.41 |
| | (0.47) | (0.42) |

El valor entre paréntesis es el error estándar

Log likelihood 297.15

Se observa que el consumo de gas natural depende en gran medida de su precio relativo y del precio del sustituto, más no así del ingreso, lo que refuerza la hipótesis de que el consumo de este bien, está en gran medida definido por los precios relativos y no tanto de las condiciones económicas o de otro tipo, tal como las ambientales.

GRÁFICO 8.



FUENTE: PEMEX, *Memoria de Labores*, varios años.

CAPÍTULO 4

PROSPECTIVA DEL MERCADO DE GAS NATURAL

4.1 EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA DEMANDA 1997-2006

El pronóstico de la demanda de gas natural seco, manejado se basa en dos tipos de información: por un lado, se consideran datos históricos de la demanda de cada sector, cuyo comportamiento se proyecta desarrollando escenarios sobre el crecimiento de la actividad económica, de la población y sobre los precios relativos de energéticos. Por otro lado, se utiliza información sobre los cambios estructurales previstos, ambos resultado de la información generada por la Secretaría de Energía y por PEMEX.

Estos cambios se derivan principalmente en los siguientes factores:

- Como se trató en el capítulo 2, la entrada en vigor de nuevas normas ambientales, que obligan a limitar la emisión de contaminantes y que inducen al uso intensivo de combustibles más limpios como el gas natural, especialmente en zonas caracterizadas como críticas en este aspecto.
- Como se analizó en el capítulo 3 el precio del gas natural es relativamente más barato que el resto de los combustibles fósiles, lo que implica un mayor consumo presente y futuro del mismo.
- Los planes de expansión en la generación de energía eléctrica y el uso de combustibles relacionados con estos proyectos, así como la conversión a gas natural de instalaciones de generación existentes.
- Una política energética orientada a mecanismos de mercado, a la apertura comercial y a promover la participación en las actividades del sector establecidas en la ley, como la petroquímica no básica, la generación de electricidad, el transporte, el almacenamiento y distribución del gas natural.
- Las licitaciones de permisos para las zonas geográficas de distribución que prevé llevar a cabo la CRE.
- El programa de uso de gas natural comprimido en el transporte vehicular de la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM).

Asimismo se plantea la forma en la que las tendencias actuales y los cambios estructurales determinan la evolución esperada de la demanda de gas natural para los años 1997-2006. En este sentido, se analiza primero la demanda de los sectores a nivel nacional; luego se revisa la demanda por regiones.

4.1.1 ANÁLISIS POR SECTORES

La demanda nacional de gas natural en este escenario, se espera tenga una tasa de crecimiento promedio anual de 11.2% (ver tabla 1), observándose diferencias significativas entre los distintos sectores. Esta demanda se obtiene agregando el consumo de los diferentes sectores: eléctrico, industrial, residencial y comercial, y petrolero. Sin embargo, para el sector petrolero la demanda proyectada excluye el consumo de PEMEX Exploración y Producción (PEP), así como la demanda de PEMEX Petroquímica (PPQ) y las nuevas filiales, que se incluyen en el sector industrial.

TABLA 1.
CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO POR SECTOR 1997-2006
(Mm³d)

| Sector | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|-------------------------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Eléctrico | 14,264.6 | 16,492.0 | 29,802.6 | 42,800.8 | 48,380.7 | 50,704.3 | 57,752.7 | 64,467.7 | 72,411.4 | 77,110.0 |
| Petrolero | 11,379.9 | 15,767.5 | 17,528.8 | 20,417.1 | 24,650.5 | 25,378.2 | 25,924.7 | 26,762.9 | 27,303.8 | 27,527.5 |
| Industrial | 45,209.4 | 47,553.4 | 50,175.1 | 54,210.9 | 56,364.1 | 61,515.3 | 64,268.2 | 66,336.7 | 68,064.7 | 70,585.9 |
| Residencial y comercial | 2645.3 | 2,704.8 | 2,786.0 | 2,929.8 | 3,307.5 | 4,169.4 | 5,691.2 | 7,700.2 | 9,699.0 | 11,261.5 |
| Transporte vehicular | - | 5.7 | 320.0 | 640.0 | 1,076.0 | 1,625.4 | 2,194.6 | 2,775.0 | 3,372.5 | 4,566.2 |
| Total nacional | 73,499.2 | 82,523.4 | 100,612.5 | 120,998.6 | 133,778.8 | 143,392.7 | 155,831.5 | 168,042.6 | 180,851.5 | 191,041.1 |

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en información proporcionada por PEMEX, CFE, CRE, INEGI, CONAPO Y DDF

En la proyección para los años 1997-2006, dos sectores en los que el uso del gas natural está más desarrollado son el petrolero y el industrial, los cuales mantienen un crecimiento inferior a la tasa media esperada de 10.3% y 5.1%, respectivamente.

Para el sector eléctrico, en cambio, se prevé una tasa mayor a 20.6%, que lo convertirá en el consumidor más importante a partir del año 2006. Esto se explica por el aumento

esperado en la demanda nacional de energía eléctrica y por el uso más intensivo de gas natural en la generación de electricidad, tanto por razones de eficiencia energética como para cumplir con las normas ambientales.

A partir del año 2000, empezará a incrementarse la demanda del sector residencial y comercial, aunque su importancia en el total seguirá siendo modesta. Se espera que su participación relativa en la demanda total se duplique entre 1999 y 2006. Esto se debe a las licitaciones en las zonas geográficas de distribución del gas natural que realiza la CRE.

Un nuevo sector demandante del gas natural es el transporte vehicular en la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM). Al respecto, se estima que para el año 2006, el 13% del consumo de la gasolina y diesel de dicha zona se sustituya por gas natural comprimido.

4.1.1.1 SECTOR ELÉCTRICO

Con base en las perspectivas económicas y demográficas, trazadas en el Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 (PLANADE), en el Programa Nacional de Financiamiento al Desarrollo 1997-2000 (PRONAFIDE), en documentos del Consejo Nacional de Población (CONAPO), y en las cifras más recientes del Desarrollo del Mercado Eléctrico de la CFE, se basan las proyecciones de la demanda de gas natural de la SE, que prevén un intenso dinamismo económico para el lapso del periodo, particularmente con una mayor expansión y participación de la industria en la economía, en particular de las ramas con uso intensivo de electricidad.

Con ello, se espera un mayor crecimiento de la demanda en el mercado eléctrico. Se estima que las ventas serán de 153.2 TeraWatt por hora (TWh) para el año 2000, con una tasa promedio anual de crecimiento de 6% entre los años 1997 y 2000.

Para el año 2006, se anticipan ventas por 208.3 TWh, con una tasa de crecimiento promedio anual de 5.2% para el periodo 2001-2006. El abasto de esta demanda de energía eléctrica, será responsabilidad tanto de la CFE como de LyFC. En la generación

podrán participar los particulares, en las modalidades de producción independiente, autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción.

Para todo el periodo de proyección 1997-2006, la tasa de crecimiento promedio anual será de 5.5%, misma que podrá fluctuar entre 5.3 y 5.8 con un intervalo de confianza de 80%.

La participación estimada de autoabastecimiento y cogeneración pasará del orden de 8.8 TWh para el año 2006.

En la estimación de la demanda de gas natural del sector eléctrico, conviene clasificar los proyectos en tres grupos:

- El programa de conversión a gas natural de unidades generadoras de existentes;
- El programa de unidades generadoras en proceso de construcción o comprometidas, que utilizarán ese combustible; y
- El programa que establece los requerimientos de capacidad adicional 1998-2006, indicando las posibles modalidades para cubrirlos.

La NOM-085-ECOL-1994 y NOM-086-ECO-1994, cuyos alcances se explicaron en el capítulo 2, obligan al sector eléctrico a tomar las medidas necesarias para reducir la emisión de contaminantes (SO_x y NO_x , principalmente) a los niveles permitidos por las normas antes mencionadas.

La conversión a gas natural, inició el primero de enero de 1998, para cumplir los límites de predio de las zonas críticas, con excepción de las centrales ubicadas en la zona de influencia de Cadereyta (Monterrey y Altamira). Para el año 2001 estará convertida la totalidad del parque de generación para cumplir, además, la normatividad regional (ver tabla 2).

La planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se basa en un programa de expansión, diseñado con el objetivo de minimizar la suma de los costos actualizados de inversión, operación y déficit del suministro.

Este programa de expansión, se determina mediante el análisis sistemático de diversas configuraciones de proyectos. Sin embargo, está previsto que los inversionistas puedan proponer ubicaciones diferentes, aún cuando éstas involucren costos de transmisión adicionales; por otra parte, CFE indicará en las bases de la licitación el punto de interconexión preferente y, en su caso, puntos de interconexión. Con lo anterior, se pretende abrir un abanico de opciones de generación de energía eléctrica, para seleccionar aquellas cuyo costo total de largo plazo sea el menor y que proporcione la calidad y confiabilidad que requiere el servicio público.

TABLA 2.
CONVERSIÓN DE PLANTAS A GAS NATURAL SECO
1991-2001

| Central | Capacidad (MW) | Demanda Máxima de gas natural (Mm ³ d) |
|----------------------------|----------------|---|
| Tula | 1,500 | 9,883.7 |
| Altamira | 616 | 4,292.6 |
| Salamanca | 693 | 4,677.9 |
| Francisco Villa | 300 | 2,095.7 |
| Monterrey | 233 | 1,861.8 |
| Río Bravo | 187 | 1,258.4 |
| Rosarito | 320 | 2,177.0 |
| Mérida II | 168 | 1,257.8 |
| Felipe Carrillo Puerto | 75 | 594.7 |
| Felipe Carrillo Puerto C.C | 220 | 1,494.0 |
| Lerma | 150 | 1,226.7 |
| Nachi-Cocom | 49 | 454.2 |

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en información proporcionada por CFE

El sector eléctrico, registró al 31 de diciembre de 1996 una capacidad de 34,791 Megawatts (MW) y se prevé que para el año 2006 cuente con una capacidad de 46,896.2 MW.

