

LOS GRANDES RETOS DE PEMEX EN MATERIA AMBIENTAL

J. QUINTANILLA
M. BAUER

SUMARIO: I. Introducción. II. La industria petrolera: operación e impactos ambientales. A. Exploración y producción. B. Transporte y almacenamiento. C. Transformación. D. Transportación de productos refinados y comercialización. III. Evolución histórica de contaminantes por el uso de hidrocarburos. A. Emisiones de CO₂. B. Emisiones históricas de CO. C. Emisiones históricas de NO_x. D. Emisiones históricas de HC. E. Emisiones históricas de SO_x. F. Emisiones de partículas. IV. La legislación ambiental. V. Proyecciones de demanda de energía. VI. Mejoramiento y sustitución de combustibles: el reto de PEMEX. VII. Conclusiones.

I. INTRODUCCIÓN

Petróleos Mexicanos como industria petrolera dinámica enfrenta muy diversos retos, presentes y futuros, en materia ambiental. Como oferente único en el país de productos petrolíferos debe garantizar en el presente el suministro oportuno, confiable y a precios razonables de los energéticos que requieren todas y cada una de las actividades socioeconómicas. Por otra parte, desde el punto de vista ambiental, debe producir y comercializar productos energéticos cada vez más limpios, a precios competitivos y satisfacer las normas ambientales vigentes, no sólo en relación con los productos que produce y comercializa, sino también en lo referente a sus procesos de exploración y producción primaria de hidrocarburos, así como en las actividades que permiten transformar estos hidrocarburos en energéticos más adecuados para las actividades humanas.

A futuro no sólo tendrá que continuar satisfaciendo los requerimientos energéticos del país, cada vez mayores, sino que las constricciones de carácter ambiental, las que se esperaba se vayan haciendo cada vez más

severas, habrán de imponer mayores condicionantes sobre la calidad de los combustibles; sobre los procesos de producción y por ende sobre la tecnología a emplear; sobre los mecanismos de distribución y comercialización.

El sistema energético mexicano depende en un 83.3 por ciento de petróleo crudo, derivados del petróleo y gas natural. El consumo de éstos se localiza mayoritariamente en el propio sector petrolero, en el sector eléctrico y en las grandes concentraciones urbanas, en particular en el transporte y la industria, con impactos ambientales considerables. Por mandato constitucional Petróleos Mexicanos produce y suministra en exclusiva esos productos. Es a su vez la mayor empresa del país. Esta por lo tanto en manos de PEMEX una buena parte de la responsabilidad y de la posibilidad de atenuar esos impactos.

Existe ya una amplia legislación ambiental cuya observancia requiere de cambios estructurales en la oferta y el uso final de los energéticos, así como de cuidados en la producción y distribución de los mismos, y en la disposición de los desechos generados.

Parte de las acciones ya emprendidas por PEMEX han sido reseñadas en un capítulo previo, en relación a la problemática del consumo urbano de petrolíferos, en particular, la contaminación del aire por el transporte. Sin embargo, para valorar la amplitud de los retos a que se enfrenta el sector petrolero, conviene repasar la amplitud de sus actividades y recapitular la legislación ambiental, así como su evolución previsible en el marco de las tendencias mundiales y los compromisos internacionales que se están asumiendo.

Asimismo, es necesario prever la demanda, monto y estructura, de productos petrolíferos que requiera el desarrollo económico del país en los próximos años, sujeta a las condiciones ambientales presentes y futuras que la legislación y la sociedad misma están imponiendo ahora e impondrán a futuro. Jaime Mario Willars lo expresa así (PUE 1992):

De acuerdo a las características de la producción de petrolíferos y la previsión de la demanda, el desafío de PEMEX con relación a las externalidades asociadas a la contaminación ambiental, es mejorar la calidad de los combustibles para situarlos en especificaciones similares a las internacionales y, al mismo tiempo, satisfacer una demanda que crece a ritmos acelerados.

Esto ciertamente indica que se está adoptando una política de corresponsabilidad con los usuarios finales de los productos petrolíferos, para que se puedan cumplir con las normas ambientales.

A lo anterior se añade el reto de que las operaciones mismas de la empresa cumplan con las normas ambientales aplicables a toda la industria.

El propósito central de la presente contribución es el de analizar los impactos del desarrollo económico y social del país sobre la demanda de energía por medio de la aplicación de un modelo de demanda de energía desarrollado en el Programa Universitario de Energía de la UNAM, específicamente la demanda de crudo, productos petrolíferos y gas natural bajo diferentes escenarios de crecimiento económico y poblacional en el corto y mediano plazos. Aunado a las proyecciones de energía se estiman las correspondientes emisiones de CO₂, CO, NO_x, SO_x, HC y partículas. Por otra parte se analizan los impactos de la reglamentación ambiental vigente, así como también se estiman los impactos en la industria petrolera provenientes de la sustitución de combustibles, tales como sustitución de combustóleo por gas natural, planteados por las normas ambientales mencionadas.

Finalmente, es importante abordar el reto que constituye la generación de tecnologías que impliquen beneficios ambientales. Esto incluye tanto procesos novedosos menos contaminantes o menos intensivos en el uso de energía en la industria petrolera, como técnicas para controlar o tratar emisiones que pueden ser de aplicación general.

II. LA INDUSTRIA PETROLERA: OPERACIÓN E IMPACTOS AMBIENTALES

Como toda cadena energética, la de los hidrocarburos ocasiona impactos ambientales en todas y cada una de sus fases: las iniciales de exploración y producción, seguidas de las de transformación y distribución; y, finalmente, las de los usos de sus productos y la disposición de desechos.

Es importante diferenciar los impactos provenientes de la operación normal de los causados por accidentes. Estos últimos deben prevenirse al máximo posible, con inspecciones y mantenimiento adecuado y sistemático. Asimismo, deben tenerse disponibles mecanismos de respuesta rápida. Sin embargo, es claro que el descuido de los impactos ambientales de la operación diaria de la cadena de los hidrocarburos, en particular en

lo que concierne a los usos finales, tiene alcances mucho mayores que cualquier accidente.

Los impactos ambientales de la cadena de los hidrocarburos son locales, regionales y globales (*e. g.*, la alteración ecológica de un campo petrolero, la contaminación del aire en zonas urbanas, la contribución al posible fenómeno de cambio climático). Cabe entonces hacer un breve repaso de todas las fases de la operación para entender y ubicar la magnitud del desafío ambiental que enfrenta una empresa petrolera integrada como lo es PEMEX.

A. *Exploración y producción*

La fase de exploración, o sea la localización de yacimientos de hidrocarburos es la menos impactante en el entorno. Se basa inicialmente en el análisis de la evidencia geológica, geoquímica y geofísica disponible. Esta se complementa con sondeo sísmico, que implica perforaciones limitadas para introducir cargas explosivas, que al detonarse producen ondas que se propagan y reflejan de acuerdo a la estructura del subsuelo.

Los pozos de producción presentan una problemática mayor. En tierra, requieren de una extensión de terreno de aproximadamente 12 hectáreas donde se inscriben las llamadas pera de perforación y fosa de decantación. En esta última, que requiere una excavación de dos metros de profundidad y un recubrimiento para evitar filtraciones, se depositan los desperdicios de la perforación y se drena el agua que contienen. Los aceites que permanecen son quemados a cielo abierto.

Uno de los principales problemas que surgen en el caso de la explotación terrestre es que las precipitaciones fluviales intensas pueden dar lugar a un desbordamiento de la fosa de decantación, con la consiguiente contaminación de las áreas colindantes.

Tanto en la fase de exploración como en la explotación, pueden ocasionarse derrames e incendios debido a fallas en los equipos o acceso a depósitos imprevistos de muy alta presión. El control de estos accidentes es especialmente difícil cuando ocurren en la explotación submarina. En este caso la dispersión es mucho más amplia y es más probable que ecosistemas frágiles sufran disturbios apreciables.

B. Transporte y almacenamiento

El transporte de los hidrocarburos incide también en el medio ambiente. En tierra, el derecho de vía que requiere la instalación de oleoductos y gasoductos implica la afectación y modificación de extensas franjas de tierra. La operación y la supervisión y mantenimiento del oleoducto hace necesaria la construcción adicional de caminos de acceso. La prevención de filtraciones o su detección temprana requiere de una inspección constante, ya sea visual o por medio de robots que se hacen circular en el interior. En la parte de almacenamiento se tienen problemas de fugas de los diferentes líquidos y gases; la tecnología a usarse es variada (tanques de techo fijo, techo flotante, techo flotante interno, etcétera) y el uso de una en particular depende del tipo de elementos que se desee almacenar. Aparte de estos aspectos, se tienen las emisiones provenientes de los compresores usados para la transmisión en oleoductos y gasoductos y en la recolección del gas en los pozos.

C. Transformación

La industria de la refinación del petróleo convierte petróleo crudo en más de 2500 productos, incluyendo gas licuado de petróleo, gasolinas, kerosinas, diésel, combustóleo, aceites lubricantes y materias primas para la industria petroquímica. Las actividades de la refinería se inician con la recepción del crudo y su almacenamiento, incluyen todas las operaciones de manejo y de refinado y terminan con el almacenamiento previo al embarque de los productos finales. La industria de la refinación del petróleo emplea una amplia gama de procesos. Ciertamente el procesado de crudo depende de la mezcla de crudo que se alimente y de la gama de productos que se desean obtener. La figura 1 muestra un diagrama de flujo general del procesado de crudo en una refinería. Este arreglo puede variar de refinería a refinería y muy pocas, si es que alguna, emplean todos los procesos. Los principales procesos del refinado del petróleo que constituyen fuentes directas de emisiones se indican con línea más ancha. Se considera que las partes que representan contribuciones importantes de contaminantes son: destilación al vacío, craqueo catalítico, procesos térmicos de craqueo; y otras como calderas, calentadores, compresores y recuperación de azufre para mencionar algunas.

D. Transportación de productos refinados y comercialización

La transportación y comercialización de productos petrolíferos involucran muchas y diferentes operaciones, cada una de las cuales representa un fuente potencial de emisiones por evaporación, fugas y derrames. Así como el petróleo crudo es transportado de los campos de producción a la refinería por diversos modos (barcos tanque, barcazas, carros de ferrocarril, carro tanques y ductos), los productos derivados del petróleo son enviados a los centros de comercialización y petroquímicos por medios semejantes. De estos centros los combustibles son distribuidos por medio de carrotanques a las estaciones de servicio, plantas de almacenamiento, industrias y comercios y a las residencias. El destino final de la gasolina es, usualmente, el tanque del vehículo de combustión interna. Todas estas actividades representan emisiones que deben ser controladas. A lo anterior habrán de adicionarse las asociadas con la operación del motor de combustión interna.

Los comentarios generales previos dan una idea de la complejidad de las actividades, de la problemática y las emisiones del ciclo de los hidrocarburos.

III. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE CONTAMINANTES POR EL USO DE HIDROCARBUROS

Para el cálculo de las emisiones asociadas a los consumos energéticos históricos se emplea la matriz entre fuentes y contaminantes que se muestra en la tabla 1. Como se puede observar de la tabla los contaminantes que consideraremos en el trabajo son CO₂, CO, NO_x, HC y partículas. Hemos incluido la contribución proveniente de los SO_x debido al contenido de azufre en los combustibles mexicanos y en atención a las normas ecológicas mencionadas y a sus posibles efectos indirectos sobre algunos de los gases de invernadero. Por otra parte, los factores de emisión corresponden a los reportados en la literatura general, excepto por los marcados con los superíndices d a f (ver los pies de tabla). Estos factores fueron estimados tomando en cuenta la composición de los respectivos combustibles.

Tabla 1. Factores de emisión

<i>Fuente</i>	<i>CO₂</i> tonC/TJ	<i>CO</i> ton/TJ	<i>NO_x</i> ton/TJ	<i>SO_x</i> ton/TJ	<i>HC</i> ton/TJ	<i>Partículas</i> ton/TJ
<i>Petróleo</i>	20.00 ^a					
Gasolina	19.42 ^b	10.6b	0.41 ^b	0.067d	0.0697 ^c	0.0405d
Diésel	20.13 ^b	0.0625b	1.25 ^b	0.672 ^c	0.147 ^c	0.440e
Combustóleo	21.30 ^b	0.0143 ^b	0.205 ^b	1.41 ^d	0.0936e	0.682 ^e
<i>Gas natural</i>	15.30 ^a					
Gas natural (calentadores)	15.30 ^b	0.02 ^b	0.25b	0.00876 ^f	0.00774 ^c	0.0259 ^f
<i>Carbón</i>	25.80 ^a					
Carbón mineral	25.69 ^b	0.01 ^b	0.74b	0.542 ^f	0.00534 ^g	0.167f
<i>Biomasa</i>	21.20 ^a					

^a *Greenhouse Gas Emissions: The energy Dimension*, OECD/IEA, 1991, p. 64.

