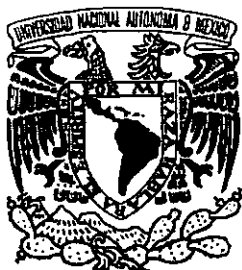


01178
4



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA
Y EMISIONES ASOCIADAS
EN LA REPÚBLICA MEXICANA PARA EL AÑO 2010**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

(ÁREA ENERGÉTICA)

P R E S E N T A

ABRAHAM MARTÍNEZ BAUTISTA

DIRECTOR DE TESIS: DR. JUAN QUINTANILLA MARTÍNEZ



292941

MÉXICO, D. F.

2001



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.

Reconocimiento

Al Programa Universitario de Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México, por las facilidades proporcionadas para la realización de este trabajo

Agradecimientos:

Al Dr. Juan Quintanilla Martínez y al Ing. Augusto Sánchez Cifuentes por el apoyo brindado para la elaboración y término de este trabajo.

Al Dr. Pablo Mulás del Pozo, por sus comentarios y observaciones realizadas a este trabajo

Dedicatorias.

A mi madre: Oliva Bautista E. quien con su trabajo y fortaleza ante la vida, me brinda apoyo y orientación en mi vida profesional y personal.

A mis hermanos: Oscar, David y Ana Laura, por sus valiosas palabras de entrega y superación que me han alentado a progresar.

A Jorgito: por su alegría que me motiva seguir adelante.

Índice

Introducción	1
Resumen	2

Capítulo 1

1.- Comportamiento Histórico del Sistema Energético Mexicano "Por Sectores, subsectores y energéticos empleados"	8
1.1 Energía: Producción, Consumo Interno, Exportaciones e Importaciones	8
1.2 Suministro Interno, Transformación, Uso Final y Materia Prima	11
1.3 Sector Petrolero	13
1.4 Sector Eléctrico	15
1.5 Sector Industrial y Subsectores	18
1.6 Sector Transporte y Subsectores	25
1.7 Sector Residencial, Comercial y Público	28
1.8 Sector Agropecuario (en esencia se trata del sector agrícola)	31

Capítulo 2

2.- Evolución Histórica de la emisión de CO₂ y CH₄ por el consumo energético	32
2.1 Emisiones de CO₂	32
2.1.1 Sector Transporte	33
2.1.2 Sector Industrial	34
2.1.3 Sector Eléctrico	35
2.1.4 Sector Petrolero	35
2.1.5 Sector Residencial, Comercial y Público	36
2.1.6 Sector Agropecuario	37
2.2 Emisiones de CH₄	38
2.2.1 Sector Transporte	39
2.2.2 Sector Industrial	39
2.2.3 Sector Eléctrico	40
2.2.4 Sector Petrolero	40
2.2.5 Sector Residencial, Comercial y Público	41
2.2.6 Sector Agropecuario	42

Capítulo 3

3.- Metodología empleada, escenarios económicos y poblacionales	43
3.1 Modelo de Demanda de Energía (MODEMA)	43
3.2 Escenarios Económicos y Poblacionales	45
3.3 Intensidades Energéticas de Sectores y Subsectores	46

Capítulo 4

4.- Resultados	56
4.1 Proyecciones de Demanda de Energía	57
4.2 Proyecciones de Demanda de Energía libre de restricciones en sectores y subsectores	58
4.3 Proyecciones de Demanda de Energía sujeta a restricciones en sectores y subsectores	72
4.4 Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones del consumo de energía libre de restricciones	85
4.5 Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones del consumo de energía sujeta a restricciones	86

Capítulo 5

5.- Conclusiones	88
Apéndice A	92
Apéndice B	93
Apéndice C	94
Apéndice D	95
Apéndice E	96
Bibliografía	97

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y EMISIONES ASOCIADAS EN LA REPÚBLICA MEXICANA PARA EL AÑO 2010.

Introducción

El Sistema Energético Mexicano depende en 86.48 por ciento de energéticos fósiles (petróleo crudo, derivados del petróleo, gas natural y carbón). El consumo de estos 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 otra parte, existe una amplia legislación ambiental cuya observancia requiere de cambios estructurales en la oferta y uso final de los energéticos, así como cuidados en la producción y distribución de los mismos, y en la disposición de los desechos generados. Asimismo, es necesario prever la demanda, monto y estructura, de productos petrolíferos que requerirá 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 en el futuro. Adicionalmente, las consideraciones, a nivel nacional e internacional, relacionadas con el posible Cambio Climático Global habrán de manifestarse en presiones, internas y externas, al país para definir una posición y con ello líneas de acción para contender con él.

El propósito central es el de analizar los impactos del desarrollo económico y social del país sobre la demanda de energía y con ello el comportamiento de las emisiones de CO₂ y CH₄, aportando de esta manera elementos de análisis para la toma de decisiones en el ámbito energético-ambiental a nivel nacional e internacional.

El presente trabajo está estructurado en cinco capítulos. En el primero se analiza el comportamiento histórico del Sistema Energético Mexicano, sector por sector, y dentro de cada uno de ellos los subsectores correspondientes y los combustibles que ellos consumen. En el capítulo dos, se analiza la evolución histórica (sectores y subsectores) de las emisiones asociadas de CO₂ y CH₄ resultado de la combustión de los energéticos fósiles. En el capítulo tres, se comentan las hipótesis que se analizarán mediante el modelo de demanda de energía (MODEMA), en especial se comenta sobre los escenarios económicos y poblacionales con base en los cuales se analizarán las proyecciones de demanda de energía primaria y final, así como las emisiones relacionadas a las proyecciones de demanda de energía, para el país, por sector económico y sus subsectores y por tipo de energético. En este mismo capítulo, se presenta la metodología empleada para efectuar las proyecciones de energía y sus correspondientes emisiones. El cuarto capítulo, se dedica a la presentación de resultados, su análisis y discusión. En éste se incorpora el análisis de los impactos energéticos y ambientales de cambios en las intensidades energéticas debidos a eficiencia energética y sustitución de combustibles. El quinto y último capítulo, se dedica a las conclusiones generales y recomendaciones específicas.

Resumen

A continuación se presentan los principales resultados para la evolución histórica y proyecciones de la demanda de energía primaria y final para México en el horizonte 1996-2010. Asimismo, se presentan los resultados para las emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a la evolución histórica y a las proyecciones de demanda de energía mencionadas.

De acuerdo con el planteamiento de la Secretaría de Energía se consideran dos escenarios económicos (optimista y moderado) y uno poblacional, así como el Balance Oferta-Demanda de Gas Natural 1998-2007 y la estimación de ventas totales de energía eléctrica (GWh) por grupos de usuarios para cada escenario económico (Tablas 1 a 5).

Las proyecciones de demanda de energía se realizaron con base en el modelo MODEMA. Las variables exógenas son el PIB, su estructura; la población y su estructura; las intensidades energéticas para los sectores y subsectores y el consumo *per capita*.

Incorpora ocho grandes sectores (PEMEX, CFE, Industrial, Transporte, Residencial, Comercial, Público y Agropecuario); 17 subsectores o ramas industriales (siderúrgica, petroquímica de PEMEX, química, azúcar, cemento, minería, celulosa y papel, vidrio, fertilizantes, cerveza y malta, aguas envasadas, automotriz, construcción, hule, aluminio, tabaco y otras ramas industriales); cinco subsectores del transporte (autotransporte, aéreo, ferroviario, marítimo y eléctrico) y dos subsectores del residencial (rural y urbano). En cuanto a emisiones permite el cálculo de siete contaminantes (CO₂, CO, SO_x, NO_x, HC, partículas y CH₄).

En el análisis, para cada uno de los escenarios económicos planteados se consideraron dos opciones para las intensidades energéticas, esto es, se consideraron las intensidades tendenciales y las de opinión de expertos. Esto último con el propósito de tener una idea de cual sería el efecto en la demanda y emisiones asociadas al realizar acciones de eficiencia y/o cambio estructural.

Bajo estas consideraciones se generaron cuatro escenarios, esto es, para cada escenario de crecimiento del PIB (escenario optimista y moderado) se asocian dos escenarios para las intensidades energéticas. Los escenarios para las intensidades energéticas (energía consumida por peso producido) se denominan bajo los rubros de "tendenciales" y "opinión experta". Los primeros son ajustes a los datos históricos y los segundos incorporan la opinión de expertos respecto a las intensidades tendenciales.

Adicionalmente, el Balance Oferta-Demanda de Gas Natural 1998-2007 y la estimación de las ventas totales de energía eléctrica (GWh) por grupos de usuarios para cada escenario económico, proporcionados por la Secretaría de Energía, imponen restricciones sobre la generación de energía eléctrica y la demanda de gas natural para los diferentes sectores en el horizonte de planeación. Esto implica un mayor número de escenarios, por lo cual, se consideró conveniente, adicionar un escenario de combustibles más, consistente en el uso intensivo de combustóleo por parte del sector eléctrico y, de esta manera, hacer patentes los beneficios esperados de la política de gas natural. Con base en lo anterior, se generaron los siguientes escenarios:

	Escenarios	
	Optimista 1998-2010 (Δ PIB promedio anual 5.6%)	Moderado 1998-2010 (Δ PIB promedio anual 3.5%)
Intensidades energéticas		
Tendenciales	EOIA1 (sin restricción)	EMIA1 (sin restricción)
	EOIA2C (opción combustóleo)	EMIA2C (opción combustóleo)
	EOIA2G (opción gas natural)	EMIA2G (opción gas natural)
Opinión experta	EOIB1 (sin restricción)	EMIB1 (sin restricción)
	EOIB2C (opción combustóleo)	EMIB2C (opción combustóleo)
	EOIB2G (opción gas natural)	EMIB2G (opción gas natural)

EOIA1: escenario optimista con intensidades energéticas tendenciales

EOIB1: escenario optimista con intensidades energéticas de opinión de expertos.

EMIA1: escenario moderado con intensidades energéticas tendenciales.

EMIB1: escenario moderado con intensidades energéticas de opinión de expertos.

Las proyecciones de la demanda de energía y emisiones asociadas, para cada escenario, se presentan bajo las situaciones siguientes:

a) *Sin restricciones*

Se dejó al modelo que corriera libremente, esto es, no se le impuso ninguna restricción. Esto significa que dadas las intensidades energéticas (tendenciales y de opinión experta), el Producto Interno Bruto y su estructura (para cada uno de los escenarios propuestos), la población y su estructura, etcétera; el modelo proyecta la demanda de energía sin tomar en cuenta ninguna restricción sobre: disponibilidad de los recursos energéticos primarios y/o secundarios; políticas energéticas y/o ambientales, etcétera; y se analizan sus implicaciones energéticas y ambientales.

b) *Con restricciones*

Se deja que el modelo corra sujeto a las restricciones siguientes:

En el sector de generación eléctrica se restringe el crecimiento de la hidroenergía, nucloenergía, carboenergía y geoenergía. También se aplica la política de sustitución de combustibles, consistente en la sustitución de combustóleo por gas natural en 4,750 MW existentes y ubicados en zonas críticas y especiales. En cuanto a los sectores transporte, residencial y comercial se aplican restricciones , afectando a la gasolina en el caso del sector transporte, al gas licuado en el caso del residencial y al combustóleo y gas licuado en el sector comercial.

Para cada uno de estos escenarios, la hipótesis poblacional fue la misma (Tabla 5), esto es, la población pasa de 96.3 millones de habitantes en 1998 a 108.3 y 112 millones de habitantes en los años 2007 y 2010, respectivamente.

Evolución histórica del consumo de energía y emisiones asociadas

En el capítulo uno se presenta, mediante un conjunto de figuras (Apéndice A), el comportamiento del consumo energético en México a lo largo del período 1965-1996. Los datos presentados en las figuras provienen del Balance Nacional de Energía 1996 y la discusión, cuando se considera posible, hace énfasis en alguna de las posibilidades de mitigación vía uso eficiente, sustitución de combustibles y cambio estructural.

El análisis muestra que el sistema energético mexicano en todos sus sectores y subsectores es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles, especialmente de los hidrocarburos y sus derivados. La excepción a esto último se ubica en los subsectores de transporte eléctrico, público y de servicios, los cuales dependen, únicamente, de la electricidad.

En el capítulo dos, se discute la evolución histórica de las emisiones CO₂ y CH₄. Las emisiones asociadas muestran un comportamiento creciente a lo largo del período 1965-1996; éstas se incrementan más rápidamente a partir de 1976 a la fecha como consecuencia de la creciente dependencia en los combustibles fósiles. Las emisiones de CO₂ se ubican en el nivel de 289.7 millones de toneladas en el año 1990 y en 332.6 millones de toneladas en el año 1996. Las emisiones de CH₄ se ubican en 22,302.3 y 25,693.9 toneladas en los mismos años, respectivamente. El análisis indica en todo momento un patrón creciente, consecuencia, como ya se indicó, de la creciente dependencia energética en los combustibles fósiles.

El análisis permitió identificar, en primera instancia, sectores y subsectores en los que posibles acciones de eficiencia energética y/o cambio estructural que pueden coadyuvar a una mejor gestión energética. Estas conclusiones se vieron reforzadas por el análisis de las emisiones asociadas en cada uno de los sectores y subsectores y sus posibilidades de mitigación con base en las acciones de sustitución de energéticos.

Tal es el caso del sector petrolero, en el cual se considera que la reducción de pérdidas y energía no aprovechada pueden reducir las emisiones del sector. La llamada energía no aprovechada (derrames accidentales de petróleo, gas y condensados y gas enviado a la atmósfera) representa una área en la que se podría actuar. En especial se tiene el caso del gas enviado a la atmósfera, el cual se podría recuperar dependiendo de las condiciones de operación de los yacimientos y ser reinyectado. Con las políticas actuales de reinyección presentaría la ventaja de recuperación de gas y reducción de la inyección de nitrógeno. Además, se tendría una reducción en la cantidad de nitrógeno a recuperar en las plantas de tratamiento del gas natural, su envío a los yacimientos para reinyección y reducción en las posibles fugas de nitrógeno y reducción de la presencia de precursores de ozono.

En el caso del sector eléctrico la sustitución de combustóleo por gas natural presenta reducciones en las emisiones de SO_x, partículas, hidrocarburos no quemados, CH₄ y CO₂, sin embargo, presenta incrementos en las emisiones de CO y NO_x asociadas a los consumos de gas natural. En el caso de los óxidos de nitrógeno se tiene la posibilidad de reducir las emisiones mediante la incorporación a la operación de las plantas de generación de quemadores bajos en NO_x y la adición de aditivos.

Para el sector industrial el análisis de los consumos y las emisiones asociadas muestra que existen subsectores industriales en donde la sustitución daría como resultado la reducción de emisiones. Sin embargo, buena parte de los subsectores industriales que contribuyen más fuertemente a las emisiones de CO₂ y CH₄ tienen o presentan una mezcla energética en donde el principal energético ya es el gas natural con contribuciones relativamente menores de combustóleo (tal es el caso de la siderurgia, azúcar, vidrio y otras ramas industriales); en cambio las industrias química, cementera, minera, celulosa y de papel presentan consumos relativamente importantes de combustóleo y podrían ser objeto de acciones de sustitución de combustóleo por gas natural. En todo caso, sería necesario realizar estudios específicos en estas ramas industriales para confirmar las posibilidades reales de sustitución y sus efectos.

En cuanto al sector transporte, el subsector del autotransporte (público y particular) ha sido objeto de numerosos estudios, sin embargo pocas han sido las recomendaciones aplicadas en la práctica. Dentro de estos estudios se tiene la modernización del parque vehicular. Si bien esta acción representaría, en principio, una solución que coadyuvaría de manera importante a reducir los consumos y las emisiones asociadas presenta el problema de las posibilidades reales de cambio del parque vehicular para buena parte de la población. De darse una acción como la mencionada sería necesario actuar, en forma decidida y con eficacia, en la problemática que presenta la vialidad en zonas urbanas, ya que, una mala vialidad puede, rápidamente, anular los beneficios de un parque vehicular más moderno. La sustitución de gasolinas por gas natural presentaría efectos de reducción de las emisiones de CO₂ y se tendría que prestar especial atención a las fugas de gas. Necesariamente, el análisis de las posibles acciones debería ser integral y, una vez determinadas las acciones pertinentes, deberán ser aplicadas de manera real, eficaz y transparentes. Otro subsector del transporte que presenta posibilidades de sustitución de energéticos es el ferroviario, ya que, aprovechando el proceso de privatización se puede impulsar un cambio tecnológico y pasar del uso de diesel como energético principal al uso de electricidad. Sería necesario y recomendable realizar los estudios pertinentes y determinar las inversiones necesarias, así como sus beneficios reales.

En el caso del sector residencial los análisis muestran las posibilidades de sustitución de GLP por gas natural y la sustitución parcial o total de GLP y gas natural por electricidad y fuentes renovables de energía. Otro elemento importante para la reducción de los consumos de energía y de las consecuentes emisiones se ubica en el empleo de dispositivos domésticos más eficientes. Para el sector comercial la sustitución de GLP y combustóleo por gas natural y/o fuentes renovables también presenta posibilidades. En este sector el uso de dispositivos más eficientes contribuiría a reducir los consumos del sector. En ambos casos sería necesario efectuar estudios en detalle que permitan, de una vez por todas, definir y, en su caso, establecer acciones reales de sustitución y otras.

El sector agropecuario parece presentar una fuerte rigidez al cambio de su mezcla energética debido a la infraestructura que da lugar a su consumo energético. Se requerirían estudios más detallados para identificar las posibilidades reales en caso de que éstas existan.

En el capítulo tres se presenta la metodología empleada, así como la discusión, en detalle, de cada una de las hipótesis y los escenarios planteados y en lo posible, las opiniones de los expertos consultados.

Al respecto, como ya se indicó la metodología empleada es la expresada en el Modelo de Demanda de Energía (MODEMA) Figura C.1. Las tablas y figuras que se citan en este capítulo se encuentran en el Apéndice C.

MODEMA es un modelo de demanda de energía cuyas proyecciones de corto y mediano plazo consideran el comportamiento detallado de los sectores y subsectores consumidores, sus consumos proyectados y posibilidades de conservación de energía y de diversificación. Asimismo, en su versión más actual ha sido extendido a proveer de proyecciones para las emisiones relacionadas al sistema energético.

El modelo es clasificado como de simulación para la demanda de energía primaria y final en el corto y mediano plazo, considerando que el corto plazo cubre el lapso de hasta tres años y el mediano plazo hasta diez años, quizá quince. Como modelo de simulación, el tamaño de la estructura de la demanda sectorial de energía está en función de la evolución de :

- a) Las variables que determinan el comportamiento de la actividad socioeconómica, y
- b) Su relación causal con la demanda de energía.

En consecuencia permite determinar las proyecciones de demanda de energía por sector y subsector o por tipo de combustible de acuerdo a diferentes escenarios de crecimiento económico y poblacional; y de manera alternativa, analizar los impactos de políticas energéticas y restricciones ambientales (sustitución de combustibles, eficiencia energética, etcétera).

Los resultados presentados en el capítulo cuatro para las proyecciones de demanda de energía (sección 4.1), escenarios EOIA1, EMIA1, EOIA2 y EMIA2, indican tasas de crecimiento (Tabla 6) superiores a las del PIB. En cambio, las proyecciones para los escenarios restantes (EOIB1, EMIB1, EOIB2 y EMIB2) muestran tasas de crecimiento menores a las del PIB. Esto haría pensar en un desacoplamiento entre la energía y el PIB. El responsable de este posible comportamiento es una menor intensidad energética (opinión experta) y hace ver, claramente, los efectos de acciones decididas de eficiencia energética y/o cambio estructural.

En cuanto al gas natural, las proyecciones para la demanda total muestran un acuerdo notable con un buen número de valores reflejados en el Documento de Prospectiva del Gas Natural 1998-2007. Por ejemplo, en el caso del escenario EOIA2 la diferencia es del 6.3 por ciento, sin tomar en cuenta las restricciones en el sector transporte y residencial. Cuando se les incorpora el acuerdo es aún mejor.

Bajo el escenario EOIA2, el sector eléctrico demandaría 2,881.1 millones de pie cúbicos por día para el año 2007 contra 2,928.7 del documento de prospectiva citado, lo cual representa una diferencia de 1.6 por ciento mostrando un acuerdo notable. Resulta claro que el inhibir el

desarrollo de las componentes (hidráulica, nuclear, carboeléctrica y geotermoeléctrica) de generación tiene efectos en la demanda de gas y con ello un incremento importante en las emisiones de CO₂ y CH₄. Por ejemplo, bajo el escenario EOIA2, esta inhibición conduce a un incremento acumulado de 90 millones de toneladas de CO₂.

Para el sector industrial todos los escenarios muestran valores definitivamente mayores, en especial en el caso de la petroquímica de PEMEX. Para los restantes escenarios no se mantiene esta situación, ya que las diferencias llegan a ser, en algunos casos, hasta del 20 por ciento. De cualquier manera tienen el mérito de indicar las posibilidades de reducción en los consumos a través de las acciones mencionadas así como sus efectos en la demanda.

Capítulo 1

1. Comportamiento Histórico del Sistema Energético Mexicano

"Por sectores y combustibles empleados"

Todos los países dependen de la energía para su desarrollo y el suministro energético para un país dado es el resultado del balance de su producción doméstica, exportaciones e importaciones. En la mayoría de los casos el petróleo y los productos derivados constituyen las principales fuentes de energía sobre las cuales, para un país dado, descansa la confiabilidad del suministro energético. En el caso de México, siendo un importante productor y exportador de petróleo, la dependencia energética sobre el petróleo como fuente de energía primaria es alta.

En este primer capítulo se analiza el comportamiento histórico del Sistema Energético Mexicano, sector por sector, y dentro de cada uno de ellos los subsectores correspondientes y los combustibles que ellos consumen. Todas las tablas y figuras que se citan en este capítulo se localizan en el Apéndice A.

1.1 Energía: Producción, Consumo Interno, Exportaciones e Importaciones

Como se indicó, México es un importante productor y exportador de petróleo y por consecuencia su sistema energético dependen fuertemente de este energético primario. La Figura A.1 muestra la producción doméstica, consumo interno, exportaciones e importaciones del país a lo largo del período 1965-1996. La evolución del suministro total de energía es, casi en su totalidad, dominada por la producción doméstica. Podemos observar, cuando menos, cuatro períodos característicos, a saber:

Primer período, de 1965 a 1970, en él se observa que el país era prácticamente autosuficiente en energía, la producción doméstica satisfacía casi todos los requerimientos de petróleo y permitía un cierto nivel de exportaciones de petróleo (hasta 1965) y productos derivados del petróleo (diesel, combustóleo, gas y productos no energéticos (asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, etc.) e importaciones de carbón, coque y productos derivados del petróleo (GLP, gasolinas y naftas, kerosinas, diesel, combustóleo y productos no energéticos) y pequeñas cantidades de electricidad.

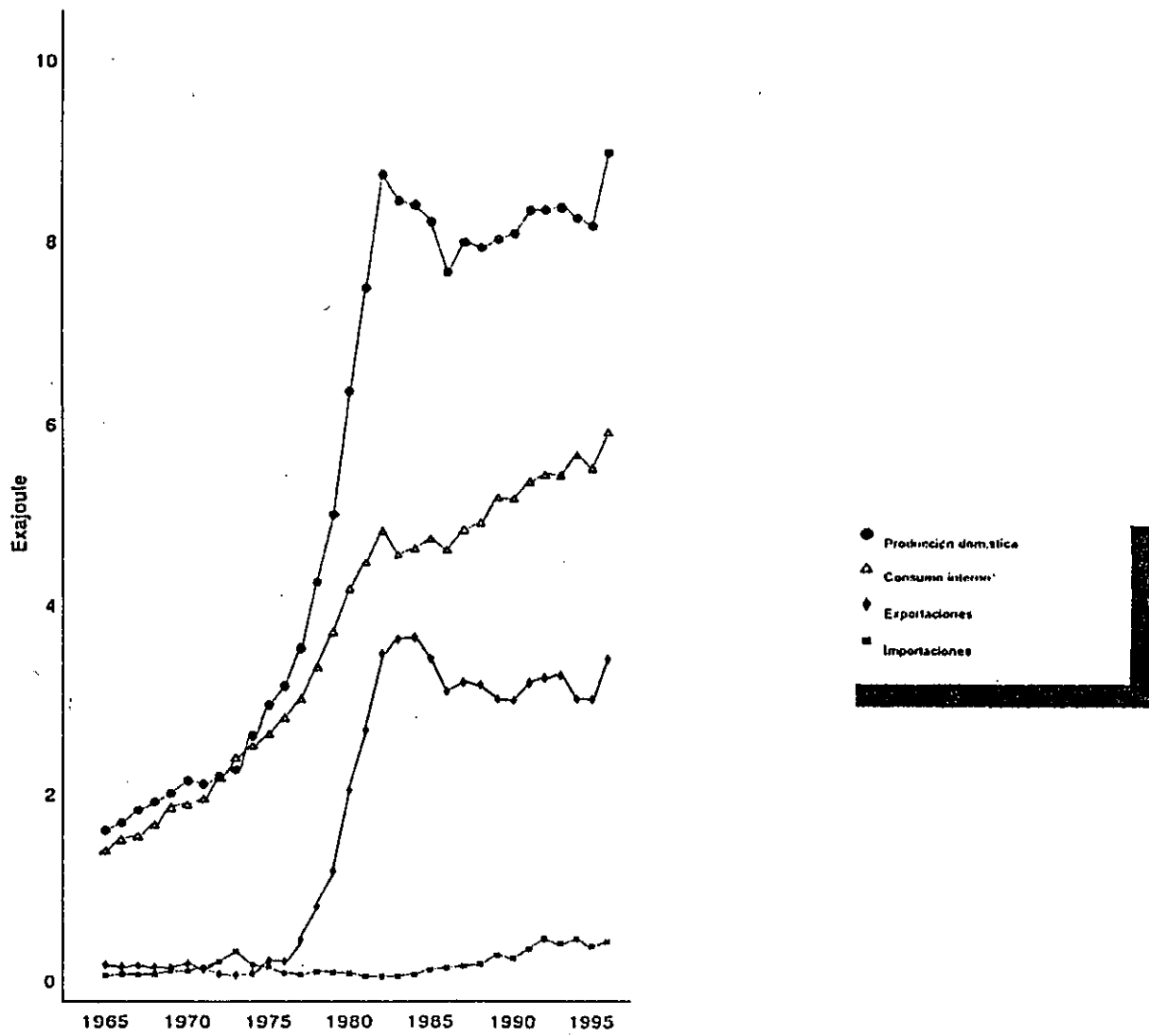
Segundo período, de 1971 a 1974, en éste la producción doméstica no fue suficiente para satisfacer los requerimientos de petróleo y por consecuencia el país se convirtió en importador de crudo (alcanzando su pico en 1973 y terminando en 1974), carbón, coque y productos derivados del petróleo (GLP, gasolinas y naftas, kerosinas, diesel, combustóleo y productos no energéticos) y electricidad.

Tercer período, a partir de 1975 a 1985 en el cual el país recupera su autosuficiencia y se convierte en un importante exportador de petróleo (comenzó a exportar de nuevo en 1974); la producción de crudo y gas alcanza su pico en 1984 y las exportaciones de crudo alcanzan su pico en 1983. Las exportaciones de productos derivados comienzan a incrementarse de nuevo pero siempre dominadas por las exportaciones de crudo; las exportaciones de gas se reinician en 1980 y cesan en 1984. Por el lado de las importaciones las de crudo caen a cero y las de productos derivados decrecen (éstas alcanzaron su valor pico en 1973) continuamente con algunas oscilaciones.

Cuarto período, de 1984 hasta 1996, en el cual el país mantiene su autosuficiencia en crudo. Actualmente con el nivel de producción en tres millones de barriles diarios, se continúa exportando crudo pero todavía a un nivel inferior que en 1983. Las exportaciones de carbón alcanzaron su valor más alto en 1989 y muestran una tendencia hacia la baja en los últimos años, excepto en 1996. Las de coque muestran una franca declinación; las de gas licuado después de haber alcanzado su máximo en 1990 muestran un comportamiento oscilatorio con una tendencia a la baja; las kerosinas alcanzaron su máximo en 1988 y muestran un comportamiento oscilatorio con tendencia también a la baja; el diesel alcanzó su máximo en 1993 y muestran una tendencia definitivamente a la baja; el combustóleo después de haber alcanzado su máximo en 1985 muestra también un comportamiento oscilatorio con una definitiva tendencia a la baja; en cuanto a los productos no energéticos su comportamiento en los últimos años indica una tendencia creciente con comportamientos oscilatorios, finalmente, en el caso del gas natural las exportaciones, comparadas con las de crudo son marginales y muestran una tendencia creciente en los últimos cuatro años. Por otra parte se tienen exportaciones de electricidad con un comportamiento más o menos estable en los últimos diez años con una pequeña oscilación y un decremento más notable en el año 1996. Por el lado de las importaciones la cantidad total se ha venido incrementando de manera sistemática y en términos energéticos las gasolinas presentan el más alto valor seguidas por el combustóleo, GLP, gas natural, diesel, carbón y coque.

En cuanto al consumo total de energía del país (Fig. A.1) se observa un comportamiento semejante al de la producción doméstica. En particular un acelerado crecimiento entre 1976 y 1982 como consecuencia del establecimiento de la capacidad de producción de petróleo y la consecuente activación de la economía. A partir de 1982 se rompe la tendencia mostrada en años previos, consecuencia de la crisis económica y que el sector petrolero alcanza el valor pico en su consumo e, incluso, inicia un proceso de reducción de sus consumos, vía una mejor gestión energética. Durante el período 1982-1988 el consumo interno de energía decrece e inicia una lenta recuperación alcanzando, en 1988, el nivel de consumo de 1982. A partir de 1989 el consumo interno de energía retoma la tendencia de crecimiento sistemático, excepto en 1995, año en que se presenta la devaluación.

Figura A.1 Producción, consumo, exportaciones e importaciones de energía



Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1998. PUE-UNAM, dic. 1998.

En el caso de la producción total doméstica de energía primaria por fuente, las Figuras A2a y A2b, muestran su comportamiento. La producción doméstica de energía primaria es completamente dominada por los hidrocarburos seguidos por la biomasa (bagazo de caña y leña), hidroelectricidad, carbón y las contribuciones de la nuclear y geotermia. Los hidrocarburos se incrementan rápidamente a partir de 1973 hasta 1982, año en que alcanzan su valor pico, para luego mantenerse más o menos estable, excepto en los últimos seis años en que han venido incrementando su participación, especialmente con la producción de crudo y gas asociado seguidos por el gas no asociado y los condensados. La producción de crudo y gas (principalmente gas asociado) se muestra en la Figura A.3. En 1997 se ubicó en el nivel de 3,022 millones de barriles diarios y 4,467 millones de pies cúbicos diarios, respectivamente.

Las exportaciones de crudo muestran una tendencia a decrecer a partir del valor pico en 1983 (1.5 millones de barriles diarios) a un nivel aproximado de 1.3 millones de barriles diarios en los años 1987 a 1995 con incrementos a 1.5 millones de barriles diarios en 1996 y a 1.721 millones de barriles diarios en 1997. Por otra parte, las exportaciones de gas natural han sido casi nulas en el período de 1987 a 1992 por cantidades marginales en los años 1993 a 1997. En el año 1997 las exportaciones de gas natural correspondieron a 6,300 barriles diarios equivalentes a combustóleo (37 millones de pies cúbicos diarios de gas natural).

En cuanto al resto de las fuentes primarias de energía (Figuras A2a y A2b), todas ellas dirigidas al suministro interno, crecieron de manera más o menos sistemática. En el caso de la hidroenergía su contribución al suministro de energía muestra un comportamiento creciente con oscilaciones más o menos fuertes debido a su característica aleatoria, dependiente del régimen de lluvias y de los requerimientos del insumo de agua para otras actividades como la agricultura. El carbón y la geoenergía empiezan a aparecer de manera significativa en 1973 y la nucleoenergía en 1989. En el caso de la biomasa se observa una tendencia creciente con pendiente muy pequeña, sin embargo, es de mencionarse que las cifras reportadas para la leña (la cual no es una energía comercial) muestra una reducción a lo largo de los años como consecuencia de que las cifras reportadas constituyen un estimado con base en la población y las cifras de población fueron revisadas y después del censo de 1990 proyectadas hacia atrás a 1980. De cualquier manera, la participación colectiva de todas las fuentes primarias de energía (excluyendo los hidrocarburos líquidos totales (crudo, gas asociado, gas no asociado y condensados) muestran un decremento en su contribución porcentual, pasando de 23.35 por ciento en 1965 a 11.09 por ciento en 1996. Esto da una clara idea de la importancia, desde el punto de vista energético, de los hidrocarburos en la producción primaria y con ello en la oferta interna.

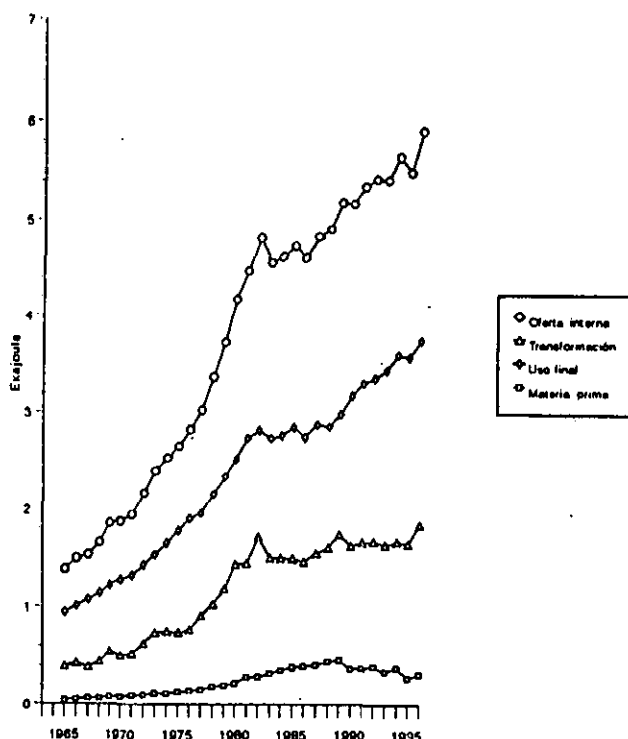
1.2 Suministro Interno, Transformación, Uso Final y Materia Prima

El suministro total interno de energía (Figura A.4) muestra un acelerado crecimiento entre 1976 y 1981 en comparación con la tendencia en años anteriores. Durante el período 1976-1981, se tiene el desarrollo de la capacidad de producción de petróleo y la aceleración de la economía debido al *boom* petrolero. La economía se estanca después de la crisis de 1982 y este estado prevalece durante los siguientes seis o siete años: el consumo interno de energía muestra los efectos. Después de 1989 el consumo interno de energía, aparentemente, retoma la tendencia de

crecimiento de 1976-1981. También, de la Figura A.4, podemos observar el comportamiento de la energía primaria enviada a transformación: despega conforme la plataforma de producción petrolera establecida y el país se convierte en dependiente del crudo y exportados del mismo. También es claro el impacto de la crisis de 1982 en la pendiente de este rubro específico. El uso final de la energía muestra un patrón creciente a lo largo del período 1965-1982; el efecto del *boom* petrolero en el período 1976-1982 y el cambio en la pendiente de la curva debido a la crisis económica (este cambio en la pendiente de la curva está también presente en la curva de crecimiento del Producto Interno Bruto).

El consumo del sector eléctrico mantiene un crecimiento sistemático a lo largo del período, mientras que el consumo del sector petrolero alcanza su valor pico en 1982 y decrece en adelante.

Figura A.4 México: Oferta interna, transformación, uso final y materia prima

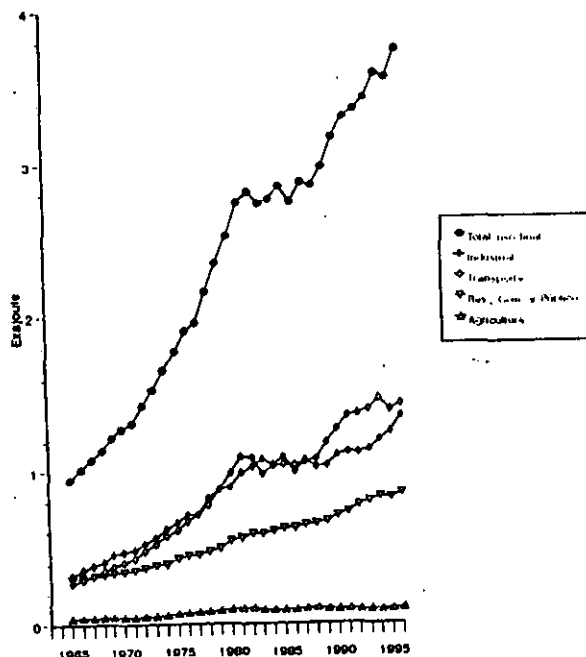


Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UJIAIM, d.c. 1998.

Uso final

A lo largo del período 1965-1996 el uso final de la energía ha sido distribuido, entre los sectores tradicionales de la economía, como se muestra en la Figura A.11. Durante mucho tiempo el sector más importante en este aspecto fue el sector industrial seguido por el transporte, residencial, comercial, público, de servicios y finalmente el sector agropecuario. Sin embargo, en años recientes el sector transporte rebasó al industrial en importancia desde el punto de vista de su consumo energético.

Figura A.11 México: Consumo final de energía
Consumo de energía por sector



Fuente: IEMA, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996, INE (1966-96), Tomo

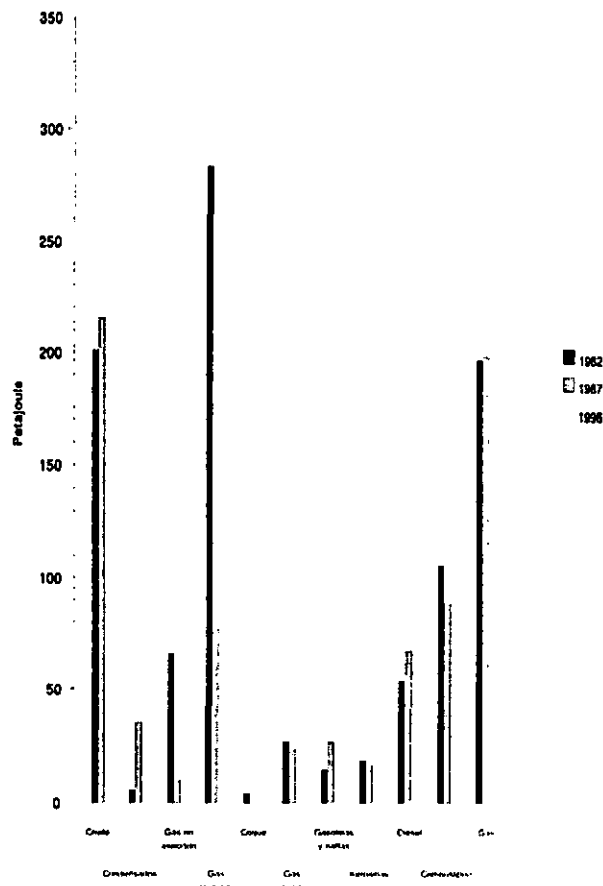
1.3 Sector Petrolero

La Figura A.5 muestra la evolución del consumo energético del sector. Globalmente, este sector absorbe la mayor parte del suministro de energía primaria. Resulta claro que la causa principal del incremento en el consumo interno durante el período 1976-1982 fue el subsector petrolero como consecuencia del establecimiento de la plataforma de producción petrolera; los niveles del crudo y los líquidos del gas se incrementaron en respuesta al crecimiento sistemático de la demanda interna (el procesamiento se incrementó de 400 mil barriles diarios en 1971 a 1,357 millones de barriles por día en 1994 y a 1,243 millones de barriles por día en 1997, mostrando una reducción de 114 mil barriles de crudo por día). La producción de productos derivados del petróleo en 1997 se distribuyó de la manera siguiente: gasolinas (388.3 mbd (miles de barriles diarios)), combustóleo (426.6 mbd), gas seco (49.6 mbd), gas licuado (38.3 mbd), turbosina (56 mbd), diesel (275.1 mbd), otros (41.9 mbd).

La gráfica adjunta muestra el consumo de energía del sector petrolero desglosada por tipo de energético para los años seleccionados (1982, 1987 y 1996). Se observa que en 1982 el consumo de crudo era de 201.66 petajoules, se incrementa a 215.89 en 1987 y se reduce a 93.68 petajoules en 1996 como consecuencia de la reducción en las pérdidas por transportación, distribución y

almacenamiento. Por lo que respecta a los condensados se observa una importante reducción en 1996 con respecto a 1987 debido a una importante reducción en el envío a la atmósfera y las pérdidas por transportación, distribución y almacenamiento de éste energético. En el caso del gas no asociado se tiene una reducción en el consumo propio en 1987 con respecto a 1982 volviendo a incrementarse el consumo propio en 1996; el envío a la atmósfera de éste energético se ha venido reduciendo de manera sistemática. En cuanto al gas asociado se observa que en el período de 1982 a 1996 se reduce notablemente el envío a la atmósfera de éste energético, se reduce el diesel y combustóleo y se incrementa notablemente el consumo de gas como energético en los procesos de PEMEX. La notable cantidad de gas asociado enviado a la atmósfera en 1982 explica el pico en el consumo energético del sector petrolero que se observa en la Figura A.6a

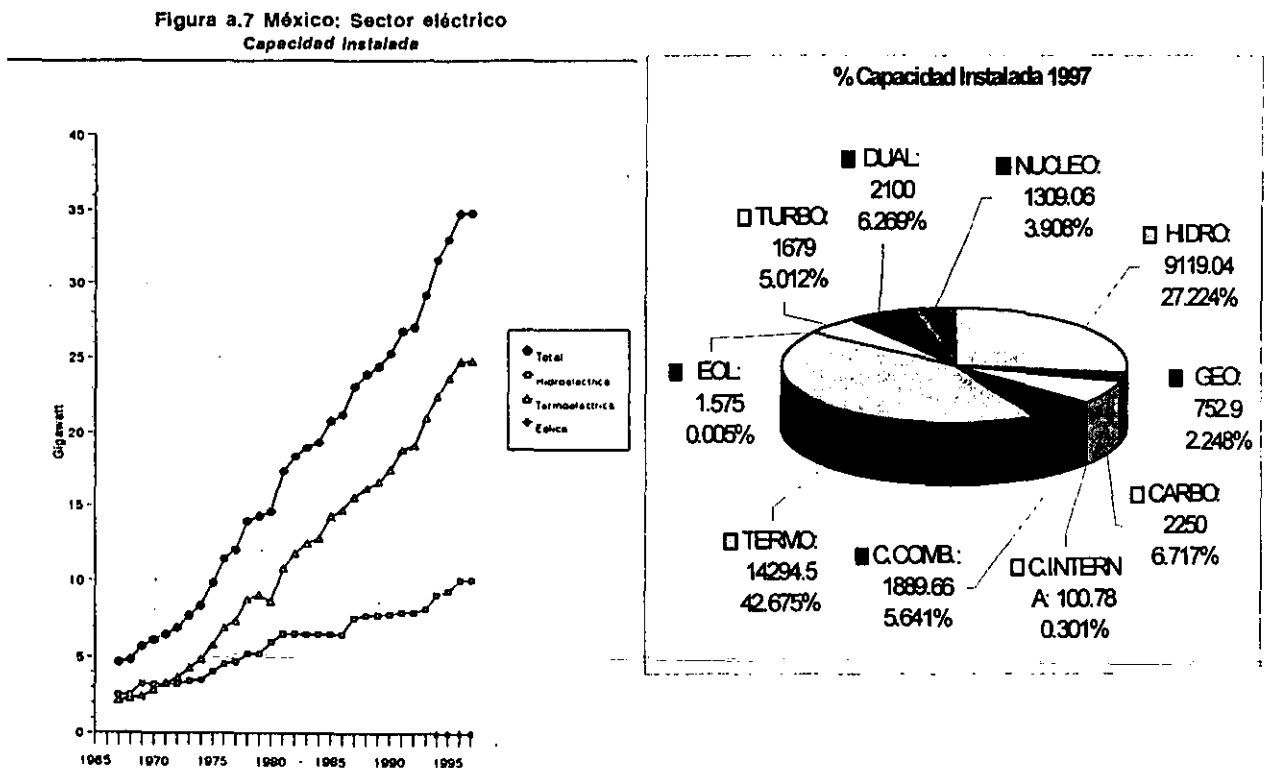
Sector petrolero
Consumo de energía por tipo de energético en los años 1982, 1987 y 1996



La estructura del consumo energético por tipo de energético del subsector petrolero se muestra en las Figuras A.6a a la A.6c. Los datos mostrados en las figuras incluyen las pérdidas por transformación, el autoconsumo, el gas enviado a la atmósfera y las pérdidas por transportación, distribución y almacenamiento. En este subsector los principales energéticos son: gas, gas asociado, diesel, combustóleo, gasolinas, naftas y GLP.

1.4 Sector Eléctrico

La capacidad instalada en el sector eléctrico se muestra en la Figura A.7 dividida en capacidad hidroeléctrica y termoeléctrica.



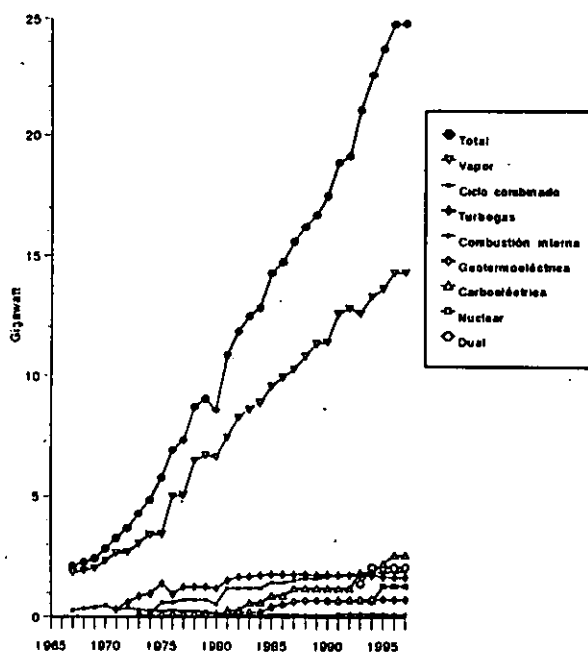
Fuente: SEM, Estadísticas básicas del Sector Eléctrico Nacional, 1997. SEM, UNAM, 1997.

En 1996 y 1997, El Sistema Eléctrico Nacional tenía un total de 175 centrales de generación eléctrica con un total de 524 y 530 unidades de generación, respectivamente. En términos generales 53 por ciento de estas unidades de generación tienen 24 años o menos y el 34 por ciento quince años o menos. La primera de las dos unidades de 654.53 MW de la central nuclear de Laguna Verde fue integrada al Sistema Eléctrico Nacional a finales de 1989 y la segunda unidad generadora en abril de 1995. Dentro de las unidades generadoras se incluyen siete pequeñas unidades eólicas (con una capacidad instalada de 1.58 MW conectada a la red nacional de distribución, factor de planta de 26 por ciento y una generación de 3.59 GWh) con el propósito de indicar que el sector está comenzando a incorporar capacidades basadas en nuevas fuentes

renovables de energía (de acuerdo al Balance Nacional de Energía del año 1996 se tuvieron contribuciones de fuentes eólicas y solares). En el caso de la contribución solar se tuvieron: 236,230 m² de colectores solares para calentamiento de agua con una eficiencia promedio de 40 por ciento, radiación solar promedio de 18,841 kJ/m² por día y una generación térmica de 1,023 petajoules; en sistemas fotovoltaicos hay instalada una capacidad de 10,300 kW, con una radiación promedio de seis horas por día, factor de planta de 25 por ciento y una generación de 0.065 petajoules. En el caso eólico se tiene instalada una capacidad de 291 kW en aerogeneradores y bombas con una capacidad de planta de 43 por ciento y una generación de 0.007 petajoules. La información relativa a estas fuentes de energía renovable comenzó a estar disponible en 1990 y desde ese año los datos publicados indican que el área de colectores solares instalada para calentamiento de agua se ha incrementado en 57.49 por ciento, la capacidad de generación fotovoltaica en 415 por ciento y la capacidad eólica en 523.67 por ciento. La contribución fotovoltaica no está conectada a la red nacional de distribución. Del total eólico, 300 kW no están conectados a la red de distribución mencionada. La principal aplicación de la generación fotovoltaica se ubica en el área de electrificación rural, comunicaciones, bombeo de agua y señalización en carreteras y en actividades marítimas.

La estructura de la capacidad termoeléctrica por tipo de tecnología a lo largo del período 1965-1997 se muestra en la Figura A.8

Figura A.8 México: Sector eléctrico
Capacidad termoeléctrica instalada por tipo de tecnología



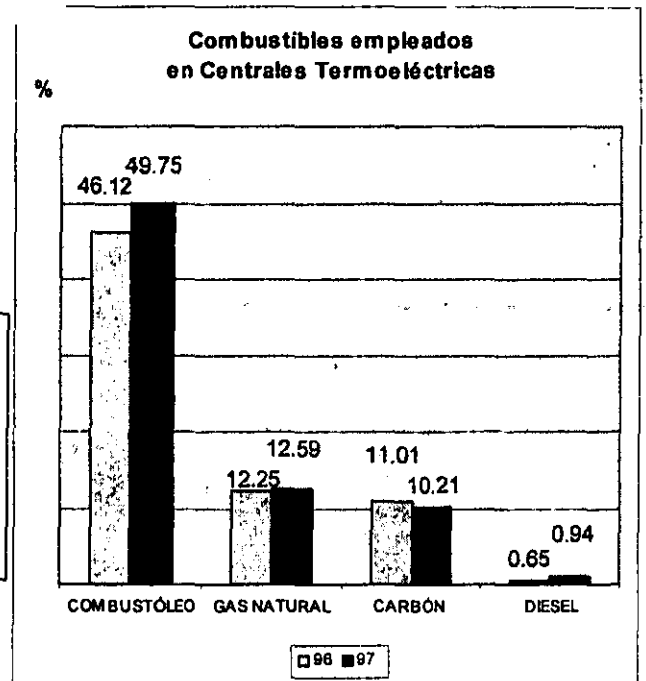
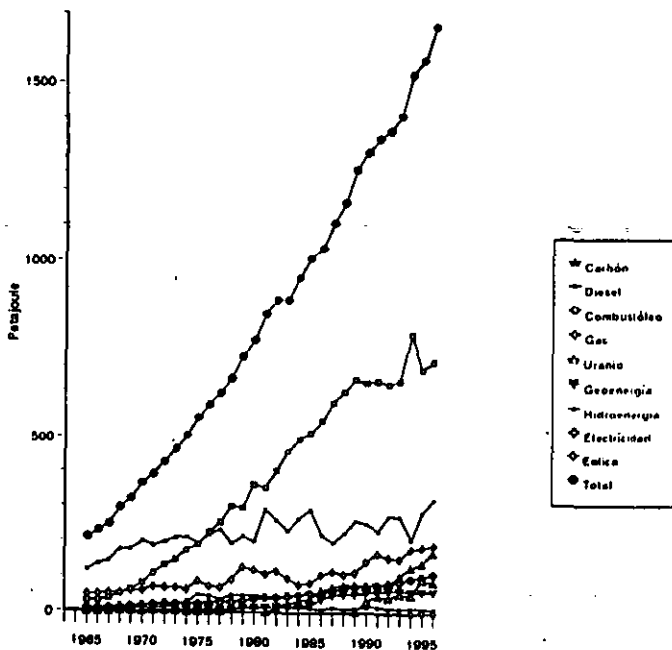
Fuente: SEM, Estadística y proyección de la producción del Sector Eléctrico Nacional, 1965-1997. INE, ANAM, 1998

Pensar en la generación por tipo de tecnología es equivalente a pensar en términos del tipo de combustible quemado. Por ejemplo, vapor significa combustóleo o gas natural con una pequeña contribución de diesel; ciclo combinado significa combustóleo, gas y diesel; turbogas significa gas o diesel; modelos avanzados pueden quemar combustóleo o petróleo crudo; combustión

interna y duales significa combustóleo y carbón en el caso de las segundas ; geotermoelectricas significa calor proveniente de la corteza terrestre; nuclear significa uranio, etcétera. En cuanto a la eficiencia promedio con que operaron los diferentes tipos de plantas, la Tabla A.1 muestra las eficiencias para los años 1996 y 1997, así como los factores de planta promedio correspondientes. Es de notarse que las eficiencias promedio se mantienen próximas a los valores de años anteriores, sin embargo, los factores de planta para algunos tipos de generación crecieron notablemente , como se verá en el siguiente párrafo, esto se refleja en el crecimiento de la generación térmica y el aumento del consumo de algunos combustibles al comparar los años 1996 y 1997.

La Figura A.9 muestra la estructura del consumo energético por combustible. En 1996 y 1997 la estructura de la mezcla energética por tipo de combustible para la generación térmica fue, respectivamente: Combustóleo (46.12%, 49.75%), gas (12.25%, 12.59%), carbón (11.01%, 10.21%), geoenergía (3.76%, 3.4%), nucleoenergía (5.57%, 6.78%), diesel (0.65%, 0.94%). Del total de la energía eléctrica generada en 1996, 79.30 por ciento fue de origen térmico y 20.70 por ciento hidroeléctrico (Figura A.10). En 1997 las cifras correspondientes a la generación térmica e hidroeléctrica fueron 83.62 y 16.38 por ciento, respectivamente, lo cual muestra que el año 1997 fue un año pobre en precipitación fluvial y por ello se requirió generar más por medios térmicos en comparación con 1996.

Figura A.9 México: Sector eléctrico
Consumo de energía por tipo de energético



Fuente: JCM. Elaboración propia con base en Hidrocarburos Nacionales de Energía, 1996.
FUE 1996B, 2da. Edición.

El déficit de generación hidroeléctrica (5,011 GWh menos que en 1996), en adición a los incrementos en generación térmica programados, fue cubierta por las centrales de vapor (7,298 GWh más que en 1996) seguidas por las duales (4,226 GWh más que en 1996), nucleoelectricas (2,578 GWh más que en 1996), ciclo combinado (572 GWh más que en 1996), turbogas (217 GWh más que en 1996) y combustión interna (41 GWh más que en 1996). Asimismo, se observa una pequeña reducción en las geotermoeléctricas (263 GWh menos que en 1996) y carboeléctricas (160 GWh menos que en 1996), todo ello comparado con la generación por tipo de planta en 1996. Esto explica el incremento en el consumo de hidrocarburos, carbón y energía nuclear.

Hasta 1970 la generación eléctrica fue dominada por la hidroelectricidad, pero su importancia relativa empezó a declinar de manera sistemática *versus* la generación térmica basada en combustóleo. Posteriormente, en un esfuerzo por diversificar las fuentes de energía para la generación eléctrica (Figura A.9), el carbón, la geoenergía y la nucleoenergía fueron adicionadas a la mezcla base de combustibles.

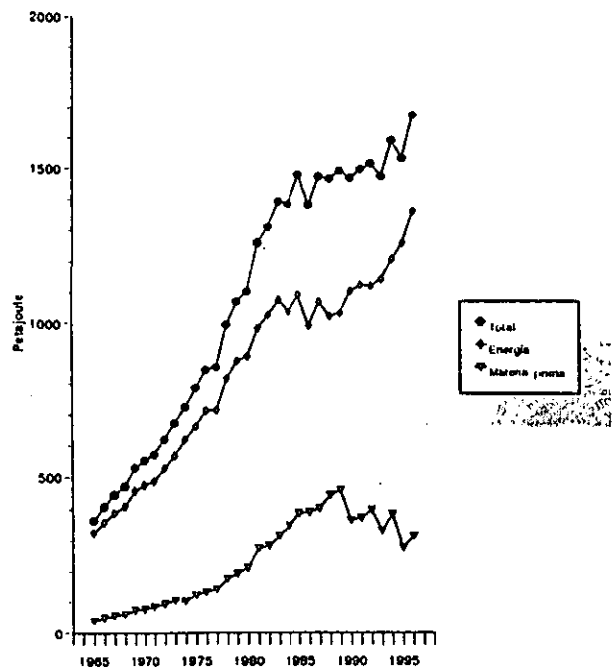
1.5 Sector Industrial y Subsectores

Hasta el año de 1979 el sector industrial fue el consumidor líder en términos de uso final. Fue rebasado por el sector transporte en 1980 y 1981 y una vez más a partir de 1989 a la fecha. El proceso de industrialización del país, resulta de la política de sustitución de importaciones, condujo a que la tasa de crecimiento anual promedio del consumo de energía del sector fuese de 7.81 por ciento durante el periodo 1965-1970; a 6.48 por ciento en el periodo 1970-1980; sin embargo, durante el periodo 1980-1988 cayó al 1.74 por ciento debido a la crisis económica y a una recuperación con una tasa anual promedio de crecimiento de 2.78 por ciento en el periodo 1988-1994 y 1.52 en el periodo 1988-1996. La Tabla A.2 muestra las tasas promedio anuales por quinquenios para el sector industrial y sus subsectores.

La Figura A.12 muestra el consumo total de energía y materia prima (principalmente gasolinas y naftas, gas y productos no energéticos). Después de un crecimiento continuo la materia prima ha comenzado a declinar debido a la reducción en el consumo de estas materias primas por la Petroquímica de PEMEX.

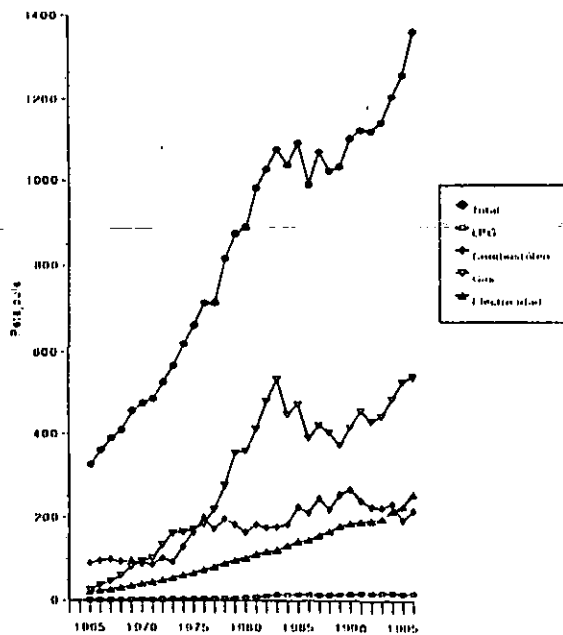
Como se puede observar en las Figuras A.13a y A.13b, las principales fuentes energéticas para la industria son el gas (excluyendo su aportación como materia prima), el combustóleo y la electricidad. Es claro que la electricidad muestra un crecimiento continuo. Hasta 1975 el combustóleo y el gas contribuían en cantidades similares, pero a partir de 1975 y hasta 1982 el uso del gas creció más rápidamente que el combustóleo debido a su disponibilidad como consecuencia del desarrollo petrolero. En el intervalo de 1983 a 1989 se reduce su participación, al parecer debido a la indisponibilidad de gas en el periodo mencionado, pero a partir de 1990 a la fecha ha mostrado una tendencia creciente.

Figura A.12 México: Sector industrial
Consumo de energía y materia prima



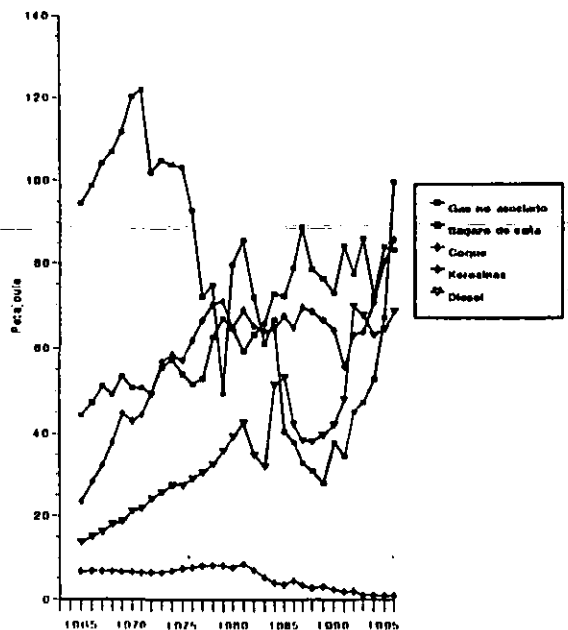
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, día. 1998.

Figura A.13a México: Sector Industrial
Consumo de energía por tipo de energético



Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, día. 1998.

Figura A.13b México: Sector Industrial
Consumo de energía por tipo de energético



Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, día. 1998.

Debido a consideraciones de carácter ambiental, el incremento en el consumo de éste energético ha sido satisfecho mediante importaciones. El combustóleo también muestra un comportamiento creciente, sin embargo con una pendiente más pequeña que en el caso del gas; durante el período de 1984 a 1990 muestra un comportamiento oscilante y, desde 1990, una tendencia declinante.

Parte de este comportamiento declinante en su participación se debe a las preocupaciones de carácter ambiental y, en consecuencia, al cambio hacia combustibles más limpios (gas natural y electricidad). La electricidad muestra una tendencia creciente, pero no tan alta como en el caso del gas natural. El gas licuado de petróleo muestra un comportamiento constante a lo largo del período. El gas no asociado muestra una tendencia en general decreciente, sin embargo, su importancia está creciendo. El bagazo de caña como energético para la industria azucarera alcanzó su valor más alto en 1987 y a partir de ese año ha venido decreciendo debido a la baja actividad económica de este subsector y la competencia de otros productos sustitutos de la azúcar. El Coque muestra un comportamiento altamente oscilante con tendencia creciente.

Analizando los subsectores industriales individuales, las Figuras A.14 a A.30b muestran su evolución histórica por tipo de combustible consumido. Aún cuando la discusión de cada uno de ellos será muy breve, tiene la ventaja de indicarnos, como una primera señal, posibles acciones de mitigación, tales como sustitución de combustibles en algunos casos y eficiencia energética en otros.

- **Petroquímica de PEMEX**

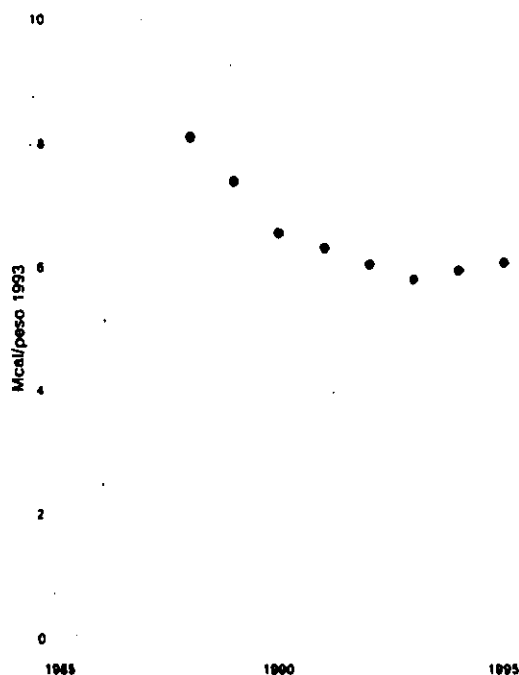
La evolución histórica del consumo energético de esta industria por tipo de combustible se muestra en la Figura A.14. El gas natural constituye la fuente energética más importante para la industria, con un comportamiento creciente y oscilante. Este último aspecto muestra las características cíclicas de la industria petroquímica. El combustóleo es la segunda fuente energética en orden de importancia con una tendencia creciente hasta 1990, un comportamiento oscilante a partir de ese año y tendencia francamente decreciente. En cuanto a la electricidad se tiene una pequeña contribución en el lapso comprendido entre 1984 y 1988 para luego caer a cero según la información reportada en el Balance Nacional de Energía 1996. La explicación de esto se ubica en el hecho de que a partir de ese año PEMEX es autosuficiente en generación eléctrica; a la fecha se considera que la generación de PEMEX y su capacidad instalada son suficientes para satisfacer su uso propio e incluso vender importantes cantidades de energía eléctrica a CFE.

- **Siderurgia**

En este subsector (Figura A.15) la mezcla energética es más diversa que en el subsector previo. Así como en la Petroquímica de PEMEX, el gas (residual, asociado y no asociado) y el coque constituyen los energéticos más importantes con una tendencia decreciente hasta hace unos tres años (en los últimos tres años, 1994 a 1996, se notó una tendencia creciente en todos los energéticos empleados en esta industria, tal vez como consecuencia de una mayor actividad en ella). Como se mencionó en párrafos anteriores, esto puede deberse al cambio tecnológico que se

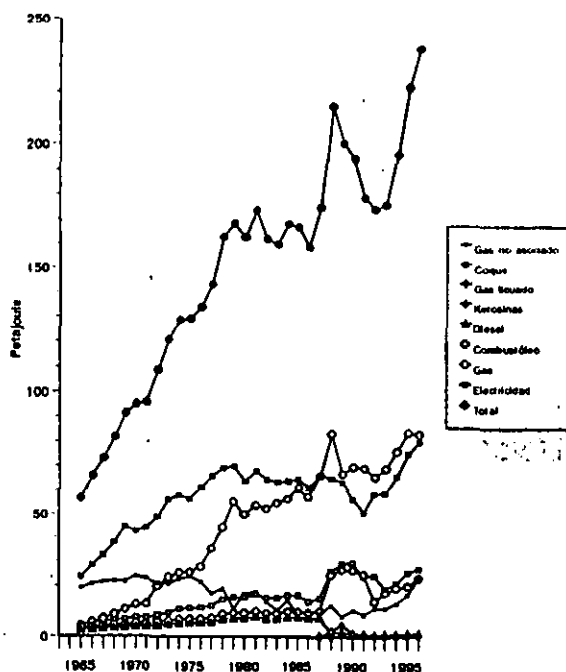
ha dado en la industria, esto es, al paso del horno de hogar abierto al horno eléctrico (de hecho, la intensidad energética de la industria se ha reducido en aproximadamente un 25 por ciento en el período comprendido entre 1988 y 1996 (ver gráfica adjunta).

**México: Intensidad energética
Subsector siderurgia**



Fuente: JOM, Cálculo propio. PUE-UNAM, Dic. 1998.
Sistema de Cuentas Nacionales. INEGI.
Balance Nacional de Energía 1996, SE, México, 1997.

**Figura A.15 México: Subsector siderurgia
Consumo de energía por tipo de energético**



Fuente: JOM. Elaboración propia por base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, Dic. 1998.

A los energéticos mencionados se adicionan el combustóleo y la electricidad, ambos presentan, hasta 1993, una tendencia decreciente y creciente a partir de 1994. La tendencia decreciente puede deberse a un uso más eficiente de la electricidad, a incorporación de tecnología más eficiente o a un corrimiento hacia productos menos intensivos en energía o, aún más, a un efecto de la crisis económica. Finalmente, el gas licuado, las kerosinas y el diesel contribuyen a la mezcla energética del sector con aportaciones marginales. La Tabla A.2 muestra las tasas de crecimiento promedio anual para el sector bajo consideración.

• Química

De nuevo, el gas y el combustóleo constituyen los combustibles más importantes para este subsector (Figura A.16) La electricidad se ubica en tercer lugar y presenta, al igual que los dos combustibles previos, un patrón creciente, sobre todo en los últimos años. El diesel recupera parte de su importancia en los últimos seis años y el gas licuado participa con cantidades marginales a

la mezcla energética de esta industria. Es de suponerse que el combustóleo pueda ser sustituido por gas natural y, con ello una mayor penetración del gas natural y menores emisiones.

- ***Azúcar***

En esta industria el principal energético es el bagazo de caña seguido por el combustóleo y contribuciones muy marginales de electricidad y diesel (Figura A.17). Esta industria presenta una problemática severa debido a la competencia de endulzantes industriales provenientes de otras materias primas diferentes a la caña de azúcar, por otra parte muchos de los ingenios azucareros presentan muy baja eficiencia en comparación con los existentes en otros países como es el caso de Colombia. Si la industria ha de sobrevivir tendrá que convertirse en una industria más eficiente, tanto energéticamente como en sus procesos de producción y comercialización, así como buscar la diversificación de productos. A demás de las necesidades financieras de los ingenios vinculados a su operación, se considera necesario prestar atención a las vinculadas con la modernización del proceso fabril y de las prácticas agrícolas para abatir costos de producción y elevar niveles de productividad.

- ***Cementero***

Esta industria no sigue la tendencia general (Figura A.18), desde el punto de vista energético, de las industrias previas. El combustible principal es el combustóleo con una contribución relativamente pequeña de gas y electricidad. Es importante mencionar que el *status* tecnológico de esta industria está considerado como uno de los mejores a nivel mundial. Sin embargo, se considera que hay lugar para algunas mejoras en su eficiencia energética.

- ***Minería***

Los principales energéticos en esta industria (Figura A.19) son la electricidad y el gas natural seguidos por una contribución más o menos estable de combustóleo, la cual es ligeramente menor al 25 por ciento de la contribución del gas natural. Se tienen contribuciones más o menos estables de coque y diesel (en el orden del 20 por ciento de la contribución del gas natural) y una contribución pequeña del gas licuado.

- ***Celulosa y Papel***

Para esta industria (Figura A.20) el combustóleo y gas constituyen los energéticos más importantes en la mezcla energética. La electricidad muestra una penetración creciente, sin embargo, su tendencia no es grande. Hay una penetración creciente del diesel en los últimos cinco años. El gas licuado contribuye con una cantidad marginal. Al parecer, en años recientes

esta industria ha experimentado un cambio estructural ya que su intensidad energética muestra una reducción de aproximadamente el 38 por ciento en 1996 respecto a 1988.

- ***Vidrio***

Los principales energéticos en esta industria son el gas y la electricidad (Figura A.21), esta última con un crecimiento muy lento. A los energéticos anteriores les sigue el combustóleo con un crecimiento muy lento en los últimos seis años. El diesel y coque mantienen una contribución pequeña y estable y el gas licuado una contribución marginal.

- ***Fertilizantes***

Esta industria presenta una estructura en su mezcla energética (Figura A.22) en la cual el combustible más importante es el gas. El combustóleo, después de ver su aportación a la mezcla energética de esta industria está creciendo de nuevo con pequeñas oscilaciones. La electricidad presentaba un patrón oscilante decreciente hasta 1992 y a partir de 1993 muestra un patrón también oscilante pero creciente, aunque lento. El diesel presenta una contribución marginal con pequeñas oscilaciones.

- ***Cerveza y Malta***

El análisis de la estructura de la mezcla energética de esta industria (Figura A.23) muestra que hay un claro proceso de sustitución de combustibles, sustitución que se presenta entre el combustóleo y el gas natural. La electricidad presenta una tendencia creciente aunque más o menos lenta, el diesel y gas licuado contribuyen con cantidades muy pequeñas.

- ***Aguas envasadas***

En el caso de esta industria no se puede decir que exista un combustible líder (Figura A.24). La mayor aportación proviene del diesel seguido por la electricidad y el gas natural. La electricidad ha venido penetrando con una tasa pequeña. El combustóleo ha venido perdiendo importancia lentamente. El gas licuado permanece estable.

- ***Construcción***

Para este caso el combustible líder es el diesel (Figura A.25), con una contribución prácticamente estable seguido por la electricidad cuya penetración es más o menos lenta. No vislumbra ningún proceso de sustitución de combustibles dada la infraestructura con que cuenta esta rama industrial.

- ***Automotriz***

Para esta industria el energético más importante es la electricidad (Figura A.26) seguida por el gas y el gas licuado. El diesel tiene una contribución marginal y desde 1990 no se emplea combustóleo.

- ***Hule***

Los energéticos más importante es esta industria (Figura A.27) son el gas seguido por la electricidad con una contribución más o menos estable. La contribución del diesel es pequeña y presenta una tendencia creciente muy lenta lo mismo que el combustóleo. El gas licuado presenta una tendencia decreciente y su contribución es marginal.

- ***Aluminio***

Hasta 1989 el principal energético en esta industria fue la electricidad (Figura A.28) y a partir de ese año ha habido una sustitución de electricidad por gas natural. Quizás esto se debe a los precios relativos de la electricidad y el gas. El combustóleo, kerosinas y diesel se dejaron de usar en esta industria desde hace varios años y el gas licuado participa con una cantidad marginal a la mezcla energética de esta industria.

- ***Tabaco***

Los principales energéticos en esta industria (Figura A.29) son el gas y la electricidad con una contribución pequeña de combustóleo y una fracción aún más pequeña de diesel.

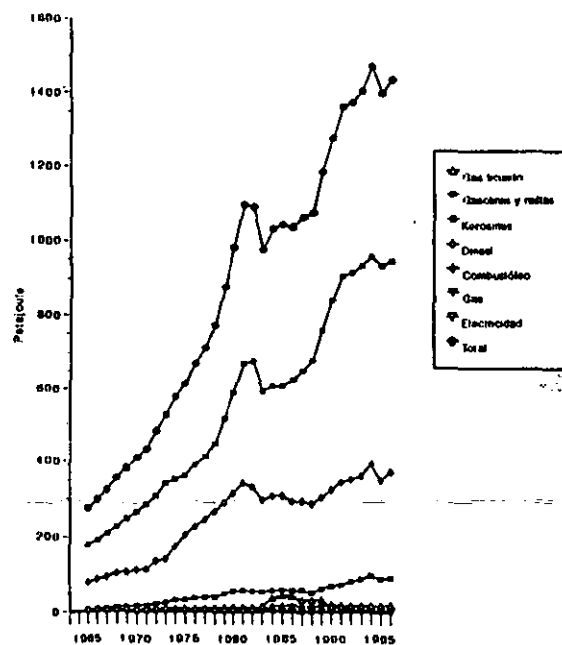
- ***Otras ramas industriales***

Para el caso agregado de las ramas industriales (Figura A.30a y A.30b) el gas y la electricidad constituyen los principales energéticos. El combustóleo muestra un patrón francamente decreciente e incluso casi nulo en 1996. El gas licuado y el diesel, después de una tendencia decreciente están creciendo con una tasa de crecimiento lenta en el primero de ellos y una tasa mayor en el segundo caso. El resto de los energéticos muestra un claro patrón decreciente..

1.6 Sector Transporte y Subsectores

Como se mencionó, actualmente el sector transporte es el mayor consumidor de energía final en México (Figura A.11). Los energéticos derivados del petróleo constituyen, prácticamente, las únicas fuentes de energía para el sector (Figura A.31); ellos son usados de manera ineficiente, con serios impactos ambientales, especialmente en las grandes ciudades. Las gasolinas constituyen la fuente energética más importante para este sector seguidas por el diesel y las kerosinas en orden de importancia. La participación del gas licuado en la mezcla de este sector ha sido muy pequeña, excepto durante el período de 1983 a 1990 debido a la decisión política de emplear este energético en algunas ciudades del norte del país, decisión política que fue suspendida debido a restricciones en el suministro. A partir de 1991 ha empezado a incrementar su participación, por razones ambientales, en la mezcla energética del sector en las grandes ciudades, a través de su uso en vehículos ligeros.

Figura A.31 México: Sector Transporte
Consumo de energía por tipo de energético



Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía 1996-1998 PUE, etc. 1998

El sector presenta una grave distorsión en la proporción en la cual los diferentes modos de transporte satisfacen el servicio. El desarrollo del sector favoreció el autotransporte (en 1996 representó el 89.82 por ciento del consumo energético total del sector), debilitando la posición que ocupaba el transporte ferroviario y deteniendo totalmente su expansión durante los últimos 48 años. El transporte marítimo tiene una participación muy baja en un comercio marítimo muy

dinámico y los servicios e infraestructura portuaria son insuficientes. Además de una pequeña red de transporte eléctrico: trolebuses y trenes ligeros, los pequeños sistemas de transporte colectivo eléctrico en ciudades como Monterrey y Guadalajara y el Sistema de Transporte Metropolitano de la Ciudad de México constituyen la totalidad del transporte eléctrico en el país. Los sistemas de transporte subterráneo consumen más del 93 por ciento del consumo de electricidad en el sector.

El consumo total de energía del sector se elevó del 32.70 por ciento del consumo energético final del país en 1965 al 38.37 por ciento en 1996. Esto representa una tasa anual promedio de crecimiento del 5.14 por ciento. Al igual que todos los restantes sectores, el consumo energético del sector transporte decreció en 1982 debido a la crisis económica sufrida por el país, a partir de 1983 se recuperó lentamente hasta alcanzar la participación que tenía antes de 1982, posteriormente su crecimiento fue más acelerado (con una tasa de 5.42 por ciento en el período de 1988-1994) para caer de nuevo en 1995 y empezar a recuperarse en 1996.

- *Autotransporte*

Para este subsector del sector transporte (Figura A.32) el principal combustible es la gasolina seguida por el diesel y el gas licuado. Como se puede observar, la gasolina presenta tres tasas diferentes de crecimiento en el período bajo consideración. De 1965 a 1988 muestra una tasa de crecimiento del 7.26, 8.26 por ciento de 1988 a 1991 y de 1.07 por ciento de 1991 a 1996. Estas tasas de crecimiento muestran la fuerte dependencia del consumo de gasolinas en el crecimiento económico.

Durante 1996 este sector consumió el 87.86 por ciento del suministro total de gasolina en el país, mientras que el restante por ciento fue empleado en el sector industrial como materia prima. Para el diesel la situación fue similar, ya que en 1996 el consumo en este sector presentó el 13.47 por ciento del suministro de diesel para uso final en el país. El por ciento restante fue empleado en el subsector ferroviario y marítimo, así como en el sector industrial. En el caso del GLP el consumo en este sector fue 4.76 por ciento del suministro total para uso final y el resto fue empleado en los sectores residencial (77.31%), comercial (13.25%) e industrial (4.39%) y una muy pequeña fracción en el sector agrícola (0.29%).

- *Aéreo*

La Figura A.33 muestra la estructura energética de este subsector. La kerosina constituye el principal energético seguido por una muy pequeña cantidad de gasolina. La kerosina muestra un patrón creciente desde 1965 a 1988 con una tasa de crecimiento de 12.57 por ciento, una tasa de crecimiento creciente de 11.29 por ciento de 1988 a 1991 y una tasa de crecimiento de 4.34 por ciento de 1991 a 1996. Si bien todo el sector transporte parece presentar poca flexibilidad al cambio de combustibles, este subsector en especial presenta una rigidez aún mayor.

- **Ferrovionario**

El único energético empleado en este subsector es el diesel (Figura A.34). Muestra un comportamiento oscilante con tendencia decreciente desde 1985 a 1991 y un muy pequeño incremento de 1991 a 1996. La tendencia que muestra parece indicar que se estabilizará alrededor de los 24 petajoules con tal vez pequeñas oscilaciones. Es posible pensar que este efecto sea resultado de la poca dinámica que muestra el subsector, producto de la nula o casi nula inversión en modernización y mayor uso de los servicios. Si los procesos de venta de los ferrocarriles conducen a los resultados esperados de modernización y activación del servicio es posible pensar en la conveniencia de un cambio estructural en la mezcla energética de este subsector pasando del empleo de combustibles fósiles a la electricidad. Todo ello deberá tomar en cuenta las condiciones del mercado de este tipo de transporte y de la orografía del país. Es conveniente recordar que este tipo de transporte es mucho más eficiente que el autotransporte carretero para mover mercancías y otros en grandes volúmenes.

- **Marítimo**

La mezcla energética de este subsector se muestra en la Figura A.35. Los energéticos empleados en él son el diesel y el combustóleo. Desde 1965 hasta 1990 el energético dominante fue el combustóleo, con un comportamiento oscilante pero creciente. Posteriormente reduce su participación fuertemente, cayendo abruptamente a partir de 1990. El diesel presenta un patrón creciente con una pendiente muy pequeña hasta 1990 y después de ese año sustituye, prácticamente en su totalidad al combustóleo. Es posible que el motivo de este comportamiento se localice en la disponibilidad del llamado diesel marino a partir de 1993 y en sus características para la maquinaria de la flota marítima.

- **Eléctrico**

Para este subsector el único energético empleado es la electricidad (Figura A.36). Desde 1965 a la fecha, el consumo muestra una tendencia sistemáticamente creciente. De 1965 a 1988 muestra una tasa de crecimiento de 11.56 por ciento, una tasa de crecimiento de 0.69 por ciento en el intervalo de 1988 a 1990 y de nuevo una tendencia creciente con una tasa de crecimiento de 4.26 por ciento de 1991 a 1996. Si bien la participación de este energético en el sector transporte ha tenido un crecimiento importante con la aparición, en 1967, del Sistema de Transporte Metropolitano de la Ciudad de México y muy posteriormente con sistemas colectivos en las ciudades de Monterrey y Guadalajara, ésta se encuentra muy lejos de los restantes energéticos empleados en el sector, independientemente de que es mucho más eficiente y menos contaminante.

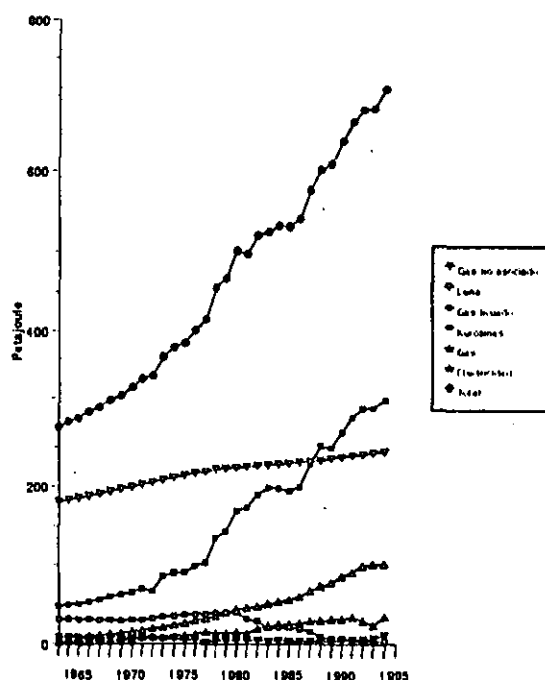
1.7 Sector Residencial, Comercial y Público

Este sector, en su conjunto, constituye el tercer consumidor en orden de importancia a nivel nacional. Se ubica después de los sectores transporte e industrial (Figura A.11). Hasta fechas muy recientes el consumo energético en los sectores comercial y público se reportaba en los Balances Nacionales de Energía adicionados al consumo energético del sector residencial, sin embargo, para los propósitos del presente trabajo se han separado en sus contribuciones individuales (Figuras A.37, A.39, A.40, y A.41). Todos los subsectores muestran un comportamiento oscilante con tendencia creciente. En términos energéticos, de la Figura A.37 resulta claro que el sector residencial es el más importante seguido por los sectores comercial y público y de servicios. A finales de 1996 el consumo energético del sector en su conjunto representó el 22.62 por ciento del consumo energético final, éste se ha incrementado sistemáticamente desde 1965 a la fecha en respuesta al crecimiento poblacional y al proceso de urbanización (la relación de población urbana a rural ha sido de 1.07 en 1960 a 2.86 en 1996).

La mezcla energética (Figura A.38a y A.38b) reflejan claramente el proceso de urbanización: se tiene un incremento sistemático de la electricidad a lo largo del período y también un importante crecimiento del consumo de GLP; la leña muestra una tendencia creciente con una pendiente relativamente pequeña (es importante mencionar que este dato es un estimado que ha sufrido continuas revisiones en base a revisión de las cifras poblacionales después del censo de 1990 y a modificación en el poder calorífico bajo consideraciones de humedad, etcétera); el gas natural (gas y gas no asociado en la Figura A.38b) triplica su participación a partir de 1975 a la fecha en comparación con su participación en el período 1965-1975. El combustóleo presenta un patrón oscilante con cambios pronunciados, sobre todo de 1983 a la fecha con una tendencia decreciente; es de suponerse que el efecto se debe a un proceso de sustitución de combustóleo por gas natural. El resto de los combustibles (kerosinas y diesel) muestran una tendencia notablemente decreciente a partir de 1983 y también es de suponerse que la causa sea el proceso de sustitución de estos energéticos por gas natural y otros combustibles.

Presentando atención por separado a cada uno de los subsectores, Figura A.39 a la A.41, podemos observar que siendo el subsector residencial el más importante desde el punto de vista de su consumo energético es, también, el más diversificado en su mezcla energética (Figura A.39).

Figura A.39 México: Subsector residencial
Consumo de energía por tipo de energético



Fuente: INM, Elaboración propia con base en Informe Nacional de Energía, 1996. PUE-1996M, de 1996

Por muchos años, desde 1965 y hasta 1989, el energético más importante fue la leña seguido por el GLP. A partir de 1990 el GLP sobrepasa a la leña en orden de importancia con una tendencia de penetración notable en tanto que la leña se mantiene más o menos al mismo nivel en los últimos nueve años. En este sentido es posible pensar en un proceso de sustitución entre estos dos energéticos. La electricidad muestra una tendencia creciente (más pronunciada que la de la leña), sin embargo, en los años de 1994 a 1996 muestra una tendencia todavía creciente pero con una pendiente notablemente menor. Quizá la causa de ello sea la crisis de 1994 y sus efectos posteriores, otra posible causa se ubica en la penetración de dispositivos electrodomésticos más eficientes aunque la incertidumbre de esta apreciación es alta.

En cuanto al subsector comercial (Figura A.40) los energéticos más importantes son el GLP, la electricidad y el combustóleo, sin embargo, se estima que ha habido un proceso de sustitución de combustóleo por GLP y una importante penetración de la electricidad. Es posible que la penetración del GLP y la electricidad se haga más notable en los próximos años como consecuencia de las condicionantes de carácter ambiental. En cuanto al diesel éste ha perdido totalmente su importancia a partir de 1984.

Finalmente, en el caso del subsector público y de servicios (Figura A.41) el consumo energético mostrado se refiere, casi en su totalidad, a alumbrado público y bombeo de agua y, por consecuencia, al consumo de electricidad.