Cabe aclarar, que para alcanzar esta última cifra se cuenta con una capacidad comprometida de 3,260.7 MW, se requiere de una capacidad de 9,928.5 MW, una recuperación por rehabilitación de plantas de 66MW, y tomar en cuenta el retiro de 1,150 MW de las plantas que saldrán fuera de servicio.

Para el año 2006, se estima en 9,928.5 MW la generación de electricidad de la cual el 90.9% corresponde a unidades de ciclo combinado a base de gas natural, debido a bajos costos de inversión, su corto plazo de construcción y su elevada eficiencia térmica; además de la necesidad de cumplir la normatividad ecológica. Este programa implica una demanda de gas natural de 41.56 Mm³d en el año 2006.

En este escenario se espera que el consumo nacional de gas natural del sector eléctrico, pase de 14,264.6 Mm³d en 1997 a 77,100.0 Mm³d en el año 2006 con una tasa de crecimiento promedio anual de 20.6%. Se espera que la región Occidente registre la mayor tasa de crecimiento promedio anual con 49.5%, seguida de las regiones Noreste y Noroeste con tasas de crecimiento de 24.9% y 23.4%, respectivamente. Para el año 2006, la región Noreste será la que registre el consumo más alto con 26,123.1 Mm³d (ver tabla 3).

TABLA No. 3
CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL SECO DEL SECTOR ELÉCTRICO 1997-2006
(Mm³d)

| Región | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|--------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Peninsular Norte | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2,352.8 | 2,553.2 | 2,825.7 | 3,498.0 | 3,826.7 | 4,145.6 | 4,652.5 |
| Noroeste | 1,96.7 | 2,608.5 | 4,905.3 | 6,096.0 | 8,035.7 | 7,906.3 | 9,466.0 | 11,472.6 | 12,589.9 | 12,543.2 |
| Noreste | 3,43.8 | 4,406.7 | 7,993.8 | 9,760.0 | 13,163.1 | 14,541.2 | 16,979.6 | 20,774.9 | 23,579.7 | 26,123.1 |
| Occidente | 39.1 | 71.9 | 1,836.3 | 2,441.8 | 1,887.0 | 1,448.1 | 1,297.5 | 1,506.5 | 1,764.4 | 1,461.1 |
| Centro | 6,90.6 | 7,383.6 | 12,814.2 | 16,388.8 | 16,386.9 | 15,478.2 | 16,216.6 | 15,209.0 | 15,827.1 | 15,514.5 |
| Golfo | 1,03.5 | 2,021.3 | 2,252.9 | 2,317.2 | 2,251.5 | 4,208.7 | 6,455.1 | 6,747.9 | 8,899.7 | 10,981.5 |
| Sur | 0.00 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Peninsular Sureste | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 3,494.3 | 4,123.2 | 4,295.9 | 4,839.9 | 4,930.2 | 5,605.0 | 5,834.1 |
| Total nacional | 14,264.6 | 16,492.0 | 29,802.6 | 42,800.8 | 48,380.7 | 50,704.3 | 57,752.7 | 64,467.7 | 72,411.4 | 77,110.0 |

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en información proporcionada por la CFE.

4.1.1.2 SECTOR PETROLERO

Para determinar el autoconsumo de gas natural que demandará PGPB, deben tomarse en cuenta el consumo de plantas, que representa algo más de las cuatro quintas partes del total, y en ductos.

La información para la determinación del consumo de gas natural de PGPB en plantas, se basó en un estudio externo y en el seguimiento estadístico de los reportes de producción. En el caso de nuevas plantas de procesamiento, se consideraron datos de diseño de fabricantes y de plantas con características similares¹.

Se estima que PGPB consumió 6,895.1 Mm³d en 1997 y consumirá 11,049.2 Mm³d en el año 2006, con una tasa de crecimiento promedio anual de 5.4% (ver tabla 4).

TABLA 4.
DEMANDA DEL SECTOR PETROLERO DE GAS NATURAL SECO 1997-2006
(Mm³d)

| Empres | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|--------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| PGPB | 6,895.1 | 8,563.0 | 9,245.4 | 10,740.6 | 10,975.6 | 11,202.1 | 11,488.1 | 11,386.2 | 11,043.6 | 11,049.2 |
| PR | 4,450.3 | 7,198.3 | 8,101.6 | 10,565.2 | 14,773.0 | 14,989.4 | 15,107.2 | 15,209.1 | 15,282.7 | 15,308.2 |
| P Corp | 34.5 | 34.5 | 34.5 | 34.5 | 34.5 | 34.5 | 34.5 | 34.5 | 34.5 | 34.5 |
| Total | 11,379.9 | 15,676.7 | 17,528.8 | 20,417.1 | 24,650.5 | 25,378.2 | 25,924.7 | 26,762.9 | 27,303.8 | 27,527.5 |

Nota: no incluye Petroquímica ni consumos en Exploración y Producción.

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en información proporcionada por la PEMEX

Donde PGPB es PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PR es PEMEX Refinación, P Corp. es PEMEX Corporativo

El pronóstico de demanda de PR, se basa principalmente en el hecho de que las refinerías de Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca y Tula se encuentran en zonas críticas de acuerdo con la normatividad ambiental. Lo que conlleva a que, al igual que el sector eléctrico e industrial, PR se vea en la necesidad de cumplir con normas estrictas de emisión de contaminantes.

El punto anterior es esencial, ya que actualmente el principal combustible que se utiliza en calderas, quemadores y hornos es el combustóleo, los cuales tendrán que cambiar a

¹ Secretaría de Energía, *Prospectiva del mercado de gas natural, 1997-2006*, pp. 3-61.

gas para cumplir con la normatividad. Por otra parte, se utiliza gas natural en turbinas que impulsan bombas, compresores y generadores de energía eléctrica.

Además del consumo de gas natural como combustible, se empleará gas a partir del año 2001 en la generación de hidrógeno, para complementar el que se produce en plantas de transformación.

El programa de inversiones de PR, contempla tres fases: a) mejoramiento de gasolinas y diesel; b) conversión de residuales; c) nuevo tren de refinación con coquizadora. En cuanto a Salina Cruz, Tula y Salamanca, procesos de isomerización en todas las refinarias, e hidrotratadoras de destilados en Salamanca y Cadereyta. Además se incrementará la capacidad de desintegración catalítica. Con respecto a la segunda fase, ésta comprende dos proyectos: la coquizadora de Cadereyta y la Hidrodesulfuradora de Residuos de Vacío (HDR) en Tula. Por último, la tercera fase consiste en un nuevo tren de refinación con coquizadora, para el cual no se ha definido todavía la localización.

El proyecto de la coquizadora en Cadereyta, se tratará en el apartado del sector industrial, ya que afecta en forma específica la proyección de la demanda de dicho sector.

En lo que se refiere a volúmenes, PR pasará de consumir 4,450.3 Mm³d en 1997 a 15,308.2 Mm³d en el año 2006, lo que representa una tasa de crecimiento promedio anual de 14.7% y una participación promedio en el periodo, respecto al consumo total de PEMEX de 52.8%.

4.1.1.3 SECTOR INDUSTRIAL

Como observación inicial, cabe hacer notar que a partir del año 1997, las actividades de PPQ y sus filiales se incorporaron en el sector industrial y no en el sector petrolero como solía hacerse. Este cambio refleja la aplicación de la Nueva Estrategia de la Industria Petroquímica, que comprende la participación de los particulares en las empresas filiales de PPQ.

El pronóstico de la demanda esperada de gas natural del sector industrial por parte de la

SE, se realiza en función de tres componentes: la proyección econométrica, la demanda adicional por nuevos proyectos de infraestructura de transporte y distribución, y la demanda esperada por parte de PPQ y sus filiales.

El consumo de los diferentes energéticos en el sector industrial depende de un conjunto de factores, entre los que destacan:

- El crecimiento del volumen de producción del sector y los cambios en su composición.
- Los precios relativos de los distintos energéticos y los costos asociados a su utilización, incluidos los de transporte.
- Las especificaciones técnicas del equipo que utiliza la industria, en cuanto a los energéticos que ésta requiere, y la inversión en equipo que introduce nuevas tecnologías que disminuyen los costos y la emisión de contaminantes.
- Las normas ambientales en vigor y los cambios previstas en ellas.
- El volumen y la infraestructura por el lado de la oferta.

Estos factores han ejercido su influencia en el pasado y lo seguirán haciendo en el futuro, por lo que se considera que es válido estimar, en el caso de la industria, la demanda esperada mediante la evaluación estadística del comportamiento histórico del consumo industrial de gas natural. Adicionalmente, se tienen que considerar los cambios en la normatividad ambiental, la expansión en los sistemas de distribución, la demanda de PPQ y sus filiales y el efecto de la entrada en operación del proyecto de coquización en Cadereyta.