^b *Greenhouse Gas Emissions: The Energy Dimension, Tables E-1.A, E-2 and E-3*, OECD/IEA, 1991, pp. 179-181.

^c *Environmental Biology*, Altman Philip (de.), Bethesda: Federation of American Societies for Experimental Biology, 1966, p. 271.

^d Cálculo propio, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, 1991.

^e Magar, R., *La Contaminación en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México*, Dynamis, Quintanilla, J. y A. Rojas (eds.), Programa Universitario de Energía, UNAM, México, enero-febrero, 1991, p. 5.

^f CFE, comunicación personal.

^g *Environmental Effects of Electricity Generation*, OECD, Paris, 1985, pp. 69-71.

Las emisiones que se reportan en las siguientes figuras corresponden, únicamente, a aquellas provenientes del consumo energético y no contienen las originadas en la producción de cemento y deforestación originada por la quema de leña, explotación maderera y desmonte para uso agropecuario. De acuerdo a la metodología del International Panel for Climate Change (IPCC) las emisiones de biomasa (en el caso de México, las originadas por la quema de leña y bagazo de caña) no se incluyen. Sin embargo, con objeto de dar una idea de las emisiones originadas por estas dos fuentes de energía las hemos incluido en las figuras correspondientes a las emisiones históricas, pero no están incluidas en los totales.

A. Emisiones de CO₂

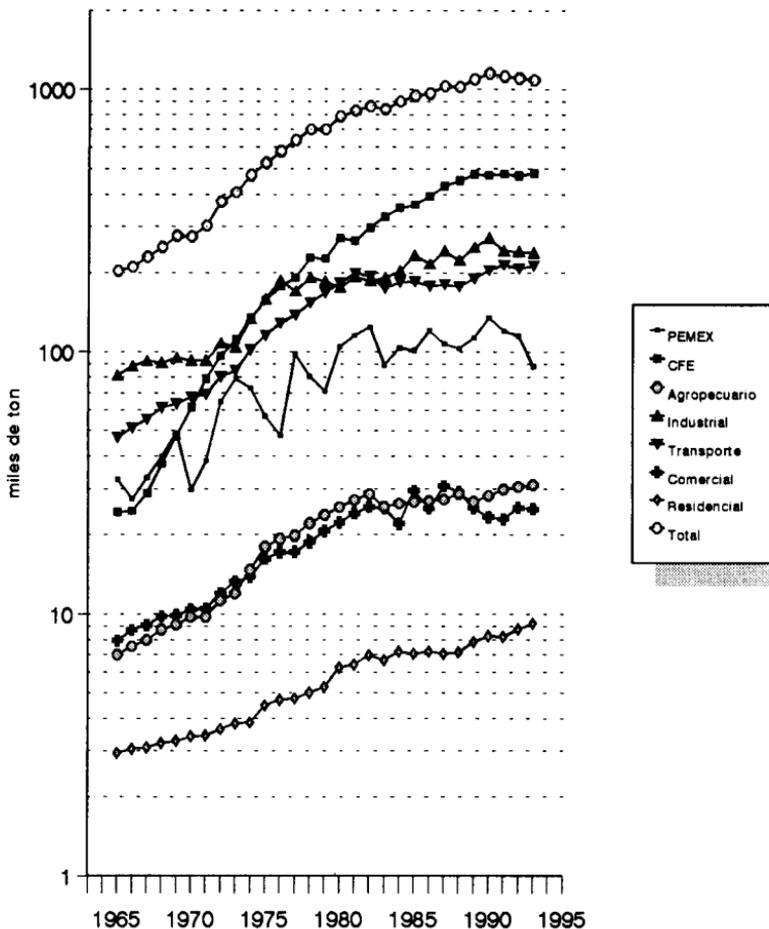
La figura 2 muestra la estimación, basada en los Balances Nacionales de Energía de SEMIP (SEMIP, 1965-1993), de la evolución histórica de las emisiones de CO₂ para cada uno de los sectores considerados. Se observan tres periodos de comportamientos diferentes entre 1965 y 1993 (primer periodo de 1965 a 1982, segundo periodo de 1982 a 1989 y tercer periodo de 1989 a 1993).

El transporte es el contribuyente más importante a las emisiones totales de este contaminante. Durante el primer periodo (1965-1982) muestra un crecimiento sistemático con una tasa anual de 8.43 por ciento, una caída al inicio del segundo periodo (1982-1989) y un crecimiento sistemático durante el resto de este periodo con una tasa anual de 1.15 por ciento. Para el tercer periodo la tasa de crecimiento sistemático es de 4.4 por ciento. Desde el punto de vista de los combustibles consumidos los más importantes contribuyentes son las gasolinas, el diésel y las kerosinas.

El siguiente sector en orden de importancia por sus emisiones de CO₂ es el industrial aunque es sobrepasado por el sector eléctrico durante el tercer periodo. Muestra un comportamiento similar al transporte a lo largo del periodo de gráficado con tasas anuales de 6.9, 4.4 y 1.5 por ciento para el primero, segundo y tercero periodos, respectivamente. Los principales combustibles fósiles consumidos en el sector son el gas y el combustóleo. La mayor aportación a las emisiones pareciera provenir del combustóleo, debido a los factores de emisión (el factor de emisión para el combustóleo es 41.2 por ciento más alto que para el gas natural, tabla 1).

Siguiendo al sector industrial se encuentra el sector eléctrico para el cual los combustibles fósiles más importantes son el combustóleo, el gas natural y el carbón. Muestra durante el primer periodo un crecimiento sistemático con una tasa anual de 12.8 por ciento, 6.9 y 1.6 por ciento durante el segundo y tercero periodos, respectivamente.

Después de las contribuciones provenientes de los sectores de transporte, industrial y eléctrico se tiene la correspondiente a PEMEX. Este sector muestra un comportamiento oscilante en el cual se observa claramente el efecto del *boom* petrolero, seguido de un decrecimiento más o menos sistemático y una caída durante los últimos cuatro años. Durante el primer periodo la tasa de crecimiento de las emisiones fue de 9.3 por ciento y tasas negativas de 3.5 y 7.6 por ciento en los dos siguientes periodos. Es importante mencionar que los datos reportados en la figura para este sector



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 2. México: emisiones históricas de CO₂. Contribución por sector.

no se incluyen las emisiones debidas al gas asociado, no asociado y condensados que se envían a la atmósfera. A manera de ejemplo, según el Balance Nacional de Energía de 1993 de SEMIP (SEMIP, 1965-1993), se enviaron a la atmósfera 25.8 billones de kilocalorías de condensados, 0.283 billones de kilocalorías de gas no asociado y 15.6 billones de kilocalorías de gas asociado, las que en conjunto corresponden a 3.2 millones de toneladas de carbono (11.6 millones de toneladas de CO₂).

Para el resto de los sectores, esto es, el residencial, el comercial, el agropecuario y el público y de servicios, la contribución conjunta es mucho menor (doscientas veces menor en 1965 y cincuenta veces menor en 1993) que la del transporte en los años extremos del intervalo de gráfíicado.

B. Emisiones históricas de CO

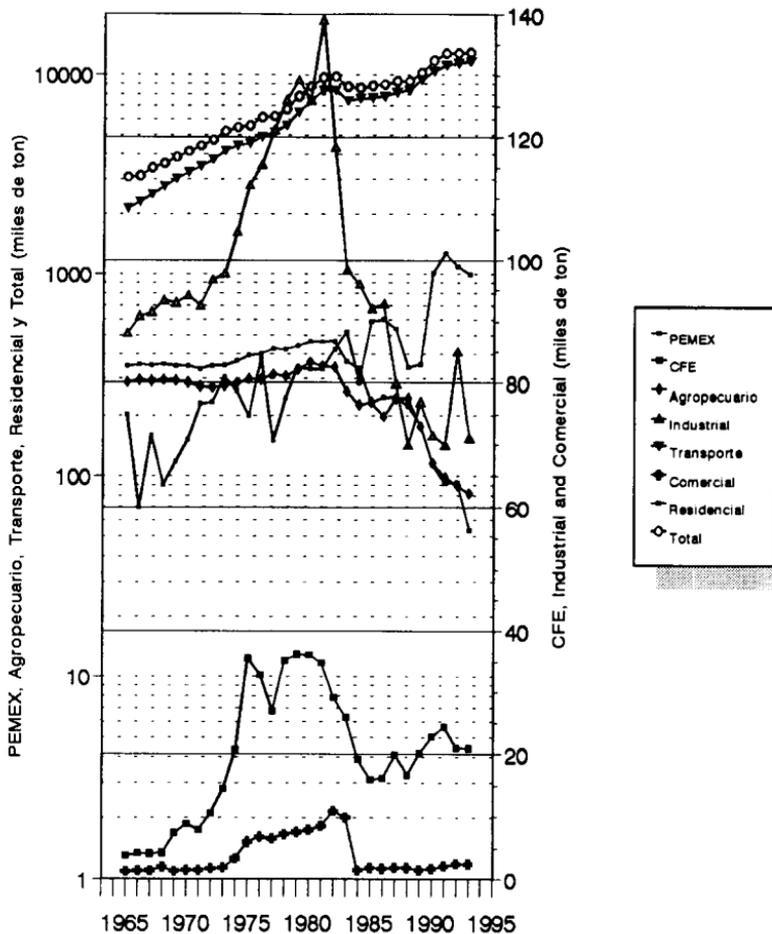
En este caso la figura 3 muestra los resultados para las emisiones históricas de los sectores bajo consideración. De nuevo, el transporte es el más importante contribuyente a las emisiones de CO, esta vez seguido por PEMEX y los sectores agropecuario y residencial. Muy por debajo los sectores eléctrico, industrial y comercial. Se observa una pérdida de importancia en su contribución a las emisiones por parte de los sectores industrial, agropecuario y comercial.

C. Emisiones históricas de NO_x

La figura 4 muestra las emisiones históricas de los sectores bajo consideración. Una vez más, el sector transporte es el principal contribuyente con cerca de dos veces la contribución del sector industrial. Al industrial le siguen PEMEX y la CFE y bastante por debajo los sectores agropecuario, residencial y comercial.

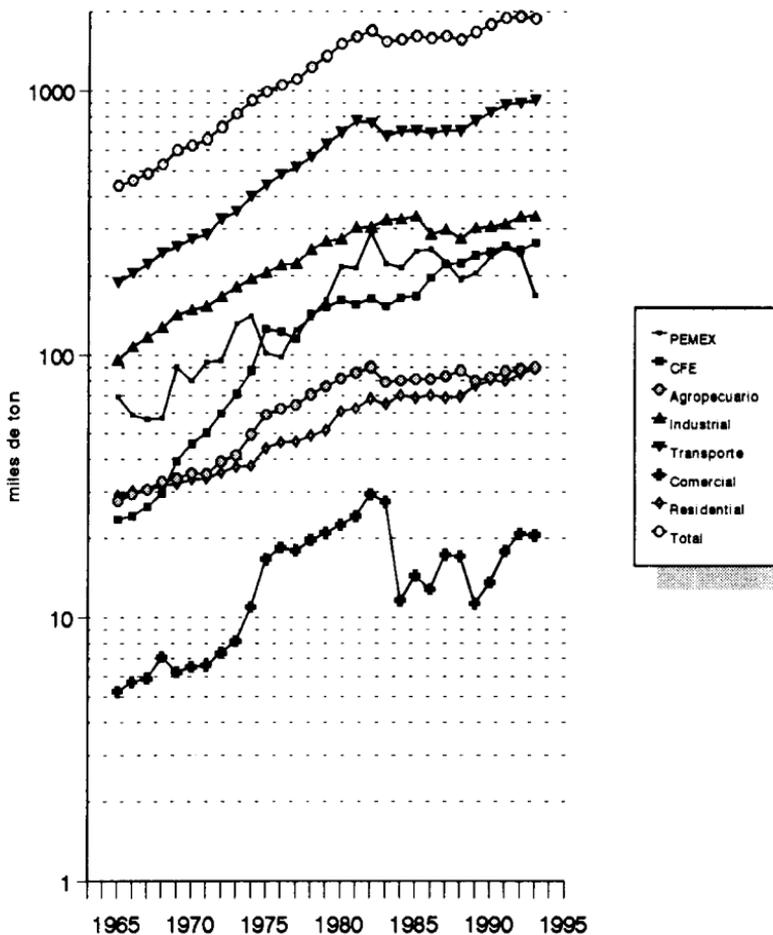
D. Emisiones históricas de HC

En este caso, la figura 5 muestra los resultados para las emisiones de los sectores. Se observa que el principal contribuyente a las emisiones es el sector transporte, seguido por la CFE y el industrial. En el caso de PEMEX se observa un comportamiento oscilatorio, sin embargo con una tendencia creciente. Los sectores agropecuario, comercial y residencial se