Figura A.40 México: Subsector comercial
Consumo de energía por tipo de energético

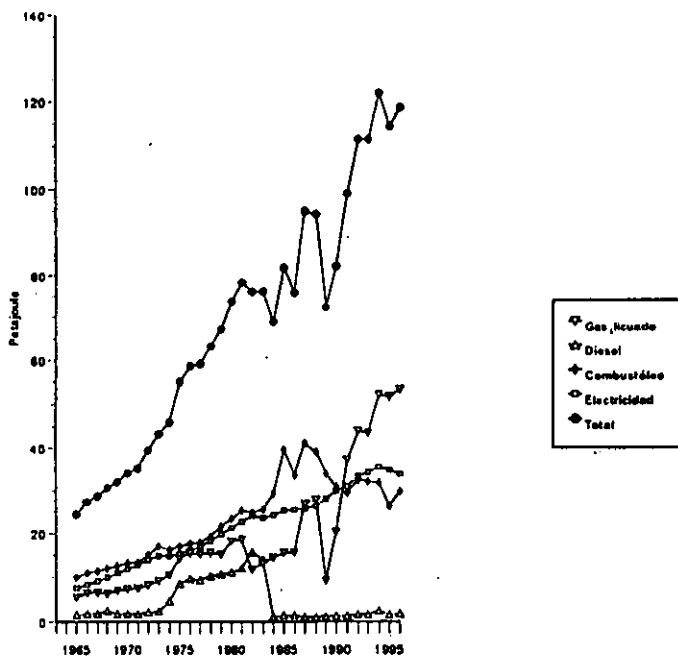
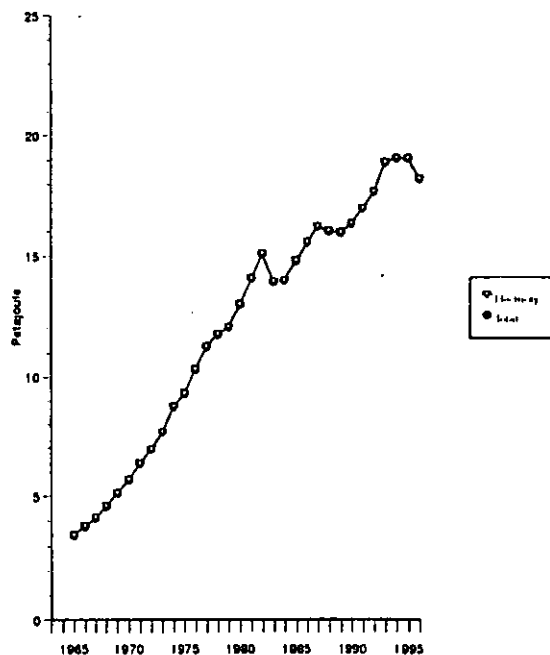


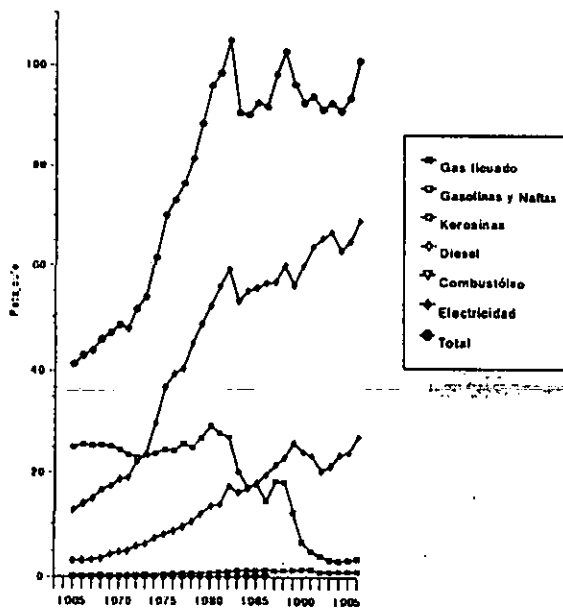
Figura A.41 México: Subsector público y de servicios
Consumo de energía por tipo de energético



1.8 Sector Agropecuario (en esencia se trata del sector agrícola)

Desde el punto de vista del consumo final de energía (Figura A.11), el sector agropecuario es el menos demandante de los sectores de uso final. El consumo final fue de 4.36 por ciento del consumo energético final en 1965 al 2.7 por ciento en 1966, implicando una tasa de crecimiento anual promedio de 2.93 por ciento a lo largo del período. La mezcla energética ha sufrido notables cambios en este sector (Figura A.42), hasta 1972 la kerosina constituía el principal energético. A partir de ese año, el diesel tomó la primacía, es de suponerse que ello ocurrió como consecuencia de la mecanización y de la introducción del riego como elementos importantes en la agricultura. A partir de 1984 la electricidad sobrepasó a la kerosina y se convirtió en el segundo más importante energético empleado, ello como consecuencia del riego con base en bombeo eléctrico. El combustóleo dejó de emplearse desde 1986, independientemente de que su aportación a la mezcla energética del sector siempre fue marginal. De la misma manera, el GLP presenta una contribución pequeña y con pocas probabilidades de incrementarla de manera notable.

Figura A.42 México: Subsector agrícola
Consumo de energía por tipo de energético



Fuente: IEMA, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1994. INE UGMAE, de 1996

Capítulo 2

2. Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por el consumo energético.

Para el cálculo de las emisiones asociadas a los consumos energéticos históricos se emplea la matriz entre fuentes y contaminantes que se muestra en las Tablas B.1 y B.2 (todas las Tablas y Figuras que se citan en este capítulo se ubican en el Apéndice B). Como se puede observar en la Tabla B.1 los contaminantes que están incorporados en la metodología para el cálculo de las emisiones son: CO₂, CO, NO_x, SO_x, HC y partículas. Se ha incluido la contribución proveniente de los debido al contenido de azufre en los combustibles mexicanos y en atención a las normas ecológicas existentes 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. Para la realización del presente trabajo sólo se evaluarán las emisiones correspondientes a CO₂ y CH₄ los cuales se toman de la Tabla B.2 para comparar bajo las mismas bases (en cuanto a factores de emisión se refiere) con los resultados que se obtengan bajo las metodologías que se emplearán.

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 de madera y desmante para uso agropecuario.

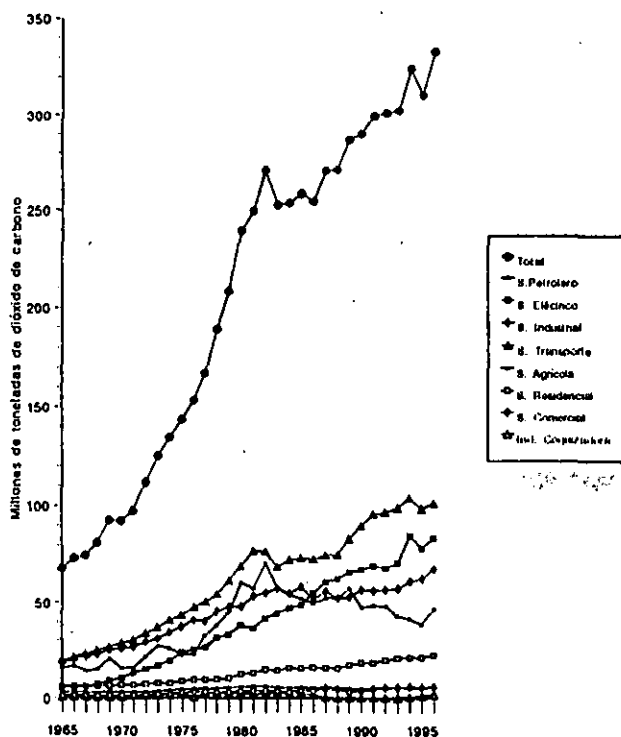
2.1 Emisiones de CO₂

La Figura B.1 muestra el cálculo, basado en los Balances Nacionales de Energía de SEMIP (SEMIP, 1965-1996), de la evolución histórica de las emisiones de CO₂ para cada uno de los sectores considerados (véanse Tablas B.3 a B.12). Se observan tres periodos de comportamiento diferentes entre 1965 y 1996 (primer periodo de 1965 a 1982, segundo periodo de 1982 a 1989 y tercer periodo de 1989 a 1996).

La Tabla B.11 muestra las emisiones de CO₂ para los sectores consumidores (Industrial, Transporte, Agrícola, Comercial, Residencial y Público); mientras que la Tabla B.12 muestra las emisiones totales del país, esto es, no sólo incluye los sectores consumidores mencionados sino que incorpora a los sectores eléctrico, petrolero y la industria coquizadora.

A nivel de los sectores consumidores (Tabla B.11) se observa que el combustóleo, gasolinas y el gas licuado son los energéticos que más contribuye a las emisiones de dióxido de carbono seguido por el gas natural (gas no asociado y gas residual), diesel, coque y las kerosinas. A nivel país (Tabla B.12), esto es emisiones totales de dióxido de carbono, el combustóleo es el energético que más contribuye a las emisiones de CO₂, seguido por el gas natural (gas residual, asociado y no asociado, las gasolinas y naftas, diesel, gas licuado, carbón, coque, kerosinas, crudo y condensados).

Figura B.1 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Dióxido de carbono



Fuente: JOM, Cálculo propio con base en el Manual Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

2.1.1 Sector Transporte

El transporte (Figuras B.1, B.2a y B.2b; Tabla B.5) es el contribuyente más importante a las emisiones totales de este contaminante. Durante el primer período (1965-1982) muestra un crecimiento sistemático con una tasa anual de 8.43 por ciento, una caída al inicio del segundo período (1982-1989) y un crecimiento sistemático durante el resto de este período con una tasa anual de 1.16 por ciento. Para el tercer período la tasa de crecimiento sistemático es de 2.79 por ciento. Desde el punto de vista de los combustibles consumidos los más importantes contribuyentes a las emisiones de bióxido de carbono (Figura B.2a y B.2b; Tabla B.5) son las gasolinas, el diesel y, en mucho menor medida las kerosinas y el gas licuado. Las gasolinas representan el 64.83 por ciento de las emisiones de bióxido de carbono, el diesel el 27.34 por ciento y los restantes energéticos el 7.83 por ciento. Un proceso de sustitución de gasolinas por gas natural y gas licuado tendría el efecto de disminuir las emisiones de bióxido de carbono (el factor emisión para gas natural es 23.53 por ciento menor que el de las gasolinas y el del gas licuado 9.88 por ciento menor que el de las gasolinas, Tablas B.1 y B.2), sin embargo, sería necesario llevar a cabo un análisis en profundidad para cada tipo de actividad en el sector y de esta manera evaluar las emisiones, por ejemplo, sería conveniente conocer los consumos de gasolina y de gas licuado por pasajero, por unidad de carga; determinar un aspecto importante en el uso del gas licuado en el transporte, esto es la fuga de este combustible.

A nivel de subsectores del sector transporte, las Figuras B.3 a B.6 muestran el comportamiento de las emisiones de bióxido de carbono por combustible dentro de cada subsector. Los comentarios expresados para el sector en su conjunto se extienden a los subsectores, en particular en el caso del autotransporte. El sector aéreo y marítimo presentan una fuerte rigidez al cambio energético debido a las características de su infraestructura de consumo energético. Por otra parte, el subsector ferroviario podría ser el más adecuado para llevar a cabo un cambio tecnológico dadas las circunstancias actuales de venta del sector. Es posible pensar que la poca dinámica que muestra el subsector, producto de la nula o casi nula inversión en modernización y mayor uso del servicio, se constituya en un elemento importante para dicho cambio tecnológico. Si los procesos de venta de los ferrocarriles conducen a los resultados esperados de modernización y activación del servicio es posible pensar en la conveniencia de un cambio estructural en la mezcla energética de este subsector pasando del empleo de combustibles fósiles a la electricidad con la consecuente reducción en las emisiones de bióxido de carbono. Todo ello deberá tomar en cuenta las condiciones del mercado de este tipo de transporte y de la orografía del país. Es conveniente recordar que este tipo de transporte es mucho más eficiente que el autotransporte carretero para mover mercancías y otros en grandes volúmenes.

2.1.2 Sector industrial

El siguiente sector en orden de importancia por sus emisiones de CO₂ es el industrial (Figuras B.1, B.7a y b.7b; Tabla B.4) aunque es sobrepasado por el sector eléctrico durante el tercer período. Muestra un comportamiento similar al transporte a lo largo del período graficado con tasas anuales de 6.78, -0.53 y 3.49 por ciento para el primero, segundo y tercer período, respectivamente. Los principales combustibles fósiles consumidos en el sector son el gas y el combustóleo. La mayor aportación a las emisiones proviene del gas natural (gas y gas no asociado) seguido por las emisiones del combustóleo, diesel, coque y gas licuado. Aunque el consumo de combustóleo en este sector es importante el de gas natural es tres veces superior. Es importante hacer notar que el factor de emisiones para bióxido de carbono del combustóleo es 37.91 por ciento mayor que el de gas natural.

Considerando al sector industrial en forma desagregada, esto es, por subsectores (los reportados en el Balance Nacional de Energía 1996), se observa en las Figuras B.8a a B.8e, que los principales contribuyentes a las emisiones de bióxido de carbono son la siderurgia, la petroquímica, el rubro denominado otras ramas industriales, la química, el azúcar, el cemento, la minería, la celulosa y el papel y vidrio. Para las ramas industriales restantes (fertilizantes, cerveza y malta, aguas envasadas, automotriz, construcción, hule, aluminio y tabaco) la contribución a las emisiones de bióxido de carbono es relativamente pequeña.

Es posible pensar que una política energética de sustitución de combustibles basada en la sustitución de combustóleo por gas natural tuviese el efecto de reducir las emisiones de bióxido de carbono. Esto en principio es correcto, sin embargo, es necesario analizar cada subsector industrial individualmente, ya que, como se dijo antes, buena parte de los subsectores industriales que contribuyen más fuertemente a las emisiones de bióxido de carbono tienen o presentan una

mezcla energética en donde el principal energético ya es el gas natural con contribuciones relativamente menores de combustóleo (tal es el caso de la siderurgia, otras ramas industriales, el azúcar y el vidrio; en cambio la química, el cemento, la minería, la celulosa y el papel presentan consumos relativamente importantes de combustóleo y podría ser objeto de un proceso de sustitución de combustóleo por gas natural).

Ahora bien, el que se diga que ciertas ramas industriales contribuyen más fuertemente a las emisiones de bióxido de carbono y que el resto lo hace de manera relativamente menor, no sólo tiene como propósito llamar la atención sobre ellas sino hacer ver que el pensar en un proceso de sustitución global sin atender a los aspectos específicos de cada rama industrial puede conducir a errores de política energético-ambiental. En atención a lo anterior en el Apéndice B se incluyen Figuras que muestran las emisiones de bióxido de carbono por subsector industrial y por tipo de energético con el propósito de que los interesados y tomadores de decisiones puedan contar con elementos de decisión.

2.1.3 Sector Eléctrico

Siguiendo al sector industrial se encuentra el sector eléctrico (Figuras B.1 y B.26; Tabla B.3) para el cual los combustibles fósiles más importantes son el combustóleo, el gas natural y el carbón. Muestran durante el primer período un crecimiento sistemático con una tasa anual de 12.74 por ciento, 6.86 y 3.31 por ciento durante el segundo y tercer período, respectivamente. La política de sustitución de combustóleo por gas natural en centrales de generación ubicadas en zonas críticas según la norma de emisiones para fuentes fijas tendrá un efecto notablemente positivo en la reducción de SO₂ (objetivo central de la norma NOM-085-ECOL-1994) y en los SO_x en general, debido al notablemente menor factor de emisión de SO_x del gas natural en comparación con el del combustóleo (Tablas B.1 y B.2); asimismo, tiene el efecto de reducir los hidrocarburos no quemados y las partículas y, en cantidades relativamente pequeñas, el CO₂. Sin embargo, incrementa el CO y los NO_x.

2.1.4 Sector Petrolero

Después de las contribuciones provenientes de los sectores de transporte, industrial y eléctrico se tiene la correspondiente a PEMEX (Figura B.1 y B.27a a B.27c; Tabla B.10). Este sector muestra un comportamiento oscilante en el cual se observa claramente el efecto del *boom* petrolero, seguido de un decrecimiento sistemático con oscilaciones durante los últimos dos períodos. Durante el primer período la tasa de crecimiento de las emisiones fue de 9.51 por ciento y tasas negativas de 2.89 y 3.05 por ciento en los dos siguientes períodos.

Es importante mencionar que los datos reportados en las Figuras asociadas a este 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 1996 de SEMIP (SEMIP, 1996), se enviaron a la atmósfera seis billones de Joules de condensados, 1,148 billones

de Joules de gas no asociado y 92,132 billones de Joules de gas asociado, las que en conjunto corresponden a 5.23 millones de toneladas de CO₂.

2.1.5 Sector residencial, comercial y público

Para el sector residencial, comercial, público y de servicios la contribución conjunta es mostrada en las Figuras B.28a y B.28b, así como en la Tabla B.8. Se observa que la contribución global de estos tres sectores es del orden del 7.78 por ciento de las emisiones originadas en el país. Su comportamiento es decididamente creciente con pequeñas oscilaciones. Durante el primer período la tasa de crecimiento de las emisiones fue de 5.67 por ciento; de 2.01 por ciento para el segundo y, de 5.39 por ciento para el tercero de ellos. El sector residencial es le principal contribuyente a las emisiones seguido por el comercial. El sector público y de servicios no presenta contribución alguna tomando en cuenta que sólo consume electricidad en sus actividades. A nivel de las emisiones de bióxido de carbono por tipo de energético (Tabla B.8) se tiene que las asociadas al empleo de gas licuado son, por mucho, las más importantes seguidas por las asociadas al combustóleo, el gas natural y las kerosinas.

Prestando atención a las emisiones por subsector, el subsector residencial (Figura B.29 y Tabla B.7) muestra un comportamiento creciente con una tasa anual de crecimiento de 5.72 por ciento durante el primer período, del 2.24 por ciento a lo largo del segundo período y de 3.79 por ciento para el tercer período. El GLP y el gas natural son los principales energéticos (excluyendo a la leña), consecuentemente, estos energéticos constituyen las principales fuentes de contaminación originadas en el sector. De nuevo, las emisiones provenientes de la leña no se incluyen en las cifras mostradas en la Figura. La sustitución parcial o total, en su caso, de gas licuado y gas natural en el sector por electricidad y fuentes renovables de energía contribuiría de manera importante a la reducción de emisiones de bióxido de carbono en este sector.

En cuanto al sector comercial (Figura B.30 y Tabla B.6) se observa un comportamiento similar al residencial a lo largo del primer período con una tasa de crecimiento de 6.93 por ciento; durante los otros dos períodos muestra un comportamiento oscilante, un cambio de pendiente y tasa anual de crecimiento de 3.52 y 2.55 por ciento, respectivamente. Las emisiones asociadas al GLP y al combustóleo son las más importantes (Tabla B.6), las asociadas al diesel empleado en este subsector son muy pequeñas. La sustitución parcial o total, en su caso, de gas licuado y combustóleo en el sector por gas natural y/o electricidad y fuentes renovables de energía contribuiría de manera importante a la reducción de emisiones de bióxido de carbono en este sector.

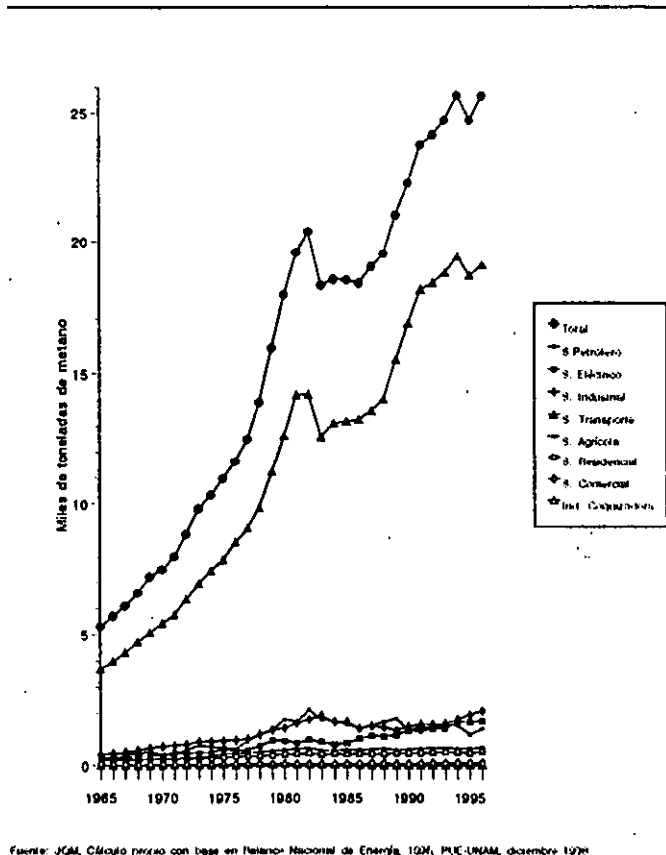
2.1.6 Sector Agropecuario

Finalmente, el sector agropecuario (Figura B.31 y Tabla B.9) muestra una tendencia creciente a lo largo del primer período con una tasa anual de crecimiento de 5.06 por ciento; para los otros dos períodos muestra una tendencia decreciente con oscilaciones y con tasas anuales de crecimiento negativas de 1.28 y 1.03 por ciento, respectivamente. El diesel es el principal energético en el sector seguido por la electricidad y pequeñas cantidades de kerosina, gasolinas y gas licuado. La contribución del diesel consumido en el sector a las emisiones de bióxido de carbono es, prácticamente, la totalidad de las emisiones (Tabla B.9) y por consecuencia la sustitución del diesel por otro energético menos contaminante tendría el efecto de reducirlas, sin embargo, la infraestructura que da lugar a este tipo de consumo energético parece ser muy difícil de modificar y con ello el cambio de combustibles.

2.2 Emisiones de CH₄.

La Figura B.32 muestra el cálculo, basado en el Balance Nacional de Energía de SEMIP (SEMIP, 1965-1996), de la evolución histórica de CH₄ para cada uno de los sectores considerados (véanse Tablas B.3 a B.12). Al igual que en el caso de las emisiones de CO₂ se observan tres periodos de comportamiento diferente entre 1965 y 1996 (primer periodo de 1965 a 1982, segundo periodo de 1982 a 1989 y tercer periodo de 1989 a 1996).

Figura B.32 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Metano



La Tabla B.11 muestra las emisiones de CH₄ para los sectores consumidores (Industrial, Transporte, Agrícola, Comercial, Residencial y Público; mientras que la Tabla B.12 muestra las emisiones totales del país, esto es, no sólo incluye los sectores consumidores mencionados sino que incorpora a los sectores eléctrico, petrolero y la industria coquizadora. A nivel de los sectores consumidores (Tabla B.11) se observa que las gasolinas, gas licuado y gas natural son los energéticos que más contribuye a las emisiones de metano, seguido por el diesel, kerosinas, coque y el combustóleo. A nivel país (Tabla B.12), las gasolinas y naftas ocupan el primer lugar, seguidas por las del diesel, gas natural (gas residual, asociado y no asociado), combustóleo, gas licuado, crudo, kerosinas, coque, carbón y condensados.

2.2.1 Sector transporte

El transporte (Figura B.32, B.33a y B.33b; Tabla B.5) es el contribuyente más importante a las emisiones totales de este contaminante. Durante el primer período (1965-1982) muestra un crecimiento sistemático con una tasa anual de 8.26 por ciento, una caída al inicio del segundo período (1982-1989) y un crecimiento más o menos sistemático durante el resto de este período con una tasa anual de 1.24 por ciento. Para el tercer período la tasa de crecimiento sistemático es de 2.97 por ciento. Desde el punto de vista de los combustibles consumidos los más importantes contribuyentes a las emisiones de metano (Tabla B.9) son las gasolinas, el diesel y, en mucho menor medida las kerosinas y el gas licuado. Las gasolinas representan más del 80.3 por ciento de las emisiones de metano, el diesel el 17.73 por ciento y los restantes energéticos el 1.97 por ciento.

Un proceso de sustitución de gasolinas por gas natural y gas licuado tendría el efecto de disminuir, de manera notable las emisiones de metano (el factor de emisiones para gas natural es 11.57 veces menor que el de las gasolinas (Tabla B.1 y B.2), sin embargo, sería necesario llevar a cabo un análisis en profundidad para cada tipo de actividad en el sector y de esta manera evaluar las emisiones, por ejemplo, sería conveniente conocer los consumos de gasolina y gas licuado por pasajero y por unidad de carga.

A nivel de subsectores del sector transporte, las Figuras B.34 a B.37 muestran el comportamiento de las emisiones de metano por combustible dentro de cada subsector. Los comentarios expresados para el sector en su conjunto se extienden a los subsectores, en particular en el caso del autotransporte. El sector aéreo y marítimo presentan una fuerte rigidez al cambio energético debido a las características de su infraestructura de consumo energético. Por otra parte, el subsector ferroviario podría ser el más adecuado para llevar a cabo un cambio tecnológico dadas las circunstancias actuales de venta del sector. Es posible pensar que la poca dinámica que muestra el subsector, producto de la nula o casi nula inversión en modernización y mayor uso del servicio, se constituya en un elemento importante para dicho cambio tecnológico.

2.2.2 Sector industrial

El siguiente sector en orden de importancia por sus emisiones de CH₄ es el industrial (Figura B.32, B.38a y B.38b; Tabla B.4). Muestra un comportamiento similar al transporte a lo largo del período graficado con tasas anuales de 8.92, -3.8 y 6.4 por ciento para el primero, segundo y tercer período, respectivamente. Las principales contribuciones a las emisiones de metano provenientes de los combustibles fósiles consumidos en el sector (Tabla B.4) son las originadas por el consumo de gas (gas y gas no asociado) . Para el resto de los combustibles consumidos en el sector las contribuciones a las emisiones de metano son muy pequeñas en comparación con las de gas, sin embargo, las de coque son nueve veces menores a las de gas y las de gas licuado 45 veces menores.

Considerando el sector industrial en forma desagregada, esto es, por subsectores (los reportados en el Balance Nacional de Energía 1996), se observa en las Figuras B.39a a B.39e que los principales contribuyentes a las emisiones de metano son la petroquímica, la siderurgia, el rubro

denominado otras ramas industriales, la minería, el vidrio, la celulosa y el papel y el cemento. Para las ramas industriales restantes (fertilizantes, cerveza y malta, agua envasada, automotriz, construcción, hule, aluminio y tabaco) la contribución a las emisiones de metano es muy pequeña. Es posible pensar que una política energética de sustitución de combustibles basada en la sustitución de combustóleo por gas natural tuviese el efecto de reducir las emisiones de metano. Esto en principio es correcto para el caso de las emisiones de bióxido de carbono, sin embargo, no lo es en el caso del metano, ya que el factor de emisión para gas natural es dos ordenes de magnitud mayor que el del combustóleo (Tablas B.1 y B.2). Es necesario analizar cada subsector industrial individualmente, ya que, como se dijo antes, buena parte de los subsectores industriales que contribuyen más fuertemente a las emisiones de metano tienen o presentan una mezcla energética en donde el principal energético ya es el gas natural con contribuciones relativamente menores de combustóleo (tal es el caso de la siderurgia, otras ramas industriales, el azúcar y el vidrio; en cambio la química, el cemento, la minería, la celulosa y el papel presentan consumos relativamente importantes de combustóleo y podrían ser objeto de un proceso de sustitución de combustóleo por gas natural).

Ahora bien, el que se diga que ciertas ramas industriales contribuyen más fuertemente a las emisiones de metano y que el resto lo hace de manera relativamente menor, no sólo tiene como propósito llamar la atención sobre ellas sino hacer ver que el pensar en un proceso de sustitución global sin atender a los aspectos específicos de cada rama industrial puede conducir a errores de política energético-ambiental. En atención a lo anterior en el Apéndice B se incluyen Figuras que muestran las emisiones de metano por subsector industrial y por tipo de energético con el propósito de que los interesados y tomadores de decisiones puedan contar con elementos de decisión.

2.2.3 Sector eléctrico

Siguiendo al sector industrial se encuentra el sector eléctrico (Figura B.32 y B.57; Tabla B.3) para el cual los combustibles fósiles más importantes son el combustóleo, el gas natural y el carbón. La Figura B.57 muestra que el principal contribuyente a las emisiones de metano es el gas seguido por el combustóleo y el carbón. Las emisiones de metano provenientes del consumo de gas son poco más de dos veces las provenientes del combustóleo (Tabla B.3). Las emisiones de metano muestran a lo largo de todo el período un crecimiento sistemático con oscilaciones, durante el primer período lo hace con una tasa anual de 7.11 por ciento, 2.55 y 5.64 por ciento durante el segundo y tercer período, respectivamente.

2.2.4 Sector petrolero

Después de las contribuciones provenientes de los sectores de transporte, industrial y eléctrico se tiene la correspondiente a PEMEX (Figuras B.32 y B.58a a B.58c; Tabla B.10). 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 con oscilaciones. Es notable la

caída durante los últimos diez y doce años. Durante el primer período la tasa de crecimiento de las emisiones fue de 9.82 por ciento y tasas negativas de 2.41 y 3.43 por ciento en los dos siguientes períodos. Los principales contribuyentes a las emisiones de metano (Tabla B.10) son el gas (gas, gas no asociado y gas asociado), combustóleo y las gasolinas. Es importante mencionar que los datos reportados en las Figuras correspondientes a este sector no 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 1996 de SEMIP (SEMIP, 1996), se enviaron a la atmósfera seis billones de Joules de condensados, 1,148 billones de Joules de gas no asociado y 92,132 billones de Joules de gas asociado, las que en conjunto corresponden a 130.6 toneladas de CH₄).

2.2.5 Sector residencial, comercial y público.

Para el sector residencial, comercial, público y de servicios la contribución conjunta es mostrada en las Figuras B.59a y B.59b, así como la Tabla B.8. Se observa que la contribución global de estos tres sectores es del orden del 2.39 por ciento de las emisiones originadas en el país. Su comportamiento es decididamente creciente con pequeñas oscilaciones. Durante el primer período la tasa de crecimiento de las emisiones fue de 4.54 por ciento; tasa negativa de 0.06 por ciento para el segundo período y, de 3.28 por ciento para el tercero de ellos. El sector residencial es el principal contribuyente a las emisiones seguido por el comercial.

El sector público y de servicios no presenta contribución alguna tomando en cuenta que sólo consume electricidad en sus actividades.

A nivel de las emisiones de metano por tipo de energético (Tabla B.8) se tiene que las asociadas al empleo de gas licuado son, por mucho, las más importantes seguidas por las asociadas al combustóleo, el gas natural y las kerosinas.

El sector residencial (Figura B.60 y Tabla B.7) muestran un comportamiento creciente con una tasa anual de crecimiento de 4.54 por ciento durante el primer período, del 0.03 por ciento a lo largo del segundo y de 1.99 por ciento para el tercer período. El GLP y el gas natural son los principales energéticos (excluyendo a la leña), consecuentemente, estos energéticos constituyen las principales fuentes de emisiones de metano originadas en el sector (Tabla B.7). La sustitución parcial o total, en su caso, de gas licuado y gas natural en el sector por electricidad y fuentes renovables de energía contribuiría de manera importante a la reducción de emisiones de metano en este sector. De nuevo, las emisiones provenientes de la leña no se incluyen en las cifras mostradas en la Figura B.60.

En cuanto al sector comercial (Figura B.61; Tabla B.6) se observa un comportamiento similar al residencial a lo largo del primer período con una tasa anual de crecimiento de 6.06 por ciento; durante los otros dos períodos muestra un comportamiento oscilante, un cambio de pendiente y tasa anual de crecimiento de 0.63 y 7.94 por ciento, respectivamente. El GLP y el combustóleo son los principales energéticos y por consecuencia las principales fuentes de contaminación

(Tabla B.6) . La sustitución del combustóleo por gas licuado supondría una reducción de las emisiones de metano (debido a que su factor de emisión es 33.33 por ciento menor que el de combustóleo), si la sustitución es por gas natural se podría esperar un efecto semejante. La sustitución parcial o total, en su caso, de GLP y gas natural por electricidad y fuentes renovables de energía contribuiría de manera importante a la reducción de las emisiones de metano en este sector. De nuevo estas conclusiones requerirían de estudios específicos que confirmen los supuestos y sus impactos reales.

2.2.6 Sector Agropecuario

Finalmente, el sector agropecuario (Figura B.62; Tabla B.9) muestra una tendencia creciente a lo largo del primer período con una tasa anual de crecimiento de 7.37 por ciento; para los otros dos períodos muestra una tendencia creciente menor con tasa anual de crecimiento de -1.59 y 2.23 por ciento, respectivamente. El diesel es el principal energético en el sector seguido por la electricidad y pequeñas cantidades de kerosinas, gasolinas y gas licuado. La contribución del diesel consumido en el sector a las emisiones de metano es, prácticamente, la totalidad de las emisiones (Tabla B.9) y por consecuencia la sustitución del diesel por otro energético menos contaminante tendría el efecto de reducirlas, sin embargo, la infraestructura que da lugar a este tipo de consumo energético parece ser muy difícil de ser modificada y con ello el cambio de combustible.

Capítulo 3

3. Metodología empleada, escenarios económicos y poblacionales.

Como se mencionó la metodología empleada está expresada en el Modelo de Demanda de Energía (MODEMA) Figura C.1. Las Tablas y Figuras que se citan en este capítulo se encuentran en el Apéndice C.

3.1 Modelo de Demanda de Energía (MODEMA)

MODEMA es un modelo de demanda de energía cuyas proyecciones de corto y mediano plazo consideran el comportamiento detallado de los sectores y subsectores consumidores, sus consumos proyectados y posibilidades de conservación de energía y de diversificación. Asimismo, en su versión más actual ha sido extendido a proveer de proyecciones para las emisiones relacionadas al sistema energético.

El modelo es clasificado como de simulación para la demanda de energía primaria y final en el corto y mediano plazo, considerando que el corto plazo cubre el lapso de hasta tres años y el mediano plazo hasta diez años, quizá quince. Como modelo de simulación, el tamaño de la estructura de la demanda sectorial de energía está en función de la evolución de :

- a) Las variables que determinan el comportamiento de la actividad socioeconómica, y
- b) Su relación causal con la demanda de energía.

El modelo desagrega la economía en sectores y subsectores, como se muestra en la Tabla C.1, y analiza su participación en la economía nacional. En esta forma, la demanda de energía a futuro dependerá de las expectativas económicas y energéticas de cada sector y de su peso relativo. Como consecuencia, permite un análisis individual de los principales sectores y proporciona una proyección de la demanda de energía más representativa que la proporcionada por una relación general energía-producto interno bruto.

Adicionalmente, tiene la opción de introducir elementos de política energética, tales como aquellos que buscan la conservación de energía y los efectos de tales políticas sobre la demanda de energía. En consecuencia el modelo proporciona proyecciones para la demanda total de energía, así como la demanda por tipo de energético para cada sector y subsector. Adicionalmente, proporciona proyecciones para las emisiones de CO₂, CO, CH₄, SO_x, NO_x, HC y partículas a lo largo del período de proyección por sector, subsector y tipo de energético.

Las variables exógenas más importantes son los crecimientos económicos y poblacionales del país. La economía del país se divide en sectores y subsectores, se analizan las tendencias históricas de la participación individual de los sectores y subsectores en el Producto Interno Bruto y sus consumos por tipo de energético (combustibles y electricidad); asimismo, se analizan las

emisiones asociadas a los consumos energéticos (gas de combustión, hidrocarburos no quemados y partículas, entre otras). En consecuencia permite determinar las proyecciones de demanda de energía por sector y subsector o por tipo de combustible de acuerdo a diferentes escenarios de crecimiento económico y poblacional; y de manera alternativa, analizar los impactos de políticas energéticas y restricciones ambientales (sustitución de combustibles, eficiencia energética, etcétera).

Brevemente, los sectores de la economía son divididos en sectores productivos y sectores consumidores. Un sector productivo es aquel que aporta al producto interno bruto y, por contraposición, un sector consumidor es aquel que no lo hace. Con base en ello, la demanda total de energía se expresa por medio de la ecuación:

$$E(t) = E^p(t) + E^c(t)$$

donde $E^p(t) + E^c(t)$ corresponde a la demanda de energía primaria y/o final para los sectores productivos y consumidores, respectivamente. t representa el año en que se evalúa la proyección de energía y $E(t)$ la demanda total de energía en el año t

La demanda de los sectores productivos y consumidores están representadas por medio de:

$$E^{(p,c)}(t) = \sum_{\alpha} (ED^{(p,c)})_{\alpha}(t) = \sum_{\alpha\mu} (ED^{(p,c)})_{\alpha\mu}(t)$$

donde el índice α se refiere a los sectores y el índice μ a los subsectores (Ver Tabla 3); y

$$(E^{(p,c)})_{\alpha\mu}(t) = V^{(p,c)}(t) \times (r^{(p,c)})_{\alpha\mu}(t) \times (c^{(p,c)})_{\alpha\mu}(t)$$

donde para los sectores productivos:

$V^p(t)$ es el Producto Interno Bruto para el año en consideración.

$(r^p)_{\alpha\mu}(t)$ la contribución estructural de cada subsector al producto interno bruto del sector; y,

$(c^p)_{\alpha\mu}(t)$ es la intensidad energética correspondiente, esto es, la energía empleada por unidad de producto en el subsector μ del sector α .

Por lo que respecta a los sectores consumidores se tiene:

$V^c(t)$ es la población total;

$(r^c)_{\alpha\mu}(t)$ es la contribución estructural del subsector considerado; y,

$(c^c)_{\alpha\mu}(t)$ es el consumo de energía per capita del subsector μ para el sector α .

La Tabla C.1 muestra los sectores y subsectores que se han incluido en el modelo. El sector energético, desagregado en PEMEX, CFE y las coquizadoras incorpora su consumo propio, pérdidas por transportación, distribución y almacenamiento así como aquellos energéticos que son empleados como materia prima. El sector industrial incluye su consumo propio, así como lo que es empleado como materia prima. La Petroquímica de PEMEX está incluida en el sector industrial. El sector que usualmente se presenta en forma agregada bajo el rubro Residencial, Comercial y Público es desagregado en sus tres componentes y el sector público incluye el área de servicios. Por otra parte, en la misma Tabla C.1 se muestran los energéticos que se consideran en el modelo, Asimismo, se muestran los energéticos que son empleados como materia prima y el tipo de emisiones que están incorporadas en el mismo. En este último aspecto es importante indicar que la adición de otros factores de emisión es bastante directo y con ello se tendrían las emisiones de estos contaminante adicionales.

Una vez que los sectores y subsectores están definidos, se procede a determinar los indicadores energéticos y los coeficientes estructurales para cada uno de ellos a lo largo del período de proyección. En principio, las evoluciones en el tiempo de estos indicadores energéticos y de los coeficientes estructurales es realizada por medio de ajustes estadísticos a los datos históricos. El modelo tiene diversas opciones para llevar a cabo estos procesos estadísticos mediante el ajuste de funciones lineales, polinomiales, logarítmicas, exponenciales, gaussianas, lorentzianas y Boltmann. Las series de datos históricos asociadas a la energía inician desde 1965 y su último dato histórico corresponde a 1996; las series estadísticas para el Producto Interno Bruto presentan tres series, una que inicia en 1970 y su último dato histórico corresponde a 1980, serie que está expresada en términos de pesos de 1970; una segunda serie que inicia en 1980 y cuyo último dato histórico corresponde a 1993 y expresada en pesos de 1980; la tercera serie está expresada en pesos de 1993, se inicia en 1988 y su último dato histórico es el año 1996. Los datos que emplea el modelo corresponden a la tercera de las series, esto es, la serie 1988-1996 a pesos de 1993. El ajuste funcional se realiza en todos los escenarios.

3.2 Escenarios Económicos y Poblacionales

Como se indicó en párrafos previos, el modelo hace uso de la técnica de escenarios. Los escenarios económicos y poblacionales que se propusieron se muestran en detalle en la Tabla C.2. Los escenarios económicos empleados se denominan "Escenario Optimista (EO) " y "Escenario Moderado (EM)". Estos escenarios económicos se combinan con dos posibles escenarios para las intensidades energéticas, el denominado "Intensidades Tendenciales (IA) corresponde a las intensidades obtenidas a través de los ajustes funcionales a los datos históricos; en cambio el escenario para las intensidades energéticas denominado "Intensidades de opinión de expertos (IB) corresponde a las intensidades previas sujetas a la opinión vertida por una serie de expertos que fueron consultados por diversos mecanismos. Los escenarios económicos considerados cubren el período 1996-2010, con año base 1996 (Tabla C.2).

Con respecto a la población, se emplea la proyección del Consejo Nacional de Población (CONAPO, 1995) denominada " Estimación de la Población Base y Proyecciones de la Población". Debido a que el modelo separa el consumo de la población rural del correspondiente a la población urbana, se estimó que la fracción de población urbana sería de 84.77 por ciento en el 2010 a partir de una estimada del 72.69 por ciento para el año 1992. La estimación se realizó con base en el análisis de los datos previamente publicados por CONAPO bajo el título "escenarios de población 1980-2010" .

Las proyecciones de demanda de energía cubren el período 1996-2010. El año base es 1996 y los datos históricos considerados cubren el período 1988-1996. Estos fueron obtenidos a partir del Balance Nacional de Energía 1996 publicados por la Secretaría de Energía (SE,1996); Memoria de Labores de PEMEX (PEMEX,1988-1997); Anuario Estadístico (PEMEX,1988-1997); Informe de Operaciones de CFE (CFE, 1965-1997); Cuentas Nacionales (INEGI, 1997); Censo de Población y Proyecciones (CONAPO, 1996-1997).

3.3 Intensidades Energéticas de Sectores y Subsectores.

La determinación de las intensidades energéticas se llevó a cabo mediante los ajustes funcionales mencionados en el párrafo anterior a los datos históricos comprendidos en el período 1988-1996. Aún cuando se cuenta con información detallada para la energía por sector y subsector para todos los años de 1965 a 1996, sólo se consideraron los años 1988 a 1996 debido a que la información económica cambió su base de pesos de 1980 a pesos de 1993, e incorporó gran cantidad de actividades que no se contabilizaron en años previos a 1988.

Las Figuras C.2 a C.28 del Apéndice C muestran los resultados del ajuste y su extrapolación al período de proyección. Posteriormente, los ajustes y sus proyecciones fueron sometidos a la consideración de una serie de expertos en las diferentes ramas industriales. La opinión solicitada consistió en preguntar si las extrapolaciones realizadas eran, en su opinión, razonables y cual podría ser la situación con bases en mejoras, plausibles, en la eficiencia energética en el período de proyección y, en su caso, cambio estructural en el sector o subsector pertinente. La consulta se realizó de manera selectiva, muy reducida y de carácter confidencial.

La determinación de las intensidades presenta los siguientes problemas: El país ha estado sujeto, desde 1986, a ajustes económicos radicales en respuesta a las políticas para reducir la inflación, a la apertura del mercado, a las variaciones de los precios del petróleo. Consecuentemente, algunos de los datos muestran fluctuaciones abruptas de un año al siguiente y a lo largo del período de análisis.

El análisis de las intensidades muestra que existe cierta inercia en la demanda de energía del país y que eventualmente se absorben las fluctuaciones. Por otra parte, muestran una respuesta lenta a decisiones de política energética y económica que tiende a introducir cambios estructurales. Las opiniones de los expertos reflejaron en gran medida estas consideraciones. Es posible que la opinión de expertos diferentes a los consultados conduzca a confirmar algunas de las

conclusiones obtenidas con base en las opiniones de los expertos consultados y, es también posible que se presenten diferencias en algunas de ellas e incluso en todas las intensidades. Cualquiera que sea la situación, el propósito que se perseguía fue el de disponer de intensidades alternativas a las tendenciales que incorporasen efectos de eficiencia y, posiblemente, cambios estructurales y con ello ilustrar con cierta base los efectos de estos elementos en la demanda de energía.

- ***Sector petrolero***

En el caso de la intensidad energética del sector petrolero (Figura C.2) el comportamiento tendencial muestra que su intensidad decrece en un 5.38 por ciento para el año 2010 (Tabla C.3) con respecto a su valor en 1996. Se considera que esta reducción es alcanzable y de hecho la opinión de expertos mostró que se podría llegar a una reducción de 7.96 por ciento para el año 2010, también con respecto a su valor en 1996. De hecho, algunos de los expertos consultados indicaron que las acciones que PEMEX está llevando a cabo desde hace varios años permitiría alcanzar, incluso, un 15 por ciento de reducción.

Los argumentos expresados indican que la protección ambiental y la conservación de energía son parte integral de las actividades de operación e inversión y tienen una importancia especial en la nueva cultura de la institución. De acuerdo a información proporcionada por los entrevistados, el índice energético de las refinerías decreció de 8.94 a 8.58 en 1994, lo cual significa que los ahorros de energía representarían unos 5,403 barriles de petróleo crudo equivalente por día; aún cuando en esos años iniciaron operaciones algunas nuevas plantas. En años más recientes ha decrecido aún más, sin embargo no se contó (aún cuando debe existir) con la información precisa para los años de 1995 a la fecha.

- ***Sector eléctrico***

Para el sector eléctrico la Figura C.3 muestra las intensidades energéticas tendenciales y de opinión experta. Ambas muestran un comportamiento similar, más o menos estables en los años 1997 a 2010 para luego separarse. Según el comportamiento tendencial la intensidad energética se incrementará en 1.36 por ciento para el año 2010 con respecto al valor de 1996. En cambio, para la opinión experta se tendrá una reducción del 4.02 por ciento para el mismo período.

El panel de expertos consideró que la razón principal para este comportamiento se ubica en las pérdidas de energía (13.13 por ciento en 1987, 14.47 en 1991 y 15.15 en 1994). Según información preliminar para los años 1995 y 1996 se ubica en el orden de 17 por ciento. Por otra parte, se considera que las acciones de conservación de energía orientadas a reducir las pérdidas de distribución podrían representar dos por ciento de ahorro de energía para el período 1997 a 2000.

- ***Sector agropecuario***

En el caso del sector agrícola (Figura C.4) las intensidades energéticas tendencial y opinión experta, muestra un comportamiento similar para el período 1997-2010. En el caso de la intensidad tendencial se presenta un pequeño incremento de 0.75 por ciento en el período y en el caso de la opinión experta la posibilidad es de alcanzar una reducción del 4.51 por ciento en el período bajo consideración. En esencia las acciones consideradas por los expertos indican que la reducción sería alcanzable con tan sólo hacer un mejor aprovechamiento de la producción, esto es, reduciendo las pérdidas por transportación, almacenamiento y distribución de los alimentos perecederos.

Adicionalmente, se consideró que las acciones de normalización referentes a eficiencia energética que promueve la CONAE tendrán efectos importantes en la intensidad energética a través de bombas más eficientes y la regeneración de pozos. Por otra parte, si se desarrolla una verdadera y consistente cadena del frío las pérdidas se reducirían aún más y con ello se podría alcanzar intensidades energéticas aún menores a las planteadas en la Figura.

- ***Sector comercial***

Para el sector comercial (Figura C.5) la intensidad tendencial muestra un incremento de 2.46 por ciento a lo largo del período, en tanto que la correspondiente a la opinión experta indica un decrecimiento de 19.79 por ciento. Este es uno de los pocos casos en los que la diferencia entre el comportamiento tendencial y el de opinión experta es mayor y dio lugar a una consulta adicional. Sin embargo, la diferencia persistió. La argumentación de los expertos es en el sentido de que programas de ahorro de energía, uso de dispositivos ahorradores de energía (lámparas fluorescentes compactas, refrigeradores comerciales más eficientes, etcétera) y otros tendrían un mayor impacto. De cualquier manera, los logros internacionales muestran que ahorros del orden de los planteados por los expertos son alcanzables, por ello se conservó el resultado mostrado en la Figura.

- ***Sector público***

Para el sector público y de servicios (Figura C.6) ambas intensidades parecen seguir una tendencia a decrecer. En el caso de la intensidad tendencial el mejor ajuste indica una reducción del 4.19 por ciento a lo largo del período. En el caso de la opinión experta es de 15.08 por ciento. La argumentación de los expertos va en el sentido de que los programas de iluminación hacen uso de lámparas más eficientes y que porcentajes del orden del manifestado son perfectamente alcanzables por medio del cambio tecnológico sin grandes esfuerzos.

- ***Subsector Petroquímica de PEMEX.***

La Figura C.7 muestra las intensidades energéticas para el subsector industrial de la petroquímica de PEMEX. En el caso del comportamiento tendencial el mejor ajuste indica un incremento en la intensidad de 7.33 por ciento a lo largo del período con respecto a 1996. Por su parte la opinión de expertos indica un decremento en la intensidad energética del 10.22 por ciento como consecuencia de la reestructuración de esta industria y de la orientación hacia productos con un mayor valor agregado. Sin embargo, esto deberá ser analizado con mucho más detalle a la luz de los resultados que se tengan con el proceso de venta de algunos activos y de la adecuada utilización de los recursos financieros que se obtengan para invertir en la modernización de las plantas y en la reestructuración hacia productos con mayor valor agregado. Por otra parte, el comportamiento de la intensidad, resultado de la opinión de expertos, parece ajustarse mejor a la tendencia que se observa en el período 1988-1996. Por otra parte, de acuerdo a información de PEMEX el índice de consumo de energía por tonelada de producto ha decrecido en ocho por ciento y el consumo de gas (como combustible) en los centros de proceso de gas ha decrecido en dos por ciento al año 1994, todo ello con respecto a las cifras de 1993. Es opinión de los expertos que es posible se logren resultados aún mejores.

- ***Subsector siderurgia***

Por lo que respecta a la siderurgia, la Figura C.8 muestra que las intensidades energéticas bajo las dos opciones, tendencial y opinión de expertos, no difiere de manera notable. En todo caso, la tendencial muestra un incremento en la intensidad del uno por ciento, en tanto que la opinión experta indica un decremento de 0.95 por ciento. La opinión de los expertos condujo a considerar que el cambio tecnológico de los últimos años (de horno de hogar abierto (Hornos Siemens Martin) hacia hornos eléctricos) ha sido uno de los responsables de los niveles actuales para la intensidad energética en el subsector, a éste se adiciona la disminución del consumo de coque por tonelada de arrabio en el alto horno y una mayor utilización de la colada continua. De cualquier manera se concluyó que se podría esperar mejoras importantes si se continúa, en los casos específicos, hacia cambios tecnológicos adicionales y formas de operación más eficientes tales como la colada continua-continua que ya emplean otros países. Los valores de energía por tonelada, esto es, los consumos específicos de energía para la industria siderúrgica mexicana reportados en la literatura (Elizalde, 1998) muestran que México empleó 32,569.81 megajoules por tonelada de acero en 1994, en tanto que países como Japón, Alemania Occidental y los Estados Unidos se situaron entre 16,747.2 y 25,120.8 megajoules por tonelada de acero. Esto indica que el país tiene un camino largo por recorrer en los años venideros en los que a eficiencia energética se refiere en este subsector. Las empresas mexicanas semi-integradas que hacen uso del horno de arco eléctrico muestran un consumo específico de energía entre 10,885.68 y 11,723.04 megajoules por tonelada. Esto se debe, en gran medida, a que las plantas son más recientes e involucran en sus procesos mayores avances tecnológicos como lo es la colada continua.

- ***Subsector química***

Para el caso de la industria química (Figura C.9) el mejor ajuste a los datos estadísticos muestra un incremento en la intensidad de 7.18 por ciento a lo largo del período de 1996-2010 y de 0.35 por ciento según la opinión de expertos. Aquí resultó muy difícil llegar a conclusiones más en detalle dada la diversidad de actividades que comprende el subsector bajo consideración.

- ***Subsector azúcar***

Para la industria del azúcar, la Figura C.10 muestra las intensidades energéticas tendencial y de opinión experta. El mejor ajuste a los datos históricos muestra que la intensidad se incrementará en un 2.31 por ciento a lo largo del período respecto a su valor para 1996. Por su parte, la opinión experta indica que podría haber una reducción del 10.45 por ciento en la intensidad a lo largo de ese período. Sin embargo, es difícil plantear una conclusión firme debido a la problemática por la que pasa la industria azucarera nacional y la fuerte competencia por parte de los endulzantes artificiales.

- ***Subsector cemento***

La Figura C.11 muestra las intensidades energéticas para la industria del cemento. El mejor ajuste a los datos históricos indica un incremento en la intensidad energética de 2.31 por ciento con respecto al valor de 1996; en tanto que la opinión experta indica un decremento en la intensidad de 10.45 por ciento respecto al valor de 1996.

La energía en la manufactura del cemento se ve por los expertos desde dos puntos de vista: de estructura y de consumo. La energía en la manufactura del cemento puede oscilar, dependiendo del sitio en que se ubique, entre el 40 y 60 por ciento del costo de producción del cemento en saco. Esto significa que la energía es el principal costo en la producción del cemento. Lo que es más, la industria cementera mexicana dependen fuertemente del combustóleo para sus actividades y consideran que el combustóleo que emplean los expone en forma muy grande a la volatilidad de los precios. Se consideró que la opinión de los expertos podría estar sobre estimada debido a que la industria cementera mexicana es una de las ramas más eficientes a nivel mundial (consume en promedio 140 kWh por tonelada de cemento (CANACEM, 1986)) en tanto que los Estados Unidos consume 152 kWh por tonelada de cemento (Venkateswaran Lowitt, 1988). Sin embargo, los expertos entrevistados indicaron que hay posibilidades de reducir los consumos de electricidad mediante prácticas de administración de la demanda eléctrica y ubicarse en el orden de los 115 kWh por tonelada.

- ***Subsector minería***

Para el caso de la industria de la minería (Figura C.12) la intensidad energética tendencial muestra un incremento notable del 27.38 por ciento, en cambio la opinión de los expertos indicó la posibilidad de un decrecimiento del 3.69 por ciento. Es importante indicar que las actividades cubiertas por este subsector son muy diversas y que las intensidades obtenidas presentan un comportamiento semejante en los primeros años del horizonte de proyección para luego alegarse en los últimos cinco años. Para algunos de los expertos se podría presentar un cambio tecnológico e, incluso, uno estructural: Se requeriría de una mayor desagregación para tratar de tener una opinión más razonable.

- ***Subsector celulosa y papel***

La Figura C.13 muestra las intensidades energéticas tendencial y de opinión de experta para el caso de la industria de la celulosa y el papel. En cuanto al comportamiento de la intensidad tendencial se observa que representa un decremento de 1.68 por ciento a lo largo del período con respecto a su valor en 1996. En cambio la opinión de expertos indica que el decremento podría ser del 8.27 por ciento. Al parecer la opinión de los expertos va más de acuerdo con la tendencia en los últimos años y, lo que es más, se observa un cambio estructural en la industria. En efecto, al parecer la apertura comercial del país ha inducido a las industrias a eliminar la producción de productos más altamente intensivos en energía y concentrarse en aquellos que tienen un mayor valor agregado dejando a importaciones los restantes.

- ***Subsector vidrio***

Para el caso de la industria del vidrio (Figura C.14) las intensidades tendencial y de opinión experta no condujeron a diferencias notables. El mejor ajuste indica la posibilidad de una reducción en la intensidad del 25.98 por ciento respecto a su valor en 1996. La opinión de los expertos no condujo a modificaciones en tal cifra. Sin embargo, se consideró que posiblemente se esté sobre estimando la reducción sin lograr definir cual podría ser una cifra más razonable.

- ***Subsector fertilizantes***

En cuanto a la industria de los fertilizantes (Figura C.15) se observa una fuerte variación en los datos históricos. La intensidad tendencial con el mejor ajuste indica un incremento en ella del 7.16 por ciento con respecto a su valor en 1996. En tanto que la opinión de los expertos indica una reducción del 13.99 por ciento, también con respecto a su valor en 1996, considerando que las variaciones de los años 1993 y 1994 fueron singulares y que se podría pensar en mejoras en el desempeño de la industria, posiblemente regresando a valores parecidos a los del período 1995-1996.

- ***Subsector cerveza y malta***

Para el subsector cerveza y malta (Figura C.16) las intensidades energéticas muestran un comportamiento decreciente; en el caso del mejor ajuste a los datos históricos se indica un decrecimiento de 9.53 por ciento a lo largo del período respecto a su valor en 1996. Por lo que respecta a la opinión de expertos, ésta indica un decrecimiento del 15.84 por ciento, también con respecto a su valor en 1996.

- ***Subsector aguas envasadas***

La Figura C.17 muestra las intensidades energéticas para el caso de la industria de las aguas envasadas. Esta industria manifiesta una variación notable a lo largo del período. El mejor ajuste a las intensidades históricas muestra que la intensidad se incrementará en un 17.89 por ciento a lo largo del período, de hecho el incremento haría que el valor de la intensidad regrese a valores de 1991. La opinión de expertos no condujo a la modificación de los valores indicados por el ajuste a los valores históricos. Este es un de los sectores que mayor incertidumbre arroja en su análisis.

- ***Sector construcción***

Para la industria de la construcción (Figura C.18) ambas opciones, tendencial y de opinión de expertos, coinciden debido a que en opinión de los expertos no se ve ningún cambio que modifique la tendencia de los últimos años. El mejor ajuste indica una reducción del 4.58 por ciento en la intensidad energética a lo largo del período con respecto a su valor en 1996.

- ***Subsector hule***

En cuanto a la industria del hule (Figura C.19) la intensidad energética tendencial muestra un incremento de 7.6 por ciento, en tanto que la opinión experta conduce a un decremento de 12.13 por ciento. De nuevo, el carácter oscilatorio de los datos históricos parece ser el responsable de estas divergencias. Sin embargo en opinión de los expertos se pueden alcanzar las reducciones propuestas con base en acciones de buena gestión energética en las operaciones.

- ***Subsector automotriz***

La Figura C.20 muestra la correspondiente a la industria automotriz. Las fuertes variaciones que muestran los valores históricos conducen a que el mejor ajuste indique la posibilidad de un decremento del 10.7 por ciento en la intensidad del subsector respecto a su valor en 1996. En cambio, la opinión de los expertos indica un decremento del 15.24 por ciento para el mismo

período y con respecto al mismo año. De hecho si se eliminan los puntos de mayor variación lo planteado por la opinión de expertos pareciera ser la que mejor se ajusta a los datos históricos.

- ***Subsector aluminio***

Por lo que respecta a la industria del aluminio, la Figura C.21 muestra la intensidad energética de este subsector industrial. Se puede observar que al igual que en el caso de la industria del hule se tiene una fuerte variación en la intensidad energética a lo largo del período. Si se eliminan los puntos de mayor variación los ajustes a los datos históricos mostrarían un buen acuerdo con los planteados por los expertos. El mejor ajuste a los datos históricos muestran un decremento en la intensidad energética de 11.74 por ciento, respecto a su valor en 1996, y de 15.11 por ciento en el caso de la opinión de los expertos.

- ***Subsector tabaco***

En el caso de la rama industrial del tabaco. La Figura C.22 muestra las intensidades respectivas, De nuevo se tiene un comportamiento oscilatorio, aunque menos notable que en otros casos ya comentados. La intensidad tendencial indica un incremento de 22 por ciento respecto a su valor en 1996.

En cambio, la opinión de expertos indica un comportamiento estable con un incremento de 1.37 por ciento, también respecto a su valor en 1996.

- ***Subsector otras ramas industriales***

Finalmente, para el subsector industrial denominado otras ramas industriales (Figura C.23) la discrepancia entre los ajustes a los datos históricos y la opinión de los expertos es notable. El mejor ajuste a los datos históricos muestra un incremento en la intensidad del subsector de 27.79 por ciento, en tanto que la opción de los expertos indica un decremento del 22.94 por ciento. Esta discrepancia es explicable en el sentido que el subsector incorpora una amplia gama de industrias pequeñas y medianas y, por ello, es de esperarse que la opinión de los expertos conduzca a sobreestimaciones. De hecho la mayor parte de los expertos coincidió en que es deseable reducir los consumos de esas industrias, pero que es poco probable que se lleve a cabo, debido a que no cuenta con los recursos humanos y financieros para implantar programas que mejoren la eficiencia energética y con ello se reduzca su intensidad energética. Sin embargo, cualquiera que sea la situación, se concluyó que acciones de eficiencia energética podrían arrojar resultados importantes dadas las condiciones de estas ramas industriales.

- **Sector transporte**

Para el caso de los subsectores que constituyen al sector transporte (autotransporte, aéreo, marítimo, ferroviario y eléctrico), las Figuras C.24 a C.28 muestran el comportamiento de las intensidades energéticas. En el caso del autotransporte (Figura C.24) el mejor ajuste funcional indica un incremento de su intensidad del 22.87 por ciento respecto a su valor en 1996. La opinión experta indica un incremento bastante menor, del cuatro por ciento, también con respecto a su valor en 1996.

Para el caso del subsector aéreo (Figura C.25) su tendencia histórica es francamente creciente a lo largo del período 1988-1996; el ajuste tendencial indica que se estabilizará a lo largo del período de proyección con un incremento de 6.25 por ciento. La opinión de los expertos confirma esta última aseveración, basado en el cambio tecnológico que se ha dado en la flota aérea en los años recientes.

En cuanto al subsector ferroviario (Figura C.26) el mejor ajuste funcional a los datos históricos muestra un decremento de 2.29 por ciento en la intensidad energética respecto a su valor en 1996. En cambio la opinión de los expertos se inclina a un mayor decremento, 20.69 por ciento respecto a 1996, argumentando que la privatización y, con ello, la mayor inversión, así como el cambio tecnológico conducirá a una mayor eficiencia en la operación y mejor gestión energética.

En el caso del subsector marítimo (Figura C.27) el mejor ajuste funcional a los datos históricos muestra un incremento de 2.71 por ciento en la intensidad energética respecto a su valor en 1996. En cambio la opinión de expertos se inclina por un decremento, 8.78 por ciento, argumentando acciones de gestión energética en general.

Finalmente, en el caso del transporte eléctrico (Figura C.28) se observa una fuerte variación en la intensidad energética en el período 1988-1994 y una caída en los años 1995 y 1996, quizá como consecuencia de la crisis más reciente. El mejor ajuste funcional a los datos históricos muestra un incremento en la intensidad energética de 9.63 por ciento para este subsector. La opinión de los expertos coincide con el ajuste bajo el argumento de que los incrementos en la red de transporte metropolitano implicará un mayor uso de electricidad, pero que estos incrementos no se verán mitigados por los posibles incrementos en el costo de este medio de transporte ya que se considera que continuará siendo fuertemente subsidiado y, en el mejor de los casos se esperaría que la intensidad energética se mantenga más o menos constante.

En general se concluyó que el transporte en su conjunto se ha venido haciendo menos eficiente a lo largo del tiempo, en particular que el autotransporte es el principal responsable de ello como consecuencia de la estructura del parque automotor (con una antigüedad promedio de más de diez años) y de la situación deficitaria de los sistemas de transporte masivo. En cualquier caso, el grupo de expertos consultados consideró que la información disponible no era suficiente y confiable y en consecuencia apuntó a la importancia de realizar estudios con profundidad en el sector y sus subsectores.

La Tabla C.3 muestra, en forma resumida los valores comentados en cada uno de los párrafos previos, el valor promedio histórico de las intensidades energéticas para los sectores y subsectores así como los valores estimados de crecimiento en el período 1996-2010 según la opinión de los expertos consultados.

La Figura C.29 muestra la evolución global de la intensidad energética del país a lo largo del período histórico 1988-1996. Asimismo, muestra las intensidades energéticas para los escenarios considerados en este trabajo, tanto el tendencial como el de opinión experta.

Se observa que la opción de opinión experta conduce a una intensidad energética menor que el tendencial en ambos escenarios económicos. Sin embargo, aún con las consideraciones expresadas en la opinión experta la intensidad global, para ambos escenarios económicos, se ubica por encima de los datos de 1994, año en el que la intensidad alcanzó su menor valor en el período bajo consideración. La tendencia en los años 1988 a 1994 fue claramente decreciente y presentó una disminución del 8.52 por ciento.

A manera de comparación y para reforzar los argumentos de la opinión de expertos la Figura C.30 muestra los cambios en el consumo de energía por unidad de Producto Nacional Bruto para el Japón a lo largo del período 1973-1991. Se observa (Figura C.31) que en el lapso de 18 años el Japón redujo su intensidad energética en 37.2 por ciento, lo cual hace ver que alcanzar lo expresado por la opinión de expertos es totalmente factible y, lo que es más, se pueden alcanzar reducciones aún mayores. De la misma manera, la Figura C.32, muestra la intensidad energética para diversos países industrializados. En ella es claro que todos ellos, sin excepción alcanzaron en el mismo lapso de tiempo reducciones superiores al 20 por ciento y menores que las alcanzadas por el Japón. Finalmente, la Figura C.33, muestra el comportamiento de los factores de cambio que, a juicio de los japoneses, han sido los responsables de la reducción en la demanda de energía.

En el caso de México el problema parece estar en el fuerte acoplamiento entre crecimiento económico y demanda de energía y el poco impacto que las acciones de eficiencia energética han tenido a nivel global. Por ello del análisis se desprende que sería necesario hacer un esfuerzo muy intenso y sostenido a lo largo de los años para que las acciones de eficiencia energética, cambio estructural y producción industrial pudiesen sentirse de manera notable en un tiempo razonable, digamos unos 15 a 18 años.

Capítulo 4

4. Resultados

De acuerdo con lo indicado en la sección 3.2, dos son los escenarios centrales que se analizaron en el presente trabajo. Estos escenarios corresponden a dos escenarios económicos, cada uno de ellos acoplado al mismo escenario poblacional. Las Tablas D.1 y D.2 muestran la estructura del PIB, de acuerdo con la metodología del modelo, para los sectores productivos considerados en cada uno de los escenarios económicos. Se observa, aparentemente, que los cambios que experimentan los diferentes sectores en cada uno de los escenarios varían relativamente poco. Sin embargo, no es así y para dar un ejemplo considérese la columna bajo el encabezado PEMEX de la Tabla D.1. Esta columna se inicia en el valor 1.4166 y termina en el 1.6616, indicando que hay un incremento de 0.245, lo cual significa que la participación de PEMEX en el PIB se habrá incrementado en 17.3 por ciento en el 2010 respecto a su valor en 1996. De la misma manera se puede efectuar un análisis análogo para los restantes grandes sectores (Tablas D.1 y D.2) y los subsectores industriales (Tablas D.3 y D.4). Resulta interesante comentar que, de acuerdo a los resultados de la Tabla D.1 y bajo el escenario optimista, PEMEX, la industria y el transporte habrán incrementado su participación en el PIB en 17.3, 12.42 y 13.65 por ciento en el 2010 respecto a su valor en 1996. Por otra parte, los sectores eléctrico, comercial, público y de servicios y agropecuario manifiestan un decremento en su participación en el PIB de 3.76, 3.87, 7.25 y 11.29 por ciento en 2010, también con respecto a su participación en 1996. Para el caso del escenario moderado, sólo los sectores industrial y de transporte muestran incrementos en su participación en el PIB (7.53%; y 15.8%, respectivamente) y el resto ve decrementada su participación (PEMEX (5.66%); CFE (7.25%); agropecuario (9.16%) comercial (1.56%) y público y de servicios (20.09%)). Resulta claro que el escenario moderado es el menos deseable de los dos escenarios económicos planteados (Tablas D.5 a D.11).

A nivel de subsectores industriales los resultados indican que para el escenario optimista, prácticamente, todos los subsectores industriales crecerían entre el 14.1 y 14.3 por ciento (con pequeñas variaciones entre ellos) para el 2010 con respecto a su valor en 1996 a excepción de tres subsectores, la petroquímica de PEMEX que lo hace en un 9.4 por ciento, la minería que crece en un 21.4 por ciento y la construcción en 2.71 por ciento. En el caso del escenario moderado la situación es semejante, ya que todos los subsectores crecerían entre 9 y 9.2 por ciento para el 2010 con respecto a su valor en 1996 a excepción de los tres subsectores mencionados anteriormente, los cuales lo hacen de la manera siguiente: petroquímica de PEMEX (4.44%), minería (-10.96%) y construcción (2.84%). Se considera que la razón del cambio extremo presentado por la minería radica en las tasas de crecimiento asignadas a esta división en la estructura del PIB que se propuso (en el caso del escenario moderado éstas están por debajo del crecimiento de 3.5 por ciento global).

4.1 Proyecciones de demanda de energía

El método que se siguió para establecer las proyecciones de demanda de energía fue el siguiente:

1. Se dejó al modelo que corriera libremente, esto es, no se le impuso ninguna restricción.

Esto significa que dadas las intensidades energéticas (tendenciales y de opinión experta), el Producto y su estructura (para cada uno de los escenarios propuestos), la población y su estructura, etcétera; el modelo proyecta la demanda de energía sin tomar en cuenta ninguna restricción : disponibilidad de los recursos energéticos primarios y/o secundarios; políticas energéticas y/o ambientales, etcétera; y se analizan sus implicaciones energéticas y ambientales.

2. Se deja que el modelo corra sujeto a algunas restricciones en el sector de generación eléctrica, consistentes en el no crecimiento de la hidroenergía, nucleenergía, carboeléctrica y geoenergía. En cuanto a los sectores industrial, transporte, residencial y comercial se aplican las restricciones planteadas en las Tablas D.6 y D.7, afectando a la gasolina en el caso del sector transporte y al gas licuado en el caso del residencial y al gas licuado y combustóleo en el caso del sector comercial. En el caso del sector industrial no se aplicó la restricción sobre gas natural ya que el modelo arroja definitivamente un valor superior.

Con respecto a la segunda opción, conviene comentar el por qué de ella. De acuerdo con el Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1996-2007 y de Gas Natural (1998-2007) y Estimación de las Ventas de Energía Eléctrica por Grupos de Usuarios, la política energética en el Sector Eléctrico se orienta hacia la generación a base de gas en su versión de ciclo combinado y aportaciones de las otras fuentes y tecnologías relativamente pequeñas. En el caso de los sectores restantes (industrial, residencial, comercial y parte del transporte) la política se orienta a una mayor penetración del gas natural, presumiblemente en sustitución del combustóleo, gas licuado y gasolinas.

Por ello la segunda opción establece que, la generación hidroeléctrica, nuclear y geotérmica que arroja la corrida libre de restricciones no puede exceder el valor que proporcionaron en 1996, año base de proyección. En consecuencia su generación adicional (sobre el valor de 1996) se transfiere a generación térmica a base de combustóleo y se analizan las implicaciones energéticas y ambientales. Posteriormente, también se limita la generación a base de combustóleo restringiéndola a su aportación al valor de 1996 y a las políticas de sustitución (a partir de 1998) de combustóleo por gas natural en las plantas existentes localizadas en zonas críticas y especiales según la Norma NOM-085-ECOL-1994 y toda la generación adicional, incluyendo la de sustitución en plantas a base de combustóleo localizadas en zonas críticas y especiales, se transfiere a gas natural. De nuevo se analizan en detalle las implicaciones energéticas y ambientales de esta opción. Consideraciones apropiadas se realizan para los sectores residencial, comercial y parte del transporte, analizando las implicaciones en el ámbito energético y ambiental.

4.2 Proyecciones de demanda de energía libre de restricciones en sectores y subsectores

Las Figuras D.1a y D.1b muestran las proyecciones de demanda de energía total, transformación, uso final y materia prima para los escenarios optimista (en su opción tendencial (EOIA1) y opinión experta (EOIB1)) y moderado (en su opción tendencial (EMIA1) y opinión experta (EMIB1)). En ambos casos resulta claro el efecto de la opinión de los expertos en la reducción de la demanda de energía, interpretada como reducción de la intensidad por efecto de mayor eficiencia y/o cambio estructural en los sectores.

La demanda total de energía, la transformación, uso final y materia prima expresadas en exajoules se muestra en la Tabla D.12, así como las tasas de crecimiento para el período 1996-2000 y los quinquenios 2001-2005 y 2006-2010. Dadas las tasas de crecimiento del Producto Interno Bruto (Tabla D.5) se observa que las tasas de crecimiento de la energía (Tabla D.12) para el escenario con intensidades tendenciales y sin restricciones es de 6.29 por ciento para los quinquenios 2001-2005 y 2006-2010, en tanto que la tasa de crecimiento del PIB correspondiente es de 5.6 por ciento para los mismos quinquenios, mostrando que, para este caso, la demanda de energía crece más rápidamente que el PIB. En cambio, para el mismo escenario económico, los mismos quinquenios, pero con intensidades de opinión experta y sin restricciones las tasas de crecimiento de la energía (Tabla D.12) son 5.53 y 5.38 por ciento, respectivamente, las que comparadas con las tasas del 5.6 para el PIB en los mismos quinquenios, muestran que se podría pensar en un desacoplamiento de la demanda total de energía y el PIB.

Resultados semejantes se observan para el escenario moderado sin restricciones, para el cual la tasa de crecimiento del PIB es de 3.5 por ciento para los mismos quinquenios, en tanto que las tasas de crecimiento de la energía (Tabla D.12) bajo la opción de intensidades tendenciales son de 3.95 y 3.9 por ciento para los quinquenios respectivos, lo cual muestra que la demanda de energía crece más rápido que el PIB. Por el contrario, para el mismo escenario moderado, sin restricciones y bajo la opción de opinión experta las tasas correspondientes son de 3.19 y 2.01 por ciento sugiriendo, de nuevo, un desacoplamiento de la demanda de energía y el PIB.

Desde el punto de vista de ahorro y conservación de energía las Figuras D.1a y D.1b muestran que habría una reducción de demanda de energía bajo la opción de intensidades de opinión experta comparada con la correspondiente a intensidades tendenciales. A manera de ejemplo, para los años 2000, 2005 y 2010 se tendrían reducciones en la demanda total de energía de 3.91, 7.31 y 11.23 por ciento, respectivamente en el caso del escenario optimista, en tanto que para el caso del escenario moderado se tendrían reducciones en la demanda total de energía de 3.86, 6.78 y 11.22 por ciento, respectivamente. Los porcentajes mencionados en ambos escenarios se refieren al año específico únicamente.

- ***Transformación (Sector Energético)***

Pasando a analizar el sector de transformación, esto es, el sector energético (sector petrolero, eléctrico e industria coquizadora), las Figuras D.2a y D.2b muestran las proyecciones correspondientes para cada uno de los escenarios y opciones para las intensidades energéticas bajo consideración. Es claro que el sector eléctrico es el mayor demandante de energía de los tres, seguido por el petrolero y con demandas muy pequeñas, comparadas con las de los sectores previos, para la industria coquizadora. De hecho, la actividad de transformación energética, en su conjunto, muestra tasas de crecimiento (Tabla D.12) ligeramente superiores a las del PIB para el escenario optimista en sus dos versiones (EOIA1 y EOIB1). En el caso del escenario moderado las tasas de crecimiento de esta actividad son menores a las del PIB para ambas opciones (EMIA1 y EMIB1).

- a) Sector petrolero***

Para el caso del sector petrolero, las Figuras D.3a a la D.3f muestran las proyecciones por tipo de energético para los escenarios y opciones tendencial y de opinión experta. En el caso del escenario optimista con intensidades tendenciales (EOIA1) las tasas de crecimiento son de 4.89, 7.01 y 7.09 por ciento para los quinquenios bajo consideración. El gas (gas asociado y no asociado) continuará siendo el principal energético, seguido por el combustóleo, diesel y las gasolinas. Los restantes presentan contribuciones relativamente pequeñas. Para el escenario optimista con intensidades de opinión experta (EOIB1) las correspondientes tasas de crecimiento son de 4.09, 7.07 y 7.12 por ciento. Para el escenario moderado con intensidades tendenciales (EMIA1) las correspondientes tasas son 2.47, 3.04 y 3.15 por ciento y para el escenario moderado con intensidades opinión experta (EMIB1) se tienen los valores 1.67, 3.14 y 3.18 por ciento. La Tabla D.13 muestra, para cada escenario, las proyecciones de la demanda total de energía y por tipo de energético para este sector.

- b) Sector eléctrico***

En cuanto al sector eléctrico, Figuras D.4a a la D.4d, se observa que la demanda de energía del sector crece a tasas de 4.39, 5.58 y 5.26 por ciento bajo el escenario EOIA1; en el escenario EOIB1 lo hace con tasas de 4.4, 5.11 y 4.56 por ciento; en el escenario EMIA1 se tienen tasas de 3.19, 3.14 y 2.89 por ciento y en el escenario EMIB1 lo hace con tasas de 3.2, 2.92 y 1.98 en los quinquenios respectivos. En las mismas Figuras se observa que, para todos los escenarios, el combustóleo continúa siendo el principal energético, seguido por la hidroenergía, gas, carbón nucleenergía, geotermia y diesel, en ese orden de contribución.

Siguiendo con el sector eléctrico, Figuras D.5a y D.5b, muestran las proyecciones para la generación bruta total de energía eléctrica, desglosada en sus componentes hidroeléctrica y termoeléctrica. La contribución de la eólica es tan pequeña que en las proyecciones se omitió.

Dado que, al momento de la preparación del presente trabajo, se dispuso de información preliminar sobre la generación en 1997, ésta se incorporó a las Figuras.

La información preliminar mencionada indica que el año 1997 fue un año seco, por lo que la generación hidroeléctrica fue mucho menor de lo proyectado. El correspondiente déficit hubo de ser cubierto con generación térmica, lo cual se observa claramente en las figuras de referencia.

Las proyecciones de generación sin restricciones que se discuten indican una contribución fuerte vía térmica, así como una creciente contribución de la vía hidroeléctrica. La Tabla D.14 muestra las proyecciones para la generación total, térmica e hidroeléctrica. Es importante indicar que las proyecciones para la generación bruta, mostradas en la Tabla D.14 y en las figuras de referencia, incluyen las pérdidas por transmisión, distribución y los usos propios del sector. Se estima que estos rubros corresponden a un valor que se ubica entre el 17 y 20 por ciento de la generación total. Por ello, la correcta comparación de los datos de la Tabla D.14 con los de las Tablas D.8 y D.9 requerirían de la corrección de los datos de estas últimas por el factor de pérdidas de energía mencionado.

La Tabla D.15 muestra las tasas de crecimiento de la generación para los quinquenios seleccionados. Se observa que en el escenario EOIA1 éstas son de 6.04, 5.58 y 5.26 por ciento para los períodos 1996-2000, 2000-2005 y 2005-2010. Para el período completo de proyección, esto es, de 1996-2010, incluyendo el año base, se tiene una tasa de 5.58 por ciento. Es conveniente indicar que las tasas de generación que arroja el modelo corresponden, muy de cerca, a las observadas históricamente en los últimos quinquenios, entre 1994-1998 se esperaba que fuesen del 5.1 por ciento en promedio. Para el escenario EOIB1 las tasas son de 6.06, 5.11 y 4.56 por ciento para los períodos mencionados, para el período de proyección completo es de 5.18 por ciento mostrando los efectos de las acciones de ahorro y conservación de energía y cambio estructural. En el caso del escenario EMIA1 las tasas son de 4.64, 3.17 y 2.86 por ciento para los períodos mencionados, para el período de proyección completo es de 3.48 por ciento. Finalmente, para el escenario EMIB1 las tasas son de 4.67, 2.72 y 2.18 por ciento para los períodos de referencia, para el período de proyección completo es de 3.08 por ciento, de nuevo se hace presente el efecto de las acciones de ahorro y conservación de energía y cambio estructural.

Todavía dentro del sector eléctrico, pero pasando a considerar las proyecciones para la capacidad de generación, las Figuras D.6a y D.6b muestran los valores para la capacidad de generación en términos de sus componentes hidroeléctrica y eólica. De nuevo, la participación de la eólica se omitió en la proyección por las razones ya mencionadas.

La Tabla D.16 muestra las proyecciones de capacidad para los dos escenarios y sus opciones para las intensidades energéticas bajo la consideración libre de restricciones. Al igual que en la generación bruta se presenta un fuerte incremento tanto en la capacidad térmica como en la capacidad hidroeléctrica. La situación para cada escenario es la siguiente:

Escenario EOIA1: La componente térmica pasa de 24,755 MW en 1996 a 41,039 MW en el año 2007 y a 47,601 MW en el año 2010, representando una tasa de crecimiento de 4.84 por ciento a lo largo del período 1996-2010; la componente hidroeléctrica pasa de 10,034 MW en 1996 a 18,025 MW en el año 2007 y a 20,980 MW en el año 2010, con una tasa de crecimiento de 5.41 por ciento a lo largo del período 1996-2010.

Escenario EOIB1:

La componente térmica pasa de 24,755 MW en 1996 a 30,606 MW en 2007 y a 45,075 MW en 2010, con una tasa de crecimiento de 4.43 por ciento a lo largo del período 1996-2010; y la hidroeléctrica pasa de 10,034 MW en 1996 a 17,404 MW en 2007 y a 19,867 MW en 2010, con una tasa de crecimiento de 5 por ciento a lo largo del período 1996-2010.

Escenario EMIA1:

La componente térmica pasa de 24,755 MW en 1996 a 33,344 MW en 2007 y a 36,152 MW en 2010, con una tasa de crecimiento de 2.8 por ciento a lo largo del período 1996-2010; y la hidroeléctrica pasa de 10,034 MW en 1996 a 14,481 MW en el año 2007 y a 15,730 MW en 2010, con una tasa de crecimiento de 3.26 por ciento a lo largo del período 1996-2010.

Escenario EMIB1:

La componente térmica pasa de 24,755 MW en 1996 a 32,183 MW en el año 2007 y a 34,235 MW en 2010, con una tasa de crecimiento de 2.4 por ciento a lo largo del período 1996-2010; y la hidroeléctrica pasa de 10,034 MW en 1996 a 13,982 MW en el 2007 y a 14,895 MW en 2010, con una tasa de crecimiento de 2.86 por ciento a lo largo del período 1996-2010.

Resulta claro que crecimientos en la componente hidroeléctrica tan grande como los planteados por el modelo para los diferentes escenarios (Tabla D.17) presentan ventajas y desventajas para el país.

Por el lado de las ventajas, entre otras, se tiene el aprovechamiento de los recursos renovables y con ello, sus nulos o casi nulos impactos ambientales (en términos de CO₂ y otras emisiones), el costo del combustible, su vida media y el aprovechamiento de la infraestructura que requieren para otras actividades importantes para el país, como es el caso de la agricultura. El turismo y otras.

En cuanto a las desventajas se tienen, entre otras, los niveles de inversión que requieren, los tiempos de construcción, las eficiencias y factores de plantas que pueden presentar, el carácter aleatorio del recurso agua y los impactos ambientales causados al inundar vastas extensiones de tierra.

Al parecer las desventajas han pesado más que las ventajas de este tipo de aprovechamiento en la expansión del sistema eléctrico nacional, ya que, desde hace algunos años, la política energética en el sector se ha orientado hacia la generación térmica vía ciclo combinado a base de gas. Algunas de las razones para ello se ubican en la eficiencia que presenta esta tecnología, los factores de planta que permiten, el costo de las plantas, el costo actual del gas natural, los tiempos de construcción y los regímenes de propiedad.

Por lo anterior, las implicaciones que arroja el modelo en la capacidad adicional hidroeléctrica se consideran poco realistas en las condiciones actuales, independientemente de que existe un alto potencial hidráulico no aprovechado (según el Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006, los proyectos hidroeléctricos que cuentan con estudios de factibilidad terminados o en proceso representan una capacidad de 4,669 MW y una generación de 12,759 GWh). Por ello es que se realizaron corridas adicionales con el modelo sujetándolo a restricciones en la generación y, con ello en la capacidad, que podía adicionar mediante la componente hidroeléctrica.

De hecho, las restricciones impuestas al modelo no sólo consideraron la generación por medio de hidroeléctricas, sino que se impusieron restricciones a otras componentes de generación, específicamente se impusieron restricciones a la hidroeléctrica, nucleoelectrica, carboeléctrica y goetermoeléctrica.

Las Figuras D.7a a la D.7d, muestran las proyecciones para la capacidad termoeléctrica por tipo de tecnología. En ellas se hace patente que la componente de vapor (mayor y menor) es la más importante, seguida por la carboeléctrica, ciclo combinado, dual, turbogas, nuclear, geotérmica y combustión interna.

- ***Consumo Final***

Las Figuras D.8a y D.8b muestran las proyecciones para la demanda de energía por los sectores consumidores finales. Se observa que el sector transporte continúa siendo el más alto consumidor seguido por el industrial, residencial, comercial y público y, al final la agricultura. La Tabla D.18 muestra las proyecciones para la demanda de energía por consumo final para cada uno de los escenarios de crecimiento económico, sus opciones en las intensidades energéticas y bajo la opción libre de restricciones. Los datos que se presentan corresponden a la demanda por tipo de energético, sus tasas de crecimiento, la participación porcentual (tanto para uso energético como materia prima) y la estructura de participación de los combustibles fósiles en el consumo final.

- ***Sector industrial***

Para este sector, las Figuras D.9a y D.9b. Muestran su consumo de energía y materia prima en sus actividades. Es claro que, con mucho, el consumo energético domina, en todos los escenarios, al consumo de energéticos como materia prima. Sin embargo, estos últimos son de importancia central para varios de los subsectores industriales. La tabla D.19 muestra las proyecciones de energía y materia prima así como sus tasas de crecimiento para cada uno de los escenarios considerados. De la misma manera, las Figuras D.10a a D.10d muestran las proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético para el sector industrial. Se observa que en todos los casos el principal energético es el gas (gas y gas no asociado), seguido por la electricidad, combustóleo, coque, bagazo de caña, diesel, gas licuado y kerosinas. Claramente, el orden de

importancia con que aparecen es reflejo de la tendencia, ni aún en el caso de la opinión experta aparece algún efecto de sustitución entre ellos. Esto era de esperarse ya que, en la corrida libre de restricciones, no se actúa sobre la mezcla de energéticos.