Para realizar el pronóstico econométrico de la demanda industrial de gas natural la Secretaría de Energía, se consideró que la demanda depende principalmente del volumen de la producción del sector industrial y del precio relativo el gas natural con respecto al combustóleo. Al respecto, se establecieron los siguientes supuestos:

- El crecimiento del volumen de la producción industrial considera hasta el año 2000 el crecimiento del PIB establecido en el PRONAFIDE 1997-2000 y se mantiene constante en los años siguientes (ver tabla 5).
- El precio relativo de gas natural seco con respecto al combustóleo pesado se mantiene constante al nivel promedio de 1996.

TABLA 5.
CRECIMIENTO REAL Y ESPERADO DE LA PRODUCCIÓN INDUSTRIAL 1994-2006

| Año | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001-2006 |
|--------------------------------|------|------|------|------|-----------|
| Tasa de crecimiento real anual | 4.5% | 4.8% | 5.2% | 5.6% | 5.6% |

¹Se considera constante la tasa de crecimiento para el año 2000

Fuente: SE, con base en información proporcionada por el Programa Nacional de Financiamiento al Desarrollo (PRONAFIDE).

Utilizando datos trimestrales para el periodo 1993, hasta el primer trimestre de 1997 se estimaron regresiones a nivel nacional y para cada una de las regiones.

La elasticidad de la demanda industrial nacional de gas con respecto al volumen de la producción manufacturera, se estimó en 0.92 lo que implica que al aumentar la producción 1%, la demanda de gas aumenta 0.92%.

La elasticidad precio de la demanda industrial nacional de gas natural se estimó en -0.22. Este valor, que es reducido pero que estadísticamente significativo refleja que algunas industrias como la del cemento, la del vidrio y la cervecera, entre otras, pueden sustituir a corto plazo gas por combustóleo y viceversa, si los precios relativos son favorables para ello, tomando en cuenta el costo de transporte del combustóleo y las limitaciones ambientales.

Las ecuaciones estimadas se utilizaron para llevar a cabo las predicciones nacional y regional de la demanda industrial de gas natural para el periodo 1997-2006 por la Secretaría de Energía.

En la región Noreste se afectó el resultado por el proyecto de coquización antes mencionado. Este proyecto de PR, consiste en la construcción de un tren de coquización, asociado a la refinería de Cadereyta, para la conversión de productos residuales en la producción de destilados como gasolina y diesel.

La creciente demanda de estos últimos resulta en un excesiva oferta de residuales de bajo valor agregado y limitada demanda, cuyo uso no cumple con las normas ambientales. La coquizadora permitirá disponer en mayor parte de estos residuales,

reduciendo la producción de combustible de alto contenido de azufre y optimizando la mezcla de crudo en la refinería, utilizando mayores proporciones de crudos pesados y amargos, como el de tipo maya.

La coquizadora produce coque de petróleo por casi tres mil toneladas diarias, equivalente aproximadamente 2,746.7 Mm³d de gas natural seco. El coque apropiado como combustible, sustituye al gas natural, en algunas industrias como la del cemento y en la generación de electricidad. Sin embargo, se prevé que su comercialización podría resultar compleja, ya que en el proceso para la generación de energía eléctrica requiere previamente su gasificación. Por ello se supone que en la región Noreste producirá desde 15% en el año 2001 hasta 90% a partir del año 2005, disminuyendo así la demanda proyectada de gas natural en la región.

El otorgamiento de permisos, para la distribución de gas natural en las diferentes zonas geográficas incrementará la demanda industrial. Para esta proyección se incluyeron cinco de estas zonas, cuyo proceso de licitación ya concluyó o está en una fase avanzada: Tijuana y Mexicali, en la región Peninsular Norte; Hermosillo y Chihuahua, en la región Noroeste; Toluca en la región Centro y Tampico, Madero y Altamira, en la región Noreste. PPQ y sus empresas filiales abarcan los complejos y unidades petroquímicas Camargo, Cangrejera, Cosoleacaque, Escolin, Independencia, Morelos, Pajaritos, Reynosa, Salamanca y Tula.

El pronóstico de la demanda de las anteriores filiales, se basa en el programa de operación para 1997 y los proyectos estratégicos emanados del documento de "Evaluación de Proyectos 1997", así como los nuevos planes contemplados para Cosoleacaque, Cangrejera, Morelos y Pajaritos.

Dentro de la proyección de la Secretaría de Energía, se contempla también una cartera de nuevas inversiones, necesarias para satisfacer el crecimiento de la demanda y consolidar las líneas de negocios de las empresas filiales. En forma implícita se supone que ésta industria crecerá como mínimo a una tasa de crecimiento promedio anual entre 3 y 5%.

En la tabla 6, se presenta el consumo de gas natural a nivel nacional, resultado de la implantación de las estrategias y proyectos mencionados. El consumo de gas natural, como materia prima, se incrementará a una tasa promedio anual de 2.3% y, como combustible a 3.9%, en el periodo 1997-2006. La demanda en el año 2006 se estima en un volumen cercano a los 25 Mm³d.

TABLA 6.
CONSUMO DE GAS NATURAL SECO DE PEMEX PETROQUÍMICA Y FILIALES PETROQUÍMICAS 1997-2006 (Mm³d).

| Tipo de cons. | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|---------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Mat. Pnm. | 5,258.3 | 5,258.3 | 5,258.3 | 5,258.3 | 5,258.3 | 5,874.8 | 6,306.4 | 6,392.7 | 6,450.2 | 6,450.2 |
| Comb. | 12,909.1 | 13,277.2 | 13,030.9 | 14,641.4 | 15,002.4 | 17,794.3 | 18,245.7 | 18,270.1 | 18,286.2 | 18,286.2 |
| Total | 18,167.4 | 18,535.5 | 18,289.2 | 19,899.7 | 20,260.6 | 23,669.1 | 24,552.1 | 24,552.1 | 24,736.5 | 24,736.5 |

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en información proporcionada por PEMEX Petroquímica

Donde: Tipo de cons. Tipo de consumo; Mat. Pnm. Materia Prima, Comb. es el Combustible.

4.1.1.4 SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL

Para realizar la proyección de la demanda residencial y comercial de gas natural la Secretaría de Energía manejó los siguientes supuestos:

- En cuanto al uso residencial y comercial, el gas natural y el gas LP se consideran como sustitutos.
- La tasa de crecimiento de la demanda residencial y comercial de gas natural y gas LP, en conjunto, para cada estado, es igual a la proyectada de crecimiento de la población en el estado.
- La demanda de gas natural correspondiente a la infraestructura de distribución residencial y comercial en los estados de Coahuila, Chihuahua, México, Nuevo León, Querétaro, Sonora, Tamaulipas y el Distrito Federal, a partir de 1997, tendrá una tasa de crecimiento igual a la proyectada para la población en la entidad respectiva
- La demanda correspondiente a la nueva infraestructura de distribución, se basa en el concepto de declaratoria como zona geográfica de la CRE. La declaratoria, conlleva a que la Comisión inicie en el corto plazo un proceso de licitación entre particulares interesados en proporcionar el servicio de distribución de gas natural en la zona. En la

proyección se incluyen las zonas geográficas licitadas (Chihuahua, Hermosillo, Mexicali, Toluca, Río Pánuco), las zonas que están en proceso de licitación y las que la Comisión considera factibles de ser licitadas. Para cada zona se determinó un coeficiente de penetración máximo a diez años de iniciado el proyecto, mayor para las regiones del norte del país y menor para las demás.

En la tabla 7, se muestra la evolución esperada de la demanda residencial y comercial de gas natural en las zonas geográficas consideradas para el periodo. El consumo empieza a representar volúmenes importantes a partir del año 2000. Destacan la zona conurbada del Valle de México (ZCVM) y el Distrito Federal como demandantes importantes de gas natural, y en menor medida, las zonas de Toluca y Guadalajara.

TABLA 7.
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA RESIDENCIAL Y COMERCIAL DE GAS NATURAL SECO 1997-2006¹
(Mm³d)

| Zona geográfica | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|-----------------|------|------|------|-------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Aguascalientes | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 2.6 | 9.6 | 26.6 | 55.4 | 90.1 |
| Bajo | 0.0 | 0.0 | 0.6 | 2.1 | 9.2 | 30.1 | 73.4 | 136.7 | 202.6 | 252.2 |
| Chihuahua | 0.0 | 1.4 | 5.3 | 23.7 | 76.9 | 186.7 | 348.1 | 519.9 | 657.2 | 746.0 |
| Colima | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.5 | 2.0 | 6.0 |
| Córdoba | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.6 | 2.3 | 6.2 | 12.8 | 20.6 |
| Cuernavaca | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.6 | 5.9 | 16.3 | 33.8 | 54.7 |
| Guadalajara | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 2.7 | 13.7 | 5.6 | 137.9 | 283.7 |
| Hermosillo | 0.0 | 0.7 | 2.4 | 10.5 | 33.1 | 78.1 | 141.0 | 203.5 | 247.8 | 271.0 |
| Mérida | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.4 | 5.1 | 13.9 | 28.8 |
| Mexicali | 0.0 | 0.8 | 2.0 | 9.2 | 30.9 | 77.2 | 146.9 | 221.7 | 279.5 | 313.3 |
| México, D.F. | 0.0 | 0.0 | 5.5 | 19.9 | 82.9 | 252.7 | 575.1 | 1007.1 | 1,415.1 | 1,687.4 |
| ZCVM | 0.0 | 0.0 | 6.0 | 22.5 | 97.4 | 308.1 | 722.9 | 1322.1 | 1926.2 | 2381.2 |
| Pachuca | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.5 | 1.7 | 4.6 | 9.6 | 15.4 |
| Puebla | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 1.6 | 7.3 | 23.9 | 57.9 | 107.2 | 158.0 | 195.6 |
| Querétaro | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.6 | 6.5 | 18.8 | 41.1 | 69.7 | 96.0 | 114.0 |
| Reynosa | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.9 | 3.8 | 11.4 | 25.5 | 44.0 | 61.4 | 72.9 |
| San Luis Potosí | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.6 | 2.9 | 9.6 | 23.6 | 44.2 | 65.8 |
| Río Pánuco | 0.0 | 0.2 | 0.6 | 2.8 | 9.9 | 25.6 | 50.3 | 77.6 | 99.0 | 111.3 |
| Tijuana | 0.0 | 0.0 | 1.4 | 5.5 | 23.8 | 76.1 | 181.1 | 330.6 | 482.1 | 593.5 |
| Tlaxcala | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.3 | 1.4 | 4.7 | 12.0 | 23.4 | 36.5 | 47.8 |
| Toluca | 0.0 | 0.6 | 1.9 | 8.8 | 30.0 | 76.2 | 147.4 | 225.9 | 289.3 | 329.3 |
| Torreón | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 4.2 | 17.3 | 52.1 | 116.9 | 202.3 | 282.2 | 335.6 |
| Veracruz | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 1.2 | 4.5 | 12.3 | 25.4 | 40.9 |
| Zacatecas | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.1 | 0.6 | 2.4 | 6.9 |
| Total nacional | 0.0 | 3.6 | 28.0 | 113.9 | 432.5 | 1,233.9 | 2,693.5 | 4,638.1 | 6,570.2 | 8,063.9 |