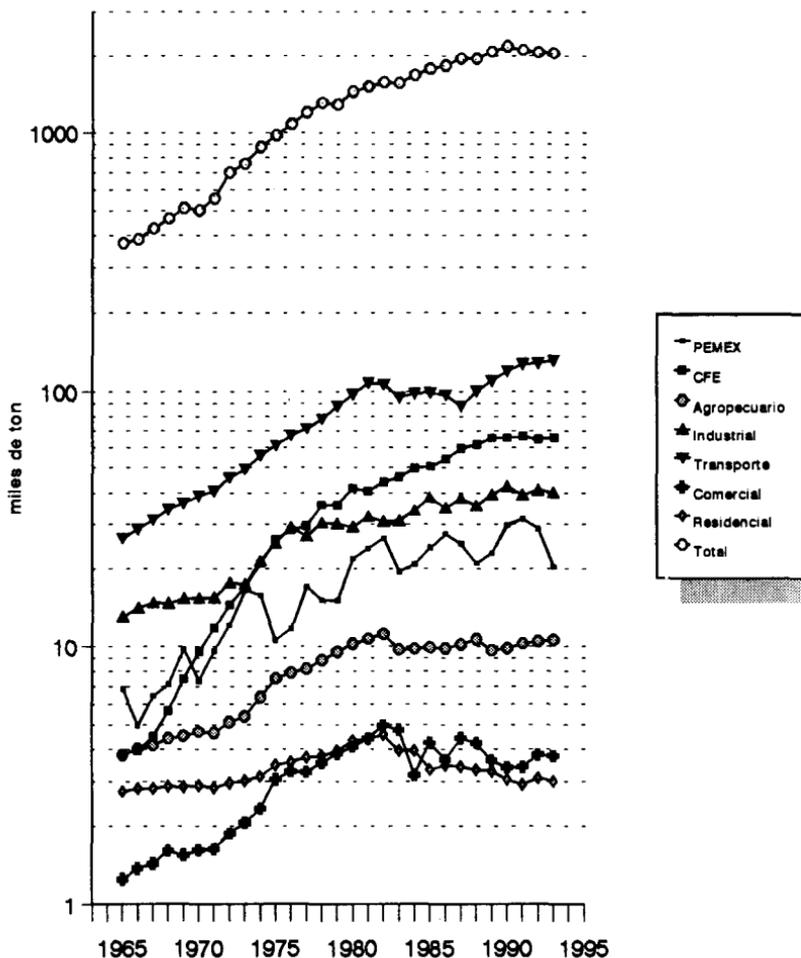
Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 3. México: emisiones históricas de CO. Contribución por sector.



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 4. México: emisiones históricas de NO_x. Contribución por sector.



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 5. México: emisiones históricas de HC. Contribución por sector.

ubicar por debajo de este último con una contribución relativamente pequeña.

E. *Emisiones históricas de SO_x*

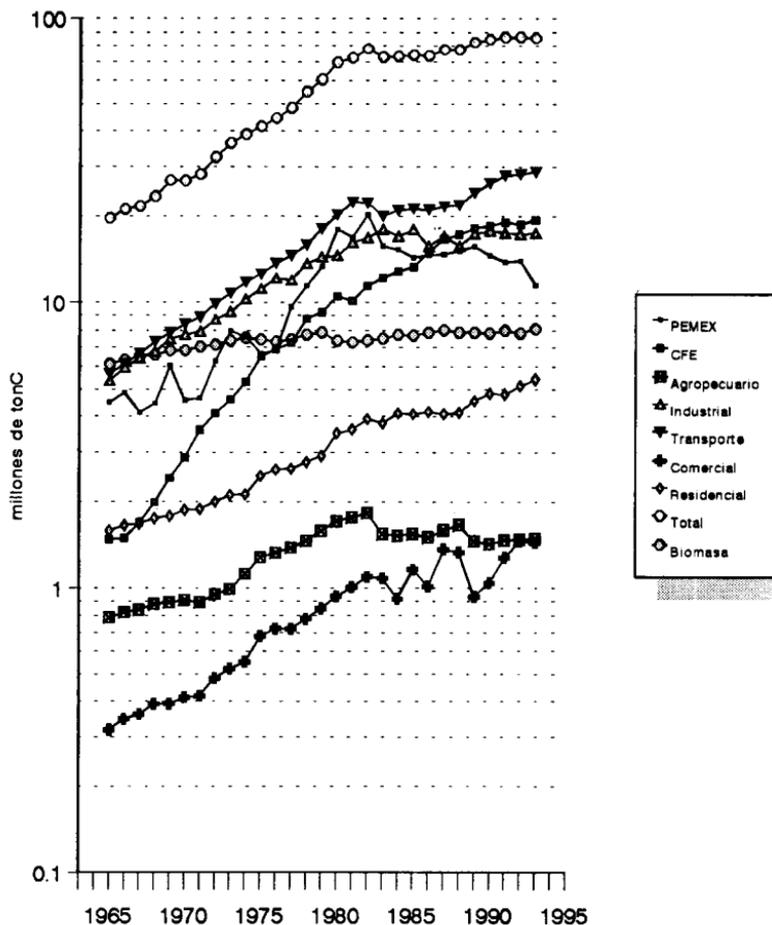
La figura 6 muestra los resultados para este contaminante a lo largo del periodo 1965-1993. Se observa que los sectores eléctrico e industrial son los principales emisores seguidos por el transporte. PEMEX muestra un comportamiento oscilatorio, sin embargo con una tendencia creciente, excepto por un cambio de tendencia en los años más recientes. Los sectores agropecuario y comercial muestran un comportamiento parejo, el agropecuario siempre por debajo, excepto en los últimos años en que parece haber una mayor aportación de este sector. El sector residencial presenta una contribución relativamente pequeña.

F. *Emisiones de partículas*

La figura 7 muestra los resultados para las emisiones históricas de los sectores considerados. La situación se modifica ya que el principal contribuyente es el sector eléctrico seguido del industrial y el transporte. De nuevo, PEMEX muestra un comportamiento oscilatorio con una tendencia creciente, excepto por un cambio de tendencia en los últimos años. Los sectores agropecuario y comercial muestran un comportamiento má o menos parejo, alternando niveles de contribución (entre 1965 y 1973 el agropecuario por debajo del comercial, por encima entre 1974 y 1984, casi iguales entre 1985 y 1990 y en el intervalo 1991 a 1993 se ubique de manera ostensible por encima). El sector residencial muestra un comportamiento sistemáticamente creciente y relativamente menor en comparación (tres veces menor que la contribución del agropecuario). Por otra parte, se observa una estabilización en las emisiones (los últimos cinco años) de CFE y algo semejante ocurre con las de la industria y el transporte, excepto que ésto se presenta en los tres últimos años.

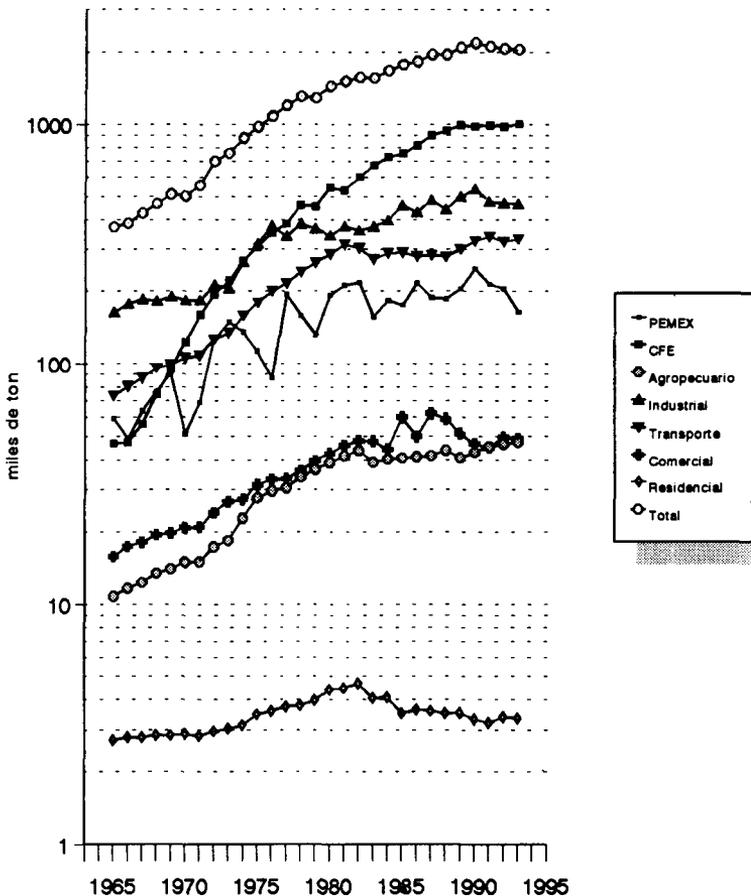
IV. LA LEGISLACIÓN AMBIENTAL

En el aspecto ambiental se tiene la Ley General de Equilibrio Ecológico, seis leyes de carácter reglamentario, normas ecológicas y acuerdos para



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 6. México: emisiones históricas de SO_x. Contribución por sector.



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 7. México: emisiones históricas de partículas. Contribución por sector.

el control de la contaminación de aguas, de la contaminación atmosférica. Asimismo, se tienen normas técnicas ecológicas para el control de recursos naturales y de residuos peligrosos, de la calidad del agua, de observancia específica en sistemas ecológicos. Adicionalmente, se tienen acuerdos con normas oficiales mexicanas y un listado de sustancias y actividades altamente riesgosas.

En el aspecto reglamentario se tienen los siguientes:

- a) Reglamento en materia de impacto ambiental.
- b) Reglamento para el control de la contaminación de la atmósfera.
- c) Reglamento para la prevención y control de la contaminación de aguas.
- d) Reglamento para la protección del ambiente por la emisión de ruido.
- e) Reglamento en materia de residuos peligrosos.
- f) Reglamento para el transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos.

Claramente, muchas de las actividades del sector petrolero son impactadas por estos reglamentos.

En cuanto a las normas ecológicas se han emitido 79 a la fecha. El análisis efectuado conduce a concluir que 12 de ellas tienen un impacto directo sobre las actividades de PEMEX. Aún cuando muchas de las normas restantes se aplican a actividades industriales, de transporte y otras, se debe tener en cuenta que estas normas afectan de manera indirecta a PEMEX, a través de los productos y calidad de los mismos que la industria petrolera aporta. *a la atmósfera*

Clasificadas por áreas, las normas que se consideró afectaban las actividades de PEMEX son las siguientes:

<i>Descargas de aguas residuales</i>	NOM-001-ECOL-1993	NOM-005-ECOL-1994	
	NOM-003-ECOL-1993	NON-071-ECOL-1994	
	NOM-004-ECOL-1993	NOM-072-ECOL-1994	
<i>Emisiones a la atmósfera</i>	NOM-034-ECOL-1993	NOM-039-ECOL-1993	NOM-086-ECOL-1994
	NOM-035-ECOL-1993	NOM-043-ECOL-1993	NTE-CCAT-005/88
	NOM-036-ECOL-1993	NOM-046-ECOL-1993	NTE-CCAT-007/88
	NOM-037-ECOL-1993	NOM-051-ECOL-1993	NTE-CCAT-008/88
	NOM-038-ECOL-1993	NOM-085-ECOL-1994	NOM-CCAT-019-ECOL/1993
<i>Residuos peligrosos</i>	NOM-052-ECOL-1993	NOM-058-ECOL-1993	
	NOM-053-ECOL-1993	NTE-CRP-088/88	
	NOM-054-ECOL-1993	NTE-CRP-009/89	

	NOM-055-ECOL-1993	NTE-CRP-010/88
	NOM-056-ECOL-1993	NTE-CRP-011/89
	NOM-057-ECOL-1993	
<i>Ruido</i>	NOM-081-ECOL-1994	
<i>De observancia específica</i>	CE-OESE-002/88	CCAT-FF-001-A
	CE-OESE-003/89	CCAT-FF-002
	CCAT-FF-001	
<i>Acuerdos</i>	NOM-PA-CCAT-019/93	NOM-PA-CCAT-023/93
	NOM-PA-CCAT-022/93	

A este listado se habrán de adicionar las actividades altamente riesgosas que tengan relevancia para PEMEX (listados etiquetados según las siglas LAR-1/90 y LAR-2/92).

No es el propósito del presente trabajo efectuar una comparación con las correspondientes normas internacionales, sin embargo, la experiencia ha mostrado, y esto es de esperarse en el futuro, que la tendencia sea hacia emular las normas internacionales e incluso hacerlas cada vez más severas.