Analizando los subsectores industriales individuales, las Figuras D.11a a la D.27d muestran las proyecciones asociadas por tipo de combustible consumido. Aún cuando la discusión de cada uno de ellos será muy breve, tiene la ventaja de indicarnos, como una primera señal, posibles acciones de mitigación, tales como sustitución de combustibles en algunos casos y eficiencia energética en otros. La Tabla D.20 muestra las proyecciones para los diferentes subsectores por rubro energético y de materia prima.

a) Petroquímica de PEMEX

Las proyecciones del consumo energético de esta industria por tipo de combustible se muestra en las Figuras D.11a y D.11b. El gas natural constituye la fuente energética más importante para la industria. El combustóleo es la segunda fuente energética en orden de importancia con una contribución muy pequeña. Es importante hacer notar que hay una fuerte contribución de materia prima. De darse la modernización de la industria y reconociendo que ésta es de las más competidas a nivel internacional, sería necesario contar con las más modernas tecnologías, procesos industriales y sistemas de comercialización de productos con alto valor agregado. Bajo este supuesto, se vería un importante incremento en la demanda de gas como energético y materia prima.

b) Siderurgia

En este subsector (Figura D.12a a la D.12d) la mezcla energética es más diversa que en el subsector previo. Así como, en la Petroquímica de PEMEX, el gas (residual, asociado y no asociado) y el coque constituyen los energéticos más importantes. Como se mencionó en párrafos anteriores, recientemente se ha dado un cambio tecnológico en la industria, esto es, el paso del horno de hogar abierto al horno eléctrico. A los energéticos mencionados se adiciona el combustóleo y la electricidad. Finalmente, el gas licuado, las kerosinas y el diesel contribuyen a la mezcla energética del sector con aportaciones marginales.

c) Química

De nuevo, el gas y el combustóleo constituyen los combustibles más importantes para este subsector (Figuras D.13a a D.13d). La electricidad se ubica en tercer lugar, el diesel recupera parte de su importancia y el gas licuado participa con cantidades marginales a la mezcla energética de esta industria. Dado que el combustóleo presenta una participación creciente y de hecho compite con el gas natural es conveniente el análisis detallado con vistas a su posible sustitución. La sustitución podría ir a lo largo de dos líneas de sustitución, esto es, la sustitución de combustóleo por gas natural o de combustóleo por electricidad e, incluso, a lo largo de ambas líneas.

d) Azúcar

En esta industria el principal energético es el bagazo de caña seguido por el combustóleo y contribuciones muy marginales de electricidad y diesel (Figura D.14a y D.14b). Esta industria presenta una problemática severa debido a la competencia de endulzantes industriales provenientes de otras materias primas diferentes a la caña de azúcar, por otra parte muchos de los ingenios azucareros presentan muy baja eficiencia en comparación con los existentes en otros países. Si la industria ha de sobrevivir tendrá que convertirse en una industria más eficiente, tanto energéticamente como en sus procesos de producción y comercialización, así como buscar la diversificación de productos.

e) Cemento

Esta industria no sigue la tendencia general (Figura D.15a y D.15b), desde el punto de vista energético, de las industrias previas. El combustible principal es el combustóleo con una contribución relativamente pequeña de gas y electricidad. Es importante mencionar que el *status* tecnológico de esta industria está considerado como uno de los mejores a nivel mundial. Sin embargo, se considera que hay lugar para algunas mejoras en su eficiencia energética y dependiendo de los procesos la posibilidad de sustitución de buena parte del combustóleo por gas natural.

f) Minería

Los principales energéticos de esta industria (Figura D.16a a D.16d) son el gas natural (gas y gas no asociado) y la electricidad seguidos por una contribución creciente de combustóleo, la cual, para el año 2010, es del orden del 29.7 por ciento de la contribución del gas natural. Se tienen contribuciones crecientes de coque y diesel (para el año 2010 del orden de 22.3 por ciento de la contribución del gas natural) y una contribución relativamente pequeña del gas licuado. Esta industria, dependiendo de las características de sus procesos podría ser un candidato a la sustitución de combustóleo, diesel y gas licuado por gas natural.

g) Celulosa y papel

Para esta industria (Figura D.17a a la D.17d) el gas natural (gas y gas no asociado) y el combustóleo son los energéticos más importantes en la mezcla energética. Al año 2010 la contribución del combustóleo es de 72.4 por ciento la contribución del gas natural. La electricidad muestra una penetración creciente, también hay una penetración creciente del diesel. El gas licuado contribuye con una cantidad marginal. Dadas las contribuciones del combustóleo y diesel es posible pensar en procesos de sustitución por gas natural.

h) Vidrio

Los principales energéticos en esta industria son el gas natural (gas y gas no asociado) y la electricidad (Figuras D.18a a la D.18d), esta última con un crecimiento muy lento. A los

energéticos anteriores les sigue el combustóleo con un crecimiento también muy lento en los últimos seis años. El diesel y coque mantienen una contribución pequeña y lentamente creciente. El gas licuado muestra una contribución marginal. Esta industria parece presentar pocas opciones para procesos de sustitución de energéticos por gas natural, dado que las participaciones de combustóleo y diesel son relativamente pequeñas, sin embargo, al igual que el resto de las industrias sería necesario realizar estudios específicos para ello.

i) Fertilizantes

Esta industria presenta una estructura en su mezcla energética (Figura D.19a a la D.19d) en la cual el combustible más importante es el gas natural (gas y gas no asociado). El combustóleo presenta una tendencia creciente e, incluso, representa el 50 por ciento de la contribución del gas natural para 2010. La electricidad presenta un patrón creciente, aunque lento. El diesel presenta una contribución marginal. Esta podría ser, en menor grado que otras industrias, un candidato a la sustitución de combustóleo por gas natural.

j) Cerveza y malta

El análisis de la estructura de la mezcla energética de esta industria (Figura D.20a a la D.20d) muestra un claro proceso de sustitución de combustibles (entre el combustóleo y el gas natural). Sin embargo, las proyecciones para el combustóleo muestran una recuperación por lo que sería un caso a estudiar con vistas a reforzar el proceso de sustitución que, al parecer, se venía dando. La electricidad presenta una tendencia creciente aunque lenta, el diesel y gas licuado contribuyen con cantidades muy pequeñas.

k) Aguas envasadas

En el caso de esta industria no se puede decir que exista un combustible líder (Figura D.21a a la D.21d). La mayor aportación proviene del diesel seguido por la electricidad y el gas natural (gas y gas no asociado). La electricidad continua penetrando y el combustóleo incrementa su participación, lo mismo ocurre con el diesel por lo cual el proceso de sustitución de éstos por gas natural sería elemento a considerar. El gas licuado sigue una tendencia creciente.

l) Construcción

Para este caso el combustible líder es el diesel (Figura D.22a y D.22b), con una contribución decididamente creciente, seguido por la electricidad cuya penetración es más o menos lenta. Dado que las actividades de esta industria requieren de maquinaria y equipo que hace uso del diesel no se ven posibilidades directas de sustitución por gas natural, sin embargo, sería conveniente efectuar estudios en detalle con miras a determinar la posibilidad de aplicación de esta medida u otras más adecuadas.

m) Automotriz

Para esta industria el energético más importante es la electricidad (Figuras D.23a a la D.23d) seguida por el gas natural (gas y gas no asociado) y el gas licuado. El diesel tiene una contribución pequeña aunque creciente. Dado que la industria no emplea combustóleo y la fuerte dependencia en gas natural y electricidad, las posibilidades de sustitución, de existir, deberían ir en otro sentido, tal vez mayor penetración de la electricidad y reducción del consumo de gas natural.

n) Hule

Los energéticos más importantes en esta industria (Figuras D.24a a la D.24d) son el gas natural (gas y gas no asociado) seguido por la electricidad con una aportación creciente. La contribución del diesel es relativamente pequeña y presenta una tendencia creciente, lo mismo que el combustóleo. El gas licuado presenta una tendencia decreciente y su contribución es marginal. Aún cuando las contribuciones de diesel y combustóleo son menores, comparadas con las de los energéticos más importantes, podría representar oportunidades de sustitución por gas natural u otro energético adecuado a las actividades en esta industria.

o) Aluminio

Como se mencionó, hasta 1989 el principal energético en esta industria fue la electricidad (Figura D.26a y D.26b) y a partir de ese año ha habido una sustitución de gas natural (gas y gas no asociado) por electricidad. Quizás esto se deba a los precios relativos de la electricidad y el gas natural, sin embargo, sería interesante determinar el por qué de esta sustitución. Al parecer la industria depende fuertemente del horno eléctrico para sus actividades y esta puede ser la razón del proceso de sustitución. El combustóleo, kerosinas y diesel se dejaron de usar en esta industria desde hace varios años y el gas licuado participa con una cantidad marginal a la mezcla energética de esta industria.

p) Tabaco

Los principales energéticos en esta industria (Figura D.26a a la D.26d) son el gas natural (gas y gas no asociado) y la electricidad con una contribución creciente de combustóleo y una fracción de diesel.

q) Otras ramas industriales

Para el caso agregado de las restantes ramas industriales (Figuras D.27a a la D.27d) el gas natural y la electricidad constituyen los principales energéticos. El combustóleo muestra una participación francamente pequeña e incluso casi nula. El gas licuado y el diesel presentan un crecimiento importante. Finalmente, las kerosinas presentan un pequeño crecimiento a lo largo del período. Es difícil afirmar que acciones de sustitución de combustibles se puedan dar en esta área industrial debido a la amplia gama de actividades y su dispersión en pequeñas y medianas industrias.

Sin embargo, observando las Figuras D.29c y D.27d, podemos reconocer los efectos notables de las acciones de eficiencia energética en el subsector en cuestión. No sólo hay un cambio de pendiente en la proyección para el consumo total de energía en el subsector, sino que, incluso, un cambio de tendencia en los diferentes energéticos consumidos en él.

Sería necesario analizar con más detalle este subsector, disponer de información más desagregada que la reportada en el Balance Nacional de Energía y, con base en ello y estudios específicos, definir las acciones más apropiadas, en caso de que lo indicado por los expertos sea razonable.

- ***Sector Transporte***

Como se mencionó, actualmente el sector transporte es el mayor consumidor de energía final en México y lo seguirá siendo en el futuro previsible (Figuras D.8a y D.8b). Los energéticos derivados del petróleo constituyen, prácticamente, las únicas fuentes de energía para el sector (Figuras D.28a a la D.28d); ellos son usados de manera ineficiente, con serios impactos ambientales, especialmente en las grandes ciudades. Las gasolinas constituyen la fuente energética más importante para este sector seguidas por el diesel y las kerosinas en orden de importancia. La participación del gas licuado en la mezcla de este sector muestra una tendencia creciente, aunque pequeña en comparación con los anteriores. La electricidad muestra un patrón creciente, pero de ninguna manera comparable con los restantes, incluso con el gas licuado. El combustóleo muestra, también, un patrón creciente pero muy pequeño y se orienta fundamentalmente al transporte marítimo.

El consumo total de energía del sector se eleva del 38.37 por ciento del consumo energético final del país en 1996 y al 45.91 por ciento en 2010 para el escenario optimista EOIA1. Esto representa una tasa anual promedio de crecimiento del 8.07 por ciento. Para los escenarios restantes la participación del sector en el consumo final del país en 2010 se ubica en : escenario EMIA1 con 46.25 por ciento del consumo final y tasa de crecimiento de 6.29 por ciento; escenario EOIB1 con 46.42 por ciento del consumo final y tasa de crecimiento de 6.87 por ciento y para el escenario EMIB1 con 46.47 por ciento del consumo final y tasa de crecimiento de 5.11 por ciento. La Tabla D.21 muestra las proyecciones para la demanda de energía por tipo de energético para el sector y sus subsectores.

- a) ***Autotransporte***

Para este subsector del sector transporte (Figuras D.29a y D.29b) el principal combustible es la gasolina seguida por el diesel y el gas licuado. La gasolina presenta una tasa anual promedio de crecimiento en el período de 8.18, 6.4, 6.9 y 5.14 por ciento para los escenarios EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1, respectivamente. Esta tasa de crecimiento muestra la fuerte dependencia del consumo de gasolina en el crecimiento económico. Para 2010 este sector estaría consumiendo, bajo los diferentes escenarios (EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1) el 97.92, 98.33, 97.62 y 98.08 por ciento, respectivamente, del suministro total de gasolina en el país, mientras que el restante por ciento, para cada escenario, se emplearía en el sector industrial como materia prima. Para el

diesel la situación sería similar, ya que, bajo los diferentes escenarios (EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1) el consumo al año 2010 representaría el 63.14, 64.63, 63.19 y 64.70 por ciento del suministro de diesel para uso final en el país. El por ciento restante, para cada escenario, sería empleado en el subsector ferroviario y marítimo así como en el sector industrial. En el caso del GLP, el consumo para los escenarios EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1 correspondería al 8.88, 7.96, 8.18 y 7.25 por ciento del suministro total para uso final según los escenarios respectivos en el año 2010 y el resto iría a los sectores residencial, comercial e industrial y una muy pequeña fracción en el sector agrícola.

b) Aéreo

Las Figuras D.30a y D.30b muestran la estructura energética de este subsector. La kerosina constituye el principal energético seguido por una muy pequeña cantidad de gasolina. La kerosina muestra un patrón creciente con una tasa de crecimiento de 7.06, 5.30, 7.06 y 5.3 por ciento para los escenarios EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1, respectivamente. Las tasas de crecimiento muestran valores iguales por pares debido a que la opinión de expertos no modificó las intensidades obtenidas por medio del ajuste tendencial. La kerosina consumida en este subsector, en el año 2010, corresponde al 80.52, 82.71, 81.29 y 83.44 por ciento del consumo total de kerosina en el país para los escenarios EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1, respectivamente. Si bien todo el sector transporte parece presentar poca flexibilidad al cambio de combustibles, este subsector en especial presenta una rigidez aún mayor.

c) Ferroviario

El único energético empleado en este subsector es el diesel (Figura D.31a y D.31b). Muestra un comportamiento con tendencia creciente en todos los escenarios. En el año 2010 este subsector estaría consumiendo, según los mismos escenarios, el 3.81, 3.9, 3.65 y 3.74 por ciento del consumo total de diesel en el país. Como se indicó, el transporte ferroviario muestra un dinamismo muy pobre, producto de la nula o casi nula inversión en modernización y mayor uso del servicio. Si los procesos de venta de los ferrocarriles, conducen a los resultados esperados de modernización y activación del servicio, es posible pensar en la conveniencia de un cambio estructural en la mezcla energética de este subsector, pasando del empleo de combustibles fósiles a la electricidad. Todo ello deberá tomar en cuenta las condiciones del mercado de este tipo de transporte y de la orografía del país. Es conveniente recordar, que este tipo de transporte, es mucho más eficiente que el autotransporte carretero para mover mercancías y otros en grandes volúmenes.

d) Marítimo

La mezcla energética de este subsector se muestra en las Figuras D.32a y D.32b. Los energéticos empleados son el diesel y el combustóleo. El diesel presenta un patrón creciente para todos los escenarios. El combustóleo presenta las mismas tendencias de crecimiento, sin embargo, su aportación, en términos absolutos es mucho menor. El consumo del diesel, en el año 2010,

representaría el 3.95, 4.05, 4.15 y 4.25 por ciento del consumo total del país; en el caso del combustóleo los porcentajes serían 0.18, 0.19, 0.17 y 0.18 para el mismo año y los correspondientes escenarios. No se ven posibilidades de sustitución por otros combustibles debido a las características de la maquinaria de la flota marítima.

e) Eléctrico

Para este subsector el único energético empleado es la electricidad (Figura D.33a y D.33b). Si bien la participación de este energético en el sector transporte ha tenido un crecimiento importante con la aparición, en 1967, del Sistema de Transporte Metropolitano de la Ciudad de México y muy posteriormente con sistemas colectivos en las ciudades de Monterrey y Guadalajara, ésta se encuentra muy lejos de los restantes energéticos empleados en el sector, independientemente de que es mucho más eficiente y menos contaminante. Las proyecciones mostradas en las figuras de referencia presuponen una mayor utilización de este modo de transporte, aspecto que no es del todo clara dadas las limitaciones financieras y la poca claridad y decisión para incrementar, sensiblemente, este modo de transporte en las ciudades en que existe y su desarrollo en otras que lo requieren. Es de suponerse que este subsector del transporte experimente cambios notables si se lleva a cabo la transformación tecnológica de medios de locomoción a base de diesel hacia medios de locomoción eléctricos. Los escenarios analizados indican que, en el año 2010, el consumo de electricidad en este subsector representaría el 0.76, 0.79, 0.75 y 0.97 por ciento de la oferta interna total de electricidad.

• Sector Residencial, Comercial y Público

Este sector, en su conjunto, constituye el tercer consumidor en orden de importancia a nivel nacional. Se ubica después de los sectores transporte e industrial (Figuras D.34a, D.34b y Tabla D.22). Hasta fechas muy recientes el consumo energético en los sectores comercial y público se representaba en los Balances Nacionales de Energía adicionados al consumo energético del sector residencial, sin embargo, para los propósitos del presente trabajo se han separado en sus componentes individuales (Figuras D.36a a la D.38b).

Todos los subsectores muestran un comportamiento con tendencia creciente, sin embargo, se observa un cambio en la pendiente de la curva para el consumo total. En términos energéticos, de las Figuras D.34a y D.34b resulta claro que el sector residencial es el más importante seguido por los sectores comercial y público y de servicios. Las proyecciones muestran que el consumo energético final del sector, en el 2010, se ubicaría en 11.88, 14.30, 13.29 y 16.04 por ciento de la oferta total para los escenarios EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1, respectivamente.

En este sector las posibilidades de sustitución de energéticos son diversas, en el sentido, por ejemplo, de sustituir GLP por gas natural en el sector residencial; combustóleo por gas natural en el comercial. Sin embargo, las posibilidades deberán ser estudiadas con detalle, excepto, tal vez en el caso del sector residencial, en el que ya se está llevando a cabo tal proceso.

Otro aspecto que habrá de ser analizado es la sustitución de GLP para calentamiento de agua por medio de colectores solares, ya que el país se encuentra localizado, geográficamente, dentro de las zonas de alta insolación a nivel mundial y el potencial ha sido estudiado con bastante detalle. A nivel energético, la sustitución presenta diversas ventajas. Entre ellas, la reducción de consumos de GLP y con ello la reducción de importaciones, el posible aprovechamiento, por parte de PEMEX, del GLP ahorrado en procesos y productos con mayor valor agregado, etcétera. Desde el punto de vista ambiental, esta opción tiene la ventaja de sustituir la quema de combustibles fósiles, con la consecuente reducción en emisiones.

Las Figuras D.35a a la D.35d muestran la mezcla energética para el sector bajo consideración. Se observa que el GLP es el principal energético, seguido por la leña, electricidad, combustóleo, gas natural (gas y gas no asociado), kerosinas y diesel. En cuanto a las tasas de crecimiento de los diferentes energéticos y para los diferentes escenarios se observa que en el caso de la leña, gas natural y kerosinas éstas tienen el mismo valor (1.016%) debido a que su crecimiento en el sector se debe al crecimiento de la población, ya que, éstos energéticos sólo se consumen en el subsector residencial. Para el GLP las tasas de crecimiento son de 1.84, 1.47, 1.45 y 1.15 por ciento para los escenarios EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1, respectivamente. En cuanto a la electricidad sus tasas promedio anuales de crecimiento son de 2.69, 1.95, 2.03 y 1.37 por ciento para los escenarios respectivos. El diesel y el combustóleo muestran tasas promedio anuales de crecimiento de 5.52, 3.82, 3.69 y 2.02 por ciento para los escenarios respectivos.

a) Residencial

En el caso del sector residencial (Figuras D.36a a la D.36d) la proyección sólo muestra una curva debido a que el consumo, como se indicó en el capítulo dos, prácticamente sólo dependen de la población y, en este caso, sólo se consideró un escenario poblacional.

Las proyecciones para el consumo energético total de este subsector conllevan a una tasa promedio anual de crecimiento de 1.016 por ciento a lo largo del período completo. Para el año 2010, el consumo de este subsector representaría el 73.99, 78.12, 78.15 y 81.78 por ciento del consumo total del sector para los diferentes escenarios EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1, mostrando con ello su importancia.

Las mezclas energéticas (Figuras D.36a a la D.36d) reflejan claramente el proceso de urbanización; se tiene un incremento sistemático de la electricidad a lo largo del período y también un importante crecimiento del consumo de GLP, la leña muestra una tendencia creciente aunque lenta con una pendiente relativamente pequeña (es importante mencionar que este dato es un estimado que ha sufrido continuas revisiones en base a revisión de las cifras poblacionales después del censo de 1990 y a modificación en el poder calorífico bajo consideraciones de humedad, etcétera); el gas natural (gas y gas no asociado) incrementa su participación, pero aún muy por debajo de los energéticos anteriores. Las tasas promedio anuales de crecimiento de los diferentes energéticos en el sector presentan el mismo valor debido a que sólo se tiene un escenario para este subsector, esto es, la población.

b) Comercial

En cuanto al subsector comercial (Figuras D.37a y D.37b) los energéticos más importantes son el GLP, la electricidad y el combustóleo, sin embargo, se estima que ha habido un proceso de sustitución de combustóleo por GLP y una importante penetración de la electricidad. Es posible que la penetración del GLP y la electricidad se haga más notable en los próximos años como consecuencia de los condicionantes de carácter ambiental. Por otra parte, llama la atención que el subsector no haga uso del gas natural. Es posible que en el futuro cercano se observe una cierta penetración del gas natural en la mezcla energética de este subsector. En cuanto al diesel éste ha perdido totalmente su importancia. Las tasas promedio anuales de crecimiento, para el período 1996-2010, supondrían valores de 5.61, 3.95, 3.57 y 1.99 por ciento para los escenarios EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1, respectivamente. En cuanto a los energéticos empleados en el sector, sus tasas promedio anuales de crecimiento muestran, para todos los energéticos y escenarios, valores muy semejantes a los antes mencionados con pequeñas variaciones entre ellos. En este sector, al igual que en el residencial la participación de fuentes de energía (por ejemplo, calentamiento de agua en hoteles, baños públicos, centros turísticos, clubes deportivos, etcétera) puede ser importante en el futuro previsible con la consecuente reducción en la demanda de combustibles fósiles y reducción de emisiones.

c) Público

Finalmente, en el caso del subsector público y de servicios (Figuras D.38a y D.38b) el consumo energético mostrado se refiere, en su totalidad, a alumbrado público y bombeo de agua y, por consecuencia, al consumo de electricidad. Para este sector las tasas promedio anuales de crecimiento indican valores de 5.32, 3.11, 3.85 y 2.25 por ciento para el período completo y los respectivos escenarios.

• *Sector Agropecuario (sector agrícola)*

Desde el punto de vista del consumo final de energía (Figuras D.39a, D.39b y Tabla D.23), el sector agropecuario es el menos demandante de los sectores de uso final. Este sector presenta tasas promedio anuales de crecimiento de 4.79, 3.11, 4.39 y 2.71 por ciento para los diferentes escenarios EOIA1, EMIA1, EOIB1 y EMIB1, respectivamente. Su participación, en el año 2010, en la demanda total de energía en los sectores de uso final es de 2.09, 2.12, 2.35 y 2.36 por ciento para los escenarios considerados.

4.3 Proyecciones de demanda de energía sujeta a restricciones en sectores y subsectores

De acuerdo a lo indicado al inicio del capítulo 4.1, se imponen restricciones a los sectores eléctrico, transporte, residencial y comercial. Las restricciones que se imponen son las siguientes:

a) Restricciones en el sector eléctrico

1. La hidroenergía se mantiene fija en su valor de 1996 y 1997 para el resto del período, esto es, se mantiene en valores de 10,034 MW con una generación bruta de 31,442 y 26,431 GWh para los años indicados. La generación adicional que arroja el modelo se transfiere, en una primera opción, a generación a base de combustóleo y, en una segunda opción a gas natural. A partir de esto, se determina la capacidad requerida para cada una de las dos opciones. Los parámetros que se emplean para la transferencia corresponden a una térmica convencional de 350 MW para el caso del combustóleo y a una de ciclo combinado de 268 MW en el caso del gas natural.
2. La nucleenergía se mantiene fija a su valor de 1996 y 1997 para el resto del período, esto es, se mantiene en el valor de 1,309 MW con una aportación a la generación bruta de 7,878 y 10,456 GWh para los años mencionados. La generación adicional que arroja el modelo se transfiere, en una primera opción, a generación a base de combustóleo y, en una segunda opción a gas natural. A partir de esto, se determina la capacidad requerida para cada una de las dos opciones. Los parámetros que se emplean para la transferencia corresponden a los mencionados en el inciso 1.
3. La carboeléctrica se mantiene fija a su valor de 1996 y 1997 para el resto del período, esto es, se mantiene en el valor de 2,600 MW con una generación bruta de 17,735 y 17,575 GWh para los años 1996 y 1997, respectivamente. La generación adicional que arroja el modelo se transfiere, en una primera opción, a generación a base de combustóleo y, en una segunda opción a gas natural. A partir de esto, se determina la capacidad requerida para cada una de las dos opciones. Los parámetros que se emplean para la transferencia corresponden a los mencionados en el inciso 1.
4. La geoenergía se mantiene fija a su valor de 1996 y 1997 para el resto del período, esto es, se mantiene en el valor de 750 MW con una generación bruta de 5,729 y 5,466 GWh para los años indicados. La generación adicional que arroje el modelo se transfiere, en una primera opción, a generación a base de combustóleo y, en una segunda opción a gas natural. A partir de esto, se determina la capacidad requerida para cada una de las opciones. Los parámetros que se emplean para la transferencia corresponden a los mencionados en el inciso 1.
5. Se aplica la sustitución de combustóleo por gas natural, a partir de 1998, a las plantas que se ubican en zonas críticas y especiales, esto es, se aplica a las plantas de Rosarito, Francisco Villa, Monterrey, Salamanca, Tula, Altamira, Emilio Portes Gil, Mérida II, Felipe Carrillo Puerto (Valladolid), Lerma, Nachi-Cocom y Felipe Carrillo Puerto.

6. Adicionalmente, el modelo en las corridas libres de restricciones predice un incremento en la generación a base de combustóleo. En este caso la restricción que se impone es que ya no habrá, a partir de 1998, incremento en la demanda de este energético por parte del sector eléctrico y que la demanda de combustóleo que se tenga en 1998, una vez aplicada la sustitución de combustóleo por gas natural a las plantas que se ubican en zonas críticas y especiales, se mantendrá fija para el resto del período.

b) Restricciones en el sector transporte

En este caso se establece la sustitución de gasolinas por gas natural en el transporte vehicular. La penetración de gas natural en este sector se fija a los valores indicados en las Tablas D.6 y D.7 para los años correspondientes. Se analiza la reducción en la demanda de gasolina y emisiones.

c) Restricciones en el sector residencial

Dentro del sector residencial, comercial y público se analizaron dos opciones de sustitución. La primera consistió en afectar, únicamente, al sector residencial y la segunda al sector comercial y de manera parcial al sector residencial. En el primer caso, esto es, el sector residencial únicamente la sustitución que se impone es la de GLP por gas natural (Tabla D.6 y D.7). Se analiza la reducción de GLP y el impacto en las emisiones.

d) Restricciones en el sector comercial

En el segundo caso, dado que el sector comercial presenta consumos importantes de GLP y combustóleo la sustitución se orientó, primero a la sustitución completa del combustóleo y, segundo, el gas natural remanente sustituye al GLP. En dos de los escenarios analizados la sustitución cubre la totalidad del combustóleo y gas natural quedando un remanente, el cual se aplicó a la sustitución parcial del GLP consumido en el sector residencial.

e) Restricciones en el sector industrial

En el industrial no se impone restricción alguna, ya que de entrada las proyecciones de demanda de energía arrojan un consumo mayor de gas en comparación con lo indicado en la prospectiva del gas natural. Sin embargo, se comenta en que subsector del sector industrial se puede llevar a cabo tal acción.

Una vez establecido el procedimiento de sustitución de combustibles, pasemos a analizar los impactos de tales acciones en la demanda y mezcla energética y emisiones asociadas resultado de las restricciones discutidas.

- **Sector eléctrico**

a) Opción en la que se sustituye la generación a base de hidroenergía, geoenergía, carboenergía y nucleenergía proyectada por el modelo por térmicas convencionales a base de combustóleo dejando fijas las contribuciones de estas fuentes en sus valores de 1997.

La Tabla D.24 muestra la capacidad requerida en MW, desagregada en sus componentes hidroeléctrica y termoeléctrica para el caso en que se transfiere la generación a base de hidroenergía, nucleenergía, carboenergía y geotermoenergía a combustóleo, todo ello bajo los parámetros mencionados en las restricciones para el sector eléctrico (inciso (a)). La proyección para el combustóleo, definida por el modelo, se adiciona a los resultados de esta transferencia.

A manera de ejemplo, la comparación de la Tabla D.16 o de las Figuras D.6a y D.6b con la Tabla D.24 muestra una importante reducción en la capacidad proyectada por el modelo, ya que en la corrida sin restricciones la capacidad a base de hidroenergía conducía a un incremento de 7,990.6 y 10,946.2 MW en los años 2007 y 2010, respectivamente, bajo el escenario EOIA1 (Tabla D.16). Estas capacidades corresponden a capacidades, a base de combustóleo, de 3,850.6 y 5,266.7 MW en los años 2007 y 2010, respectivamente, para el escenario sujeto a restricciones (EOIA2C) en su versión de transferencia a combustóleo (Tabla D.24).

Esto representa una reducción en la capacidad hidroeléctrica requerida de 4,139.4 y 5,679.3 MW para el escenario EOIA2C (versión a base de combustóleo). Los resultados para los escenarios EOIA2C, EOIB2C, EMIA2C y EMIB2C en su versión a combustóleo se muestran en la Tabla D.24. Estos resultados eran de esperarse, ya que, las hidroeléctricas presentan factores de planta muy bajos en comparación con las térmicas convencionales y, más aún, en comparación con las de ciclo combinado a base de gas.

Para el caso de la nucleenergía, la corrida sin restricciones condujo a incrementos en las capacidades de 819 y 1,168 MW para los años 2007 y 2010, respectivamente, para el escenario EOIA1 (Tabla D.16). Estas capacidades corresponden a capacidades, a base de combustóleo, de 948 y 1,297 MW en los años 2007 y 2010, respectivamente en el escenario EOIA2C en su opción a base de combustóleo (Tabla D.24). Es de notarse que las capacidades equivalentes a base de combustóleo son ligeramente mayores, también, esto era de esperarse ya que los factores de planta de las nucleares son mayores que los de las térmicas convencionales a base de combustóleo, pero la eficiencia promedio es ligeramente menor.

Para la generación a base de carbón, la corrida sin restricciones condujo a incrementos en las capacidades de 1,626 y 2,320 MW para los años 2007 y 2010, respectivamente, para el escenario EOIA1 (Tabla D.16). Estas capacidades corresponden a capacidades, a base de combustóleo, de 1,713.4 y 2,432.8 MW en los años 2007 y 2010 para el escenario EOIA2C en su opción a base de combustóleo (Tabla D.24). Es de notarse que las capacidades equivalentes a base de combustóleo son ligeramente mayores, también, esto era de esperarse ya que los factores de planta de las carboeléctricas son más altos que las de las térmicas convencionales a base de combustóleo.

Finalmente, para el caso de la generación a base de geoenergía, la corrida sin restricciones condujo a incrementos en las capacidades de 476 y 674.4 MW para los años 2007 y 2010, respectivamente, para el escenario EOIA1 (Tabla D.16). Estas capacidades corresponden a capacidades, a base de combustóleo, de 555 y 788.2 MW en los años 2007 y 2010 para el escenario EOIA2C en su opción a base de combustóleo (Tabla D.24). Es de notarse que las capacidades equivalentes a base de combustóleo son ligeramente mayores, también, esto era de esperarse ya que los factores de planta de las geotérmicas son más altos que las de las térmicas convencionales a base de combustóleo.

Dado que las térmicas convencionales seleccionadas para efectuar la equivalencia en términos de capacidad consumen combustóleo y diesel, la Tabla D.24 muestra la comparación de los requerimientos de combustóleo y diesel resultantes del proceso. Por ejemplo, para el escenario sin restricciones EOIA1 se tiene que el combustóleo requerido sería de 202.9 y 236.2 millones de barriles en los años 2007 y 2010, respectivamente, en tanto que el diesel requerido alcanzaría los valores de 3.01 y 3.5 millones de barriles en los años mencionados. Si se realiza la transferencia de la generación nuclear, carboeléctrica, geotermoeléctrica e hidroeléctrica comentada, la demanda de combustóleo por el sector eléctrico se incrementaría a 273.9 y 334.5 millones de barriles de combustóleo para los años mencionados en el escenario EOIA2C en su versión a base de combustóleo y la de diesel se incrementaría a los valores 3.11 y 3.64 millones de barriles en los años citados. De la misma manera se tiene, en la Tabla D.24, los resultados para los restantes escenarios.

Por lo que respecta a la generación bruta de energía eléctrica, las proyecciones libres de restricciones y con restricciones coinciden, ya que éstas constituyen los requerimientos a satisfacer, y son aquellas mostradas en la Tabla D.15. Es conveniente recordar que las proyecciones para la generación bruta, mostradas en la Tabla D.15 y en las Figuras D.5a y D.5b, incluyen las pérdidas por transmisión, distribución y los consumos propios del sector. Se estima, como se indicó, que estos rubros corresponden a un valor que se ubica entre 17 y 20 por ciento de la generación total. Por ello, la correcta comparación de los datos de la Tabla D.15 con los de las Tablas D.8 y D.9 requerirían de la corrección de los datos de estas últimas por el factor de pérdidas de energía mencionado.

La Tabla D.25 muestra la mezcla de combustibles del sector eléctrico en petajoule a lo largo del período de proyección para los diferentes escenarios económicos e intensidades energéticas con restricciones bajo la opción a base de combustóleo. Asimismo, la Tabla D.25 reporta los correspondientes resultados en términos de barriles de combustóleo y diesel, toneladas de carbón y millones de pies cúbicos de gas natural.

En conclusión, un proceso de transferencia de la generación proyectada por el modelo a base de hidroenergía, nucleenergía, geoenergía y carboenergía por generación térmica convencional a base de combustóleo, tendría el efecto de impactar, notablemente, la demanda de combustóleo por parte del sector eléctrico y las emisiones asociadas se verían notablemente incrementadas. Asimismo, representaría una importante reducción en la demanda de capacidad a instalar.

b) Opción en la que se sustituye la generación a base de hidroenergía, geoenergía, carboenergía y nucleoenergía proyectada por el modelo por ciclo combinado a base de gas natural dejando fijas las contribuciones de estas fuentes en sus valores de 1997. Asimismo, se aplica la conversión a gas natural de las térmicas localizadas en zonas críticas y especiales que operan a base de combustóleo y se inhibe el crecimiento del combustóleo manteniéndolo en su valor del año 1997.

En el caso de que la capacidad hidroeléctrica, nucleoelectrica, carboeléctrica y geotermoeléctrica sea transferida a generación a base de gas natural, la Tabla D.26 muestra los resultados correspondientes. Para todos y cada uno de los escenarios (EOIA2G, EOIB2G, EMIB2G y EMIB2G) se tiene una capacidad térmica de generación bastante menor (Tabla D.26) que la obtenida en el escenario libre de restricciones (Tabla D.14), incluso, la capacidad es aún menor que en la opción de transferir la capacidad adicional de estas fuentes (hidroenergía, nucleoenergía, carboenergía y geoenergía) a combustóleo (Tabla D.25). Esto es consecuencia de la mayor eficiencia de las plantas de ciclo combinado a base de gas y de sus factores de planta mayores en comparación con los de las térmicas convencionales.

Por ejemplo, para el escenario EOIA1 (escenario optimista con intensidades tendenciales y libre de restricciones) se tenía una capacidad total de 59,063 y 68,581 MW para los años 2007 y 2010, respectivamente. Ahora, para el mismo escenario económico, pero sujeto a restricciones a base de gas natural (escenario EOIA2G), se tienen las capacidades de 54,777 y 62,645 MW, esto es, reducciones en la capacidad a instalar de 4,286 y 5,936 MW para el escenario sujeto a restricciones con respecto al libre de restricciones.

En cuanto a la capacidad a base de hidroenergía se tiene un incremento de 7,990.6 y 10,946.2 MW en los años 2007 y 2010, respectivamente, bajo el escenario EOIA1 (Tabla D.14). Estas capacidades corresponden a capacidades, a base de ciclo combinado y gas natural, de 3,610 y 4,938 MW en los años 2007 y 2010, respectivamente, para el escenario sujeto a restricciones (EOIA2G) en su versión de transferencia a ciclo combinado a base de gas natural (Tabla D.26). Esto representa una reducción en la capacidad hidroeléctrica requerida de 4,380.6 y 6,008.2 MW para el escenario EOIA2G en su versión a base de ciclo combinado y gas natural (Tabla D.26) con respecto al escenario libre de restricciones EOIA1 (Tabla D.14). Los resultados para los escenarios EOIA2G, EOIB2G, EMIA2G y EMIB2G en su versión ciclo combinado y gas natural se muestran en la Tabla D.26.

Para el caso de la nucleoenergía, la corrida sin restricciones condujo a incrementos en las capacidades de 819 y 1,168 MW para los años 2007 y 2010, respectivamente, para el escenario EOIA1. Estas capacidades corresponden a capacidades, a base de ciclo combinado y gas natural, de 889 y 1,215 MW en los años 2007 y 2010, respectivamente en el escenario EOIA2G en su opción a base de ciclo combinado y gas natural (Tabla D.26). Esto representa ligeros incrementos en la capacidad a instalar respecto a las capacidades proyectadas para el mismo escenario libre de restricciones (Tabla D.14). La razón de ello estriba en que los factores de planta históricos para las nucleares son ligeramente mayores que los factores de planta promedio empleados en las proyecciones. Sin embargo, esto representa reducciones de 59 y 82 MW en la opción a base de

ciclo combinado y gas natural con respecto a la opción de sustitución por combustóleo (Tabla D.24)

Para el caso de la capacidad de generación a base de carbón, la corrida sin restricciones condujo a incrementos en las capacidades de 1,626 y 2,320 MW para los años 2007 y 2010, respectivamente, para el escenario EOIA1. Estas capacidades corresponden a capacidades, a base de ciclo combinado y gas natural, de 1,606 y 2,281 MW en los años 2007 y 2010 para el escenario EOIA2G en su opción a base de ciclo combinado y gas natural (Tabla D.26). Esto representa reducciones de 107.4 y 151.8 MW en la opción a base de ciclo combinado y gas natural con respecto a la opción de sustitución por combustóleo (Tabla D.24).

Finalmente, para el caso de la capacidad de generación a base de geoenergía, la corrida sin restricciones condujo a incrementos en las capacidades de 476 y 676.4 MW para los años 2007 y 2010, respectivamente, para el escenario EOIA1. Estas capacidades corresponden a capacidades, a base de ciclo combinado y gas natural, de 520 y 739 MW en los años 2007 y 2010 para el escenario EOIA2G (Tabla D.26). Esto representa reducciones de 35 y 49 MW en la opción a base de ciclo combinado y gas natural con respecto a la opción de sustitución por combustóleo (Tabla D.24).

Con ello se muestran las ventajas, desde el punto de vista energético, de la sustitución por gas natural y los beneficios en la reducción del nivel de las inversiones, sin embargo, desde el punto de vista ambiental no se tienen tales efectos, ya que el inhibir el desarrollo de capacidad hidroeléctrica, carboeléctrica, nucleoeeléctrica y geoeeléctrica y emplear gas natural implica la adición de más emisiones a la cuenta del sector eléctrico.

Por lo que respecta a la demanda de gas natural del sector eléctrico para los diferentes escenarios se observa lo siguiente (Tabla D.26). En la Tabla se tienen tres columnas por escenario, sin restricciones y con restricciones **A** y **B**. Las columnas encabezadas por las letras **A** y **B** corresponden a lo indicado en el pie de la Tabla. Por ejemplo, el escenario EOIA libre de restricciones indica una demanda de gas natural de 943.34 millones de pies cúbicos por día en el año 2007 y una de 1,098.02 millones de pies cúbicos por día en el año 2010. Por su parte, el mismo escenario económico EOIA, pero sujeto a restricciones del tipo **A**, indica una demanda de gas natural para el sector de 1,838.23 millones de pies cúbicos por día en el 2007 y de 2,337.04 millones de pies cúbicos por día en el 2010. En cambio para el mismo escenario económico EOIA, pero sujeto a restricciones del tipo **B**, se tiene una demanda de 2,881.1 millones de pies cúbicos por día en el 2007 y de 3,786.85 millones de pies cúbicos por día en el año 2010. La comparación de estos resultados para las proyecciones de gas natural (Tabla D.26, escenario EOIA, columna **B**) con los reportados en las Tablas D.6 y D.7, provenientes del documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007 a publicarse por la Secretaría de Energía, muestra un excelente acuerdo con diferencias del orden del 1.65 por ciento en el año 2007. Una pequeña modificación en los valores para las eficiencias empleadas para determinar la demanda de gas natural, a partir de las proyecciones para generación bruta, tiene el efecto de reducir esta diferencia de inmediato. Por ello se considera que el acuerdo es excelente.

La Tabla D.27 muestra la mezcla de combustibles del sector eléctrico en petajoule a lo largo del período de proyección para los diferentes escenarios económicos e intensidades energéticas con restricciones bajo la opción a base de gas natural y aplicación de la conversión a gas natural de las plantas en zonas críticas y especiales. Asimismo, la Tabla D.27 reporta los correspondientes resultados en términos de barriles de combustóleo y diesel, toneladas de carbón y millones de pies cúbicos de gas natural. Es de notarse el cambio estructural en la mezcla energética del sector eléctrico con la introducción del gas natural vía la aplicación de la norma ecológica NOM-085-ECOL-1994 y la política de sustitución de combustóleo por gas natural.

Es importante hacer notar que la demanda total de energía del sector eléctrico, bajo la restricción a base de ciclo combinado y gas natural (Tabla D.27) se ve reducida, en todos los escenarios, con respecto a la demanda obtenida para la opción libre de restricciones (Tabla D.17) e, incluso, menor que lo obtenido para la opción a base de combustóleo (Tabla D.25). Esto era de esperarse ya que la tecnología que se selecciona (ciclo combinado a base de gas natural) presenta eficiencias y factores de planta mayores que el resto de las tecnologías disponibles. Sin embargo, pese a las ventajas que representa esta tecnología se pueden presentar cuellos de botella en la disposición real y a tiempo de las plantas correspondientes. No se olvide que gran número de países están siguiendo un cambio semejante en la ampliación de su capacidad de generación y los fabricantes pueden, si es que no lo están haciendo ya, diferir los tiempos de entrega mucho más de los esperados.

En conclusión, un proceso de transferencia de la generación adicional proyectada por el modelo a base de hidroenergía, nucleenergía, geoenergía y carboenergía por generación con ciclo combinado a base de gas natural, tendría el efecto de impactar, notablemente, las inversiones en capacidad instalada (reduciéndolas si se considera el costo por kW instalado de las ciclo combinado a base de gas natural), incrementaría, también de manera notable, la demanda de gas natural por parte del sector eléctrico y las emisiones asociadas se verían notablemente incrementadas en comparación con un desarrollo, para la generación adicional, a base de fuentes no emisoras de gases de invernadero (nuclear, hidroeléctrica y geotermoeléctrica).

Si se decide incorporar carboeléctricas con carbón importado o convertir las duales a quemar carbón, también importado, la demanda de gas natural se reduciría en forma apreciable. Cualquiera que sea el caso, se puede concluir que la demanda de gas natural por parte del sector eléctrico verá un fuerte incremento en los años venideros y que esa demanda se vea afectada por la evolución de la eficiencia de las ciclo combinado.

- ***Sector industrial***

Para el caso del sector industrial los valores proyectados muestran una diferencia notable (Tablas D.19 y D.20), en especial para el caso de la petroquímica de PEMEX, aún en el caso de intensidades de opinión de expertos. Es posible que las proyecciones del Documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007 estén tomando en cuenta el proceso de venta, la caída de la demanda de amoniaco, la reconfiguración de plantas y modernización de sus

tecnologías y otros de conservación y ahorro de energía más fuertes que los considerados por el modelo e, incluso, que los considerados por los expertos.

- ***Sector transporte***

En el caso del sector transporte, la sustitución que se realizó fue la de gasolinas por gas natural en el transporte vehicular (Tabla D.28). Como consecuencia de ello, la participación de las gasolinas en la opción sujeta a restricciones muestra un ligero decremento con respecto a lo obtenido para la opción libre de restricciones (Tabla D.21). Como se indicó, sólo se afectó al transporte vehicular, esto es, el consumo de gasolinas, queda por analizar lo propuesto en el caso del transporte ferroviario, ya que de darse implicaría un incremento importante en el consumo eléctrico y una reducción, también importante en el consumo de diesel.

A manera de ejemplo, la Tabla D.28 muestra que para el año 2007 la introducción de 158.8 millones de pies cúbicos diarios de gas natural conduciría a la reducción de 30,270 barriles diarios de gasolina respecto al escenario optimista con intensidades tendenciales. Esto representa el 41.63 por ciento de las importaciones diarias de gasolina (72,715 barriles diarios) en el año 1996. Resultados semejantes se observan para el resto de los escenarios. Las proyecciones para los restantes subsectores (aéreo, marítimo, ferroviario y eléctrico) no se ven afectadas ya que sólo se altera la mezcla energética del autotransporte. Dado que el gas natural presenta factores de emisión de CO₂ y demás contaminantes menores que las gasolinas. (Tablas B.1 y B.2) los resultados netos serían de reducción de emisiones. En la sección 4.5 se discutirán con mayor detalle estos aspectos.

- ***Subsector residencial***

Para el sector residencial, la sustitución que se realizó fue la de gas licuado por gas natural (Tabla D.29). Esto se reflejó en una menor participación del gas licuado en la mezcla energética del sector residencial bajo la opción sujeta a restricciones. A manera de ejemplo, la comparación de las Tablas D.22 y D.29 muestran que para el año 2007 la introducción de 437 millones de pies cúbicos de gas natural en el subsector residencial conduce a una reducción de 71,600 pies cúbicos diarios de GLP y, para el año 2010, la introducción de 528.76 millones de pie cúbicos de gas natural representa una reducción en GLP de 93,160 pies cúbicos diarios. Para el resto de los escenarios los resultados que se obtienen son semejantes a los comentados. Bajo esta opción, los sectores comercial y público permanecen inalterados (Tabla D.29). Dado que el gas natural presenta un factor de emisión para CO₂ menor que para el gas licuado y de CH₄ igual al del gas licuado (Tablas B.1 y B.2) los resultados netos serían de reducción de emisiones de CO₂. De nuevo, se refiere al lector a la sección 4.5, en la que se discute con mayor detalle estos aspectos.

- ***Subsector comercial***

De acuerdo con lo indicado en la discusión de la evolución histórica del consumo energético para el sector comercial hay importantes posibilidades de sustituir gas licuado y combustóleo por gas natural. Desde luego, esta aseveración deberá estudiarse a detalle para determinar las posibilidades reales de tal sustitución. Sin embargo, de acuerdo con lo indicado en las Tablas D.6 y D.7 se plantea una importante penetración de gas natural en los sectores residencial y comercial. Las implicaciones de tal acción para el sector residencial fueron analizadas en la sección precedente.

Para el caso del subsector comercial la Tabla D.30 muestra los efectos de la penetración del gas natural en sustitución del combustóleo, en su totalidad a partir del 2002, 2003 y 2004 según el escenario de que se trate y de una fracción apreciable del gas licuado para los escenarios EOIA2G y EMIA2G e, incluso, en su totalidad (Tabla D.30) en el caso de los escenarios EOIB2G y EMIB2G a partir del 2008 y del 2010 respectivamente.

De aplicarse la sustitución, los resultados para los diferentes escenarios sugieren, dependiendo de su viabilidad técnica-económica y de los impactos ambientales, se proceda, en primera instancia, a la sustitución de combustóleo y posteriormente a la de gas licuado. De hecho, para los escenarios EOIB2 y EMIB2 las aportaciones planteadas en las Tablas D.6 y D.7 exceden la proyección conjunta (de gas licuado y combustóleo) planteada por el modelo. En tales casos se impuso al modelo la transferencia del excedente de gas natural al subsector residencial (ver Tabla D.30, subsector residencial, columna gas natural). En todos los casos el sector público permanece inalterado ya que sólo hace uso de la electricidad.

Las Tablas D.31 y D.32 muestran las proyecciones de demanda de energía para el país y por sector para todos los escenarios bajo la opción sujeta a restricciones (opción conversión eléctrica a combustóleo y conversión eléctrica a gas natural; en ambas opciones el resto de los sectores se sujetan a la sustitución a base de gas natural indicada en la Tabla D.6 y D.7).

c) Opción conversión eléctrica a combustóleo y resto de los sectores a gas natural

La restricción planteada toma como base la proyección libre de restricciones y sustituye la generación proyectada adicional a base de hidroenergía, nucleoenergía, geoenergía y carboenergía transfiriéndola a generación a base de combustóleo y las proyecciones del modelo para el combustóleo y gas natural se mantienen (escenario EOIA2C, EOIB2C, EMIA2C y EMIB2C).

De acuerdo con lo mostrado en la Tabla D.31, el sector eléctrico modifica la mezcla energética empleada en la corrida libre de restricciones (Tabla D.17). Además de la modificación de la mezcla energética, el efecto global para el sector es el de reducir, ligeramente, la demanda de energía para generación eléctrica. Por ejemplo, en el caso del escenario EOIA2C se tiene una reducción de 58.01 y 71.75 PJ para los años 2007 y 2010, respectivamente, esto es una reducción de 1.97 y 2.05 por ciento respecto al escenario EOIA1. Para el resto de los escenarios las reducciones son: EOIB2C (55.15 y 66.59 PJ, equivalentes a 1.90 y 2.01 por ciento para los mismos años, respecto al escenario EOIB1); EMIA2C (32.41 y 36.35 PJ, equivalentes a 1.34 y

1.39 por ciento para los mismos años, respecto al escenario EMIA1) y EMIB2C (26.85 y 28.83 PJ, equivalentes a 1.15 y 1.16 por ciento para los mismos años, respecto al escenario EMIB1). Si bien, podemos considerar esta reducción como benéfica, desde el punto de vista energético, no lo es desde el punto de vista ambiental ya que el uso de mayor cantidad de gas natural implica, en principio, mayores emisiones de CO₂.

Para los sectores restantes la sustitución mantiene la demanda de energía total, modificando la mezcla energética y tiene el efecto de presentar una disminución en las emisiones de CO₂ y CH₄. Como se indicó, la Tabla D.31 muestra la demanda de energía total y por tipo de energético para cada uno de los escenarios considerandos bajo la opción sujeta a la restricción a base de combustóleo.

La comparación de los datos vertidos en la Tabla D.31 con los vertidos en la Tabla D.12, correspondientes a la demanda total y por tipo de energético para cada uno de los escenarios considerados bajo la opción libre de restricciones, muestra el cambio en la estructura de la mezcla energética de algunos de los sectores, específicamente en el eléctrico, transporte, residencial y comercial.

Por ejemplo, la comparación de los escenarios EOIA1 y EOIA2C muestra que la participación de los energéticos correspondientes a crudo, condensados, bagazo de caña, leña, coque, kerosinas, diesel y electricidad no sufren modificación alguna. En cambio, el carbón, gas (gas, gas no asociado y asociado), gas licuado, gasolinas y combustóleo presentan modificaciones en diversos grados de afectación. Por ejemplo, el combustóleo se ve fuertemente incrementado en el escenario EOIA2C al pasar de 852.94 miles de barriles diarios a 1,047.49 miles de barriles diarios en 2007 y de 1,007.12 miles de barriles diarios a 1,276.48 miles de barriles diarios en el 2010. Esto representa incrementos de 22.81% y 26.75% al pasar de la opción libre de restricciones a la opción a base de combustóleo para los años seleccionados.

El gas presenta un comportamiento semejante, producto de la sustitución de gas licuado en el sector residencial, de gasolina en el sector transporte y del crecimiento proyectado por el modelo en el sector eléctrico e industrial. Para el año 2007 el gas (gas residual, gas no asociado y asociado) se ve incrementado de 7,195.7 millones de pies cúbicos diarios en el escenario EOIA1 a 7,909.36 millones de pies cúbicos diarios en el escenario EOIA2C y, para el año 2010 las cifras son 8,733.8 y 9,927.23 millones de pies cúbicos diarios, representando incrementos de 9.9 y 13.67 por ciento en los años 2007 y 2010 de un escenario al otro.

El carbón presenta un decremento de 66.15 y 86.9 por ciento en los años 2007 y 2010 al pasar del escenario EOIA1 al escenario EOIA2C.

En cuanto a las gasolinas se presentan reducciones de 2.56% en el 2007 y de 4.82% en el 2010 para el escenario EOIA2C con respecto al escenario EOIA1. Por lo que respecta al gas licuado se tienen reducciones de 22.38% en el 2007 y de 27.75% en el 2010 en el escenario EOIA2C con respecto al EOIA1.

A nivel de la demanda total de energía, se observa una pequeña reducción, consecuencia de la reducción que se presenta en el sector eléctrico. Esta reducción es de 0.52% en el 2007 y de 0.55% en el 2010 en el escenario EOIA2C con respecto al EOIA1. Efectos semejantes se observan, al comparar las Tablas D.12 y D.31, para el resto de los escenarios.

Consecuentemente, el efecto total de esta sustitución es el de reducir, ligeramente, la demanda total de energía del país a través de la reducción neta en el sector eléctrico. La capacidad de generación eléctrica se ve notablemente reducida al inhibir el crecimiento de las aportaciones hidro, carbo, nucleo y geoeléctricas y cubrir el crecimiento proyectado con generación termoeléctrica a base de combustóleo. La mezcla energética se ve modificada (Tablas D.12 y D.31) y las emisiones se incrementan.

d) Opción conversión eléctrica a gas natural y resto de los sectores a gas natural

La restricción planteada toma como base la proyección libre de restricciones y sustituye la generación proyectada adicional a base de hidroenergía, nucleenergía, geoenergía y carboenergía transfiriéndola a generación a base de gas natural; el combustóleo proyectado y las plantas a base de combustóleo existentes en zonas críticas y especiales se transfieren a gas natural y las proyecciones del modelo para el gas natural se mantienen (escenarios EOIA2G, EOIB2G, EMIA2G y EMIB2G). De acuerdo con lo mostrado en la Tabla D.32, el sector eléctrico modifica la mezcla energética empleada en la corrida libre de restricciones (Tabla D.17). Además de la modificación de la mezcla energética, el efecto global para el sistema energético en su totalidad, es el de reducir, de manera más notable, en comparación con la opción a base de combustóleo, la demanda de energía para generación eléctrica. De hecho, en la comparación de los escenarios EOIA2G y EOIA1 (Tablas D.12 y D.32), se tienen reducciones de 5.77% en el 2007 y de 5.84% en el 2010 en la demanda total de energía.

En el caso del sector eléctrico en el escenario EOIA2G se tiene una reducción de 601.29 y 730.45 PJ para los años 2007 y 2010, respectivamente, esto es una reducción de 20 y 20.87 por ciento respecto al escenario EOIA1. Para el resto de los escenarios las reducciones son: EOIB2G (566.68 y 674.29 PJ, equivalentes a 19.52 y 20.34 por ciento para los mismos años, respecto al escenario EOIB1); EMIA2G (439.08 y 493.01 PJ, equivalentes a 18.17 y 16.73 por ciento para los mismos años, respecto al escenario EMIA1) y EMIB2G (416.99 y 456.54 PJ, equivalentes a 17.87 y 18.37 por ciento para los mismos años, respecto al escenario EMIB1

Como se indicó, la Tabla D.32 muestra la demanda de energía total y por tipo de energético para cada uno de los escenarios considerados bajo la opción sujeta a la restricción a base de gas natural

El gas presenta un comportamiento creciente (Tabla D.32), producto de la sustitución de combustóleo, hidroenergía, carboenergía y geoenergía en el sector eléctrico; gas licuado en el sector residencial; gasolina en el sector transporte y del crecimiento proyectado por el modelo en el sector eléctrico e industrial. Para el año 2007 el gas (gas residual, gas no asociado y asociado) se ve incrementado de 7,195.7 millones de pies cúbicos diarios en el escenario EOIA1 a 9,847.11 millones de pies cúbicos diarios en el escenario EOIA2G y, para el año 2010 las cifras son

8,733.8 y 12,486.09 millones de pies cúbicos diarios, representando incrementos de 36.85 y 42.95 por ciento en los años 2007 y 2010 de un escenario al otro.

El carbón presenta un decremento de 66.15 y 86.9 por ciento en los años 2007 y 2010 al pasar del escenario EOIA1 al escenario EOIA2G. Conviene hacer notar que estos decrementos son iguales a los presentados en la comparación de los escenarios EOIA1 y EOIA2G. La razón es que en ambos escenarios, EOIA2C y EOIA2G, la generación a base de carbón es la misma y se toma como base el escenario EOIA1.

En cuanto a las gasolinas se presentan reducciones de 2.56% en el 2007 y de 4.82% en el 2010 para el escenario EOIA2G con respecto al escenario EOIA1. Por lo que respecta al gas licuado se tienen reducciones de 22.38% en el 2007 y de 27.75% en el 2010 en el escenario EOIA2G con respecto al EOIA1. De nuevo, esto es consecuencia de que la cantidad de gas natural que sustituye a la gasolina es la misma en ambos escenarios y se toma como base de comparación el escenario EOIA1.

En el caso del diesel se tiene una reducción de aproximadamente 4,000 barriles diarios en 2007 y de 6,000 barriles diarios en el 2010, reducción que es consecuencia de la sustitución de combustóleo por gas natural en las plantas existentes en zonas críticas y especiales, así como de la sustitución de la generación adicional a base de combustóleo proyectada por el modelo para el escenario EOIA2G con respecto al escenario EOIA1.

A nivel de la demanda total de energía, se observa una pequeña reducción, consecuencia de la reducción que se presenta en el sector eléctrico. Esta reducción es de 5.77% en el 2007 y de 5.84% en el 2010 en el escenario EOIA2G con respecto al EOIA1. Efectos semejantes se observan, al comparar las Tablas D.12 y D.31, para el resto de los escenarios.

En cuanto a la demanda de gas natural por parte de los diferentes sectores, incluido el sector eléctrico, en la Tabla D.32 se muestran los correspondientes valores para cada uno de los escenarios y las opciones consideradas. Para el cálculo de la demanda en términos de volumen de gas natural se empleó el poder calorífico de 35,420 kJ/m³ de gas natural, el cual corresponde al poder calorífico del gas residual facturado. El Balance Nacional de Energía reporta cuatro valores diferentes para este parámetro, en particular el poder calorífico del gas residual es de 36,784 kJ/m³, el del gas de exportación es de 34,934 kJ/m³, el del gas de importación es de 33,600 kJ/m³. Esto muestra una amplia variación y dependiendo del parámetro que se empleó se tendrá un valor próximo o más alejado al indicado en las Tablas D.6 y D.7.

Cualquiera que sea la situación para el caso del gas natural en el sector eléctrico los valores proyectados por el modelo bajo restricciones son muy cercanos, en especial para el escenario optimista, a los establecidos en el Documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007. Se recomienda una revisión de las proyecciones de gas natural vertidas en el Documentos de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007, ya que en el caso de la petroquímica de PEMEX se están planteando consumos muy por debajo de los obtenidos en este trabajo, e,

incluso muy por debajo de los reportados para el año 1996 en el Balance Nacional de Energía. Situación semejante parece presentarse con los consumos de las subsidiarias de PEMEX.

Para los sectores restantes la sustitución mantiene la demanda de energía total, modificando la mezcla energética y tiene el efecto de presentar una disminución en las emisiones de CO₂ y CH₄. Como se indicó, la Tabla D.32 muestra la demanda de energía total y por tipo de energético para cada uno de los escenarios considerados bajo la opción sujeta a restricciones. La comparación de los datos vertidos en la Tabla D.32 con los vertidos en la Tabla D.12, correspondientes a la demanda total y por tipo de energético para cada uno de los escenarios considerados bajo la opción libre de restricciones muestra el cambio en la estructura de la mezcla energética de algunos de los sectores, específicamente en el eléctrico, transporte, residencial y comercial.

El modelo MODEMA, como se indicó en el capítulo tres, es un modelo de simulación, que permite determinar las proyecciones de la demanda de energía por sector, subsector y energético ante una evolución del PIB y la población, así como de sus estructuras e intensidades energéticas, por ello no permite fijar, de antemano, las contribuciones de un energético dado en los sectores o subsectores. Sin embargo, a través de la mezcla energética para cada sector y subsector se pueden simular este tipo de acciones. De hecho, este fue el mecanismo que se empleó en el análisis de la demanda sujeta a restricciones.

4.5 Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones del consumo de energía.

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones de energía se emplearon los mismos factores de emisión (Tablas B.1 y B.2) que se usaron en el caso de la evolución histórica. Las Figuras E.1 a E.62 muestran las emisiones asociadas de CO₂ y CH₄ por sector y subsector para cada uno de los escenarios económicos y opciones para las intensidades energéticas en la opción libre de restricciones. La Tabla E.1 reporta los valores asociados en el período de proyección para la opción libre de restricciones y las Tablas E.2 y E.3 lo correspondiente a las opciones sujetas a restricciones.

a) Opción libre de restricciones.

Bajo la opción libre de restricciones, se observa (Figuras E.1.a y E.1.b) que el principal contribuyente a las emisiones de CO₂ es el sector transporte, seguido por el eléctrico (entre el año 2007 y 2008 se presenta un intercambio de posición con el industrial, residencial, comercial, agrícola y la industria coquizadora. Es interesante notar el cambio de tendencia que se presenta en el residencial para el cual sólo hay un escenario que depende fundamentalmente del crecimiento de la población.

En todos los escenarios se presenta un incremento notable en las emisiones de CO₂ y CH₄. En el escenario EOIA1 las emisiones de CO₂ se incrementan en 2.33 y 2.82 veces su contribución para los años 2007 y 2010, respectivamente, con respecto a las de 1990. Para las de CH₄ los incrementos serían en 2.63 y 3.24 veces su valor en 1990. En el escenario EOIB1 las emisiones de CO₂ se incrementan en 2.13 y 2.51 veces su contribución para los años 2007 y 2010, respectivamente, con respecto a las de 1990. Para las de CH₄ los incrementos serían en 2.32 y 2.78 veces su valor en 1990.

En el escenario EMIA1 las emisiones de CO₂ se incrementan en 1.89 y 2.13 veces su contribución para los años 2007 y 2010, respectivamente, con respecto a las de 1990. Para las de CH₄ los incrementos serían en 2.18 y 2.53 veces su valor en 1990. Finalmente, para el escenario EMIB1 las emisiones de CO₂ se incrementan en 1.72 y 1.89 veces su contribución para los años 2007 y 2010, respectivamente, con respecto a las de 1990. Para las de CH₄ los incrementos serían en 1.92 y 2.17 veces su valor en 1990.

En cuanto a las emisiones de CO₂ per capita (Figura E.63) para los escenarios EOIA1 se tendrían 6.23 toneladas/habitante en el 2007 y 7.26 toneladas por habitante en el 2010. Para el escenario EOIB1 : 5.68 toneladas/habitante en el 2007 y 6.49 en el 2010. Para el escenario EMIA1: 5.04 y 5.5 toneladas/habitante para los años 2007 y 2010, respectivamente. En el escenario EMIB1: 4.6 y 4.89 toneladas/habitante para los 2007 y 2010, respectivamente.

Para las emisiones de metano la situación sería la siguiente: escenario EOIA1 (0.54 y 0.64 kg/habitante en 2007 y 2010, respectivamente); escenario EOIB1 (0.47 y 0.55 kg/habitante en 2007 y 2010, respectivamente); escenario EMIA1 (0.44 y 0.5 kg/habitante en 2007 y 2010) y escenario EMIB1 (0.39 y 0.43 kg/habitante en 2007 y 2010). La comparación entre los escenarios

por pares, esto es, EOIA1 con EOIB1 y con EMIB1, muestran el efecto que se podría tener con acciones de eficiencia energética y/o cambio estructural.

b) Opción sujeta a restricciones

Para el caso de la opción sujeta a restricciones bajo la opción a base de combustóleo en el sector eléctrico y gas natural en los sectores residencial y de transporte (Tabla E.2) se presenta un incremento en las emisiones de CO₂ a nivel país. Bajo el escenario EOIA2C este incremento es del 2.54% para el año 2007 y de 2.6% para el año 2010 con respecto al escenario EOIA1.

En el escenario EOIA2C, con respecto al EOIA1, los beneficios, desde el punto de vista ambiental, de la sustitución de gasolinas en el sector transporte y gas licuado en el residencial se ven opacados por el incremento en el sector eléctrico (respectivamente, en el 2007 y 2010, 22 y 30.67 millones de toneladas de CO₂), producto del no incremento en capacidad hidroeléctrica, nucleoelectrica, carboeléctrica y geotermoelectrica y su sustitución por combustóleo. Comentarios semejantes se pueden hacer para los escenarios restantes mediante la comparación de las Tablas E.1 y E.2.

Como se indicó en secciones previas, esta es una de las desventajas principales del empleo de combustóleo sustituyendo a fuentes de generación que en principio no contribuyen a las emisiones de CO₂ y CH₄.

Para el caso de la opción sujeta a restricciones bajo la opción a base de gas natural en el sector eléctrico y en los sectores residencial y de transporte (Tabla E.2) se presenta un decremento en las emisiones de CO₂ a nivel país. Bajo el escenario EOIA2G este decremento es del 5.89% para el año 2007 y de 6.3% para el 2010 con respecto al escenario EOIA1.

Por otra parte, en el escenario EOIA2G, con respecto al EOIA1, los beneficios, desde el punto de vista ambiental, de la sustitución de gasolinas en el sector transporte y gas licuado en el residencial son reforzados por el decremento en el sector eléctrico (respectivamente, en el 2007 y 2010, 35.98 y 47.63 millones de toneladas de CO₂), producto del no incremento en capacidad hidroeléctrica, nucleoelectrica, carboeléctrica y geotermoelectrica y su sustitución por gas natural. Comentarios semejantes se pueden hacer para los escenarios restantes mediante la comparación de las Tablas E.1 y E.3.

Como es bien conocido, la sustitución de combustóleo por gas natural reduce las emisiones de SO_x (en forma muy importante), reduce las de hidrocarburos no quemados, las partículas y en forma marginal las de CO₂, pero incrementa las de NO_x y CO. En los restantes sectores (Tabla E.3) se presentan ligeras modificaciones como consecuencia de la sustitución de gas licuado, combustóleo y gasolinas por gas natural.

Los resultados obtenidos muestran otra ventaja de la implementación de la norma ecológica NOM-085-ECOL-1994 y de la política de gas natural. La norma de referencia establece los niveles máximos permisibles de emisiones a la atmósfera de humos, partículas suspendidas

totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno pero no establece aspecto alguno sobre las emisiones de dióxido de carbono. Sin embargo, la norma junto con la política de gas tiene el efecto adicional de reducir las emisiones de CO₂.

Capítulo 5

5. Conclusiones

En adición a las conclusiones y recomendaciones específicas para los sectores y subsectores que se han hecho a lo largo del texto, se pueden establecer las conclusiones generales siguientes:

- La demanda total de energía (energía más materia prima) a lo largo del período se ve incrementada. De acuerdo con el Balance Nacional de Energía en 1996 la demanda total de energía fue de 5,902.3 PJ, para el 2007 sería de 11,740 PJ y para el 2010 de 14,100.6 PJ esto bajo el escenario optimista con intensidades tendenciales libre de restricciones (EOIA1). Como se observa, la demanda se duplicará en el 2007 y se iría a 2.39 veces respecto al valor de 1996 para el año 2010. En las Tablas del Apéndice D se muestran los resultados correspondientes por sector y subsector para cada uno de los escenarios, con opciones de intensidades energéticas tendenciales y de opinión experta, así como libre de restricciones y con restricciones en el uso de energéticos.
- Las emisiones de CO₂ pasarían de 332.6 millones de toneladas a 676.2 millones de toneladas para el año 2007 y a 816.7 millones de toneladas en el 2010, bajo el escenario optimista con intensidades tendenciales libre de restricciones (EOIA1), respecto a las emisiones de CH₄ se incrementan de un valor en 1996 de 25,693 toneladas a 58,565 toneladas en el 2007 y para el 2010 serían 72,225 toneladas,
- La capacidad instalada de generación eléctrica, bajo el escenario optimista con intensidades tendenciales con la opción a base de combustóleo EOIA2C, se incrementa como se muestra en el cuadro:

Año	Capacidad Instalada MW
1996	34,789
2007	55,219
2010	63,257
Incremento %	82

- Con la opción a base de gas natural en el escenario optimista con intensidades tendenciales EOIA2G, la capacidad instalada de generación eléctrica, presenta el siguiente incremento:

Año	Capacidad Intalada MW
1996	34,789
2007	54,777
2010	62,645
Incremento %	80

Como se observa, la capacidad proyectada a base de gas natural es menor que la obtenida a base de combustóleo, esto era de esperarse, por que las plantas térmicas a base de gas natural operan con eficiencias y factores de planta mayores que una a base de combustóleo.

De acuerdo a esta capacidad la demanda de combustóleo y gas natural para los mismos escenarios tiene el siguiente comportamiento:

Opción: combustóleo

Año	Miles de bl/día combustóleo	Millones de pc/día Gas natural
1996	308.04	522.74
2007	750.44	943.34
2010	916.41	1098

Opción: gas natural

Año	Miles de bl/día combustóle	Millones de pc/día Gas natural
1996	308.04	522.75
2007	217.6	2881.14
2010	217.6	3786.88

- Como se observa, el combustóleo y gas natural para estos escenarios presentaría un fuerte crecimiento para la generación eléctrica a lo largo del período de proyección.
- En todos los escenarios bajo la opción con restricciones a base de gas natural se tiene que la demanda total de energía se ve reducida , en comparación con lo obtenido en los escenarios libres de restricciones
- La capacidad eléctrica crecerá, fundamentalmente a través de ciclo combinado a base de gas natural con una importante reducción en la participación de la generación a base de combustóleo

- En el sector eléctrico, el incremento de combustóleo en la opción a base de combustóleo elimina, totalmente, los efectos benéficos de uso de gas natural en los sectores residencial y de transporte, debido a una mayor emisión de bióxido de carbono como se muestra en la tabla siguiente (CO₂), gases efecto invernadero .

Emisiones en el sector eléctrico

Año	Millones de toneladas de CO ₂ Opción combustóleo	Toneladas De CH ₄ Opción combustóleo	Millones de toneladas de CO ₂ Opción gas natural	Toneladas De CH ₄ Opción gas natural
1996	83.4	1734.9	83.4	1734.9
2007	172.6	3366	115.5	6681.09
2010	205.9	3972	134.1	8637
Incremento %	147	129	61	390

- Es conveniente indicar que la prospectiva realizada por CFE indica una adición del orden de 22,750 MW para el año 2007, lo cual ubicaría, tomando en cuenta los retiros, la capacidad total en el orden de 55,500 MW para este mismo año. Resulta notable el acuerdo entre ambas prospectivas.
- En cuanto a la generación, los resultados parecen diferir de los presentados por la Secretaría de Energía para los escenarios optimista y moderado, sin embargo, es conveniente indicar que los datos para la generación proporcionados por la Secretaría de Energía sólo contemplan las ventas totales por grupos de usuarios (no incluyen los consumos propios, pérdidas por transmisión y distribución (se estiman entre el 17 y 20% de la generación total), por ende, no corresponden a la generación bruta, cantidad que es la que maneja el modelo MODEMA y de ahí determina la capacidad requerida.
- En forma global, y de acuerdo a los escenarios optimistas con intensidades energéticas tendenciales bajo la opción de combustóleo, esencialmente las discutidas en el caso eléctrico y gas natural en los sectores industrial, transporte, residencial y comercial, en la tabla siguiente se indica un mayor valor para las emisiones de CO₂ y CH₄ debido a la restricción de generación de electricidad a base de hidroenergía, nucleoenergía, carboenergía y geoenergía (fuentes, que en principio no contribuyen a las emisiones de CO₂ y CH₄) y transferir su déficit en una primera opción a base de combustóleo y en una segunda a gas natural,

Emisiones a nivel país

Año	Millones de toneladas de CO ₂ Opción combustóleo	Toneladas De CH ₄ Opción combustóleo	Millones de toneladas de CO ₂ Opción gas natural	Toneladas De CH ₄ Opción gas natural
1996	332.5	25693	332.5	25605
2007	693.4	57801	636.3	6115
2010	837.1	70350	765.2	75016
Incremento %	152	174	130	193

- Para todos los escenarios, las emisiones de CO₂ se incrementan de manera notable para el 2007 y crecen aún más para el 2010. Comportamiento semejante se tiene para las emisiones de metano. Sin embargo, en ambos casos (bióxido de carbono y metano) y para todos los escenarios a base de gas natural las emisiones son menores que en el escenario de referencia.
- El análisis y discusión de los escenarios generados permite concluir que los escenarios que se consideran más probables en cuanto a inversión requerida, requerimientos de energía y menores emisiones al ambiente son los asociados con la opción sujeta a restricciones a base de gas natural. Esto es, los escenarios EOIA2G, EOIB2G, EMIA2G y EMIB2G. De entre éstos, el más probable es el EOIA2G y el más deseable el EOIB2G, todo ello en el caso que se tenga un crecimiento alto del PIB. En caso que se de un crecimiento moderado del PIB el escenario más probable sería el EMIA2G y el más deseable el EMIB2G.

EOIA2G: escenario optimista con intensidades energéticas tendenciales opción gas natural

EOIB2G: escenario optimista con intensidades energéticas de opinión de expertos a gas natural.

EMIA2G: escenario moderado con intensidades energéticas tendenciales a gas natural.

EMIB2G: escenario moderado con intensidades energéticas de opinión de expertos a gas natural.

Apéndice A

Tabla A.1**Eficiencias y factores de planta promedio para los años 1996 y 1997**

Tipo de planta	Eficiencia promedio		Factor de planta promedio	
	1996 <i>por ciento</i>	1997 <i>por ciento</i>	1996 <i>por ciento</i>	1997 <i>por ciento</i>
Vapor	34.71	34.84	57.94	64.57
Turbogas	19.97	19.54	3.12	4.80
Combustión interna	38.99	38.34	34.75	53.36
Ciclo combinado	37.27	38.09	63.07	65.80
Carboeléctrica	37.23	36.72	79.60	77.68
Nucleoeléctrica	33.15	33.47	68.51	91.18
Geotermoeeléctrica	35.12	35.12	86.60	83.03
Hidroeléctrica	35.12	35.12	35.57	29.85

Tabla A.2

Evolución histórica de la demanda de energía
Sector industrial y subsectores industriales
Tasas de crecimiento promedio quinquenales

Periodo	Industrial			Petroquímica de PEMEX			Siderurgia		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
1965-1970	7.81	14.18	8.57	33.12	27.45	29.96	10.97		10.97
1970-1975	6.83	9.96	7.29	13.49	12.58	13.01	6.26		6.26
1975-1980	6.13	11.37	7.02	14.72	14.56	14.64	4.72		4.72
1980-1985	4.13	12.81	6.03	7.18	17.02	12.66	0.51		0.51
1985-1990	0.19	-1.13	-0.15	-0.33	-0.39	-0.37	3.16		3.16
1990-1995	2.67	-5.48	0.87	1.55	-2.85	-1.08	2.68		2.68

Periodo	Química			Azúcar			Cemento		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
1965-1970	14.82		14.82	2.54		2.54	11.38		11.38
1970-1975	9.57		9.57	1.67		1.67	10.31		10.31
1975-1980	6.09		6.09	2.66		2.66	6.97		6.97
1980-1985	5.13		5.13	4.38		4.38	4.97		4.97
1985-1990	-0.42		-0.42	1.06		1.06	-0.10		-0.10
1990-1995	3.16		3.16	0.18		0.18	-1.06		-1.06

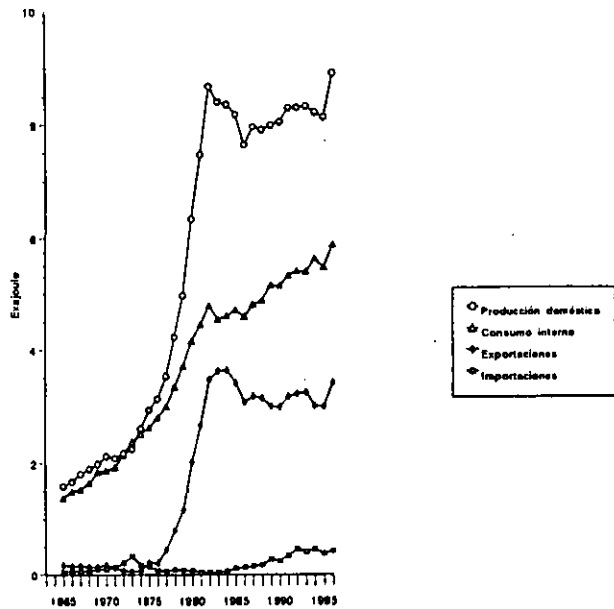
Periodo	Minería			Celulosa y papel			Vidrio		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
1965-1970	6.58		6.58	8.75	19.64	10.65	12.03		12.03
1970-1975	7.53		7.53	5.96	19.67	9.58	8.93		8.93
1975-1980	-1.23		-1.23	9.90	1.22	7.27	8.84		8.84
1980-1985	-3.13		-3.13	5.27	-0.03	4.02	-2.41		-2.41
1985-1990	8.95		8.95	4.82	-12.16	2.13	-1.81		-1.81
1990-1995	2.62		2.62	-5.85	-16.76	-6.72	-2.02		-2.02

Periodo	Fertilizantes			Cerveza y malta			Agua embotellada		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
1965-1970	12.99		12.99	5.89		5.89	10.80		10.80
1970-1975	8.65		8.65	6.52		6.52	-0.13		-0.13
1975-1980	5.03		5.03	6.61		6.61	10.17		10.17
1980-1985	11.65		11.65	4.51		4.51	1.36		1.36
1985-1990	5.46		5.46	-5.02		-5.02	13.66		13.66
1990-1995	-1.19		-1.19	-0.84		-0.84	3.79		3.79

Periodo	Automotriz			Construcción			Hule		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
1965-1970	8.32		8.32	26.80		26.80	10.28		10.28
1970-1975	14.45		14.45	20.02		20.02	10.96		10.96
1975-1980	6.68		6.68	9.78		9.78	0.82		0.82
1980-1985	-2.86		-2.86	-1.39		-1.39	9.82		9.82
1985-1990	-10.78		-10.78	7.92		7.92	2.63		2.63
1990-1995	-1.44		-1.44	-2.07		-2.07	-3.66		-3.66

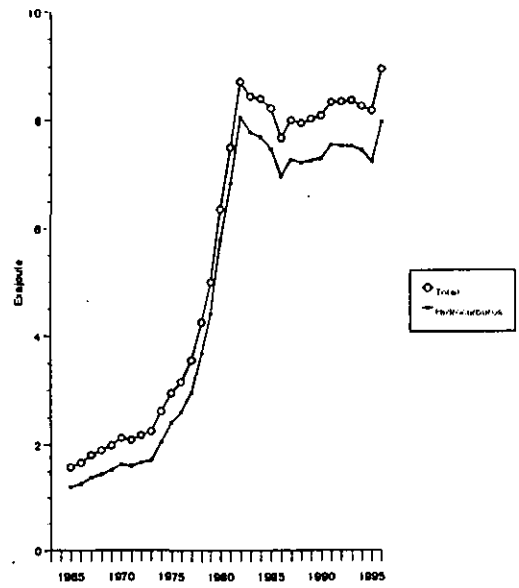
Periodo	Aluminio			Tabaco			Otras ramas		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
1965-1970				3.50		3.50	2.64	6.04	3.37
1970-1975	4.78		4.78	3.15		3.15	5.26	5.46	5.30
1975-1980	5.34		5.34	2.62		2.62	5.38	8.40	6.14
1980-1985	20.11		20.11	2.18		2.18	6.03	5.30	5.84
1985-1990	-1.82		-1.82	-2.04		-2.04	-4.07	-2.46	-3.65
1990-1995	8.32		8.32	1.86		1.86	8.58	-16.73	3.99

Figura A.1 México: Producción, consumo, exportaciones e importaciones de energía



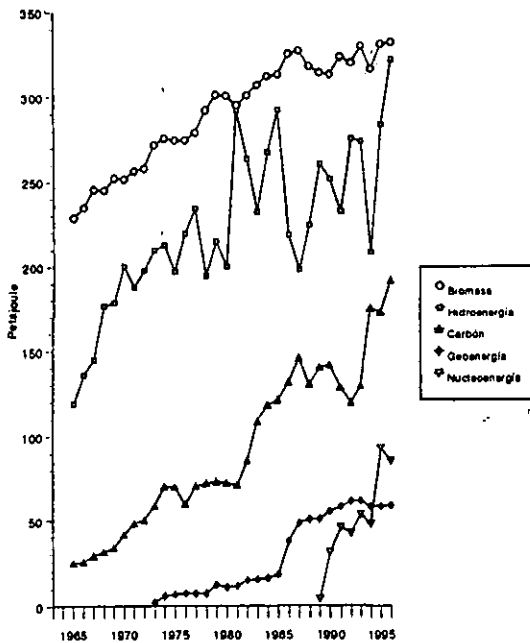
Fuente: JGM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1976.

Figura A.2a México: Producción total de energía
Contribución por fuente



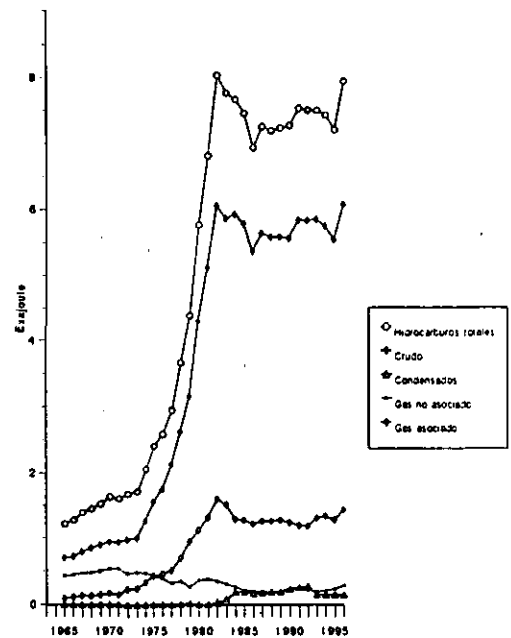
Fuente: JGM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1976.

Figura A.2b México: Producción total de energía
Contribución por fuente



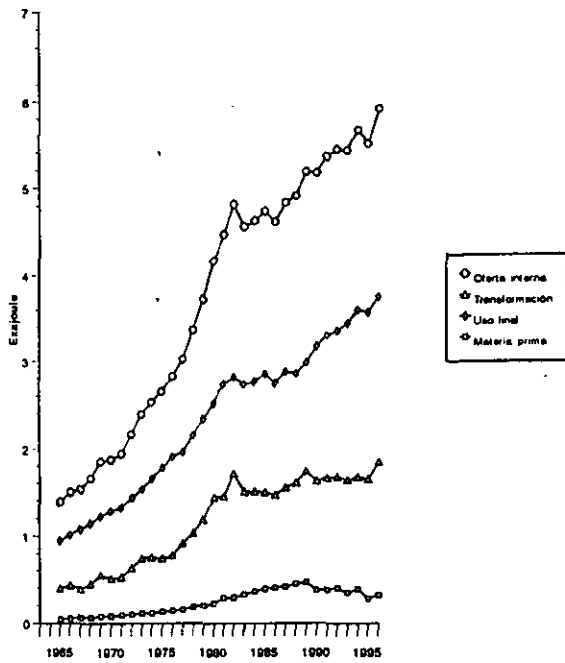
Fuente: JGM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1976.

Figura A.3 México: Producción de hidrocarburos líquidos totales



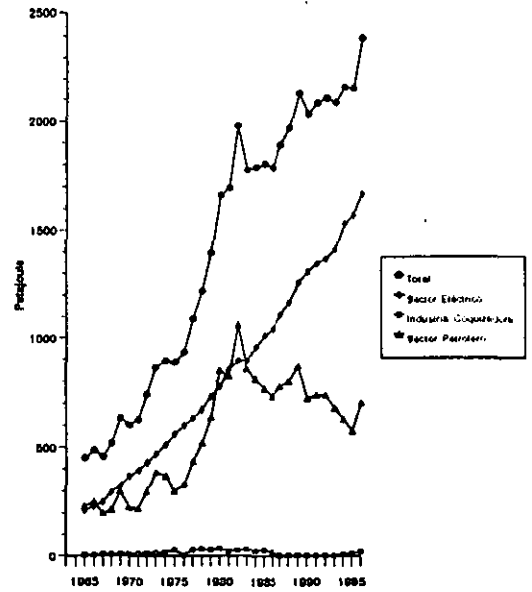
Fuente: JGM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1976.

Figura A.4 México: Oferta interna, transformación, uso final y materia prima



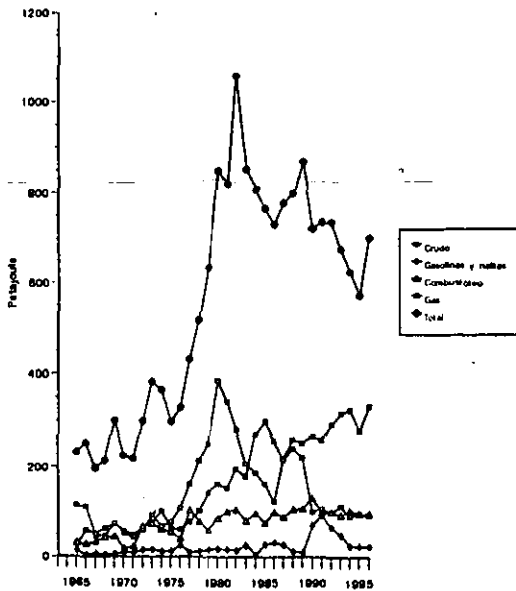
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, ds. 1808.