¹ Conforme al Programa de Licitaciones de la CRE.

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en la información proporcionada por CRE, PGPB, INEGI Y CONAPO.

El consumo residencial y comercial proyectado, incluyendo la demanda correspondiente a infraestructura existente y nueva para los años 1997-2006, se resume a nivel nacional y regional en la tabla 8.

TABLA 8.
CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL SECO DEL SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL 1997-2006 (Mm³d)

| Región | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|--------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| Peninsular Norte | 0.0 | 0.8 | 3.4 | 14.6 | 54.7 | 1,532 | 328.0 | 552.3 | 761.6 | 906.8 |
| Noroeste | 514.5 | 534.7 | 560.0 | 607.5 | 706.4 | 886.1 | 1,137.7 | 1,402.0 | 1,616.6 | 1,763.3 |
| Noreste | 1,896.3 | 1,903.2 | 1,937.9 | 1,976.8 | 2,032.1 | 2,123.6 | 2,264.5 | 2,240.1 | 2,610.3 | 2,743.1 |
| Occidente | 0.0 | 0.0 | 0.6 | 2.1 | 9.7 | 35.4 | 96.9 | 214.4 | 397.9 | 632.0 |
| Centro | 261.5 | 266.1 | 284.1 | 328.7 | 504.1 | 969.0 | 1,856.0 | 3,067.8 | 4,260.5 | 5,126.1 |
| Golfo | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 1.8 | 6.8 | 18.5 | 38.1 | 61.4 |
| Sur | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Peninsular Sureste | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.3 | 1.4 | 5.1 | 13.9 | 28.8 |
| Total nacional | 2,645.3 | 2,704.8 | 2,786.0 | 2,929.8 | 3,307.5 | 4,169.4 | 5,691.2 | 7,700.2 | 9,699.0 | 11,261.5 |

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en información proporcionada por CRE, PGPB, INEGI Y CONAPO

4.1.1.5 SECTOR TRANSPORTE VEHICULAR

El transporte vehicular, contribuye de manera significativa a los niveles de contaminación que se registran en la ZMVM. Por ello, el DDF a través de la Dirección General de Proyectos Ambientales, está desarrollando un proyecto de conversión a gas natural comprimido de vehículos de uso intensivo (taxis, microbuses, autobuses, vehículos de carga y gubernamentales). Este se iniciará con un proyecto piloto que prevé la construcción de dos estaciones de servicio y la conversión a gas de parte de la flota de vehículos gubernamentales. Más adelante, el programa se extenderá a otros vehículos de uso intensivo.

La factibilidad económica del proyecto, depende del resultado de un análisis costo beneficio de las inversiones necesarias en estaciones de servicio y en vehículos de gas. Aquí el elemento importante es la reforma a la Ley del Impuesto Especial sobre Productos y Servicios (IEPS), publicada en el diario oficial de la Federación el 30 de diciembre de 1996. Al respecto, se establece una fórmula que determina la tasa aplicable del IEPS al consumo de gas natural para combustión automotriz, de forma tal que, independientemente de las variaciones de los precios de la gasolina PEMEX Magna y del gas natural para combustión automotriz antes del impuesto, se mantiene un diferencial

entre ambos combustibles después de aplicar el impuesto, de 36% para el consumidor final y un margen alrededor de 30% para los propietarios de las estaciones de servicio. Lo anterior asegura en buena medida la rentabilidad de las inversiones de las estaciones de servicio y en la conversión y utilización de vehículos a gas natural comprimido.

El patrón de penetración propuesto (ver tabla 9) es conservador, el arranque del proyecto es lento y en el año 2006, la penetración de gas natural seco comprimido entre vehículos de uso intensivo llegaría a 20% en términos de unidades, abarcando un total de casi 140,000 (ver tabla 10).

Es ilustrativo comparar estas estimaciones respecto a algunas experiencias internacionales en la materia. En los EUA, se está aplicando un programa para promover el uso de combustibles alternativos para la flotillas de vehículos de propiedad del Gobierno Federal. Se espera que más de la mitad de esta flotilla se convierta gradualmente a este tipo de combustible en el periodo de 1997-2000.

Para el año de 1996 en Canadá se registraron 36,400 vehículos que utilizaron gas natural para combustión, contando con 112 estaciones de servicio. En Italia había 235,000 vehículos a gas natural y 257 estaciones de servicio en el año de 1992. Finalmente, el parque vehicular a gas natural de Argentina, contaba en 1993 con alrededor de 200,000 unidades y con 309 estaciones de servicio distribuidas en el país.

TABLA 9.

FACTORES DE PENETRACIÓN DE CONVERSIÓN DE VEHÍCULOS A GAS NATURAL COMPRIMIDO EN LA ZMVM 1997-2006 (Porcentaje)

| Año | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Vehículos gubernamentales | 0.0 | 2.0 | 4.0 | 5.0 | 6.0 | 7.5 | 10.0 | 12.5 | 15.0 | 20.0 |
| Resto de vehículos excepto particulares | 0.0 | 0.0 | 1.5 | 3.0 | 5.0 | 7.5 | 10.0 | 12.5 | 15.0 | 20.0 |

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en información proporcionada por Dirección General de Proyectos Ambientales del DDF.

TABLA 10.

CONVERSIÓN DE VEHÍCULOS A GAS NATURAL COMPRIMIDO EN LA ZMVM 1997-2006 (Número de vehículos)

| Año | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|-----------------|------|------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| Taxis | 0 | 0 | 1,375 | 2,750 | 4,583 | 6,874 | 9,165 | 11,457 | 13,748 | 18,330 |
| Microbuses | 0 | 0 | 736 | 1,443 | 2,357 | 3,465 | 4,528 | 5,547 | 6,523 | 8,523 |
| Carga | 0 | 0 | 6,481 | 13,417 | 23,144 | 35,931 | 49,584 | 64,150 | 79,674 | 10,9950 |
| Autobuses | 0 | 0 | 60 | 121 | 203 | 307 | 414 | 522 | 633 | 853 |
| Gubernamentales | 0 | 155 | 316 | 401 | 490 | 622 | 844 | 1,073 | 1,309 | 1,775 |
| Total | 0 | 155 | 8,968 | 18,131 | 30,776 | 47,200 | 64,535 | 82,748 | 101,887 | 13,9432 |

FUENTE: Secretaría de Energía, con base en información proporcionada por Dirección General de Proyectos Ambientales del DDF.

Como se aprecia en la tabla 11, se espera una demanda de gas natural para uso vehicular en el año 2006 de 4.6 Mmm³d con 139,432 vehículos y un coeficiente de penetración de 13.4% en términos del total de los combustibles utilizados.

TABLA 11.
CONSUMO DE GAS NATURAL SECO, GASOLINA Y DIESEL EN EL TRANSPORTE VEHICULAR EN LA
ZMVM 1997-2006

| Año | Número total de vehículos (Unidades) | Consumo total de combustibles (MMm.d) | Porcentaje de penetración (%) | Consumo de gasolina y diesel (MMm.d) | Consumo de gas natural seco (MMm.d) | Número total de vehículos a gas natural seco |
|------|--------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|--|
| 1997 | 2,951,164 | 30.4 | 0.0 | 30.4 | 0.0 | 0 |
| 1998 | 3,080,169 | 30.7 | 0.0 | 30.7 | 0.0 | 155 |
| 1999 | 3,173,520 | 31.1 | 1.0 | 30.8 | 0.3 | 8,968 |
| 2000 | 3,291,388 | 31.4 | 2.0 | 30.8 | 0.6 | 18,131 |
| 2001 | 3,413,949 | 31.8 | 3.4 | 30.8 | 1.1 | 30,776 |
| 2002 | 3,541,389 | 32.2 | 5.1 | 30.6 | 1.6 | 47,200 |
| 2003 | 3,673,897 | 32.7 | 6.7 | 30.5 | 2.2 | 64,535 |
| 2004 | 3,811,672 | 33.1 | 8.4 | 30.3 | 2.8 | 82,748 |
| 2005 | 3,954,922 | 33.5 | 10.1 | 30.2 | 3.4 | 101,887 |
| 2006 | 4,103,860 | 34.0 | 13.4 | 29.5 | 4.6 | 139,432 |

FUENTE: Secretaría de Energía.