En el contexto de este trabajo, las normas más directamente relacionadas son las clasificadas bajo el rubro de emisiones a la atmósfera y dentro de éstas las relevantes son: NOM-085-ECOL-1994 —la más importante para nuestro estudio— y la NOM-086-ECOL-1994, así como las políticas de sustitución de combustóleo por gas natural que ha enunciado el gobierno federal.

La NOM-085-ECOL-1994 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 indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones.

Resulta conveniente hacer notar que uno de los objetivos centrales de esta norma es el establecer controles para la reducción de las emisiones de bióxido de azufre, con mucho el más costoso de eliminar, pero que tiene impacto en la reducción de algunos otros contaminantes (CO₂, SO_x, HC y partículas); aunque sin embargo tiene efectos adversos en otros contaminantes (CO y NO_x) al sustituirse combustóleo por gas natural.

El análisis de los elementos más importantes contenidos en la norma emergente sobre emisiones de abril de 1993, la que con ligeras modifica-

ciones se convirtió en la ahora norma oficial NOM-085-ECOL-1994, permite registrar los siguientes aspectos centrales en cuanto a emisiones:

a) Establece límites a las emisiones de SO₂, NO_x, CO, partículas y opacidad. Debido a que el combustible mexicano es alto en contenido de azufre y a que el control de las emisiones de SO₂ es el que implica mayores costos, la atención se centra sobre este contaminante.

b) Establece límites distintos para cuatro categorías de usuarios actuales y dos de futuros usuarios, y para tres tipos de regiones. Los usuarios se clasifican por su tamaño en función de la capacidad de las calderas (en megajoules por hora) y las regiones en Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM), Zonas Críticas y resto del país.

c) Los límites a las emisiones se definen en partes por millón.

d) Establece tres tipos de zonas: críticas, ZMVM y resto del país. Para los propósitos del presente trabajo las hemos aglutinado en Zonas críticas y ZMVM (respetando las definiciones de la norma) y al resto del país en Zonas con sensibilidad sociopolítica y Zonas de restricción potencial.

1. Zonas Críticas. En las éstas la norma en su forma más estricta entrará en vigor el primero de enero de 1998. Se destacan ocho zonas críticas en el país, incluyendo la franja fronteriza con los Estados Unidos de Norteamérica. Es conveniente destacar que la ZMVM presenta estándares ecológicos más severos como se puede constatar en las tablas 2 y 5 de la citada norma. La figura 8 muestra la ubicación de estas zonas, las cuales están constituidas por:

Zona Metropolitana del Valle de México: 16 delegaciones del Distrito Federal y 17 municipios del Estado de México (Atizapán, Coacalco, Cuatitlán, Cuatitlán Izcalli, Chalco, Chimalhuacán, Ecatepec, Huixquilucan, Ixtapaluca, La Paz, Naucalpan, Nezahualcóyotl, San Vicente, Nicolás Romero, Tecámac, Tlalnepantla y Tultitlán).

Zona Metropolitana de la Ciudad de Monterrey: constituida por los municipios de Monterrey, Apodaca, General Escobedo, Guadalupe, San Nicolás de los Garza, San Pedro Garza García, Santa Catarina y Juárez.

Zona Metropolitana de la Ciudad de Guadalajara: constituida por los municipios de Guadalajara, Ixtlahuacán del Río, Tlaquepaque, Tonalá, Zapotlanejo y Zapopan.

En el estado de Veracruz: municipios de Coatzacoalcos, Minatitlán, Ixhuatlán, Cosoleacaque y Nanchital.

En el estado de Guanajuato: municipios de Celaya, Irapuato, Salamanca y Villagrán.



Source: Energy Demand Projections and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE, UNAM.

Figura 8. Zonas con restricciones ecológicas.

En los estados de Hidalgo y México: municipios de Tula, Tepeji, Tlahualilpan, Atitalaquia, Atotonilco de Tula, Tlaxoapan y Apasco.

En el estado de Tamaulipas: municipios de Tampico, Altamira y Ciudad Madero.

En el estado de Baja California: municipio de Tijuana.

En el estado de Chihuahua: municipio de Ciudad Juárez.

2. Zonas con sensibilidad socio política. Ejemplo de estas zonas lo constituyen Manzanillo en el estado de Sinaloa y La Paz en Baja California, en las que la población se ha adelantado a los reglamentos oficiales imponiendo restricciones al uso de combustóleo de alto azufre (por problemas de opacidad y partículas). Es probable que este fenómeno se multiplique en otros sitios en el futuro próximo.

3. Zonas de restricción potencial. Lugares particularmente susceptibles de convertirse en zonas críticas o en zonas de sensibilidad sociopolítica.

Conviene destacar que en varias de las zonas críticas PEMEX tiene instalaciones de importancia para sus actividades y por ello sujetas a la norma. La aplicación de la norma NOM-085-ECOL-1994 y sus efectos en las emisiones de SO_x y gases de invernadero provenientes de los sectores eléctrico e industrial (incluyendo PEMEX) requiere en ambos casos del conocimiento desagregado de la estructura de combustibles y de la tecnología que emplean. En el caso del primero de estos sectores se requiere la estructura de generación por combustible, la localización de las plantas, su vida media, su régimen de operación, planes de expansión o proyecciones de la demanda, análisis de opciones en el uso de combustibles para cada planta generadora, análisis de escenarios extremos (por ejemplo, de máxima utilización de combustóleo de alto azufre, de uso máximo de gas natural y carbón, y de uso máximo de combustóleos de bajo azufre y carbón, etcétera) entre otros. Para el segundo de los sectores, esto es, el industrial, se requeriría un análisis de las tecnologías empleadas, de los planes de ahorro y uso eficiente de la energía y de cambios en la estructura de la producción, entre otros.

La segunda de estas normas, esto es la NOM-086-ECOL-1994, también orientada hacia la contaminación atmosférica, se aboca hacia las especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en fuente fijas y móviles, en otras palabras, hacia la calidad de los combustibles. Esta norma entró en vigor el tres de diciembre de 1994.

Por otra parte, existen pronunciamientos del gobierno federal, pasado y actual, que impactan directamente a los procesos de sustitución de combustibles, específicamente, combustóleo por gas natural. En condiciones normales, uno esperaría que el proceso de sustitución se fuese dando en forma natural, sin embargo, dada la disponibilidad de combustóleo (debido a la mezcla de crudos que se procesan en México y que arrojan rendimientos del orden de 25 por ciento en volumen de combustóleo por barril procesado, 30.4 por ciento de gasolinas, 17 por ciento de diésel, 16 por ciento de gas licuado, 4.4 por ciento de turbosinas y el restante 7.2 por ciento parafinas, querosenos, asfaltos y otros (datos estimados por los autores) no es de esperarse que este proceso de sustitución sea de forma natural. Además, buena parte de las instalaciones actuales de generación eléctrica y en la industria dependen fuertemente del combustóleo, por lo que habría que analizar la conveniencia técnica y económica de su conversión a gas natural en función de factores como vida media, vida remanente, capacidad, localización, estructura de la red de distribución de gas natural y otros.

Además, la presente administración ha establecido una política de sustitución de combustóleo por gas natural. El objetivo consiste en llegar a sustituir el 70 por ciento del combustóleo que se consume en la industria y en la generación de energía eléctrica. Asimismo, en el pasado reciente se han hecho pronunciamientos en el sentido de la sustitución de combustibles empleados en el transporte por gas natural y gas licuado. Sin embargo, la implantación de tales medidas ha sido muy reducida.

Ahora bien, el reto ambiental al que debe enfrentarse PEMEX no reside sólo en la estructura y el monto actual del consumo de petrolíferos, sino en la demanda que se espera en el futuro de mantenerse las tendencias pasadas.

V. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA

Con base en un modelo de demanda de energía primaria y final (MODEMA) en el corto y mediano plazos desarrollado por el primero de los autores en el Programa Universitario de Energía de la UNAM se establecen proyecciones de demanda de energía a nivel nacional, sectorial y subsectorial, así como la mezcla de combustibles en cada uno de los sectores y subsectores. El modelo es de simulación y permite proyectar la demanda de energía a lo largo del periodo seleccionado y para diferentes escenarios de crecimiento económico y poblacional.

La figura 9 muestra la estructura del modelo (Quintanilla, *et. al.*, 1994, 1995), el cual desagrega la economía nacional en dos grandes divisiones: la división de sectores productivos (PEMEX, CFE, agropecuario, comercial, público y de servicios, transporte e industrial) y la de sectores consumidores (residencial). El modelo tiene la posibilidad de incorporar los efectos de diversas políticas (sustitución de combustibles, conservación, cambio tecnológico, etcétera). Al momento se han incorporado las de conservación de energía y eficiencia.

El modelo considera ocho grandes sectores, mencionados en el párrafo anterior; 16 subsectores industriales (petroquímica de PEMEX, siderurgia, química, azúcar, cemento, celulosa y papel, vidrio, fertilizantes, cerveza y malta, aguas envasadas, construcción, automotriz, hule, aluminio, tabaco y otras); cinco subsectores de transporte (autotransporte, aéreo, ferroviario, marítimo y eléctrico) y dos subsectores residenciales (urbano y rural). En cuanto a los combustibles, primarios y secundarios, considera 18 (carbón, petróleo, condensados, gas no asociado, gas asociado, bagazo de caña, leña, coque, gas licuado, gasolinas y naftas, kerosinas, diésel, combustóleo, gas, electricidad, nucleenergía, geoenergía e hidroenergía) e incluye siete energéticos que son empleados como materia prima en las diferentes industrias (coque, gasolina, kerosinas, combustóleo, gas, bagazo de caña y productos no energéticos).

En cuanto a los escenarios de crecimiento económico se consideraron cuatro escenarios: alto, medio, bajo y uno de crecimiento diferido. El escenario alto corresponde a una tasa anual promedio de crecimiento económico de cinco por ciento, el medio o de referencia a una tasa anual de 3.5 por ciento y el bajo a una tasa anual de dos por ciento, todos ellos a lo largo del periodo 1992-2010. Adicionalmente, se consideró un escenario de crecimiento diferido con una tasa promedio anual de dos por ciento entre el año 1992 y el 2000 para, posteriormente, considerar una tasa del 3.5 por ciento en el periodo 2000-2010.

Por lo que respecta a los escenarios de población sólo se consideró uno basado en el censo de 1990 (INEGI, 1990) y por tanto se corrigieron las proyecciones de población basadas en el censo de 1980 de INEGI. Se tomó la proyección media de INEGI, la cual corresponde a una tasa de crecimiento promedio anual de 1.5 por ciento a lo largo del periodo 1992-2010. Finalmente, el modelo tiene la posibilidad de incorporar eficiencia energética a través de los coeficientes de intensidad energética (energía empleada por peso producido). Aunado a los escenarios econó-