Figura A.5 México: Sector energético
Consumo de energía por subsector



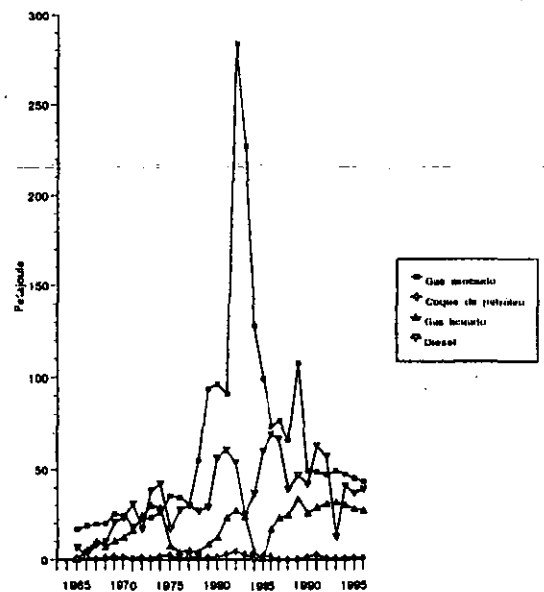
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, ds. 1828.

Figura A.6a México: Sector petrolero
Consumo de energía por tipo de energético



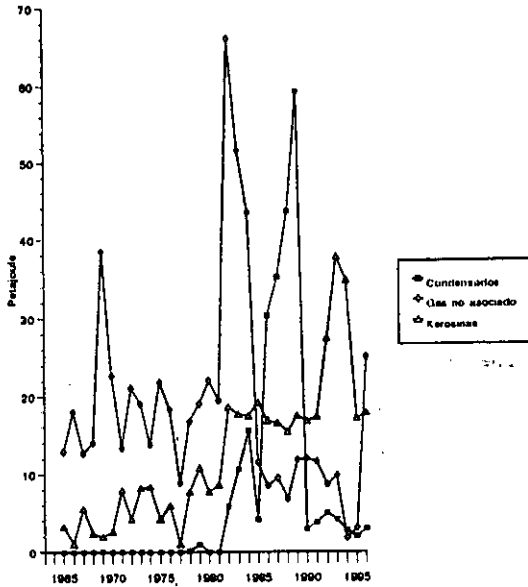
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, ds. 1808.

Figura A.6b México: Sector petrolero
Consumo de energía por tipo de energético



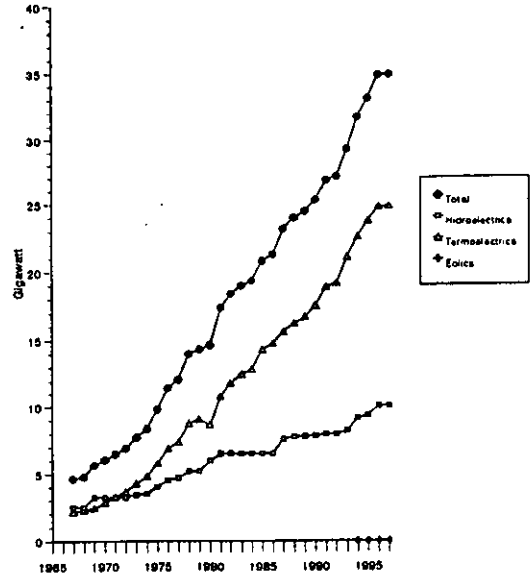
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, ds. 1828.

Figura A.6c México: Sector petrolero
Consumo de energía por tipo de combustible



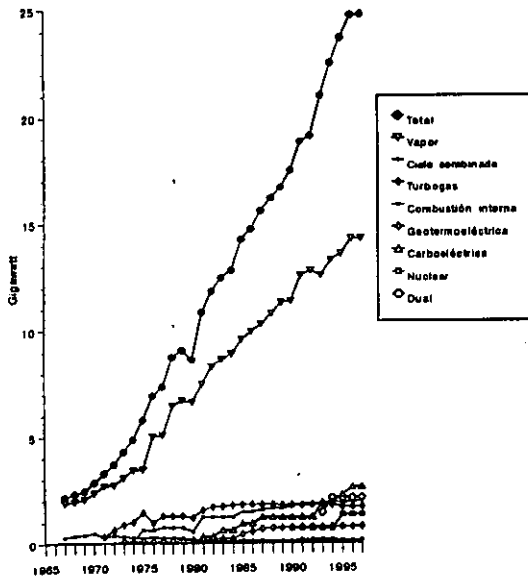
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1996.

Figura a.7 México: Sector eléctrico
Capacidad Instalada



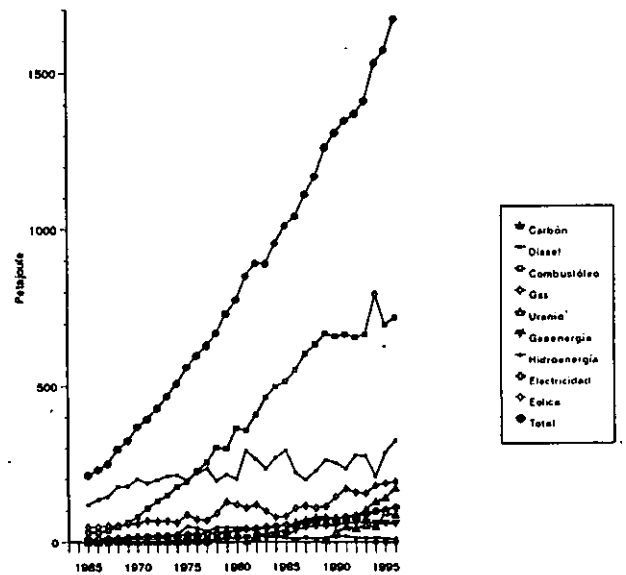
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional, 1965-1997. PUE-UNAM, dic. 1996.

Figura A.8 México: Sector eléctrico
Capacidad termoelectrica instalada por tipo de tecnología



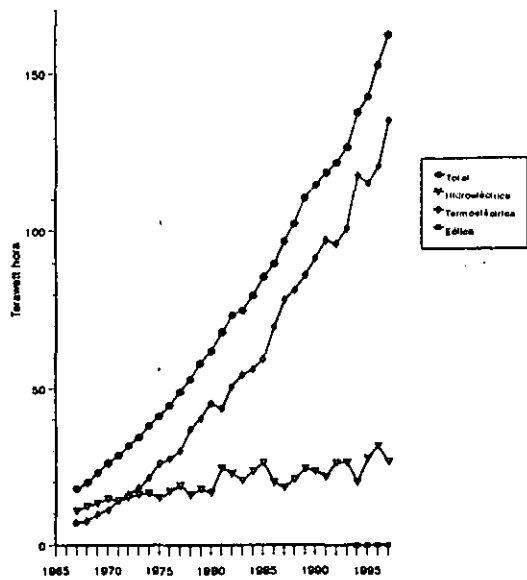
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional, 1965-1997. PUE-UNAM, dic. 1996.

Figura A.9 México: Sector eléctrico
Consumo de energía por tipo de energético



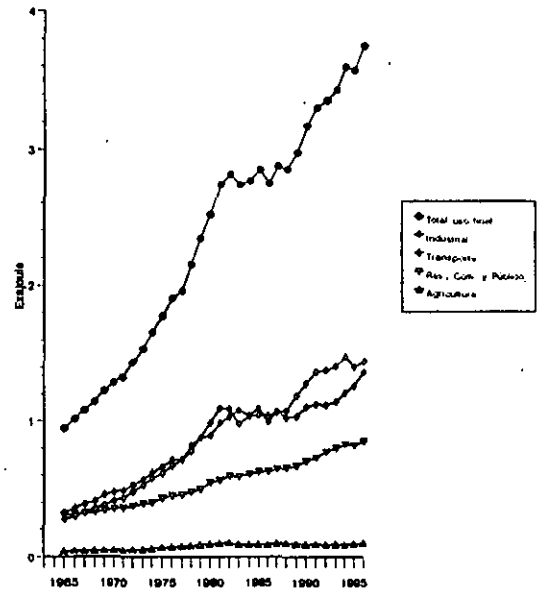
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1996.

Figura A.10 México: Sector eléctrico
Generación bruta



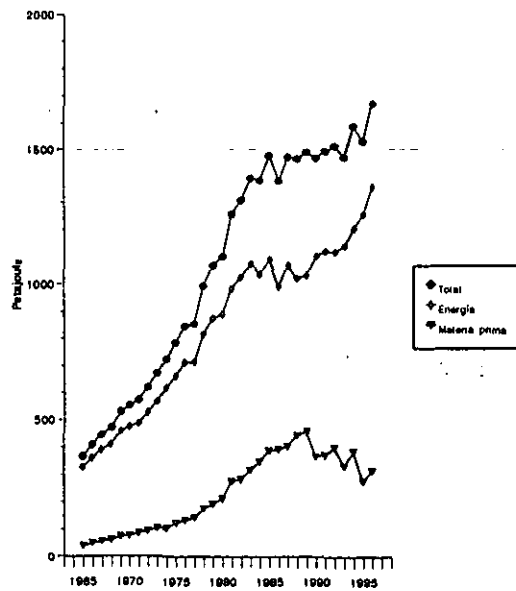
Fuente: JGM, Elaboración propia con base en Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional, 1965-1997. PUE-UNAM, año 1998.

Figura A.11 México: Consumo final de energía
Consumo de energía por sector



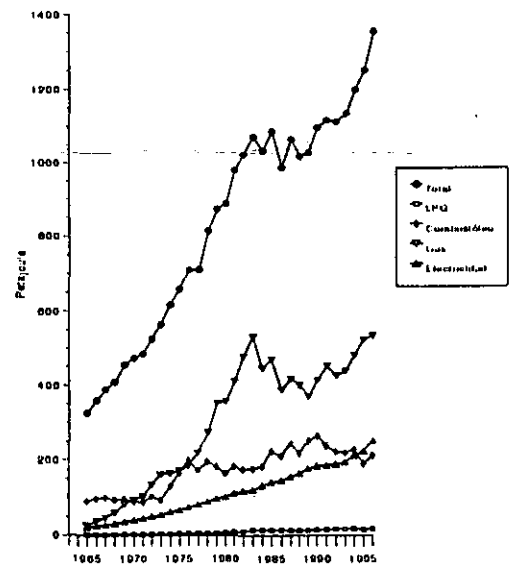
Fuente: JGM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965. PUE-UNAM, año 1998.

Figura A.12 México: Sector industrial
Consumo de energía y materia prima



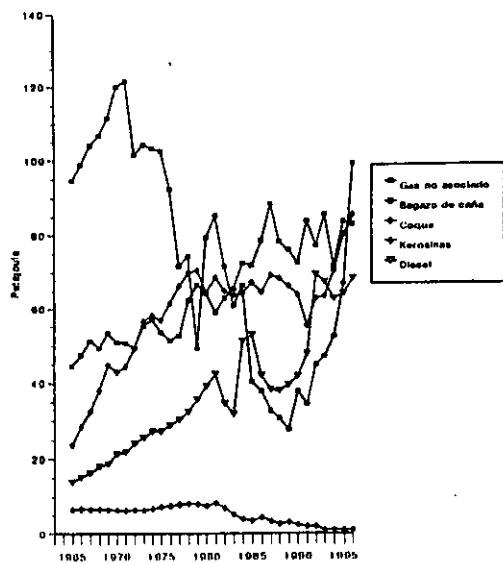
Fuente: JGM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965. PUE-UNAM, año 1998.

Figura A.13a México: Sector industrial
Consumo de energía por tipo de energético



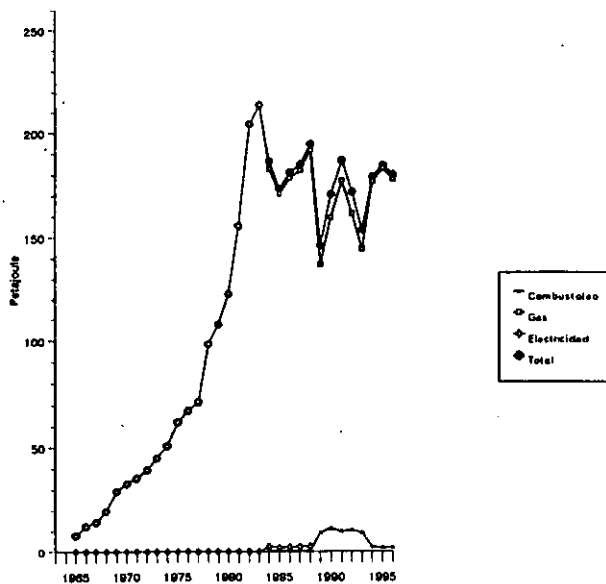
Fuente: JGM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965. PUE-UNAM, año 1998.

Figura A.13b México: Sector Industrial
Consumo de energía por tipo de energético



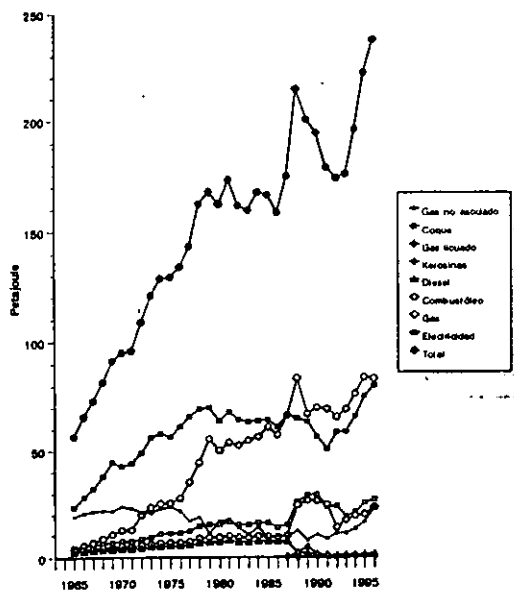
Fuente: JCM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/ANMM, dic. 1996

Figura A.14 México: Petroquímica de PEMEX
Consumo de energía por tipo de energético



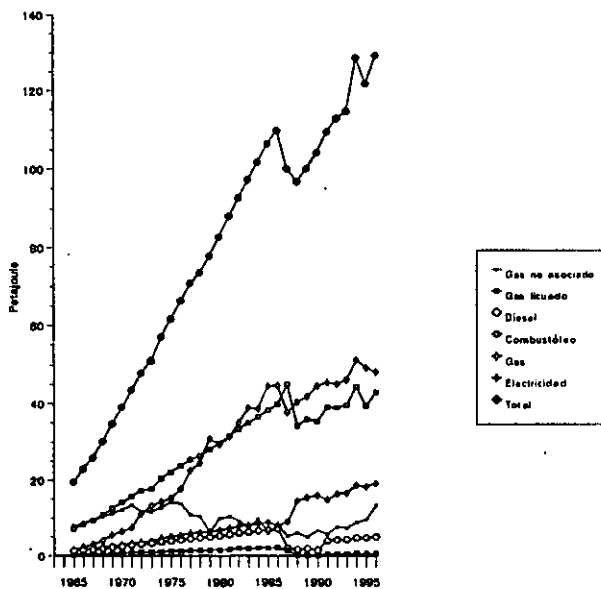
Fuente: JCM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/ANMM, dic. 1996

Figura A.15 México: Subsector siderurgia
Consumo de energía por tipo de energético



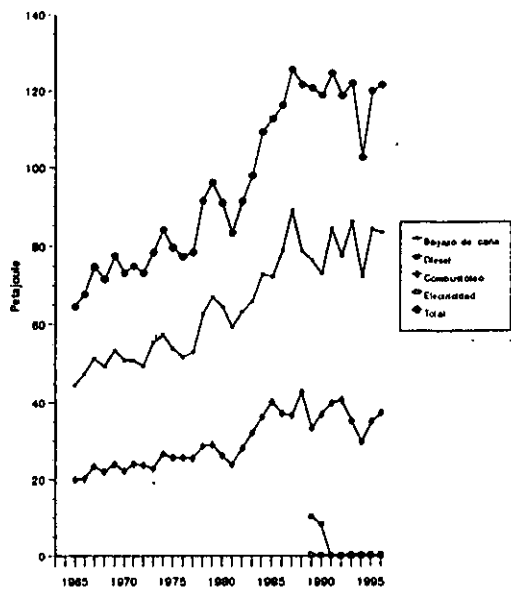
Fuente: JCM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/ANMM, dic. 1996

Figura A.16 México: Industria química
Consumo de energía por tipo de energético



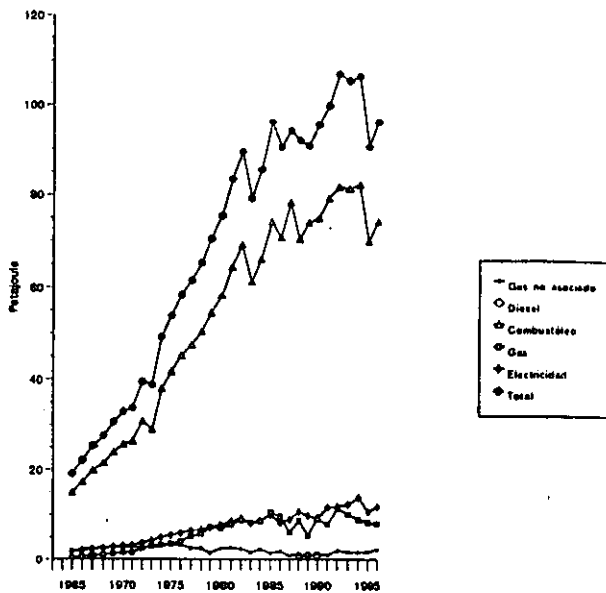
Fuente: JCM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/ANMM, dic. 1996

Figura A.17 México: Industria azucarera
Consumo de energía por tipo de energético



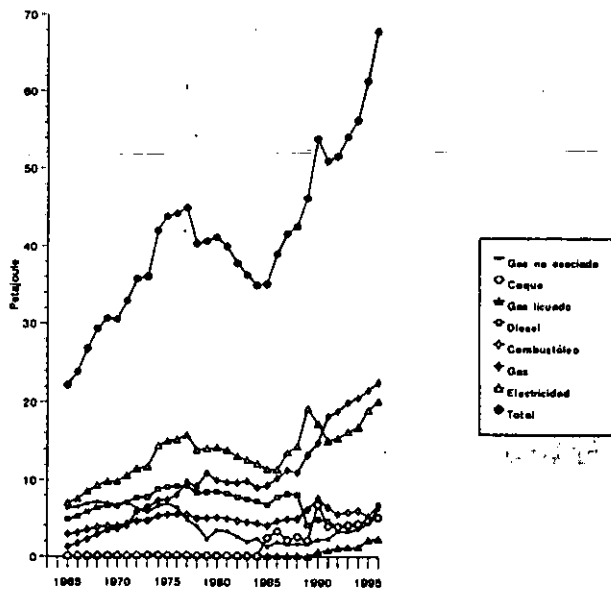
Fuente: ICOM, Estadísticas propias con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE UNAM, No. 1208

Figura A.18 México: Industria del cemento
Consumo de energía por tipo de energético



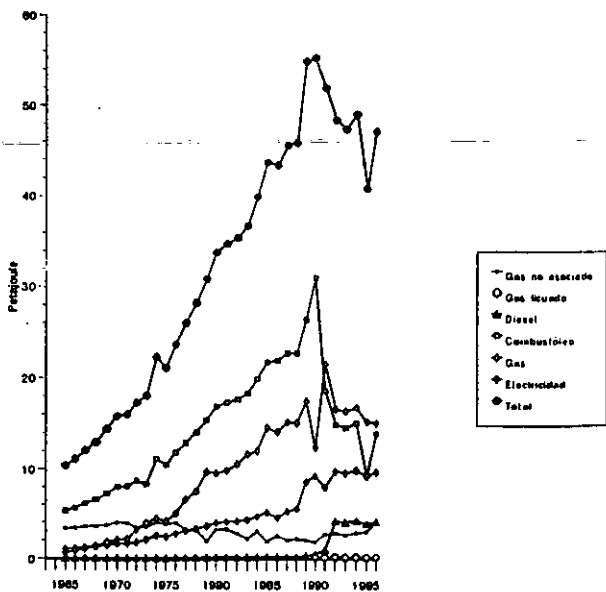
Fuente: ICOM, Estadísticas propias con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE UNAM, No. 1208

Figura A.19 México: Industria minera
Consumo de energía por tipo de energético



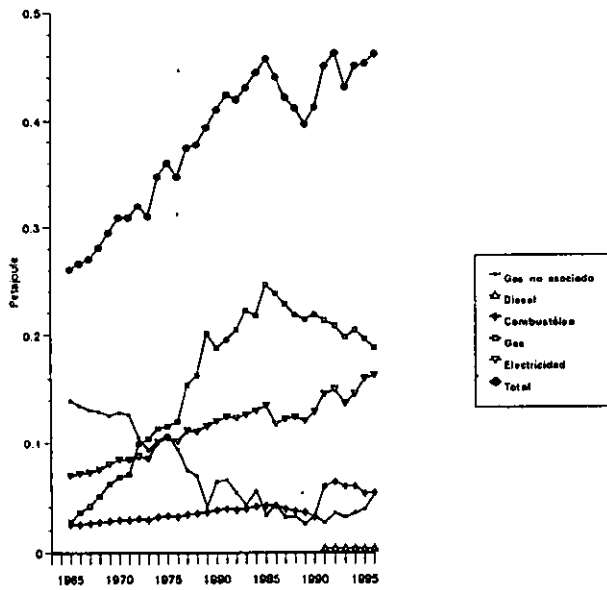
Fuente: ICOM, Estadísticas propias con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE UNAM, No. 1208

Figura A.20 México: Industria de la celulosa y el papel
Consumo de energía por tipo de energético



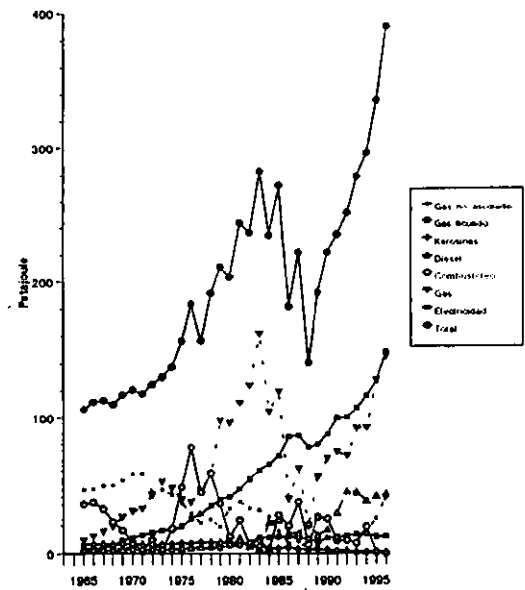
Fuente: ICOM, Estadísticas propias con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE UNAM, No. 1208

Figura A.29 México: Industria del tabaco
Consumo de energía por tipo de energético



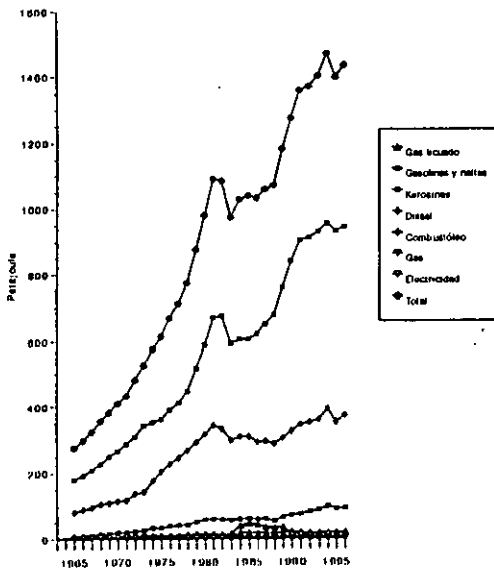
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1998

Figura A.30 México: Otras ramas industriales
Consumo de energía por tipo de energético



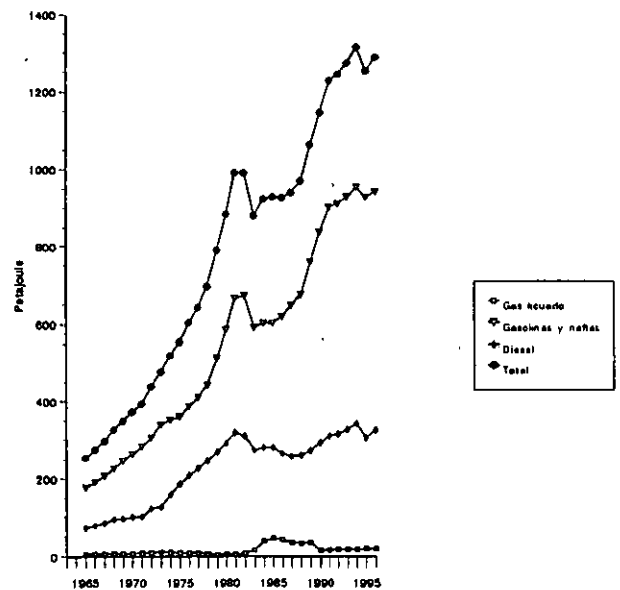
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1998

Figura A.31 México: Sector Transporte
Consumo de energía por tipo de energético



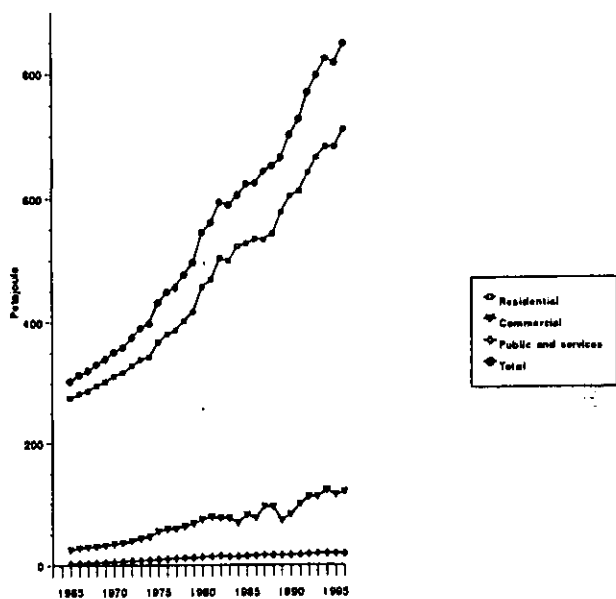
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1998

Figura A.32 México: Subsector autotransporte
Consumo de energía por tipo de energético



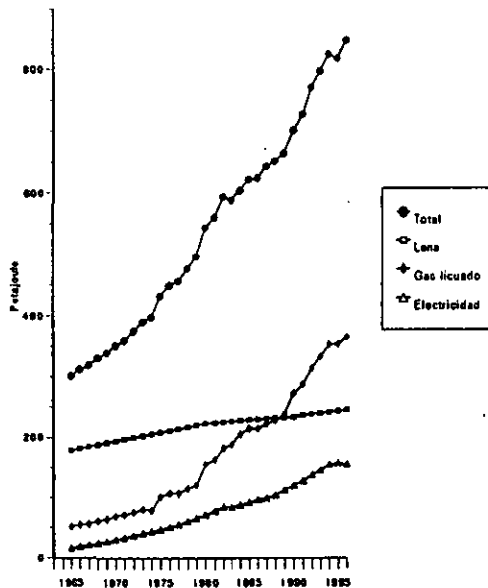
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1998

Figura A.37 México: Sector Residencial, comercial y público
Consumo de energía por subsector



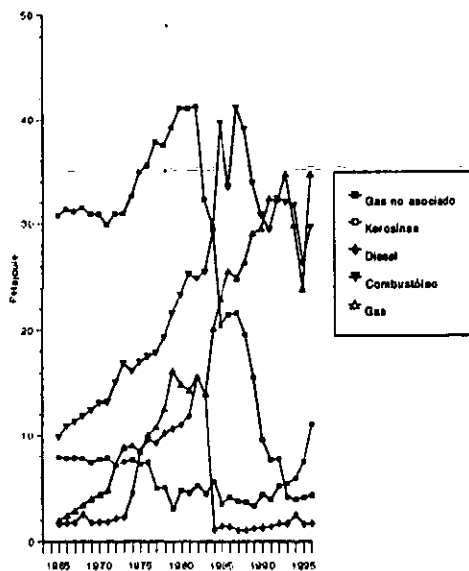
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, s/c. 1998

Figura A.38a México: Sector residencial, comercial y público
Consumo de energía por tipo de energético



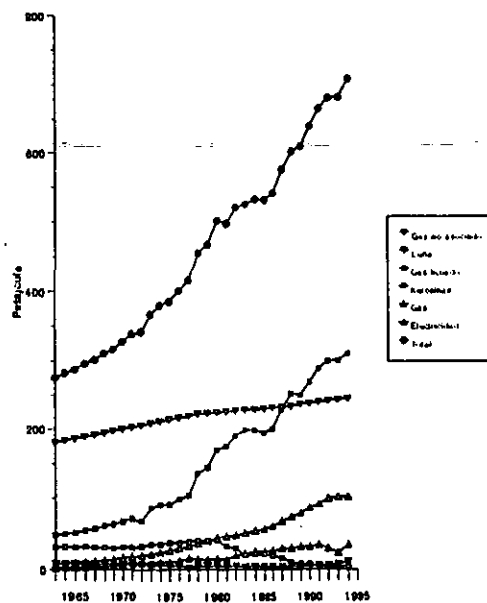
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, s/c. 1998

Figura A.38b México: Sector residencial, comercial y público
Consumo de energía por tipo de energético



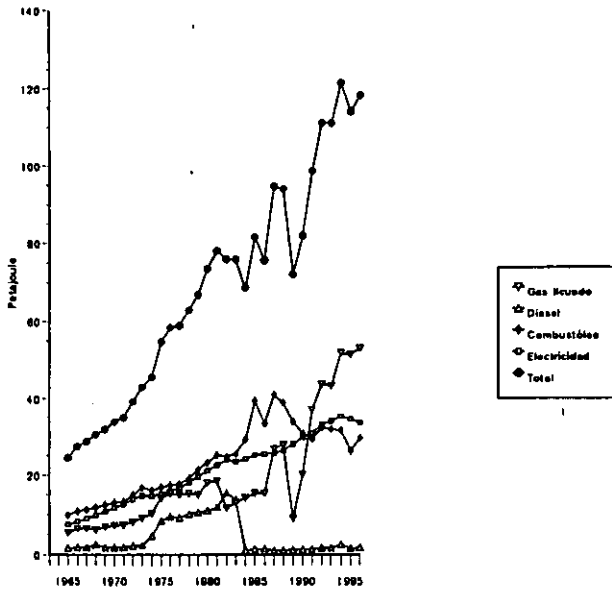
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE

Figura A.39 México: Subsector residencial
Consumo de energía por tipo de energético



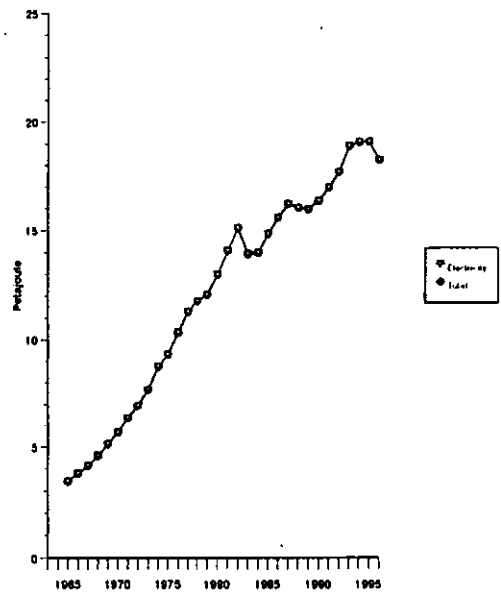
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, s/c. 1998

Figura A.40 México: Subsector comercial
Consumo de energía por tipo de energético



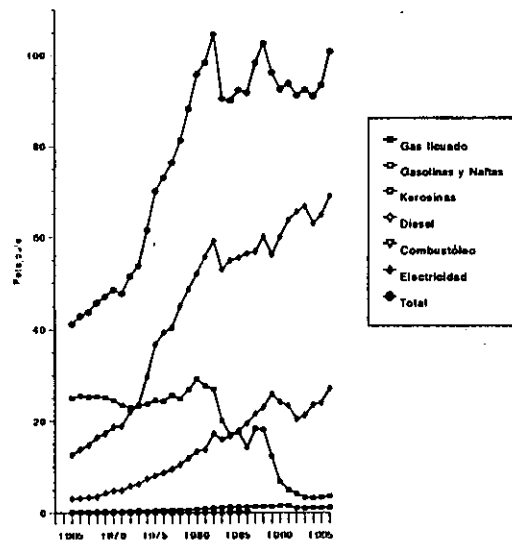
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1994. PUE/UNAM, de: 1990

Figura A.41 México: Subsector público y de servicios
Consumo de energía por tipo de energético



Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1994. PUE/UNAM, de: 1990

Figura A.42 México: Subsector agrícola
Consumo de energía por tipo de energético



Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1994. PUE/UNAM, de: 1990

Apéndice B

Tabla B.1

Factores de emisión

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

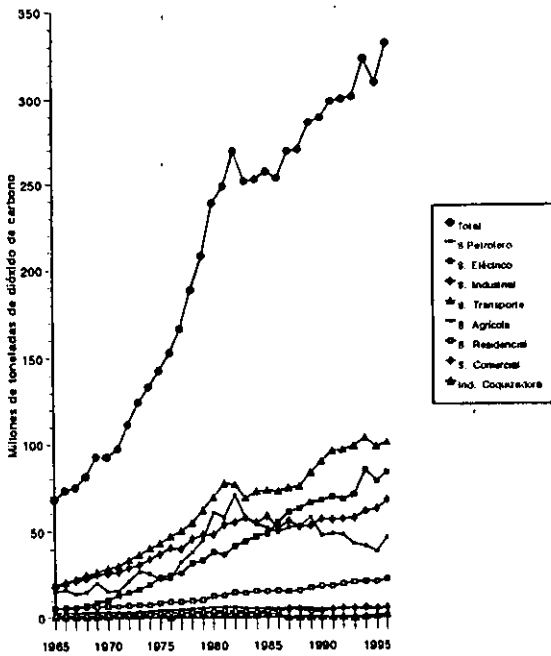
^g *Environmental Effects of Electricity Generation*, OECD, París, 1985, pp. 69-71.

Tabla B.2

Factores de emisión

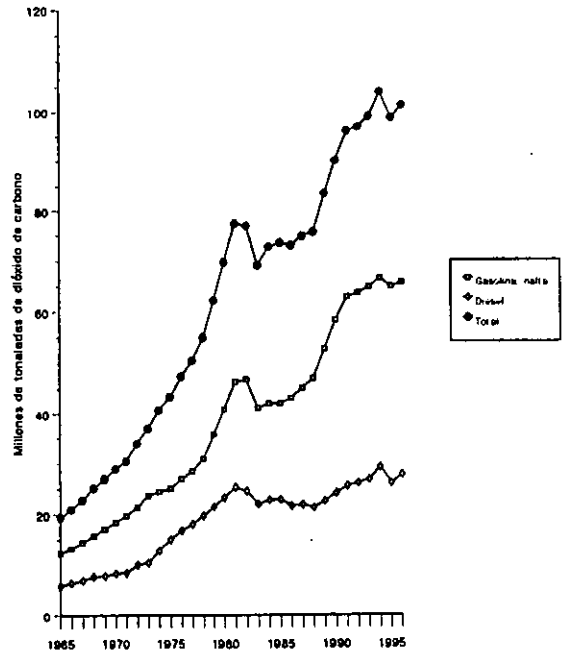
Fuente	CO ₂ tonC/TJ	CH ₄ ton CH ₄ /TJ
Crudo	20.0	
Condensados	20.0	
Agropecuario		
LPG	17.2	1.40 × 10 ⁻³
Diesel	20.2	1.00 × 10 ⁻²
Kerosina	19.6	2.90 × 10 ⁻³
Gasolina	18.9	1.62 × 10 ⁻²
Combustóleo	21.1	1.60 × 10 ⁻³
Comercial		
LPG	17.2	1.20 × 10 ⁻³
Diesel	20.2	6.00 × 10 ⁻⁴
Combustóleo	21.1	1.60 × 10 ⁻³
CFE		
Carbón	26.2	6.00 × 10 ⁻⁴
Diesel	20.2	3.00 × 10 ⁻⁵
Combustóleo	21.1	7.00 × 10 ⁻⁴
Gas natural	15.3	5.90 × 10 ⁻³
PEMEX y coquizadoras		
Carbón	26.2	2.40 × 10 ⁻³
Coque	29.5	2.40 × 10 ⁻³
LPG	17.2	3.00 × 10 ⁻⁵
Gasolina	18.9	1.62 × 10 ⁻²
Kerosina	19.6	3.00 × 10 ⁻⁵
Diesel	20.2	3.00 × 10 ⁻⁵
Combustóleo	21.1	2.90 × 10 ⁻³
Gas natural	15.3	1.40 × 10 ⁻³
Industria		
Bagazo	29.9	
Coque	29.5	2.40 × 10 ⁻³
LPG	17.2	2.40 × 10 ⁻³
Kerosina	19.6	3.00 × 10 ⁻⁵
Diesel	20.2	3.00 × 10 ⁻⁵
Combustóleo	21.1	3.00 × 10 ⁻⁵
Gas natural	15.3	2.90 × 10 ⁻³
Residencial		
Leña	29.9	
LPG	17.2	1.10 × 10 ⁻³
Kerosina	19.5	5.00 × 10 ⁻³
Gas natural	15.3	1.00 × 10 ⁻³
Transporte		
<i>Autotransporte</i>		
LPG	17.2	1.00 × 10 ⁻²
Gasolina	18.9	1.62 × 10 ⁻²
Diesel	20.2	1.00 × 10 ⁻²
<i>Aéreo</i>		
Gasolina	18.9	6.00 × 10 ⁻²
Kerosina (Jet fuel)	19.5	2.00 × 10 ⁻³
<i>Ferroviario</i>		
Diesel	20.2	5.00 × 10 ⁻⁴
<i>Marítimo</i>		
Diesel	20.2	5.00 × 10 ⁻³
Combustóleo	21.1	3.00 × 10 ⁻⁵

Figura B.1 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Dióxido de carbono



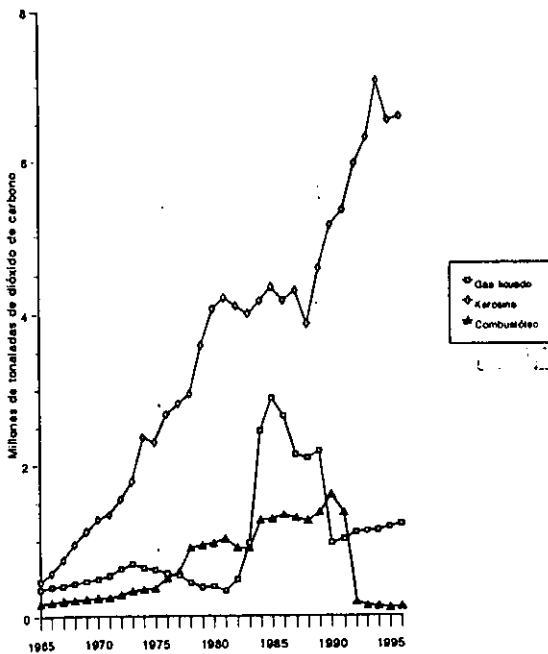
Fuente: JGM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.2a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector transporte: Dióxido de carbono



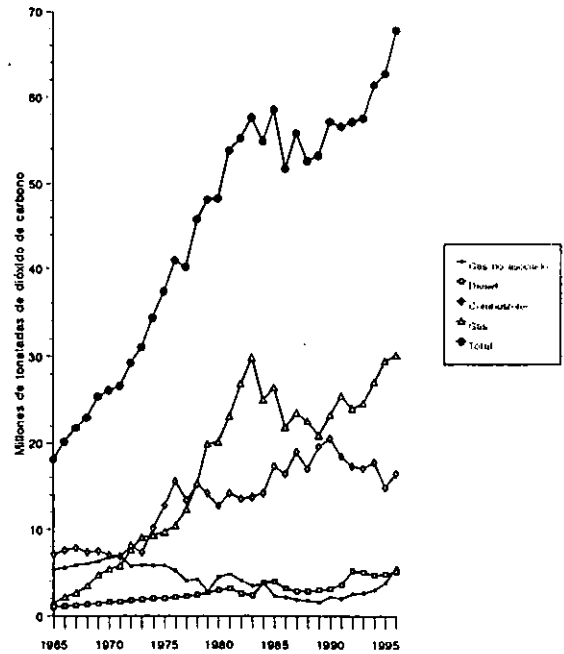
Fuente: JGM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.2b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector transporte: Dióxido de carbono



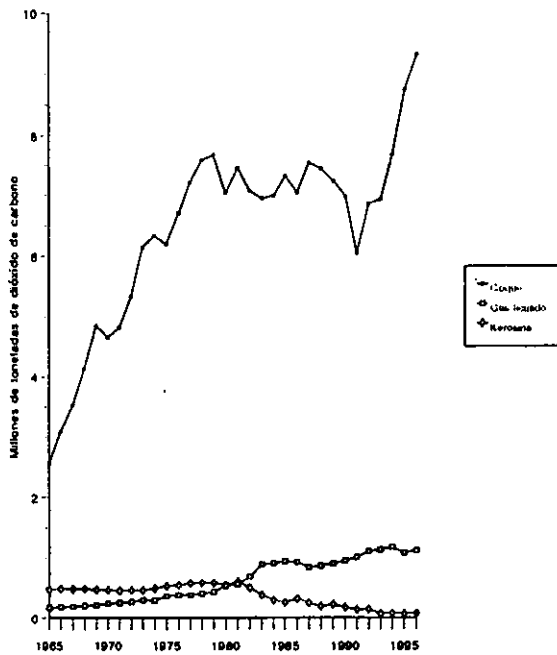
Fuente: JGM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.7a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial: Dióxido de carbono



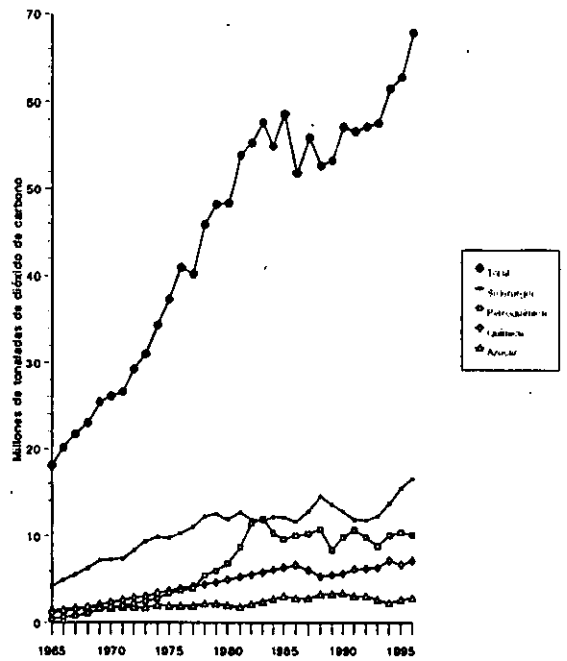
Fuente: JGM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.7b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial: Dióxido de carbono



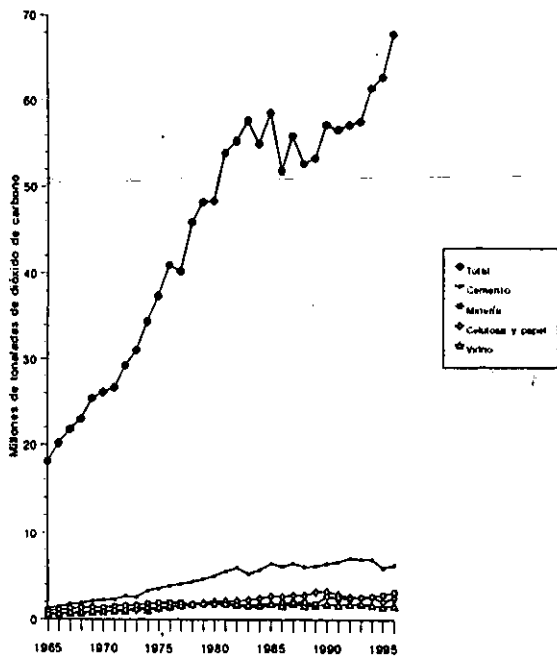
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.8a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial por subsectores: Dióxido de carbono



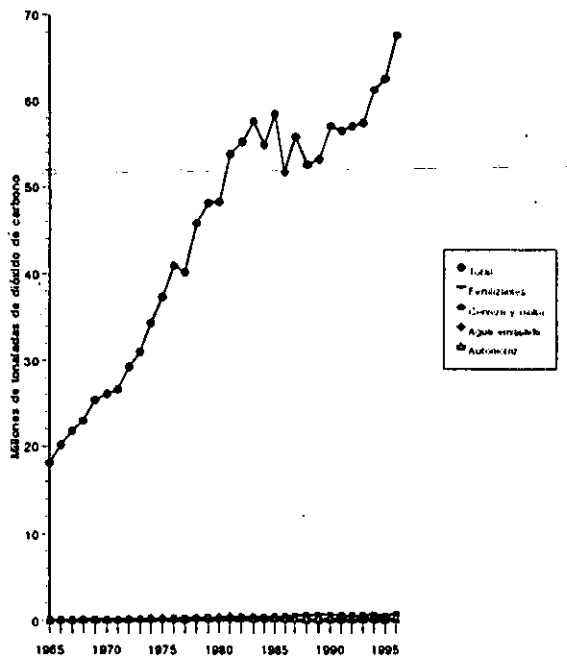
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.8b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial por subsectores: Dióxido de carbono



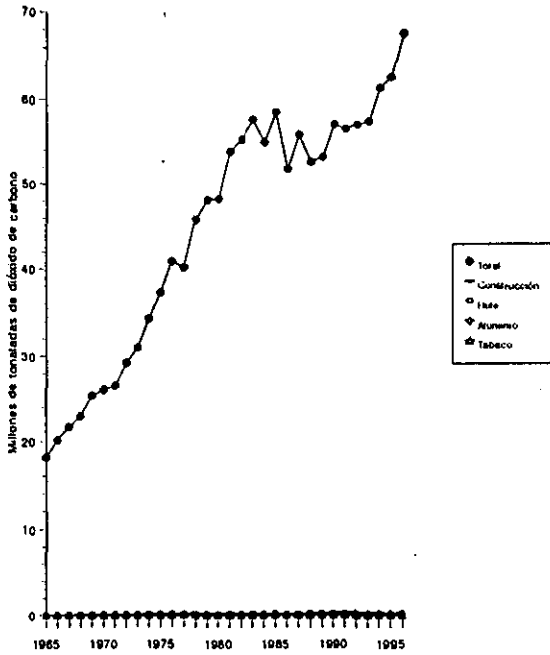
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.8c México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial por subsectores: Dióxido de carbono



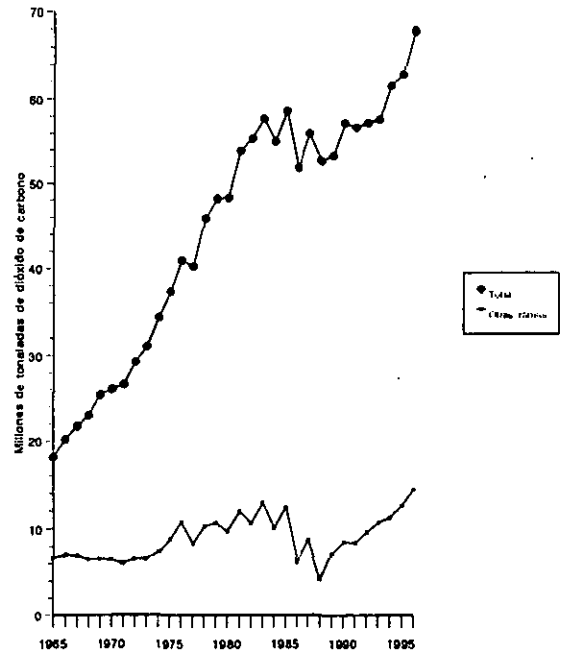
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.8d México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial por subsectores: Dióxido de carbono



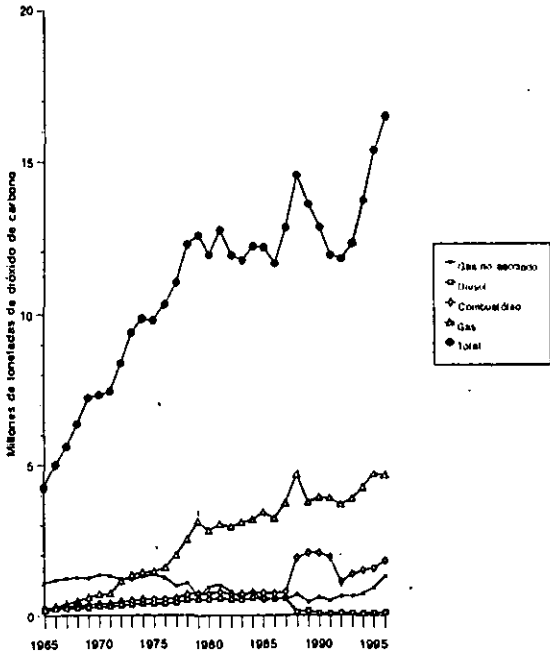
Fuente: JCM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.8e México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial por subsectores: Dióxido de carbono



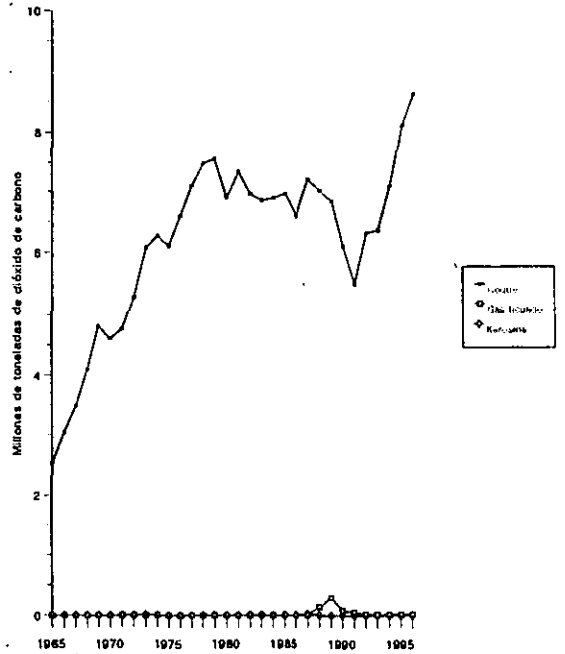
Fuente: JCM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.9a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Subsector siderurgia: Dióxido de carbono



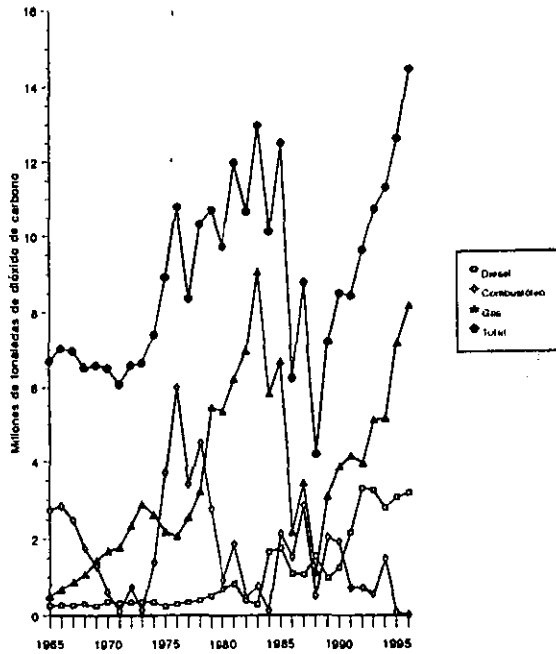
Fuente: JCM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.9b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Subsector siderurgia: Dióxido de carbono



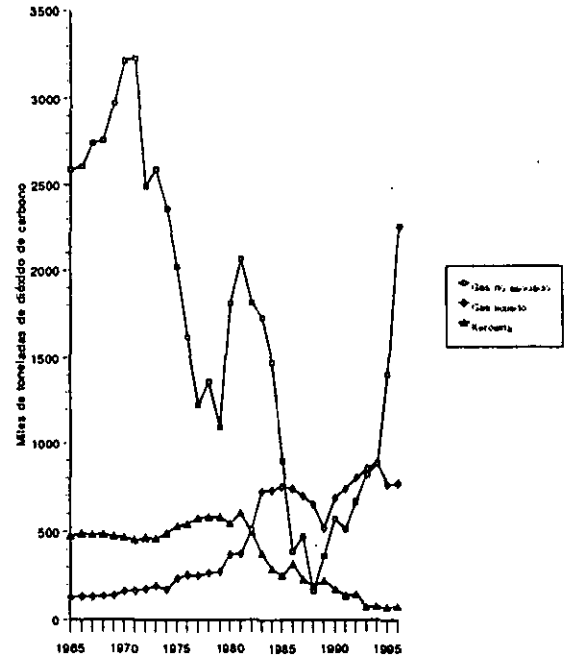
Fuente: JCM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.25a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Subsector otras ramas: Dióxido de carbono



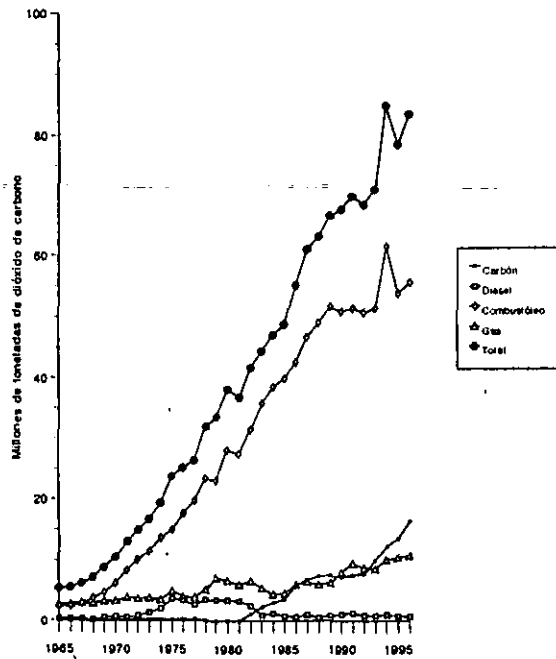
Fuente: JGM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.25b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Subsector otras ramas: Dióxido de carbono



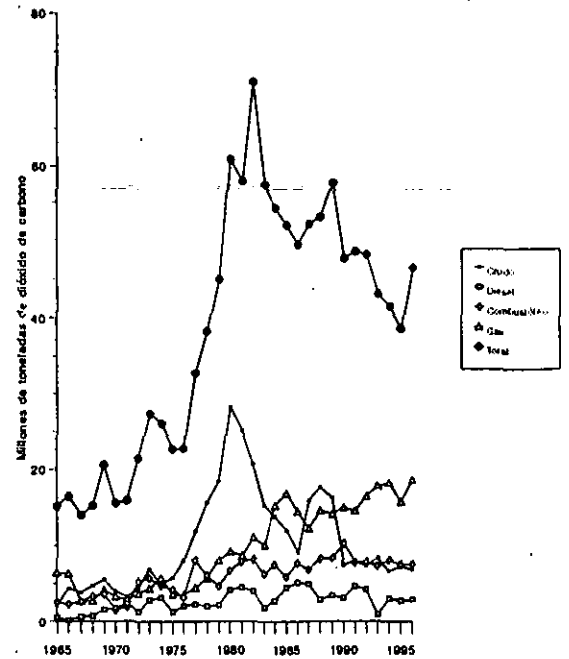
Fuente: JGM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.26 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector eléctrico: Dióxido de carbono



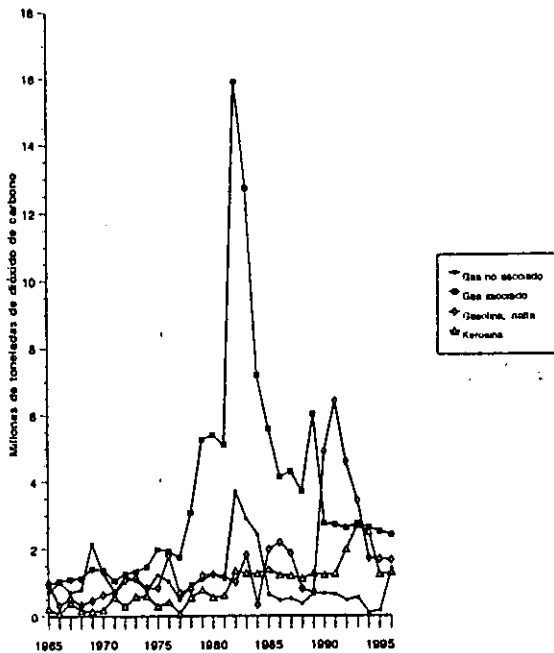
Fuente: JGM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.27a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector petrolero: Dióxido de carbono



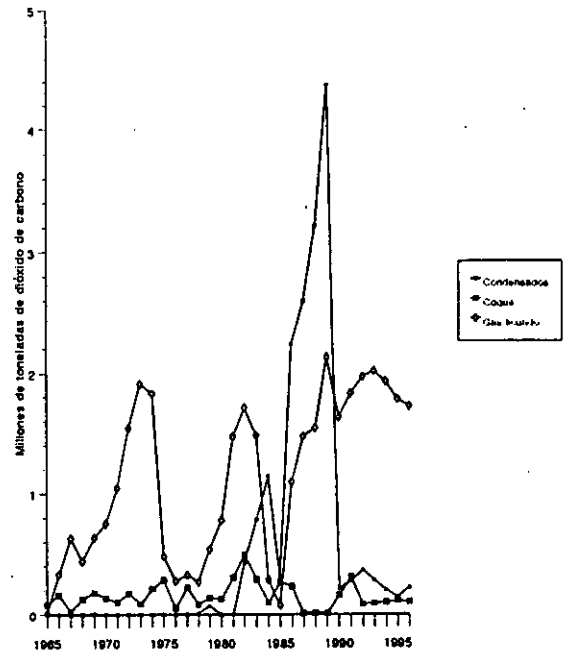
Fuente: JGM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.27b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector petrolero: Dióxido de carbono



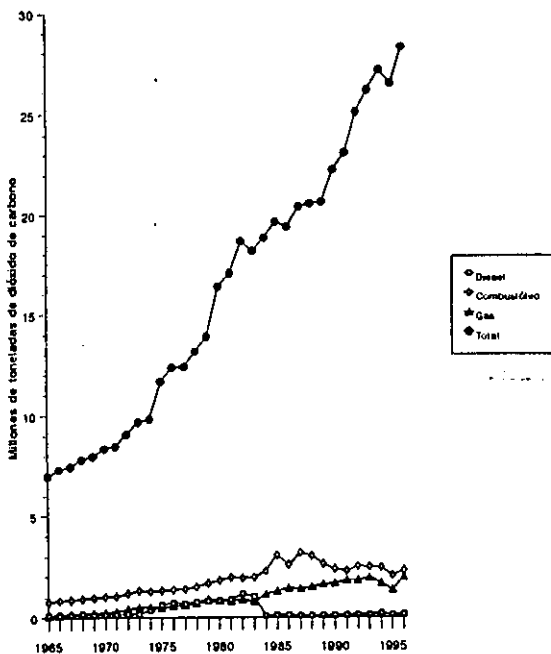
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.27c México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector petrolero: Dióxido de carbono



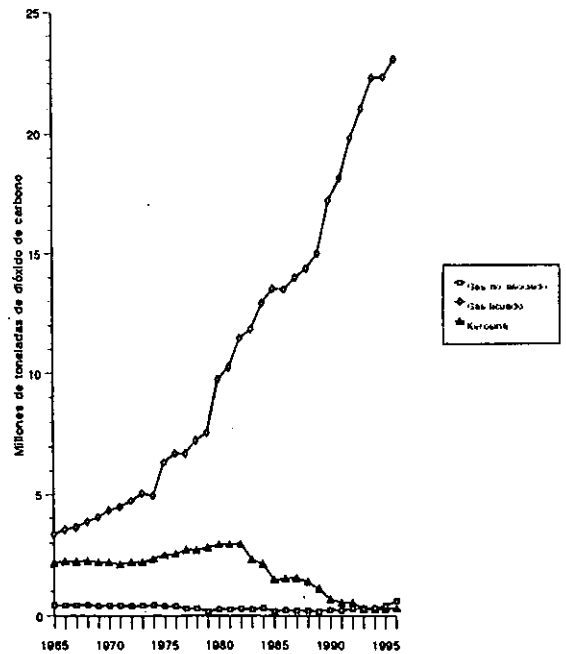
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.28a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector Residencial, Comercial y Público: Dióxido de carbono



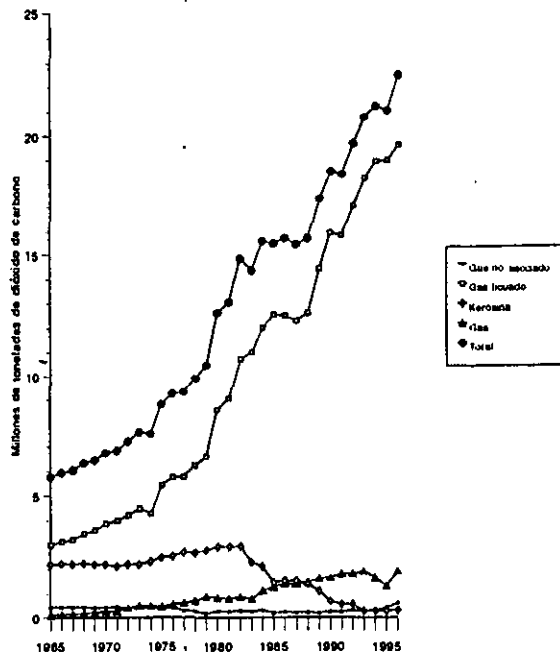
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.28b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector Residencial, Comercial y Público: Dióxido de carbono



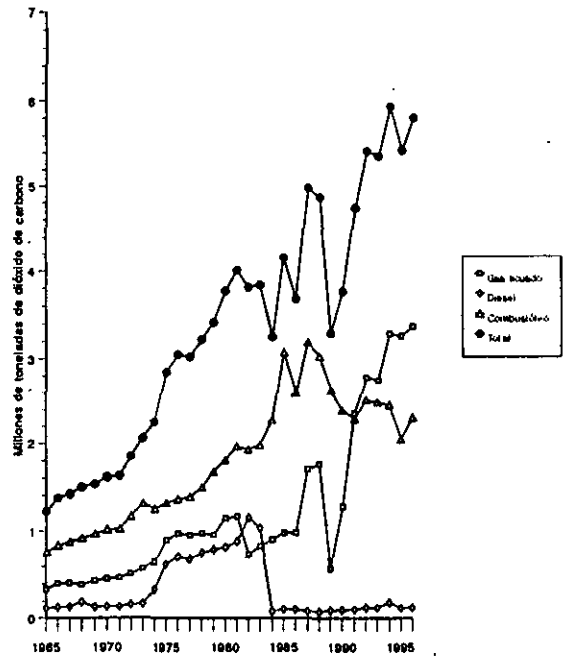
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.29 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector residencial: Dióxido de carbono



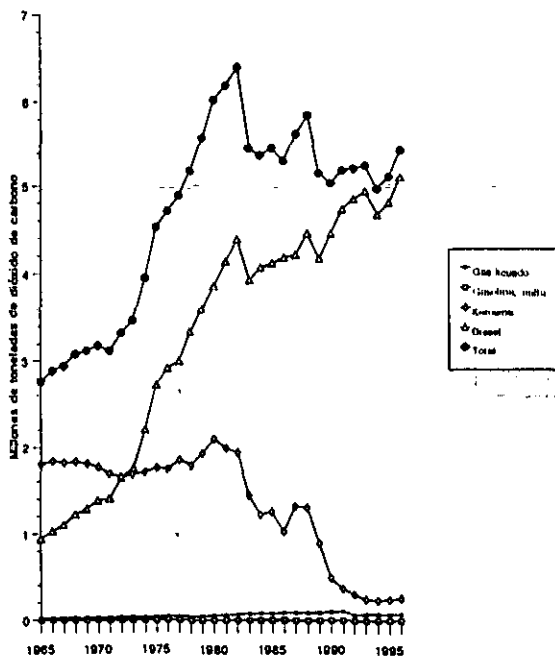
Fuente: JGM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.30 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector comercial: Dióxido de carbono



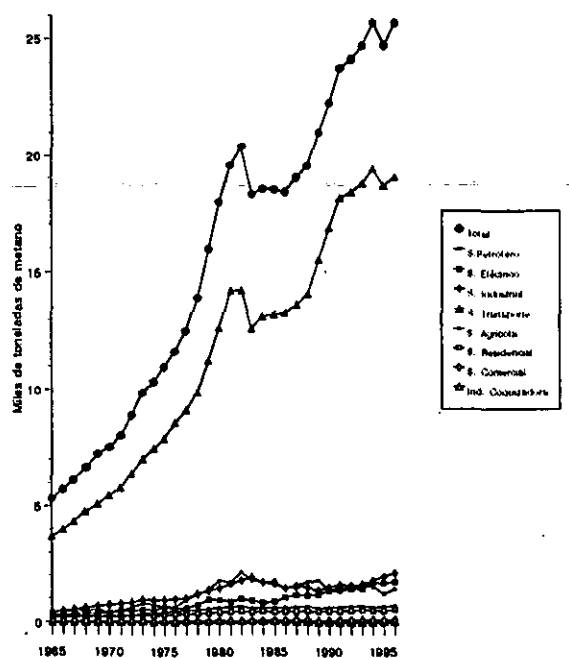
Fuente: JGM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.31 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector agrícola: Dióxido de carbono



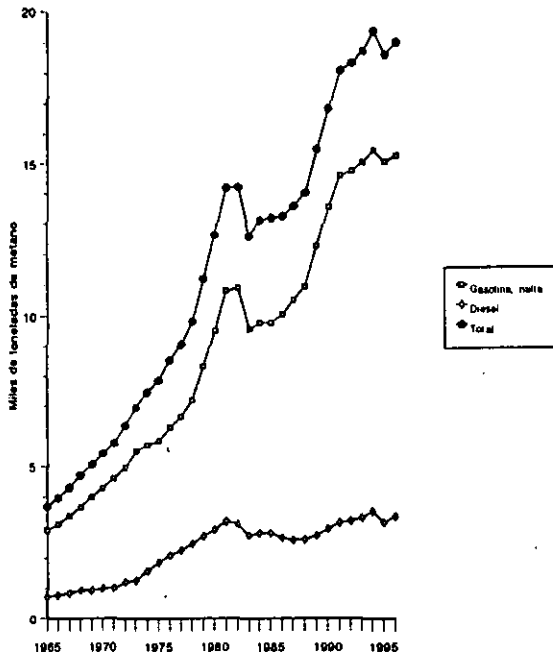
Fuente: JGM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.32 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Metano



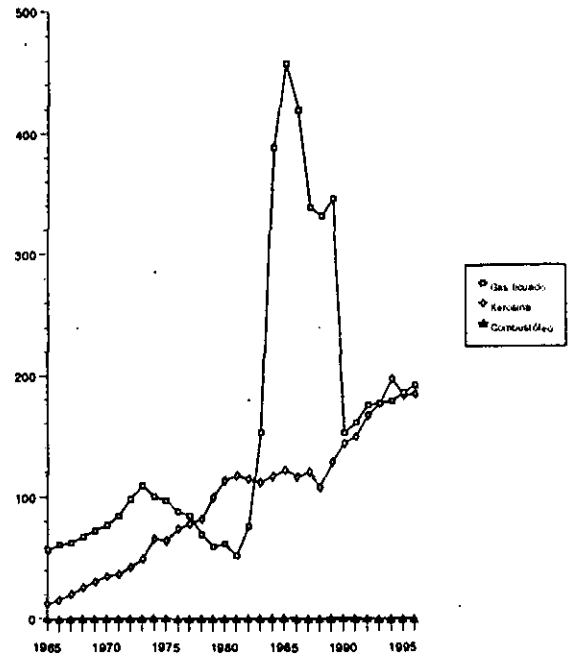
Fuente: JGM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.33a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector transporte: Metano



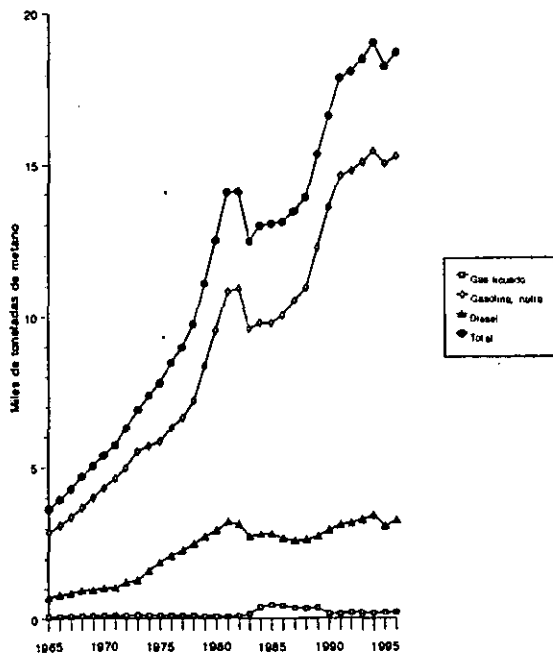
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.33b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector transporte: Metano



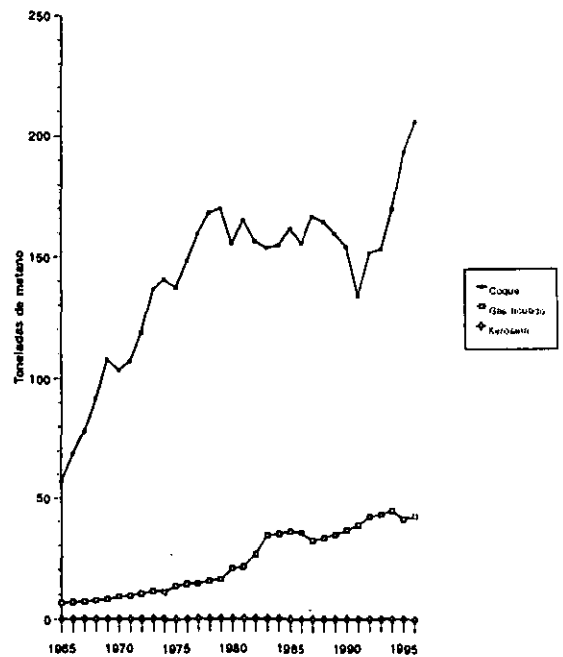
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.34 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Subsector autotransporte: Metano



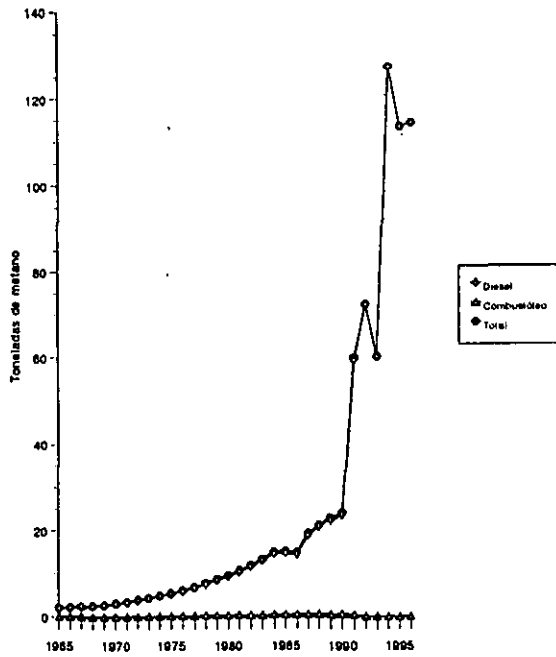
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.38b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector Industrial: Metano



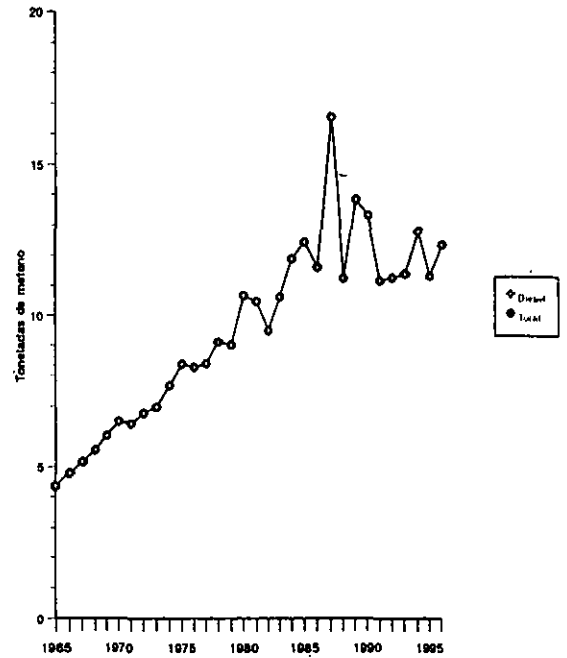
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.36 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Subsector marítimo: Metano



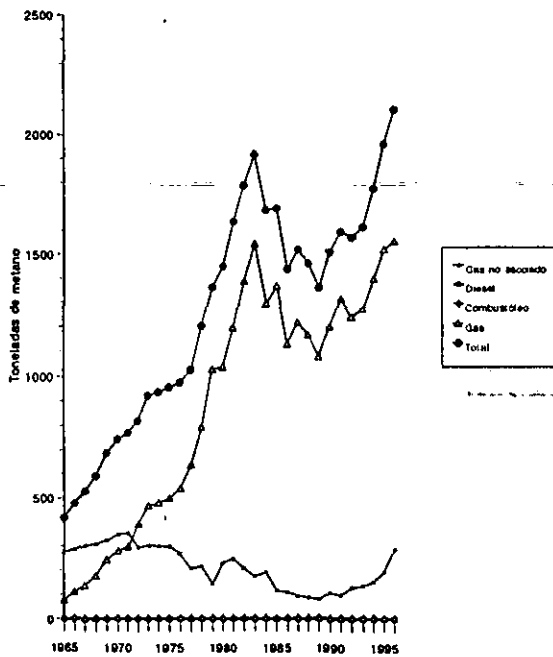
Fuente: JQM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.37 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Subsector ferroviario: Metano



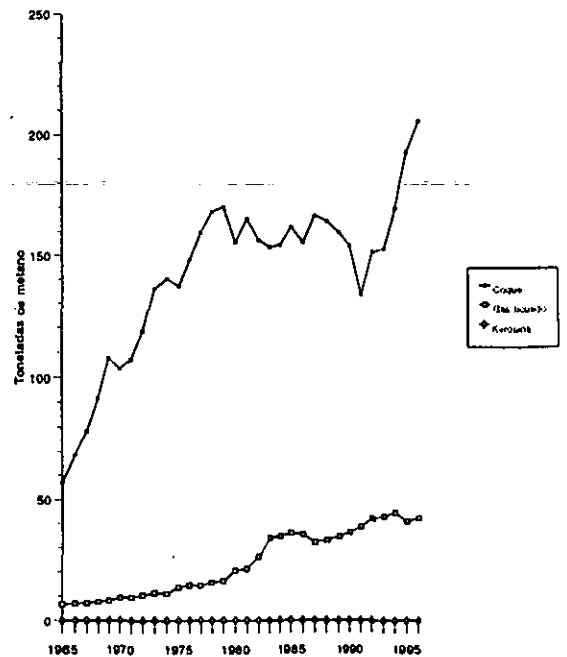
Fuente: JQM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.38a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial: Metano



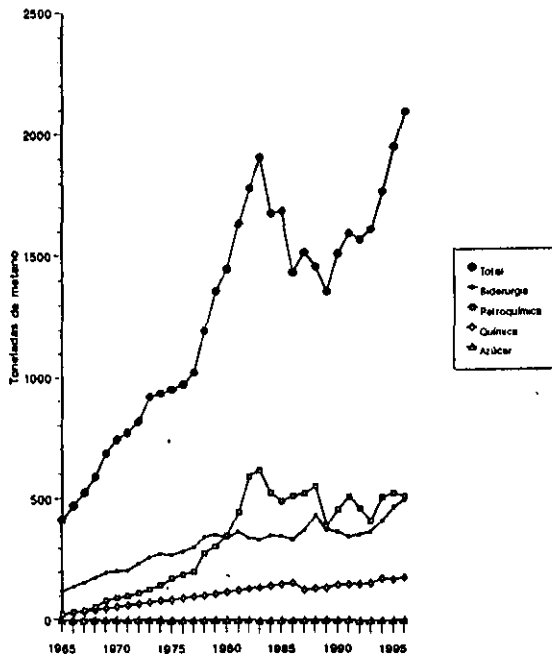
Fuente: JQM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.38b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial: Metano



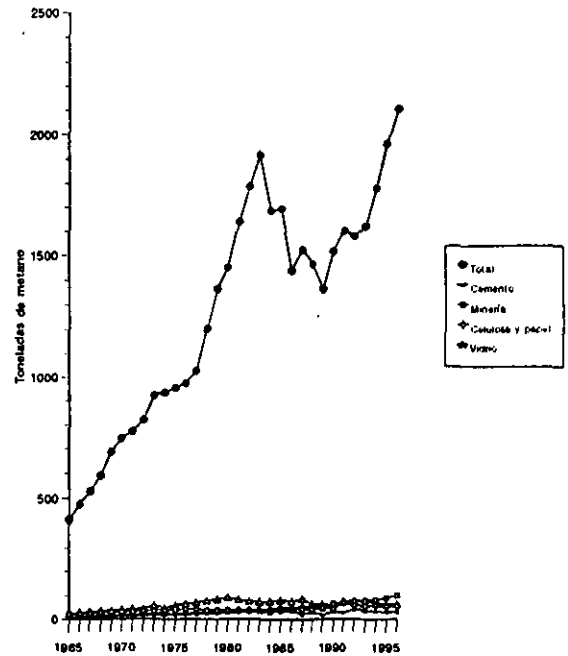
Fuente: JQM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.39a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial por subsectores: Metano



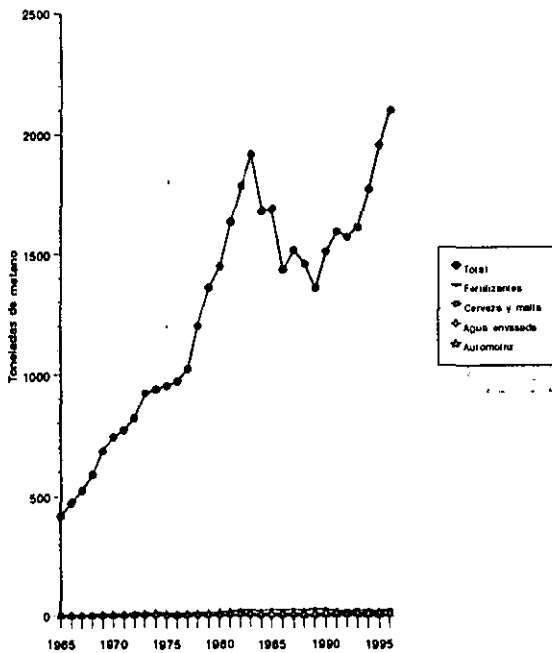
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.39b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial por subsectores: Metano



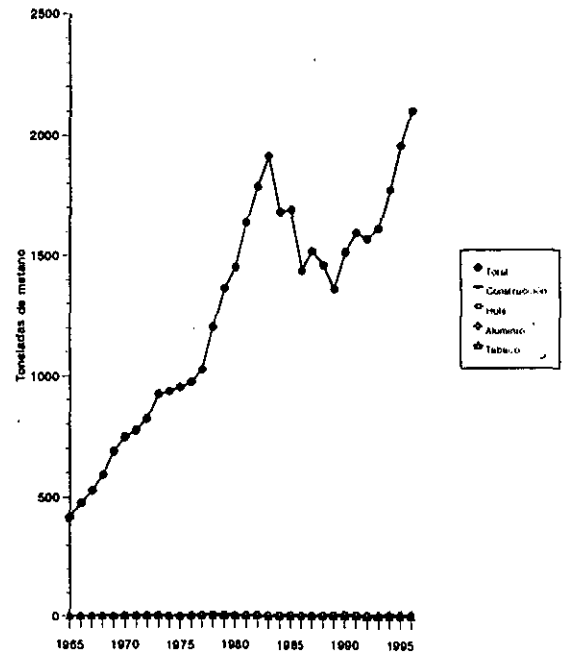
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.39c México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial por subsectores: Metano



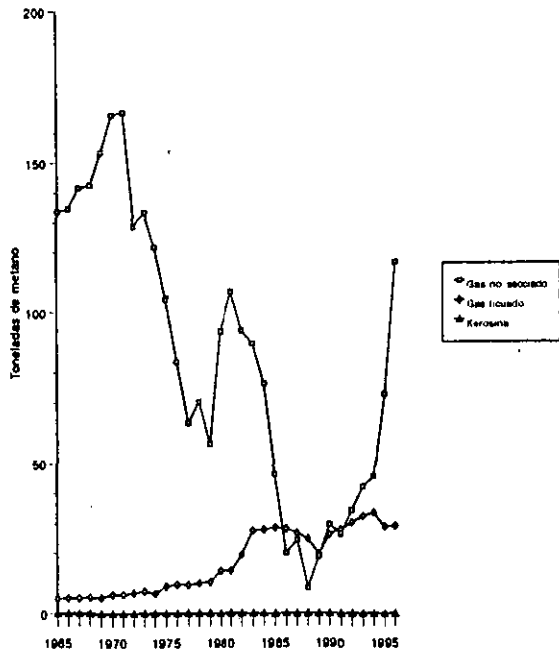
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.39d México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector industrial por subsectores: Metano



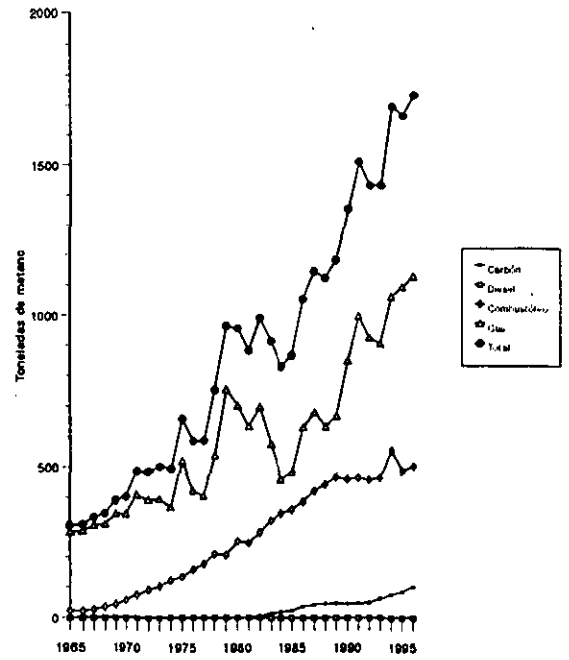
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura B.56b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Subsector otras ramas: Metano



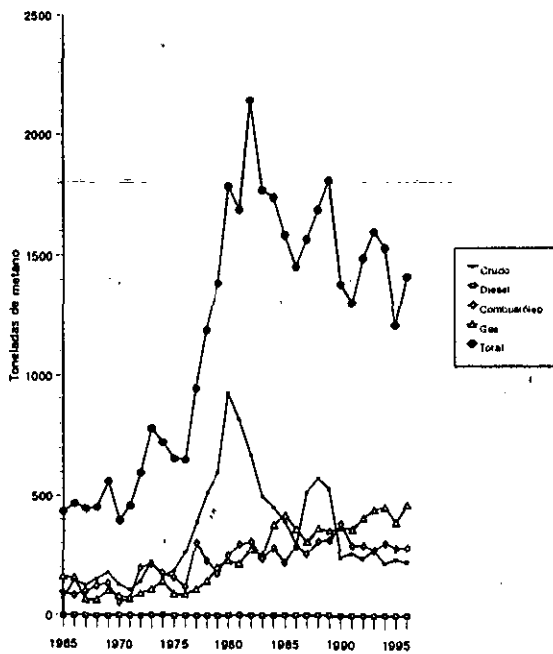
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.57 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector eléctrico: Metano



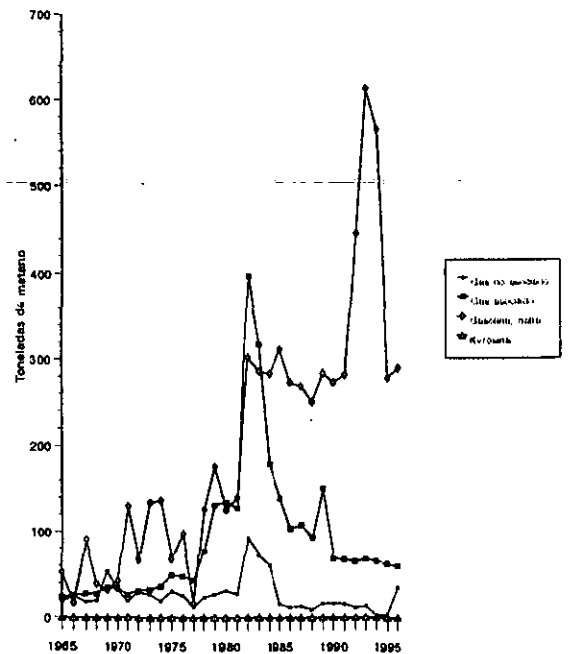
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.58a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector petrolero: Metano