Expresado en unidades de gas natural seco.

4.2 EXPECTATIVAS DE PRODUCCIÓN Y OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN 1997-2006

En este apartado se presenta la proyección de la producción y de la demanda. Asimismo, se detallan las áreas de interés para fomentar la participación de los particulares conforme al marco regulatorio, relativas a la capacidad de transporte, distribución y almacenamiento.

Los objetivos centrales de la incorporación de reservas de crudo y gas natural, consisten en mantener una posición de bajo costo relativo de producción y un nivel adecuado de oferta interna y de exportación para el mediano y largo plazo

La expectativa de producción de gas natural, para los próximos diez años está basada en el programa de inversiones de largo plazo de PEMEX. Este programa comprende una cartera de proyectos que cubre las fases de exploración, extracción y procesamiento.

Los últimos dos años y medio han estado marcados por un vigoroso repunte en la producción de gas natural seco. Entre diciembre de 1994 y julio de 1997, ésta ascendió

de 102.7 Mmm³d a 127.1 Mmm³d, habiéndose alcanzado desde 1996 niveles récord en la historia de PEMEX. Más aún, se espera que este dinamismo se prolongue por varios años en respuesta a una rápida expansión de la demanda. Por lo cual, se prevé que la producción neta de gas natural seco, excluyendo los autoconsumos de PEP y el encogimiento en plantas de PGPB, registre una tasa de crecimiento promedio anual de 6.8%, en los próximos años.

En el ejercicio 1997, resalta la inversión de 2,500 millones de pesos para el proyecto de desarrollo de la Cuenca de Burgos en el norte del país, la cual ha elevado su producción de 6.2 MMm³d en diciembre de 1994 a 14.2 MMm³d en julio de 1997. Hacia el año 2001, se espera alcanzar un nivel de producción de 39.6 MMm³d. Contribuye también al crecimiento de la producción de gas natural seco, el proyecto de optimización del campo Cantarell (Campeche).

Dadas las expectativas de producción de gas y condensados de PEP, la disponibilidad de gas natural para su procesamiento por PGPB, además del gas natural seco de PEP inyectado directamente a ductos, se elevaría significativamente. En consecuencia, PGPB ampliaría su capacidad de endulzamiento de gas, de recuperación de líquidos y de fraccionamiento de productos.

En el período 1998-2000, la capacidad de procesamiento de gas natural puede aumentar alrededor de 27%. En 1999, la capacidad de procesamiento de gas húmedo amargo en el sureste del país se incrementó en por lo menos 12.7 MMm³d. En recuperación de líquidos, PGPB eliminará restricciones de capacidad en las principales plantas criogénicas.

Con la entrada en operación de la planta criogénica en Cd. PEMEX, en 1999 que sustituirá a la criogénica No. 2 destruida en Cactus, PGPB aumentará su capacidad de recuperación de líquidos en casi 25% para el año 2000. En la región norte, hacia el año 2000 la oferta de PEP rebasará la capacidad actual de manejo de gas húmedo en el Centro Procesador de Gas Reynosa, por lo cual se instalará capacidad de procesamiento adicional en ese año y, para el año 2001, se habrá casi duplicado dicha capacidad en esa región.

4.2.1 INVERSIÓN EN EXTRACCIÓN Y PROCESAMIENTO

En el trienio 1998-2000, se prevé una inversión cercana a 24,000 millones de pesos a precios de 1997 en 32 proyectos exploratorios, que se concentran en el oriente del territorio nacional, tanto en su porción terrestre como en la plataforma continental del Golfo de México. A más largo plazo, se adicionarían otros 21 proyectos. Los descubrimientos esperados tienden a complementarse regionalmente. A corto plazo, la región Norte ofrece mayores posibilidades; a mediano plazo, la región con mayor aportación es la región Sur, y a largo plazo, las regiones Marinas tendrán su mayor contribución.

En la cartera de inversiones de PEP, para el período 1997-2000 destacan grandes proyectos como la Cuenca de Burgos, Cantarell y Crudo Ligero Marino, y más adelante, proyectos como San Manuel, Usumacinta, Delta del Grijalva, Cópite, Novillero, Matapionche, y los exploratorios, Macuspana Terciario, Simojovel, Cuichapa, Cosamaloapan y Reforma.

En el trienio 1998-2000 PGPB, se planean inversiones que rebasen los 2,500 millones de pesos, a precios de 1997, en proyectos de procesamiento de la oferta adicional de gas y condensados de PEP.

CONCLUSIONES

Son varias las conclusiones a las que se llega con respecto al desarrollo de la industria del gas natural. Sin embargo, los principales puntos a destacar son los siguientes: el incremento sostenido en la demanda (y por consiguiente la oferta) del combustible, las ventajas que presenta en relación a otros combustibles fósiles, la protección del medio ambiente que implica su utilización y la importancia de la regulación del mercado.

La demanda de gas natural en los sectores industrial, eléctrico, petrolero, residencial, y comercial, ha crecido consistentemente en las últimas décadas, destacándose los sectores industrial y petrolero. Estos últimos, emplean gas natural en mayor proporción que el resto, debido a que es un recurso relativamente más barato que los demás combustibles, tales como el diesel y el combustóleo. Conjuntamente, cumple con los requisitos establecidos en la normatividad ambiental mexicana

Por lo anterior, la demanda y consumo de gas natural se incrementarán en respuesta: a las políticas de control de contaminantes, a los planes de conversión a gas por parte de la industria eléctrica y a los procesos de licitación, que permiten la participación de agentes privados, que a su vez, influirán en la mayor distribución del combustible.

En este sentido, la consolidación de una apertura del sector energético y en especial del mercado de gas natural (en relación a los particulares), facilitará los procesos de distribución y comercialización del energético, lo cual afectará de manera positiva a la demanda y a la oferta del mismo.

La demanda por parte de los sectores industrial y eléctrico, mantiene un crecimiento continuo en respuesta al menor costo que implica el manejo de éste combustible.

La oferta de gas natural varía de acuerdo al número de yacimientos descubiertos y a la proporción explotada de los mismos. Por su parte, las reservas de gas tienden a decrecer debido al incremento en la demanda, por ello se deben de aumentar los proyectos de extracción del gas, tal es el caso de la Cuenca de Cantarell, en Campeche y de Burgos.

El análisis de la matriz de Insumo-Producto, demuestra que la rama de extracción de petróleo y gas natural es un sector clave para la economía mexicana, debido a que otorga numerosos recursos expresados en divisas, que favorecen a su vez a la cuenta corriente; al mismo tiempo, abastece de insumos a una gran cantidad de ramas, en especial a la química, la petroquímica y la electricidad (actividades que conforman al sector energético), esto se explica por la posición que ocupa dentro de la matriz de Insumo-Producto, es decir, es un sector que se encuentra al inicio de la misma y cuya función es otorgar bienes al resto de los sectores.

Es una rama que posee encadenamientos hacia adelante sobresalientes al coadyuvar el crecimiento de otras ramas y consume una gran cantidad de capital y productos terminados de otros sectores, facilitando el crecimiento económico.

Por tanto, la rama del petróleo y del gas natural tiene un efecto directo sobre el sector de la energía y un efecto indirecto, pero no menos importante, sobre el resto de la economía.

El análisis econométrico, realizado sobre el comportamiento del volumen de ventas de gas natural en México, ratifica la hipótesis planteada al inicio de este trabajo de investigación, en la que se establece que las variables de los precios del gas natural y de los precios relativos de los bienes sustitutos (en este caso el combustóleo), conforman una ecuación de demanda, en la que existe una relación negativa entre la variable explicada y los precios, mientras que se presenta una relación positiva con la variable que mide el crecimiento económico, aunque su valor estadístico es poco significativo.

Por otra parte, el gas natural presenta ventajas sobre otros combustibles. Una de ellas se refiere a la seguridad con que puede ser transportado en ductos, lo que disminuye la posibilidad de explosiones, esto en relación a su bajo nivel de ignición. Asimismo, es el combustible fósil más barato y con menor emisión de partículas contaminantes, tales como: el azufre, el bióxido de carbono y el monóxido de carbono.

La sustitución de gas LP por gas natural es un proceso que llevará ciertos años, sin embargo, beneficiará tanto al consumidor industrial como al residencial, al abastecerlos de un energético con un menor precio y que ofrece mayor seguridad en relación a su empleo.

Conforme a la prospectiva del mercado de gas natural de la Secretaría de Energía, el consumo industrial y principalmente el consumo del sector eléctrico tienen un crecimiento constante. Esto se debe fundamentalmente a las ventajas que genera la utilización del gas, como son: su alta eficiencia térmica (que lo convierte en un combustible sumamente eficiente que facilita la combustión y adecuado funcionamiento de la maquinaria), su bajo costo operativo, su seguridad expresada en su transportación en ductos y su cumplimiento de los estándares ambientales determinados para la industria, en referencia al tipo y nivel de contaminantes emitidos a la atmósfera.

El establecimiento de mayores y más rigurosas políticas ambientales en el país, no sólo pretende establecer una serie de impuestos a los agentes contaminadores y a sus emisiones, sino que trata de fomentar la función de tecnologías e insumos relativamente menos sucios (desde el punto de vista ambiental). Tal es el caso del gas natural que, al ser manejado en los procesos industriales, permite una menor emisión de contaminantes, lo que promueve su mayor consumo acorde a diversos mecanismos en favor del ambiente.