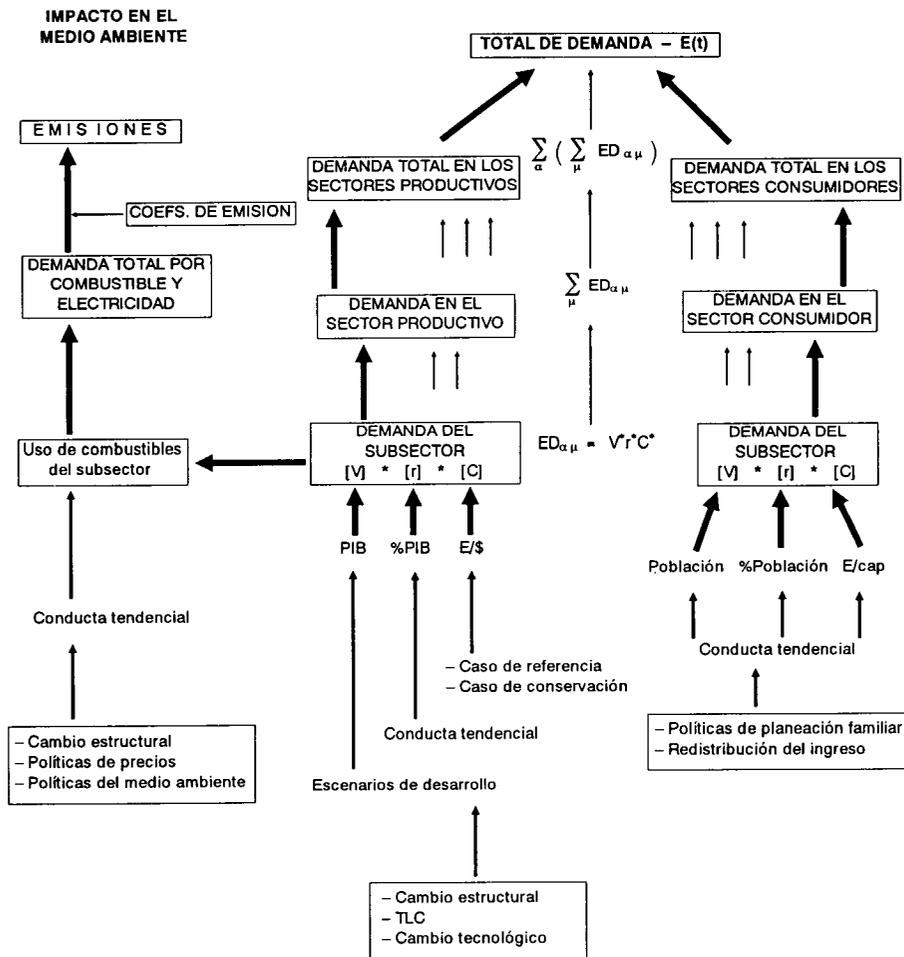


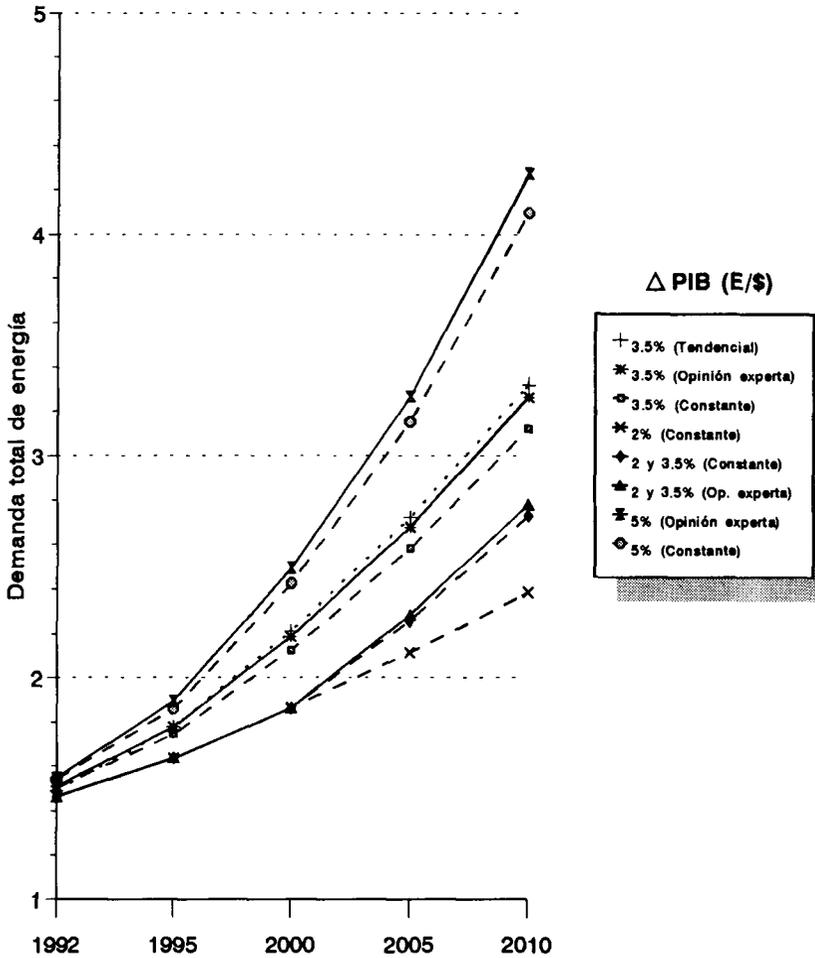
Figura 9. México: modelo de demanda energética.

micos y poblacional, se consideraron tres opciones para las intensidades energéticas: constante, tendencial y “opinión experta”.

Las figuras 10 y 11 muestran las proyecciones de demanda de energía total (en exacalorías) y de crudo (millones de barriles diarios) para México a lo largo del periodo de proyección para cada uno de los escenarios de crecimiento económico y bajo las diferentes opciones para las intensidades energéticas. Dependiendo del escenario de crecimiento que se considere, la demanda de crudo (figura 11) crece a tasas que originan que, en caso de no incrementarse la plataforma de producción (2.673 millones de barriles diarios), el país se convierta en importador de crudo, una vez más, en el año 2001 para el escenario de crecimiento alto, en 2005 para el escenario de referencia y en 2010 para el escenario de crecimiento diferido. Para el escenario de bajo crecimiento, a todas luces no deseable, la situación de importación se presentaría después del año 2017.

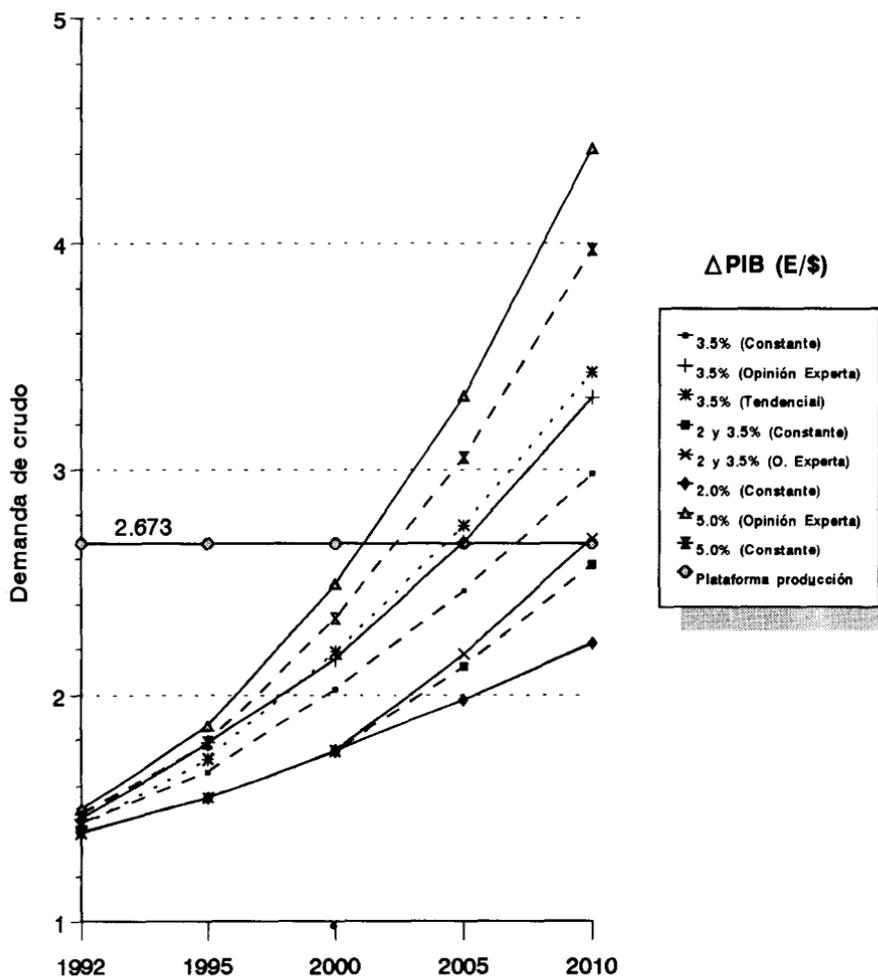
En el ámbito eléctrico la demanda de energía eléctrica (figura 12) y con ello la de combustibles fósiles, implicaría que, por ejemplo, para los escenarios económicos mencionados y bajo la opción de opinión experta, la capacidad de generación se incrementase, con respecto a la capacidad instalada en 1992, en 37000 MW para el escenario alto, en 26000 MW para el escenario de referencia, en 18650 MW para el escenario de crecimiento diferido y en 15855 MW para el escenario bajo. Estudios realizados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 1993) indican que entre 1994 y 2003 se requerirán 14639 MW adicionales con una tasa de crecimiento del producto interno bruto de aproximadamente 2.5 por ciento. Si a las proyecciones de capacidad del modelo restamos la capacidad adicionada durante 1993 se tiene que habrá de adicionarse una capacidad de 13700 MW contra 14639 MW del estudio de CFE (recuérdese que la tasa de crecimiento anual del PIB en el estudio de CFE es de 2.5 por ciento en tanto que en el presente estudio es de dos por ciento) para el escenario más bajo y de 36800 MW para el escenario más alto.

Por lo que respecta a la demanda de productos derivados del petróleo, las figuras 13 a 16 muestran las proyecciones de la demanda combustóleo, gas natural, gasolinas y diésel a lo largo del periodo 1992-2010. Estas proyecciones incluyen la demanda para uso energético y materia prima para los combustibles seleccionados. Es conveniente señalar que se cuenta con las proyecciones para todos y cada uno de los combustibles mencionados en la descripción del modelo.



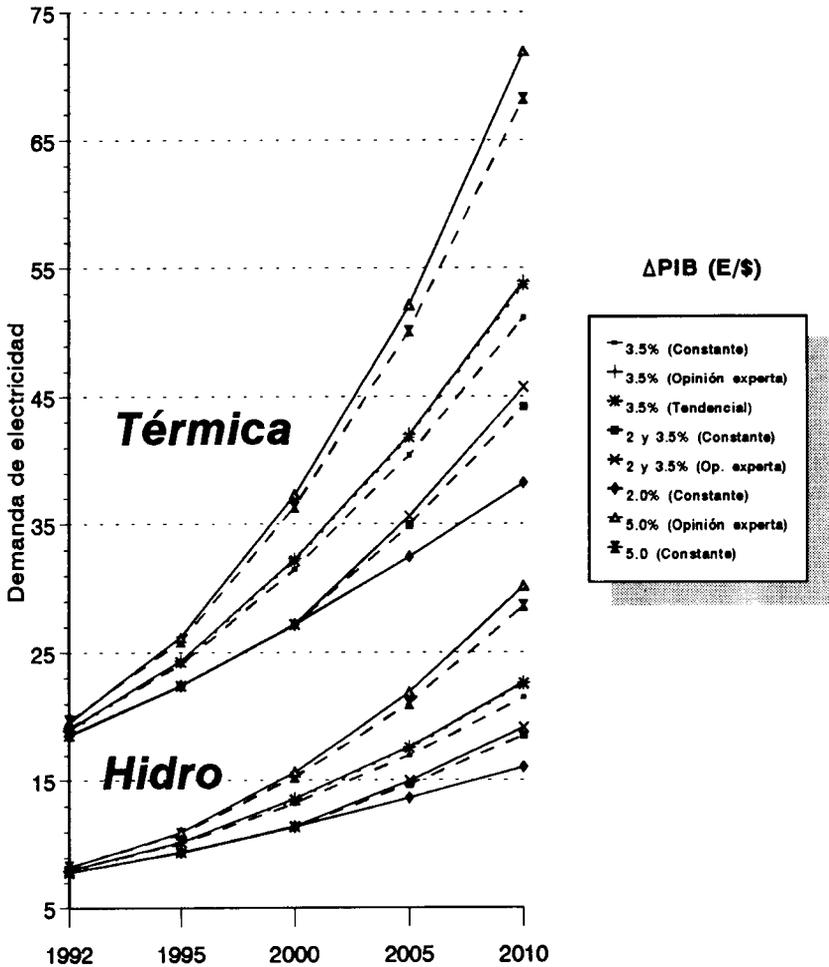
Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 10. México: demanda total de energía, 1992-2010. Exacalorías.



Fuente: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 11. México: demanda total de crudo, 1992-2010. Millones de barriles diarios.



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

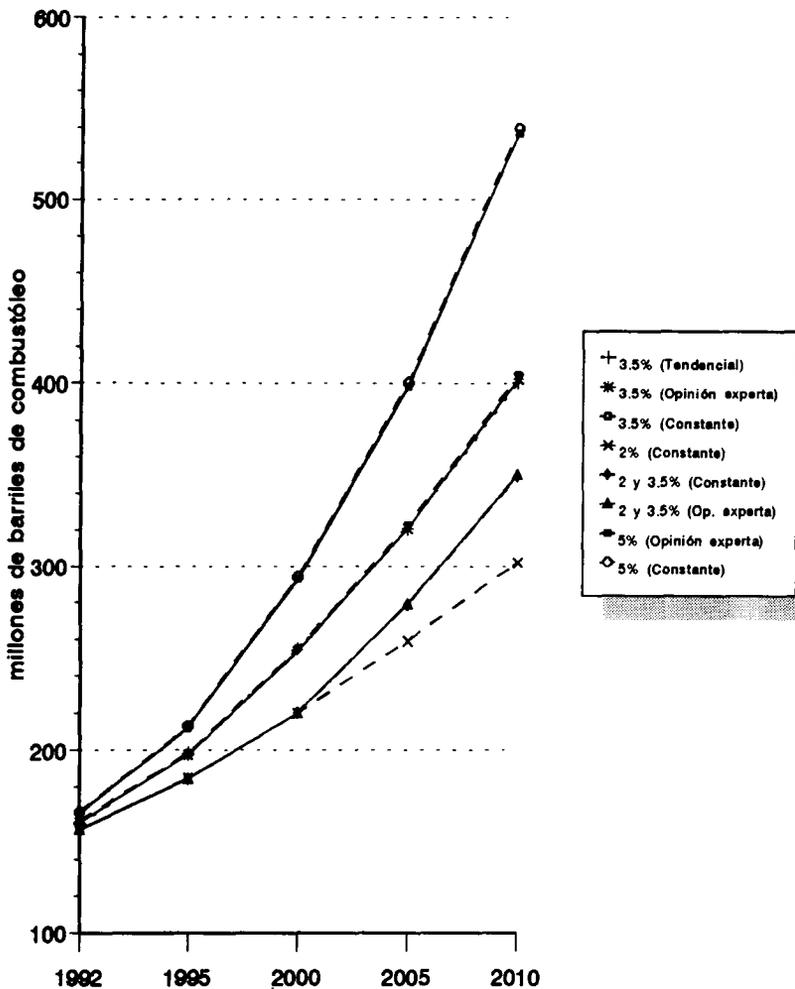
Figura 12. México: demanda total de electricidad, 1992-2010. Miles de MW.