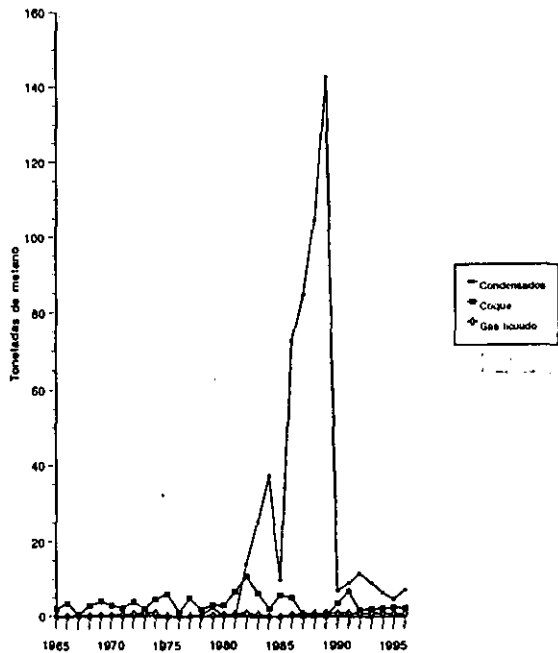
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.58b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector petrolero: Metano



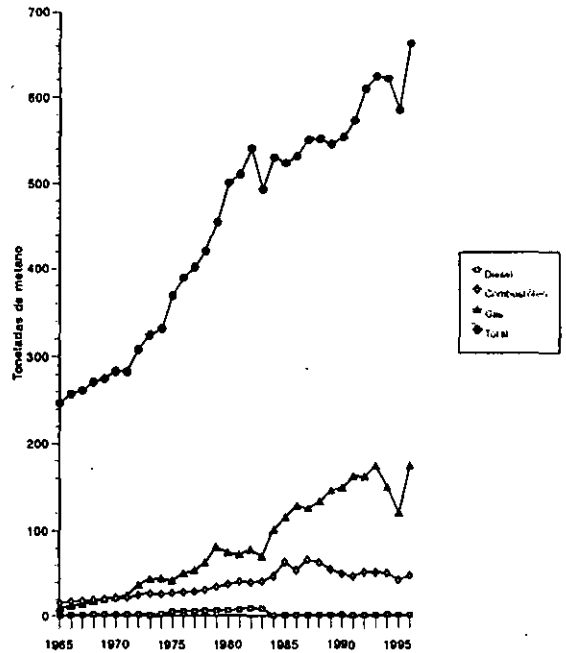
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.58o México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector petrolero: Metano



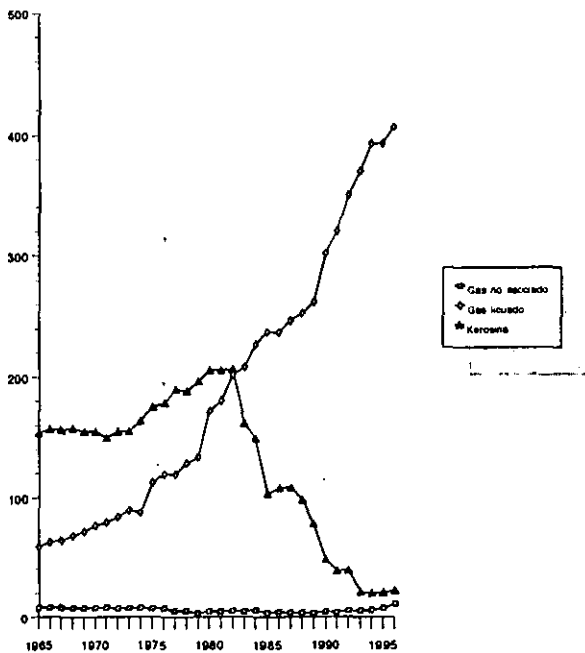
Fuente: JQM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.59a México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector Residencial, Comercial y Público: Metano



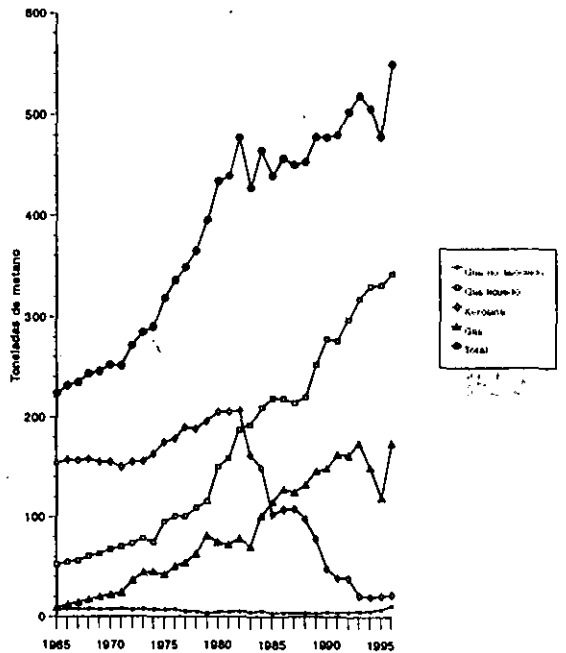
Fuente: JQM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.59b México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector Residencial, Comercial y Público: Metano



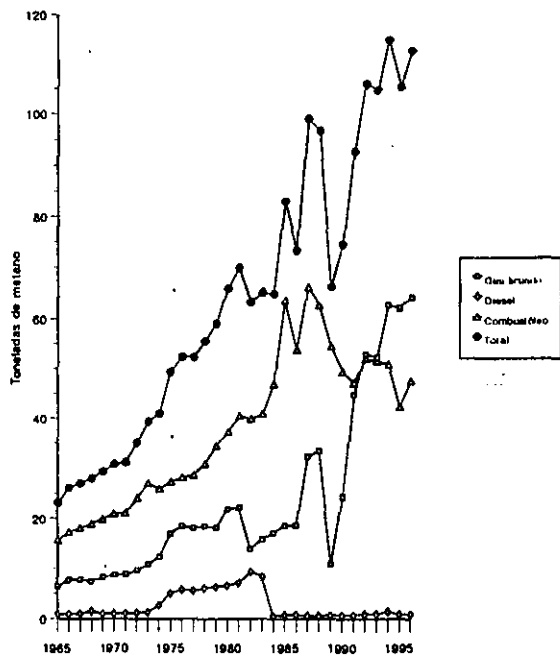
Fuente: JQM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.60 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector residencial: Metano



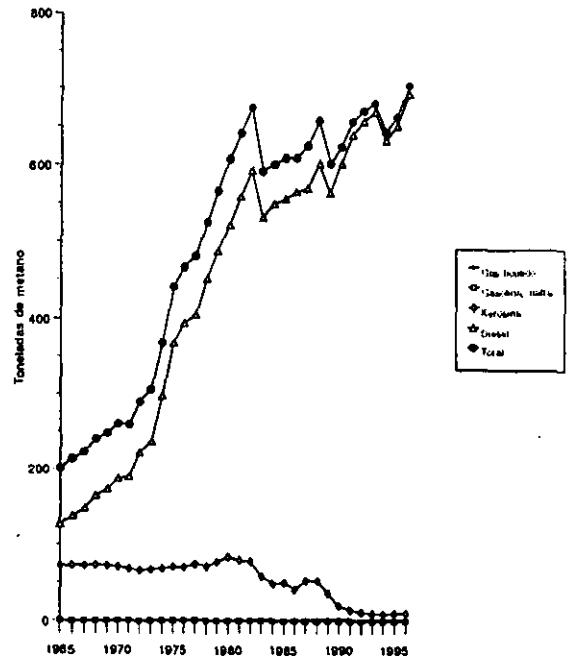
Fuente: JQM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.61 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector comercial: Metano



Fuente: JICA, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura B.62 México: Emisiones históricas, 1965-1996
Sector agrícola: Metano



Fuente: JICA, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Tabla B.3

Sector Eléctrico

Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por consumo de energía
Emisiones por tipo de combustible empleado y total del sector

Año	Carbón		Diesel		Combustóleo		Gas natural		Total	
	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton
1965	15 754.93	0.10	292 415.20	0.12	2 405 097.57	21.76	2 722 257.50	286.30	5 435 520.20	308.28
1966	17 676.27	0.11	326 856.20	0.13	2 411 596.37	21.82	2 746 207.20	288.82	5 502 336.03	310.88
1967	59 561.33	0.37	304 838.40	0.12	2 888 716.60	26.14	2 932 908.00	308.45	6 186 044.33	335.08
1968	144 003.93	0.90	295 229.73	0.12	3 862 376.10	34.95	2 962 733.20	311.59	7 264 362.97	347.56
1969	189 827.73	1.19	627 640.93	0.25	4 767 798.20	43.14	3 302 382.60	347.31	8 887 649.47	391.89
1970	212 307.33	1.33	768 145.40	0.31	6 244 493.77	56.50	3 282 691.50	345.24	10 507 640.00	403.37
1971	156 492.60	0.98	578 979.13	0.23	8 354 207.40	75.59	3 908 599.20	411.06	12 998 278.33	487.86
1972	217 975.27	1.36	871 394.33	0.35	10 097 201.03	91.36	3 741 645.60	393.51	14 928 216.23	486.58
1973	201 932.13	1.26	1 315 720.27	0.53	11 431 079.73	103.43	3 773 566.50	396.86	16 722 298.63	502.08
1974	217 975.27	1.36	2 006 688.20	0.81	13 641 522.77	123.43	3 513 094.20	369.47	19 379 280.43	495.07
1975	189 827.73	1.19	3 689 260.67	1.49	14 913 894.97	134.94	4 955 703.70	521.19	23 748 689.07	658.81
1976	212 403.40	1.33	3 330 778.00	1.35	17 594 649.97	159.19	4 031 682.60	424.01	25 169 313.97	585.88
1977	212 403.40	1.33	2 599 888.13	1.05	19 694 613.40	178.19	3 876 678.30	407.71	26 383 583.23	588.28
1978	0.00	0.00	3 448 321.80	1.40	23 362 334.97	211.38	5 128 605.90	539.37	31 939 262.67	752.15
1979	0.00	0.00	3 494 243.13	1.42	23 005 365.17	208.15	7 181 192.70	755.24	33 680 801.00	964.81
1980	0.00	0.00	3 394 103.00	1.37	28 146 302.80	254.66	6 664 680.00	700.92	38 205 087.80	956.96
1981	14 023.73	0.09	3 276 561.20	1.33	27 500 368.50	248.82	6 022 783.80	633.41	36 813 739.23	883.65
1982	1 149 149.47	7.18	2 470 567.73	1.00	31 490 399.60	284.92	6 633 712.80	697.66	41 743 829.60	990.76
1983	2 292 246.73	14.32	934 351.00	0.38	35 846 452.40	324.33	5 467 037.20	574.97	44 540 107.33	913.99
1984	2 968 748.20	18.54	1 205 064.67	0.49	38 525 273.23	348.57	4 383 541.80	461.01	47 082 627.90	828.61
1985	3 582 518.13	22.38	791 994.87	0.32	39 918 103.33	361.17	4 596 385.20	483.40	48 889 003.53	867.27
1986	5 908 100.00	36.90	662 378.20	0.27	42 669 805.57	386.07	5 984 972.40	629.44	55 225 256.17	1 052.67
1987	6 764 822.53	42.25	975 606.13	0.40	46 765 751.63	423.13	6 457 783.20	679.16	60 963 963.50	1 144.94
1988	7 411 543.33	46.29	568 091.33	0.23	49 102 070.23	444.27	6 006 795.30	631.73	63 088 500.20	1 122.52
1989	7 505 304.40	46.88	889 983.07	0.36	51 697 412.43	467.75	6 341 712.30	666.95	66 434 414.20	1 181.94
1990	7 305 389.67	45.63	1 156 032.33	0.47	51 013 643.83	461.56	8 061 313.90	847.82	67 536 381.93	1 355.48
1991	7 538 255.27	47.08	1 273 576.33	0.52	51 507 013.07	466.03	9 474 560.70	996.43	69 793 405.37	1 510.06
1992	7 818 577.80	48.83	911 390.33	0.37	50 786 884.13	459.51	8 786 157.60	924.03	68 303 009.87	1 432.75
1993	9 923 782.73	61.98	868 579.80	0.35	51 496 259.10	465.93	8 603 888.70	904.87	70 892 510.33	1 433.13
1994	12 321 702.80	76.96	984 938.33	0.40	61 436 870.00	555.87	10 101 534.30	1 062.37	84 845 045.63	1 695.60
1995	13 461 033.47	84.07	773 626.33	0.31	53 889 287.47	487.58	10 399 818.00	1 093.74	78 523 785.27	1 665.71
1996	16 383 209.33	102.32	706 151.60	0.29	55 619 902.43	503.24	10 735 913.10	1 129.09	83 443 176.47	1 734.94

Fuente: JQM. Cálculo propio con base en datos del Balance Nacional de Energía 1965-1996.
Los factores de emisión empleados corresponden a los reportados en las Tablas B.1 y B.2.

Tabla B.5

Sector Transporte

Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por consumo de energía
Emisiones por tipo de combustible empleado y total del sector

Año	Gas licuado		Gasolina y nafta		Kerosinas		Diesel		Combustibles		Total	
	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton
1965	361.245.87	57.28	12.441.151.80	3.015.81	459.316.00	12.85	5.985.919.87	723.05	171.076.63	0.07	19.419.310.17	3.809.05
1966	389.310.53	61.73	13.328.746.20	3.209.67	569.354.50	15.93	6.526.532.47	788.02	189.548.33	0.07	21.003.492.03	4.075.43
1967	398.076.80	63.12	14.496.035.40	3.479.17	744.815.50	20.83	7.034.407.60	849.28	199.064.43	0.08	22.872.399.73	4.412.49
1968	429.420.93	68.09	15.772.541.40	3.763.21	945.015.50	26.43	7.812.403.87	946.96	209.895.77	0.08	25.169.277.47	4.804.78
1969	460.260.53	72.98	17.172.262.80	4.091.30	1.112.826.00	31.13	7.974.382.67	959.70	224.053.87	0.09	26.943.790.87	5.155.19
1970	486.874.67	77.20	18.447.660.00	4.382.65	1.268.138.50	35.48	8.461.449.87	1.016.57	239.140.37	0.09	28.905.463.40	5.512.00
1971	534.300.80	84.72	19.760.479.20	4.691.21	1.333.415.00	37.30	8.558.329.27	1.030.46	244.635.40	0.09	30.431.217.67	5.843.78
1972	621.080.53	98.48	21.333.242.70	5.065.66	1.538.251.00	43.03	10.151.207.00	1.238.30	281.846.77	0.11	33.925.628.00	6.445.58
1973	689.823.20	109.38	23.633.614.60	5.605.54	1.776.274.50	49.69	10.550.722.60	1.288.11	333.914.53	0.13	37.004.349.43	7.052.85
1974	633.378.33	100.43	24.429.289.50	5.782.71	2.160.715.50	66.03	12.986.997.47	1.602.95	352.327.80	0.14	40.762.708.80	7.552.26
1975	611.357.47	96.97	25.039.753.20	5.927.86	2.299.583.00	64.32	15.136.412.13	1.879.69	367.104.83	0.14	43.454.410.63	7.968.99
1976	560.410.40	88.86	26.940.790.80	6.375.64	2.665.305.50	74.55	16.806.763.60	2.106.57	500.949.17	0.19	47.474.219.47	8.645.81
1977	536.571.20	85.08	28.448.065.80	6.712.79	2.812.023.50	78.66	18.073.303.40	2.274.66	584.659.90	0.23	50.456.623.80	9.151.41
1978	441.466.67	70.00	30.855.201.30	7.293.23	2.941.152.50	82.27	19.772.763.27	2.489.47	899.464.87	0.35	54.910.048.60	9.935.32
1979	379.787.47	60.22	35.743.138.20	8.445.94	3.588.370.50	100.37	21.516.811.07	2.726.03	933.274.10	0.36	62.161.381.33	11.332.93
1980	393.599.07	62.41	40.859.210.70	9.641.21	4.062.487.00	113.64	23.321.445.40	2.937.33	960.739.27	0.37	69.597.481.43	12.754.95
1981	331.856.80	52.62	46.421.575.20	10.944.83	4.206.416.50	117.66	23.360.722.93	3.215.15	1.017.603.77	0.39	77.338.175.20	14.330.65
1982	481.387.87	76.33	46.832.801.40	11.033.29	4.101.454.50	114.73	24.563.765.60	3.124.84	901.631.13	0.35	76.881.040.50	14.349.54
1983	962.712.67	152.65	41.116.660.20	9.672.66	4.002.427.00	111.96	22.011.724.53	2.757.52	896.370.20	0.35	68.989.894.60	12.695.13
1984	2.450.518.40	388.56	41.988.731.40	9.876.52	4.166.233.50	116.54	22.792.683.47	2.837.00	1.261.386.13	0.49	72.659.552.90	13.219.11
1985	2.888.201.07	457.96	42.004.739.70	9.908.29	4.348.558.50	121.64	22.874.527.13	2.837.29	1.276.704.73	0.50	73.392.931.13	13.325.67
1986	2.647.412.53	419.78	43.113.054.60	10.190.07	4.168.021.00	116.59	21.611.023.87	2.683.09	1.328.365.67	0.52	72.867.897.67	13.410.04
1987	2.137.203.20	338.88	45.142.851.60	10.632.33	4.304.514.50	120.41	21.838.778.87	2.615.62	1.288.155.00	0.50	74.711.503.17	13.707.73
1988	2.089.777.07	331.36	47.022.475.50	11.071.37	3.868.007.00	108.20	21.292.907.53	2.640.88	1.253.815.73	0.49	75.528.982.83	14.152.29
1989	2.181.349.87	345.88	52.665.089.40	12.388.14	4.587.797.50	128.33	22.562.928.67	2.760.99	1.357.011.33	0.53	83.354.176.77	15.623.87
1990	961.009.87	152.38	58.183.587.00	13.674.20	5.138.633.50	143.74	24.087.739.13	2.975.42	1.600.793.20	0.62	89.971.763.20	16.946.36
1991	1.013.670.53	160.73	62.689.750.20	14.729.47	5.331.111.50	149.12	25.537.149.73	3.176.69	1.358.326.57	0.53	95.930.008.53	18.216.54
1992	1.104.991.07	175.21	63.354.822.30	14.873.64	5.956.164.50	166.61	26.071.614.80	3.234.04	1.87.382.07	0.07	96.674.974.73	18.449.57
1993	1.113.018.67	176.80	64.549.485.00	15.140.34	6.311.734.00	176.55	26.733.770.80	3.333.34	1.36.629.53	0.05	98.846.638.00	18.827.09
1994	1.127.127.47	178.72	66.296.191.50	15.559.31	7.066.488.13	197.66	29.130.568.13	3.562.47	1.30.130.73	0.05	103.750.505.83	19.498.21
1995	1.170.328.13	185.57	64.641.138.20	15.280.80	6.544.252.00	183.06	26.019.323.73	3.184.84	108.158.60	0.04	98.483.300.67	18.834.30
1996	1.209.681.73	191.81	65.528.208.90	15.369.13	6.592.729.00	184.41	27.631.606.93	3.381.88	1.21.465.67	0.05	101.983.692.23	19.127.28

Fuente: IQM. Cálculo propio con base en datos del Balance Nacional de Energía 1965-1996.

Los factores de emisión empleados corresponden a los reportados en las Tabla B.1 y B.2.

Tabla B.6

Sector Comercial

Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por consumo de energía
Emisiones por tipo de combustible empleado y total del sector

Año	Gas Licuado		Diesel		Combustóleo		Total	
	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton
1965	340 244.67	6.47	117 840.07	0.95	763 144.80	15.78	1 221 229.53	23.21
1966	407 915.20	7.76	128 135.33	1.04	841 285.13	17.40	1 377 335.67	26.20
1967	411 194.67	7.82	131 690.53	1.07	877 338.00	18.14	1 420 223.20	27.03
1968	392 526.93	7.47	189 981.00	1.54	917 336.57	18.97	1 499 844.50	27.98
1969	436 988.93	8.31	130 283.27	1.06	965 613.37	19.97	1 532 885.57	29.34
1970	459 503.73	8.74	133 468.13	1.08	1 016 984.83	21.03	1 609 956.70	30.86
1971	469 279.07	8.93	134 653.20	1.09	1 023 483.63	21.17	1 627 415.90	31.19
1972	516 894.40	9.84	160 576.53	1.30	1 169 706.63	24.19	1 847 177.57	35.33
1973	576 807.73	10.98	168 501.67	1.36	1 309 333.47	27.08	2 054 662.87	39.42
1974	654 821.20	12.46	338 484.67	2.74	1 252 411.60	25.90	2 245 717.47	41.10
1975	895 042.13	17.03	626 604.00	5.08	1 318 328.00	27.26	2 839 974.13	49.37
1976	972 488.00	18.50	712 891.67	5.78	1 360 492.83	28.14	3 045 872.50	52.41
1977	952 558.93	18.12	684 894.47	5.55	1 384 476.50	28.63	3 021 929.90	52.30
1978	976 524.27	18.58	753 035.60	6.12	1 493 718.23	30.89	3 225 278.10	55.59
1979	956 090.67	18.19	788 958.13	6.39	1 668 799.00	34.51	3 413 847.80	59.10
1980	1 147 056.53	21.83	816 955.33	6.62	1 803 571.73	37.30	3 767 583.60	65.74
1981	1 166 985.60	22.20	881 171.13	7.14	1 956 525.63	40.46	4 004 682.37	69.81
1982	732 519.33	13.94	1 155 143.73	9.36	1 924 495.83	39.80	3 812 158.90	63.10
1983	828 822.13	15.77	1 034 637.27	8.38	1 973 082.10	40.80	3 836 541.50	64.96
1984	902 547.07	17.17	80 140.13	0.65	2 266 688.60	46.88	3 249 375.80	64.70
1985	978 290.13	18.61	103 470.93	0.85	3 069 522.50	63.48	4 153 283.37	82.95
1986	979 299.20	18.63	103 397.07	0.84	2 592 337.00	53.62	3 675 253.27	73.09
1987	1 697 187.07	32.29	78 955.07	0.64	3 184 953.57	65.87	4 961 093.70	98.80
1988	1 735 902.13	33.41	78 066.27	0.63	3 021 335.17	62.49	4 855 523.37	96.53
1989	374 158.93	10.92	89 546.60	0.73	2 625 824.67	54.30	3 289 530.20	65.95
1990	1 276 532.40	24.29	95 471.93	0.77	2 384 208.57	49.31	3 756 212.90	74.37
1991	2 347 404.40	44.67	100 138.13	0.81	2 278 061.50	47.11	4 725 604.03	92.59
1992	2 775 311.73	52.81	123 172.87	1.00	2 511 322.00	51.94	5 409 806.60	105.74
1993	2 742 517.07	52.18	121 691.53	0.99	2 481 438.47	51.32	5 345 667.07	104.49
1994	3 283 692.13	62.48	183 315.00	1.49	2 453 529.10	50.74	5 920 536.23	114.71
1995	3 255 879.73	61.95	118 580.73	0.96	2 040 236.37	42.19	5 414 696.83	105.11
1996	3 365 994.13	64.05	125 913.33	1.02	2 297 944.73	47.52	5 789 852.20	112.59

Fuente: JQM. Cálculo propio con base en datos del Balance Nacional de Energía 1965-1996.

Los factores de emisión empleados corresponden a los reportados en las Tablas B.1 y B.2.

Tabla B.7

Sector Residencial

Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por consumo de energía
Emisiones por tipo de combustible empleado y total del sector

Año	Gas no asociado		Gas licuado		Kerosinas		Gas natural		Total	
	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton
1965	444 536.40	7.92	3 013 829.87	52.57	2 201 199.00	153.93	109 956.00	1.96	5 769 521.27	216.38
1966	437 804.40	7.80	3 136 305.33	54.70	2 244 671.00	156.97	136 996.20	2.44	5 955 776.93	221.92
1967	439 711.80	7.84	3 218 039.73	56.13	2 231 872.50	156.07	161 063.10	2.87	6 050 687.13	222.91
1968	437 580.00	7.80	3 462 738.40	60.40	2 256 611.50	157.81	192 591.30	3.43	6 349 521.20	229.43
1969	416 430.30	7.42	3 605 393.20	62.88	2 213 926.00	154.82	224 904.90	4.01	6 460 656.40	229.14
1970	430 623.60	7.68	3 868 824.67	67.48	2 211 995.50	154.69	247 737.60	4.42	6 759 181.37	234.26
1971	438 197.10	7.81	4 000 003.33	69.77	2 138 350.50	149.53	267 821.40	4.77	6 844 372.33	231.89
1972	400 161.30	7.13	4 210 015.33	73.43	2 213 139.50	154.76	404 200.50	7.21	7 227 516.63	242.53
1973	419 403.60	7.48	4 483 976.93	78.21	2 216 786.00	155.02	495 531.30	8.83	7 615 697.83	249.54
1974	430 174.80	7.67	4 285 821.47	74.75	2 335 118.50	163.29	503 236.60	9.01	7 556 351.37	254.72
1975	406 107.90	7.24	5 446 058.93	94.99	2 501 785.00	174.95	471 801.00	8.41	8 825 752.83	285.59
1976	417 271.80	7.44	5 762 464.40	100.51	2 546 973.00	178.11	565 039.20	10.07	9 291 748.40	296.13
1977	279 041.40	4.97	5 764 104.13	100.54	2 710 779.50	189.56	604 589.70	10.78	9 358 514.73	305.85
1978	283 473.30	5.05	6 260 186.53	109.19	2 686 040.50	187.84	703 494.00	12.54	9 933 194.33	314.62
1979	173 124.60	3.09	6 607 620.80	115.25	2 804 373.00	196.11	908 146.80	16.19	10 493 265.20	330.63
1980	268 887.30	4.79	8 593 211.73	149.88	2 938 578.50	205.50	835 609.50	14.89	12 636 287.03	375.06
1981	257 050.20	4.58	9 067 536.13	158.15	2 936 576.50	205.35	804 361.80	14.34	13 065 524.63	382.43
1982	295 086.00	5.26	10 737 415.33	187.28	2 951 377.00	206.39	877 291.80	15.64	14 861 170.13	414.57
1983	250 710.90	4.47	11 011 313.87	192.06	2 309 807.50	161.53	785 287.80	14.00	14 357 120.07	372.05
1984	316 852.80	5.65	12 019 243.33	209.64	2 128 626.50	148.85	1 131 144.30	20.16	15 595 868.93	384.30
1985	197 247.60	3.52	12 547 050.27	218.84	1 466 608.00	102.56	1 290 300.00	23.00	15 501 205.87	347.92
1986	232 085.70	4.14	12 510 660.80	218.21	1 535 677.00	107.39	1 433 635.50	25.55	15 712 059.00	355.29
1987	212 001.90	3.78	12 291 441.07	214.39	1 546 759.50	108.17	1 398 124.20	24.92	15 448 326.67	351.25
1988	206 952.90	3.69	12 611 252.13	219.96	1 401 185.50	97.98	1 483 564.50	26.45	15 702 955.03	348.08
1989	186 252.00	3.32	14 423 598.93	251.57	1 113 398.00	77.86	1 632 341.70	29.10	17 355 590.63	361.85
1990	245 213.10	4.37	15 928 684.93	277.83	683 683.00	47.81	1 657 755.00	29.55	18 515 336.03	359.56
1991	221 090.10	3.94	15 803 245.13	275.64	548 548.00	38.36	1 816 910.70	32.39	18 389 794.13	350.33
1992	291 102.90	5.19	17 048 685.87	297.36	551 980.00	38.60	1 810 795.80	32.28	19 702 564.57	373.43
1993	304 847.40	5.43	18 246 448.00	318.25	296 868.00	20.76	1 947 735.90	34.72	20 795 899.30	379.17
1994	331 046.10	5.90	18 955 065.07	330.61	282 711.00	19.77	1 671 611.70	29.80	21 240 433.87	386.08
1995	419 179.20	7.47	18 998 707.20	331.37	293 221.50	20.50	1 338 770.40	23.86	21 049 878.30	383.21
1996	621 027.00	11.07	19 637 509.47	342.51	311 382.50	21.77	1 947 287.10	34.71	22 517 206.07	410.07

Fuente: IQM, Cálculo propio con base en datos del Balance Nacional de Energía 1965-1996.

Los factores de emisión empleados corresponden a los reportados en las Tabla B.1 y B.2.

Tabla B.8

Sector Residencial, Comercial y Público

Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por consumo de energía
Emisiones por tipo de combustible empleado y total del sector

Año	Gas licuado		Gas fueloil		Kerosén		Diesel		Combustibles		Gas natural		Total	
	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton
1965	444 536.40	7.92	3 354 074.53	59.04	2 201 199.00	153.93	117 840.07	0.95	763 144.80	15.78	109 956.00	1.96	6 990 750.80	239.59
1966	437 804.40	7.80	3 544 230.53	62.46	2 244 671.00	156.97	128 135.33	1.04	841 285.13	17.40	136 996.20	2.44	7 333 112.60	248.12
1967	439 711.80	7.84	3 629 234.40	63.95	2 231 872.50	156.07	131 690.53	1.07	877 138.00	18.14	161 063.10	2.87	7 470 910.33	249.95
1968	437 580.00	7.80	3 855 265.33	67.87	2 256 611.50	157.81	189 981.00	1.54	917 336.57	18.97	192 591.30	3.43	7 849 365.70	257.41
1969	416 430.30	7.42	4 042 384.13	71.20	2 213 926.00	154.82	130 283.27	1.06	965 613.37	19.97	224 904.90	4.01	7 993 541.97	258.48
1970	420 621.60	7.68	4 328 328.40	76.22	2 211 995.50	154.69	133 468.13	1.08	1 016 984.83	21.03	247 737.60	4.42	8 369 138.07	265.11
1971	438 197.10	7.81	4 469 282.40	78.70	2 138 359.50	149.53	134 653.20	1.09	1 023 483.63	21.17	267 821.40	4.77	8 471 788.23	263.07
1972	400 161.30	7.13	4 726 909.73	83.27	2 213 139.50	154.76	160 576.53	1.30	1 169 706.63	24.19	404 200.50	7.21	9 074 694.20	277.86
1973	419 403.60	7.48	5 060 784.67	89.18	2 216 786.00	155.02	168 301.67	1.36	1 309 351.47	27.08	495 531.30	8.83	9 670 360.70	288.96
1974	430 174.80	7.67	4 940 642.67	87.21	2 335 118.50	163.29	338 884.67	2.74	1 252 411.60	25.90	505 236.60	9.01	9 802 068.83	295.82
1975	466 107.90	7.24	6 341 101.07	112.02	2 501 785.00	174.95	626 604.00	5.08	1 318 328.00	27.26	471 801.00	8.41	11 665 726.97	334.96
1976	417 271.80	7.44	6 734 952.40	119.01	2 546 973.00	178.11	712 891.67	5.78	1 360 492.83	28.14	565 039.20	10.07	12 337 620.90	348.54
1977	229 041.40	4.97	6 716 663.07	118.66	2 710 779.50	189.56	684 894.67	5.55	1 384 476.50	28.63	604 589.70	10.78	12 380 444.63	358.16
1978	283 473.30	5.05	7 236 710.80	127.77	2 686 049.50	187.84	755 035.60	6.12	1 493 718.23	30.89	703 494.00	12.54	13 158 472.43	370.21
1979	173 124.60	3.09	7 563 711.47	133.44	2 804 373.00	196.11	788 958.33	6.39	1 668 799.00	34.51	908 146.80	16.19	13 907 113.00	389.73
1980	268 887.30	4.79	9 740 268.27	171.71	2 938 578.50	205.50	816 955.33	6.62	1 803 571.73	37.30	835 609.50	14.89	16 403 870.63	440.81
1981	257 050.20	4.58	10 234 521.73	180.36	2 936 576.50	205.35	881 171.13	7.14	1 956 525.63	40.46	804 361.80	14.34	17 070 207.00	452.24
1982	295 086.00	5.26	11 469 934.67	201.22	2 951 377.00	206.39	1 155 143.73	9.36	1 924 495.83	39.80	877 291.80	15.64	18 675 329.03	477.66
1983	230 710.90	4.47	11 840 156.00	207.83	2 309 801.50	161.53	1 034 637.27	8.38	1 973 082.10	40.80	785 287.80	14.00	18 193 661.57	437.01
1984	316 832.80	5.65	12 921 792.40	226.81	2 128 628.50	148.85	80 140.13	0.65	2 266 688.60	46.88	1 131 144.30	20.16	18 845 344.73	449.00
1985	197 247.60	3.52	13 525 340.40	237.46	1 466 608.00	102.56	105 470.93	0.85	3 069 522.50	63.48	1 290 300.00	23.00	19 634 489.43	430.87
1986	232 085.70	4.14	13 489 960.00	236.84	1 535 673.00	107.39	103 397.07	0.84	2 592 557.00	53.62	1 433 635.50	25.55	19 387 312.27	428.38
1987	212 001.90	3.78	13 988 628.13	246.68	1 546 759.50	108.17	78 955.07	0.64	3 184 953.57	65.87	1 398 124.20	24.92	20 409 422.37	450.05
1988	266 952.90	3.69	14 367 154.27	253.37	1 401 185.50	97.98	78 066.27	0.63	3 021 555.17	62.49	1 483 564.50	26.45	20 558 478.60	444.61
1989	186 252.00	3.32	14 997 757.87	262.50	1 113 398.00	77.86	89 546.60	0.73	2 625 824.67	54.30	1 632 341.70	29.10	20 645 120.83	427.81
1990	245 213.10	4.37	17 205 217.33	302.12	683 683.00	47.81	95 471.93	0.77	2 384 208.57	49.31	1 657 755.00	29.55	22 271 548.93	433.93
1991	221 090.10	3.94	18 150 649.73	320.30	548 548.00	38.36	100 138.13	0.81	2 278 061.50	47.11	1 816 910.70	32.39	23 115 398.17	442.91
1992	291 102.90	5.19	19 823 997.60	350.17	551 980.00	38.60	123 172.87	1.00	2 511 322.00	51.94	1 810 795.80	32.28	25 112 371.17	479.17
1993	304 847.40	5.43	20 988 963.07	370.44	296 868.00	20.76	121 691.53	0.99	2 481 458.47	51.32	1 947 735.90	34.72	26 141 566.37	483.65
1994	331 046.10	5.90	22 238 757.30	393.09	282 711.00	19.77	183 315.00	1.49	2 433 529.10	50.74	1 671 611.70	29.80	27 160 970.10	500.79
1995	419 179.20	7.47	22 354 586.93	393.32	293 323.50	20.50	118 580.73	0.96	2 040 236.37	42.19	1 358 770.40	23.86	26 464 575.13	488.32
1996	621 627.00	11.07	23 003 303.60	406.56	311 382.50	21.77	125 943.33	1.02	2 297 944.73	47.52	1 947 287.10	34.71	28 307 058.27	522.66

Fuente: IQM. Cálculo propio con base en datos del Balance Nacional de Energía 1965-1996.
Los factores de emisión corresponden a los reportados en las Tablas b.1 y B.2.

Tabla B.9

Sector Agrícola

Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por consumo de energía
Emisiones por tipo de combustible empleado y total del sector

Año	Gas licuado		Gasolina y nafta		Kerosenas		Diesel		Total	
	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton
1965	19 550.67	0.43	2 772.00	0.65	1 802 559.73	72.74	942 128.00	127.20	2 767 010.40	201.02
1966	20 812.00	0.46	2 772.00	0.65	1 838 277.47	74.18	1 028 119.40	138.81	2 889 980.87	214.10
1967	21 064.27	0.47	2 772.00	0.65	1 817 436.13	73.34	1 100 926.93	148.64	2 942 199.33	223.09
1968	22 325.60	0.50	3 326.40	0.78	1 832 600.00	73.95	1 222 322.20	165.03	3 080 574.20	240.25
1969	23 839.20	0.53	3 326.40	0.78	1 810 824.40	73.07	1 284 167.87	173.38	3 122 157.87	247.76
1970	25 352.80	0.56	3 880.80	0.91	1 769 069.87	71.39	1 387 564.93	187.34	3 185 868.40	260.20
1971	26 361.87	0.59	2 772.00	0.65	1 693 897.33	68.35	1 403 118.93	189.44	3 126 150.13	259.03
1972	28 632.27	0.64	2 772.00	0.65	1 654 226.93	66.75	1 643 835.60	221.94	3 329 466.80	289.98
1973	30 587.33	0.68	3 326.40	0.78	1 684 770.27	67.98	1 735 231.87	236.98	3 473 913.87	306.42
1974	29 578.27	0.66	2 494.80	0.58	1 713 373.20	69.14	2 205 927.53	297.83	3 951 373.80	368.21
1975	36 894.00	0.82	2 772.00	0.65	1 763 679.87	71.17	2 724 468.27	367.84	4 527 814.13	440.48
1976	38 849.07	0.86	2 772.00	0.65	1 747 366.13	70.51	2 915 930.60	393.69	4 704 917.80	465.71
1977	38 596.80	0.86	2 217.60	0.52	1 851 141.60	74.70	2 995 181.93	404.39	4 887 137.93	480.46
1978	40 614.93	0.90	2 217.60	0.52	1 793 648.27	72.38	3 346 628.27	451.84	5 183 109.07	525.64
1979	42 128.53	0.94	1 663.20	0.39	1 932 350.93	77.98	3 607 342.93	487.04	5 583 485.60	566.34
1980	53 417.47	1.19	1 663.20	0.39	2 103 337.33	84.88	3 863 909.87	521.68	6 022 527.87	608.14
1981	55 940.13	1.24	1 663.20	0.39	1 994 084.40	80.47	4 141 141.40	559.11	6 192 829.13	641.21
1982	67 229.07	1.49	1 663.20	0.39	1 944 352.67	78.46	4 389 783.20	592.68	6 403 028.13	673.02
1983	75 743.07	1.68	1 386.00	0.32	1 447 825.87	58.42	3 933 754.73	531.11	5 458 709.67	591.54
1984	78 770.27	1.75	1 386.00	0.32	1 221 445.87	49.29	4 074 851.73	550.16	5 376 453.87	601.52
1985	79 274.80	1.76	1 940.40	0.45	1 238 600.93	50.79	4 121 733.93	556.49	5 461 532.07	609.49
1986	85 266.13	1.89	2 494.80	0.58	1 029 058.80	41.53	4 187 729.33	565.40	5 304 549.07	609.40
1987	86 527.47	1.92	0.00	0.00	1 320 046.93	53.27	4 219 207.67	569.65	5 625 782.07	624.84
1988	87 032.00	1.93	0.00	0.00	1 305 458.00	52.68	4 456 665.40	601.71	5 849 153.40	656.32
1989	90 816.00	2.02	0.00	0.00	895 243.07	36.13	4 172 693.80	563.37	5 158 752.87	601.51
1990	96 302.80	2.14	0.00	0.00	483 674.93	19.60	4 454 887.80	601.47	5 036 863.33	623.21
1991	101 095.87	2.24	0.00	0.00	360 195.73	14.53	4 730 638.00	638.70	5 191 929.60	655.48
1992	68 220.00	1.47	0.00	0.00	298 462.27	12.04	4 857 884.53	655.88	5 222 566.80	669.39
1993	68 994.93	1.53	0.00	0.00	242 981.20	9.80	4 945 431.33	667.70	5 257 407.47	679.04
1994	70 634.67	1.57	0.00	0.00	230 907.60	9.32	4 675 902.73	631.31	4 977 445.00	642.20
1995	70 760.80	1.57	0.00	0.00	239 819.07	9.68	4 813 814.87	649.93	5 124 194.73	661.18
1996	73 157.33	1.62	0.00	0.00	254 767.33	10.28	5 112 081.33	690.20	5 440 606.00	702.10

Fuente: IQM. Cálculo propio con base en datos del Balance Nacional de Energía 1965-1996.
Los factores de emisión corresponden a los reportados en las Tablas B.1 y B.2.

Tabla B.11

Sectores Industrial, Transporte, Agrícola, Comercial, Residencial y Público

Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por consumo de energía
Emisiones por tipo de combustible empleado y total del sector

Año	Gas licuado		Carbón		Gas natural		Gasolinas y naftas		Kerosinas	
	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton
1965	5 761 077,30	282,75	2 567 277,67	56,96	1 910 700,93	123,45	12 441 923,80	3 016,45	4 941 066,07	239,72
1966	5 994 004,50	295,02	3 089 889,00	68,56	4 140 452,80	131,74	13 331 518,20	3 210,32	5 140 277,63	247,28
1967	6 293 354,10	310,43	3 530 451,83	78,33	4 239 026,00	134,80	14 498 807,40	3 479,82	5 278 649,20	250,45
1968	6 444 880,20	318,34	4 138 348,50	91,82	4 509 960,40	144,17	15 725 867,80	3 763,99	5 520 764,33	258,39
1969	6 698 171,70	332,15	4 861 126,33	107,86	4 739 712,27	152,82	17 175 589,20	4 092,07	5 612 903,53	259,22
1970	7 182 651,30	356,71	4 662 848,67	103,46	5 094 371,60	163,26	18 451 540,80	4 383,56	5 718 765,07	261,75
1971	7 284 160,60	361,71	4 874 557,83	107,05	5 282 274,80	173,60	19 763 251,20	4 691,86	5 621 644,97	255,38
1972	6 115 348,50	302,57	5 339 863,83	118,48	5 650 016,53	192,79	21 136 014,70	5 066,30	5 814 116,23	264,74
1973	6 292 905,30	311,10	6 142 023,83	136,28	6 081 303,33	210,66	23 656 941,00	5 606,32	6 141 155,17	272,88
1974	6 245 949,60	308,31	6 330 021,50	140,45	5 894 841,33	199,38	24 431 784,30	5 783,29	6 903 146,80	298,67
1975	6 192 710,70	306,37	6 189 404,83	137,33	7 350 987,60	223,56	25 042 525,20	5 928,51	7 098 154,80	310,67
1976	5 629 578,90	276,88	6 493 245,17	148,51	7 716 385,07	223,29	26 943 362,80	6 376,28	7 504 465,83	323,40
1977	4 315 773,00	213,65	7 204 657,17	159,86	7 672 123,07	219,07	28 450 281,40	6 713,31	7 951 600,73	343,16
1978	4 478 743,50	221,92	7 587 134,50	168,34	8 127 905,81	214,24	30 857 418,50	7 293,75	8 007 129,53	342,73
1979	2 949 569,73	146,61	7 670 698,33	170,18	8 414 480,80	210,92	31 744 891,40	8 446,33	8 911 382,70	374,70
1980	4 737 308,40	235,78	7 815 690,00	155,66	10 728 649,07	255,90	40 860 811,50	9 641,59	9 652 298,70	404,24
1981	5 059 434,60	252,83	7 451 493,50	165,33	11 381 467,73	255,50	46 423 238,40	10 945,22	9 745 931,80	403,74
1982	4 328 002,80	213,74	7 057 875,00	156,60	12 710 140,67	305,36	46 834 464,60	11 033,68	9 499 675,50	399,79
1983	3 675 896,40	181,53	6 927 317,83	153,70	13 773 886,13	396,23	41 118 046,20	9 672,98	8 141 584,50	332,06
1984	4 061 247,30	199,21	6 971 449,83	154,68	16 363 655,73	651,85	41 990 117,40	9 876,84	7 810 745,60	314,80
1985	2 473 545,10	121,18	7 307 007,17	162,02	17 439 005,47	733,19	42 006 680,10	9 908,75	7 333 349,83	275,09
1986	2 367 588,30	114,53	7 620 016,67	155,76	17 156 277,60	694,05	43 115 549,40	10 190,65	7 057 450,40	265,64
1987	2 057 691,90	99,19	7 519 530,33	166,84	17 059 470,27	619,72	43 142 851,60	10 632,33	7 420 534,53	281,94
1988	1 944 818,70	93,53	7 415 792,50	164,54	17 414 661,73	619,80	43 022 475,50	11 071,37	6 767 899,97	258,94
1989	1 750 095,60	84,16	7 205 322,50	159,88	18 378 966,67	644,99	52 665 089,40	12 388,14	6 820 231,37	242,41
1990	2 380 491,30	114,75	6 948 194,00	154,17	19 218 242,27	493,00	58 183 587,00	13 674,20	6 483 777,30	211,22
1991	2 159 345,10	104,14	6 817 203,50	133,51	20 276 311,73	521,75	62 689 750,20	14 729,47	6 379 348,43	202,08
1992	2 824 186,20	136,13	6 835 051,67	151,66	22 100 452,00	568,91	63 354 822,30	14 873,64	6 955 514,50	217,31
1993	2 957 944,70	142,58	6 902 115,00	153,14	23 303 259,47	591,78	64 549 485,00	15 140,34	6 926 180,80	207,15
1994	3 289 030,80	158,81	7 654 630,50	169,84	24 609 685,47	618,02	66 296 191,50	15 559,31	7 657 075,80	226,78
1995	4 191 679,80	202,49	8 704 388,00	193,13	24 573 169,87	621,47	64 641 238,20	15 280,80	7 151 027,77	213,27
1996	6 210 157,80	299,99	9 279 618,33	205,90	25 400 100,00	642,38	65 524 208,90	15 369,13	7 235 273,10	216,50

Sector Industrial, Transporte, Agrícola, Comercial, Residencial y Público

Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por consumo de energía
Emisiones por tipo de combustible empleado y total del sector

Año	Hidrocarburos		Combustibles		Gas natural		Total	
	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton
1965	8 077 710,67	851,63	1 006 366,87	18,59	1 590 378,90	78,49	47 299 452,20	4 668,04
1966	8 808 600,53	928,33	8 608 898,47	20,41	2 387 870,20	113,63	51 401 511,33	5 015,29
1967	9 474 904,27	999,48	8 910 009,53	21,26	2 807 861,10	139,69	55 033 063,43	5 414,26
1968	10 568 054,20	1 114,08	8 477 297,77	21,90	3 638 533,86	181,57	59 073 707,00	5 894,26
1969	10 783 884,47	1 134,70	8 664 911,93	22,96	4 925 804,40	247,01	63 462 202,83	6 348,79
1970	11 564 841,40	1 205,64	8 273 513,97	23,85	5 639 284,20	283,12	66 577 819,00	6 781,34
1971	11 716 606,00	1 221,65	8 109 883,47	23,91	6 052 797,30	303,82	68 655 376,17	7 138,98
1972	13 762 107,13	1 462,27	9 531 573,33	27,43	8 008 779,90	400,31	73 597 820,47	7 834,89
1973	14 379 524,87	1 527,23	8 948 151,30	30,04	9 577 728,60	478,32	81 219 657,40	8 572,83
1974	17 569 279,93	1 904,35	11 743 486,33	29,97	9 813 068,10	490,16	88 931 577,90	9 154,58
1975	20 525 206,53	2 253,43	14 444 434,03	32,35	10 158 980,70	509,17	97 062 404,40	9 701,40
1976	22 585 227,73	2 506,90	17 411 909,90	34,36	10 974 394,20	548,17	105 458 964,60	10 437,79
1977	24 021 375,40	2 685,52	19 361 151,67	34,05	12 956 856,00	649,31	107 973 900,43	11 017,92
1978	26 195 666,47	2 948,40	17 629 774,43	37,15	16 103 561,10	808,62	119 087 334,30	12 035,16
1979	28 569 439,07	3 220,54	16 774 563,30	40,37	20 786 733,00	1 043,78	129 821 068,30	13 653,43
1980	30 924 092,47	3 466,81	15 467 840,30	42,60	20 929 283,10	1 053,61	140 316 835,93	15 256,20
1981	33 529 535,60	3 782,67	17 159 153,00	46,36	23 941 965,30	1 210,40	154 492 219,93	17 062,05
1982	32 685 175,60	3 727,92	16 392 217,23	45,41	27 355 867,70	1 405,08	157 263 419,50	17 287,58
1983	29 349 657,33	3 297,97	16 601 803,43	46,48	30 695 058,90	1 560,14	150 283 051,23	15 641,09
1984	30 761 664,27	3 389,36	17 719 056,57	52,87	26 159 991,00	1 313,99	151 837 924,70	15 953,60
1985	31 039 192,07	3 396,23	21 679 300,30	70,70	27 774 605,10	1 392,06	157 047 645,33	16 059,21
1986	29 029 467,13	3 250,59	20 313 971,43	60,50	23 285 370,90	1 155,15	149 365 691,93	15 886,86
1987	28 979 916,53	3 187,06	23 478 152,87	73,74	24 964 276,60	1 243,14	156 622 443,63	16 303,95
1988	28 656 837,73	3 244,37	21 281 790,57	69,57	24 070 041,60	1 194,02	154 574 324,30	16 716,13
1989	29 761 097,67	3 326,28	23 554 359,03	62,42	22 496 100,00	1 107,62	162 431 462,23	18 015,89
1990	31 752 824,40	3 578,92	24 497 336,60	57,88	24 583 841,00	1 233,80	174 418 183,87	19 517,95
1991	33 910 460,47	3 817,63	22 073 483,67	54,79	27 305 048,10	1 349,96	180 810 951,20	20 913,31
1992	36 213 785,67	3 893,01	20 004 157,43	58,72	25 826 700,90	1 273,74	184 114 670,67	21 173,12
1993	36 818 910,33	4 004,06	19 670 165,35	57,98	26 623 423,30	1 310,24	187 750 524,13	21 607,28
1994	38 662 503,73	4 197,16	20 360 542,90	57,69	28 760 618,70	1 430,12	197 296 279,40	22 417,73
1995	35 733 759,60	3 837,67	16 947 942,00	47,97	30 816 627,60	1 547,67	192 759 832,85	21 944,47
1996	37 947 982,60	4 075,16	18 881 447,31	53,95	32 082 524,10	1 592,50	202 365 312,15	22 455,51

Fuente: JQM, Cálculo propio con base en datos del Balance Nacional de Energía 1965-1996.
Los factores de emisión empleados corresponden a los representados en las Tablas B.1 y B.2.

Tabla B.12

México: Total País

Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por consumo de energía
Emisiones por tipo de combustible y total país

Año	Carbón		Petróleo crudo		Condensadas		Gas no asociado		Gas asociado		Coque	
	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton
1965	552 043.64	13.50	2 120 580.00	69.40	82.89	0.00	6 487 944.39	300.89	945354.40	23.59	2 656 306.81	58.94
1966	401 419.25	9.70	4 383 573.33	143.46	933.48	0.03	7 005 528.65	320.27	1041960.13	26.00	3 255 649.14	72.24
1967	870 166.33	20.62	3 834 380.00	125.49	247.52	0.01	7 008 717.46	328.28	1095691.89	27.34	3 555 769.06	78.90
1968	874 039.28	19.14	4 720 100.00	154.48	339.88	0.01	7 235 440.35	338.07	11113830.94	27.80	4 269 310.47	94.73
1969	958 039.37	20.38	5 499 413.33	179.98	5 009.86	0.16	8 866 546.24	386.26	1408375.41	35.15	5 043 968.81	111.92
1970	1 021 051.87	21.53	3 964 693.33	129.75	576.21	0.02	8 462 083.80	388.64	1361763.50	33.98	4 800 374.36	106.51
1971	1 388 663.34	31.76	3 294 353.33	107.82	17.52	0.00	8 055 417.60	380.46	1059108.30	26.43	4 929 890.01	109.38
1972	1 537 540.08	34.33	4 355 653.33	142.55	263.01	0.01	7 306 088.97	332.29	1259654.53	31.44	5 518 022.12	122.43
1973	1 511 283.45	33.97	6 920 173.33	226.48	198.32	0.01	7 364 394.68	337.84	1338036.40	33.14	6 231 523.72	138.26
1974	1 842 938.63	41.96	5 008 446.67	163.91	67.36	0.00	7 024 338.77	327.73	1466008.10	36.58	6 545 061.68	145.22
1975	2 857 871.13	67.84	5 254 466.67	188.33	634.84	0.02	7 425 957.68	337.14	1 997 739.57	49.85	6 474 874.84	143.66
1976	696 143.95	13.41	8 037 700.00	263.05	382.11	0.01	6 662 273.61	302.65	1 937 115.28	48.34	6 748 359.63	149.73
1977	3 814 113.61	66.32	11 876 846.67	388.70	184.75	0.01	4 815 650.05	226.12	1 742 186.41	43.48	7 429 382.47	164.84
1978	3 057 078.04	76.37	15 639 653.33	511.84	13 292.07	0.44	5 421 390.43	245.44	3 090 311.64	77.12	7 676 213.64	170.32
1979	2 642 784.47	66.02	18 381 366.67	601.57	72 411.39	2.37	4 022 076.04	173.37	5 261 496.24	131.30	7 811 374.73	173.32
1980	3 216 930.21	80.37	28 284 666.67	925.68	2 299.49	0.08	5 983 286.18	266.87	5 405 610.90	134.90	7 149 985.93	158.64
1981	2 095 841.38	52.10	25 056 680.00	820.04	3 678.02	0.12	6 156 407.63	280.21	5 117 159.18	127.70	7 555 925.38	172.09
1982	3 672 620.67	70.22	20 654 993.33	675.98	430 115.47	14.08	8 049 281.70	306.60	15 937 839.36	397.61	7 550 258.67	167.52
1983	5 100 542.70	84.48	13 227 520.00	498.36	784 607.94	25.68	6 582 035.88	254.05	12 750 798.34	318.20	7 218 309.70	160.16
1984	5 251 935.46	75.58	13 802 968.67	451.73	1 145 650.00	37.49	6 504 559.38	260.18	7 203 879.54	179.78	7 072 510.38	156.92
1985	6 170 097.32	87.02	11 978 112.67	392.01	304 553.33	9.97	3 122 391.36	137.38	5 592 580.95	139.57	7 568 837.85	167.94
1986	7 451 616.35	75.46	9 055 544.67	296.36	2 231 430.67	73.03	2 846 744.01	126.49	4 153 341.06	103.65	7 252 360.12	160.92
1987	7 101 063.41	50.65	13 832 102.00	518.14	2 591 886.00	84.83	2 594 585.73	112.59	4 314 174.15	107.66	7 330 782.44	167.09
1988	6 422 522.71	21.58	17 631 416.00	577.03	3 205 972.00	104.92	2 328 127.56	103.09	3 719 940.51	92.83	7 432 364.10	164.91
1989	7 937 087.64	57.41	16 220 908.00	530.87	4 362 938.00	142.79	2 418 437.54	100.84	6 042 306.99	150.79	7 218 337.39	160.16
1990	7 622 021.56	53.54	7 433 558.00	243.28	217 900.67	7.10	3 057 921.24	131.66	2 765 213.88	69.01	7 112 287.16	157.81
1991	7 766 829.84	52.79	7 955 675.33	260.35	278 182.67	9.10	2 815 356.06	120.51	2 730 089.67	68.13	6 326 740.50	140.38
1992	8 098 354.98	55.82	7 311 252.67	239.28	363 513.33	11.90	3 311 465.19	148.29	2 634 349.41	65.74	6 920 901.04	153.56
1993	10 028 463.89	64.60	8 358 078.67	273.54	354 944.67	9.23	3 513 385.92	156.44	2 761 051.26	68.90	6 997 445.31	155.26
1994	13 023 166.54	94.48	6 699 667.33	219.26	200 376.00	6.56	3 389 483.46	161.32	2 646 689.54	66.05	7 756 107.79	172.09
1995	14 680 171.44	114.53	7 179 942.00	234.98	147 040.67	4.81	4 363 946.07	206.78	2 532 327.82	63.19	8 818 576.00	195.67
1996	18 210 096.38	147.96	6 869 544.00	224.82	223 637.33	7.32	7 622 020.89	335.22	2 417 966.10	60.34	9 386 835.86	208.27

México: Total País

Evolución histórica de las emisiones de CO₂ y CH₄ por consumo de energía
Emisiones por tipo de combustible y total país

Año	Gas natural		Gasolinas y naftas		Kerosenas		Diesel		Carbón		Gas natural		Total	
	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton	CO ₂ ton	CH ₄ ton
1965	3 923 251.20	123.45	13 433 181.30	3 069.35	5 176 710.33	239.81	8 875 927.13	851.95	12 832 612.00	134.85	10 785 673.80	526.32	67 889 668.58	5 412.06
1966	4 471 805.07	131.90	13 658 683.50	3 227.33	5 245 737.63	247.31	9 296 033.27	928.52	13 253 606.30	125.94	11 359 128.09	560.29	73 344 077.76	5 792.98
1967	4 872 656.80	135.10	15 041 287.80	3 570.48	5 660 815.67	250.62	10 389 553.53	999.85	14 434 645.83	146.20	8 382 742.50	514.08	75 166 713.80	6 196.96
1968	4 948 967.47	144.38	16 113 220.20	3 803.16	5 694 537.95	258.46	11 591 025.27	1 114.49	15 667 678.40	181.60	9 278 154.60	559.96	81 513 644.79	6 696.27
1969	5 376 118.00	153.13	17 653 491.70	4 124.30	5 755 845.33	259.28	12 933 373.20	1 135.57	17 016 720.97	200.44	12 399 558.60	698.42	92 918 430.83	7 304.97
1970	5 837 135.33	163.62	19 088 269.20	4 426.34	5 908 564.93	261.82	14 031 633.73	1 206.63	15 964 302.20	134.56	12 175 495.20	709.55	92 615 943.67	7 582.97
1971	6 327 289.47	174.10	20 480 991.30	4 821.51	6 196 793.90	255.62	14 601 872.40	1 222.82	18 381 945.33	171.38	12 834 614.10	786.59	97 536 557.61	8 087.85
1972	7 192 438.00	193.52	22 396 928.40	5 134.22	6 175 381.30	264.87	15 881 300.20	1 463.13	24 924 058.50	317.28	15 417 345.50	885.33	111 968 754.34	8 921.38
1973	7 993 889.20	211.57	24 789 233.70	5 740.86	6 738 007.83	273.13	18 541 627.13	1 528.91	26 122 236.07	348.74	17 731 134.30	984.49	125 271 738.14	9 857.40
1974	7 724 783.33	200.25	25 276 897.80	5 920.28	7 510 851.33	298.93	22 706 618.00	1 906.43	30 155 283.03	332.20	19 064 799.60	1 002.84	134 326 094.71	10 376.34
1975	7 830 861.87	223.79	25 890 410.70	5 996.88	7 401 432.13	310.79	25 480 933.13	2 255.44	33 493 844.53	326.06	18 704 132.70	1 119.94	143 413 159.79	11 019.75
1976	7 989 979.07	223.42	28 744 877.70	6 473.97	7 937 821.83	323.58	27 954 019.13	2 509.08	38 148 420.20	311.32	18 489 999.00	1 059.12	153 347 091.51	11 677.69
1977	7 999 502.13	219.23	29 150 144.10	6 729.73	8 024 553.33	343.19	28 834 085.20	2 687.47	43 120 062.20	514.52	21 213 232.99	1 166.81	167 039 704.03	12 550.42
1978	8 396 823.13	214.37	31 682 435.40	7 419.72	8 565 964.33	342.96	31 727 789.87	2 950.60	47 077 307.20	476.62	26 982 157.60	1 491.00	189 310 816.09	13 976.81
1979	8 949 790.67	211.17	36 950 136.30	8 623.01	9 693 160.57	375.03	34 219 840.67	3 222.83	44 444 983.73	423.38	36 050 252.70	2 000.72	208 501 174.18	16 004.10
1980	11 506 008.80	256.27	42 110 630.10	9 767.31	10 209 984.03	404.48	38 493 557.67	3 469.87	50 309 609.37	548.23	36 766 257.00	1 983.42	239 438 826.15	17 996.13
1981	12 651 930.33	256.20	47 387 270.30	11 085.69	10 369 037.67	404.00	41 313 423.80	3 785.83	52 342 488.33	590.66	38 602 410.00	2 059.37	249 232 302.13	19 633.99
1982	14 422 905.20	306.17	47 848 808.70	11 336.66	10 843 726.30	400.35	39 145 196.20	3 730.54	56 073 271.10	637.35	45 413 623.39	2 377.86	270 037 639.91	20 420.94
1983	15 253 385.20	396.93	42 939 735.30	9 959.62	9 413 993.70	332.59	32 113 751.27	3 299.09	58 739 635.90	606.63	46 227 397.60	2 386.28	252 352 613.53	18 322.09
1984	16 650 355.80	651.98	42 355 785.60	10 160.55	9 060 344.53	315.33	34 701 492.47	3 390.95	63 771 873.37	683.60	45 767 502.00	2 154.92	263 277 838.40	18 519.04
1985	17 518 028.00	733.22	43 995 105.90	10 221.19	8 719 442.23	275.67	36 306 443.07	3 398.36	67 488 413.30	652.69	49 173 443.20	2 294.78	257 932 440.29	18 509.79
1986	18 248 213.87	694.56	45 319 566.60	10 464.43	8 271 997.07	266.15	34 847 033.47	3 252.95	70 749 013.20	735.76	43 690 231.20	2 144.44	254 087 292.27	18 394.19
1987	18 531 194.60	620.42	47 007 576.00	10 901.22	8 613 397.47	282.44	34 928 284.60	3 189.47	77 063 383.57	752.45	45 665 821.70	2 227.85	269 773 247.06	19 014.80
1988	18 955 128.13	620.53	47 838 067.20	11 321.82	7 878 958.63	259.40	32 131 973.67	3 245.77	78 621 321.90	822.61	44 658 403.00	2 189.64	270 804 197.40	19 524.13
1989	20 304 124.13	646.00	53 380 334.70	12 672.36	8 081 060.17	242.94	34 118 513.73	3 328.04	83 627 099.97	844.11	43 003 567.20	2 128.08	286 704 701.28	21 004.38
1990	20 846 749.73	493.78	63 091 343.70	13 947.65	7 696 846.65	211.73	36 000 325.53	3 580.64	85 788 492.53	904.69	48 019 075.50	2 456.05	283 650 876.14	22 256.93
1991	22 102 722.40	522.62	69 122 869.20	15 011.82	7 631 912.57	202.60	39 870 457.00	3 820.05	81 364 357.87	812.58	51 269 004.00	2 707.98	299 233 596.90	23 728.90
1992	24 062 329.87	569.84	67 953 757.40	15 320.05	8 935 872.37	218.14	41 565 344.53	3 895.10	78 606 622.23	811.19	51 050 046.30	2 607.97	300 623 809.32	24 096.88
1993	25 314 034.00	592.74	67 998 268.80	15 754.79	9 652 011.60	208.29	38 622 285.53	4 004.79	78 472 391.07	797.77	53 028 030.10	2 659.35	305 100 360.60	24 745.69
1994	26 331 379.07	618.94	68 014 900.80	16 125.80	10 170 181.27	227.83	42 685 953.20	4 198.79	89 887 920.10	916.60	57 075 466.80	2 947.01	328 081 491.80	25 754.74
1995	26 347 807.80	622.31	66 332 804.70	15 560.31	8 391 015.23	213.79	39 229 706.27	3 839.08	78 256 108.97	817.39	56 898 695.70	3 032.77	313 272 837.60	24 905.12
1996	27 116 207.67	643.20	67 186 765.80	15 659.54	8 523 554.97	217.04	41 546 437.53	4 076.61	82 034 000.51	839.55	61 427 256.06	3 185.98	332 564 312.44	25 605.86

Fuente: IQM. Cálculo propio con base en datos del Balance Nacional de Energía 1965-1996.

Los factores de emisión empleados corresponden a los representados en las Tablas B.1 y B.2.

Apéndice C

Tabla C.1

Modelo MODEMA

Sectores, subsectores, energéticos, materia prima y emisiones

Sectores	Subsectores	Energéticos
Energético	PEMEX CFE Coquizadoras	Carbón Cruda Condensados Gas no asociado Gas asociado Bagazo de caña Leña Coque GLP Gasolina y nafta Kerosina Diesel Combustóleo Gas Electricidad Uranio Geoenergía Hidrogenaria Eólica
Agropecuario	Agrícola	
Transporte	Autotransporte Aéreo Ferroviario Marítimo Eléctrico	
Residencial	Urbano Rural	
Público y servicios		
Comercial		
Industrial	Petroquímica de PEMEX Siderurgia Química Azúcar Cemento Minería Celulosa y papel Vidrio Fertilizantes Cerveza y malta Aguas embotelladas Construcción Automotriz Hule Aluminio Tabaco Otras ramas	Materia prima Coque Gasolina Kerosina Combustóleo Gas Bagazo de caña Productos no energéticos
		Emisiones CO ₂ CH ₄ CO SO _x NO _x HC Partículas

Tabla C.2

Escenarios económicos y de población

Año	Escenario optimista		Escenario moderado		Escenario poblacional	
	Tasa de crecimiento del PIB por ciento	Tasa de crecimiento de la producción industrial por ciento	Tasa de crecimiento del PIB* por ciento	Tasa de crecimiento de la producción industrial por ciento	Población total	Tasa de crecimiento por ciento
1998	4.8	5.5	3.5	4.0	96 254 388	1.6
1999	5.2	6.0	3.5	4.0	97 744 149	1.5
2000	5.6	6.4	3.5	4.0	99 198 613	1.5
2001	5.6	6.4	3.5	4.0	100 616 110	1.4
2002	5.6	6.4	3.5	4.0	101 995 170	1.4
2003	5.6	6.4	3.5	4.0	103 335 236	1.3
2004	5.6	6.4	3.5	4.0	104 636 532	1.3
2005	5.6	6.4	3.5	4.0	105 900 036	1.2
2006	5.6	6.4	3.5	4.0	107 127 013	1.2
2007	5.6	6.4	3.5	4.0	108 318 165	1.1
2008	5.6	6.4	3.5	4.0	109 522 563	1.1
2009	5.6	6.4	3.5	4.0	110 740 352	1.1
2010	5.6	6.4	3.5	4.0	111 971 681	1.1

Fuente: Los datos de la población se toman de la *Estimación de la Población y Proyecciones de la Población*, México, CONAPO, 1995.

Los datos sobre el crecimiento del PIB se toman de la *Prospectiva del Sector Eléctrico 1998-2007* y *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007*, México, SE, 1998.

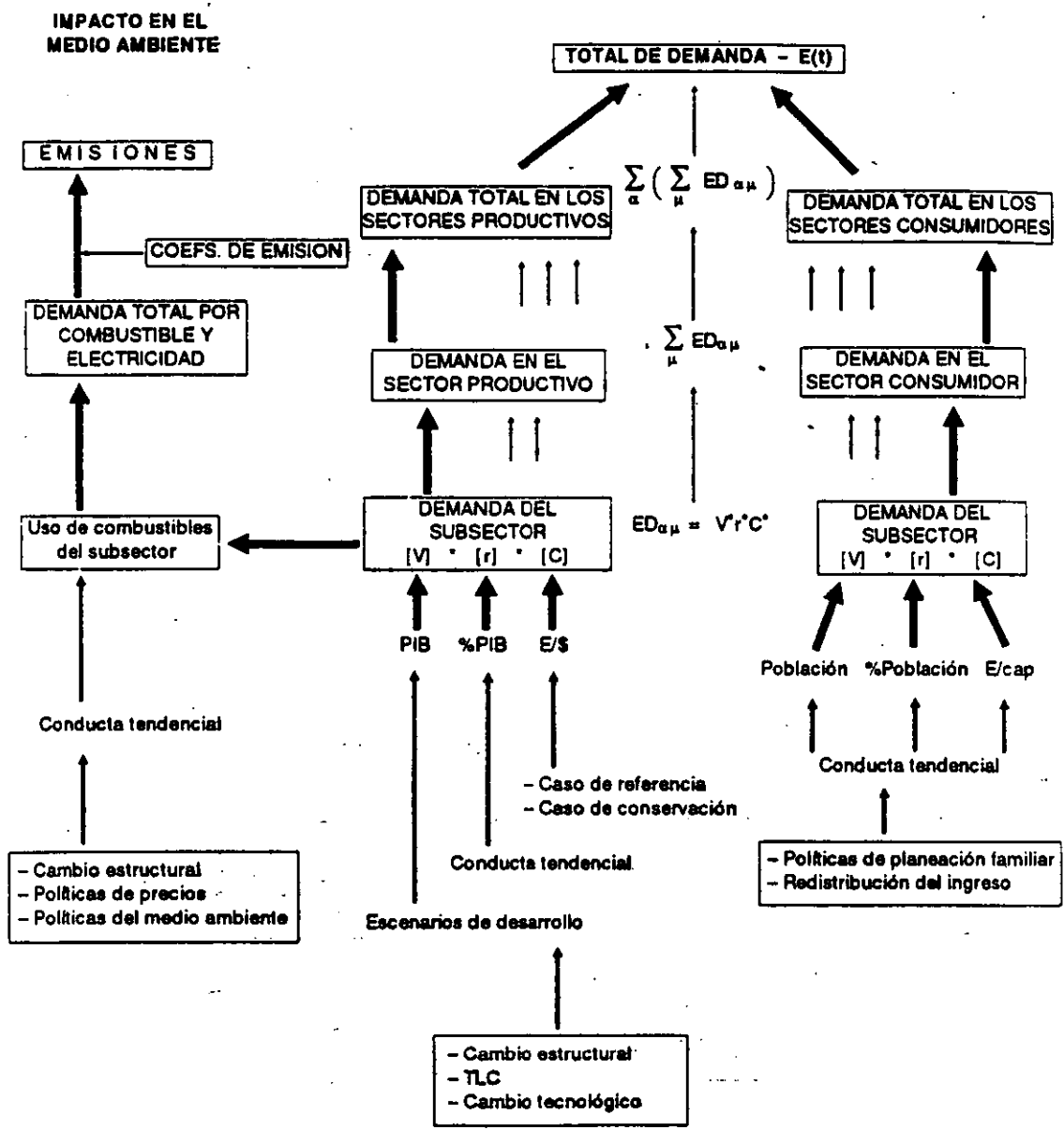
Nota: Los datos para el PIB y población en el área sombreada son estimaciones de los autores.

Tabla C.3

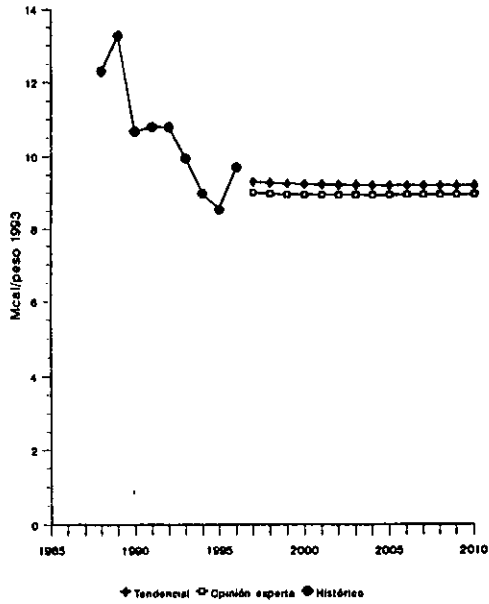
Intensidades energéticas

Sector/subsector	Promedio 1988-1996 <i>kJ/peso de 1993</i>	Intensidades Tendenciales		Intensidades opinión experta
		Crecimiento estimado 1996-2010 <i>por ciento</i>		Crecimiento estimado 1996-2010 <i>por ciento</i>
Energético				
PEMEX	44.20	-5.38		-7.96
CFE.	95.43	1.36		-4.02
Agropecuario (agrícola)	1.71	0.75		-4.51
Comercial	0.40	2.46		-19.79
Público y servicios	0.04	-4.19		-15.08
Industrial				
Petroquímica de PEMEX	192.37	7.33		-10.22
Siderurgia	26.99	1.00		-0.95
Química Básica	4.08	7.18		0.35
Azúcar	55.64	2.31		-10.45
Cemento	23.01	1.69		-11.08
Minería	8.20	27.38		-3.69
Celulosa y Papel	10.80	-1.68		-8.27
Vidrio	8.28	-25.98		-25.98
Fertilizantes	21.00	7.16		-13.99
Malta y Cerveza	2.50	-9.53		-15.84
Aguas Envasadas	1.02	17.89		17.89
Construcción	0.11	-4.38		-4.58
Automotriz	0.38	-10.70		-15.24
Hule	2.28	7.60		-12.13
Aluminio	9.01	-11.74		-15.11
Tabaco	0.20	22.01		1.37
Otros	2.48	27.79		-22.94
Transporte				
Autotransporte	16.36	22.87		4.00
Aéreo	25.90	6.25		6.25
Ferrovial	7.48	-2.29		-20.69
Marítimo	7.75	9.41		-2.83
Eléctrico	3.75	9.63		9.63

Figura 1. MODELO DE DEMANDA ENERGÉTICA
— MEXICO —

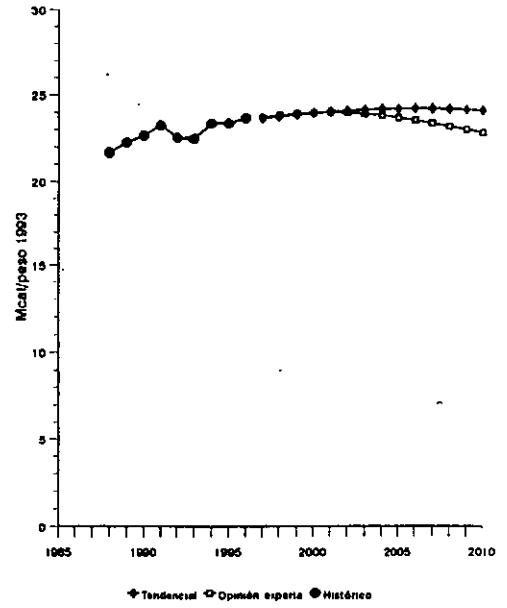


**Figura C.2 México: Intensidades energéticas
Sector petrolero**



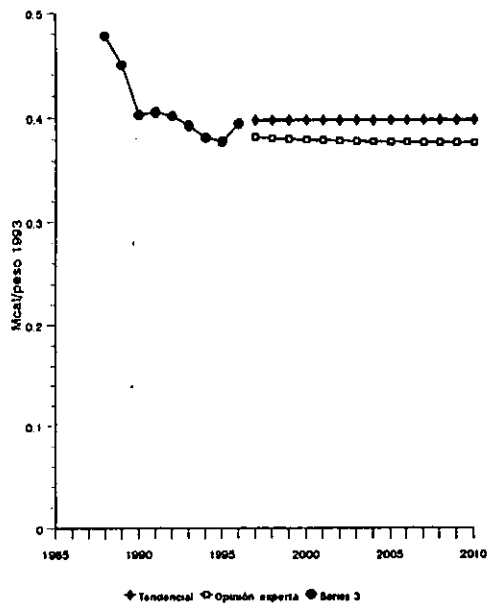
Fuente: JOM, Cálculo propio, PUE-UNAM, Dic. 1998.
Sistema de Cuentas Nacionales, INEGI.
Balance Nacional de Energía 1996, SE, México, 1997.

**Figura C.3 México: Intensidades energéticas
Sector eléctrico**



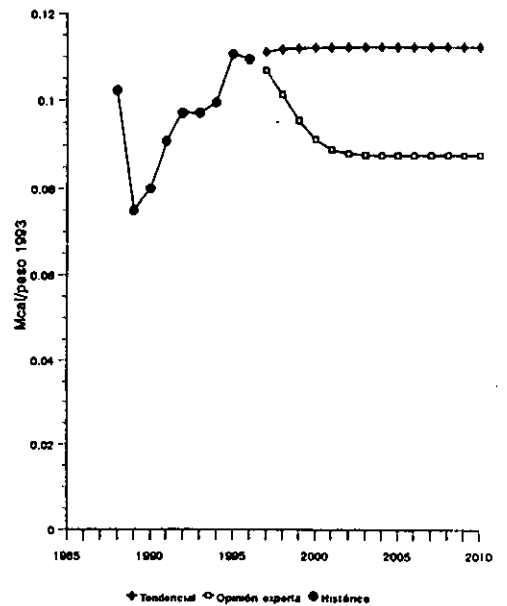
Fuente: JOM, Cálculo propio, PUE-UNAM, Dic. 1998.
Sistema de Cuentas Nacionales, INEGI.
Balance Nacional de Energía 1996, SE, México, 1997.

**Figura C.4 México: Intensidades energéticas
Sector agrícola**



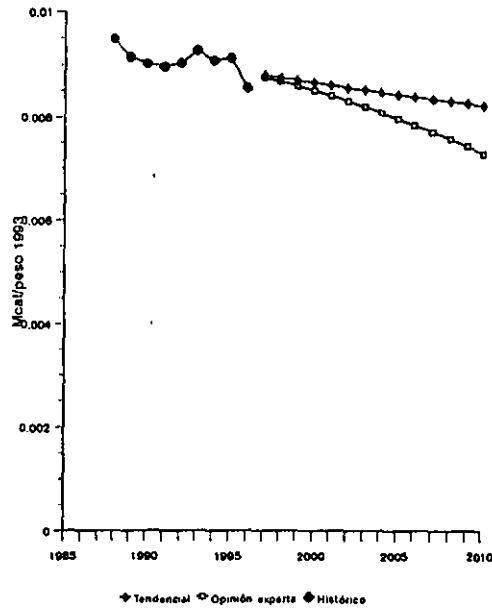
Fuente: JOM, Cálculo propio, PUE-UNAM, Dic. 1998.
Sistema de Cuentas Nacionales, INEGI.
Balance Nacional de Energía 1996, SE, México, 1997.

**Figura C.5 México: Intensidades energéticas
Sector comercial**



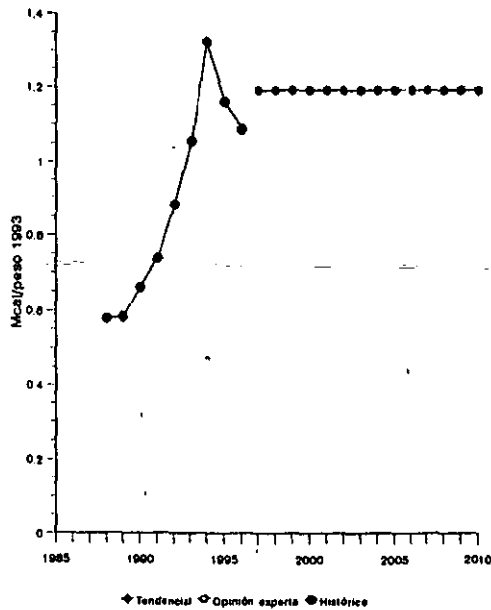
Fuente: JOM, Cálculo propio, PUE-UNAM, Dic. 1998.
Sistema de Cuentas Nacionales, INEGI.
Balance Nacional de Energía 1996, SE, México, 1997.

Figura C.6 México: Intensidades energéticas
Sector público y de servicios



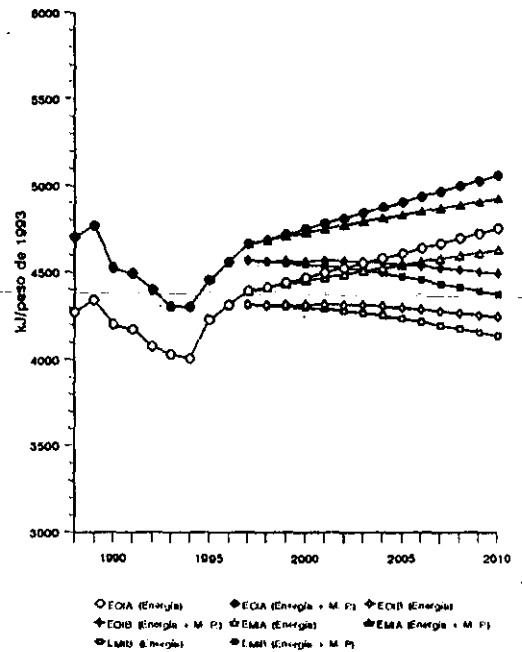
Fuente: JOM, Cálculo propio, PUE UNAM, Dic. 1998.
Sistema de Cuentas Nacionales, INEGI.
Balance Nacional de Energía 1996, SE, México, 1997.

Figura C.28 México: Intensidades energéticas
Subsector transporte eléctrico

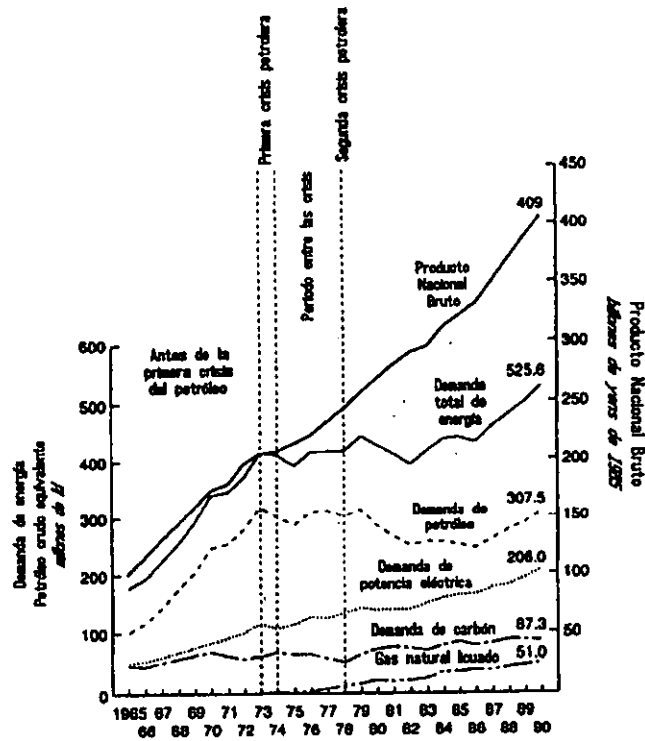


Fuente: JOM, Cálculo propio, PUE UNAM, Dic. 1998.
Sistema de Cuentas Nacionales, INEGI.
Balance Nacional de Energía 1996, SE, México, 1997.

Figura C.29 México: Intensidad energética 1988-2010



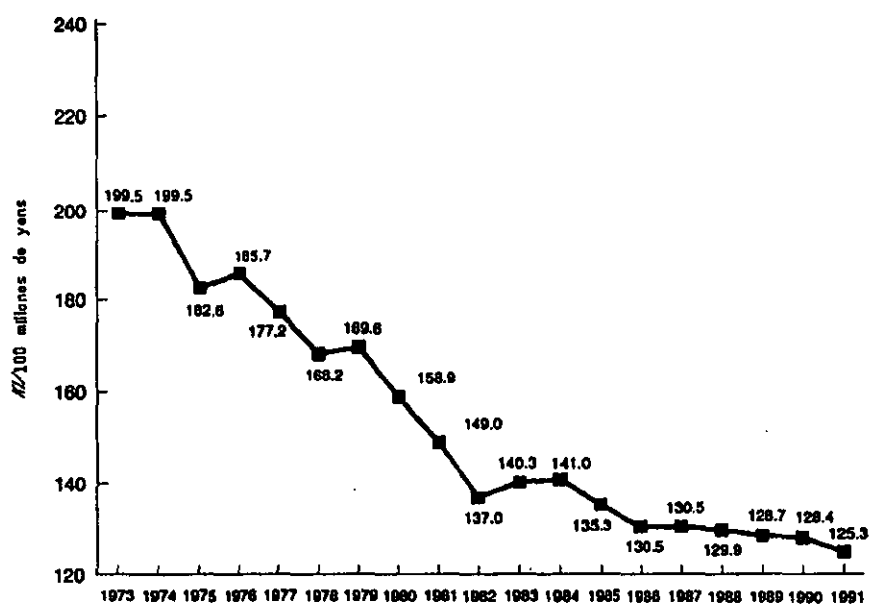
Fuente: JOM, Cálculo propio, PUE UNAM, Dic. 1998.
Balance Nacional de Energía 1996, SE, México, 1997.
Sistema de Cuentas Nacionales, INEGI.



Año fiscal	1965-73	1974-75	1976-79	1980-82	1983-90
Tasa de crecimiento económico	9.1%	1.9%	4.8%	3.3%	4.5%
Tasa promedio anual de crecimiento de la demanda de energía	11.1%	- 2.5%	2.9%	- 3.8%	3.7%

Fuente: Estadísticas de producción, oferta y demanda. Cuartas rectructuradas. Partió de la oferta y demanda de potencia eléctrica.

Figura C.30 Japón: Producto nacional bruto y demanda de energía.



Año fiscal	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Índice	100.0	91.5	93.1	88.8	84.3	85.0	79.6	74.7	68.7	70.4	70.7	67.8	65.4	65.4	65.1	64.5	64.4	62.8

Figura C.31 Japón: Cambios en el consumo de energía por unidad de producto nacional bruto.

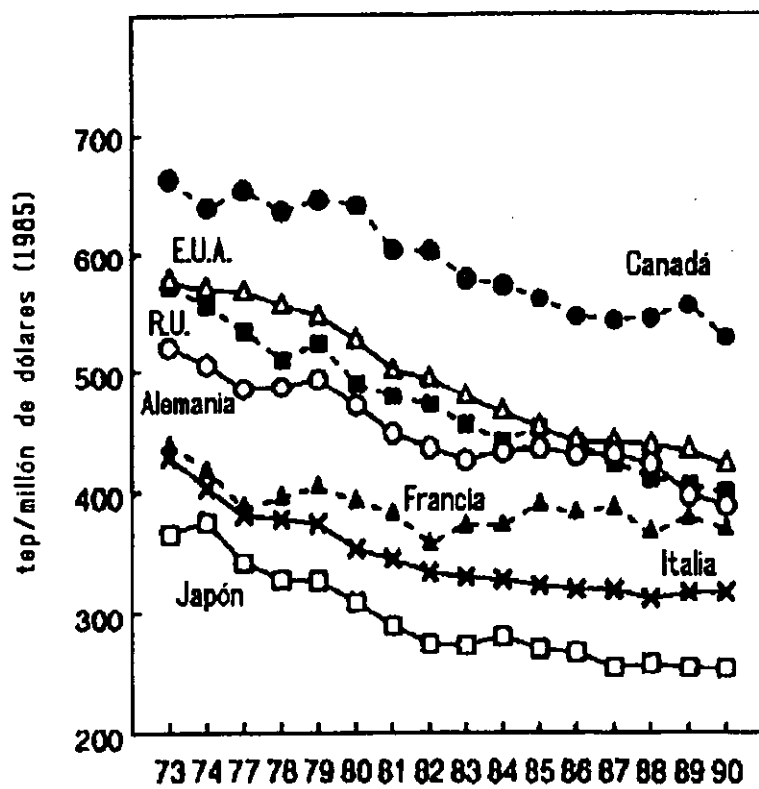


Figura C.32 Japón: Consumo de energía por unidad de producto nacional bruto.