La preocupación por el medio ambiente es parte importante en la política actual. A nivel internacional, existen numerosos ejemplos de ésta situación expresados en forma de: planes de desarrollo, tratados y convenios en los que México ha participado consecuentemente.

En el Tratado de Libre Comercio de América del Norte y también en el ACAAN, se establecen lineamientos que buscan proteger al medio ambiente, los cuales intentan desarrollar proyectos y relacionarlos con programas de producción que favorezcan no sólo al crecimiento económico sino también la conservación del ambiente, considerando a estos dos últimos factores como complementarios de una política integral.

La política ambiental en México se dirige principalmente al establecimiento de multas (impuestos) y control al final del tubo, para cierto tipo de contaminantes. Sin embargo, se han establecido otro tipo de políticas que aplican diversos instrumentos de mercado, que tratan de internalizar los costos por contaminar, es decir, de disminuir el nivel de

externalidades y tratan de evaluar los precios de los bienes ambientales, con lo que el uso y daño a estos, puede ser merecedor a una sanción.

Por otra lado, la regulación del mercado de gas natural, concede la participación de los particulares en los procesos de comercialización, distribución y almacenamiento del combustible en los que se refleja el interés de instituciones gubernamentales como: la SE y la CRE, para establecer un marco de eficiencia y competitividad en todo proceso que involucra al gas natural: producción, almacenamiento, distribución y comercialización.

Asimismo, delimitan el papel de empresas como PEMEX y CFE, facilitando el proceso de producción y comercialización, logrando con así, una mayor eficiencia en cuanto a la producción y suministro del gas.

El objetivo de la regulación del gas promueve la competencia a través: del acceso a servicios, al libre comercio por medio del establecimiento de un mercado competitivo regido por los precios.

De acuerdo con la prospectiva del mercado de gas natural de la Secretaría de Energía, los sectores residencial y comercial, tendrán un participación creciente en el mercado, firmando las bases para la generación y ampliación de gasoductos que satisfagan no sólo la demanda de las grandes industrias, sino también el consumo de los hogares, convirtiéndose estos últimos en clientes potenciales muy importantes.

TABLA 1
NOM-085-ECOL-1994, 1994 AL 31 DE DICIEMBRE DE 1997

| Capacidad del equipo de combustión MJ/h | Tipo de combustible empleado | Densidad del humo | Partículas (psst) mgm ³ (kg/10 ⁶ kcal) (1) (2) | | | Dióxido de azufre ppm v (kg/10 ⁶ kcal) (1) (2) | | | Óxidos de nitrógeno Ppm v (kg/10 ⁶ kcal) (1) (2) | | | Exceso de aire de Combustión % volumen (4) |
|---|------------------------------|-------------------|--|----------------------|----------------------|---|----------------------|----------------------|---|----------------------|----------------------|--|
| | | | ZMCM | ZC | RP | ZMCM | ZC (6) | RP | ZMCM | ZC (3) | RP | |
| Hasta 5,250 | Combustibles o gasóleo | 4 | NA | NA | NA | 1100 (4.08) | 2100 (7.80) | 2600 (9.81) | NA | NA | NA | 60 |
| | Otros líquidos | 3 | NA | NA | NA | 1100 (4.08) | 2100 (7.81) | 2600 (9.81) | NA | NA | NA | |
| | Gaseosos líquidos | 0 NA | NA 100 (0.142) | NA 425 (0.604) | NA 600 (0.852) | NA 1100 (4.08) | NA 2100 (7.80) | NA 2600 (9.81) | NA 220 (0.588) | NA 300 (0.801) | NA 400 (1.064) | 50 |
| De 5,250 a 43,000 | Gaseosos | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 220 (0.583) | 300 (0.767) | 400 (1.023) | |
| | Líquidos | NA | 100 (0.142) | 425 (0.604) | 550 (0.781) | 1100 (4.08) | 2100 (7.81) | 2600 (9.81) | 180 (0.481) | 300 (0.801) | 400 (1.089) | 40 |
| | Gaseosos | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 180 (0.480) | 300 (0.767) | 400 (1.023) | |
| Mayor de 110,000 | Sólidos | NA | 70 (0.105) | 325 (0.496) | 435 (0.664) | 1100 (4.32) | 2100 (8.24) | 2600 (9.81) | 160 (0.449) | 280 (0.765) | 400 (1.122) | |
| | Líquidos | NA | 70 (0.099) | 325 (0.492) | 500 (0.710) | 1100 (4.12) | 2100 (7.81) | 2600 (9.81) | 160 (0.427) | 280 (0.748) | 400 (1.089) | 30 |
| | Gaseosos | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 160 (0.409) | 280 (0.716) | 400 (1.023) | |

Notas y significados de siglas en Anexo 1

NOM-085-ECOL-1994, 1° ENERO DE 1998 EN ADELANTE

| Capacidad del Equipo de Combustión M./h | Tipo de Combustible Empleado | Densidad de humo | Partículas (pst) mg/m ³ (kg/d ³ kcal) (1) (2) | | Bióxido de azufre ppm.v (kg/d ³ kcal) (1) (2) | | Óxidos de nitrógeno Ppm v (kg/10 ³ kcal) (1) | | Exceso de Aire de Combustión % volumen (6) | | | |
|---|------------------------------|------------------|---|-------------|--|------------|---|--------------|--|-------------|-------------|----|
| | | | ZMCM | ZC (3) | RP | ZMCM | ZC (3) | RP | | ZMCM | ZC (4) | RP |
| Hasta 6,250 | Combustibles Gaseosos | 3 | NA | NA | NA | 550 (2.04) | 1,100 (4.08) | 2,200 (8.16) | NA | NA | NA | 50 |
| | Otros líquidos | 2 | NA | NA | NA | 550 (2.04) | 1,100 (4.08) | 2,200 (8.16) | NA | NA | NA | |
| | Gaseosos | 0 | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | |
| De 5,250 a 43,000 | Líquidos | NA | 75 (0.106) | 350 (0.497) | 450 (0.638) | 550 (2.04) | 1,100 (4.08) | 2,200 (8.16) | 190 (0.507) | 190 (0.507) | 375 (1.0) | 40 |
| | Gaseosos | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 190 (0.486) | 190 (0.486) | 375 (0.959) | |
| De 43,000 a 110,000 | Líquidos | NA | 60 (0.085) | 300 (0.425) | 400 (0.568) | 550 (2.04) | 1,100 (4.08) | 2,200 (8.16) | 110 (0.294) | 110 (0.294) | 375 (1.0) | 30 |
| | Gaseosos | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 110 (0.281) | 110 (0.281) | 375 (0.959) | |
| Mayor de 110,000 | Sólidos | NA | 60 (0.090) | 250 (0.375) | 350 (0.525) | 550 (2.16) | 1100 (4.31) | 2200 (8.16) | 110 (0.309) | 110 (0.309) | 375 (1.052) | 25 |
| | Líquidos | NA | 60 (0.085) | 250 (0.355) | 350 (0.497) | 550 (2.04) | 1,100 (4.08) | 2,200 (8.16) | 110 (0.294) | 110 (0.294) | 375 (1.0) | |
| | Gaseosos | NA | NA | NA | NA | NA | NA | NA | 110 (0.281) | 110 (0.281) | 375 (0.959) | |

Notas y significados de siglas en Anexo 2

TABLA 2.
NOM-086-ECOL-1994

| NOMBRE DEL PRODUCTO | | GAS NATURAL | |
|--|---------------------------------|---|-------------------|
| Propiedad | Unidad | Métodos | Especificación |
| Humedad | dm ³ /m ³ | Determinación del punto de rocío con higrómetro | 0.140 máximo |
| Poder calorífico | MJ/m ³ | ASTM-D-1826-98 | 35 426 mínimo (1) |
| H ₂ S | dm ³ /m ³ | ASTM-D-4468-89, UOP-791-80 ó tubos detectores con analizador portátil | 012 máximo |
| Azufre total | dm ³ /m ³ | ASTM-D-4468-89 ó UOP-791-80 | 0.32 máximo |
| CO ₂ + N ₂ | % volumen | ASTM-D-1945-91 cromatográfico | 3 máximo |
| OBSERVACIONES. | | | |
| (1) Calculado con base en la composición | | | |

GLOSARIO

- Almacenamiento:** Es la actividad de recibir, mantener en depósito y entregar gas natural, siempre y cuando sea depositado en instalaciones fijas distintas a los ductos.
- BCF (Billion Cubic Feet):** Billones de pies cúbicos. Medida para el gas aproximadamente igual a un billón (1,000,000,000,000).
- Bombeo neumático:** Es la inyección de gas natural a los pozos, con el objeto de impulsar el aceite a la superficie.
- BTU (British Therms Unit):** Unidad Térmica Británica. Es una unidad de medida de la energía. Representa la cantidad de calor necesario para incrementar la temperatura de una libra de agua sólo con un grado Fahrenheit.
- Caída de presión:** Pérdida de presión ocasionada por fricción u obstrucción al pasar el gas a través de tuberías, válvulas, accesorios, reguladores y medidores.
- Calentamiento directo:** La transferencia de calor por flama, gases de combustión o por ambos, al entrar en contacto directo con los materiales del proceso.
- Cartera de proyectos:** Se refiere al universo de todos aquellos proyectos que constituyen las opciones con que se cuentan.
- Ciclo combinado:** Proceso para la obtención de calor en dos etapas que incluye en la primera, la generación de gases de combustión y la expansión de los mismos en la segunda, transferencia y recuperación del calor con propósito de generación de energía eléctrica.