En el caso del combustóleo, la figura 13 muestra la demanda anual de este combustible en millones de barriles de combustóleo. Se observa que en todos los casos la opción de opinión experta arroja un valor ligeramente menor que el de coeficientes constantes y tendencial hasta el año 2000 invirtiéndose ligeramente el comportamiento del de opinión experta con respecto al tendencial en el último periodo, independientemente que el modelo está suponiendo que hay un incremento en la intensidad energética del sector eléctrico debido a un mayor uso de la electricidad en el sector residencial y al cambio en la estructura de la población (73 % urbano y 27 % rural en 1992 contra 83.5 % urbano y 16.5 % rural en 2010). La tabla 2 muestra las tasas de crecimiento de combustóleo a lo largo del periodo.

Para el gas natural, la figura 14 muestra las proyecciones correspondientes en miles de millones de pies cúbicos. Es conveniente indicar que los valores mostrados en la figura 14 corresponden a los usos energéticos y como materia prima del gas natural y que no incorporan el gas que es enviado a la atmósfera. De nuevo se observa un comportamiento semejante al del combustóleo, sin embargo la diferencia entre las opciones de opinión experta y tendencial con la de coeficientes constantes es mucho más notable para el escenario diferido. Las correspondientes tasas de crecimiento se muestran en la tabla 2.

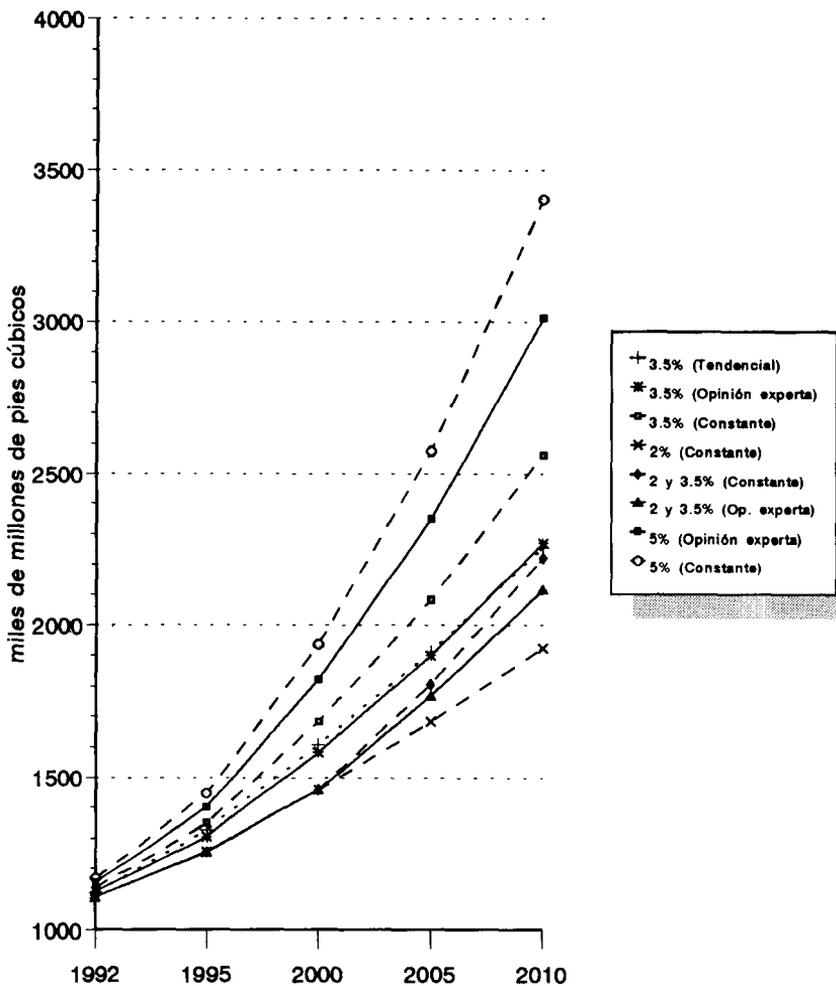
La figura 15 muestra los resultados correspondientes a la gasolina, observándose que en todos los escenarios la opción de opinión experta arroja valores menores en comparación con la opción tendencial, indicando una mayor eficiencia en el empleo de este combustible. Cabe indicar que este combustible se ve afectado por el cambio en la estructura poblacional, sin embargo el efecto no es tan directo como en el caso de la generación eléctrica y de ahí la mayor diferencia entre las opciones de opinión experta y tendencial. Las correspondientes tasas de crecimiento se muestran en la tabla 2.

En el caso del diésel, la figura 16 muestra los correspondientes resultados para las proyecciones, observándose un comportamiento similar al de las gasolinas para las diferentes opciones en las intensidades energéticas. El cambio poblacional y la mayor demanda de energía eléctrica afectan a este combustible. En el caso de la energía eléctrica en un menor grado debido a que la generación con diésel muy baja, en cambio la mayor afectación provendría del subsector autotransporte y en menor cuantía del subsector ferroviario. Las correspondientes tasas de crecimiento se muestran en la tabla 2.



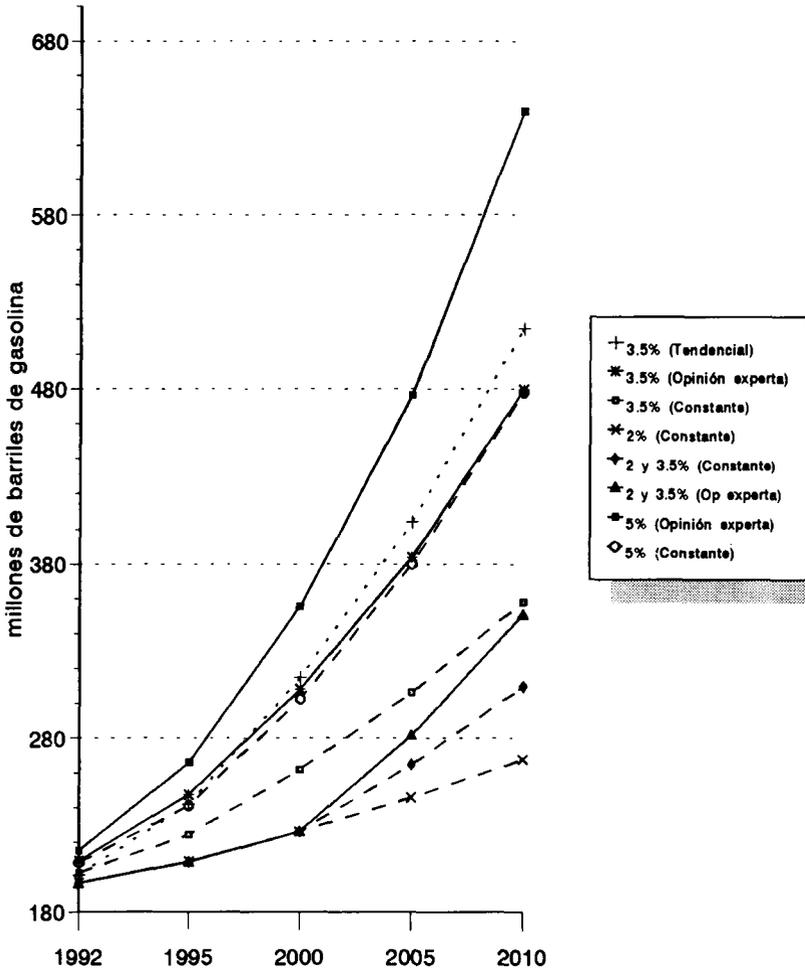
Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 13. México: demanda total de combustóleo, 1992-2010.



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

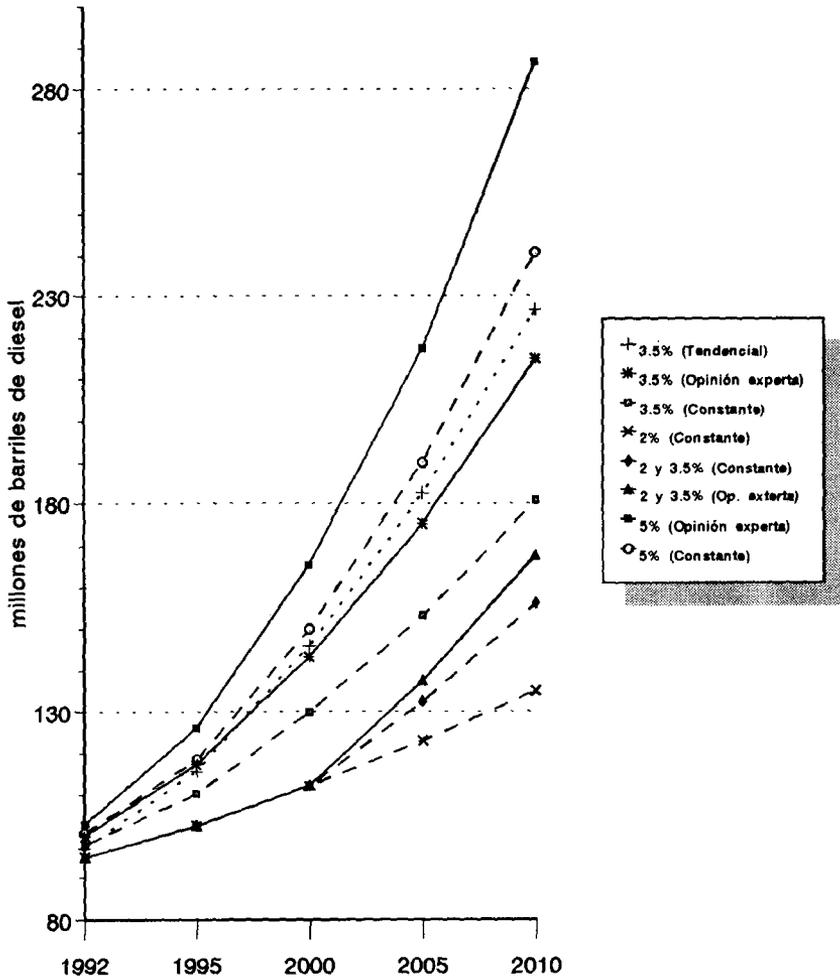
Figura 14. México: demanda total de gas natural, 1992-2010.



Source: Projections of Energy Demand and Related Emissions, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 15. México: demanda total de gasolina, 1992-2010.

LOS GRANDES RETOS DE PEMEX EN MATERIA AMBIENTAL 245



Source: Projections of Energy Demand and Related Emission, Quintanilla, J. and M. Bauer, PUE-UNAM.

Figura 16. México: demanda total de diésel, 1992-2010.