Apéndice D

Tabla D.1

Previsión estructural de los sectores productivos
Escenario optimista
por ciento

Año	PEMEX	CFE	Agropecuario	Industrial	Transporte	Comercial	Público y Servicios
1996	1.4166	1.3309	4.8302	24.7473	7.1407	20.4541	40.0802
1997	1.3992	1.3150	4.5750	25.3518	7.2989	20.9933	39.0668
1998	1.4117	1.3110	4.5568	25.5179	7.3466	20.9099	38.9460
1999	1.4239	1.3098	4.5355	25.7111	7.4029	20.8118	38.8050
2000	1.4440	1.3075	4.5131	25.9002	7.4667	20.7093	38.6592
2001	1.4645	1.3050	4.4907	26.0899	7.5306	20.6063	38.5130
2002	1.4852	1.3026	4.4682	26.2802	7.5949	20.5029	38.3661
2003	1.5062	1.3001	4.4455	26.4711	7.6593	20.3992	38.2187
2004	1.5275	1.2975	4.4229	26.6625	7.7239	20.2951	38.0707
2005	1.5491	1.2949	4.4001	26.8544	7.7887	20.1906	37.9222
2006	1.5710	1.2922	4.3772	27.0469	7.8537	20.0858	37.7732
2007	1.5932	1.2895	4.3543	27.2399	7.9189	19.9806	37.6237
2008	1.6157	1.2867	4.3313	27.4333	7.9843	19.8751	37.4736
2009	1.6385	1.2838	4.3083	27.6273	8.0499	19.7692	37.3231
2010	1.6616	1.2809	4.2851	27.8217	8.1156	19.6630	37.1728

Tabla D.2

Previsión estructural de los sectores productivos
Escenario moderado
por ciento

Año	PEMEX	CFE	Agropecuario	Industrial	Transporte	Comercial	Público y Servicios
1996	1.4166	1.3309	4.8302	24.7473	7.1407	20.4541	40.0802
1997	1.3992	1.3150	4.5750	25.3518	7.2989	20.9933	39.0668
1998	1.3934	1.3086	4.5613	25.4459	7.3695	20.9306	38.9907
1999	1.3876	1.3023	4.5476	25.5400	7.4406	20.8675	38.9143
2000	1.3821	1.2959	4.5338	25.6341	7.5122	20.8042	38.8376
2001	1.3768	1.2897	4.5198	25.7297	7.5848	20.7398	38.7595
2002	1.3717	1.2834	4.5057	25.8253	7.6578	20.6751	38.6810
2003	1.3668	1.2772	4.4913	25.9223	7.7319	20.6093	38.6013
2004	1.3619	1.2710	4.4769	26.0192	7.8064	20.5432	38.5213
2005	1.3573	1.2648	4.4625	26.1161	7.8815	20.4768	38.4409
2006	1.3528	1.2587	4.4478	26.2145	7.9576	20.4094	38.3593
2007	1.3485	1.2526	4.4330	26.3128	8.0342	20.3416	38.2774
2008	1.3444	1.2465	4.4180	26.4125	8.1118	20.2728	38.1941
2009	1.3403	1.2405	4.4029	26.5121	8.1899	20.2037	38.1106
2010	1.3364	1.2344	4.3878	26.6116	8.2686	20.1343	38.0268

Tabla D.3

Previsión estructural de los subsectores industriales
Escenario optimista
por ciento

Año	Petroquímica PEMEX	Siderurgia	Química	Azúcar	Cemento	Minería	Celulosa y papel	Vidrio	Fertilizantes
1996	0.2343	0.7671	2.5152	0.2189	0.3605	0.5738	0.4536	0.3529	0.0539
1997	0.2299	0.7863	2.5779	0.2244	0.3695	0.5587	0.4649	0.3617	0.0553
1998	0.2316	0.7921	2.5972	0.2261	0.3723	0.5650	0.4684	0.3644	0.0557
1999	0.2338	0.7997	2.6221	0.2282	0.3759	0.5704	0.4729	0.3679	0.0562
2000	0.2358	0.8066	2.6447	0.2302	0.3791	0.5810	0.4769	0.3711	0.0567
2001	0.2379	0.8135	2.6673	0.2322	0.3824	0.5918	0.4810	0.3743	0.0572
2002	0.2399	0.8204	2.6901	0.2341	0.3856	0.6027	0.4851	0.3774	0.0577
2003	0.2419	0.8274	2.7129	0.2361	0.3889	0.6138	0.4892	0.3806	0.0582
2004	0.2440	0.8344	2.7358	0.2381	0.3922	0.6251	0.4934	0.3839	0.0587
2005	0.2460	0.8414	2.7587	0.2401	0.3955	0.6366	0.4975	0.3871	0.0591
2006	0.2481	0.8484	2.7818	0.2421	0.3988	0.6482	0.5017	0.3903	0.0596
2007	0.2501	0.8555	2.8048	0.2441	0.4021	0.6600	0.5058	0.3935	0.0601
2008	0.2522	0.8625	2.8280	0.2461	0.4054	0.6720	0.5100	0.3968	0.0606
2009	0.2543	0.8696	2.8512	0.2482	0.4087	0.6942	0.5142	0.4001	0.0611
2010	0.2563	0.8767	2.8745	0.2502	0.4121	0.6966	0.5184	0.4033	0.0616

Año	Cerveza y malta	Aguas envasadas	Construcción	Automotriz	Hule	Aluminio	Tabaco	Otras ramas	Total
1996	0.4321	0.6492	4.3383	1.3625	0.1651	0.0422	0.1904	12.0472	24.7473
1997	0.4429	0.6654	4.4628	1.3965	0.1692	0.0433	0.1952	12.3479	25.3518
1998	0.4462	0.6703	4.4706	1.4070	0.1705	0.0436	0.1966	12.4402	25.5179
1999	0.4505	0.6768	4.4624	1.4205	0.1721	0.0440	0.1985	12.5593	25.7111
2000	0.4543	0.6826	4.4628	1.4327	0.1736	0.0444	0.2002	12.6675	25.9002
2001	0.4582	0.6884	4.4630	1.4450	0.1751	0.0448	0.2020	12.7760	26.0899
2002	0.4621	0.6943	4.4630	1.4573	0.1766	0.0451	0.2037	12.8850	26.2802
2003	0.4661	0.7002	4.4628	1.4696	0.1781	0.0455	0.2054	12.9942	26.4711
2004	0.4700	0.7061	4.4625	1.4820	0.1796	0.0459	0.2071	13.1039	26.6625
2005	0.4739	0.7120	4.4619	1.4945	0.1811	0.0463	0.2089	13.2138	26.8544
2006	0.4779	0.7180	4.4611	1.5070	0.1826	0.0467	0.2106	13.3241	27.0469
2007	0.4819	0.7239	4.4601	1.5195	0.1841	0.0471	0.2124	13.4348	27.2399
2008	0.4858	0.7299	4.4589	1.5320	0.1856	0.0475	0.2141	13.5457	27.4333
2009	0.4898	0.7359	4.4576	1.5446	0.1872	0.0479	0.2159	13.6569	27.6273
2010	0.4938	0.7419	4.4560	1.5572	0.1887	0.0482	0.2176	13.7684	27.8217

Tabla D.4

Previsión estructural de los subsectores industriales
Escenario moderado
por ciento

Año	Petroquímica PEMEX	Siderurgia	Química	Azúcar	Cemento	Minería	Celulosa y papel	Vidrio	Fertilizantes
1996	0.2243	0.7671	2.5152	0.2189	0.3605	0.5738	0.4536	0.3529	0.0539
1997	0.2299	0.7863	2.5779	0.2244	0.3695	0.5587	0.4649	0.3617	0.0553
1998	0.2310	0.7901	2.5904	0.2255	0.3713	0.5545	0.4671	0.3635	0.0555
1999	0.2321	0.7939	2.6029	0.2266	0.3731	0.5503	0.4694	0.3652	0.0558
2000	0.2332	0.7977	2.6154	0.2276	0.3749	0.5462	0.4716	0.3670	0.0561
2001	0.2344	0.8015	2.6280	0.2287	0.3767	0.5423	0.4739	0.3687	0.0563
2002	0.2355	0.8054	2.6406	0.2298	0.3785	0.5384	0.4762	0.3705	0.0566
2003	0.2366	0.8093	2.6534	0.2309	0.3804	0.5347	0.4785	0.3723	0.0569
2004	0.2378	0.8132	2.6661	0.2321	0.3822	0.5310	0.4808	0.3741	0.0572
2005	0.2389	0.8170	2.6789	0.2332	0.3840	0.5274	0.4831	0.3759	0.0574
2006	0.2401	0.8210	2.6918	0.2343	0.3859	0.5240	0.4854	0.3777	0.0577
2007	0.2412	0.8249	2.7047	0.2354	0.3877	0.5206	0.4878	0.3795	0.0580
2008	0.2424	0.8289	2.7178	0.2366	0.3896	0.5173	0.4901	0.3813	0.0583
2009	0.2435	0.8329	2.7309	0.2377	0.3915	0.5141	0.4925	0.3832	0.0585
2010	0.2447	0.8369	2.7439	0.2388	0.3933	0.5109	0.4948	0.3850	0.0588

Año	Cerveza y malta	Aguas envasadas	Construcción	Automotriz	Hule	Aluminio	Tabaco	Otras ramas	Total
1996	0.4321	0.6492	4.3383	1.3625	0.161	0.0422	0.1904	12.0472	24.7473
1997	0.4429	0.6654	4.4628	1.3965	0.1692	0.0433	0.1952	12.3479	25.3518
1998	0.4450	0.6686	4.4628	1.4033	0.1700	0.0435	0.1961	12.4077	25.4459
1999	0.4472	0.6718	4.4627	1.4101	0.1709	0.0437	0.1971	12.4674	25.5400
2000	0.4493	0.6750	4.4626	1.4168	0.1717	0.0439	0.1980	12.5271	25.6341
2001	0.4515	0.6783	4.4626	1.4237	0.1725	0.0441	0.1990	12.5876	25.7297
2002	0.4536	0.6815	4.4624	1.4305	0.1733	0.0443	0.1999	12.6481	25.8253
2003	0.4558	0.6848	4.4625	1.4374	0.1742	0.0445	0.2009	12.7092	25.9223
2004	0.4580	0.6881	4.4624	1.4443	0.1750	0.0447	0.2019	12.7704	26.0192
2005	0.4602	0.6914	4.4622	1.4512	0.1758	0.0450	0.2028	12.8315	26.1161
2006	0.4624	0.6948	4.4621	1.4582	0.1767	0.0452	0.2038	12.8934	26.2145
2007	0.4647	0.6981	4.4620	1.4652	0.1775	0.0454	0.2048	12.9553	26.3128
2008	0.4669	0.7015	4.4620	1.4723	0.1784	0.0456	0.2058	13.0168	26.4125
2009	0.4691	0.7048	4.4619	1.4794	0.1793	0.0458	0.2068	13.0803	26.5121
2010	0.4714	0.7082	4.4616	1.4864	0.1801	0.0460	0.2078	13.1428	26.6116

Tabla D.5

Escenarios económicos y de población

Año	Escenario optimista		Escenario moderado		Escenario poblacional	
	Tasa de crecimiento del PIB <i>por ciento</i>	Tasa de crecimiento de la producción industrial <i>por ciento</i>	Tasa de crecimiento del PIB* <i>por ciento</i>	Tasa de crecimiento de la producción industrial <i>por ciento</i>	Población total	Tasa de crecimiento <i>por ciento</i>
1998	4.8	5.5	3.5	4.0	96 254 388	1.6
1999	5.2	6.0	3.5	4.0	97 744 149	1.5
2000	5.6	6.4	3.5	4.0	99 198 613	1.5
2001	5.6	6.4	3.5	4.0	100 616 110	1.4
2002	5.6	6.4	3.5	4.0	101 995 170	1.4
2003	5.6	6.4	3.5	4.0	103 335 236	1.3
2004	5.6	6.4	3.5	4.0	104 636 532	1.3
2005	5.6	6.4	3.5	4.0	105 900 036	1.2
2006	5.6	6.4	3.5	4.0	107 127 013	1.2
2007	5.6	6.4	3.5	4.0	108 318 165	1.1
2008	5.6	6.4	3.5	4.0	109 522 563	1.1
2009	5.6	6.4	3.5	4.0	110 740 352	1.1
2010	5.6	6.4	3.5	4.0	111 971 681	1.1

Fuente: Los datos de la población se toman de la *Estimación de la Población y Proyecciones de la Población*, México, CONAPO, 1995.

Los datos sobre el crecimiento del PIB se toman de la *Prospectiva del Sector Eléctrico 1998-2007* y

Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007, México, SE, 1998.

Nota: Los datos para el PIB y población en el área sombreada son estimaciones de los autores.

Tabla D.6

Balance Oferta-Demanda de gas natural 1998-2007

Escenario optimista

millones de pies cúbicos diarios

Demanda	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TCPA*
Eléctrico	562.1	714.5	1 041.4	1 597.2	1 802.5	1 956.9	2 194.2	2 431.3	2 671.6	2 928.7	20.1
PEMEX	484.9	526.7	625.5	927.0	973.5	985.8	997.2	1 047.5	1 058.5	1 065.4	9.1
Refinación	226.7	226.9	302.2	584.8	617.4	620.4	628.2	636.2	642.9	638.6	12.2
PGPB	256.9	298.6	322.2	341.0	354.9	364.2	367.8	410.0	414.4	425.6	5.8
Corporativo	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	0.0
PEP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industrial	1 646.0	1 780.0	1 845.0	1 942.8	2 052.1	2 196.7	2 293.9	2 393.3	2 501.1	2 620.4	6.0
Industrial	1 082.2	1 144.9	1 215.3	1 295.8	1 388.3	1 482.2	1 575.1	1 674.8	1 781.6	1 896.2	7.3
Petroquímica	563.8	635.1	629.7	647.0	663.8	714.5	718.8	718.5	719.5	724.2	2.8
Residencial y Comercial	86.7	103.7	120.6	145.7	189.7	249.1	315.6	371.0	410.1	437.0	19.7
Transporte vehicular	0.0	3.4	14.4	26.4	41.6	59.6	77.9	97.1	120.4	158.8	61.7
Demanda total	2 779.6	3 128.2	3 647.0	4 639.1	5 059.3	5 448.0	5 878.7	6 340.2	6 761.7	7 210.2	11.2
Oferta neta	2 981.0	3 480.0	3 842.8	3 897.9	4 092.8	4 285.4	4 492.0	4 702.2	4 779.1	4 762.7	5.3
Saldo	201.4	351.8	195.8	-741.2	-966.5	-1 162.6	-1 386.7	-1 638.0	-1 982.6	-2 447.5	-
Importaciones por logística	-141.8	-202.6	-284.1	-353.2	-416.8	-441.9	-501.9	-541.7	-601.0	-655.5	18.5
Comercio exterior	-	-	-	-388.0	-549.7	-720.7	-884.8	-1 096.3	-1 381.6	-1 792.0	-
Oferta/Demanda (%)	107.2	111.2	105.4	84.0	80.9	78.7	76.4	74.2	70.7	66.1	-

* Tasa de Crecimiento Promedio Anual.

Tabla D.7

Balance Oferta-Demanda de gas natural 1998-2007

Escenario moderado

millones de pies cúbicos diarios

Demanda	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TCPA*
Eléctrico	562.1	671.4	930.7	1 283.3	1 455.8	1 570.2	1 778.4	1 969.0	2 095.4	2 267.4	16.8
PEMEX	484.9	526.7	625.5	927.0	973.5	985.8	997.2	1 047.5	1 058.5	1 065.4	9.1
Refinación	226.7	226.9	302.2	584.8	617.4	620.4	628.2	636.2	642.9	638.6	12.2
PGPB	256.9	298.6	322.2	341.0	354.9	364.2	367.8	410.0	414.4	425.6	5.8
Corporativo	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	0.0
PEP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industrial	1 635.9	1 751.2	1 790.0	1 860.5	1 937.9	2 047.5	2 106.3	2 162.2	2 221.0	2 286.1	4.3
Residencial y Comercial	86.6	103.6	120.4	145.2	188.0	240.0	301.7	351.8	385.8	408.1	18.8
Transporte vehicular	0.0	3.4	14.4	26.4	41.6	59.6	77.9	97.1	120.4	158.8	61.7
Demanda total	2 769.5	3 056.3	3 481.0	4 242.4	4 596.8	4 903.1	5 261.5	5 627.6	5 881.1	6 185.8	9.3
Oferta neta	2 891.0	3 480.0	3 842.8	3 897.9	4 092.8	4 285.4	4 492.0	4 702.2	4 779.1	4 762.7	5.3
Saldo	211.5	423.7	361.8	-344.5	-504.0	-617.7	-769.5	-925.4	-1 102.0	-1 423.1	-
Importaciones por logística	-141.8	-202.6	-284.1	-353.2	-416.8	-441.9	-501.9	-541.7	-601.0	-655.5	18.5
Comercio exterior	-	-	-	8.7	-87.2	-175.8	-267.6	-383.7	-501.0	-767.6	-
Oferta/Demanda (%)	107.6	113.9	110.4	91.9	89.0	87.4	85.4	83.6	81.3	77.0	-

* Tasa de Crecimiento Promedio Anual.

Tabla D.8

Estimación de las ventas totales por grupos de usuarios (GWh)
Escenario optimista

Grupos de usuarios	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Residencial	31 222	33 256	35 595	37 600	38 246	40 688	42 111	43 369	44 584	45 661
Incremento (%)	5.33	6.51	7.03	5.63	4.38	3.67	3.50	2.99	2.80	2.42
Comercial	10 333	10 849	11 608	12 394	13 157	13 912	14 568	15 235	15 925	16 640
Incremento (%)	4.67	4.99	7.00	6.77	6.16	5.74	4.72	4.58	4.53	4.49
Servicios	5 232	5 350	5 499	5 684	5 907	6 169	6 456	6 768	7 107	7 471
Incremento (%)	2.39	2.26	2.79	3.36	3.92	4.44	4.65	4.83	5.01	5.12
Total desarrollo normal*	46 787	49 455	52 702	5 5678	58 310	60 769	63 135	65 372	67 616	69 772
incremento (%)	4.85	5.70	6.57	5.65	4.73	4.22	3.89	3.54	3.43	3.19
Empresa mediana	45 326	48 268	51 341	5 4945	58 851	62 929	67 290	71 930	76 912	82 235
Incremento (%)	6.33	6.49	6.37	7.02	7.11	6.93	6.93	6.90	6.93	6.92
Gran industria	39 408	42 054	44 458	47 517	50 683	53 987	57 418	61 400	65 721	70 219
Incremento (%)	11.47	6.71	5.72	6.88	6.66	6.52	6.36	6.94	7.04	6.84
Total industria	84 734	90 322	95 799	102 462	109 534	116 916	124 708	133 330	142 633	152 454
Incremento (%)	8.66	6.59	6.06	6.96	6.90	6.74	6.66	6.91	6.98	6.89
Bombeo agrícola	7 739	7 791	7 821	7 850	7 875	7 900	7 925	8 050	8 177	8 304
Incremento (%)	1.15	0.67	0.39	0.37	0.32	0.32	0.32	1.58	1.58	1.55
Total nacional	139 260	147 568	156 322	165 990	175 719	185 585	195 768	206 752	218 427	230 530
Incremento (%)	6.91	5.97	5.93	6.18	5.86	5.61	5.49	5.61	5.65	5.54
Exportación	46	83	83	83	115	115	115	115	115	115
Incremento (%)	-86.83	80.43	0.00	0.00	38.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	139 306	147 651	156 405	166 073	175 834	185 700	195 883	206 867	218 542	230 645
Incremento (%)	6.67	5.99	5.93	6.18	5.88	5.61	5.48	5.61	5.64	5.54

* Desarrollo normal: Conjunto de demandas individuales relativamente pequeñas que dependen en gran medida del crecimiento demográfico.

Tabla D.12

Proyecciones de la demanda total de energía
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

	Escenario optimista						Escenario moderado					
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Demanda PJ	Quinquenio	Tasa %	Demanda PJ	Quinquenio	Tasa %	Demanda PJ	Quinquenio	Tasa %	Demanda PJ	Quinquenio	Tasa %
Oferta interna												
1996	5 902.29	1996-2000	6.73	5 902.29	1996-2000	5.67	5 902.29	1996-2000	5.32	5 902.29	1996-2000	4.29
2000	7 658.99	2000-2005	6.29	7 359.83	2000-2005	5.53	7 261.77	2000-2005	3.95	6 981.28	2000-2005	3.19
2005	10 391.54	2005-2010	6.29	9 632.34	2005-2010	5.38	8 787.33	2005-2010	3.90	8 191.11	2005-2010	2.01
2010	14 100.60	1996-2010	6.42	12 516.57	1996-2010	5.52	10 673.45	1996-2010	4.32	9 475.56	1996-2010	3.44
Transformación												
1996	1 841.56	1996-2000	5.03	1 841.56	1996-2000	5.00	1 841.56	1996-2000	3.11	1 841.56	1996-2000	3.08
2000	2 241.06	2000-2005	5.99	2 238.48	2000-2005	6.03	2 081.73	2000-2005	2.89	2 079.21	2000-2005	2.96
2005	2 997.23	2005-2010	5.78	2 999.70	2005-2010	5.84	2 397.24	2005-2010	2.69	2 428.32	2005-2010	2.75
2010	3 969.81			3 984.16			2 741.18			2 755.18		
Uso final												
1996	3 740.47	1996-2000	7.35	3 740.47	1996-2000	5.99	3 740.47	1996-2000	6.19	3 740.47	1996-2000	4.85
2000	4 967.43	2000-2005	6.38	4 720.09	2000-2005	5.27	4 755.97	2000-2005	4.37	4 520.42	2000-2005	3.31
2005	6 768.32	2005-2010	6.48	6 103.26	2005-2010	5.14	5 863.84	2005-2010	4.36	5 320.78	2005-2010	3.13
2010	9 263.82			7 839.80			7 289.88			6 207.44		
Materia prima												
1996	319.90	1996-2000	8.94	319.90	1996-2000	5.83	319.90	1996-2000	7.30	319.90	1996-2000	4.51
2000	450.48	2000-2005	6.80	401.26	2000-2005	5.70	424.07	2000-2005	4.27	381.66	2000-2005	2.98
2005	625.98	2005-2010	6.73	529.37	2005-2010	5.52	522.79	2005-2010	4.21	442.02	2005-2010	3.02
2010	866.97			692.62			642.39			512.94		

Proyecciones de la demanda diaria de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Escenario optimista: EOIA1

Intensidades Tendenciales

Año	Carbón	Petróleo	Condensados	Gas no	Gas	Bagazo	Leña	Coque	Gas	Gasolina	Kerosinas	Diesel	Combustible	Gas	Elec-
	Crudo			asociado	asociado	de caña			licuado	y naftas			óleo	natural	tricidad
	miles t/día	miles b/día	miles b/día	miles pc/día	miles pc/día	miles t/día	miles t/día	miles t/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles pc/día	GWh/día
1996	27.36	44.17	2.12	330790.19	107981.31	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	2,880,060.35	416.40
2000	33.83	53.43	2.56	434997.59	130623.39	43.37	49.00	11.85	320.10	726.27	78.97	369.12	571.79	3,729,667.36	531.21
2005	44.68	74.95	3.60	610405.99	183254.14	59.41	51.53	16.37	369.30	1048.49	107.76	524.02	762.20	5,158,960.89	713.75
2007	49.76	85.92	4.12	698383.89	210077.19	67.38	52.29	18.64	391.53	1213.49	122.08	602.47	852.94	5,869,957.01	802.68
2010	58.26	105.89	5.06	853815.90	258030.79	81.39	53.26	22.65	428.93	1509.85	147.27	742.12	1007.12	7,118,440.87	956.70

Escenario optimista: EOIB1

Intensidades opinión experta

1996	27.36	44.17	2.12	330790.19	107981.31	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	2,880,060.35	416.4
2000	33.75	51.72	2.48	420393.22	126460.22	39.9	49	11.77	309.33	682.09	78.49	349.35	560.1	3,577,015.52	513.23
2005	43.69	72.79	3.49	552262.72	177971.76	52.75	51.53	16.14	349	935.07	106.95	470.15	731.01	4,753,609.83	641.24
2007	48.08	83.51	4.01	607370.34	204184.34	59.41	52.29	18.2	366.17	1060.85	121.06	527.78	808.92	5,292,389.32	690.27
2010	55.34	102.66	4.92	699778.38	251001.95	71.24	53.26	21.82	394.14	1281.96	145.86	627.62	940.41	6,218,691.75	768.07

Escenario moderado: EMIA1

Intensidades Tendenciales

1996	27.36	44.17	2.12	330790.19	107981.31	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	2,880,060.35	416.4
2000	31.82	48.7	2.34	408152.75	119067.41	40.84	49	11.12	314.36	695.18	75.25	351.62	537.9	3,483,955.57	505.56
2005	37.18	56.56	2.71	502968.51	138287.87	49.69	51.53	13.54	346.51	911.3	92.43	449.97	634.23	4,198,905.17	611.56
2007	39.42	60.15	2.89	545916.19	147057.91	53.74	52.29	14.65	359.44	1014.86	100.38	496.36	675.63	4,520,297.00	658.16
2010	42.87	66.04	3.17	616258.14	161464.87	60.45	53.26	16.49	379.47	1191.89	113.65	574.67	740.79	5,043,472.90	733

Escenario moderado: EMIB1

Intensidades opinión experta

1996	27.36	44.17	2.12	330790.19	107981.31	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	2,880,060.35	416.40
2000	31.75	47.15	2.26	394344.5	115272.41	37.57	49	11.05	304.08	652.88	74.8	332.12	527.04	3,340,712.80	488.38
2005	36.37	54.93	2.63	454409.26	134300.91	44.12	51.53	13.35	329.02	812.53	91.78	403.47	608.04	3,862,604.64	550.27
2007	38.09	58.46	2.8	474121.64	142932.5	47.38	52.29	14.32	338.62	886.87	99.61	434.59	640.49	4,065,946.97	568.34
2010	40.72	64.24	3.08	504443.53	157066.73	52.91	53.26	15.95	352.83	1011.37	112.66	485.87	691.42	4,389,764.85	594.07

Tabla D.13
Sector petrolero
Proyecciones de la demanda total de energía
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Año	Escenario optimista: EOIA1											
	Intensidades Tendenciales											
	Carbón	Petróleo Crudo	Condensados	Gas no asociado	Gas asociado	Coque	Gas licuado	Gasolina y naftas	Kerosinas	Diesel	Combustóleo	Gas natural
millón ton	millón bl	millón bl	millón pc	millón pc	millón ton	millón bl	millón bl	millón bl	millón bl	millón bl	millón bl	millón pc
1996	1	16.12	0.77	22364.95	39413.18	0.04	6.56	4.55	3.24	6.82	15.23	330721.59
2000	1.21	19.5	0.94	27054.81	47677.54	0.05	7.94	5.5	3.91	8.25	18.42	400070.08
2005	1.7	27.36	1.31	37955.24	66887.76	0.06	11.14	7.72	5.49	11.58	25.84	561265.51
2007	1.95	31.36	1.5	43510.93	76678.17	0.07	12.77	8.85	6.3	13.27	29.62	643416.29
2010	2.39	38.65	1.85	53442.87	94181.24	0.09	15.68	10.87	7.73	16.3	38.39	790288.27
Escenario optimista: EOIB1												
Intensidades opinión experta												
1996	1	16.12	0.77	22364.95	39413.18	0.04	6.56	4.55	3.24	6.82	15.23	330721.59
2000	1.17	18.88	0.91	26192.36	46157.98	0.04	7.68	5.33	3.79	7.99	17.83	387319.11
2005	1.65	26.57	1.27	36861.36	64959.69	0.06	10.81	7.5	5.33	11.25	25.1	545084.47
2007	1.89	30.48	1.46	42290.18	74527.28	0.07	12.41	8.6	6.12	12.9	28.79	625367.65
2010	2.33	37.47	1.8	51987.35	91615.71	0.09	15.25	10.57	7.52	15.86	35.4	768761.15
Escenario moderado: EMIA1												
Intensidades Tendenciales												
1996	1	16.12	0.77	22364.95	39413.18	0.04	6.56	4.55	3.24	6.82	15.23	330721.59
2000	1.1	17.78	0.85	24660.93	43459.6	0.04	7.24	5.02	3.57	7.52	16.79	364674.93
2005	1.28	20.64	0.99	28642.04	50475.07	0.05	8.4	5.82	4.14	8.74	19.5	423544.11
2007	1.36	21.95	1.05	30458.47	53676.14	0.05	8.94	6.19	4.41	9.29	20.74	450403.13
2010	1.5	24.1	1.16	33442.44	58934.68	0.06	9.81	6.8	4.84	10.2	22.77	494528.51
Escenario moderado: EMIB1												
Intensidades opinión experta												
1996	1	16.12	0.77	22364.95	39413.18	0.04	6.56	4.55	3.24	6.82	15.23	330721.59
2000	1.07	17.21	0.83	23875.13	42074.43	0.04	7	4.86	3.45	7.06	16.26	353052.29
2005	1.25	20.05	0.96	27816.43	49019.83	0.05	8.16	5.66	4.03	8.49	18.94	411333.72
2007	1.33	21.34	1.02	29603.83	52170.36	0.05	8.69	6.02	4.28	9.03	20.16	437769.04
2010	1.46	23.45	1.12	32531.25	57329.36	0.05	9.54	6.62	4.71	9.93	22.15	481057.47

Continuación Tabla D.13

Proyecciones de la demanda total de energía por día
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Año	Escenario optimista: EOIA1											
	Intensidades Tendenciales											
	Carbón	Petróleo Crudo	Condensados	Gas no asociado	Gas asociado	Coque	Gas licuado	Gasolina y naftas	Kerosinas	Diesel	Combustóleo	Gas natural
	miles ton/día	miles b/día	miles b/día	miles pc/día	miles pc/día	miles ton/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles pc/día
1996	2.74	44.16	2.11	61273.84	107981.32	0.11	17.97	12.47	8.88	18.68	41.73	906,086.55
2000	3.32	53.42	2.58	74122.77	130623.40	0.14	21.75	15.07	10.71	22.60	50.47	1,096,082.41
2005	4.66	74.96	3.59	103986.96	183254.14	0.16	30.52	21.15	15.04	31.73	70.79	1,537,713.73
2007	5.34	85.92	4.11	119208.03	210077.18	0.19	34.99	24.25	17.26	36.36	81.15	1,762,784.36
2010	6.55	105.89	5.07	146418.82	258030.79	0.25	42.96	29.78	21.18	44.66	99.70	2,165,173.34
Escenario optimista: EOIB1												
Intensidades opinión experta												
1996	2.74	44.16	2.11	61273.84	107981.32	0.11	17.97	12.47	8.88	18.68	41.73	906,086.55
2000	3.21	51.73	2.49	71759.89	126460.22	0.11	21.04	14.60	10.38	21.89	48.85	1,061,148.25
2005	4.52	72.79	3.48	100990.03	177971.75	0.16	29.62	20.55	14.60	30.82	68.77	1,493,382.11
2007	5.18	83.51	4.00	115863.51	204184.33	0.19	34.00	23.56	16.77	35.34	78.88	1,713,336.03
2010	6.38	102.66	4.93	142431.10	251001.95	0.25	41.78	28.96	20.60	43.45	96.99	2,106,194.93
Escenario moderado: EMIA1												
Intensidades Tendenciales												
1996	2.74	44.16	2.11	61273.84	107981.32	0.11	17.97	12.47	8.88	18.68	41.73	906,086.55
2000	3.01	48.71	2.33	67564.19	119067.40	0.11	19.84	13.75	9.78	20.60	46.00	999,109.40
2005	3.51	56.55	2.71	78471.34	138287.86	0.14	23.01	15.95	11.34	23.95	53.42	1,160,394.82
2007	3.73	60.14	2.88	83447.86	147057.92	0.14	24.49	16.96	12.08	25.45	56.82	1,233,981.18
2010	4.11	66.03	3.18	91623.12	161464.88	0.16	26.88	18.63	13.26	27.95	62.38	1,354,872.63
Escenario moderado: EMIB1												
Intensidades opinión experta												
1996	2.74	44.16	2.11	61273.84	107981.32	0.11	17.97	12.47	8.88	18.68	41.73	906,086.55
2000	2.93	47.15	2.27	65411.32	115272.41	0.11	19.18	13.32	9.45	19.34	44.55	967,266.55
2005	3.42	54.93	2.63	76209.40	134300.90	0.14	22.38	15.51	11.04	23.26	51.89	1,126,941.70
2007	3.64	58.47	2.79	81106.38	142932.49	0.14	23.81	16.49	11.73	24.74	55.23	1,199,367.23
2010	4.00	64.25	3.07	89126.71	157066.74	0.14	26.14	18.14	12.90	27.21	60.68	1,317,965.67

Continuación Tabla D.13

**Tasa de crecimiento de las proyecciones de la demanda total de energía
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones**

Año	Escenario optimista: EOIA1 Intensidades Tendenciales												
	Carbón %	Petróleo Crudo %	Condensados %	Gas no asociado %	Gas asociado %	Coque %	Gas licuado %	Gasolina y naftas %	Kerosinas %	Diesel %	Combustóleo %	Gas natural %	
1996-2000	6.91	6.91	6.9	6.91	6.91	6.91	6.91	6.91	6.91	6.91	6.91	6.91	
2004-2005	7.05	7.05	7.05	7.05	7.05	7.06	7.05	7.05	7.05	7.05	7.05	7.05	
2006-2007	7.07	7.07	7.08	7.07	7.07	7.09	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	
2009-2010	7.1	7.46	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	
	Escenario optimista: EOIB1 Intensidades opinión experta												
1996-2000	6.97	6.97	6.96	6.97	6.97	6.94	6.97	6.97	6.97	6.97	6.97	6.97	
2000-2005	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.11	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	
2005-2007	7.11	7.11	7.12	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11	7.12	7.11	7.11	
2007-2010	7.13	7.13	7.12	7.13	7.13	7.12	7.13	7.13	7.13	7.13	7.13	7.13	
	Escenario moderado: EMIA1 Intensidades Tendenciales												
1996-2000	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	2.92	
2000-2005	3.09	3.1	3.09	3.09	3.1	3.09	3.1	3.1	3.09	3.1	3.1	3.1	
2005-2007	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	3.13	
2007-2010	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	3.18	
	Escenario moderado: EMIB1 Intensidades opinión experta												
1996-2000	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.97	2.98	2.98	2.98	-0.12	2.98	2.98	
2000-2005	3.15	3.15	3.14	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	
2005-2007	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.19	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	
2007-2010	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.18	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	

Tabla D.14

Proyecciones de la generación bruta de energía eléctrica

Año	Escenario optimista						Escenario moderado					
	Intensidades tendencias			Intensidades opinión experta			Intensidades tendencias			Intensidades opinión experta		
	Hidro GWh	Térmica GWh	Total GWh	Hidro GWh	Térmica GWh	Total GWh	Hidro GWh	Térmica GWh	Total GWh	Hidro GWh	Térmica GWh	Total GWh
1996	31 442.4	119 901.7	151 344.2	31 442.4	119 901.7	151 344.2	31 442.4	119 901.7	151 344.2	31 442.4	119 901.7	151 344.2
1997	33 245.0	124 258.3	157 503.3	33 312.7	124 470.7	157 783.5	33 245.0	124 258.3	157 503.3	33 312.7	124 511.6	157 824.3
1998	34 908.8	136 495.0	171 403.8	34 994.8	136 831.6	171 826.5	34 407.7	135 337.6	169 745.2	34 492.5	135 671.3	170 163.8
1999	36 842.7	144 056.9	180 899.5	36 920.5	144 361.5	181 282.0	35 588.2	139 974.4	175 562.6	35 663.4	140 276.9	175 940.3
2000	38 970.1	152 375.2	191 345.2	39 000.9	152 495.6	191 496.5	36 786.1	144 685.7	181 471.8	36 815.1	144 807.0	181 622.2
2001	41 194.6	161 073.2	202 267.8	41 128.0	160 813.1	201 941.0	38 000.5	149 642.2	187 462.7	37 939.1	149 228.0	187 167.1
2002	43 519.2	170 162.3	213 681.5	43 296.1	169 920.0	212 586.1	39 230.7	154 300.8	193 531.5	39 029.6	153 517.2	192 546.8
2003	45 946.6	179 653.7	225 600.3	45 502.1	177 915.7	223 417.8	40 475.8	159 198.1	199 673.9	40 084.2	157 665.5	197 749.7
2004	48 479.8	189 558.6	238 038.4	47 747.3	186 694.4	234 441.7	41 734.9	164 150.3	205 885.2	41 104.3	161 677.8	202 782.1
2005	51 121.5	199 887.6	251 009.0	50 036.7	195 646.3	245 683.0	43 006.9	169 153.3	212 160.2	42 094.4	165 572.1	207 666.5
2006	53 874.2	210 650.9	264 525.1	52 379.2	204 805.7	257 184.9	44 290.7	174 202.7	218 493.4	43 061.7	169 376.9	212 438.5
2007	56 740.6	221 896.4	278 637.0	54 786.5	214 249.6	269 036.1	45 585.0	179 310.2	224 895.3	44 015.1	173 139.3	217 154.4
2008	59 723.0	233 520.2	293 243.1	57 272.3	223 937.8	281 210.1	46 888.6	184 420.5	231 309.0	44 964.5	176 861.4	221 825.9
2009	62 823.7	245 643.9	308 467.6	59 851.6	234 023.2	293 874.8	48 199.7	189 577.7	237 777.4	45 919.6	180 617.9	226 537.5
2010	66 044.5	258 237.5	324 281.9	62 540.0	244 534.6	307 074.5	49 517.5	194 758.8	244 275.9	46 889.5	184 433.1	231 322.6

Tabla D.15

Tasas de crecimiento de las proyecciones de generación bruta de energía eléctrica

Período	Escenario optimista						Escenario moderado					
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Hidro %	Térmica %	Total %	Hidro %	Térmica %	Total %	Hidro %	Térmica %	Total %	Hidro %	Térmica %	Total %
1996-2000	5.51	6.13	6.04	5.53	6.20	6.06	4.00	4.81	4.64	4.02	4.83	4.67
2000-2005	5.58	5.58	5.58	5.11	5.11	5.11	3.17	3.17	3.17	2.72	2.72	2.72
2005-2010	5.26	5.26	5.26	4.56	4.56	4.56	2.86	2.86	2.86	2.18	2.18	2.18
1996-2010	5.44	5.63	5.58	5.03	5.22	5.18	3.30	3.53	3.48	2.90	3.12	3.08

Tabla D.16

Proyecciones de capacidad eléctrica
Proyecciones de capacidad bajo la opción libre de restricciones

Año	Escenario optimista						Escenario moderado					
	EOIAI			EOIBI			EMIAI			EMIBI		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Termoeléctrica MW	Hidroeléctrica MW	Total MW	Termoeléctrica MW	Hidroeléctrica MW	Total MW	Termoeléctrica MW	Hidroeléctrica MW	Total MW	Termoeléctrica MW	Hidroeléctrica MW	Total MW
1996	24 755	10 034	34 789	24 755	10 034	34 789	24 755	10 034	34 789	24 755	10 034	34 789
1997	24 769	10 561	35 330	24 811	10 582	35 393	24 769	10 561	35 330	24 819	10 582	35 402
1998	25 160	11 089	36 250	25 222	11 117	36 339	25 122	10 930	36 052	25 184	10 957	36 141
1999	26 554	11 704	38 258	26 610	11 729	38 339	25 982	11 305	37 288	26 039	11 329	37 368
2000	28 088	12 380	40 467	28 110	12 389	40 499	26 857	11 686	38 543	26 880	11 695	38 575
2001	29 691	13 086	42 777	29 643	13 065	42 708	27 743	12 072	39 815	27 700	12 052	39 752
2002	31 366	13 825	45 191	31 206	13 754	44 959	28 642	12 462	41 104	28 497	12 398	40 895
2003	33 116	14 596	47 712	32 796	14 455	47 250	29 551	12 858	42 409	29 267	12 733	42 000
2004	34 942	15 401	50 342	34 414	15 168	49 581	30 470	13 258	43 728	30 011	13 058	43 069
2005	36 846	16 240	53 085	36 064	15 895	51 959	31 399	13 662	45 061	30 734	13 372	44 106
2006	38 830	17 114	55 944	37 752	16 639	54 391	32 336	14 070	46 406	31 441	13 679	45 120
2007	41 039	18 025	59 063	30 606	17 404	57 010	33 344	14 481	47 825	32 183	13 982	46 165
2008	43 045	18 972	62 017	41 279	18 194	59 472	34 233	14 895	49 128	32 830	14 284	47 114
2009	45 280	19 957	65 237	43 138	19 013	62 151	35 190	15 311	50 501	33 527	14 587	48 114
2010	47 601	20 980	68 581	45 075	19 867	64 942	36 152	15 730	51 882	34 235	14 895	49 130

Nota: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.

Tabla D.17
Sector eléctrico
Proyecciones de la demanda de energía para la generación eléctrica
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Escenario optimista: EOIA1									
Intensidades Tendenciales									
Año	Carbón	Nucleoenergía	Hidroenergía	Geoenergía	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad	Total
	<i>PJoule</i>	<i>PJoule</i>	<i>PJoule</i>	<i>PJoule</i>	<i>PJoule</i>	<i>PJoule</i>	<i>PJoule</i>	<i>PJoule</i>	<i>PJoule</i>
1996	170.54	85.58	322.32	58.73	9.53	718.91	191.37	109.49	1666.53
2000	211.37	106.07	399.48	72.79	11.82	891.03	237.19	135.71	2065.45
2005	277.28	139.14	524.05	95.49	15.50	1168.86	311.15	178.02	2709.48
2007	307.74	154.44	581.65	105.98	17.21	1297.34	345.35	197.59	3007.29
2010	358.22	179.76	677.02	123.36	20.03	1510.07	401.97	229.99	3500.42
Escenario optimista: EOIB1									
Intensidades opinión experta									
1996	170.54	85.58	322.32	58.73	9.53	718.91	191.37	109.49	1666.53
2000	211.54	106.15	399.8	72.85	11.83	891.73	237.38	135.81	2067.08
2005	271.39	136.19	512.93	93.46	15.17	1144.06	304.54	174.25	2651.99
2007	297.16	149.12	561.62	102.33	16.61	1252.66	333.45	190.79	2903.74
2010	339.21	170.22	641.1	116.81	18.98	1429.94	380.64	217.79	3314.68
Escenario moderado: EMIA1									
Intensidades Tendenciales									
1996	170.54	85.58	322.32	58.73	9.53	718.91	191.37	109.49	1666.53
2000	199.52	100.13	377.09	68.71	11.15	841.09	223.9	128.1	1949.7
2005	233.27	117.06	440.86	80.33	13.04	983.33	261.76	149.76	2279.41
2007	247.25	124.08	467.29	85.15	13.82	1042.28	277.45	158.74	2416.05
2010	268.58	134.78	507.6	92.49	15.02	1132.18	301.38	172.44	2624.45
Escenario moderado: EMIB1									
Intensidades opinión experta									
1996	170.54	85.58	322.32	58.73	9.53	718.91	191.37	109.49	1666.53
2000	199.681	100.205	377.392	68.764	11.163	841.758	224.072	128.203	1951.238
2005	228.315	114.574	431.509	78.625	12.764	962.465	256.203	146.582	2231.037
2007	238.733	119.802	451.199	82.213	13.346	1006.382	267.894	153.275	2332.844
2010	254.449	127.625	480.664	87.582	14.218	1072.103	285.388	163.285	2485.314

Tabla D.18

Proyecciones de la demanda de energía por consumo final
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Escenario optimista: EOIA1
Intensidades Tendenciales

Año	Gas no asociado millón pc	Gas asociado millón pc	Bagazo de caña millón t	Leña millón t	Coque millón t	Gas licuado millón bl	Gasolina y naftas millón bl	Kerosina millón bl	Diesel millón bl	Combustóleo millón bl	Gas natural millón pc	Electricidad TWh	Productos no energéticos PJ	Coque* millón t	Gasolina* y naftas millón bl	Kerosinas* millón bl	Gas* natural millón pc
1996	98373.47	0.00	11.80	16.93	3.23	97.12	179.70	18.26	89.52	38.17	570180.4	121.57	156.63	0.01	15.7	0.02	72260.47
2000	131719.31	0.00	15.83	17.88	4.28	108.90	259.59	24.91	124.41	50.93	777200	156.2	221.8	0.01	22.13	0.03	101763.6
2005	184842.95	0.00	21.68	18.81	5.91	123.66	374.98	33.84	176.98	69.56	1084049	211.07	311.86	0.01	28.56	0.04	130814.5
2007	211399.19	0.00	24.59	19.09	6.73	130.14	434.08	38.26	203.62	78.8	1237306	238.09	356.72	0.02	34.58	0.05	158005.4
2010	258199.93	0.00	29.71	19.44	8.18	140.88	540.23	46.02	251.07	95.04	1507221	285.31	435.45	0.02	41.85	0.06	190859.2

Escenario optimista: EOIB1
Intensidades opinión experta

1996	98373.47	0.00	11.80	16.93	3.23	97.12	179.70	18.26	89.52	38.17	570180.4	121.57	156.63	0.01	15.7	0.02	72260.47
2000	127251.17	0.00	14.56	17.88	4.25	105.22	243.64	24.86	117.45	47.14	731900.8	149.6	200.67	0.01	18.97	0.02	90654.77
2005	164714.53	0.00	19.25	18.81	5.83	116.57	333.81	33.7	157.71	62.79	953161.4	185.65	259.95	0.01	25.91	0.03	119156
2007	179399.99	0.00	21.68	19.09	6.57	121.25	378.61	38.07	178.84	70.55	1048283	198.95	286.87	0.01	29	0.03	133744.9
2010	203431.76	0.00	26	19.44	7.88	128.61	457.34	45.72	209.91	84.22	1208960	219.85	332.54	0.01	34.44	0.03	159654.3

Escenario moderado: EMIA1
Intensidades Tendenciales

1996	98373.47	0.00	11.80	16.93	3.23	97.12	179.70	18.26	89.52	38.17	570180.4	121.57	156.63	0.01	15.7	0.02	72260.47
2000	124314.82	0.00	14.91	17.88	4.02	107.51	248.73	23.9	118.87	48	732710.2	148.95	208.9	0.01	20.84	0.02	95841.4
2005	154941.46	0.00	18.14	18.81	4.9	118.07	326.8	29.59	153.22	58.2	907097	181.62	260.82	0.01	25.46	0.03	116511.5
2007	168800.94	0.00	19.61	19.09	5.3	122.26	364.23	32.23	169.47	62.86	986418.4	196.13	284.49	0.01	27.58	0.04	126014.4
2010	191491.78	0.00	22.06	19.44	5.96	128.69	428.24	36.64	196.93	70.55	1116745	219.65	323.4	0.02	31.08	0.04	141746.7

Escenario moderado: EMIB1
Intensidades opinión experta

1996	98373.47	0.00	11.80	16.93	3.23	97.12	179.70	18.26	89.52	38.17	570180.4	121.57	156.63	0.01	15.7	0.02	72260.47
2000	120060.61	0.00	13.71	17.88	3.99	103.98	233.45	23.85	112.21	44.47	889859.3	142.65	188.99	0.01	18.62	0.02	85379.22
2005	138042.95	0.00	16.1	18.81	4.82	111.93	290.92	29.47	136.55	52.47	797368	160.13	217.41	0.01	21.67	0.03	99654.25
2007	143450.57	0.00	17.29	19.09	5.18	114.91	317.69	32.07	147.26	56.23	836355.1	164.87	224.6	0.01	23.13	0.03	106665.9
2010	151590.63	0.00	19.31	19.44	5.77	119.24	362.53	36.41	164.93	62.54	898369.3	171.48	246.97	0.01	25.57	0.03	118571.6

Tasa de crecimiento de las proyecciones de la demanda de energía por consumo final
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Año	Escenario optimista: EOIA1																	
	Intensidades Tendenciales																	
	Gas no asociado	Gas asociado	Bagazo de caña	Leña	Coque	Gas licuado	Gasolina y naftas	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Elec-tricidad	Productos no energéticos	Coque*	Gasolina* y naftas	Kerosinas*	Gas* natural	
%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	
1996-2000	7.07	6.47	6.43	1.24	6.66	2.6	7.67	6.35	7.33	6.45	6.91	6.21	7.12	8.91	6.56	9.12	6.43	
2000-2005	6.97	6.5	6.51	0.86	6.69	2.58	7.61	6.33	7.28	6.43	6.86	6.21	7	8.14	6.59	8.11	6.5	
2005-2007	6.93	6.5	6.5	0.7	6.7	2.59	7.59	6.34	7.26	6.44	6.83	6.21	6.94	7.97	6.58	8.01	6.5	
2007-2010	6.87	6.5	6.5	0.57	6.71	2.72	7.55	6.35	7.22	6.45	6.78	6.22	6.84	7.65	6.56	7.66	6.5	
	Escenario optimista: EOIB1																	
	Intensidades opinión experta																	
1996-2000	6.19	5.12	5.54	1.24	6.76	1.77	6.5	6.32	6.26	5.32	5.94	5.04	5.58	6.49	1.02	6.54	5.18	
2000-2005	4.65	6.01	6.16	0.86	6.26	2.05	6.5	6.27	5.94	5.98	5.03	3.82	5.13	3.31	5.71	3.3	5.84	
2005-2007	4.3	6.15	6.25	0.7	6.17	1.97	6.5	6.28	5.88	6.01	4.84	3.45	5.03	2.57	5.81	2.63	5.98	
2007-2010	4.33	6.28	6.34	0.57	6.26	2	6.5	6.3	5.89	6.12	4.92	3.41	5.09	2.03	5.94	2.01	6.12	
	Escenario moderado: EMIA1																	
	Intensidades Tendenciales																	
1996-2000	4.62	3.97	3.93	1.24	4.02	2.03	5.65	4.41	5.24	3.96	4.42	4.17	4.6	6.28	4.06	6.19	3.93	
2000-2005	4.43	4	3.99	0.86	4.03	1.81	5.59	4.36	5.19	3.92	4.32	3.97	4.43	5.65	4.09	5.58	4	
2005-2007	4.36	4	4	0.7	4.03	1.74	5.57	4.36	5.16	3.92	4.27	3.9	4.42	5.44	4.08	5.45	4	
2007-2010	4.26	4	4	0.57	4.03	1.72	5.53	4.37	5.12	3.92	4.2	3.82	4.34	5.08	4.06	5.04	4	
	Escenario moderado: EMIB1																	
	Intensidades opinión experta																	
1996-2000	3.76	2.65	3.08	1.24	4.09	1.26	4.5	4.38	4.18	2.98	3.46	3.02	3.1	4.04	2.78	4.07	2.71	
2000-2005	2.2	3.52	3.67	0.86	3.65	1.42	4.5	4.32	3.89	3.49	2.56	1.76	2.66	0.84	3.23	0.89	3.35	
2005-2007	1.88	3.66	3.31	0.7	3.6	1.28	4.5	4.32	3.84	3.53	2.37	1.4	0.69	0.17	3.32	0.29	3.49	
2007-2010	1.9	3.78	3.84	0.57	3.7	1.22	4.5	4.33	3.86	3.66	2.46	1.33	2.62	-0.33	3.45	-0.29	3.63	

Tabla D.19

Sector Industrial
Proyecciones de la demanda de energía y materia prima
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Año	Escenario optimista						Escenario optimista					
	Intensidad Tendencia		Total	Intensidad opinión experta			Intensidad Tendencia			Intensidad opinión experta		
	EOIA1			EOIB1			EMIA1			EMIB1		
	Energía	Materia prima	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	
PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ		
1996	1358.33	314.55	1672.88	1358.33	314.55	1672.88	1358.33	314.55	1672.88	1358.33	314.55	1672.88
2000	1862.91	444.02	2306.83	1767.4	395	2162.4	1750.29	418.18	2168.47	1860.28	375.96	2036.24
2005	2640.33	616.91	3257.23	2331.8	520.57	2852.37	2190.87	515.94	2706.82	1932.05	435.37	2367.42
2007	3029.65	703.01	3732.65	2571.23	578.92	3150.14	2391.61	560.87	2952.28	2028.17	457.5	2485.67
2010	3716.28	854.21	4570.46	2974.89	680.2	3654.89	2721.86	634.4	3356.05	2180.42	505.17	2685.59

Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Año	Escenario optimista: EOIA1														
	Intensidades Tendenciales														
	Gas no asociado	Bagazo de caña	Coque	Gas licuado	Kerosinas	Diesel	Combustible	Gas natural	Electricidad	Productos energéticos	Bagazo de caña	Coque*	Gasolina y naftas	Kerosina*	Gas* natural
PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	
1996	99.63	83.25	85.79	17.66	1.06	68.56	212.78	537.17	252.43	156.63	2.57	0.18	82.6	0.1	72.48
2000	136.53	111.67	113.49	24.71	1.53	95.63	285.11	742.86	351.27	221.8	3.31	0.26	116.44	0.15	102.07
2005	195.71	152.98	156.79	36.8	2.29	140	392.54	1048.73	514.5	311.86	4.54	0.38	160.18	0.22	139.73
2007	225.41	173.51	178.49	42.9	2.67	162.25	446.08	1201.87	596.47	356.72	5.15	0.45	181.97	0.25	156.48
2010	277.84	209.6	216.86	53.69	3.34	201.45	540.5	1471.87	741.11	435.45	6.22	0.56	220.24	0.32	191.43

Año	Escenario optimista: EOIB1														
	Intensidades opinión experta														
	Gas no asociado	Bagazo de caña	Coque	Gas licuado	Kerosinas	Diesel	Combustible	Gas natural	Electricidad	Productos energéticos	Bagazo de caña	Coque*	Gasolina y naftas	Kerosina*	Gas* natural
PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	
1996	99.63	83.25	85.79	17.66	1.06	68.56	212.78	537.17	252.43	156.63	2.57	0.18	82.6	0.1	72.48
2000	131.5	102.74	112.78	23.93	1.44	92.07	268.1	697.43	337.41	200.67	3.2	0.24	99.83	0.14	90.93
2005	173.06	135.84	154.83	31.09	1.79	118.98	380.26	917.45	438.71	259.95	4.28	0.3	136.36	0.17	119.51
2007	189.4	152.98	174.34	33.22	1.89	128.04	405.49	1012.29	473.59	266.87	4.83	0.32	152.58	0.18	134.14
2010	216.21	163.45	208.94	36.36	2.02	141.86	485.43	1172.72	527.71	332.54	5.8	0.34	181.2	0.19	160.13

Año	Escenario moderado: EMIA1														
	Intensidades Tendenciales														
	Gas no asociado	Bagazo de caña	Coque	Gas licuado	Kerosinas	Diesel	Combustible	Gas natural	Electricidad	Productos energéticos	Bagazo de caña	Coque*	Gasolina y naftas	Kerosina*	Gas* natural
PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	
1996	99.63	83.25	85.79	17.66	1.06	68.56	212.78	537.17	252.43	156.63	2.57	0.18	82.6	0.1	72.48
2000	128.2	105.17	106.57	23.13	1.44	89.82	268.11	698.24	329.6	208.9	3.12	0.24	109.66	0.14	96.13
2005	162.06	127.94	129.82	30.19	1.92	116	326.56	871.25	425.14	260.82	3.79	0.32	133.97	0.18	116.86
2007	177.47	138.36	140.5	33.38	2.13	127.83	353.3	950.24	468.37	284.49	4.1	0.36	145.12	0.2	126.39
2010	202.77	155.86	158.18	38.58	2.48	147.15	397.58	1080.23	539.01	323.4	4.62	0.42	163.56	0.24	142.17

Año	Escenario moderado: EMIB1														
	Intensidades opinión experta														
	Gas no asociado	Bagazo de caña	Coque	Gas licuado	Kerosinas	Diesel	Combustible	Gas natural	Electricidad	Productos energéticos	Bagazo de caña	Coque*	Gasolina y naftas	Kerosina*	Gas* natural
PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	
1996	99.63	83.25	85.79	17.66	1.06	68.56	212.78	537.17	252.43	156.63	2.57	0.18	82.6	0.1	72.48
2000	123.41	96.76	105.86	22.38	1.35	86.43	252.45	655.26	316.38	188.99	3.01	0.23	97.97	0.13	85.63
2005	143.04	113.61	127.96	25.39	1.5	98.36	299.48	761.19	381.52	217.41	3.58	0.25	114.04	0.14	99.95
2007	148.95	122	137.34	25.81	1.51	100.71	321.13	799.73	371	224.6	3.83	0.25	121.69	0.14	106.98
2010	157.87	136.24	153	28.07	1.5	103.58	357.62	861.2	383.33	246.97	4.31	0.25	134.57	0.14	118.93

* Energético que entra como materia prima

**Tasa de crecimiento de las proyecciones de la demanda de energía
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones**

Continuación Tabla D.19

Año	Escenario optimista: EOIA1														
	Intensidades Tendenciales														
	Gas no asociado	Bagazo de caña	Coque	Gas licuado	Kerosinas	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad	Productos energéticos	Bagazo de caña	Coque	Gasolina y naftas	Kerosina	Gas natural
%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	
1996-2000	7.6	6.47	6.66	8.61	8.9	8.18	6.62	7.21	8.18	7.12	6.43	8.91	6.56	9.12	6.43
2000-2005	7.38	6.5	6.69	8.1	8.18	7.76	6.6	7.09	7.78	7	6.51	8.14	6.59	8.11	6.5
2005-2007	7.3	6.5	6.7	7.93	7.94	7.62	6.6	7.04	7.64	6.94	6.5	7.97	6.58	8.01	6.5
2007-2010	7.18	6.5	6.71	7.69	7.6	7.41	6.61	6.96	7.44	6.84	6.5	7.65	6.56	7.66	6.5
	Escenario optimista: EOIB1														
	Intensidades opinión experta														
1996-2000	6.65	5.12	6.76	7.35	6.55	6.82	5.91	6.2	6.9	5.58	5.54	6.49	1.02	6.54	5.18
2000-2005	4.93	6.01	6.26	4	3.38	4.22	6.08	5.21	4.37	5.13	6.16	3.31	5.71	3.3	5.84
2005-2007	4.54	6.15	6.17	3.21	2.52	3.62	6.1	5	3.78	5.03	6.25	2.57	5.81	2.63	5.98
2007-2010	4.56	6.28	6.26	3.09	2.01	3.49	6.22	5.08	3.7	5.09	6.34	2.03	5.94	2.01	6.12
	Escenario moderado: EMIA1														
	Intensidades Tendenciales														
1996-2000	4.94	3.97	4.02	5.78	6.35	5.5	4.04	4.6	5.47	4.6	3.93	6.28	4.06	6.19	3.93
2000-2005	4.71	4	4.03	5.28	5.65	5.09	4.02	4.48	5.07	4.43	3.99	5.63	4.09	5.58	4
2005-2007	4.63	4	4.03	5.11	5.42	4.94	4.01	4.42	4.93	4.42	4	5.44	4.08	5.45	4
2007-2010	4.5	4	4.03	4.87	5.09	4.73	4.01	4.34	4.73	4.34	4	5.08	4.06	5.04	4
	Escenario moderado: EMIB1														
	Intensidades opinión experta														
1996-2000	4.01	2.65	4.09	4.49	4.06	4.14	3.5	3.59	4.18	3.1	3.08	4.04	2.78	4.07	2.71
2000-2005	2.32	3.52	3.65	1.25	0.96	1.63	3.52	2.65	1.73	2.66	3.67	0.84	3.23	0.89	3.35
2005-2007	1.98	3.66	3.6	0.56	0.11	1.07	3.57	2.45	1.2	0.69	3.31	0.17	3.32	0.29	3.49
2007-2010	2	3.78	3.7	0.35	-0.36	0.96	3.7	2.55	1.13	2.62	3.84	-0.33	3.45	-0.29	3.63

*Energéticos que entran como materia prima

Tabla D.20

Subsectores industriales
Proyecciones para la demanda de energía y materia prima
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Siderurgia

Año	Escenario optimista			Escenario optimista			Escenario moderado			Escenario moderado		
	EOIAI			EOIBI			EMIAI			EMIBI		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	237.81		237.81	237.81		237.81	237.81		237.81	237.81		237.81
1997	263.67		263.67	260.76		260.76	263.67		263.67	260.76		260.76
1998	278.42		278.42	274.84		274.84	274.20		274.20	270.67		270.67
1999	295.67		295.67	291.46		291.46	285.16		285.16	281.10		281.10
2000	314.89		314.89	310.07		310.07	296.56		296.56	292.02		292.02
2001	335.36		335.36	329.94		329.94	308.43		308.43	303.11		303.11
2002	357.16		357.16	351.14		351.14	320.76		320.76	315.36		315.36
2003	380.37		380.37	373.76		373.76	333.59		333.59	327.80		327.80
2004	405.09		405.09	397.87		397.87	346.94		346.94	340.75		340.75
2005	431.43		431.43	423.58		423.58	360.82		360.82	354.25		354.25
2006	459.47		459.47	450.97		450.97	375.25		375.25	368.30		368.30
2007	489.33		489.33	480.15		480.15	390.26		390.26	382.93		382.93
2008	521.34		521.34	511.24		511.24	405.87		405.87	398.16		398.16
2009	555.02		555.02	544.36		544.36	422.10		422.10	414.00		414.00
2010	591.09		591.09	579.65		579.65	438.99		438.99	430.49		430.49

Petroquímica de PEMEX

Año	Escenario optimista			Escenario optimista			Escenario moderado			Escenario moderado		
	EOIAI			EOIBI			EMIAI			EMIBI		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	179.47	264.39	443.86	179.47	264.39	443.86	179.47	264.39	443.86	179.47	264.39	443.86
1997	212.37	312.87	525.24	197.02	290.25	487.28	212.37	312.87	525.24	197.02	290.25	487.28
1998	223.85	329.77	553.62	204.52	301.30	505.82	220.45	324.77	545.23	201.42	296.73	498.16
1999	237.47	349.83	587.30	214.06	315.35	529.42	239.02	337.39	576.42	206.45	304.14	510.59
2000	252.74	372.34	625.08	225.15	327.50	552.66	238.03	350.67	588.71	212.47	312.39	524.86
2001	269.07	396.39	665.47	237.23	349.48	586.71	247.47	364.56	612.03	218.18	321.41	539.59
2002	286.30	422.07	708.37	250.31	368.75	619.06	257.51	379.06	636.58	224.80	331.18	555.98
2003	303.09	449.45	754.54	264.42	389.55	653.98	267.57	394.18	661.75	231.91	341.64	573.55
2004	324.90	478.63	803.53	279.62	411.93	691.56	278.25	409.92	688.18	239.48	352.79	592.28
2005	346.00	509.72	855.72	295.94	435.97	731.92	289.37	426.30	715.67	247.50	364.62	612.13
2006	368.48	542.84	911.33	313.44	461.75	775.19	300.94	443.34	744.28	255.98	377.11	633.10
2007	392.43	578.12	970.55	332.17	489.35	821.53	312.97	461.07	774.04	264.92	386.09	651.01
2008	417.93	615.69	1033.63	352.22	518.88	871.10	325.49	479.50	805.00	274.31	404.11	678.42
2009	445.10	655.71	1100.81	373.64	550.44	924.08	338.51	498.68	837.20	284.16	418.62	702.79
2010	474.03	698.33	1172.36	396.52	584.15	980.68	352.05	518.63	870.68	294.49	433.83	728.33

Química

Año	Escenario optimista			Escenario optimista			Escenario moderado			Escenario moderado		
	EOIAI			EOIBI			EMIAI			EMIBI		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	129.19		129.19	129.19		129.19	129.19		129.19	129.19		129.19
1997	149.39		149.39	142.29		142.29	149.39		149.39	142.29		142.29
1998	158.63		158.63	150.26		150.26	156.22		156.22	147.99		147.99
1999	169.14		169.14	159.58		159.58	163.13		163.13	153.91		153.91
2000	180.65		180.65	169.95		169.95	170.14		170.14	160.06		160.06
2001	192.76		192.76	181.00		181.00	177.28		177.28	166.46		166.46
2002	205.34		205.34	192.76		192.76	184.59		184.59	173.12		173.12
2003	219.06		219.06	205.29		205.29	192.12		192.12	180.05		180.05
2004	233.40		233.40	218.64		218.64	199.90		199.90	187.25		187.25
2005	248.64		248.64	232.85		232.85	207.94		207.94	194.74		194.74
2006	264.84		264.84	247.99		247.99	216.29		216.29	202.53		202.53
2007	282.07		282.07	264.11		264.11	224.96		224.96	210.63		210.63
2008	300.42		300.42	281.27		281.27	233.97		233.97	219.06		219.06
2009	319.95		319.95	299.56		299.56	243.33		243.33	227.82		227.82
2010	346.75		346.75	319.03		319.03	253.06		253.06	236.93		236.93

Azúcar

Año	Escenario optimista			Escenario optimista			Escenario moderado			Escenario moderado		
	EOIAI			EOIBI			EMIAI			EMIBI		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	121.23		121.23	121.23		121.23	121.23		121.23	121.23		121.23
1997	136.62		136.62	131.90		131.90	136.62		136.62	131.90		131.90
1998	143.94		143.94	136.29		136.29	141.76		141.76	134.22		134.22
1999	152.74		152.74	142.33		142.33	147.31		147.31	137.27		137.27
2000	162.62		162.62	149.61		149.61	153.16		153.16	140.90		140.90
2001	173.18		173.18	157.69		157.69	159.27		159.27	145.03		145.03
2002	184.62		184.62	166.55		166.55	165.64		165.64	149.58		149.58
2003	196.42		196.42	176.19		176.19	172.26		172.26	154.52		154.52
2004	209.18		209.18	186.60		186.60	179.15		179.15	159.81		159.81
2005	222.78		222.78	197.82		197.82	186.32		186.32	165.44		165.44
2006	237.26		237.26	209.86		209.86	193.77		193.77	171.39		171.39
2007	252.68		252.68	222.77		222.77	201.52		201.52	177.67		177.67
2008	269.11		269.11	236.59		236.59	209.58		209.58	184.26		184.26
2009	286.60		286.60	251.37		251.37	217.97		217.97	191.17		191.17
2010	305.23		305.23	267.15		267.15	226.69		226.69	198.41		198.41

Cemento

Año	Escenario optimista			Escenario optimista			Escenario moderado			Escenario moderado		
	EOIAI			EOIBI			EMIAI			EMIBI		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	95.99		95.99	95.99		95.99	95.99		95.99	95.99		95.99
1997	107.15		107.15	102.91		102.91	107.15		107.15	102.91		102.91
1998	113.45		113.45	106.74		106.74	111.43		111.43	105.12		105.12
1999	120.46		120.46	111.76		111.76	115.89		115.89	107.74		107.74
2000	127.97		127.97	117.57		117.57	120.53		120.53	110.72		110.72
2001	136.29		136.29	123.99		123.99	123.35		123.35	114.04		114.04
2002	145.15		145.15	131.00		131.00	130.36		130.36	117.65		117.65
2003	154.59		154.59	138.59		138.59	135.58		135.58	121.55		121.55
2004	164.63		164.63	146.79		146.79	141.00		141.00	125.71		125.71
2005	175.34		175.34	155.60		155.60	146.64		146.64	130.14		130.14
2006	186.73		186.73	165.07		165.07	152.51		152.51	134.81		134.81
2007	198.87		198.87	175.21		175.21	158.61		158.61	139.73		139.73
2008	211.80		211.80	186.06		186.06	164.95		164.95	144.91		144.91
2009	225.57		225.57	197.67		197.67	171.55		171.55	150.33		150.33
2010	240.23		240.23	210.06		210.06	178.41		178.41	156.01		156.01

Minería

Año	Escenario optimista			Escenario optimista			Escenario moderado			Escenario moderado		
	EOIAI			EOIBI			EMIAI			EMIBI		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	67.71		67.71	67.71		67.71	67.71		67.71	67.71		67.71
1997	69.78		69.78	72.99		72.99	69.78		69.78	72.99		72.99
1998	75.61		75.61	81.26		81.26	73.26		73.26	78.73		78.73
1999	82.04		82.04	90.74		90.74	76.89		76.89	85.04		85.04
2000	90.11		90.11	102.31		102.31	80.68		80.68	91.60		91.60
2001	98.94		98.94	114.35		114.35	84.62		84.62	97.80		97.80
2002	108.58		108.58	125.90		125.90	88.74		88.74	102.90		102.90
2003	119.13		119.13	135.95		135.95	93.04		93.04	106.18		106.18
2004	130.62		130.62	143.85		143.85	97.51		97.51	107.38		107.38
2005	143.18		143.18	149.65		149.65	102.17		102.17	106.79		106.79
2006	156.90		156.90	153.93		153.93	107.04		107.04	105.08		105.08
2007	171.87		171.87	157.53		157.53	112.11		112.11	102.83		102.83
2008	188.21		188.21	161.18		161.18	117.40		117.40	100.61		100.61
2009	206.04		206.04	165.39		165.39	122.91		122.91	98.73		98.73
2010	225.48		225.48	170.48		170.48	128.66		128.66	97.32		97.32

Celulosa y papel

Año	Escenario optimista			Escenario optimista			Escenario moderado			Escenario moderado		
	EOIA1			EOIB1			EMIA1			EMIB1		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	47.28	2.56	49.85	47.28	2.56	49.85	47.28	2.56	49.85	47.28	2.56	49.85
1997	51.42	2.79	54.22	51.07	2.77	53.84	51.42	2.79	54.22	51.07	2.77	53.84
1998	54.04	2.93	56.97	53.13	2.88	56.02	53.22	2.89	56.11	52.33	2.84	55.17
1999	57.28	3.11	60.39	55.79	3.03	58.82	55.24	3.00	58.24	53.80	2.92	56.73
2000	60.96	3.31	64.27	58.88	3.19	62.08	57.41	3.12	60.53	55.46	3.01	58.47
2001	64.91	3.52	68.44	62.26	3.38	65.65	59.70	3.24	62.94	57.26	3.11	60.38
2002	69.13	3.75	72.88	65.93	3.58	69.51	62.08	3.37	65.45	59.21	3.21	62.43
2003	73.62	4.00	77.62	69.89	3.79	73.68	64.56	3.50	68.07	61.29	3.33	64.62
2004	78.40	4.26	82.66	74.14	4.02	78.17	67.15	3.64	70.79	63.50	3.45	66.95
2005	83.50	4.53	88.04	78.71	4.27	82.98	69.83	3.79	73.63	65.82	3.57	69.40
2006	88.93	4.83	93.76	83.60	4.54	88.14	72.63	3.94	76.57	68.27	3.70	71.98
2007	94.71	5.14	99.85	88.82	4.82	93.65	75.53	4.10	79.63	70.84	3.83	74.68
2008	100.86	5.48	106.34	94.41	5.12	99.53	78.55	4.26	82.82	73.52	3.99	77.52
2009	107.42	5.83	113.26	100.37	5.45	105.82	81.69	4.43	86.13	76.33	4.14	80.48
2010	114.40	6.21	120.62	106.73	5.79	112.53	84.96	4.61	89.58	79.27	4.30	83.57

Vidrio

Año	Escenario optimista			Escenario optimista			Escenario moderado			Escenario moderado		
	EOIA1			EOIB1			EMIA1			EMIB1		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	29.78		29.78	29.78		29.78	29.78		29.78	29.78		29.78
1997	32.63		32.63	32.63		32.63	32.63		32.63	32.63		32.63
1998	33.13		33.13	33.13		33.13	32.63		32.63	32.63		32.63
1999	33.95		33.95	33.95		33.95	32.74		32.74	32.74		32.74
2000	34.99		34.99	34.99		34.99	32.96		32.96	32.96		32.96
2001	36.18		36.18	36.18		36.18	33.28		33.28	33.28		33.28
2002	37.53		37.53	37.53		37.53	33.70		33.70	33.70		33.70
2003	39.02		39.02	39.02		39.02	34.22		34.22	34.22		34.22
2004	40.68		40.68	40.68		40.68	34.84		34.84	34.84		34.84
2005	42.50		42.50	42.50		42.50	35.54		35.54	35.54		35.54
2006	44.49		44.49	44.49		44.49	36.33		36.33	36.33		36.33
2007	46.65		46.65	46.65		46.65	37.20		37.20	37.20		37.20
2008	48.99		48.99	48.99		48.99	38.15		38.15	38.15		38.15
2009	51.52		51.52	51.52		51.52	39.18		39.18	39.18		39.18
2010	54.25		54.25	54.25		54.25	40.29		40.29	40.29		40.29

Fertilizantes

Año	Escenario optimista			Escenario optimista			Escenario moderado			Escenario moderado		
	EOIA1			EOIB1			EMIA1			EMIB1		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	14.93		14.93	14.93		14.93	14.93		14.93	14.93		14.93
1997	17.56		17.56	14.20		14.20	17.56		17.56	14.20		14.20
1998	18.54		18.54	14.95		14.95	18.26		18.26	14.72		14.72
1999	19.69		19.69	15.85		15.85	18.99		18.99	15.28		15.28
2000	20.97		20.97	16.86		16.86	19.73		19.73	15.88		15.88
2001	22.33		22.33	17.95		17.95	20.54		20.54	16.51		16.51
2002	23.78		23.78	19.11		19.11	21.36		21.36	17.16		17.16
2003	25.33		25.33	20.35		20.35	22.22		22.22	17.84		17.84
2004	26.98		26.98	21.66		21.66	23.10		23.10	18.55		18.55
2005	28.73		28.73	23.07		23.07	24.03		24.03	19.29		19.29
2006	30.60		30.60	24.57		24.57	24.99		24.99	20.18		20.18
2007	32.69		32.69	26.16		26.16	25.99		25.99	20.86		20.86
2008	34.71		34.71	27.86		27.86	27.03		27.03	21.70		21.70
2009	36.96		36.96	29.67		29.67	28.11		28.11	22.56		22.56
2010	39.37		39.37	31.60		31.60	29.23		29.23	23.46		23.46

Otras ramas industriales

Año	Escenario optimista EOIAI			Escenario optimista EOIBI			Escenario moderado EMIAI			Escenario moderado EMIBI		
	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total	Energía	Materia prima	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	389.53	47.59	437.12	389.53	47.59	437.12	389.53	47.59	437.12	389.53	47.59	437.12
1997	435.84	53.24	489.09	431.25	52.68	483.94	435.84	53.24	489.09	431.23	52.68	483.92
1998	472.25	57.69	529.95	461.68	56.40	518.09	463.10	56.82	521.92	454.68	55.55	510.24
1999	513.74	62.76	576.52	493.85	60.33	554.18	495.49	60.51	556.03	476.29	58.19	534.48
2000	559.59	68.36	627.96	526.23	64.29	590.52	527.03	64.38	591.41	495.60	60.55	556.15
2001	608.60	74.35	682.96	557.00	68.05	625.05	559.73	68.38	628.12	512.27	62.58	574.86
2002	660.98	80.75	741.73	585.74	71.56	657.30	593.63	72.52	666.16	526.06	64.27	590.33
2003	716.90	87.58	804.49	612.12	74.78	686.91	628.76	76.81	705.56	536.85	65.59	602.44
2004	776.56	94.87	871.44	636.00	77.70	713.71	665.08	81.38	746.46	544.70	66.54	611.25
2005	840.17	102.64	942.82	657.38	80.31	737.70	702.67	85.84	788.51	549.79	67.17	616.96
2006	907.93	110.92	1018.86	676.45	82.64	759.09	741.51	90.59	832.11	552.46	67.49	619.95
2007	980.07	119.74	1099.81	693.55	84.73	778.28	781.63	95.49	877.13	553.13	67.57	620.71
2008	1056.78	129.11	1185.91	709.19	86.64	795.83	821.04	96.76	919.41	552.03	67.48	619.51
2009	1138.35	139.07	1277.43	723.98	88.45	812.44	863.75	105.77	971.52	550.61	67.27	617.88
2010	1224.97	149.66	1374.63	738.65	90.24	828.90	909.75	111.14	1020.90	548.58	67.02	615.60

Tabla D.21

Sector Transporte

Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético

Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Escenario optimista: EOIA1
Intensidades Tendenciales

Escenario optimista: EOIB1
Intensidades opinión experta

Año	Gas licuado		Gasolina y naftas	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Electricidad	Total	Gas licuado	Gasolina y naftas	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Electricidad	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	19.18	945.57	92.21	373.06	1.57	3.57	1435.17	19.18	945.57	92.21	373.06	1.57	3.57	1435.17	
2000	27.71	1365.94	127.69	533.16	2.15	5.11	2061.75	26.01	1282.02	127.69	500.96	1.99	5.11	1943.77	
2005	40.03	1973.14	174.99	766.30	3.01	7.00	2964.48	35.63	1756.48	174.99	682.84	2.72	7.00	2659.65	
2007	46.34	2284.11	198.47	885.46	3.44	7.94	3425.76	40.41	1992.25	198.47	772.89	3.09	7.94	3015.05	
2010	57.67	2842.68	239.75	1099.00	4.20	9.59	4252.89	48.82	2406.53	239.75	930.72	3.73	9.59	3639.13	

Escenario moderado: EMIA1
Intensidades Tendenciales

Escenario moderado: EMIB1
Intensidades opinión experta

Año	Gas licuado		Gasolina y naftas	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Electricidad	Total	Gas licuado	Gasolina y naftas	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Electricidad	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	19.18	945.57	92.21	373.06	1.57	3.57	1435.17	19.18	945.57	92.21	373.06	1.57	3.57	1435.17	
2000	26.55	1308.80	122.35	510.85	2.06	4.89	1975.50	24.92	1228.39	122.35	480.00	1.91	4.89	1862.45	
2005	34.89	1719.62	152.50	667.84	2.62	6.10	2583.56	31.05	1530.80	152.50	595.10	2.37	6.10	2317.92	
2007	38.88	1916.57	166.54	742.98	2.89	6.66	2874.52	33.91	1671.87	166.54	648.52	2.59	6.66	2529.89	
2010	45.72	2253.39	190.05	871.18	3.33	7.60	3371.25	38.70	1907.65	190.05	737.78	2.96	7.60	2884.73	

Sector Transporte

Continuación Tabla D.21

**Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones**

Escenario optimista: EOIA1 Intensidades Tendenciales							Escenario optimista: EOIB1 Intensidades opinión experta					
Año	Gas	Gasolina	Kerosina	Diesel	Combus- tóleo	Elec- tricidad	Gas	Gasolina	Kerosina	Diesel	Combus- tóleo	Elec- tricidad
	licuado miles b/día	y naftas miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	GWWh/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día
							PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	12.67	492.32	45.61	178.59	0.67	2.72	12.67	492.32	45.61	178.59	0.67	2.72
2000	18.31	711.20	63.16	255.23	0.92	3.89	17.18	667.50	63.16	239.82	0.85	3.89
2005	26.45	1027.34	86.55	366.84	1.29	5.32	23.54	914.53	86.55	326.89	1.17	5.32
2007	30.61	1189.25	98.17	423.89	1.48	6.04	26.70	1037.29	98.17	370.00	1.32	6.04
2010	38.10	1480.08	118.58	526.12	1.80	7.30	32.25	1252.99	118.58	445.56	1.60	7.30
Escenario moderado: EMIA1 Intensidades Tendenciales							Escenario moderado: EMIB1 Intensidades opinión experta					
Año	Gas	Gasolina	Kerosina	Diesel	Combus- tóleo	Elec- tricidad	Gas	Gasolina	Kerosina	Diesel	Combus- tóleo	Elec- tricidad
	licuado miles b/día	y naftas miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	GWWh/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día
1996	12.67	492.32	45.61	178.59	0.67	2.72	12.67	492.32	45.61	178.59	0.67	2.72
2000	17.54	681.44	60.52	244.56	0.88	3.72	16.46	639.58	60.52	229.79	0.82	3.72
2005	23.05	895.34	75.43	319.71	1.12	4.64	20.51	797.03	75.43	284.89	1.02	4.64
2007	25.69	997.89	82.37	355.68	1.24	5.07	22.40	870.38	82.37	310.46	1.11	5.07
2010	30.20	1173.25	94.00	417.05	1.43	5.78	25.56	993.24	94.00	353.19	1.27	5.78

Subsector Autotransporte

Continuación Tabla D.21

Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Año	Escenario optimista: EOIA1 Intensidades Tendenciales			Escenario optimista: EOIB1 Intensidades opinión experta		
	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Diesel	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Diesel
	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>
1996	12.67	491.72	155.83	12.67	491.72	155.83
2000	18.31	710.36	225.12	17.18	666.66	211.27
2005	26.45	1026.19	325.21	23.54	913.39	289.46
2007	30.61	1187.95	376.47	26.70	1035.99	328.31
2010	38.10	1478.50	468.55	32.25	1251.42	396.59

Año	Escenario moderado: EMIA1 Intensidades Tendenciales			Escenario moderado: EMIB1 Intensidades opinión experta		
	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Diesel	Gas licuado	Gasolinas y naftas	Diesel
	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>
1996	12.67	491.72	155.83	12.67	491.72	155.83
2000	17.54	680.64	215.70	16.46	638.77	202.43
2005	23.05	894.34	283.42	20.51	796.03	252.27
2007	25.69	996.80	315.89	22.40	869.28	275.48
2010	30.20	1172.01	371.42	25.56	992.00	314.37

Tabla D.22

Sector residencial, comercial y público
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Escenario optimista: EOIA1
Intensidades Tendenciales

Escenario optimista: EOIB1
Intensidades opinión experta

Año	Gas no asociado			Leña	Gas licuado			Kerosinas	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Elec-tricidad	Total	Gas no asociado			Leña	Gas licuado			Kerosinas	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Elec-tricidad	Total													
	PJ	PJ	PJ		PJ	PJ	PJ							PJ	PJ	PJ		PJ	PJ	PJ							PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	11.07	245.30	364.75		4.36	1.70	29.70	34.71	154.51	846.10	11.07	245.30	364.75		4.36	1.70	29.70	34.71	154.51	846.10	11.07	245.30	364.75		4.36	1.70	29.70	34.71	154.51	846.10									
2000	11.69	259.07	397.82		4.60	2.20	38.38	36.66	174.06	924.48	11.69	259.07	385.11		4.60	1.79	31.31	36.66	165.62	895.85	11.69	259.07	385.11		4.60	1.79	31.31	36.66	165.62	895.85									
2005	12.30	272.46	434.24		4.84	2.82	49.19	38.55	197.54	1011.93	12.30	272.46	415.05		4.84	2.20	38.51	38.55	183.86	967.77	12.30	272.46	415.05		4.84	2.20	38.51	38.55	183.86	967.77									
2007	12.48	276.48	448.54		4.91	3.11	54.31	39.12	207.68	1046.62	12.48	276.48	427.35		4.91	2.43	42.51	39.12	191.96	997.24	12.48	276.48	427.35		4.91	2.43	42.51	39.12	191.96	997.24									
2010	12.71	281.59	470.63		5.00	3.61	62.99	39.85	224.16	1100.53	12.71	281.59	446.05		5.00	2.82	49.31	39.85	204.64	1041.97	12.71	281.59	446.05		5.00	2.82	49.31	39.85	204.64	1041.97									

Escenario moderado: EMIA1
Intensidades Tendenciales

Escenario moderado: EMIB1
Intensidades opinión experta

Año	Gas no asociado			Leña	Gas licuado			Kerosinas	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Elec-tricidad	Total	Gas no asociado			Leña	Gas licuado			Kerosinas	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Elec-tricidad	Total													
	PJ	PJ	PJ		PJ	PJ	PJ							PJ	PJ	PJ		PJ	PJ	PJ							PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	11.07	245.30	364.75		4.36	1.70	29.70	34.71	154.51	846.10	11.07	245.30	364.75		4.36	1.70	29.70	34.71	154.51	846.10	11.07	245.30	364.75		4.36	1.70	29.70	34.71	154.51	846.10									
2000	11.69	259.07	394.84		4.60	2.10	36.72	36.66	171.22	916.90	11.69	259.07	382.68		4.60	1.71	29.95	36.66	163.13	889.50	11.69	259.07	382.68		4.60	1.71	29.95	36.66	163.13	889.50									
2005	12.30	272.46	423.05		4.84	2.46	42.97	38.55	186.94	983.56	12.30	272.46	406.29		4.84	1.93	33.64	38.55	175.00	944.99	12.30	272.46	406.29		4.84	1.93	33.64	38.55	175.00	944.99									
2007	12.48	276.48	433.12		4.91	2.62	45.73	39.12	193.11	1007.56	12.48	276.48	415.28		4.91	2.05	35.80	39.12	179.87	965.99	12.48	276.48	415.28		4.91	2.05	35.80	39.12	179.87	965.99									
2010	12.71	281.59	447.62		5.00	2.87	50.18	39.85	202.49	1042.30	12.71	281.59	428.03		5.00	2.25	39.33	39.85	186.94	995.69	12.71	281.59	428.03		5.00	2.25	39.33	39.85	186.94	995.69									

Continuación Tabla D.22

Sector residencial
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Escenario optimista: EOIA1 Intensidades Tendenciales							Escenario optimista: EOIB1 Intensidades opinión experta					
Año	Gas no asociado <i>miles pc/día</i>	Leña <i>miles ton/día</i>	Gas licuado <i>miles bl/día</i>	Kerosina <i>miles bl/día</i>	Gas natural <i>miles pc/día</i>	Elec-tricidad <i>GWh/día</i>	Gas no asociado <i>miles pc/día</i>	Leña y naftas <i>miles ton/día</i>	Gas licuado <i>miles bl/día</i>	Kerosina <i>miles bl/día</i>	Gas natural <i>miles pc/día</i>	Elec-tricidad <i>GWh/día</i>
1996	26952.12	46.39	205.71	2.15	91299.93	78.03	26952.12	46.39	205.71	2.15	91299.93	78.03
2000	28464.61	49.00	217.26	2.27	96423.16	82.41	28464.61	49.00	217.26	2.27	96423.16	82.41
2005	29935.54	51.53	228.48	2.39	101406.32	86.67	29935.54	51.53	228.48	2.39	101406.32	86.67
2007	30377.95	52.29	231.86	2.43	102905.12	87.95	30377.95	52.29	231.86	2.43	102905.12	87.95
2010	30939.61	53.26	236.14	2.47	104805.87	89.58	30939.61	53.26	236.14	2.47	104805.87	89.58

Escenario moderado: EMIA1 Intensidades Tendenciales							Escenario moderado: EMIB1 Intensidades opinión experta					
Año	Gas no asociado <i>miles pc/día</i>	Leña y naftas <i>miles ton/día</i>	Gas licuado <i>miles bl/día</i>	Kerosina <i>miles bl/día</i>	Gas natural <i>miles pc/día</i>	Elec-tricidad <i>GWh/día</i>	Gas no asociado <i>miles pc/día</i>	Leña y naftas <i>miles ton/día</i>	Gas licuado <i>miles bl/día</i>	Kerosina <i>miles bl/día</i>	Gas natural <i>miles pc/día</i>	Elec-tricidad <i>GWh/día</i>
1996	26952.12	46.39	205.71	2.15	91299.93	78.03	26952.12	46.39	205.71	2.15	91299.93	78.03
2000	28464.61	49.00	217.26	2.27	96423.16	82.41	28464.61	49.00	217.26	2.27	96423.16	82.41
2005	29935.54	51.53	228.48	2.39	101406.32	86.67	29935.54	51.53	228.48	2.39	101406.32	86.67
2007	30377.95	52.29	231.86	2.43	102905.12	87.95	30377.95	52.29	231.86	2.43	102905.12	87.95
2010	30939.61	53.26	236.14	2.47	104805.87	89.58	30939.61	53.26	236.14	2.47	104805.87	89.58

Subsector comercial

Continuación Tabla D.22

**Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones**

Año	Escenario optimista: EOIA1 Intensidades Tendenciales				Escenario optimista: EOIB1 Intensidades opinión experta			
	Gas licuado	Diesel	Combus- tóleo	Elec- tricidad	Gas licuado	Diesel	Combus- tóleo	Elec- tricidad
	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>GWh/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>GWh/día</i>
1996	35.26	0.81	12.73	25.73	35.26	0.81	12.73	25.73
2000	45.57	1.05	16.45	33.25	37.17	0.86	13.42	27.12
2005	58.40	1.35	21.08	42.61	45.72	1.06	16.50	33.36
2007	64.47	1.49	23.27	47.04	50.47	1.16	18.22	36.83
2010	74.78	1.73	26.99	54.56	58.54	1.35	21.13	42.72

Año	Escenario moderado: EMIA1 Intensidades Tendenciales				Escenario moderado: EMIB1 Intensidades opinión experta			
	Gas licuado	Diesel	Combus- tóleo	Elec- tricidad	Gas licuado	Diesel	Combus- tóleo	Elec- tricidad
	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>GWh/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>miles b/día</i>	<i>GWh/día</i>
1996	35.26	0.81	12.73	25.73	35.26	0.81	12.73	25.73
2000	43.60	1.01	15.74	31.81	35.56	0.82	12.84	25.95
2005	51.01	1.18	18.41	37.22	39.93	0.92	14.41	29.14
2007	54.28	1.25	19.59	39.61	42.50	0.98	15.34	31.01
2010	59.58	1.37	21.50	43.47	46.64	1.08	16.85	34.03

Continuación Tabla D.22

Subsector público

Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Año	Escenario optimista		Escenario moderado	
	EOIA1	EOIB1	EMIA1	EMIB1
	Intensidades	Intensidades	Intensidades	Intensidades
	Tendencial	Experta	Tendencial	Experta
	Electricidad	Electricidad	Electricidad	Electricidad
	GWh/día	GWh/día	GWh/día	GWh/día
1996	13.82	13.82	13.82	13.82
2000	16.81	16.51	16.08	15.79
2005	21.05	19.90	18.38	17.37
2007	23.06	21.31	19.40	17.93
2010	26.45	23.44	21.05	18.66

Tabla D.23
Sector Agropecuario

Proyecciones de la demanda de energía
Demanda proyectada bajo la opción libre de restricciones

Año	Escenario optimista: EOIA1 Intensidades Tendenciales					Escenario optimista: EOIB1 Intensidades opinión experta				
	Gas licuado	Kerosinas	Diesel	Electricidad	Total	Gas licuado	Kerosinas	Diesel	Electricidad	Total
	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>
1996	1.16	3.54	69.02	27.16	100.88	1.16	3.54	69.02	27.16	100.88
2000	1.36	4.16	81.00	31.87	118.40	1.30	3.97	77.36	30.44	113.08
2005	1.74	5.33	103.73	40.81	151.61	1.66	5.06	98.55	38.77	144.04
2007	1.92	5.88	114.51	45.05	167.37	1.83	5.58	108.67	42.75	158.83
2010	2.23	6.82	132.83	52.26	194.14	2.12	6.47	125.89	49.53	184.01

Año	Escenario moderado: EMIA1 Intensidades Tendenciales					Escenario moderado: EMIB1 Intensidades opinión experta				
	Gas licuado	Kerosinas	Diesel	Electricidad	Total	Gas licuado	Kerosinas	Diesel	Electricidad	Total
	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>	<i>PJ</i>
1996	1.16	3.54	69.02	27.16	100.88	1.16	3.54	69.02	27.16	100.88
2000	1.30	3.98	77.50	30.49	113.27	1.24	3.80	74.02	29.12	108.18
2005	1.52	4.65	90.60	35.65	132.43	1.45	4.42	86.08	33.87	125.81
2007	1.62	4.95	96.42	37.94	140.93	1.54	4.70	91.50	36.00	133.74
2010	1.78	5.44	105.82	41.63	154.67	1.69	5.15	100.30	39.46	146.59

Tabla D.24

Proyecciones de capacidad eléctrica

Proyecciones de capacidad bajo la opción sujeta a restricciones

La capacidad adicional a base de hidroenergía, nucleoenergía, carbón y geoenergía pasan a capacidad térmica a base de combustóleo

La capacidad existente en 1996 a base de hidroenergía, nucleoenergía, carbón y geoenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: EOIA2C			Escenario optimista EOIB2C			Escenario moderado: EMIA2C			Escenario moderado EMIB2C		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Termoeléctrica MW	Hidroeléctrica MW	Total MW	Termoeléctrica MW	Hidroeléctrica MW	Total MW	Termoeléctrica MW	Hidroeléctrica MW	Total MW	Termoeléctrica MW	Hidroeléctrica MW	Total MW
1996	24 755	10 034	34 789	24 755	10 034	34 789	24 755	10 034	34 789	24 755	10 034	34 789
1997	25 089	10 034	35 123	25141	10 034	35 175	25 089	10 034	35 123	25 150	10 034	35 184
1998	25 844	10 034	35 888	25919	10 034	35 953	25 779	10 034	35 813	25 854	10 034	35 888
1999	27 544	10 034	37 578	27613	10 034	37 647	26 828	10 034	36 862	26 897	10 034	36 931
2000	29 915	10 034	39 449	29442	10 034	39 476	27 894	10 034	37 928	27 922	10 034	37 956
2001	31 371	10 034	41 405	31313	10 034	41 347	28 976	10 034	39 010	28 923	10 034	38 957
2002	33 415	10 034	43 449	33219	10 034	43 253	30 071	10 034	40 105	29 893	10 034	39 927
2003	35 550	10 034	45 584	35159	10 034	45 193	31 179	10 034	41 213	30 832	10 034	40 866
2004	37 777	10 034	47 811	37133	10 034	47 167	32 300	10 034	42 334	31 740	10 034	41 774
2005	40 100	10 034	50 134	39146	10 034	49 180	33 432	10 034	43 466	32 622	10 034	42 656
2006	42 521	10 034	52 555	41206	10 034	51 240	34 575	10 034	44 609	33 483	10 034	43 517
2007	45 185	10 034	55 219	43442	10 034	53 476	35 791	10 034	45 825	34 378	10 034	44 412
2008	47 664	10 034	57 698	45509	10 034	55 543	36 888	10 034	46 927	35 177	10 034	45 211
2009	50 391	10 034	60 425	47777	10 034	57 811	38 055	10 034	48 089	36 027	10 034	46 061
2010	53 223	10 034	63 257	50141	10 034	60 175	39 228	10 034	49 262	36 891	10 034	46 925

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.