Condiciones criogénicas: Condición termodinámica a bajas temperaturas a las cuales, entre otras, se logra la licuefacción de los gases

Combustión: Proceso químico de oxidación rápida entre un combustible y un comburente que produce la generación de energía térmica y luminosa acompañada por la emisión de gases de combustión y, en ciertos casos, partículas sólidas.

Distribución: Es la actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas natural por medio de ductos, dentro de una zona geográfica.

Estación de Regulación: Instalación destinada a reducir y controlar la presión del gas natural a una presión determinada.

Fuente fija: La instalación o conjunto de instalaciones pertenecientes a una sola persona física o moral, ubicadas en una poligonal cerrada que tenga como finalidad desarrollar operaciones o procesos industriales, comerciales o de servicios o actividades que generen o puedan generar emisiones contaminantes a la atmósfera.

Gas asociado: Es gas natural que se encuentra en contacto con el aceite crudo o disuelto en éste.

Gas natural comprimido: Gas natural seco almacenado en estado gaseoso en un recipiente de alta presión.

Gas natural licuado (GNL): Gas natural que se mantiene en estado líquido en condiciones criogénicas.

Gas natural seco: Es la parte comerciable de la producción de gas natural, la cual se obtiene extrayendo los líquidos del gas y las impurezas por azufre.

| | |
|---|---|
| Gas no asociado: | Es el gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen crudo. |
| Humedad: | Contenido de vapor de agua presente en el gas natural; se determina midiendo la temperatura de rocío de éste. |
| Medidor: | Instrumento utilizado para cuantificar el volumen de gas natural que fluye a través de una tubería |
| MTBE: | Methyl Tertiary Butyl Ether. Oxigenado producido por la reacción del isobutano con metanol bajo el efecto de un catalizador. |
| Óxidos de nitrógeno: | Sedimentos ácidos, comúnmente llamados <i>lluvia ácida</i> , surgen cuando las emisiones de dióxido de azufre (SO ₂) y en menor grado, NO _x son transformadas en la atmósfera y regresan a la tierra como partículas secas o en forma de lluvia, niebla o nieve. |
| Plataforma: | Producción derivada de los proyectos realizados en años anteriores. Por lo tanto, se optimiza la producción incremental. |
| Pie cúbico: | Unidad de medida de volumen. Representa un área de un pie de largo, por uno de ancho y uno de profundidad. El gas natural se mide en pies cúbicos. |
| Poder calorífico bruto en base seca: | Energía producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen de gas natural seco con aire, a condiciones base de presión y temperatura. |

Recursos de Gas Natural: Es una estimación de la cantidad de gas natural disponible, basada en la combinación de reservas probadas y aquéllos volúmenes que aún no han sido descubiertos, pero se estima pueden descubrirse dadas las condiciones económicas y tecnológicas actuales.

Reservas probadas: Son parte de los recursos de gas natural que incluyen los volúmenes de gas que ya han sido descubiertos y que actualmente están disponibles para su producción y distribución.

Transporte: Es la actividad de recibir, conducir y entregar gas natural por medio de ductos a personas que no sean usuarios finales.

Techo presupuestal: Presupuesto asignado por la Secretaría de Hacienda a los estados y dependencias, viene siendo el límite superior de inversión.

Temperatura de rocío: Temperatura correspondiente a la presión de operación del sistema, a la cual el vapor del agua contenida se condensa.

Zonas críticas: Se consideran zonas críticas (ZC): las zonas metropolitanas de Monterrey y Guadalajara; los centros de población de: Coatzacoalcos-Minatitlán (municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán del sureste, Cosoleacaque y Nanchital), en el estado de Veracruz; Irapuato-Celaya-Salamanca (municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán), en el estado de Guanajuato; Tula-Vito-Aspasco (municipios de Tula de Allende, Tepeji de Ocampo, Tlahuelilpan, Atitalaquia, Atotonilco de Tula, Tlaxoapan y Aspasco) en los estados de Hidalgo y de México; corredor industrial de Tampico-Madero-Altamira (municipios de Tampico, Altamira y Ciudad Madero), en el estado de Tamaulipas; el municipio de Tijuana, en el

estado de Baja California y el municipio de Ciudad Juárez en el estado de Chihuahua.

Zona Metropolitana de la Ciudad de Guadalajara: El área integrada por los siguientes municipios del estado de Jalisco: Guadalajara, Ixtlahuacán del Río, Tlaquepaque, Tonalá, Zapotlanejo y Zapopan.

Zona Metropolitana de la Ciudad de México (ZMCM); El área integrada por las 16 delegaciones políticas del Distrito Federal y los siguientes 17 municipios del Estado de México: Atizapán de Zaragoza, Coacalco, Cuautitlán de Romero Rubio, Cuautitlán Izcalli, Chalco de Covarrubias, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, La Paz, Naucalpan de Juárez, Nezahualcóyotl, San Vicente Chicoloapan, Nicolás Romero, Tecámac, Tlalnepantla y Tultitlán.

Zona Metropolitana de la Ciudad de Monterrey: El área integrada por los siguientes municipios del estado de Nuevo León: Apodaca, General Escobedo, Guadalupe, San Nicolás de los Garza, San Pedro Garza García, Santa Catarina y Juárez.

ABREVIATURAS

| | |
|--------------------------|--|
| ASTM | American Society for Testing and Materials |
| Bm³ | Billones de metros cúbicos |
| BTU | British Terms Units (Unidades Térmicas Británicas) |
| BPSR | British Petroleum Statistical Review of World Energy |
| CFE | Comisión Federal de Electricidad |
| CONAE | Comisión Nacional para el Ahorro de Energía |
| CONAPO | Consejo Nacional de Población |
| CRE | Comisión Reguladora de Energía |
| DOE | Departamento de Energía de los Estados Unidos |
| DOE/IEA | Department of Energy of the United States of America / Energy Information Administration |
| EIA | Energy International Agency |
| FERC | Federal Energy Regulatory Commission |
| GNL | Gas Natural Licuado |
| GNC | Gas Natural Comprimido |
| GJ | GigaJoule (10 ⁹ joules) |
| GPA | Gas Processors Association |
| IEA | Agencia Internacional de Energía |
| IMP | Instituto Mexicano del Petróleo |
| INE | Instituto Nacional de Ecología |
| INEGI | Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática |
| IPCC | Intergovernmental Panel on Climate Change |
| LFC | Luz y Fuerza del Centro |
| MJ | MegaJoule (10 ⁶ joules) |
| Mm³ | Miles de metros cúbicos |
| Mm³d | Miles de metros cúbicos diarios |
| MMm³ | Millones de metros cúbicos |
| MMm³d | Millones de metros cúbicos diarios |
| MMMm³ | Miles de millones de metros cúbicos |
| MMMm³d | Miles de millones de metros cúbicos diarios |
| MMMPCD | Miles de millones de pies cúbicos diarios |

| | |
|-----------------------|--|
| MMB | Miles de barriles. |
| MTBE | Methyl Tertiary Butyl Ether |
| MW | Megawatts (10^6 watts) |
| OCDE | Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico |
| OPEP | Organización de Países Exportadores de Petróleo |
| PCD | Pies cúbicos diarios |
| Pm³ | Pesos por metro cúbico |
| ppm | partes por millón |
| psi | per square inch (por pulgada cuadrada) |
| SE | Secretaría de Energía |
| SECOFI | Secretaría de Comercio y Fomento Industrial |
| SEMARNAP | Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca |
| SEN | Sistema Eléctrico Nacional |
| SME | Sistema de Monitoreo del Entorno |
| TJ | Terajoule (10^{12} joule) |
| TWh | Terawatt hora (10^{12} Watt hora) |
| ZMVM | Zona Metropolitana del Valle de México |

BIBLIOGRAFÍA

1. Márquez D., Miguel H., *La industria del gas natural en México, 1970-1985*, México, Colmex, 1986.
2. Comisión Reguladora de Energía, 1996, *Directive on the determination of Prices and Rates for Natural Gas Regulated Activities*, México, CRE.
3. International Energy Agency, *Natural Gas. Prospects and Policies*, París: OECD/EIA, 1991.
4. International Energy Agency, *Regulatory Reform in Mexico's Natural Gas Industry*, París: OECD/IEA, 1996.
5. Gerger, Bill and Andersons Kenneth, *Modern Petroleum: A basic Primer of the Industry*, 3rd. edition, Copyright 1992, by Pennwell Publishing.
6. Tussing, Arlon R. and Tipper Bob, *The Natural Gas Industry: evolution, structure and economics*, 2nd. Edition, copyright 1995, by Penn Well Publishing.
7. Energy Information Administration, US. Department of Energy.
8. American Gas Association.
9. PEMEX, *Anuario Estadístico*, 1991-1997, México.
10. PEMEX, *Memoria de Labores*, 1991-1997, México.
11. PEMEX, *Indicadores petroleros*, 1991-1997, México.
12. Secretaría de Energía, *Prontuario del Sector Energético*, Publicación anual, México.
13. INEGI, *Balance del sector energético*, 1996.