Tabla 2. Tasas de crecimiento de algunos combustibles fósiles

<i>Combustóleo</i>								
	Escenario bajo		Escenario de referencia		Escenario alto		Escenario retrasado	
	IE1	IE1	IE2	IE3	IE1	IE3	IE1	IE3
1992-1995	5.52	7.08	7.35	7.10	8.63	8.65	5.52	5.52
1995-2000	3.61	5.13	5.12	5.13	6.66	6.65	3.61	3.61
2000-2005	3.32	4.84	4.75	4.83	6.36	6.35	4.84	4.88
2005-2010	3.11	4.62	4.53	4.63	6.14	6.14	4.62	4.63
1995-2010	3.35	4.87	4.80	4.86	6.39	6.38	4.36	4.37
<i>Diésel</i>								
	Escenario bajo		Escenario de referencia		Escenario alto		Escenario retrasado	
	IE1	IE1	IE2	IE3	I31	IE3	IE1	IE3
1992-1995	5.52	7.08	7.35	7.10	8.63	8.65	5.52	5.52
1995-2000	3.61	5.13	5.12	5.13	6.66	6.65	3.61	3.61
2000-2005	3.32	4.84	4.75	4.83	6.36	6.35	4.84	4.88
2005-2010	3.11	4.62	4.53	4.63	6.14	6.14	4.62	4.63
1995-2010	3.35	4.87	4.80	4.86	6.39	6.38	4.36	4.37

<i>Gasolinas</i>								
Escenario bajo		Escenario de referencia			Escenario alto			Escenario retrasado
	IE1	IE1	IE2	IE3	IE1	IE3	IE1	IE3
1992-1995	5.52	7.08	7.35	7.10	8.63	8.65	5.52	5.52
1995-2000	3.61	5.13	5.12	5.13	6.66	6.65	3.61	3.61
2000-2005	3.32	4.84	4.75	4.83	6.36	6.35	4.84	4.88
2005-2010	3.11	4.62	4.53	4.63	6.14	6.14	4.62	4.63
1995-2010	3.35	4.87	4.80	4.86	6.39	6.38	4.36	4.37

<i>Gas natural</i>								
Escenario bajo		Escenario de referencia			Escenario alto			Escenario retrasado
	IE1	IE1	IE2	IE3	IE1	IE3	IE1	IE3
1992-1995	5.52	7.08	7.35	7.10	8.63	8.65	5.52	5.52
1995-2000	3.61	5.13	5.12	5.13	6.66	6.65	3.61	3.61
2000-2005	3.32	4.84	4.75	4.83	6.35	6.35	4.84	4.88
2005-2010	3.11	4.62	4.53	4.63	6.14	6.14	4.62	4.63
1995-2010	3.35	4.87	4.80	4.86	6.38	6.38	4.36	4.37

IE₁: Intensidades energéticas constantes.

IE₂: Intensidades energéticas tendenciales.

IE₃: Intensidades energéticas de opinión experta.

VI. MEJORAMIENTO Y SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES: EL RETO DE PEMEX

En el caso específico de los sectores eléctrico, petrolero e industrial, a los cuales se aplican las normas NOM-085-ECOL-1994 y NOM-086-ECOL-1994, las posibles reducciones de las emisiones consideradas en el trabajo provienen de la posible sustitución de combustóleo por gas natural y de la reducción en el contenido de azufre del combustóleo y diésel.

En el caso del transporte, a la desulfuración del diésel se añade la eliminación del plomo en la gasolina, la mezcla de aditivos oxigenantes y la reformulación en épocas y mercados específicos. A esto va dirigido el llamado "*paquete ecológico de PEMEX*". Según datos presentados durante el XII Curso sobre Planificación Energética, organizado por el Programa Universitario de Energía de la UNAM en septiembre de 1994 (PUE, 1994), el paquete ecológico de referencia ha representado inversiones por un monto de 3760 millones de nuevos pesos (en el periodo 1991-1994). Asimismo, se estima que represente inversiones por 10236 millones de nuevos pesos adicionales en el periodo 1995-2001. Todas estas inversiones están orientadas al mejoramiento de la calidad de los combustibles que produce y por ende hacia el cumplimiento de la norma por un lado. Por otro, la política de sustitución del combustóleo por gas natural, obliga a buscar mercado externo al combustóleo desplazado; y este mercado es cada vez más reducido para combustibles con alto contenido de azufre.

Para ilustrar el efecto de la norma NOM-085-ECOL-1994 y de las políticas de sustitución de combustibles (combustóleo por gas natural) sobre las emisiones hemos analizado la estructura de generación y la capacidad instalada del sector eléctrico a la luz de lo establecido en la norma para las diferentes zonas. La figura 8 muestra las zonas con restricciones ecológicas, así como la clasificación de las mismas de acuerdo a la norma mencionada. Adicionalmente, la figura 17 muestra las plantas de generación eléctrica ubicadas en zonas críticas, con sensibilidad socio-política y con restricciones potenciales.

La capacidad instalada en zonas críticas a fines de 1993 contaba con 45 unidades generadoras y 6003 MW efectivos, o sea el 21 por ciento de la capacidad total del sistema. En términos de capacidad y vida remanente se encontró que había dos unidades de 160 MW con 25 años o más de vida remanente, que las unidades de 300 a 350 MW más recientes se

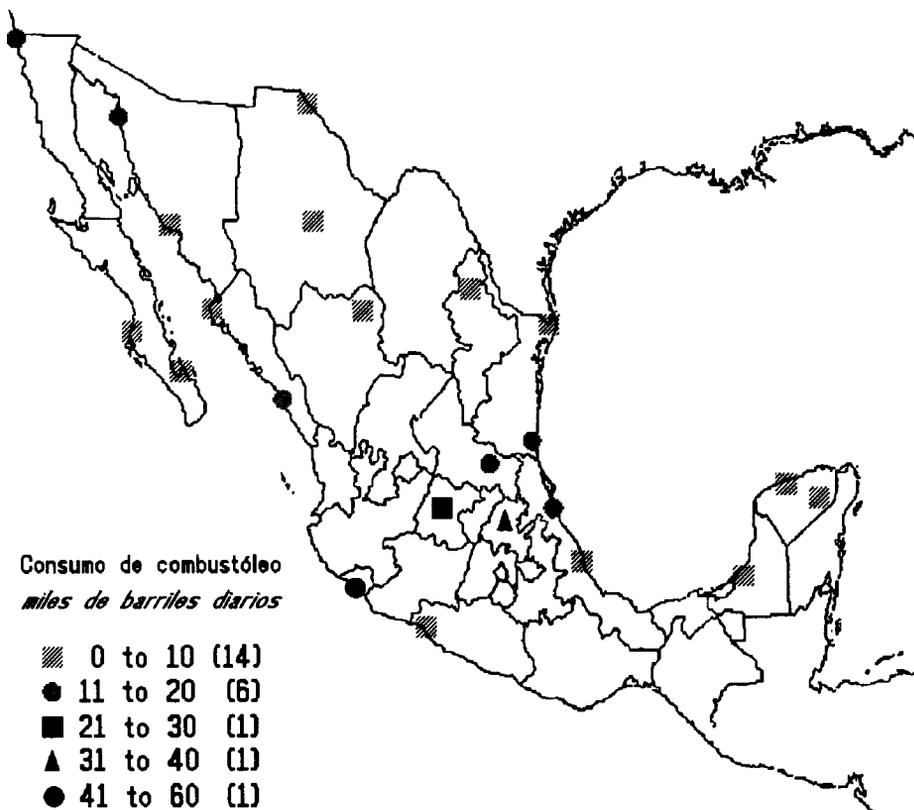


Figura 17. Clasificación de las plantas de potencia en zonas con restricciones ecológicas.

encontraban a la mitad de su vida económica. Por ello, las acciones que se tomen habrán de tomar en cuenta estos y muchos otros aspectos.

El sector eléctrico tenía una capacidad instalada de 12574 MW en las zonas con restricciones ecológicas, de los cuales 6003 MW se ubicaban en zonas críticas. El consumo de combustóleo fue de 275 mil barriles y 419 millones de pies cúbicos de gas diariamente. En caso de aplicarse la política de inmediato se tendría una reducción de la participación del combustóleo de 192 mil barriles diarios y un incremento en la demanda de gas natural de 1305 millones de pies cúbicos diarios. Las emisiones se verían modificadas según las cifras que se muestran en la parte media de la tabla 3.

Resultan obvios los efectos, desde el punto de vista ambiental, de esta política con fuertes reducciones en óxidos de azufre, partículas, hidrocarburos no quemados y CO₂ (3.1 por ciento del total nacional debido al sistema energético). Por otra parte, se observan incrementos en el CO y los NO_x; en el caso de los NO_x los efectos pueden ser reducidos mediante el empleo de reductores de NO_x y nuevos diseños de quemadores. Si bien, estos resultados son preliminares y presuponen la aplicación de golpe de la sustitución, si dan una indicación de los efectos que tendría tal sustitución. En caso de sólo aplicarse a la generación eléctrica en las zonas críticas, las reducciones (incrementos en su caso) serían del 47.8 por ciento de las cifras reportadas en la parte media de la tabla 3.

En la figura 8, se observa que prácticamente todas las instalaciones de producción y transformación de PEMEX se encuentran localizadas en zonas críticas y por ello sujetas de la observancia de la norma. Por otra parte, las principales zonas industriales del país también se ubican en las zonas críticas. En el caso de PEMEX y el sector industrial no fue posible disponer de información desagregada similar a la de CFE, por lo que se procedió a estimar el efecto sobre las emisiones contaminantes suponiendo la aplicación inmediata de la política de sustitución de combustibles al nivel de consumo de 1993.

La política de referencia se orienta al sector eléctrico e industrial (incluyendo PEMEX en su totalidad y no sólo la petroquímica de PEMEX) y plantea la sustitución del 70 por ciento del combustóleo que se consume en los sectores mencionados por gas natural durante la presente administración.

En la parte inferior de la tabla 3 se muestran los resultados de la aplicación de esta política al consumo de combustóleo de la capacidad total instalada en el sector eléctrico en 1993 y la totalidad del sector industrial

LOS GRANDES RETOS DE PEMEX EN MATERIA AMBIENTAL 251

del país. El consumo total de combustóleo fue de 382 mil barriles diarios y el de gas natural de 1776 millones de pies cúbicos diarios. De aplicarse la sustitución del 70 por ciento del combustóleo por gas natural, la reducción en el consumo de combustóleo sería de 269 mil barriles diarios y el correspondiente incremento en gas natural sería de 1823 millones de pies cúbicos diarios.

Tabla 3. Sustitución de combustibles: Combustóleo vs. Gas natural Sector eléctrico (1993)

	<i>Combustóleo</i>	<i>Gas natural</i>	
Consumo	275.1 x 10 ³ bl/d	418.93 x 10 ⁶ ft ³ /d	
<i>Política</i>			
<i>70 por ciento de combustóleo por gas natural (totalidad del sector eléctrico)</i>			
	<i>Capacidad total:</i>	<i>12574 MW</i>	
	<i>Capacidad en áreas críticas:</i>	<i>6000 MW</i>	
	<i>Reducción de combustóleo</i>	<i>Incremento de gas natural</i>	
	192.3 x 10 ³ bl/d	1304.5 x 10 ⁶ ft ³ /d	
<i>Emisiones</i>			
	<i>Combustóleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>+ incremento - reducción</i>
CO	6.71 x 10 ³ ton	9.54 x 10 ³ ton	+2.84 x 10 ³ ton
CO ₂	10.00 x 10 ⁶ tonC	7.29 x 10 ⁶ tonC	-2.71 x 10 ⁶ tonC
SO _x	661.99 x 10 ³ ton	4.17 x 10 ³ ton	-657.82 x 10 ³ ton
NO _x	96.24 x 10 ³ ton	119.26 x 10 ³ ton	+23.02 x 10 ³ ton
HC	43.94 x 10 ³ ton	3.69 x 10 ³ ton	-40.25 x 10 ³ ton
Partículas	320.19 x 10 ³ ton	12.35 x 10 ³ ton	-307.84 x 10 ³ ton

<i>Sector eléctrico e industrial</i>			
	<i>Combustóleo</i>	<i>Gas natural</i>	
Consumo	381.6 x 10 ³ bl/d	1775.7 x 10 ⁶ ft ³ /d	
	<i>Reducción de combustóleo</i>	<i>Incremento de gas natural</i>	
	268.7 x 10 ³ bl/d	1822.5 x 10 ⁶ ft ³ /d	
<i>Emisiones</i>			
	<i>Combustóleo</i>	<i>Gas natural</i>	<i>+ incremento - reducción</i>
CO	9.37 x 10 ³ ton	13.34 x 10 ³ ton	+3.97 x 10 ³ ton
CO ₂	13.97 x 10 ⁶ tonC	10.20 x 10 ⁶ tonC	-3.77 x 10 ⁶ tonC
SO _x	924.59 x 10 ³ ton	5.84 x 10 ³ ton	-918.75 x 10 ³ ton
NO _x	134.42 x 10 ³ ton	166.78 x 10 ³ ton	+32.26 x 10 ³ ton
HC	61.37 x 10 ³ ton	5.16 x 10 ³ ton	-56.21 x 10 ³ ton
Partículas	447.21 x 10 ³ ton	17.27 x 10 ³ ton	-429.94 x 10 ³ ton

Las emisiones evitadas debido a esta reducción en el consumo de combustóleo se muestran en la parte inferior de la tabla 3, así como las emisiones provenientes del gas natural que sustituye al combustóleo. Se observan efectos semejantes a los comentados en el párrafo previo al anterior. En caso de sólo aplicarse a la capacidad instalada del sector eléctrico en zonas críticas y a la totalidad del sector industrial, la reducción (incremento en su caso) sería del 43.7 por ciento de las emisiones reportadas en la segunda parte de la tabla 3.

En el año de 1993, PEMEX consumió 826.89 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (no incluye el enviado a la atmósfera y otros) como energético y 41 mil barriles diarios de combustóleo. De aplicarse la política del 70 por ciento del combustóleo por gas natural se tendría una reducción en el consumo de combustóleo de 28700 barriles diarios y un incremento en gas natural de 190 millones de pies cúbicos diarios.