La capacidad a base de nucleoenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 1 309 MW.

La capacidad a base de carboeléctrica se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 2 600 MW.

La capacidad a base de geoenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 744 MW.

Las capacidades adicionales de hidroenergía, nucleoenergía, carboeléctricidad y geoenergía se transfieren a capacidad a base de combustóleo con los parámetros (eficiencia y factor de planta) de la térmica convencional de 350 MW.

Proyecciones de capacidad eléctrica
Proyecciones de capacidad bajo la opción sujeta a restricciones
La capacidad adicional a base de hidroenergía se pasa a capacidad térmica a base de combustóleo
La capacidad existente en 1996 a base de hidroenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: E01A2C			Escenario optimista: E01B2C			Escenario moderado: E01A2C			Escenario moderado: E01B2C		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Hidroeléctrica proyección MW	Hidroeléctrica adición respecto 1996 MW	Equivalente a combustóleo MW	Hidroeléctrica proyección MW	Hidroeléctrica adición respecto 1996 MW	Equivalente a combustóleo MW	Hidroeléctrica proyección MW	Hidroeléctrica adición respecto 1996 MW	Equivalente a combustóleo MW	Hidroeléctrica proyección MW	Hidroeléctrica adición respecto 1996 MW	Equivalente a combustóleo MW
1996	10 034			10 034			10 034			10 034		
1997	10 561	526	274	10 582	548	285	10 561	526	274	10 582	548	285
1998	11 089	1 055	528	11 117	1 082	541	10 930	896	451	10 957	922	464
1999	11 704	1 669	822	11 728	1 694	834	11 305	1 271	631	11 329	1 294	642
2000	12 380	2 345	1 146	12 389	2 355	1 150	11 686	1 651	813	11 695	1 660	818
2001	13 086	3 052	1 484	13 065	3 030	1 474	12 072	2 037	998	12 052	2 017	989
2002	13 825	3 790	1 838	13 754	3 719	1 804	12 462	2 428	1 185	12 398	2 364	1 155
2003	14 596	4 561	2 208	14 455	4 420	2 140	12 858	2 823	1 375	12 733	2 699	1 315
2004	15 400	5 366	2 593	15 168	5 133	2 482	13 258	3 223	1 567	13 057	3 023	1 471
2005	16 240	6 205	2 995	15 895	5 860	2 830	13 662	3 627	1 760	13 372	3 337	1 621
2006	17 114	7 079	3 414	16 639	6 604	3 187	14 070	4 035	1 956	13 679	3 645	1 769
2007	18 025	7 990	3 851	17 404	7 369	3 553	14 481	4 446	2 153	13 892	3 947	1 914
2008	18 972	8 937	4 305	18 194	8 159	3 931	14 895	4 860	2 351	14 284	4 249	2 058
2009	19 957	9 922	4 776	19 013	8 978	4 324	15 311	5 277	2 551	14 587	4 552	2 203
2010	20 980	10 946	5 267	19 867	9 832	4 733	15 730	5 695	2 751	14 895	4 861	2 351

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.

La capacidad a base de hidroenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 10 034 MW.

Proyecciones de capacidad eléctrica
Proyecciones de capacidad bajo la opción sujeta a restricciones
La capacidad adicional a base de nucleoenergía se pasa a capacidad térmica a base de combustóleo
La capacidad existente en 1996 a base de nucleoenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: EOIA2C			Escenario optimista: EOIB2C			Escenario moderado: EMIA2C			Escenario moderado: EMIB2C		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Nucleoeléctrica proyección	Nucleoeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo	Nucleoeléctrica proyección	Nucleoeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo	Nucleoeléctrica proyección	Nucleoeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo	Nucleoeléctrica proyección	Nucleoeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1996	1 309			1 309			1 309			1 309		
1997	1 309		20	1 309		22	1 309		20	1 309		22
1998	1 309		130	1 309		133	1 309		130	1 309		133
1999	1 382	73	201	1 384	75	205	1 354	45	174	1 357	48	177
2000	1 461	152	281	1 463	154	283	1 400	91	220	1 401	92	221
2001	1 545	236	365	1 542	233	363	1 446	137	266	1 443	134	264
2002	1 632	323	452	1 624	315	444	1 493	184	313	1 485	176	305
2003	1 723	414	543	1 706	397	527	1 540	231	360	1 525	216	345
2004	1 818	509	648	1 790	481	611	1 588	279	408	1 564	255	384
2005	1 917	608	737	1 876	567	697	1 636	327	457	1 602	293	422
2006	2 020	711	841	1 964	655	785	1 685	376	506	1 638	329	459
2007	2 128	819	948	2 054	745	875	1 734	425	555	1 675	366	495
2008	2 240	930	1 060	2 148	839	968	1 784	475	604	1 711	402	531
2009	2 356	1 047	1 176	2 244	935	1 065	1 834	525	654	1 747	438	567
2010	2 477	1 168	1 297	2 345	1 036	1 166	1 884	575	704	1 784	475	604

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.
 La capacidad a base de nucleoenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es. 1 309 MW.

Proyecciones de capacidad eléctrica
Proyecciones de capacidad bajo la opción sujeta a restricciones
La capacidad adicional a base de carbonoenergía se pasa a capacidad térmica a base de combustóleo
La capacidad existente en 1996 a base de carbonoenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: EOIA2C			Escenario optimista: EOIB2C			Escenario moderado: EMIA2C			Escenario moderado: EMIB2C		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Carboeléctrica proyección	Carboeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo	Carboeléctrica proyección	Carboeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo	Carboeléctrica proyección	Carboeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo	Carboeléctrica proyección	Carboeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1996	2 600			2 600			2 600			2 600		
1997	2 600		25	2 600		31	2 600		25	2 600		31
1998	2 600		25	2 600		32	2 600		74	2 600		81
1999	2 744	144	175	2 750	150	181	2 689	89	169	2 694	94	175
2000	2 903	303	339	2 905	305	342	2 779	179	264	2 781	181	267
2001	3 064	464	511	3 063	463	506	2 871	271	361	2 866	266	356
2002	3 241	641	691	3 225	625	674	2 964	364	460	2 949	349	444
2003	3 422	822	879	3 389	789	844	3 058	458	559	3 029	428	528
2004	3 611	1 011	1 075	3 556	956	1 018	3 153	553	660	3 106	506	609
2005	3 808	1 208	1 279	3 727	1 127	1 195	3 249	649	761	3 180	580	688
2006	4 013	1 413	1 492	3 901	1 301	1 376	3 346	746	864	3 253	653	766
2007	4 226	1 626	1 713	4 081	1 481	1 562	3 444	844	967	3 325	725	842
2008	4 448	1 848	1 944	4 266	1 666	1 754	3 543	943	1 071	3 397	797	918
2009	4 679	2 079	2 184	4 458	1 858	1 954	3 642	1 042	1 176	3 469	869	994
2010	4 919	2 319	2 433	4 658	2 058	2 162	3 741	1 141	1 281	3 543	943	1 071

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.
 La capacidad a base de carbonoenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 2 600 MW.

Proyecciones de capacidad eléctrica
Proyecciones de capacidad bajo la opción sujeta a restricciones
La capacidad adicional a base de geoenergía se pasa a capacidad térmica a base de combustóleo
La capacidad existente en 1996 a base de geoenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: EOIA2C			Escenario optimista: EOIB2C			Escenario moderado: EMIA2C			Escenario moderado: EMB2C		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Geoelectrica proyección	Geoelectrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo	Geoelectrica proyección	Geoelectrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo	Geoelectrica proyección	Geoelectrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo	Geoelectrica proyección	Geoelectrica adición respecto 1996	Equivalente a combustóleo
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1996	744		7	744		9	744		7	744		9
1997	750		8	750		10	750		8	750		11
1998	751		8	753		10	751		8	753		11
1999	792	48	57	794	50	59	777	33	38	779	35	40
2000	838	94	110	839	95	111	803	59	69	804	60	70
2001	886	142	166	885	141	164	830	86	100	828	84	98
2002	936	192	224	931	187	218	856	112	131	852	108	126
2003	988	244	285	979	235	273	884	140	163	875	131	153
2004	1 043	299	348	1 027	283	330	911	167	195	897	153	179
2005	1 099	355	414	1 076	332	387	939	195	227	919	175	204
2006	1 159	415	483	1 127	383	446	967	223	260	940	196	228
2007	1 220	476	555	1 178	434	506	995	251	293	961	217	253
2008	1 285	540	630	1 232	488	568	1 024	280	326	982	238	277
2009	1 351	607	707	1 287	543	633	1 052	308	360	1 002	258	301
2010	1 420	676	788	1 345	601	700	1 081	337	393	1 024	280	326

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.
 La capacidad a base de geoenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 744 MW.

Tabla D.25

Sector eléctrico

*Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones
La generación adicional a base de hidroenergía, nucleoenergía, carboenergía y geoenergía pasan
a generación térmica a base de combustóleo*

Escenario optimista: EOIA2C									
Opción combustóleo									
Intensidades tendenciales									
Año	Carbón	Núcleoenergía	Hidroenergía	Geoenergía	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	170.54	85.58	322.32	58.73	9.53	718.91	191.37	109.49	1 666.53
1997	170.54	85.58	322.32	58.73	10.11	781.09	202.34	115.77	1 762.02
1998	170.54	85.58	322.32	58.73	10.64	842.48	212.47	121.56	1 850.17
1999	170.54	85.58	322.32	58.73	11.27	923.03	224.24	128.30	1 952.70
2000	170.54	85.58	322.32	58.73	11.97	1 011.59	237.19	135.71	2 065.45
2001	170.54	85.58	322.32	58.73	12.70	1 104.20	250.73	143.45	2 183.35
2002	170.54	85.58	322.32	58.73	13.46	1 200.97	264.87	151.55	2 306.56
2003	170.54	85.58	322.32	58.73	14.25	1 302.03	279.65	160.00	2 435.21
2004	170.54	85.58	322.32	58.73	15.08	1 407.48	295.07	168.82	2 569.47
2005	170.54	85.58	322.32	58.73	15.95	1 517.46	311.15	178.02	2 709.48
2006	170.54	85.58	322.32	58.73	16.85	1 632.06	327.90	187.61	2 855.38
2007	170.54	85.58	322.32	58.73	17.78	1 751.39	345.35	197.59	3 007.29
2008	170.54	85.58	322.32	58.73	18.76	1 875.55	363.50	207.98	3 165.38
2009	170.54	85.58	322.32	58.73	19.77	2 004.63	382.37	218.77	3 329.71
2010	170.54	85.58	322.32	58.73	20.83	2 138.72	401.97	229.99	3 500.42

Escenario optimista: EOIB2C									
Opción combustóleo									
Intensidades opinión experta									
Año	Carbón	Núcleoenergía	Hidroenergía	Geoenergía	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	170.54	85.58	322.32	58.73	9.53	718.91	191.37	109.49	1 666.53
1997	170.54	85.58	322.32	58.73	10.13	783.93	202.75	116.01	1 765.61
1998	170.54	85.58	322.32	58.73	10.67	846.10	212.99	121.86	1 854.76
1999	170.54	85.58	322.32	58.73	11.30	926.27	224.71	128.57	1 956.82
2000	170.54	85.58	322.32	58.73	11.98	1 012.87	237.37	135.81	2 067.08
2001	170.54	85.58	322.32	58.73	12.68	1 101.43	250.32	143.22	2 179.83
2002	170.54	85.58	322.32	58.73	13.39	1 191.68	263.52	150.77	2 294.73
2003	170.54	85.58	322.32	58.73	14.11	1 283.52	276.94	158.45	2 411.65
2004	170.54	85.58	322.32	58.73	14.84	1 376.99	290.61	166.27	2 530.65
2005	170.54	85.58	322.32	58.73	15.59	1 472.30	304.54	174.24	2 651.99
2006	170.54	85.58	322.32	58.73	16.36	1 569.82	318.80	182.40	2 776.15
2007	170.54	85.58	322.32	58.73	17.15	1 670.04	333.45	190.78	2 903.74
2008	170.54	85.58	322.32	58.73	17.96	1 773.52	348.58	199.44	3 035.49
2009	170.54	85.58	322.32	58.73	18.80	1 880.90	364.28	208.42	3 172.19
2010	170.54	85.58	322.32	58.73	19.68	1 992.82	380.64	217.79	3 314.68

Escenario moderado: EMIA2C									
Opción combustóleo									
Intensidades tendenciales									
Año	Carbón	Núcleoenergía	Hidroenergía	Geoenergía	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	170.54	85.58	322.32	58.73	9.53	718.91	191.37	109.49	1 666.53
1997	170.54	85.58	322.32	58.73	10.11	781.09	202.34	115.77	1 762.02
1998	170.54	85.58	322.32	58.73	10.49	829.34	209.42	119.82	1 823.64
1999	170.54	85.58	322.32	58.73	10.88	878.75	216.60	123.93	1 886.21
2000	170.54	85.58	322.32	58.73	11.26	928.89	223.89	128.10	1 949.70
2001	170.54	85.58	322.32	58.73	11.66	979.72	231.29	132.33	2 014.06
2002	170.54	85.58	322.32	58.73	12.06	1 031.20	238.77	136.61	2 079.26
2003	170.54	85.58	322.32	58.73	12.46	1 083.32	246.35	140.95	2 145.26
2004	170.54	85.58	322.32	58.73	12.87	1 136.02	254.02	145.34	2 211.99
2005	170.54	85.58	322.32	58.73	13.28	1 189.26	261.76	149.76	2 279.41
2006	170.54	85.58	322.32	58.73	13.70	1 242.99	269.57	154.24	2 347.45
2007	170.54	85.58	322.32	58.73	14.12	1 297.16	277.45	158.74	2 416.05
2008	170.54	85.58	322.32	58.73	14.54	1 351.72	285.38	163.28	2 485.14
2009	170.54	85.58	322.32	58.73	14.97	1 406.60	293.36	167.85	2 554.63
2010	170.54	85.58	322.32	58.73	15.39	1 461.73	301.38	172.44	2 624.45

(Continuación Tabla D.25)

Escenario moderado: EMIB2C									
Opción combustóleo									
Intensidades opinión experta									
Año	Carbón	Núcleoenergía	Hidroenergía	Geoenergía	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	170.54	85.58	322.32	58.73	9.53	718.91	191.37	109.49	1 666.53
1997	170.54	85.58	322.32	58.73	10.13	783.81	202.75	116.01	1 765.61
1998	170.54	85.58	322.32	58.73	10.52	832.75	209.94	120.11	1 828.14
1999	170.54	85.58	322.32	58.73	10.90	881.78	217.06	124.19	1 890.20
2000	170.54	85.58	322.32	58.73	11.28	930.06	224.07	128.20	1 951.24
2001	170.54	85.58	322.32	58.73	11.65	977.25	230.91	132.12	2 010.81
2002	170.54	85.58	322.32	58.73	12.00	1023.12	237.55	135.91	2 068.61
2003	170.54	85.58	322.32	58.73	12.35	1067.57	243.97	139.59	2 124.50
2004	170.54	85.58	322.32	58.73	12.68	1110.65	250.18	143.14	2 178.57
2005	170.54	85.58	322.32	58.73	13.01	1152.55	256.20	146.58	2 231.04
2006	170.54	85.58	322.32	58.73	13.33	1193.56	262.09	149.96	2 282.31
2007	170.54	85.58	322.32	58.73	13.64	1234.02	267.89	153.28	2 332.84
2008	170.54	85.58	322.32	58.73	13.95	1274.34	273.67	156.58	2 383.16
2009	170.54	85.58	322.32	58.73	14.26	1314.89	279.48	159.91	2 433.78
2010	170.54	85.58	322.32	58.73	14.58	1356.06	285.39	163.29	2 485.31

Sector eléctrico

Demanda de energía fósil proyectada bajo la opción sujeta a restricciones

La generación adicional a base de hidroenergía, nucleenergía, carboenergía y geoenergía pasan a generación térmica a base de combustóleo

Escenario optimista: EOIA2C				
Opción combustóleo				
Intensidades tendenciales				
Año	Carbón	Diesel	Combustóleo	Gas natural
	miles toneladas	miles bbls/a	miles bbls/a	millones pcf/a
1996	24.61	4.56	308.04	522.74
1997	24.61	4.84	334.68	552.71
1998	24.61	5.09	360.99	580.37
1999	24.61	5.40	395.50	612.53
2000	24.61	5.73	433.45	649.90
2001	24.61	6.08	473.13	684.88
2002	24.61	6.44	514.60	723.53
2003	24.61	6.82	557.90	763.88
2004	24.61	7.22	603.08	806.00
2005	24.61	7.63	650.21	849.92
2006	24.61	8.06	699.31	895.68
2007	24.61	8.51	750.44	943.34
2008	24.61	8.98	803.64	992.92
2009	24.61	9.47	858.95	1 044.47
2010	24.61	9.97	916.43	1 098.02

Escenario optimista: EOIB2C			
Opción combustóleo			
Intensidades opinión experta			
Carbón	Diesel	Combustóleo	Gas natural
miles toneladas	miles bbls/a	miles bbls/a	millones pcf/a
24.61	4.56	308.04	522.74
24.61	4.85	335.90	553.84
24.61	5.11	362.54	581.81
24.61	5.41	396.89	613.82
24.61	5.74	434.00	648.41
24.61	6.07	471.94	683.77
24.61	6.41	510.62	719.82
24.61	6.75	549.97	756.49
24.61	7.11	590.02	793.82
24.61	7.46	630.86	831.88
24.61	7.83	672.64	870.83
24.61	8.21	715.58	910.85
24.61	8.60	759.93	952.18
24.61	9.00	805.94	995.06
24.61	9.42	853.89	1 039.76

Escenario moderado: EMIA2C				
Opción combustóleo				
Intensidades tendenciales				
Carbón	Diesel	Combustóleo	Gas natural	
miles toneladas	miles bbls/a	miles bbls/a	millones pcf/a	
24.61	4.56	308.04	522.74	
24.61	4.84	334.68	552.71	
24.61	5.02	353.36	572.04	
24.61	5.21	376.53	591.67	
24.61	5.39	398.01	611.89	
24.61	5.58	419.79	631.78	
24.61	5.77	441.83	652.23	
24.61	5.97	464.18	672.93	
24.61	6.16	486.76	693.86	
24.61	6.36	509.58	715.01	
24.61	6.56	532.60	736.35	
24.61	6.76	555.81	757.87	
24.61	6.96	579.19	779.54	
24.61	7.16	602.70	801.34	
24.61	7.37	626.33	823.24	

Escenario moderado: EMIB2C			
Opción combustóleo			
Intensidades opinión experta			
Carbón	Diesel	Combustóleo	Gas natural
miles toneladas	miles bbls/a	miles bbls/a	millones pcf/a
24.61	4.56	308.04	522.74
24.61	4.85	335.85	553.84
24.61	5.03	356.82	573.45
24.61	5.22	377.83	592.92
24.61	5.40	398.51	612.07
24.61	5.58	418.73	630.76
24.61	5.75	438.39	648.89
24.61	5.91	457.44	666.42
24.61	6.07	475.90	683.38
24.61	6.23	493.85	699.84
24.61	6.38	511.42	715.92
24.61	6.53	528.76	731.77
24.61	6.68	546.03	747.56
24.61	6.83	563.41	763.43
24.61	6.98	581.05	779.56

Tabla D.26

Proyecciones de capacidad eléctrica

Proyecciones de capacidad bajo la opción sujeta a restricciones

La capacidad adicional de hidroenergía, nucleenergía, carbón y geoenergía pasan a capacidad térmica a base de gas natural

Se aplica la sustitución de combustóleo por gas natural en las plantas que se encuentran en zonas críticas y especiales

En total se sustituyen 4 510 MW a base de combustóleo y se pasan a gas natural

La capacidad existente en 1996 de hidroenergía, nucleenergía, carbón y geoenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: EO1A2G			Escenario optimista: EO1B2G			Escenario moderado: EM1A2G			Escenario moderado: EM1B2G		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Total	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Total	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Total	Termoeléctrica	Hidroeléctrica	Total
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1996	24 755	10 034	34 789	24 755	10 034	34 789	24 755	10 034	34 789	24 755	10 034	34 789
1997	25 068	10 034	35 102	25 120	10 034	35 154	25 068	10 034	35 102	25 128	10 034	35 162
1998	25 800	10 034	35 834	25 875	10 034	35 909	25 737	10 034	35 771	25 811	10 034	35 845
1999	27 466	10 034	37 500	27 533	10 034	37 567	26 765	10 034	36 799	26 832	10 034	36 866
2000	29 298	10 034	39 332	29 324	10 034	39 358	27 809	10 034	37 843	27 836	10 034	37 870
2001	31 213	10 034	41 247	31 156	10 034	41 190	28 368	10 034	38 902	28 816	10 034	38 850
2002	33 215	10 034	43 249	33 023	10 034	43 057	29 940	10 034	39 974	29 767	10 034	39 801
2003	35 305	10 034	45 339	34 922	10 034	44 956	31 026	10 034	41 060	30 686	10 034	40 720
2004	37 486	10 034	47 520	36 856	10 034	46 890	32 123	10 034	42 157	31 575	10 034	41 609
2005	39 761	10 034	49 795	38 827	10 034	48 861	33 232	10 034	43 266	32 438	10 034	42 472
2006	42 131	10 034	52 165	40 844	10 034	50 878	34 351	10 034	44 385	33 282	10 034	43 316
2007	44 743	10 034	54 777	43 036	10 034	53 070	35 543	10 034	45 577	34 159	10 034	44 193
2008	47 168	10 034	57 202	45 058	10 034	55 092	36 616	10 034	46 650	34 941	10 034	44 975
2009	49 838	10 034	59 872	47 279	10 034	57 313	37 759	10 034	47 793	35 773	10 034	45 807
2010	52 611	10 034	62 645	49 593	10 034	59 627	38 907	10 034	48 941	36 619	10 034	46 653

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.

La capacidad a base de nucleenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 1 309 MW.

La capacidad a base de carboceléctrica se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 2 600 MW.

La capacidad a base de geoenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 744 MW.

Las capacidades adicionales a base de hidroenergía, nucleenergía, carboceléctrica y geoenergía se transfieren a capacidad a base de gas natural con los parámetros (eficiencia y factor de planta) de la térmica de ciclo combinado a base de gas de 268 MW.

Las plantas ubicadas en zonas críticas y especiales que se transforman son: Rosarito (unidades 5 y 6); Francisco Villa (unidades 4 y 5); Monterrey (50% de su capacidad); Salamanca (80% de su capacidad); Emilio Portes Gil (50% de su capacidad); Altamira (80% de su capacidad); Tula (100% de su capacidad) y en la Península de Yucatán (100% de su capacidad).

Las plantas existentes en 1997 (excepto las que se encuentran en zonas críticas y especiales) que operan a base de combustóleo continúan empleando combustóleo con los volúmenes de 1997, esto es, se fija el consumo de combustóleo a los niveles de 1997. La generación adicional a base de combustóleo que predice el modelo se transfiere a gas natural con los factores de planta y eficiencias de las ciclo combinado a base de gas natural.

(Continuación Tabla D.26)

Proyecciones de capacidad eléctrica
Proyecciones de capacidad bajo la opción sujeta a restricciones
La capacidad adicional a base de hidroenergía se pasa a capacidad térmica a base de gas natural
La capacidad existente en 1996 a base de hidroenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: FOIA2G			Escenario optimista: FOIB2G			Escenario moderado: FMA2G			Escenario moderado: FMB2G		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Hidroeléctrica proyección	Hidroeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural	Hidroeléctrica proyección	Hidroeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural	Hidroeléctrica proyección	Hidroeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural	Hidroeléctrica proyección	Hidroeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1996	10 034			10 034			10 034			10 034		
1997	10 561	526	257	10 582	548	267	10 561	526	257	10 582	548	267
1998	11 089	1 055	495	11 117	1 082	507	10 930	896	423	10 957	922	435
1999	11 704	1 669	771	11 728	1 694	781	11 305	1 271	592	11 329	1 294	602
2000	12 380	2 345	1 074	12 389	2 355	1 079	11 686	1 651	763	11 695	1 660	767
2001	13 086	3 052	1 392	13 065	3 030	1 382	12 072	2 037	936	12 052	2 017	927
2002	13 825	3 790	1 723	13 754	3 719	1 691	12 462	2 428	1 111	12 398	2 364	1 083
2003	14 596	4 561	2 070	14 455	4 420	2 006	12 858	2 823	1 289	12 733	2 699	1 233
2004	15 400	5 366	2 431	15 168	5 133	2 327	13 258	3 223	1 469	13 057	3 023	1 379
2005	16 240	6 205	2 808	15 895	5 860	2 653	13 662	3 627	1 650	13 372	3 337	1 520
2006	17 114	7 079	3 201	16 639	6 604	2 898	14 070	4 035	1 833	13 679	3 645	1 658
2007	18 025	7 990	3 610	17 404	7 369	3 331	14 481	4 446	2 018	13 892	3 947	1 794
2008	18 972	8 937	4 036	18 194	8 159	3 686	14 895	4 860	2 204	14 284	4 249	1 930
2009	19 957	9 922	4 478	19 013	8 978	4 054	15 311	5 277	2 391	14 587	4 552	2 066
2010	20 980	10 946	4 938	19 867	9 832	4 438	15 730	5 695	2 579	14 895	4 861	2 204

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.

La capacidad a base de hidroenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 10 034 MW.

La capacidad adicional a base de hidroenergía se transfiere a capacidad a base de gas natural con los parámetros (eficiencia y factor de planta) de la térmica de ciclo combinado a base de gas de 268 MW.

Proyecciones de capacidad eléctrica
Proyecciones de capacidad bajo la opción sujeta a restricciones
La capacidad adicional a base de nucleoenergía se pasa a capacidad térmica a base de gas natural
La capacidad existente en 1996 a base de nucleoenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: EOIA2G			Escenario optimista: EOIB2G			Escenario moderado: EMIA2G			Escenario moderado: EMIB2G		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Nucleoeléctrica proyección	Nucleoeléctrica adicción respecto 1996	Equivalente a gas natural	Nucleoeléctrica proyección	Nucleoeléctrica adicción respecto 1996	Equivalente a gas natural	Nucleoeléctrica proyección	Nucleoeléctrica adicción respecto 1996	Equivalente a gas natural	Nucleoeléctrica proyección	Nucleoeléctrica adicción respecto 1996	Equivalente a gas natural
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1996	1 309			1 309			1 309			1 309		
1997	1 309		18	1 309		21	1 309		18	1 309		21
1998	1 309		121	1 309		124	1 309		121	1 309		124
1999	1 382	73	189	1 384	75	192	1 354	45	164	1 357	48	166
2000	1 461	152	264	1 463	154	265	1 400	91	206	1 401	92	207
2001	1 545	236	342	1 542	233	340	1 446	137	250	1 443	134	247
2002	1 632	323	424	1 624	315	416	1 493	184	293	1 485	176	286
2003	1 723	414	509	1 706	397	494	1 540	231	338	1 525	216	324
2004	1 818	509	598	1 790	481	573	1 588	279	383	1 564	255	360
2005	1 917	608	691	1 876	567	653	1 636	327	428	1 602	293	396
2006	2 020	711	788	1 964	655	735	1 685	376	474	1 638	329	430
2007	2 128	819	889	2 054	745	820	1 734	425	520	1 675	366	464
2008	2 240	930	994	2 148	839	908	1 784	475	567	1 711	402	497
2009	2 356	1 047	1 103	2 244	935	998	1 834	525	613	1 747	438	532
2010	2 477	1 168	1 215	2 345	1 036	1 093	1 884	575	660	1 784	475	567

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.

La capacidad a base de nucleoenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 1 309 MW.

La capacidad adicional a base de nucleoenergía se transfiere a capacidad a base de gas natural con los parámetros (eficiencia y factor de planta) de la térmica de ciclo combinado a base de gas de 268 MW.

(Continuación Tabla D.26)

Proyecciones de capacidad eléctrica
Proyecciones de capacidad bajo la opción sujeta a restricciones
La capacidad adicional a base de carboenergía se pasa a capacidad térmica a base de gas natural
La capacidad existente en 1996 a base de carboenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: EOIA2G			Escenario optimista: EOIB2G			Escenario moderado: EMIA2G			Escenario moderado: EMB2G		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Carboeléctrica proyección	Carboeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural	Carboeléctrica proyección	Carboeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural	Carboeléctrica proyección	Carboeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural	Carboeléctrica proyección	Carboeléctrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1996	2 600			2 600			2 600			2 600		
1997	2 600		23	2 600		29	2 600		24	2 600		29
1998	2 600		24	2 600		30	2 600		70	2 600		76
1999	2 744	144	164	2 750	150	169	2 689	89	158	2 694	94	163
2000	2 903	303	318	2 905	305	320	2 779	179	248	2 781	181	250
2001	3 068	468	479	3 063	463	474	2 871	271	339	2 866	266	334
2002	3 241	641	648	3 225	625	632	2 964	364	431	2 949	349	416
2003	3 422	822	824	3 389	789	792	3 058	458	524	3 029	428	495
2004	3 611	1 011	1 007	3 556	956	954	3 153	553	618	3 106	506	571
2005	3 808	1 208	1 199	3 727	1 127	1 120	3 249	649	714	3 180	580	645
2006	4 013	1 413	1 398	3 901	1 301	1 290	3 346	746	810	3 253	653	718
2007	4 226	1 626	1 606	4 081	1 481	1 465	3 444	844	907	3 325	725	789
2008	4 448	1 848	1 822	4 266	1 666	1 645	3 543	943	1 004	3 397	797	860
2009	4 679	2 079	2 047	4 458	1 858	1 832	3 642	1 042	1 103	3 469	869	931
2010	4 919	2 319	2 281	4 658	2 058	2 027	3 741	1 141	1 201	3 543	943	1 004

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.

La capacidad a base de carboenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 2 600 MW.

La capacidad adicional a base de carboenergía a se transferirá a capacidad a base de gas natural con los parámetros (eficiencia y factor de planta) de la térmica de ciclo combinado a base de gas de 268 MW.

Proyecciones de capacidad eléctrica
Proyecciones de capacidad bajo la opción sujeta a restricciones
La capacidad adicional a base de geoenergía se pasa a capacidad térmica a base de gas natural
La capacidad existente en 1996 a base de geoenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: EOIA2G			Escenario optimista: EOIB2G			Escenario moderado: EMLA2G			Escenario moderado: EMIB2G		
	Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta			Intensidades tendenciales			Intensidades opinión experta		
	Geoelectrica proyección	Geoelectrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural	Geoelectrica proyección	Geoelectrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural	Geoelectrica proyección	Geoelectrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural	Geoelectrica proyección	Geoelectrica adición respecto 1996	Equivalente a gas natural
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1996	744			744			744			744		
1997	750		7	750		9	750		7	751		9
1998	751		8	753		10	751		8	753		10
1999	792	48	53	794	50	55	777	33	30	779	35	38
2000	838	94	103	839	95	104	803	59	65	804	60	65
2001	886	142	155	885	141	154	830	86	94	828	84	92
2002	936	192	210	931	187	205	856	112	123	852	108	118
2003	988	244	267	979	235	256	884	140	153	875	131	143
2004	1 043	299	326	1 027	283	309	911	167	183	897	153	168
2005	1 099	355	388	1 076	332	363	939	195	212	919	175	191
2006	1 159	415	453	1 127	383	417	967	223	244	940	196	214
2007	1 220	476	520	1 178	434	475	995	251	274	961	217	237
2008	1 285	540	590	1 232	488	533	1 024	280	305	982	238	260
2009	1 351	607	663	1 287	543	594	1 052	308	337	1 002	258	282
2010	1 420	676	739	1 345	601	657	1 081	337	368	1 024	280	306

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.

La capacidad a base de geoenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 744 MW.

La capacidad adicional a base de geoenergía se transfiere a capacidad a base de gas natural con los parámetros (eficiencia y factor de planta) de la térmica de ciclo combinado a base de gas de 268 MW.

(Continuación Tabla D.26)

Comparación de las proyecciones de la demanda de gas en el sector eléctrico
Demanda proyectada bajo las opciones sin y con restricciones

La generación adicional a base de hidroenergía, nucleoenergía, carboenergía y geoenergía pasan a generación térmica a base de gas natural
Se aplica la sustitución de combustóleo por gas natural en las plantas que se encuentran en zonas críticas y especiales
En total se sustituyen 4 510 MW a base de combustóleo y se pasan a gas natural
La generación existente en 1996 de hidroenergía, nucleoenergía, carboenergía y geoenergía se mantiene fija

Año	Escenario optimista: E0A Intensidades tendenciales			Escenario optimista: E0B Intensidades opinión experta			Escenario optimista: E1A Intensidades tendenciales			Escenario optimista: E1B Intensidades opinión experta		
	Proyección sin restricciones	Proyección con restricciones A	Proyección con restricciones B	Proyección sin restricciones	Proyección con restricciones A	Proyección con restricciones B	Proyección sin restricciones	Proyección con restricciones A	Proyección con restricciones B	Proyección sin restricciones	Proyección con restricciones A	Proyección con restricciones B
	millon pc/día	millon pc/día	millon pc/día	millon pc/día	millon pc/día	millon pc/día	millon pc/día	millon pc/día	millon pc/día	millon pc/día	millon pc/día	millon pc/día
1996	522.74	522.74		522.74	522.74		522.74	522.74		522.74	522.74	
1997	552.71	594.02		552.69	596.54		552.71	594.02		553.84	597.68	
1998	580.37	667.77	735.74	581.80	672.58	760.75	572.04	656.06	722.34	573.45	660.64	727.76
1999	612.52	771.46	944.02	613.82	775.62	948.23	591.67	719.87	837.87	593.37	724.39	842.73
2000	647.89	885.51	1 151.12	648.40	881.16	1 150.75	611.58	784.81	954.81	612.06	786.19	954.92
2001	684.88	1 004.77	1 367.68	683.77	1 001.20	1 357.34	631.77	850.26	1 073.57	630.75	846.94	1 064.84
2002	723.52	1 129.40	1 593.98	719.81	1 117.44	1 567.43	652.22	916.76	1 193.89	648.88	905.89	1 171.49
2003	763.88	1 259.54	1 836.50	756.49	1 235.70	1 782.18	672.92	984.06	1 315.66	666.41	962.89	1 274.63
2004	805.99	1 395.35	2 052.33	793.82	1 356.21	2 000.39	693.86	1 052.12	1 438.79	683.37	1 018.04	1 374.40
2005	849.91	1 536.97	2 314.08	831.88	1 478.82	2 223.64	715.01	1 120.81	1 563.19	699.83	1 071.55	1 471.22
2006	895.68	1 684.55	2 602.07	870.83	1 604.41	2 451.69	736.35	1 190.27	1 688.74	715.92	1 123.84	1 565.83
2007	943.34	1 838.23	2 881.10	910.85	1 733.47	2 686.85	757.87	1 260.23	1 815.32	731.77	1 175.37	1 659.08
2008	992.92	1 998.13	3 171.44	952.17	1 866.74	2 928.84	779.54	1 330.69	1 942.80	747.55	1 226.69	1 751.93
2009	1 044.47	2 164.36	3 473.30	995.06	2 005.02	3 179.13	801.34	1 401.57	2 071.03	763.43	1 278.31	1 843.33
2010	1 098.02	2 337.04	3 786.85	1 039.75	2 149.15	3 440.86	823.24	1 472.77	2 199.86	779.56	1 330.74	1 940.19

Notas: Los totales pueden no coincidir con la suma debido a efectos de redondeo.

La capacidad a base de nucleoenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 1 309 MW.

La capacidad a base de carboeléctrica se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 2 600 MW.

La capacidad a base de geoenergía se mantiene fija en su valor de 1996, esto es, 744 MW.

La generación debida a las capacidades adicionales a base de hidroenergía, nucleoenergía, carboenergía y geoenergía se transfieren a capacidad a base de gas natural con los parámetros (eficiencia y factor de planta) de la térmica de ciclo combinado a base de gas de 268 MW.

Las plantas ubicadas en zonas críticas y especiales que se transforman son: Rosarito (unidades 5 y 6); Francisco Villa (unidades 4 y 5); Monterrey (50% de su capacidad); Salamanca (80% de su capacidad); Emilio Portes Gil (50% de su capacidad); Altamira (80% de su capacidad); Tuja (100% de su capacidad) y en la Península de Yucatán (100% de su capacidad).

A = Proyección sujeta a las restricciones siguientes: la generación adicional a base de hidroenergía, nucleoenergía, carboenergía y geoenergía determinada por el modelo en su opción sin restricciones se transfiere a generación con ciclo combinado a base de gas y la generación con combustóleo sigue lo indicado por el modelo en su opción libre de restricciones.

B = Proyección sujeta a las restricciones siguientes: la generación adicional a base de hidroenergía, nucleoenergía, carboenergía y geoenergía determinada por el modelo en su opción sin restricciones se transfiere a generación con ciclo combinado a base de gas y se aplica la política de sustitución de combustóleo por gas natural en las plantas en zonas críticas y especiales.

Las plantas existentes en 1997 (excepto las que se encuentran en zonas críticas y especiales) que operan a base de combustóleo continúan empleando combustóleo con los volúmenes de 1997, esto es, se fija el consumo de combustóleo a los niveles de 1997. En la opción B, la generación adicional a base de combustóleo que predice el modelo se transfiere a gas natural con los factores de planta y eficiencias de las ciclo combinado a base de gas natural.

Tabla D.27

Sector eléctrico

Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones

La generación adicional a base de hidroenergía, nucleenergía, carboenergía y geoenergía pasan a generación térmica a base de gas natural

Escenario optimista: EOIA2G									
Opción gas natural									
Intensidades tendenciales									
	Hidroenergía	Nucleoenergía	Carboenergía	Geoenergía	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Electricidad	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	322.32	85.58	170.54	58.73	718.91	9.53	191.37	109.49	1 666.48
1997	340.79	90.49	180.32	62.10	760.13	10.08	202.34	115.77	1 762.02
1998	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	276.67	121.56	1 551.89
1999	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	345.60	128.30	1 627.56
2000	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	421.42	135.71	1 710.78
2001	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	500.70	143.45	1 797.81
2002	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	583.55	151.55	1 888.75
2003	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	670.05	160.00	1 983.72
2004	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	760.34	168.82	2 082.82
2005	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	854.49	178.02	2 186.17
2006	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	952.59	187.61	2 293.86
2007	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	1 054.75	197.59	2 406.00
2008	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	1 161.04	207.98	2 522.67
2009	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	1 271.55	218.77	2 643.98
2010	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	8.66	1 386.33	229.99	2 769.98

Escenario optimista: EOIB2G									
Opción gas natural									
Intensidades opinión experta									
	Hidroenergía	Nucleoenergía	Carboenergía	Geoenergía	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Electricidad	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	322.32	85.58	170.54	58.73	718.91	9.53	191.37	109.49	1666.48
1997	341.49	90.67	180.69	62.22	761.67	10.10	202.75	116.01	1765.60
1998	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	278.68	121.86	1562.77
1999	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	347.32	128.57	1638.12
2000	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	421.45	135.81	1719.50
2001	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	497.27	143.22	1802.72
2002	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	574.53	150.77	1887.54
2003	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	653.15	158.45	1973.84
2004	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	733.23	166.27	2061.73
2005	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	814.78	174.24	2151.25
2006	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	898.26	182.40	2242.89
2007	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	984.05	190.78	2337.07
2008	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	1 072.64	199.44	2434.31
2009	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	1 164.58	208.42	2535.23
2010	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	1 260.38	217.79	2640.39

Escenario moderado: EMIA2G									
Opción gas natural									
Intensidades tendenciales									
	Hidroenergía	Nucleoenergía	Carboenergía	Geoenergía	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Electricidad	Total
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	322.32	85.58	170.54	58.73	718.91	9.53	191.37	109.49	1 666.48
1997	340.79	90.49	180.32	62.10	760.13	10.08	202.34	115.77	1 762.02
1998	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	264.44	119.82	1 544.94
1999	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	306.66	123.93	1 591.27
2000	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	349.55	128.10	1 638.33
2001	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	393.03	132.33	1 686.04
2002	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	437.07	136.61	1 734.37
2003	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	481.65	140.95	1 783.28
2004	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	526.73	145.34	1 832.74
2005	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	572.26	149.76	1 882.71
2006	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	618.23	154.24	1 933.15
2007	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	664.57	158.74	1 983.99
2008	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	711.24	163.28	2 035.20
2009	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	758.19	167.85	2 086.71
2010	322.32	85.58	170.54	58.73	507.83	15.68	805.35	172.44	2 138.46

(Continuación Tabla D.27)

Escenario moderado: EMIB2G									
Opción gas natural									
Intensidades opinión experta									
Hidroenergía	Nucleoenergía	Carboenergía	Geoenergía	Combustóleo	Diesel	Gas natural	Electricidad	Total	
PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
1996	322.32	85.58	170.54	58.73	718.91	9.53	191.37	109.49	1 666.48
1997	341.49	90.67	180.69	62.22	761.68	10.10	202.75	116.01	1 765.61
1998	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	266.43	120.11	1 548.77
1999	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	308.35	124.19	1 594.78
2000	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	349.59	128.20	1 640.02
2001	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	389.83	132.12	1 684.17
2002	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	428.87	135.91	1 727.01
2003	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	466.63	139.59	1 768.44
2004	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	503.16	143.14	1 808.53
2005	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	538.60	146.58	1 847.41
2006	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	573.24	149.96	1 885.42
2007	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	607.37	153.28	1 922.87
2008	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	641.37	156.58	1 960.18
2009	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	675.55	159.91	1 997.69
2010	322.32	85.58	170.54	58.73	509.38	15.68	710.28	163.29	2 035.80

Sector eléctrico

Demanda de energía fósil proyectada bajo la opción sujeta a restricciones

La generación adicional a base de hidroenergía, nucleoenergía, carboenergía y geoenergía pasan a generación térmica a base de gas natural

Escenario optimista: EOIA2G				
Opción gas natural				
Intensidades tendenciales				
Carbon	Diesel	Combustóleo	Gas natural	
miles ton/d	miles bbl/d	miles bbl/d	millon pcd	
1996	24.61	4.56	308.04	522.74
1997	26.03	4.83	323.70	552.71
1998	24.61	4.15	217.60	753.73
1999	24.61	4.15	217.60	944.03
2000	24.61	4.15	217.60	1 151.14
2001	24.61	4.15	217.60	1 367.70
2002	24.61	4.15	217.60	1 594.00
2003	24.61	4.15	217.60	1 830.31
2004	24.61	4.15	217.60	2 076.91
2005	24.61	4.15	217.60	2 334.09
2006	24.61	4.15	217.60	2 602.07
2007	24.61	4.15	217.60	2 881.14
2008	24.61	4.15	217.60	3 171.46
2009	24.61	4.15	217.60	3 473.34
2010	24.61	4.15	217.60	3 786.88

Escenario optimista: EOIB2G				
Opción gas natural				
Intensidades opinión experta				
Carbon	Diesel	Combustóleo	Gas natural	
miles ton/d	miles bbl/d	miles bbl/d	millon pcd	
1996	24.61	4.56	308.04	522.74
1997	26.08	4.84	326.36	553.84
1998	24.61	7.51	218.26	761.24
1999	24.61	7.51	218.26	948.72
2000	24.61	7.51	218.26	1 151.24
2001	24.61	7.51	218.26	1 358.33
2002	24.61	7.51	218.26	1 569.39
2003	24.61	7.51	218.26	1 784.14
2004	24.61	7.51	218.26	2 002.86
2005	24.61	7.51	218.26	2 225.63
2006	24.61	7.51	218.26	2 453.66
2007	24.61	7.51	218.26	2 688.02
2008	24.61	7.51	218.26	2 930.00
2009	24.61	7.51	218.26	3 181.13
2010	24.61	7.51	218.26	3 442.82

Escenario moderado: EMIA2G				
Opción gas natural				
Intensidades tendenciales				
Carbon	Diesel	Combustóleo	Gas natural	
miles ton/d	miles bbl/d	miles bbl/d	millon pcd	
1996	24.61	4.56	308.04	522.74
1997	26.03	4.83	323.70	552.71
1998	24.61	7.51	217.60	727.34
1999	24.61	7.51	217.60	837.68
2000	24.61	7.51	217.60	954.81
2001	24.61	7.51	217.60	1 073.38
2002	24.61	7.51	217.60	1 193.90
2003	24.61	7.51	217.60	1 315.68
2004	24.61	7.51	217.60	1 438.79
2005	24.61	7.51	217.60	1 563.18
2006	24.61	7.51	217.60	1 688.73
2007	24.61	7.51	217.60	1 815.32
2008	24.61	7.51	217.60	1 942.81
2009	24.61	7.51	217.60	2 071.04
2010	24.61	7.51	217.60	2 199.85

Escenario moderado: EMIB2G				
Opción gas natural				
Intensidades opinión experta				
Carbon	Diesel	Combustóleo	Gas natural	
miles ton/d	miles bbl/d	miles bbl/d	millon pcd	
1996	24.61	4.56	308.04	522.74
1997	26.08	4.84	326.37	553.84
1998	24.61	7.51	218.26	727.77
1999	24.61	7.51	218.26	842.29
2000	24.61	7.51	218.26	954.92
2001	24.61	7.51	218.26	1 064.84
2002	24.61	7.51	218.26	1 171.49
2003	24.61	7.51	218.26	1 274.63
2004	24.61	7.51	218.26	1 374.41
2005	24.61	7.51	218.26	1 471.23
2006	24.61	7.51	218.26	1 565.84
2007	24.61	7.51	218.26	1 659.07
2008	24.61	7.51	218.26	1 751.94
2009	24.61	7.51	218.26	1 845.33
2010	24.61	7.51	218.26	1 940.19

Tabla D.28)

Sector transporte
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones
Sustitución de Gasolina por gas natural en el parque vehicular

Año	Escenario optimista: EO1A2G							Escenario optimista: EO1B2G						
	Intensidades tendenciales							Intensidades opinión experta						
	Gas licuado	Gasolina y nafta	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad	Gas licuado	Gasolina y nafta	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad
miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	millón pc/día	GWh/día	miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	millón pc/día	GWh/día	
1996	12.67	492.32	45.61	178.59	0.67	0.00	2.72	12.67	492.32	45.61	178.59	0.67	0.00	2.72
1997	14.87	577.68	52.69	208.18	0.77	0.00	3.26	14.43	560.45	52.69	201.98	0.72	0.00	3.26
1998	15.86	616.30	55.83	221.76	0.82	0.00	3.44	15.22	591.28	55.83	212.87	0.75	0.00	3.44
1999	17.00	659.88	59.27	237.35	0.87	3.40	3.65	16.13	626.11	59.27	225.41	0.80	3.40	3.65
2000	18.31	708.45	63.16	255.23	0.92	14.40	3.89	17.18	664.76	63.16	239.82	0.85	14.40	3.89
2001	19.71	760.62	67.37	274.47	0.99	26.40	4.14	18.30	705.86	67.27	255.15	0.91	26.40	4.14
2002	21.22	816.26	71.65	295.14	1.05	41.60	4.41	19.49	749.17	71.65	271.45	0.97	41.60	4.41
2003	22.83	875.73	76.31	317.35	1.13	59.60	4.69	20.75	794.95	76.31	288.80	1.03	59.60	4.69
2004	24.58	939.85	81.27	341.22	1.21	77.90	5.00	22.10	843.87	81.27	307.25	1.10	77.90	5.00
2005	26.45	1 008.83	86.55	366.84	1.29	97.10	5.32	23.54	896.03	86.55	326.89	1.17	97.10	5.32
2006	28.46	1 082.44	92.18	394.36	1.38	120.40	5.67	25.07	951.03	92.18	347.78	1.24	120.40	5.67
2007	30.61	1 158.98	98.17	423.89	1.48	158.80	6.04	26.70	1 007.02	98.17	370.00	1.32	158.80	6.04
2008	32.93	1 239.42	104.55	455.59	1.58	209.43	6.43	28.43	1 064.79	104.55	393.64	1.41	209.45	6.43
2009	35.43	1 323.47	111.33	489.61	1.69	276.25	6.85	30.28	1 123.86	111.33	418.80	1.50	276.25	6.85
2010	38.10	1 410.63	118.58	526.12	1.80	364.35	7.30	32.25	1 183.54	118.58	445.56	1.60	364.35	7.30

Año	Escenario moderado: EM1A2G							Escenario moderado: EM1B2G						
	Intensidades tendenciales							Intensidades opinión experta						
	Gas licuado	Gasolina y nafta	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad	Gas licuado	Gasolina y nafta	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad
miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	millón pc/día	GWh/día	miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	miles bl/día	millón pc/día	GWh/día	
1996	12.67	492.32	45.61	178.59	0.67	0.00	2.72	19.18	492.32	92.21	373.06	1.57	0.00	3.57
1997	14.87	577.68	52.69	208.18	0.77	0.00	3.26	21.83	560.45	106.52	421.92	1.67	0.00	4.29
1998	15.71	610.46	55.30	219.66	0.81	0.00	3.41	22.82	585.68	111.81	440.45	1.75	0.00	4.48
1999	16.60	644.36	57.88	231.77	0.84	3.40	3.56	23.84	611.39	117.02	459.80	1.82	3.40	4.68
2000	17.54	678.70	60.52	244.36	0.88	14.40	3.72	24.92	636.83	122.35	480.00	1.91	14.40	4.89
2001	18.53	714.81	63.25	258.05	0.93	26.40	3.89	26.04	663.33	127.87	501.09	1.99	26.40	5.11
2002	19.57	752.40	66.10	272.27	0.97	41.60	4.07	27.21	690.50	133.63	523.10	2.08	41.60	5.34
2003	20.67	791.63	69.07	287.27	1.02	59.60	4.25	28.43	718.50	139.65	546.08	2.17	59.60	5.58
2004	21.83	833.11	72.18	303.07	1.07	77.90	4.44	29.71	747.86	145.93	570.06	2.27	77.90	5.83
2005	23.05	876.83	75.43	319.71	1.12	97.10	4.64	31.05	778.52	152.50	595.10	2.37	97.10	6.10
2006	24.33	922.32	78.83	337.23	1.18	120.40	4.85	32.45	809.95	159.36	621.24	2.48	120.40	6.37
2007	25.69	967.62	82.37	355.68	1.24	158.80	5.07	33.91	840.11	166.54	648.52	2.59	158.80	6.66
2008	27.12	1 013.40	86.08	375.10	1.30	209.43	5.30	35.43	869.62	174.03	677.01	2.71	209.45	6.96
2009	28.62	1 059.07	89.95	395.54	1.36	276.25	5.53	37.03	897.82	181.86	706.74	2.83	276.25	7.27
2010	30.20	1 103.80	94.00	417.05	1.43	364.35	5.78	38.70	923.79	190.05	737.78	2.96	364.35	7.60

(Continuación Tabla D.28)

Subsector autotransporte
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones
Sustitución de Gasolina por gas natural en el parque vehicular

Año	Escenario optimista: EOIA2G Intensidades tendenciales				Escenario optimista: EOIB2G Intensidades opinión experta			
	Gas licuado	Gasolina y nafta	Diesel	Gas natural	Gas licuado	Gasolina y nafta	Diesel	Gas natural
	miles b/día	miles b/día	miles b/día	millón pc/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	millón pc/día
1996	12.67	491.72	155.83	0.00	12.67	491.72	155.83	0.00
1997	14.87	576.98	182.85	0.00	14.43	559.76	177.39	0.00
1998	15.86	615.56	195.08	0.00	15.22	590.54	187.15	0.00
1999	17.50	659.10	209.08	3.40	16.13	625.33	198.38	3.40
2000	18.31	707.61	225.12	14.40	17.18	663.92	211.27	14.40
2001	19.71	759.73	242.36	26.40	18.30	704.96	225.00	26.40
2002	21.22	815.51	260.89	41.60	19.49	748.22	239.63	41.60
2003	22.83	874.72	280.81	59.60	20.75	793.94	255.21	59.60
2004	24.58	938.77	302.21	77.90	22.10	842.79	271.79	77.90
2005	26.45	1 007.68	325.21	97.10	23.54	894.88	289.46	97.10
2006	28.46	1 081.22	349.92	120.40	25.07	949.81	308.28	120.40
2007	30.61	1 157.68	376.47	158.80	26.70	1 005.72	328.31	158.80
2008	32.93	1 238.03	405.80	209.45	28.43	1 063.40	349.65	209.45
2009	35.45	1 321.99	438.84	276.25	30.28	1 122.99	372.58	276.25
2010	38.10	1 409.06	468.15	364.35	32.25	1 181.97	396.59	364.35

Año	Escenario moderado: EMIA2G Intensidades tendenciales				Escenario moderado: EMIB2G Intensidades opinión experta			
	Gas licuado	Gasolina y nafta	Diesel	Gas natural	Gas licuado	Gasolina y nafta	Diesel	Gas natural
	miles b/día	miles b/día	miles b/día	millón pc/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	millón pc/día
1996	12.67	491.72	155.83	0.00	12.67	491.72	155.83	0.00
1997	14.87	576.98	182.85	0.00	14.43	559.76	177.39	0.00
1998	15.71	609.72	193.23	0.00	15.07	584.95	185.37	0.00
1999	16.60	643.60	204.17	3.40	15.75	610.62	193.72	3.40
2000	17.54	677.90	215.70	14.40	16.46	636.03	202.43	14.40
2001	18.53	713.98	227.36	26.40	17.20	662.49	211.54	26.40
2002	19.57	751.52	240.68	41.60	17.98	689.63	221.06	41.60
2003	20.67	790.71	254.18	59.60	18.79	717.59	231.01	59.60
2004	21.83	832.15	268.42	77.90	19.63	746.90	241.41	77.90
2005	23.05	875.83	283.12	97.10	20.51	777.52	252.27	97.10
2006	24.33	921.28	299.23	120.40	21.44	808.90	263.62	120.40
2007	25.69	966.53	315.89	158.80	22.40	839.02	275.48	158.80
2008	27.12	1 012.26	333.45	209.45	23.41	868.48	287.88	209.45
2009	28.63	1 057.88	351.94	276.25	24.46	896.62	300.83	276.25
2010	30.20	1 102.56	371.42	364.35	25.56	922.55	314.37	364.35

(Continuación Tabla D.29)

Sector residencial, comercial y público
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones
Sustitución de gas licuado por gas natural en el subsector residencial

Año	Escenario optimista: EOLA2G Intensidades tendenciales							Escenario optimista: EOIB2G Intensidades opinión experta						
	Leña miles v/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustóleo miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día	Leña miles v/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustóleo miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día
1996	46.39	240.97	2.15	0.81	12.73	125.05	117.59	46.39	240.97	2.15	0.81	12.73	125.05	117.59
1997	47.12	248.26	2.19	0.91	14.20	127.01	122.80	47.12	246.76	2.19	0.87	13.65	127.01	121.62
1998	47.77	253.09	2.22	0.95	14.90	128.76	125.89	47.77	249.27	2.22	0.86	13.52	128.76	122.97
1999	48.40	257.92	2.25	1.00	15.64	130.45	129.08	48.40	251.58	2.25	0.85	13.35	130.45	124.25
2000	49.00	262.82	2.27	1.05	16.45	132.07	132.47	49.00	254.42	2.27	0.86	13.42	132.07	126.04
2001	49.57	264.77	2.30	1.11	17.29	145.70	135.90	49.57	254.96	2.30	0.88	13.75	145.70	128.33
2002	50.11	259.32	2.35	1.16	18.17	189.70	139.40	50.11	248.57	2.33	0.91	14.29	189.70	131.01
2003	50.63	250.14	2.34	1.22	19.05	249.10	142.98	50.63	238.70	2.35	0.96	14.96	249.10	133.92
2004	51.09	239.10	2.37	1.28	20.06	315.60	146.61	51.09	227.04	2.37	1.00	15.71	315.60	136.89
2005	51.53	230.74	2.39	1.35	21.08	371.00	150.34	51.53	218.07	2.39	1.06	16.50	371.00	139.93
2006	51.93	226.28	2.41	1.42	22.15	410.10	154.15	51.93	212.96	2.41	1.11	17.34	410.10	142.99
2007	52.29	224.73	2.43	1.49	23.27	437.00	158.05	52.29	210.73	2.43	1.16	18.22	437.00	146.09
2008	52.63	222.81	2.44	1.56	24.45	465.66	162.09	52.63	208.10	2.44	1.22	19.14	465.66	149.24
2009	52.96	220.50	2.46	1.64	25.69	496.21	166.27	52.96	205.04	2.46	1.29	20.11	496.21	152.46
2010	53.26	217.76	2.47	1.73	26.99	528.76	170.59	53.26	201.52	2.47	1.35	21.13	528.76	155.74

Año	Escenario moderado: EMA2G Intensidades tendenciales							Escenario moderado: EMIB2G Intensidades opinión experta						
	Leña miles v/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustóleo miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día	Leña miles v/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustóleo miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día
1996	46.39	240.97	2.15	0.81	12.73	125.05	117.59	46.39	240.97	2.15	0.81	12.73	125.05	117.59
1997	47.12	248.26	2.19	0.91	14.20	127.01	122.80	47.12	246.76	2.19	0.87	13.65	127.01	121.62
1998	47.77	252.61	2.22	0.94	14.73	128.76	125.36	47.77	248.84	2.22	0.85	13.36	128.76	122.48
1999	48.40	256.80	2.25	0.97	15.23	130.45	127.85	48.40	250.63	2.25	0.83	13.01	130.45	123.15
2000	49.00	260.85	2.27	1.01	15.74	132.07	130.30	49.00	252.82	2.27	0.82	12.84	132.07	124.15
2001	49.57	261.99	2.30	1.04	16.24	145.70	132.72	49.57	252.77	2.30	0.83	12.92	145.20	125.61
2002	50.11	255.83	2.35	1.07	16.76	185.00	135.13	50.11	245.92	2.33	0.84	13.19	185.00	127.39
2003	50.63	247.56	2.35	1.11	17.30	240.00	137.34	50.62	236.95	2.35	0.87	13.56	240.00	129.31
2004	51.09	236.32	2.37	1.14	17.84	301.70	139.90	51.09	225.60	2.37	0.89	13.97	301.70	131.26
2005	51.53	228.00	2.39	1.18	18.41	351.80	142.37	51.53	216.92	2.39	0.92	14.41	351.80	133.18
2006	51.93	223.42	2.41	1.21	18.99	385.80	144.62	51.93	212.00	2.41	0.95	14.87	385.80	135.06
2007	52.29	221.53	2.43	1.25	19.59	408.10	146.96	52.29	209.74	2.43	0.98	15.34	408.10	136.89
2008	52.63	218.51	2.44	1.29	20.21	434.87	149.32	52.63	206.35	2.44	1.01	15.82	434.87	138.70
2009	52.96	215.02	2.46	1.33	20.85	463.39	151.70	52.96	202.48	2.46	1.04	16.32	463.39	140.49
2010	53.26	211.01	2.47	1.37	21.50	493.79	154.10	53.26	198.08	2.47	1.08	16.85	493.79	142.27

(Continuación Tabla D.29)

Subsector residencial
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones
Sustitución de gas licuado por gas natural en el subsector residencial

Año	Escenarios optimistas: EOIA2G y EOIB2G					Escenarios moderados: EMIA2G y EMIB2G				
	Leña miles t/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día	Leña miles t/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día
1996	46.39	205.71	2.15	125.05	78.03	46.39	205.71	2.15	125.05	78.03
1997	47.12	208.95	2.19	127.01	79.25	47.12	208.93	2.19	127.01	79.25
1998	47.77	211.81	2.22	128.76	80.35	47.77	211.81	2.22	128.76	80.35
1999	48.40	214.59	2.25	130.25	81.40	48.40	214.59	2.25	130.45	81.40
2000	49.00	217.26	2.27	131.07	82.41	49.00	217.26	2.27	132.07	82.41
2001	49.57	216.87	2.30	145.79	83.37	49.57	216.99	2.30	145.20	83.37
2002	50.11	208.98	2.33	189.79	84.28	50.11	209.39	2.33	188.00	84.28
2003	50.61	197.25	2.35	249.19	85.15	50.63	199.45	2.35	240.00	85.15
2004	51.09	183.52	2.37	315.60	85.93	51.09	186.88	2.37	301.70	85.93
2005	51.53	172.35	2.39	371.00	86.67	51.53	176.99	2.39	351.80	86.67
2006	51.93	164.93	2.41	416.10	87.34	51.93	170.80	2.41	385.80	87.34
2007	52.29	160.26	2.43	437.00	87.95	52.29	167.25	2.43	408.10	87.95
2008	52.63	155.07	2.44	465.66	88.53	52.63	162.52	2.44	434.87	88.53
2009	52.96	149.33	2.46	496.21	89.07	52.96	157.26	2.46	463.39	89.07
2010	53.26	142.98	2.47	528.78	89.58	53.26	151.44	2.47	493.79	89.58

Subsector comercial
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones

Año	Escenario optimista: EOIA2G				Escenario optimista: EOIB2G			
	Gas licuado miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustibles miles bl/día	Electricidad GWh/día	Gas licuado miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustible miles bl/día	Electricidad GWh/día
1996	35.26	0.81	12.73	25.73	35.26	0.81	12.73	25.73
1997	39.55	0.91	14.29	28.70	37.83	0.87	13.65	27.60
1998	41.28	0.95	14.96	30.12	37.46	0.86	13.52	27.33
1999	43.32	1.00	15.64	31.61	36.99	0.85	13.35	26.99
2000	45.57	1.05	16.45	33.25	37.17	0.86	13.42	27.12
2001	47.90	1.11	17.29	34.95	38.09	0.88	13.75	27.79
2002	50.34	1.16	18.17	36.73	39.60	0.91	14.29	28.89
2003	52.89	1.22	19.09	38.60	41.46	0.96	14.96	30.25
2004	55.58	1.28	20.06	40.55	43.52	1.00	15.71	31.76
2005	58.40	1.35	21.08	42.61	45.72	1.06	16.50	33.36
2006	61.36	1.42	22.15	44.77	48.03	1.11	17.34	35.05
2007	64.47	1.49	23.27	47.04	50.47	1.16	18.22	36.83
2008	67.74	1.56	24.45	49.43	53.03	1.22	19.14	38.69
2009	71.17	1.64	25.69	51.93	55.72	1.29	20.11	40.65
2010	74.78	1.73	26.99	54.56	58.54	1.35	21.13	42.72

Año	Escenario moderado: EMIA2G Intensidades tendenciales				Escenario moderado: EMIB2G Intensidades opinión experta			
	Gas licuado miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustóleo miles bl/día	Electricidad GWh/día	Gas licuado miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustóleo miles bl/día	Electricidad GWh/día
1996	35.26	0.81	12.73	25.73	35.26	0.81	12.73	25.73
1997	39.33	0.91	14.20	28.70	37.83	0.87	13.65	27.60
1998	40.80	0.94	14.73	29.77	37.03	0.85	13.36	27.02
1999	42.20	0.97	15.23	30.79	36.03	0.83	13.01	26.29
2000	43.60	1.01	15.74	31.81	35.56	0.82	12.84	25.95
2001	45.00	1.04	16.24	32.84	35.78	0.83	12.92	26.11
2002	46.44	1.07	16.76	33.89	36.53	0.84	13.19	26.66
2003	47.92	1.11	17.30	34.96	37.56	0.87	13.56	27.40
2004	49.44	1.14	17.84	36.07	38.71	0.89	13.97	28.25
2005	51.01	1.18	18.41	37.22	39.93	0.92	14.41	29.14
2006	52.62	1.21	18.99	38.39	41.19	0.95	14.87	30.06
2007	54.28	1.25	19.59	39.61	42.50	0.98	15.34	31.01
2008	55.99	1.29	20.21	40.86	43.83	1.01	15.82	31.98
2009	57.76	1.33	20.85	42.14	45.21	1.04	16.32	32.99
2010	59.58	1.37	21.50	43.47	46.64	1.08	16.85	34.03

Subsector público
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones

Año	Escenario optimista: EOIA2G Intensidades tendenciales		Escenario optimista: EOIB2G Intensidades opinión experta		Escenario moderado: EMIA2G Intensidades tendenciales		Escenario moderado: EMIB2G Intensidades opinión experta	
	Electricidad GWh/día	Total GWh/día	Electricidad GWh/día	Total GWh/día	Electricidad GWh/día	Total GWh/día	Electricidad GWh/día	Total GWh/día
1996	13.82	13.82	13.82	13.82	13.82	13.82	13.82	13.82
1997	14.85	14.85	14.77	14.77	14.85	14.85	14.77	14.77
1998	15.42	15.42	15.29	15.29	15.25	15.25	15.11	15.11
1999	16.07	16.07	15.86	15.86	15.66	15.66	15.45	15.45
2000	16.81	16.81	16.51	16.51	16.08	16.08	15.79	15.79
2001	17.58	17.58	17.16	17.16	16.51	16.51	16.12	16.12
2002	18.39	18.39	17.83	17.83	16.96	16.96	16.45	16.45
2003	19.23	19.23	18.51	18.51	17.42	17.42	16.77	16.77
2004	20.12	20.12	19.20	19.20	17.89	17.89	17.07	17.07
2005	21.05	21.05	19.90	19.90	18.38	18.38	17.37	17.37
2006	22.03	22.03	20.60	20.60	18.88	18.88	17.66	17.66
2007	23.06	23.06	21.31	21.31	19.40	19.40	17.93	17.93
2008	24.13	24.13	22.02	22.02	19.93	19.93	18.19	18.19
2009	25.26	25.26	22.73	22.73	20.48	20.48	18.43	18.43
2010	26.45	26.45	23.44	23.44	21.05	21.05	18.66	18.66

Sector residencial, comercial y público
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones
Sustitución de combustóleo y gas licuado por gas natural en el subsector comercial

Año	Escenario optimista: EOIA2G							Escenario optimista: EOIB2G						
	Intensidades tendenciales							Intensidades opinión experta						
	Leña	Gas licuado	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad	Leña	Gas licuado	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad
	miles v/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	millón pc/día	GW/día	miles v/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	miles b/día	millón pc/día	GW/día
1996	46.39	240.97	2.15	0.81	12.73	125.05	117.59	46.39	240.97	2.15	0.81	12.73	125.05	117.59
1997	47.12	248.26	2.19	0.91	14.20	127.01	122.80	47.12	246.76	2.19	0.87	13.65	127.01	121.62
1998	47.77	253.09	2.22	0.95	14.90	128.76	125.89	47.77	249.27	2.22	0.86	13.52	128.76	122.97
1999	48.40	257.92	2.25	1.00	15.64	130.45	129.08	48.40	251.58	2.25	0.85	13.35	130.45	124.25
2000	49.06	261.82	2.27	1.05	16.45	132.07	132.47	49.00	254.42	2.27	0.86	13.42	132.07	126.04
2001	49.57	267.69	2.30	1.11	15.39	145.70	135.90	49.57	257.88	2.30	0.88	11.85	145.70	128.33
2002	50.11	272.53	2.33	1.16	9.60	189.70	139.40	50.11	261.79	2.33	0.91	5.72	189.70	131.01
2003	50.63	277.38	2.35	1.22	1.42	249.10	142.98	50.63	261.78	2.35	0.96	0.00	249.10	133.92
2004	51.09	270.03	2.37	1.28	0.00	315.60	146.61	51.09	251.26	2.37	1.00	0.00	315.60	136.89
2005	51.53	263.24	2.39	1.35	0.00	371.00	150.34	51.53	243.51	2.39	1.06	0.00	371.00	139.93
2006	51.93	260.43	2.41	1.42	0.00	410.10	154.15	51.93	239.69	2.41	1.11	0.00	410.10	142.99
2007	52.29	160.60	2.43	1.49	0.00	437.00	158.05	52.29	238.81	2.43	1.16	0.00	437.00	146.09
2008	52.63	260.51	2.44	1.56	0.00	465.66	162.09	52.63	237.61	2.44	1.22	0.00	465.66	149.24
2009	52.96	260.11	2.46	1.64	0.00	496.21	166.27	52.96	236.05	2.46	1.29	0.00	496.21	152.46
2010	53.26	249.37	2.47	1.73	0.00	528.76	170.59	53.26	234.10	2.47	1.35	0.00	528.76	155.74

(Continuación Tabla D.30)

Año	Escenario moderado: EMIA2G							Escenario moderado: EMIB2G						
	Intensidades tendenciales							Intensidades opinión experta						
	Leña miles t/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustóleo miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día	Leña miles t/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustóleo miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día
1996	46.39	240.97	2.15	0.81	12.73	125.05	117.59	46.39	240.97	2.15	0.81	12.73	125.05	117.59
1997	47.12	248.26	2.19	0.91	14.70	127.01	121.80	47.12	246.76	2.19	0.87	13.65	127.01	121.62
1998	47.77	252.61	2.22	0.94	14.73	128.76	125.56	47.77	248.84	2.22	0.85	13.36	128.76	122.48
1999	48.40	256.80	2.25	0.97	15.23	130.45	127.85	48.40	250.63	2.25	0.83	13.01	130.45	123.15
2000	49.00	260.85	2.27	1.01	15.74	132.07	130.30	49.00	252.82	2.27	0.82	12.84	132.07	124.15
2001	49.57	264.79	2.30	1.04	14.45	145.20	132.72	49.57	255.58	2.30	0.83	11.10	145.20	125.61
2002	50.11	268.63	2.33	1.07	8.46	188.00	135.13	50.11	258.72	2.33	0.84	0.00	188.00	127.39
2003	50.63	272.41	2.35	1.11	0.00	240.00	137.54	50.62	257.86	2.35	0.87	0.00	240.00	129.31
2004	51.09	263.83	2.37	1.14	0.00	301.70	139.90	51.09	247.14	2.37	0.89	0.00	301.70	131.26
2005	51.53	256.38	2.39	1.18	0.00	351.80	142.27	51.53	239.15	2.39	0.92	0.00	351.80	133.18
2006	51.93	252.71	2.41	1.21	0.00	385.80	144.62	51.93	234.92	2.41	0.95	0.00	385.80	135.06
2007	52.29	251.74	2.43	1.25	0.00	408.10	146.96	52.29	233.39	2.43	0.98	0.00	408.10	136.89
2008	52.63	249.67	2.44	1.29	0.00	434.87	149.32	52.63	230.75	2.44	1.01	0.00	434.87	138.70
2009	52.96	247.16	2.46	1.33	0.00	463.39	151.70	52.96	227.64	2.46	1.04	0.00	463.39	140.49
2010	53.26	244.17	2.47	1.37	0.00	493.79	154.10	53.26	224.06	2.47	1.08	0.00	493.79	142.27

Subsector residencial
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones
Sustitución marginal de gas licuado por gas natural en el subsector residencial

Año	Escenario optimista: EOIA2G					Escenario optimista: EOIB2G				
	Intensidades tendenciales					Intensidades opinión experta				
	Leña miles t/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día	Leña miles t/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día
1996	46.39	205.71	2.15	125.05	78.03	46.39	311.38	2.15	125.05	78.03
1997	47.12	208.93	2.19	127.01	79.25	47.12	316.25	2.19	127.01	79.25
1998	47.77	211.81	2.22	128.76	80.55	47.77	320.61	2.22	128.76	80.35
1999	48.40	214.59	2.25	130.45	81.40	48.40	324.82	2.25	130.45	81.40
2000	49.00	217.26	2.27	132.07	82.41	49.00	328.85	2.27	132.07	82.41
2001	49.57	219.79	2.30	133.61	83.37	49.57	332.69	2.30	133.61	83.37
2002	50.11	222.19	2.33	135.07	84.28	50.11	336.32	2.33	135.07	84.28
2003	50.63	224.49	2.35	136.47	85.15	50.63	339.80	2.35	136.47	85.15
2004	51.09	226.54	2.37	137.72	85.93	51.09	342.91	2.37	137.72	85.93
2005	51.53	228.48	2.39	138.90	86.67	51.53	345.84	2.39	138.90	86.67
2006	51.93	230.26	2.41	139.98	87.34	51.93	348.53	2.41	139.98	87.34
2007	52.29	231.86	2.43	140.95	87.95	52.29	350.96	2.43	140.95	87.95
2008	52.63	233.18	2.44	141.88	88.53	52.63	353.26	2.44	141.88	88.53
2009	52.96	234.82	2.46	142.75	89.07	52.96	355.43	2.46	142.75	89.07
2010	53.26	236.14	2.47	143.55	89.58	53.26	348.99	2.47	152.00	89.58

(Continuación Tabla D.30)

Año	Escenario moderado: EMIA2G					Escenario moderado: EMIB2G				
	Leña miles t/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día	Leña miles t/día	Gas licuado miles bl/día	Kerosina miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día
1996	46.39	311.38	2.15	125.05	78.03	46.39	311.38	2.15	125.05	78.03
1997	47.12	316.25	2.19	127.01	79.25	47.12	316.25	2.19	127.01	79.25
1998	47.77	320.61	2.22	128.76	80.35	47.77	320.61	2.22	128.76	80.35
1999	48.40	324.82	2.25	130.45	81.40	48.40	324.82	2.25	130.45	81.40
2000	49.00	328.85	2.27	132.01	82.41	49.00	328.85	2.27	132.07	82.41
2001	49.57	332.69	2.30	133.61	83.37	49.57	332.69	2.30	133.61	83.37
2002	50.11	336.32	2.33	135.07	84.28	50.11	336.32	2.33	135.07	84.28
2003	50.63	339.80	2.35	136.41	85.15	50.62	339.80	2.35	136.44	85.14
2004	51.09	342.91	2.37	137.72	85.93	51.09	342.91	2.37	137.72	85.93
2005	51.53	345.84	2.39	138.90	86.67	51.53	345.84	2.39	138.90	86.67
2006	51.93	348.53	2.41	139.98	87.34	51.93	348.53	2.41	139.98	87.34
2007	52.29	350.96	2.43	140.93	87.95	52.29	350.96	2.43	140.95	87.95
2008	52.63	353.26	2.44	141.88	88.53	52.63	353.26	2.44	152.77	88.53
2009	52.96	355.43	2.46	142.75	89.07	52.96	355.43	2.46	172.41	89.07
2010	53.26	357.44	2.47	143.55	89.58	53.26	307.47	2.47	193.52	89.58

Subsector comercial
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones
Sustitución de combustóleo y gas licuado en el subsector comercial

Año	Escenario optimista: EOIA2G					Escenario optimista: EOIB2G				
	Gas licuado miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustóleo miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día	Gas licuado miles bl/día	Diesel miles bl/día	Combustóleo miles bl/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día
1996	35.36	0.81	12.73		25.73	35.26	0.81	12.73		25.73
1997	39.33	0.91	14.20		28.70	37.83	0.87	13.65		27.60
1998	41.28	0.95	14.90		30.12	37.46	0.86	13.52		27.33
1999	43.32	1.00	15.64		31.61	36.99	0.85	13.35		26.99
2000	44.37	1.04	16.45		33.15	37.17	0.86	13.42		27.12
2001	47.90	1.11	15.39	12.09	34.95	38.09	0.88	11.85	12.09	27.79
2002	50.34	1.16	9.60	54.63	36.73	39.60	0.91	5.72	54.63	28.89
2003	52.89	1.22	1.42	112.63	38.60	37.29	0.96	0.00	112.63	30.25
2004	43.49	1.28	0.00	173.88	40.55	24.72	1.00	0.00	177.88	31.76
2005	34.76	1.34	0.00	232.19	42.61	15.02	1.06	0.00	232.10	33.36
2006	30.17	1.42	0.00	270.12	44.77	9.43	1.11	0.00	270.12	35.05
2007	28.34	1.49	0.00	296.05	47.04	6.95	1.16	0.00	296.05	36.83
2008	27.12	1.56	0.00	323.79	49.43	4.23	1.22	0.00	323.79	38.69
2009	25.29	1.64	0.00	353.46	51.93	1.24	1.29	0.00	353.46	40.65
2010	23.23	1.73	0.00	385.20	54.56	0.00	1.35	0.00	385.20	42.72

(Continuación Tabla D.30)