14. Serrato Combe, Marcela, *Las reservas de petróleo de crudo y gas natural*, México, Colmex, 1980.
15. Odell, Peter R., *Factores involucrados en la actual inestabilidad reinante en el mercado del petróleo y gas*, Colegio de México, 1980.
16. Centeno, Roberto, *Economía del petróleo y del gas natural*, España, 1987.
17. Hilt, Richard H., *Panorama general del gas natural y sus tecnologías en el siglo XXI*, Colegio de México, 1987.
18. SEMARNAP, INE, *Economía Ambiental. Lecciones de América Latina*, 1997.
19. SEMARNAP, INE, *Comercio y Medio Ambiente. Derecho, economía y política*, México, 1995.
20. SEMARNAP, DDF, SS, *Programa para mejorar la Calidad del Aire en el Valle de México*, México, 1996.
21. SEMARNAP, *Sistema Integrado de Regulación y Gestión Ambiental de la Industria*, México, 1997.
22. SEMARNAP, INE, *Instrumentos Económicos y Medio Ambiente*, México, 1996.
23. Olivier, Santiago R., *Ecología y Desarrollo en América Latina*, Editorial Siglo XXI, México, 1981.
24. Sociedad Chilena de Economía Ecológica, *Revista de Economía Ecológica*, año 1, No. 1, diciembre 1996.
25. Pearce, David W. y Turner, Kerry R. *Economía de los Recursos Naturales y del Medio Ambiente*, Colegio de Economistas de Madrid, Celeste Ediciones, 1995.
26. Pearce, David W., *Economía Ambiental*, Fondo de Cultura Económica, 1985

27. Field, Barry, *Economía ambiental. Una introducción*, México, McGraw Hill, 1995.
28. Field, Barry y Azqueta Oyarzun, Diego, *Economía y Medio Ambiente*, Tomo 3, McGraw Hill, Colombia, 1995.
29. Winch, D. M., *Economía analítica del bienestar*, Alianza Universidad, 1975.
30. Almeida Garza Galindo, Alejandro, *Comportamiento de las ventas de gas natural en México, periodo 1960-1983*, México, 1984.
31. Facultad de Economía, UNAM, *Investigación Económica*, enero-marzo, 1999, No. 227.
32. Gujarati, D., *Econometría*, México, 1992.
33. Sayers, *Evaluación de proyecto social*.
34. Banco Mundial, *Análisis social de la evaluación de proyectos*.
35. BIDE, *Evaluación: una herramienta de gestión para mejorar el desempeño de los proyectos*, 1997.
36. NAFIN, *Diplomado en el ciclo de vida de proyectos de inversión*, México, 1998.
37. CFE, *Unidades generadoras en operación del Sistema Eléctrico Nacional*, México, 1991.
38. CFE, *Informe de Operación*, 1996, México.
39. CFE, *Desarrollo del mercado eléctrico, 1994-1998*, México, 1998.
40. México CFE, *Desarrollo del mercado eléctrico, 1987-2001*.
41. Wionzek, Miguel, *Presente y futuro del gas natural*, México, Colmex, 1982.

42. Gobierno del D.F., *México una Ciudad*, México, 1998.
43. Gobierno del D.F., *Programa general del gobierno del D.F., 1998-2000*, México, 1998.
44. Lineamientos de política sobre el sector de energía del Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000.
45. Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de Energía 1995-2000.
46. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006.
47. Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006.
48. Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000.
49. Programa Nacional de Financiamiento al Desarrollo 1997-2000.

HEMEROGRAFÍA

1. Carriles, Luis, *Frenan planes de gas natural*, Reforma, México, D.F., 6 de julio de 1999.
2. Carriles, Luis, *Una luz en el camino*, Reforma, México, D.F., 19 de julio de 1999.
3. Luis Carriles, *Gana México terreno*, Reforma, México, D.F., 19 de julio de 1999.
4. Raúl Curiel, *Sale PEMEX al mercado*, Reforma, México, D.F., 21 de julio de 1999.
5. Luis Carriles, *Suman fuerzas contra Estados Unidos*, Reforma, México, D.F., 21 de julio de 1999.
6. Steve Leisman y Jonathan Friedland, *Para los precios del crudo: ¿paracaídas o aterrizaje forzoso?*, Reforma, México, D.F., 29 de julio de 1999.
7. Luis Carriles, *Demanda con errores*, Reforma, México, D.F., 6 de agosto de 1999.
8. Luis Carriles, *Ven inconsistencias en demanda*, Reforma, México, D.F., 6 de agosto de 1999.
9. Gabriela Frías, *Peligran petroprecios por el 2000*, Reforma, México, D.F., 6 de agosto de 1999.
10. John Simmons y Jonathan Friedland, *EUA rechaza pesquisa contra México y Venezuela*, Reforma, México, D.F., 10 de agosto de 1999.
11. Eva Sander, *Evita fallo desastre*, Reforma, México, D.F., 11 de agosto de 1999.
12. César Romero, *Negocian indemnización*, Reforma, México, D.F., 11 de agosto de 1999.
13. Luis Carriles, *Descubre PEMEX macroyacimiento*, Reforma, México, D.F., 11 de agosto de 1999.

14. Guadalupe Irizar, *Avanza Cantarell, afirma Lajous*, Reforma, México, D.F., 11 de agosto de 1999.
15. Luis Carriles, *Toca petróleo precios del 97*, Reforma, México, D.F., 12 de agosto de 1999.
16. Luis Carriles y Mariel Zúñiga, *Desatiende gobierno yacimiento petrolero*, Reforma, México, D.F., 12 de agosto de 1999.
17. Marcel Ojeda, *Equilibra ingresos excedente petrolero*, Reforma, México, D.F., 13 de agosto de 1999.
18. Luis Carriles, *Acusan proveedores a PEMEX*, Reforma, México, D.F., 13 de agosto de 1999.
19. Gabriela Frías y Luis Carriles, *Impulsará Asia precios del mercado petrolero*, Reforma, México, D.F., 16 de agosto de 1999.
20. Mariel Zúñiga y Eva Sander, *Estiman un menor déficit*, Reforma, México, D.F., 16 de agosto de 1999.
21. Luis Carriles, *Abren el gas natural*, Reforma, México, D.F., 17 de agosto de 1999.
22. Luis Carriles y Marcela Ojeda, *Provee PEMEX dólares extra*, Reforma, México, D.F., 17 de agosto de 1999.
23. Francisco Cepeda, *Desconocen auditorías de Cantarell*, Reforma, México, D.F., 17 de agosto de 1999.
24. Luis Carriles, *Dispara tragedia los petroprecios*, Reforma, México, D.F., 18 de agosto de 1999.
25. Luis Carriles, *Rechazan plan de PEMEX*, Reforma, México, D.F., 18 de agosto de 1999.

- 26.Lourdes Heredia, *Codician a PEMEX*, Reforma, México, D.F., 19 de agosto de 1999.
- 27.Luis Carriles, *Piden más presupuesto*, Reforma, México, D.F., 19 de agosto de 1999.
- 28.Luis Carriles, *Sigue el petróleo Rally alcista*, Reforma, México, D F., 20 de agosto de 1999.
- 29.Luis Carriles, *Inculpan a la SE*, Reforma, México, D.F., 20 de agosto de 1999
- 30.Luis Carriles, *Sesionará minicártel en Caracas*, Reforma, México, D.F., 24 de agosto de 1999.
- 31.Juan Carlos Orozco, *Superan petroprecios expectativas*, Reforma, México, D.F., 26 de agosto de 1999.
- 32.Rebeca Céspedes, *Mantienen el interés en el sector eléctrico*, Reforma, México, D.F., 27 de agosto de 1999.
- 33.Lourdes Heredia, *Dan británicos el primer paso*, Reforma, México, D F., 27 de agosto de 1999.
- 34.Luis Carriles, *Ven más ventajas el uso de gas LP*, Reforma, México, D.F., 30 de agosto de 1999.
- 35.Luis Carriles, *Crecs demanda eléctrica*, Reforma, México, D.F., 30 de agosto de 1999.
- 36.Luis Carriles, *Costará Monterrey III 450 millones de dólares*, Reforma, México, D.F., 31 de agosto de 1999.
- 37.Luis Carriles, *Da más dólares el crudo*, Reforma, México, D.F., 1 de septiembre de 1999.
- 38.Luis Carriles, *Reducen inventarios globales de petróleo*, Reforma, México, D.F., 7 de septiembre de 1999.

39. César Romero, *Demandan a gobierno de EUA*, Reforma, México, D.F., 8 de septiembre de 1999.
40. Luis Carriles, *Reabre Téllez debate eléctrico*, Reforma, México, D.F., 10 de septiembre de 1999.
41. Rogelio Ramírez de la O, *Disfraza nacionalismo la próxima crisis petrolera*, Reforma, México, D.F., 10 de septiembre de 1999.
42. Luis Carriles, *Esperan los mercados inventarios petroleros*, Reforma, México, D.F., 15 de septiembre de 1999.
43. Luis Carriles, *Será México líder en electricidad*, Reforma, México, D.F., 20 de septiembre de 1999.
44. Luis Carriles, *Truena Energía contra el SME*, Reforma, México, D.F., 21 de septiembre de 1999.

INTERNET:

- <http://www.pemex.gob.mx>
- <http://www.git.pemex.com>
- <http://www.energia.gob.mx>
- <http://www.cre.gob.mx>
- <http://www.conae.gob.mx>
- <http://www.amgn.org.mx>
- <http://www.aga.com>
- <http://www.cfe.gob.mx>
- <http://www.lfc.gob.mx>
- <http://www.semarnap.gob.mx>
- <http://www.ine.gob.mx>
- <http://www.banxico.org.mx>
- <http://www.inegi.gob.mx>