La aplicación de la política bajo consideración implicaría que prácticamente toda la producción de gas natural se orientase a usos energéticos de

los sectores considerados (sin tomar en cuenta el gas enviado a la atmósfera y otras) y consecuentemente los requerimientos de gas natural como materia prima deberían ser satisfechos con importaciones o con mayor producción de gas no asociado y asociado, este último con la problemática de que se tendría una mayor disponibilidad de crudo que tendría que ser exportado en un mercado con precios deprimidos.

Estimaciones más detalladas muestran que para el año 2005, de existir plena disponibilidad de gas natural y bajo el escenario de referencia, el perfil de combustibles industriales se vería modificado y se requeriría disponer de 1800 millones de pies cúbicos diarios incrementales de gas natural, cantidad equivalente a un 80 por ciento del consumo actual. Además, implicaría un fuerte cambio en la estructura de la oferta interna de petrolíferos, específicamente una fuerte reducción en el combustóleo y un crecimiento notable en el gas natural.

VII. CONCLUSIONES

La demanda de combustibles evoluciona en función de consideraciones económicas, energéticas, legales, ambientales y tecnológicas. Algunas de las consideraciones más relevantes son:

- El ritmo de crecimiento de la actividad económica con énfasis en los sectores industrial y eléctrico (en ellos se concentra el 96 por ciento de la demanda de combustóleo y los precios de los energéticos alternos).
- Los programas de inversiones en los sectores petrolero y eléctrico, que determinan la capacidad de producción, eficiencia y disponibilidad de sus instalaciones y, con ello, condicionan la oferta de combustibles domésticos (tanto en cantidad como en calidad) y buena parte de su demanda (incluyendo el autoconsumo del sector petrolero). Asimismo, la política energética determina la flexibilidad y capacidad de los sectores petrolero y eléctrico para hacer frente a cambios en el entorno (por ejemplo, cambios en los precios relativos de los combustibles y en la disponibilidad de crudo, gas natural y carbón). En este aspecto, la participación de los particulares en la generación eléctrica, recientemente legislada, se espera que incida en la reducción de los rezagos en la inversión en el sector eléctrico,

sin embargo incidirá negativamente sobre la demanda de combustóleo, ya que alienta un mayor uso del gas natural.

- Las restricciones ecológicas al uso de los combustibles más contaminantes experimentadas en los años ochenta en el Valle de México, seguirán incrementándose cada vez más, en materia energética, en distintas zonas del país.
- La tecnología para tratar contaminantes seguirá evolucionando en sus diversas fases, esto es, antes de la combustión (por ejemplo, hidrodesulfuradoras de hidrocarburos), durante la combustión (por ejemplo, lecho fluidizado, gasificación de combustóleo y residuos pesados, quemadores de bajo NOX, etcétera) y después de la combustión (por ejemplo, lavadoras de gases, precipitadores electrostáticos, reductores selectivos de NOX, etcétera). Así por ejemplo, la instalación de lavadoras de gases permitiría aumentar el uso de combustóleo de alto azufre o, ante una norma más severa, disminuir su uso en menor proporción. Sin embargo, su instalación en zonas críticas y la rentabilidad de las inversiones es altamente sensible al tamaño de las unidades (por la economía de escala), de su vida remanente y de su régimen de operación, la cual es también función de la vida remanente. En este aspecto, las nuevas centrales y las nuevas calderas constituyen los prospectos más interesantes para la eventual instalación de equipos lavadores. Sin embargo, la inversión dependerá del suministro de largo plazo de combustóleo de alto azufre, de los rendimientos por barril de crudo en los diferentes petrolíferos, del mercado interno y externo del combustóleo y de condiciones atractivas de precios, por sólo mencionar algunos aspectos.
- Como resultado de lo anterior, continuará encareciéndose el uso de los combustibles con altos grados de contaminación, lo cual se traducirá en aumento de la demanda de combustibles menos contaminantes, preferentemente gas natural, pero también de combustóleo y carbón de bajo azufre. Todo ello se reflejará en cambios en la demanda de combustóleo pero, más importante aún, habrá cambios en la calidad del producto y desde luego en la sustitución de combustibles.

Los avances y acciones que en materia de contaminación ambiental ha tenido la industria petrolera mexicana, ya han sido comentados en una sección previa (M. Bauer y J. Quintanilla, Ambiente, Petróleo y Ciudad).

Sin embargo, el esfuerzo apenas comienza y la industria petrolera en particular, y la industria en general, así como las instituciones de investigación y desarrollo habrán de enfrentar retos formidables. Algunas áreas en las que habrá de hacerse un esfuerzo intenso son las siguientes:

a) Las tendencias tecnológicas futuras indican que se deberá continuar con la disminución de compuestos reactivos como las olefinas y aromáticos y tóxicos como el benceno o el plomo y sustituirlos por compuestos que promuevan mejor combustión y octano, conteniendo además menores cantidades de azufre con todos sus efectos benéficos. Luego la investigación se deberá enfocar hacia la búsqueda de catalizadores y procesos que permitan productos más limpios y de una mejor combustión, que optimicen su uso como energéticos y para los que, de manera prioritaria, se deberá considerar la calidad de los crudos nacionales, lo que debe llevarla a una posición vanguardista en la transformación de hidrocarburos pesados. Esto obliga a desarrollar catalizadores de desintegración catalítica en lecho fluidizado con alta selectividad de gasolinas de alto octano y eliminación de metales pesados. Las tendencias en catalizadores de reformación indican la necesidad de una mayor selectividad en la isomerización de parafinas.

b) En cuanto a la alquilación y la isomerización, procesos que permitan la obtención de corrientes de gasolina con calidad ecológica adecuada y con ello catalizadores superbásicos, heterogéneos, zeolíticos y de desintegración.

c) Para la reducción de azufre se prevé el desarrollo de catalizadores para hidrot ratamiento de gasolinas sin demérito del número de octano; catalizadores resistentes al envenamiento por azufre y con alta actividad hidrogenante; catalizadores para hidrot ratamiento de crudos pesados y en el caso de hidrodeseintegración de residuales catalizadores de tipo zeolítico.

d) En el área de aditivos la continua mejora de los ya existentes y el desarrollo de los llamados de tercera o cuarta generación, que incorporados al diésel y combustóleo mejoren la relación aire/combustible y promuevan una combustión más completa y limpia.

e) En cuanto a procesos la gama de actividades es inmensa, pero con carácter prioritario se deberá diagnosticar e identificar alternativas de mejoras del proceso de desintegración catalítica en lecho fluidizado; en el hidrot ratamiento es deseable ser más selectivo para reducir el azufre sin afectar el número de octano; en alquilación se deberá estudiar y optimizar la tecnología con ácido fluorhídrico con pretratamiento y selección de

carga y disposición adecuada de los desechos y estudiar compatibilidad de las unidades actuales con el uso de catalizadores sólidos.

f) El desarrollo de diversos productos para el tratamiento de las cargas en los procesos permitiría, en principio, conseguir condiciones de operación menos severas, menores emisiones, y mayores rendimientos, lo que redundaría en procesos más limpios y menores impactos al ambiente.

g) En el área de ingeniería se deberá apoyar el desarrollo de la ingeniería básica para el diseño de plantas con tecnología ambiental tanto para procesos como para la reducción y tratamiento de efluentes y emisiones contaminantes y continuar con la investigación básica y de desarrollo de programas de simulación y modelación que permitan evaluar de manera más fina y precisa los riesgos de las diversas actividades.

h) Los aspectos de normatividad deberán ser uno de los factores más importantes a considerar para los desarrollos tecnológicos de la industria petrolera nacional, éstos adicionalmente a la solución de los problemas inmediatos o locales deberán considerar propuestas a futuro en las que se contemplen las más severas restricciones ambientales.

Para poder cumplir con las normas, la investigación sobre transferencia de tecnología y desarrollo de las tecnologías ambientales deberá cobrar mayor importancia en el futuro y contener en sus evaluaciones estudios de costo efectividad, considerar la concertación de los sectores involucrados y considerar la vocación y uso de los ambientes para que las normas representen la guía de planeación de las actividades y productos que deseamos.

Es importante, para el desarrollo de la industria petrolera, en todas y cada una de sus áreas, contar con marcos de referencia ambientales que permitan lograr el amortiguamiento, la mitigación y en su caso la recuperación de los ambientes donde se desarrollan las actividades. En este sentido se debe continuar e incrementar el apoyo a investigaciones básicas sobre los ambientes terrestres y marinos en las que se consideren la cuantificación de contaminantes relacionados con la industria, el estudio de las comunidades biológicas y de las propiedades fisicoquímicas de los ambientes, además de caracterizaciones geohidrológicas y oceanográficas que, en su caso, permitan simular y crear índices ambientales que diagnostiquen los ambientes estudiados, lo que sin duda es la primera aproximación en la gestión ambiental para el desarrollo de las zonas petroleras, y en esta forma conocer la capacidad de carga de contaminantes

a los ambientes, definir su uso y la intensidad de los procedimientos de protección ambiental.

En las actividades de producción primaria, el estudio de las condiciones del sitio son de vital importancia ya que éste por definición esta predeterminado y las acciones de protección ambiental deberán buscar el procedimiento menos agresivo para la exploración y extracción, implementando al máximo las medidas de mitigación y la posterior recuperación del ambiente cuando ocurra el agotamiento y abandono. Las investigaciones sobre fluidos aditivos y lodos de perforación deberán orientarse a la búsqueda de productos que logren las características particulares de los mismos y certificar su inocuidad en el ambiente.

Es importante el desarrollo de inventarios de las zonas afectadas con el fin de priorizar y definir adecuadamente los programas de recuperación a corto y mediano plazos utilizando la información básica generada en los estudios ecológicos para que en una mayor aproximación se restaure el sitio a las condiciones originales. El desarrollo y transferencia de tecnología en este ámbito deberá buscar soluciones de punta prometedoras, ya sean físicas, químicas o biológicas con diagnósticos previos acertados y seguimientos cercanos de las acciones, evaluando paso a paso la recuperación.

En este sentido, la industria petrolera deberá buscar la integración de las regiones en un concepto de desarrollo paralelo y buscar el apoyo de centros de investigación locales y especializados, sin olvidar que este tipo de actividades dan fruto a largo plazo.

Los retos futuros de la industria petrolera son muchos, diversos y se relacionan fundamentalmente con la participación de diversos profesionales para lograr el desarrollo de tecnología ambiental y de procesos industriales cuyo diseño incluya el ahorro de energéticos, la disminución de residuos, incrementa el reciclado, los mejores dispositivos y tratamientos para el control de las emisiones a la atmósfera, cuerpos de agua y de manera prioritaria las características y fragilidad de los ecosistemas.

No cabe duda que lo antes mencionado es sólo un muestra de los retos que enfrenta y habrá de enfrentar PEMEX y sólo será posible llevarlo a cabo si se dedican mayores recursos, que los muy limitados con que se cuenta o se han dedicado a la fecha, para generar la infraestructura física, desarrollar recursos humanos especializados y realizar los proyectos de investigación y que continuen existiendo instituciones específicamente abocadas a una problemática que por necesidad es multidisciplinaria.

VIII. REFERENCIAS

- CFE 1993, *Desarrollo del mercado eléctrico 1989-2003*, Subdirección de Programación, Gerencia de Estudios Económicos, 1993.
- INEGI 1990, *Censo Nacional de Población 1990*, México.
- PUE 1992, Willars, J. M., “Las Externalidades en el Uso de los Hidrocarburos”, en *México: Los relevos energéticos-ambientales, desarrollo económico con energía limpia*, Programa Universitario de Energía, UNAM, Quintanilla, J. (De.), México, 1992, pp. 169-183.
- PUE 1994, VIEJO ZUBICARAY, M., “El Paquete Ecológico de PEMEX”, en *Internalización de costos ambientales e integración de mercados*, BAUER, M., J. QUINTANILLA Y A. SAIZ DE BUSTAMANTE (eds.), vols. 1 y 2, XII Curso sobre Planificación Energética, Quinto en Latinoamérica, Programa Universitario de Energía, México, UNAM, 1994.
- SEMIP 1965-1993, *Balances Nacionales de Energía 1965-1993*, SEMIP, México, D. F.
- QUINTANILLA, J. and M. BAUER, 1994, *Emissions of the Energy Chains in the Mexican Energy System*, Primer Taller de Estudio de País, México Ante el Cambio Climático, organizado por: INE, U. S. Country Studies Program y UNAM, Cuernavaca, Morelos, 1994, pp. 69-92.
- , *Projection of the Global, Regional and Dectorial Energy Demand and Emissions for Mexico*, 16th Congress of the World Energy Council, 4.3.13, Tokyo, Japan, 1995.