Año	Escenario moderado: EMIA2G Intensidades tendenciales					Escenario moderado: EMIB2G Intensidades opinión experta				
	Gas licuado miles b/día	Diesel miles b/día	Combustóleo miles b/día	Gas natural millar p/día	Electricidad GWh/día	Gas licuado miles b/día	Diesel miles b/día	Combustóleo miles b/día	Gas natural millón pc/día	Electricidad GWh/día
1996	35.26	0.81	12.73		25.73	35.26	0.81	12.73		25.73
1997	39.33	0.91	14.20		28.70	37.83	0.87	13.65		27.60
1998	40.80	0.94	14.73		29.77	37.03	0.85	13.36		27.02
1999	42.20	0.97	15.23		30.79	36.03	0.83	13.01		26.29
2000	43.60	1.01	15.74		31.81	35.56	0.82	12.84		25.95
2001	45.00	1.04	14.43	11.59	32.84	35.78	0.83	11.10	11.59	26.11
2002	46.44	1.07	8.46	52.93	33.89	36.53	0.84	4.88	52.93	26.66
2003	41.92	1.11	1.06	103.53	34.96	33.41	0.87	0.00	103.56	27.40
2004	37.29	1.14	0.00	163.98	36.07	20.60	0.89	0.00	163.98	28.25
2005	27.90	1.18	0.00	212.90	37.22	10.66	0.92	0.00	212.90	29.14
2006	22.45	1.21	0.00	245.82	38.39	4.66	0.95	0.00	245.82	30.06
2007	19.88	1.25	0.00	267.15	39.61	1.53	0.98	0.00	267.15	31.01
2008	16.29	1.29	0.00	292.99	40.86	0.00	1.01	0.00	292.99	31.98
2009	12.35	1.33	0.00	320.65	42.14	0.00	1.04	0.00	320.65	32.99
2010	8.02	1.37	0.00	350.24	43.47	0.00	1.08	0.00	350.24	34.03

Subsector público
Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones

Año	Escenario optimista: EOIA2G Intensidades tendenciales		Escenario optimista: EOIB2G Intensidades opinión experta		Escenario moderado: EMIA2G Intensidades tendenciales		Escenario moderado: EMIB2G Intensidades opinión experta	
	Electricidad GWh/día	Total GWh/día	Electricidad GWh/día	Total GWh/día	Electricidad GWh/día	Total GWh/día	Electricidad GWh/día	Total GWh/día
1996	13.82	13.82	13.82	13.82	13.82	13.82	13.82	13.82
1997	14.85	14.85	14.77	14.77	14.85	14.85	14.77	14.77
1998	15.42	15.42	15.29	15.29	15.25	15.25	15.11	15.11
1999	16.07	16.07	15.86	15.86	15.66	15.66	15.45	15.45
2000	16.81	16.81	16.51	16.51	16.08	16.08	15.79	15.79
2001	17.58	17.58	17.16	17.16	16.51	16.51	16.12	16.12
2002	18.39	18.39	17.83	17.83	16.96	16.96	16.45	16.45
2003	19.23	19.23	18.51	18.51	17.42	17.42	16.77	16.77
2004	20.12	20.12	19.20	19.20	17.89	17.89	17.07	17.07
2005	21.05	21.05	19.90	19.90	18.38	18.38	17.37	17.37
2006	22.03	22.03	20.60	20.60	18.88	18.88	17.66	17.66
2007	23.06	23.06	21.31	21.31	19.40	19.40	17.93	17.93
2008	24.13	24.13	22.02	22.02	19.93	19.93	18.19	18.19
2009	25.26	25.26	22.73	22.73	20.48	20.48	18.43	18.43
2010	26.45	26.45	23.44	23.44	21.05	21.05	18.66	18.66

Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones
Opción combustóleo

Escenario optimista: opción combustóleo
Intensidades tendenciales: EOIA2C

Año	Carbón <i>miles t/año</i>	Petróleo crudo <i>miles bl/d</i>	Condensados <i>miles bl/d</i>	Gas no asociado <i>millon pc/d</i>	Gas asociado <i>millon pc/d</i>	Bagazo de caña <i>miles t/d</i>	Leña <i>miles t/d</i>	Coque <i>miles t/d</i>	Gas licuado <i>miles bl/d</i>	Gasolina y nafta <i>miles bl/d</i>	Kerosina <i>miles bl/d</i>	Diesel <i>miles bl/d</i>	Combustóleo <i>miles bl/d</i>	Gas natural <i>millon pc/d</i>	Electricidad <i>GWh/d</i>
1996	27.36	44.17	2.12	312.65	104.94	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	3 021.21	416.40
1997	27.40	44.77	2.15	341.50	106.37	36.43	47.12	9.89	295.01	590.31	66.43	303.18	493.96	3 264.61	448.56
1998	27.55	47.21	2.26	363.70	112.16	38.38	47.77	10.45	302.87	629.62	70.04	322.27	529.10	3 448.66	472.94
1999	27.72	49.97	2.40	389.23	118.74	40.73	48.40	11.11	311.15	673.98	74.21	344.12	573.80	3 664.43	500.57
2000	27.93	53.43	2.56	418.32	126.94	43.37	49.00	11.85	320.10	723.52	78.97	369.19	623.45	3 919.63	531.21
2001	28.17	57.14	2.74	449.47	135.77	46.18	49.57	12.64	326.39	776.74	84.03	396.07	675.62	4 204.27	563.66
2002	28.41	61.13	2.93	482.79	145.25	49.26	50.11	13.48	323.60	833.50	89.41	424.87	730.41	4 539.84	598.02
2003	28.68	65.42	3.14	518.44	155.43	52.38	50.63	14.38	321.43	894.19	95.15	455.74	787.92	4 911.97	634.43
2004	28.97	70.02	3.36	556.56	166.36	55.78	51.09	15.34	315.76	959.60	101.25	488.81	848.27	5 310.98	672.95
2005	29.27	74.95	3.60	597.30	178.09	59.41	51.53	16.37	313.16	1 029.98	107.76	524.25	911.57	5 720.44	713.75
2006	29.60	80.25	3.85	640.85	190.67	63.27	51.93	17.47	314.87	1 105.09	114.69	562.15	977.94	6 139.59	756.95
2007	29.95	85.92	4.12	687.38	204.16	67.38	52.29	18.64	319.93	1 183.23	122.08	602.75	1 047.49	6 584.95	802.68
2008	30.33	92.01	4.41	737.07	218.62	71.76	52.63	19.89	325.10	1 265.38	129.95	646.21	1 120.35	7 069.01	851.12
2009	30.74	98.54	4.73	790.12	234.13	76.43	52.96	21.22	330.37	1 351.27	138.34	692.72	1 196.64	7 597.35	902.41
2010	31.17	105.89	5.06	846.74	250.76	81.39	53.26	22.65	335.76	1 440.40	147.27	742.51	1 276.48	8 176.83	956.70

(Continuación Tabla D.31)

Escenario optimista: opción combustóleo
Intensidades opinión experta: EOIB2C

Año	Carbón	Petróleo crudo	Condensados	Gas no asociado	Gas asociado	Bagazo	Leña	Coque	Gas licuado	Gasolina y nafta	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad
	miles t/año	miles bl/d	miles bl/d	millon pc/d	millon pc/d	miles t/d	miles t/d	miles t/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	millon pc/d	GWh/d
1996	27.36	44.17	2.12	312.65	104.94	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	3 021.21	416.40
1997	28.77	43.35	2.08	334.85	103.00	35.17	47.12	9.81	292.37	572.69	65.88	294.73	489.71	3 176.94	444.14
1998	27.45	45.67	2.19	355.01	108.51	36.34	47.77	10.37	297.58	604.17	69.64	310.60	522.89	3 340.79	464.99
1999	27.62	48.35	2.32	377.95	114.89	37.96	48.40	11.03	302.95	639.75	73.77	328.72	565.19	3 533.55	488.04
2000	27.83	51.72	2.48	403.30	122.90	39.90	49.00	11.77	309.33	679.35	78.49	349.42	612.00	3 761.08	513.23
2001	28.05	55.36	2.66	429.52	131.53	42.05	49.57	12.56	313.57	721.48	83.50	371.26	660.71	4 012.07	539.11
2002	28.30	59.27	2.84	456.23	140.82	44.41	50.11	13.40	311.04	765.89	88.83	394.23	711.11	4 306.06	565.23
2003	28.56	63.46	3.04	483.17	150.79	46.98	50.63	14.28	305.15	812.85	94.50	418.37	763.06	4 626.82	591.11
2004	28.84	67.97	3.26	510.23	161.49	49.76	51.09	15.19	297.60	863.04	100.53	443.71	816.54	4 963.57	616.43
2005	29.14	72.79	3.49	537.48	172.96	52.75	51.53	16.14	292.86	916.56	106.95	470.35	871.65	5 299.46	641.24
2006	29.46	77.97	3.74	565.18	185.25	55.96	51.93	17.14	292.17	973.03	113.78	498.41	928.62	5 634.22	665.74
2007	29.80	83.51	4.01	593.73	198.43	59.41	52.29	18.20	294.57	1 030.58	121.06	528.04	987.76	5 985.11	690.27
2008	30.17	89.46	4.29	623.50	212.56	63.09	52.63	19.33	296.83	1 090.03	128.81	559.39	1 049.39	6 365.64	715.26
2009	30.57	95.83	4.60	654.88	227.70	67.03	52.96	20.53	298.96	1 150.90	137.07	592.64	1 113.88	6 782.21	741.08
2010	30.99	102.66	4.92	688.24	243.93	71.24	53.26	21.82	300.97	1 212.51	145.86	627.96	1 181.59	7 242.44	768.07

Escenario moderado: opción combustóleo
Intensidades tendenciales: EMIA2C

Año	Carbón	Petróleo crudo	Condensados	Gas no asociado	Gas asociado	Bagazo	Leña	Coque	Gas licuado	Gasolina y nafta	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad
	miles t/año	miles bl/d	miles bl/d	millon pc/d	millon pc/d	miles t/d	miles t/d	miles t/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	millon pc/d	GWh/d
1996	27.36	44.17	2.12	312.65	104.94	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	3 021.21	416.40
1997	28.81	44.77	2.15	341.50	106.37	36.43	47.12	9.89	295.01	590.31	66.24	303.17	493.96	3 264.61	448.56
1998	27.47	46.01	2.21	357.22	109.31	37.80	47.77	10.28	301.50	623.44	69.24	318.54	520.47	3 387.77	467.06
1999	27.56	47.32	2.27	373.62	112.43	39.28	48.40	10.69	307.94	657.71	72.20	334.69	547.72	3 519.72	486.05
2000	27.64	48.70	2.34	390.70	115.71	40.84	49.00	11.12	314.36	692.44	75.25	351.67	575.52	3 664.44	505.56
2001	27.73	50.15	2.41	408.47	119.15	42.47	49.57	11.57	317.97	728.96	78.40	369.50	603.85	3 826.75	525.61
2002	27.82	51.66	2.48	426.94	122.74	44.17	50.11	12.03	314.39	766.97	81.69	388.22	632.71	4 027.00	546.22
2003	27.92	53.23	2.55	446.14	126.48	45.94	50.63	12.52	308.62	806.65	85.12	407.87	662.11	4 244.39	567.42
2004	28.02	54.86	2.63	466.06	130.36	47.77	51.09	13.02	300.40	848.58	88.70	428.47	692.03	4 476.98	589.18
2005	28.13	56.56	2.71	486.75	134.39	49.69	51.53	13.54	295.02	892.79	92.43	450.09	722.46	4 704.21	611.56
2006	28.24	58.32	2.80	508.22	138.57	51.67	51.93	14.09	293.52	938.78	96.32	472.75	753.41	4 924.84	634.55
2007	28.35	60.15	2.89	530.49	142.91	53.74	52.29	14.65	294.83	974.18	100.38	496.03	784.84	5 154.39	658.16
2008	28.47	62.04	2.98	553.58	147.42	55.89	52.63	15.24	295.15	1 030.91	104.62	521.40	816.77	5 406.43	682.43
2009	28.59	64.01	3.07	577.51	152.08	58.12	52.96	15.86	295.14	1 077.13	109.04	547.50	849.16	5 682.14	707.37
2010	28.72	66.04	3.17	602.29	156.91	60.45	53.26	16.49	294.76	1 122.44	113.65	574.85	882.00	5 987.00	733.00

(Continuación Tabla D.31)

Escenario moderado: opción combustóleo
Intensidades opinión experta: EMIB2C

Año	Carbón - miles t/año	Petróleo crudo miles bl/d	Condensados miles bl/d	Gas no asociado millon pc/d	Gas asociado millon pc/d	Bagazo miles t/d	Leña miles t/d	Coque miles t/d	Gas licuado miles bl/d	Gasolina y nafta miles bl/d	Kerosina miles bl/d	Diesel miles bl/d	Combustóleo miles bl/d	Gas natural millon pc/d	Electricidad GWh/d
1996	27.36	44.17	2.12	312.65	104.94	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	3 021.21	416.40
1997	28.77	43.35	2.08	334.85	103.00	35.17	47.12	9.81	292.35	572.69	65.88	294.73	489.66	3 176.94	444.14
1998	27.38	44.51	2.13	348.66	105.75	35.79	47.77	10.20	296.28	598.24	68.85	306.99	514.30	3 281.76	459.20
1999	27.46	45.78	2.20	362.62	108.78	36.61	48.40	10.61	299.96	624.30	71.79	319.67	539.37	3 393.87	473.86
2000	27.54	47.15	2.26	376.49	112.02	37.57	49.00	11.05	304.08	650.14	74.80	332.17	564.87	3 515.69	488.38
2001	27.63	48.58	2.33	390.00	115.43	38.68	49.57	11.49	305.96	677.03	77.93	346.25	589.97	3 650.61	502.63
2002	27.73	50.08	2.40	402.91	118.99	39.89	50.11	11.95	301.02	704.63	81.19	360.07	615.43	3 817.78	516.21
2003	27.82	51.64	2.48	415.01	122.70	41.21	50.62	12.41	293.97	733.07	84.57	374.22	640.44	3 995.37	528.74
2004	27.92	53.25	2.55	426.26	126.53	42.62	51.09	12.88	284.40	762.88	88.10	388.71	665.10	4 181.13	540.07
2005	28.03	54.93	2.63	436.78	130.52	44.12	51.53	13.35	277.52	794.02	91.78	403.58	689.49	4 354.94	550.27
2006	28.14	56.67	2.72	446.81	134.64	45.71	51.93	13.83	274.44	825.93	95.61	418.90	713.74	4 516.84	559.60
2007	28.25	58.46	2.80	456.61	138.90	47.38	52.29	14.32	274.01	856.60	99.61	434.73	738.03	4 682.53	568.34
2008	28.36	60.32	2.89	466.48	143.33	49.14	52.63	14.84	272.48	886.64	103.78	451.01	762.56	4 867.67	576.83
2009	28.48	62.25	2.99	476.62	147.90	50.98	52.96	15.38	270.52	915.38	108.12	468.23	787.51	5 074.08	585.33
2010	28.61	64.24	3.08	487.24	152.64	52.91	53.26	15.95	268.13	941.92	112.66	486.04	813.09	5 308.13	594.07

Proyecciones de la demanda de energía por tipo de energético
Demanda proyectada bajo la opción sujeta a restricciones
Opción gas natural

Escenario optimista: opción gas natural
 Intensidades tendenciales: EOIA2G

Año	Carbón	Petróleo crudo	Condensados	Gas no asociado	Gas asociado	Bagazo de caña	Leña	Coque	Gas licuado	Gasolina y nafta	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad
	<i>miles t/año</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>millon pc/d</i>	<i>millon pc/d</i>	<i>miles t/d</i>	<i>miles t/d</i>	<i>miles t/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>millon pc/d</i>	<i>GWh/d</i>
1996	27.36	44.17	2.12	312.65	104.94	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	3 021.21	416.40
1997	27.40	44.77	2.15	341.50	106.37	36.43	47.12	9.89	295.01	590.31	66.43	303.16	484.98	3 264.61	448.56
1998	27.55	47.21	2.26	363.70	112.16	38.38	47.77	10.45	302.87	629.62	70.04	321.32	385.71	3 624.03	472.94
1999	27.72	49.97	2.40	389.23	118.74	40.73	48.40	11.11	311.15	673.98	74.21	342.87	395.89	3 995.94	500.57
2000	27.93	53.43	2.56	418.32	126.94	43.37	49.00	11.85	320.10	723.52	78.97	367.61	407.60	4 422.87	531.21
2001	28.17	57.14	2.74	449.47	135.77	46.18	49.57	12.64	326.39	776.74	84.03	394.13	420.09	4 887.09	563.66
2002	28.41	61.13	2.93	482.79	145.25	49.26	50.11	13.48	325.60	833.50	89.41	422.58	433.41	5 410.34	598.02
2003	28.68	65.42	3.14	518.44	155.43	52.38	50.63	14.38	321.43	894.19	95.15	453.07	447.62	5 978.38	634.43
2004	28.97	70.02	3.36	556.56	166.36	55.78	51.09	15.34	315.76	959.60	101.25	485.74	462.78	6 581.91	672.95
2005	29.27	74.95	3.60	597.30	178.09	59.41	51.53	16.37	313.16	1 029.98	107.76	520.74	478.96	7 204.62	713.75
2006	29.60	80.25	3.85	640.85	190.67	63.27	51.93	17.47	314.87	1 105.09	114.69	558.23	496.22	7 845.98	756.95
2007	29.95	85.92	4.12	687.38	204.16	67.38	52.29	18.64	319.93	1 183.23	122.08	598.38	514.64	8 522.71	802.68
2008	30.33	92.01	4.41	737.07	218.62	71.76	52.63	19.89	325.10	1 265.38	129.95	641.38	534.30	9 247.55	851.12
2009	30.74	98.54	4.73	790.12	234.13	76.43	52.96	21.22	330.37	1 351.27	138.34	687.41	555.28	10 026.22	902.41
2010	31.17	105.89	5.06	846.74	250.76	81.39	53.26	22.65	335.76	1 440.40	147.27	736.68	577.67	10 865.69	956.70

(Continuación Tabla D.32)

Escenario optimista: opción gas natural
Intensidades opinión experta: EOIB2G

Año	Carbón	Petróleo crudo	Condensados	Gas no asociado	Gas asociado	Bagazo de caña	Leña	Coque	Gas licuado	Gasolina y nafta	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad
	miles t/año	miles bl/d	miles bl/d	millon pc/d	millon pc/d	miles t/d	miles t/d	miles t/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	millon pc/d	GWh/d
1996	27.36	44.17	2.12	312.65	104.94	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	3 021.21	416.40
1997	28.77	43.35	2.08	334.85	103.00	35.17	47.12	9.81	292.37	572.69	65.88	294.71	480.17	3 176.94	444.14
1998	27.45	45.67	2.19	355.01	108.51	36.34	47.77	10.37	297.58	604.17	69.64	313.00	378.62	3 520.23	464.99
1999	27.62	48.35	2.32	377.95	114.89	37.96	48.40	11.03	302.95	639.75	73.77	330.82	386.56	3 868.47	488.04
2000	27.83	51.72	2.48	403.30	122.90	39.90	49.00	11.77	309.33	679.35	78.49	351.19	396.26	4 263.91	513.23
2001	28.05	55.36	2.66	429.52	131.53	42.05	49.57	12.56	313.57	721.48	83.50	372.69	407.02	4 686.63	539.11
2002	28.30	59.27	2.84	456.23	140.82	44.41	50.11	13.40	311.04	765.89	88.83	395.33	418.75	5 155.61	565.23
2003	28.56	63.46	3.04	483.17	150.79	46.98	50.63	14.28	305.15	812.85	94.50	419.12	431.35	5 654.46	591.11
2004	28.84	67.97	3.26	510.23	161.49	49.76	51.09	15.19	297.60	863.04	100.53	444.12	444.78	6 172.62	616.43
2005	29.14	72.79	3.49	537.48	172.96	52.75	51.53	16.14	292.86	916.56	106.95	470.40	459.05	6 693.22	641.24
2006	29.46	77.97	3.74	565.18	185.25	55.96	51.93	17.14	292.17	973.03	113.78	498.09	474.24	7 217.06	665.74
2007	29.80	83.51	4.01	593.73	198.43	59.41	52.29	18.20	294.57	1 030.58	121.06	527.34	490.43	7 762.27	690.27
2008	30.17	89.46	4.29	623.50	212.56	63.09	52.63	19.33	296.83	1 090.03	128.81	558.30	507.73	8 343.47	715.26
2009	30.57	95.83	4.60	654.88	227.70	67.03	52.96	20.53	298.96	1 150.90	137.07	591.15	526.21	8 968.29	741.08
2010	30.99	102.66	4.92	688.24	243.93	71.24	53.26	21.82	300.97	1 212.51	145.86	626.05	545.96	9 645.52	768.07

Escenario moderado: opción gas natural
Intensidades tendenciales: EMIA2G

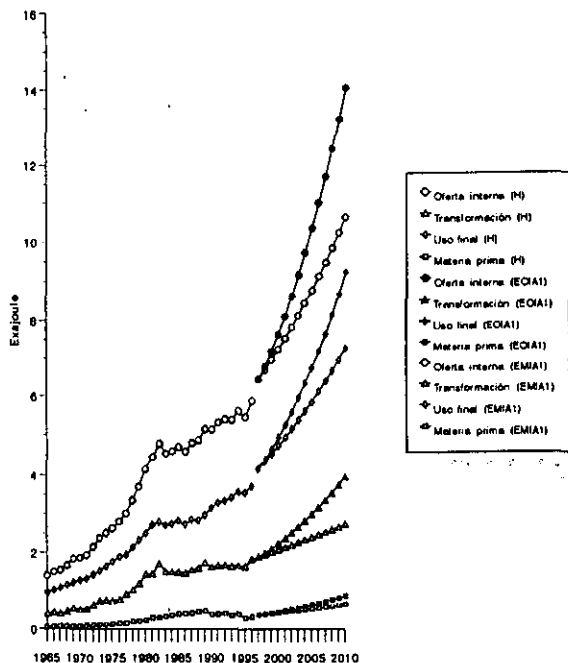
Año	Carbón	Petróleo crudo	Condensados	Gas no asociado	Gas asociado	Bagazo de caña	Leña	Coque	Gas licuado	Gasolina y nafta	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad
	miles t/año	miles bl/d	miles bl/d	millon pc/d	millon pc/d	miles t/d	miles t/d	miles t/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	miles bl/d	millon pc/d	GWh/d
1996	27.36	44.17	2.12	312.65	104.94	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	3 021.21	416.40
1997	28.81	44.77	2.15	341.50	106.37	36.43	47.12	9.89	295.01	590.31	66.24	303.16	484.98	3 264.61	448.56
1998	27.47	46.01	2.21	357.22	109.31	37.80	47.77	10.28	301.50	623.44	69.24	317.66	382.71	3 538.07	467.06
1999	27.56	47.32	2.27	373.62	112.43	39.28	48.40	10.69	307.94	657.71	72.20	333.63	388.79	3 765.72	486.05
2000	27.64	48.70	2.34	390.70	115.71	40.84	49.00	11.12	314.36	692.44	75.25	350.42	395.10	4 007.69	505.56
2001	27.73	50.15	2.41	408.47	119.15	42.47	49.57	11.57	317.97	728.96	78.40	368.06	401.65	4 268.56	525.61
2002	27.82	51.66	2.48	426.94	122.74	44.17	50.11	12.03	314.39	766.97	81.69	386.60	408.46	4 568.67	546.22
2003	27.92	53.23	2.55	446.14	126.48	45.94	50.63	12.52	308.62	806.65	85.12	406.05	415.52	4 887.13	567.42
2004	28.02	54.86	2.63	466.06	130.36	47.77	51.09	13.02	300.40	848.58	88.70	426.46	422.86	5 221.91	589.18
2005	28.13	56.56	2.71	486.75	134.39	49.69	51.53	13.54	295.02	892.79	92.43	447.88	430.48	5 552.36	611.56
2006	28.24	58.32	2.80	508.22	138.57	51.67	51.93	14.09	293.52	938.78	96.32	470.34	438.40	5 877.23	634.55
2007	28.35	60.15	2.89	530.49	142.91	53.74	52.29	14.65	294.83	974.18	1 00.38	493.89	446.63	6 211.84	658.16
2008	28.47	62.04	2.98	553.58	147.42	55.89	52.63	15.24	295.15	1 030.91	1 04.62	518.59	455.17	6 569.70	682.43
2009	28.59	64.01	3.07	577.51	152.08	58.12	52.96	15.86	295.14	1 077.13	1 09.04	544.48	464.05	6 951.86	707.37
2010	28.72	66.04	3.17	602.29	156.91	60.45	53.26	16.49	294.76	1 122.44	1 13.65	571.63	473.27	7 363.64	733.00

(Continuación Tabla D.32)

Escenario moderado: opción gas natural
Intensidades opinión experta: EMIB2G

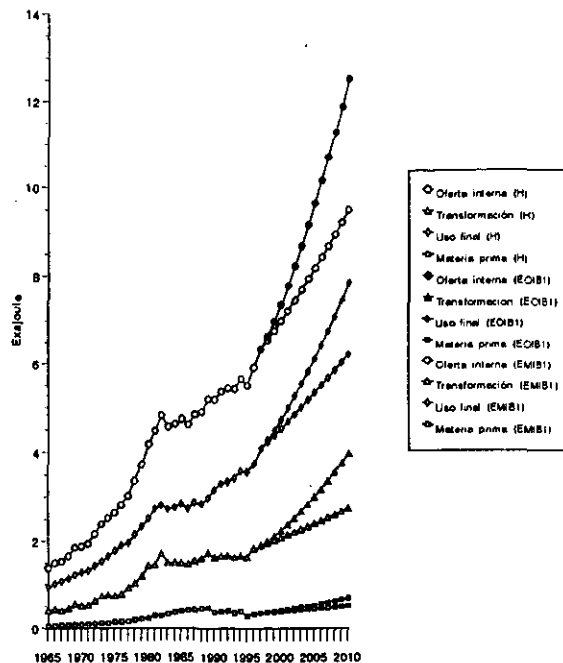
Año	Carbón	Petróleo crudo	Condensados	Gas no asociado	Gas asociado	Bagazo de caña	Leña	Coque	Gas licuado	Gasolina y nafta	Kerosina	Diesel	Combustóleo	Gas natural	Electricidad
	<i>miles t/año</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>millon pc/d</i>	<i>millon pc/d</i>	<i>miles t/d</i>	<i>miles t/d</i>	<i>miles t/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>miles bl/d</i>	<i>millon pc/d</i>	<i>GWh/d</i>
1996	27.36	44.17	2.12	312.65	104.94	32.33	46.39	8.96	284.05	504.79	58.91	268.53	454.33	3 021.21	416.40
1997	28.77	43.35	2.08	334.85	103.00	35.17	47.12	9.81	292.35	572.69	65.88	294.71	480.17	3 176.94	444.14
1998	27.38	44.51	2.13	348.66	105.75	35.79	47.77	10.20	296.28	598.24	68.85	306.10	375.74	3 436.07	459.20
1999	27.46	45.78	2.20	362.62	108.78	36.61	48.40	10.61	299.96	624.30	71.79	318.60	379.80	3 643.24	473.86
2000	27.54	47.15	2.26	376.49	112.02	37.57	49.00	11.05	304.08	650.14	74.80	330.92	384.62	3 858.56	488.38
2001	27.63	48.58	2.33	390.00	115.43	38.68	49.57	11.49	305.96	677.03	77.93	344.82	389.50	4 084.71	502.63
2002	27.73	50.08	2.40	402.91	118.99	39.89	50.11	11.95	301.02	704.63	81.19	358.47	395.30	4 340.39	516.21
2003	27.82	51.64	2.48	415.01	122.70	41.21	50.62	12.41	293.97	733.07	84.57	372.45	401.26	4 603.58	528.74
2004	27.92	53.25	2.55	426.26	126.53	42.62	51.09	12.88	284.40	762.88	88.10	386.78	407.47	4 872.16	540.07
2005	28.03	54.93	2.63	436.78	130.52	44.12	51.53	13.35	277.52	794.02	91.78	401.50	413.90	5 126.34	550.27
2006	28.14	56.67	2.72	446.81	134.64	45.71	51.93	13.83	274.44	825.93	95.61	416.66	420.58	5 366.77	559.60
2007	28.25	58.46	2.80	456.61	138.90	47.38	52.29	14.32	274.01	856.60	99.61	432.35	427.53	5 609.85	568.34
2008	28.36	60.32	2.89	466.48	143.33	49.14	52.63	14.84	272.48	886.64	103.78	448.48	434.79	5 872.07	576.83
2009	28.48	62.25	2.99	476.62	147.90	50.98	52.96	15.38	270.52	915.38	108.12	465.55	442.37	6 155.98	585.33
2010	28.61	64.24	3.08	487.24	152.64	52.91	53.26	15.95	268.13	941.92	112.66	483.21	450.30	6 468.75	594.07

Figura D.1a México: Oferta interna, transformación, uso final y materia prima



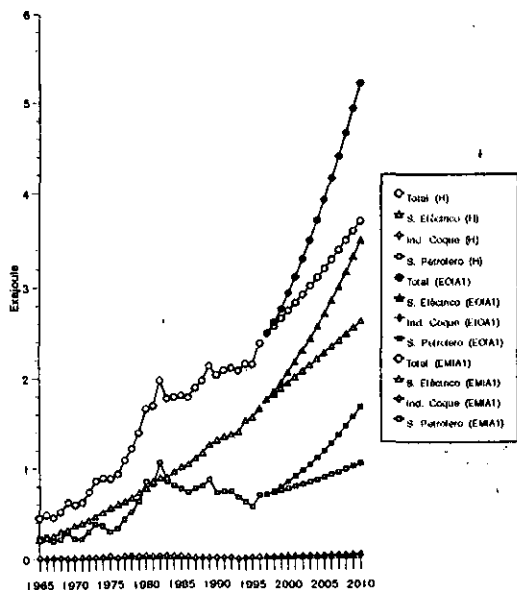
Fuente: JQM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1998. PUE-UNAM, dic. 1998.

Figura D.1b México: Oferta interna, transformación, uso final y materia prima



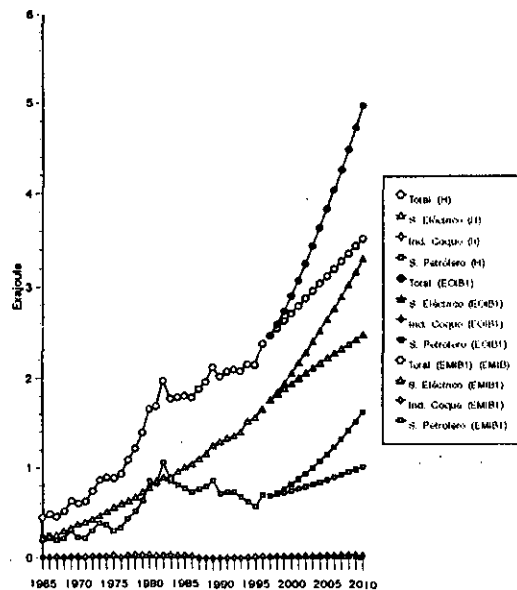
Fuente: JQM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1998. PUE-UNAM, dic. 1998.

Figura D.2a México: Sector energético
Consumo de energía por subsector



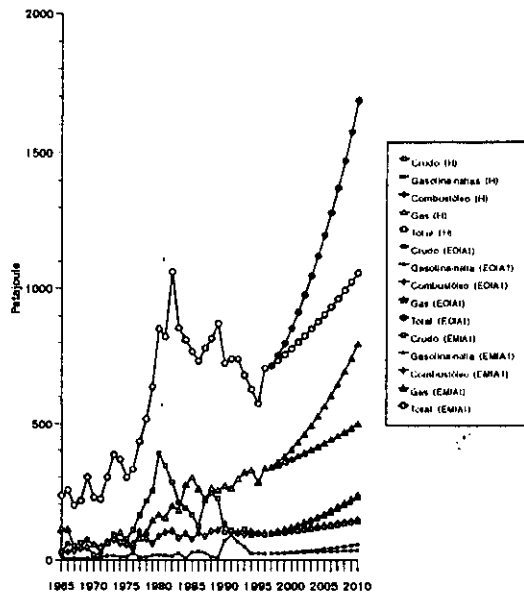
Fuente: JQM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1998. PUE-UNAM, dic. 1998.

Figura D.2b México: Sector energético
Consumo de energía por subsector



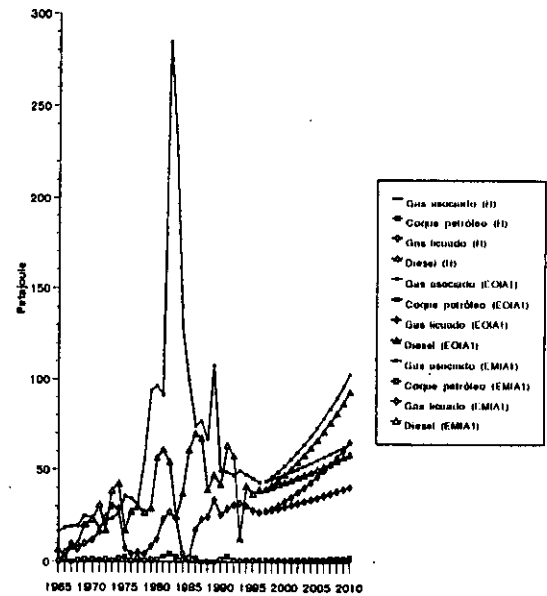
Fuente: JQM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1998. PUE-UNAM, dic. 1998.

Figura D.3a México: Sector petrolero
Consumo de energía por tipo de energético



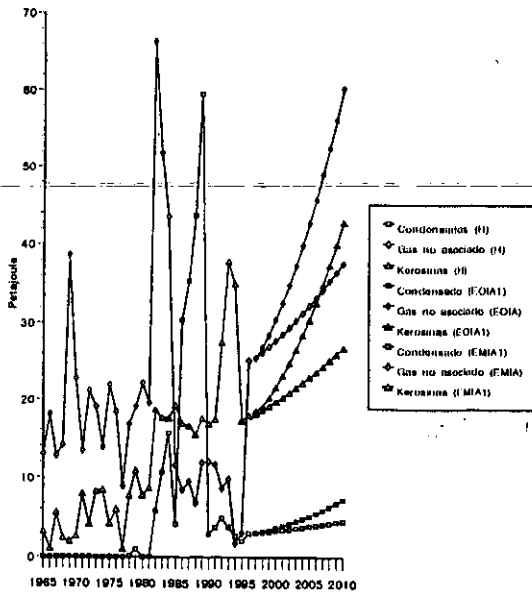
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dc. 1996.

Figura D.3b México: Sector petrolero
Consumo de energía por tipo de energético



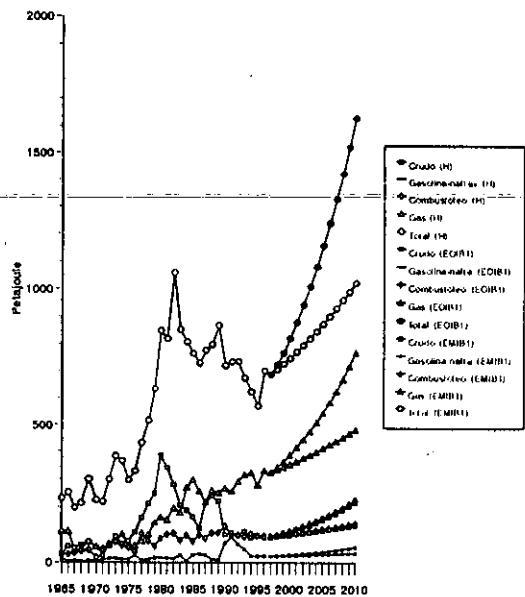
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dc. 1996.

Figura D.3c México: Sector petrolero
Consumo de energía por tipo de combustible



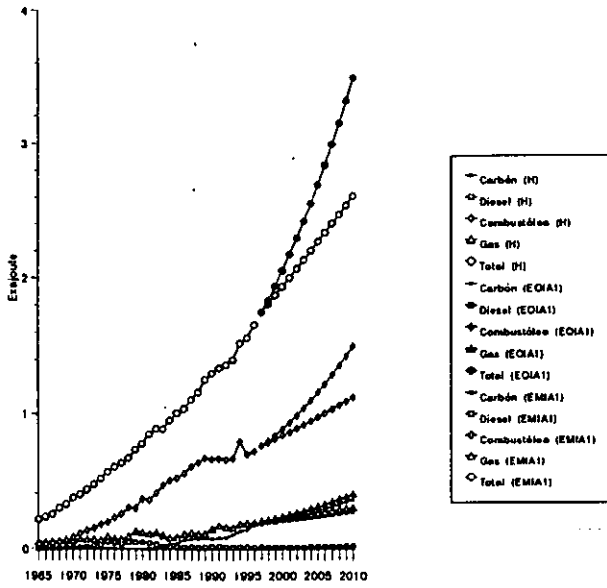
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dc. 1996.

Figura D.3d México: Sector petrolero
Consumo de energía por tipo de energético



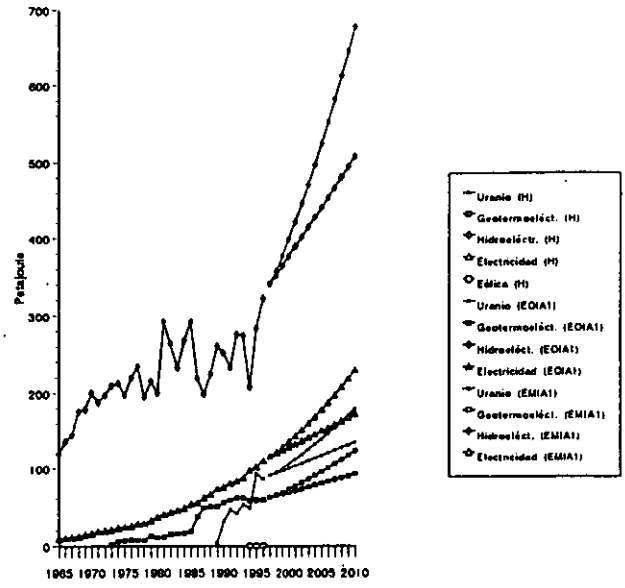
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dc. 1996.

Figura D.4a México: Sector eléctrico
Consumo de energía por tipo de energético



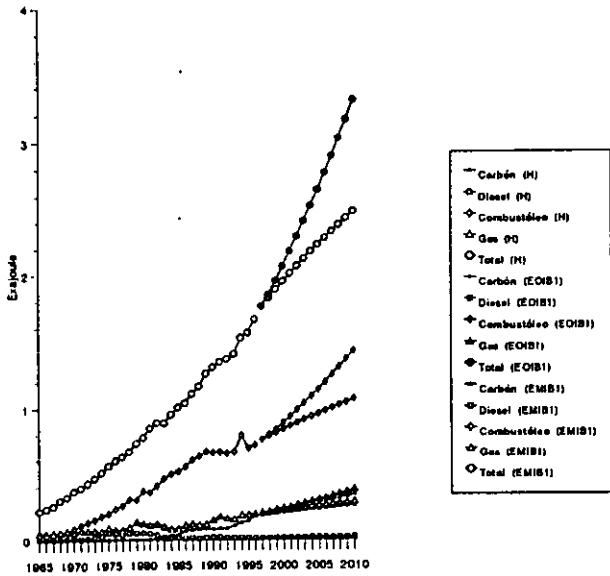
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1206, PUE-UNAM, dic. 1998

Figura D.4b México: Sector eléctrico
Consumo de energía por tipo de energético



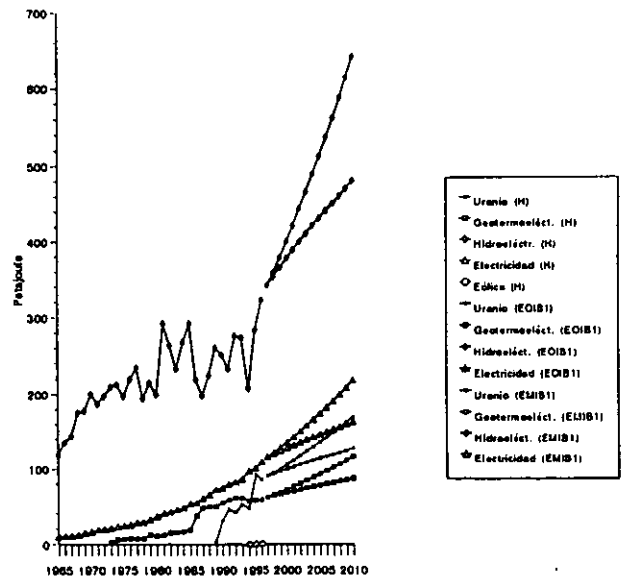
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1206, PUE-UNAM, dic. 1998

Figura D.4c México: Sector eléctrico
Consumo de energía por tipo de energético



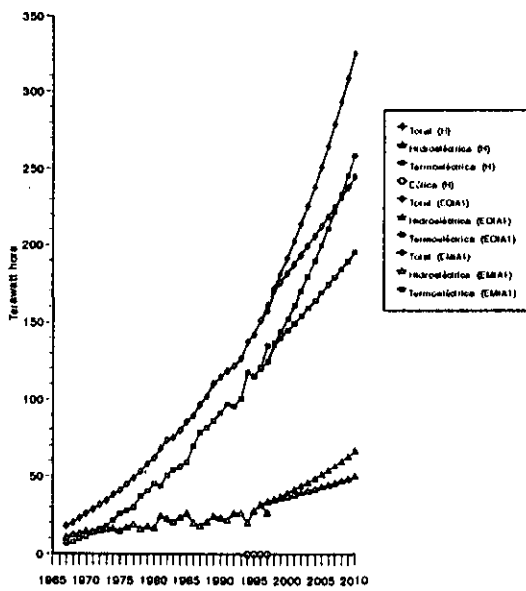
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1206, PUE-UNAM, dic. 1998

Figura D.4d México: Sector eléctrico
Consumo de energía por tipo de energético



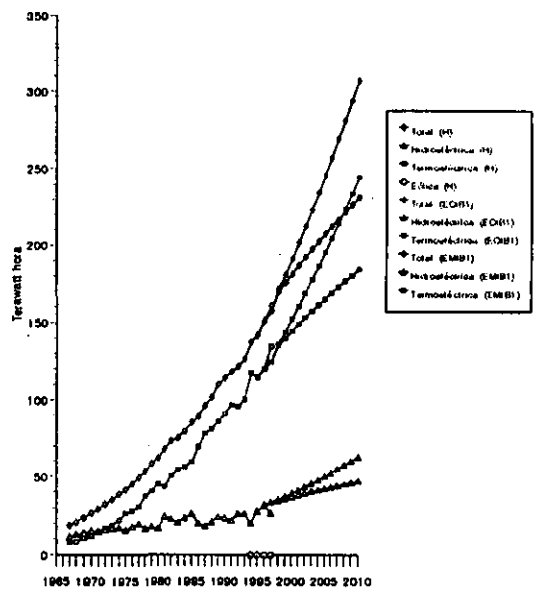
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1206, PUE-UNAM, dic. 1998

Figura D.5a México: Sector eléctrico
Generación bruta



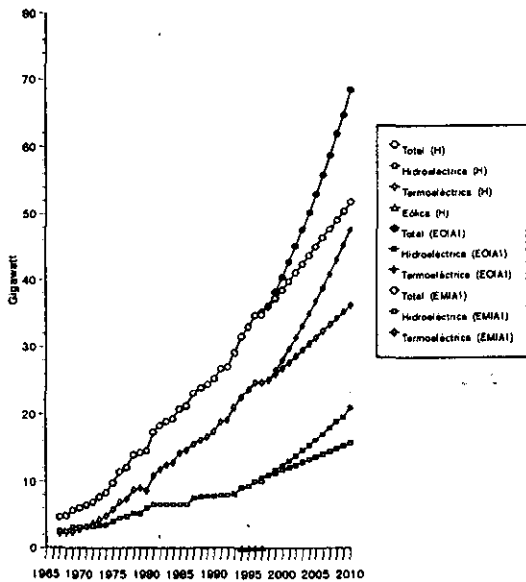
Fuente: COM, Estadística general del comercio exterior de México, Estadística Nacional, 1970-2007
INEC, INEEL, INE, INEIN

Figura D.5b México: Sector eléctrico
Generación bruta



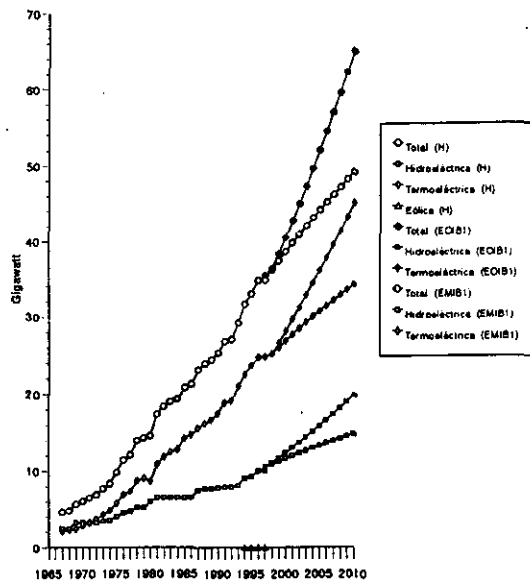
Fuente: COM, Estadística general del comercio exterior de México, Estadística Nacional, 1970-2007
INEC, INEEL, INE, INEIN

Figura D.6a México: Sector eléctrico
Capacidad Instalada



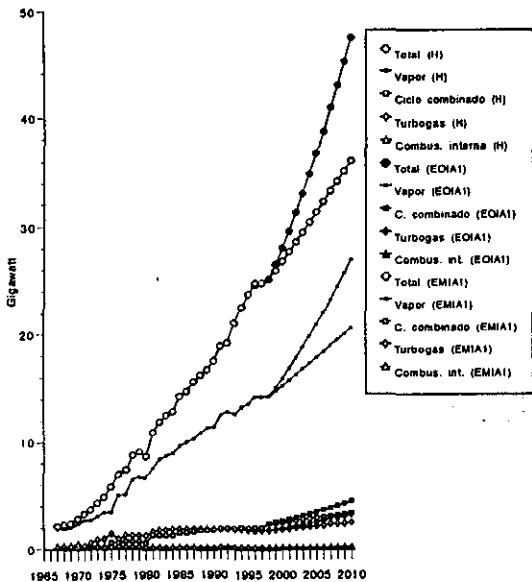
Fuente: JDM. Elaboración propia con base en Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional, 1965-1997. PUE-UNAM, dic. 1998

Figura D.6b México: Sector eléctrico
Capacidad Instalada



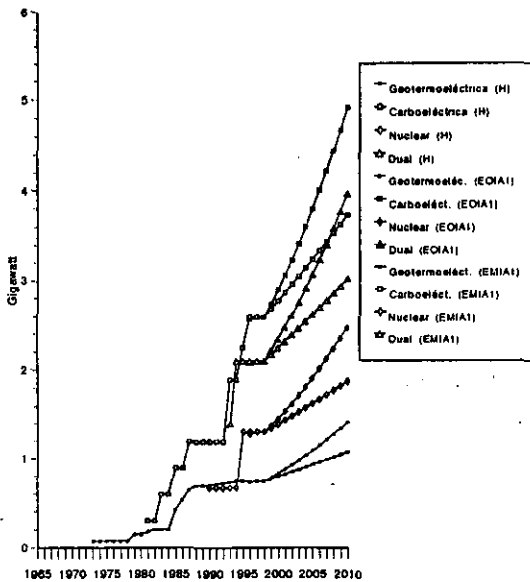
Fuente: JDM. Elaboración propia con base en Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional, 1965-1997. PUE-UNAM, dic. 1998.

Figura D.7a México: Sector eléctrico
Capacidad termoeléctrica instalada por tipo de tecnología



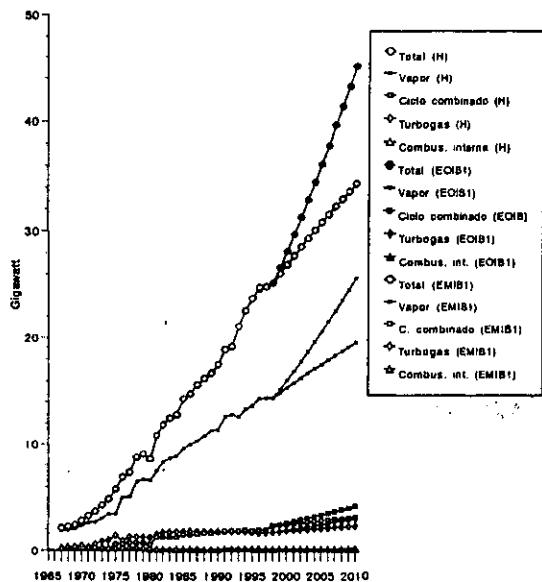
Fuente: JDM. Elaboración propia con base en Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional, 1965-1997. PUE-UNAM, dic. 1998

Figura D.7b México: Sector eléctrico
Capacidad termoeléctrica instalada por tipo de tecnología



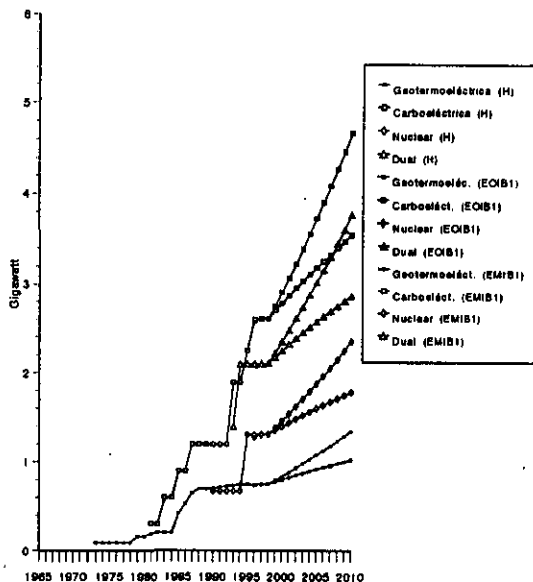
Fuente: JDM. Elaboración propia con base en Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional, 1965-1997. PUE-UNAM, dic. 1998.

Figura D.7c México: Sector eléctrico
Capacidad termoeléctrica instalada por tipo de tecnología



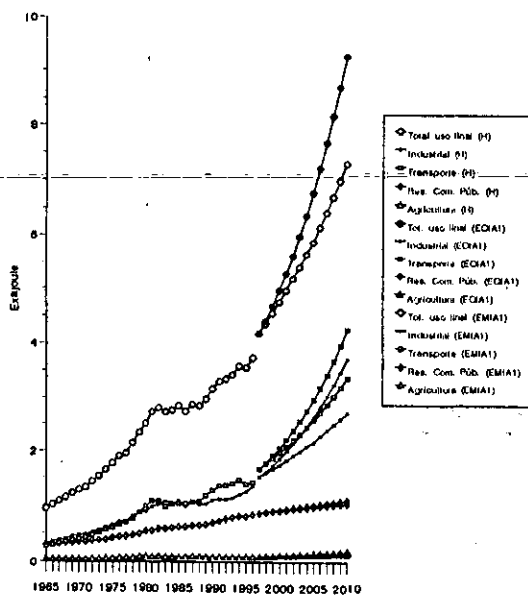
Fuente: JCM. Elaboración propia con base en Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional, 1965-1997. PUE-UNAM, dic. 1998.

Figura D.7d México: Sector eléctrico
Capacidad termoeléctrica instalada por tipo de tecnología



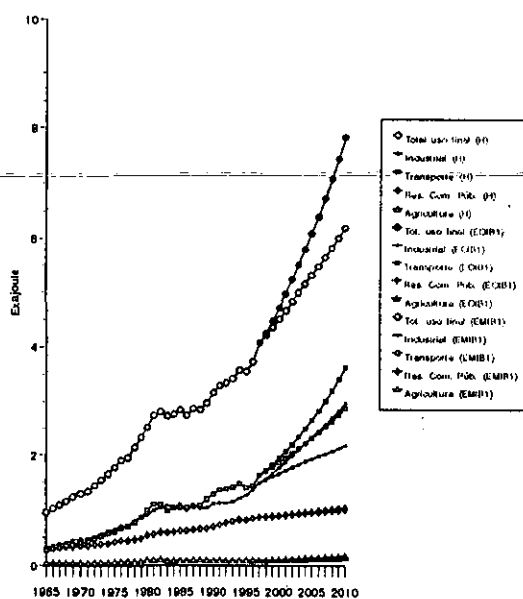
Fuente: JCM. Elaboración propia con base en Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional, 1965-1997. PUE-UNAM, dic. 1998.

Figura D.8a México: Consumo final de energía
Consumo de energía por sector



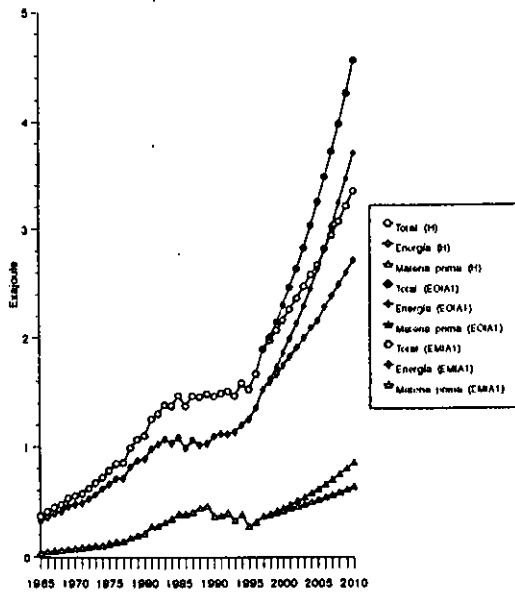
Fuente: JCM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, feb. 1998.

Figura D.8b México: Consumo final de energía
Consumo de energía por sector



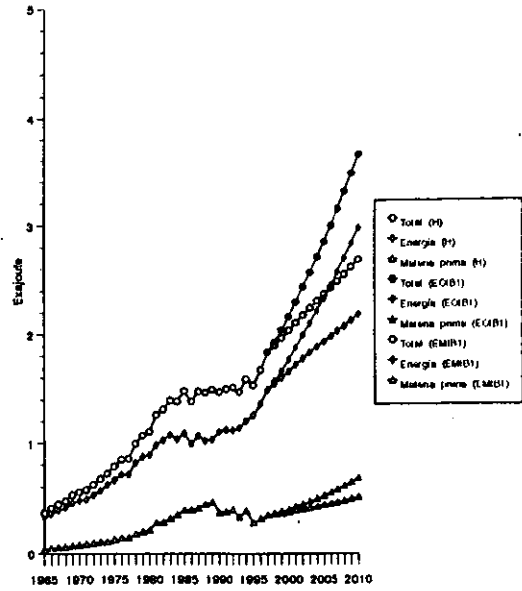
Fuente: JCM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, feb. 1998.

Figura D.9a México: Sector Industrial
Consumo de energía y materia prima



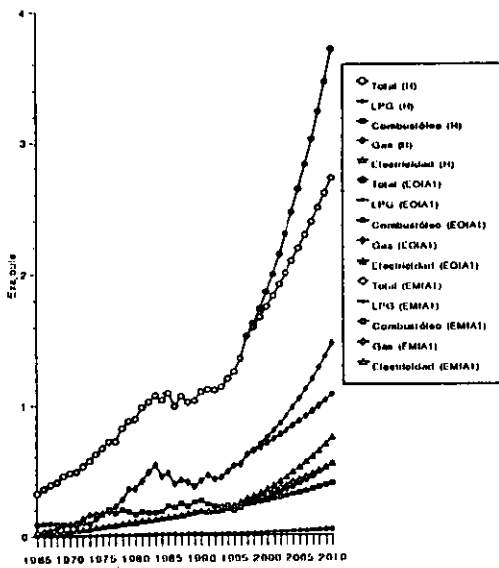
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/UNAM, dic. 1996.

Figura D.9b México: Sector Industrial
Consumo de energía y materia prima



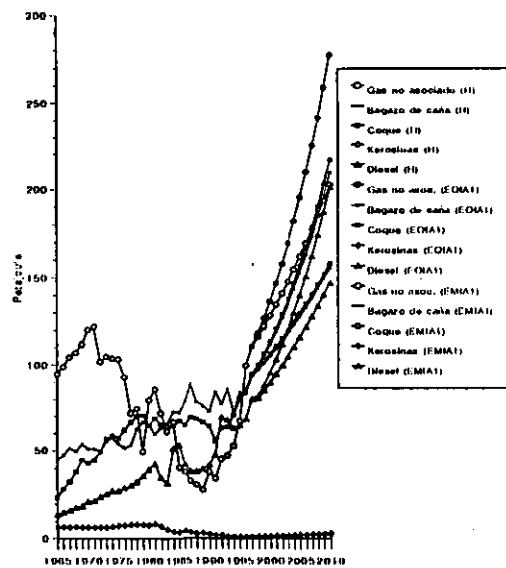
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/UNAM, dic. 1996.

Figura D.10a México: Sector Industrial
Consumo de energía por tipo de energético



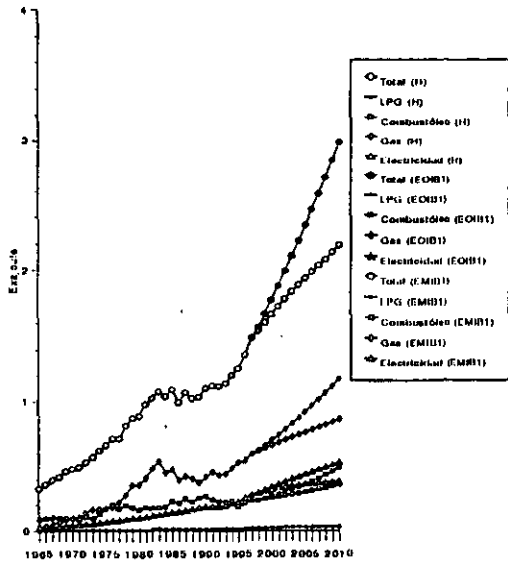
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/UNAM, dic. 1996.

Figura D.10b México: Sector Industrial
Consumo de energía por tipo de energético



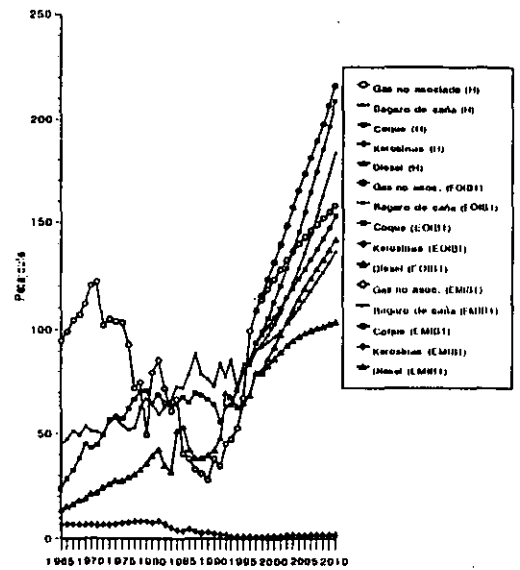
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/UNAM, dic. 1996.

Figura D.10c México: Sector Industrial
Consumo de energía por tipo de energético



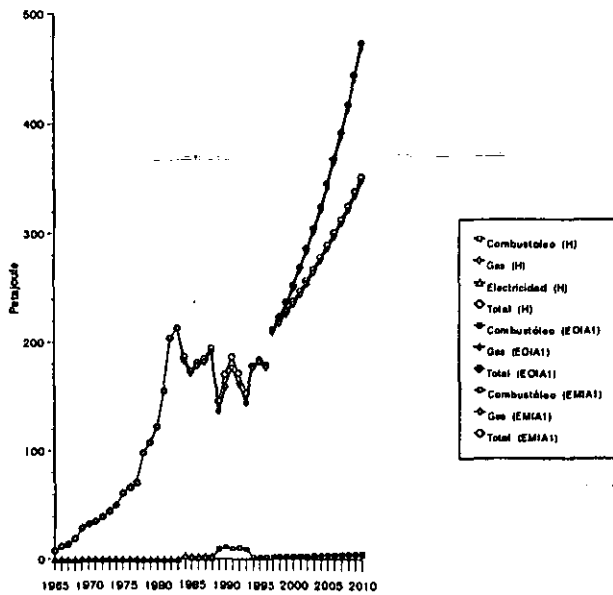
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1998

Figura D.10d México: Sector Industrial
Consumo de energía por tipo de energético



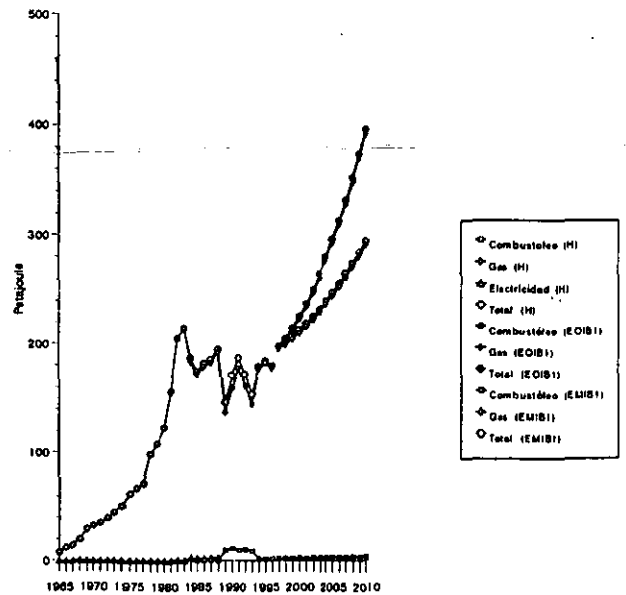
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1998

Figura D.11a México: Petroquímica de PEMEX
Consumo de energía por tipo de energético



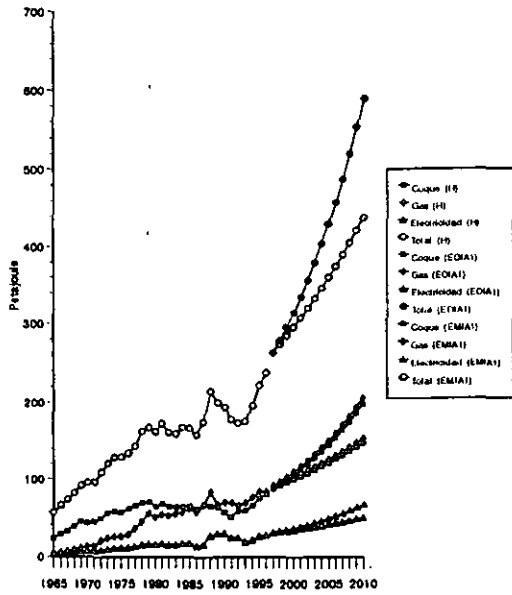
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1998

Figura D.11b México: Petroquímica de PEMEX
Consumo de energía por tipo de energético



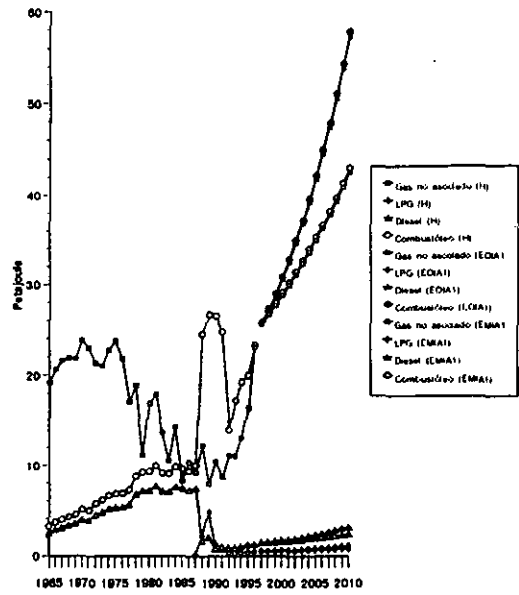
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, dic. 1998

Figura D.12a México: Subsector siderurgia
Consumo de energía por tipo de energético



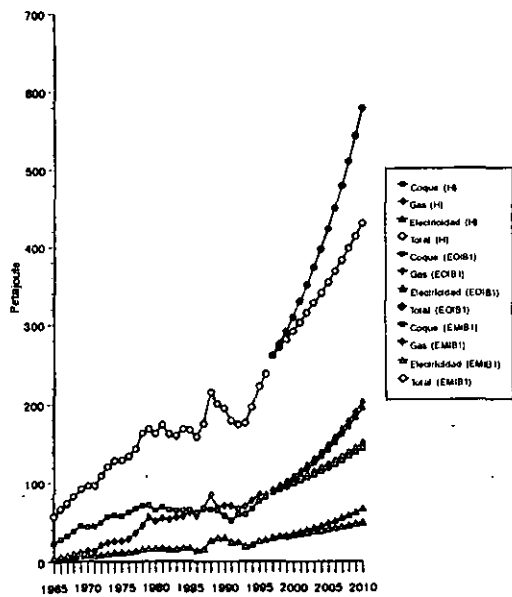
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965. PUE/UNAM, dic. 1998.

Figura D.12b México: Subsector siderurgia
Consumo de energía por tipo de energético



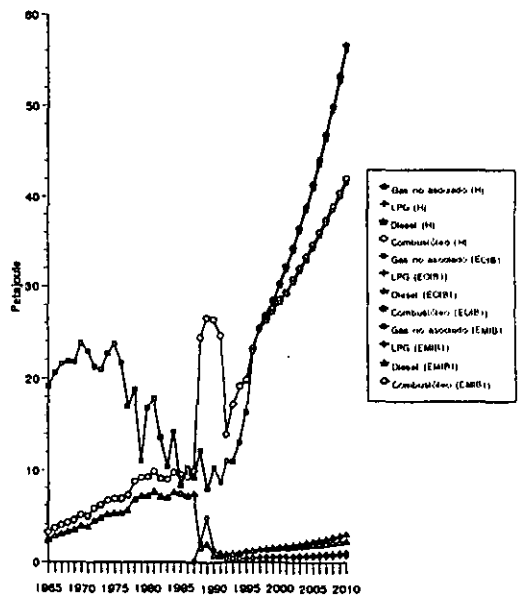
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965. PUE/UNAM, dic. 1998.

Figura D.12c México: Subsector siderurgia
Consumo de energía por tipo de energético



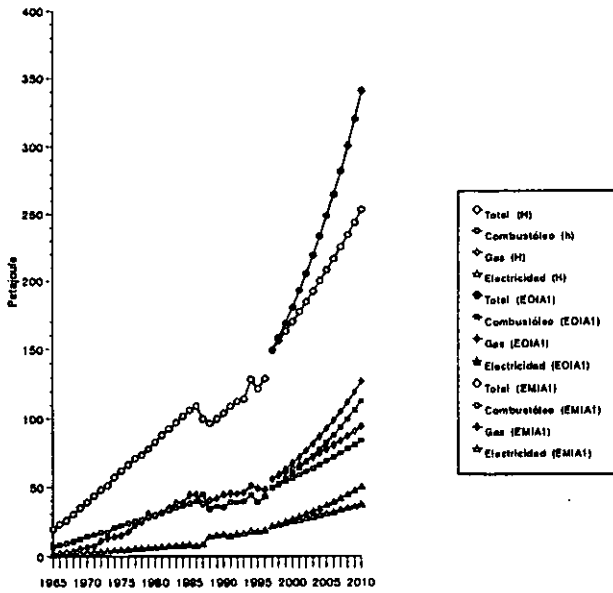
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965. PUE/UNAM, dic. 1998.

Figura D.12d México: Subsector siderurgia
Consumo de energía por tipo de energético



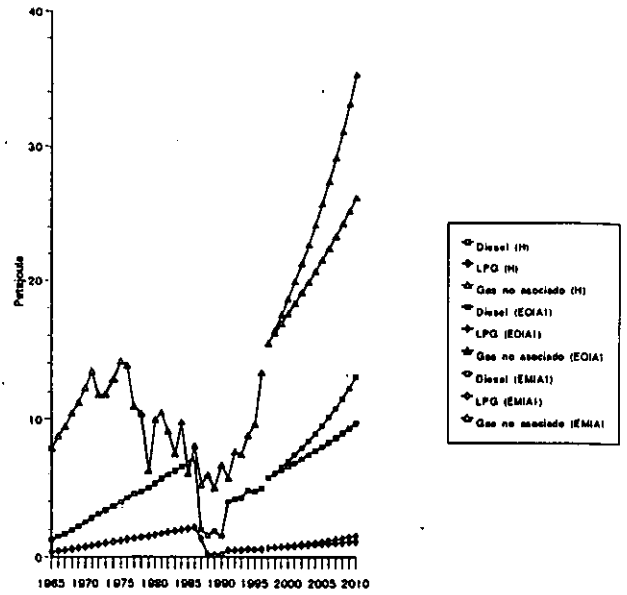
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965. PUE/UNAM, dic. 1998.

Figura D.13a México: Industria química
Consumo de energía por tipo de energético



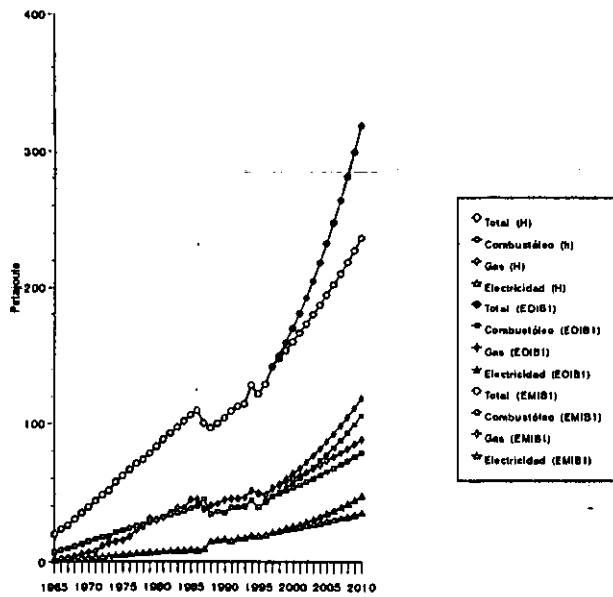
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965-1998 UNAM, de 1998

Figura D.13b México: Industria química
Consumo de energía por tipo de energético



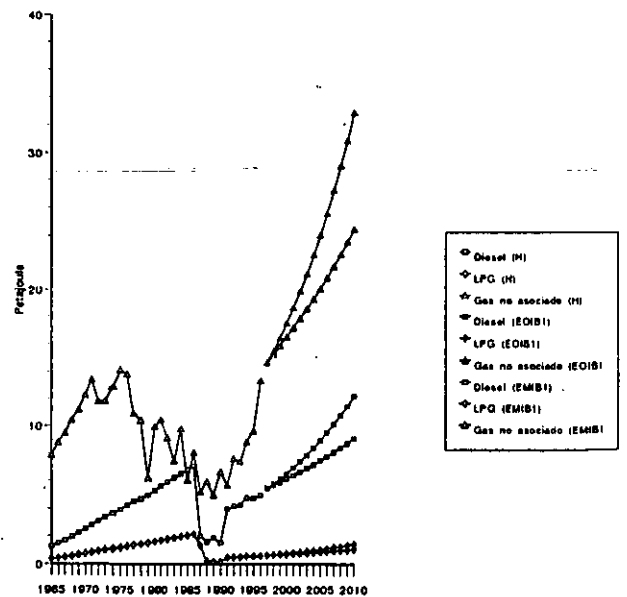
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965-1998 UNAM, de 1998

Figura D.13c México: Industria química
Consumo de energía por tipo de energético



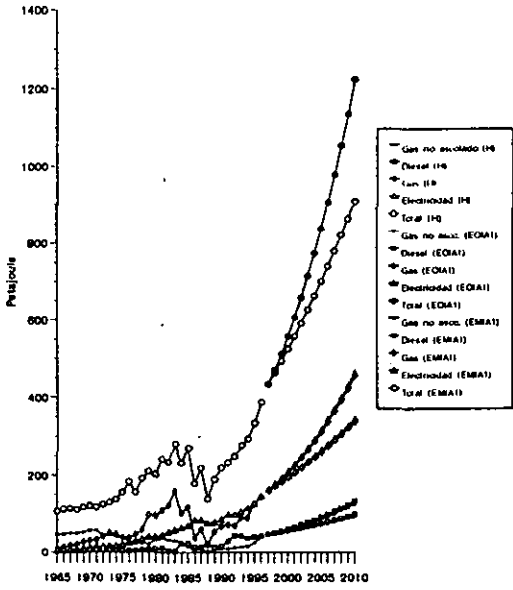
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996-1998 UNAM, de 1998

Figura D.13d México: Industria química
Consumo de energía por tipo de energético



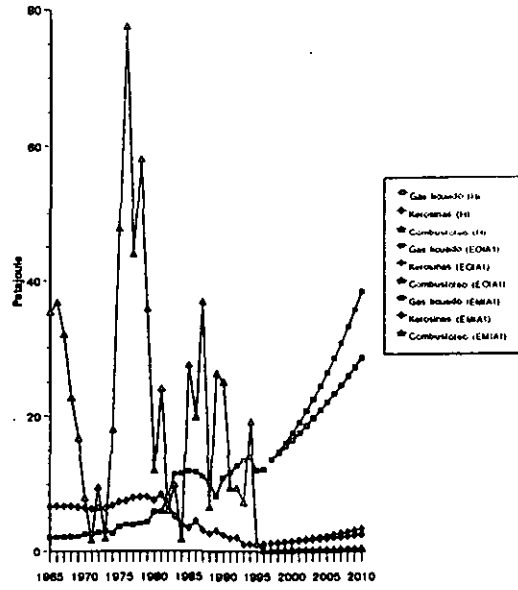
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996-1998 UNAM, de 1998

Figura D.27a México: Otras ramas industriales
Consumo de energía por tipo de energético



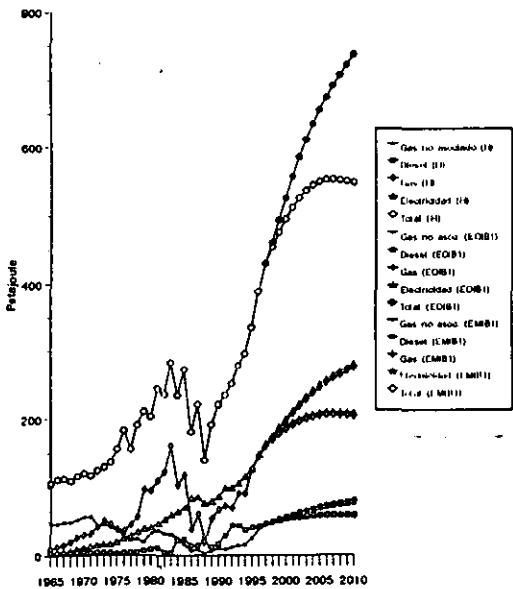
Fuente: ZGM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, de: 1996.

Figura D.27b México: Otras ramas industriales
Consumo de energía por tipo de energético



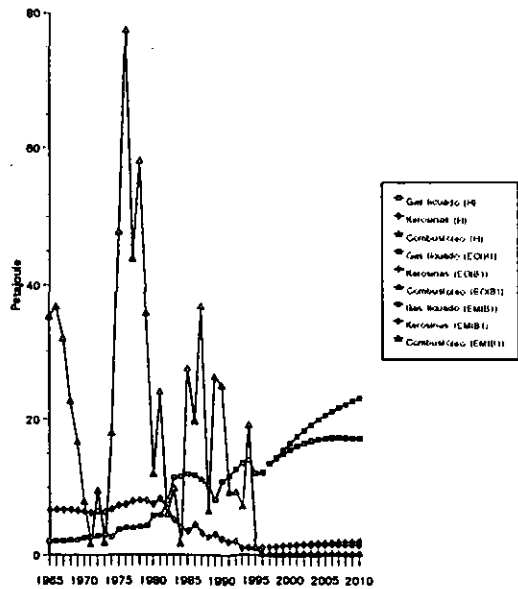
Fuente: ZGM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, de: 1996.

Figura D.27c México: Otras ramas industriales
Consumo de energía por tipo de energético



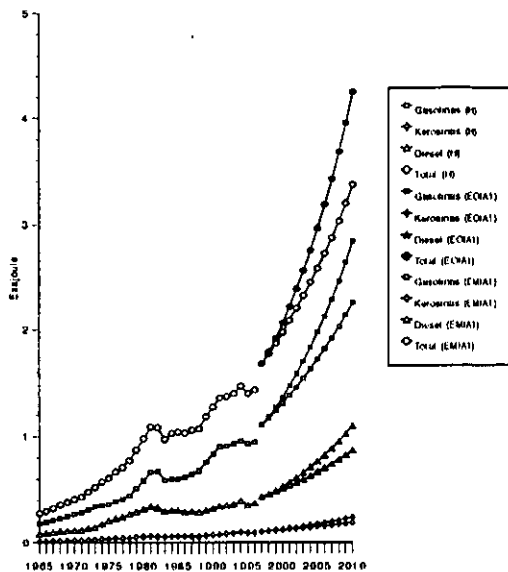
Fuente: ZGM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, de: 1996.

Figura D.27d México: Otras ramas industriales
Consumo de energía por tipo de energético



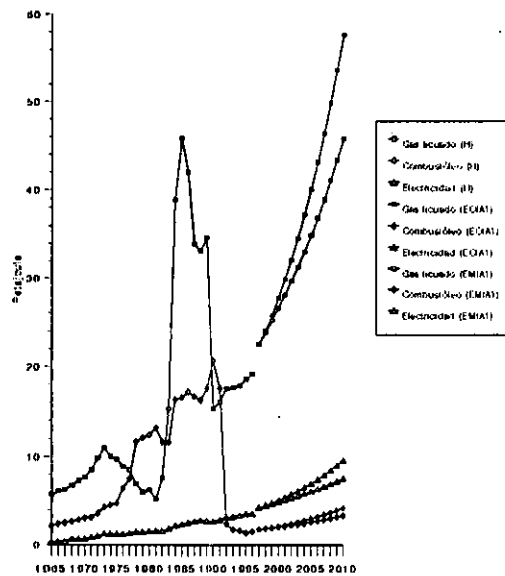
Fuente: ZGM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, de: 1996.

Figura D.28a México: Sector Transporte
Consumo de energía por tipo de energético



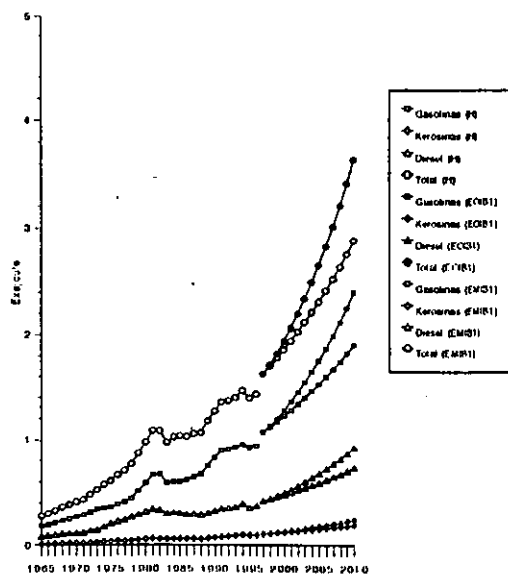
Fuente: JCM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965-UMAM PUE, de 1996

Figura D.28b México: Sector Transporte
Consumo de energía por tipo de energético



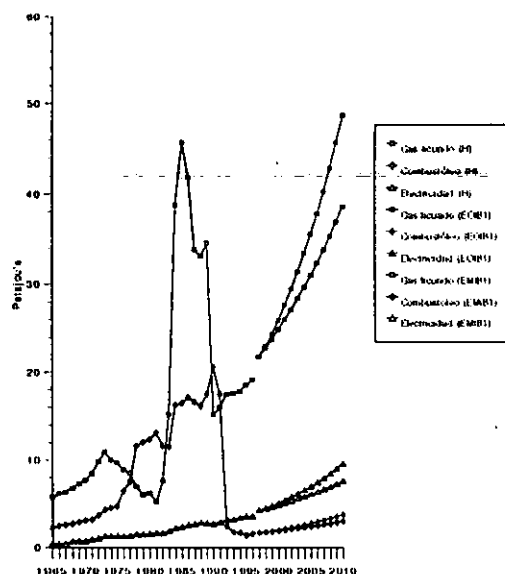
Fuente: JCM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965-UMAM PUE, de 1996

Figura D.28c México: Sector Transporte
Consumo de energía por tipo de energético



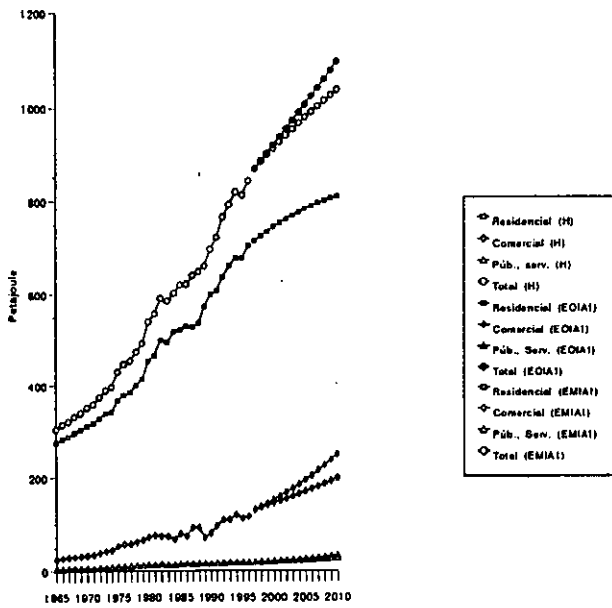
Fuente: JCM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965-UMAM PUE, de 1996

Figura D.28d México: Sector Transporte
Consumo de energía por tipo de energético



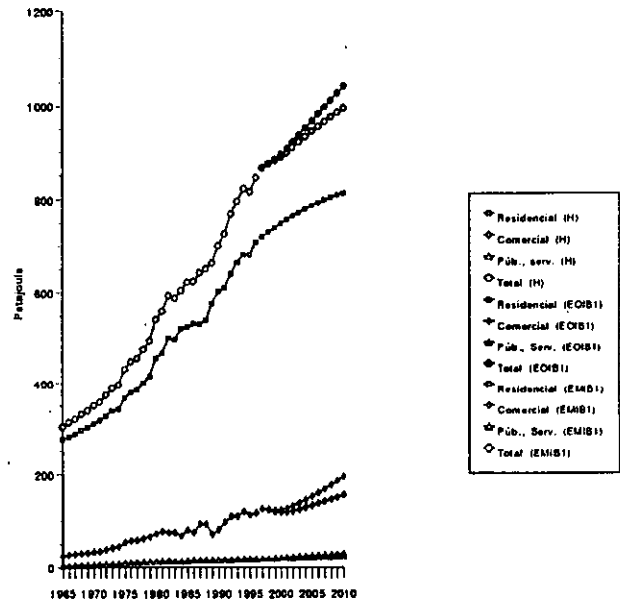
Fuente: JCM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965-UMAM PUE, de 1996

Figura D.34a México: Sector Residencial, comercial y público
Consumo de energía por subsector



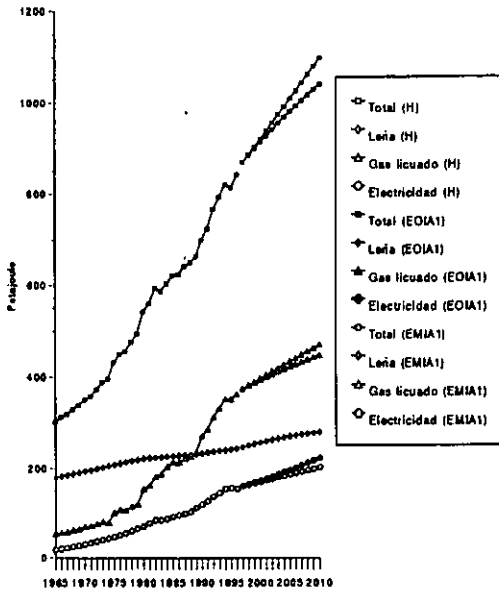
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, d.c. 1999.

Figura D.34b México: Sector Residencial, comercial y público
Consumo de energía por subsector



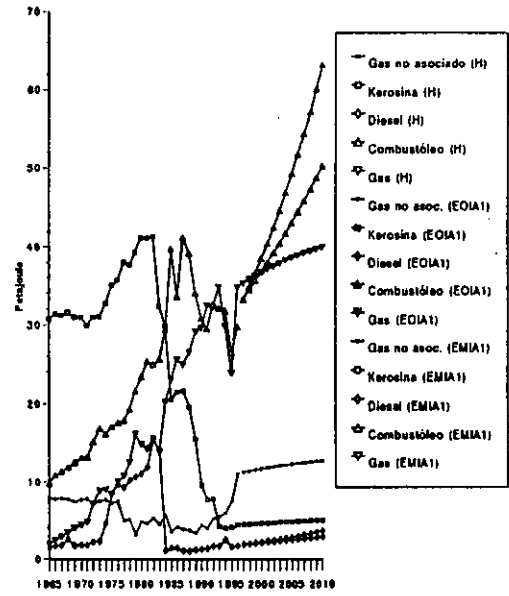
Fuente: JOM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE-UNAM, d.c. 1999.

Figura D.35a México: Sector residencial, comercial y público
Consumo de energía por tipo de energético



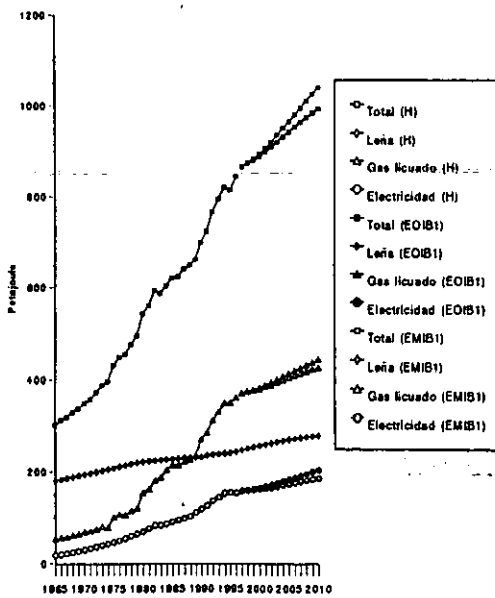
Fuente: JCM, Estimación propia con base en Balance Nacional de Energía, 1995. PUE-UNAM, de 1999

Figura D.35b México: Sector residencial, comercial y público
Consumo de energía por tipo de energético



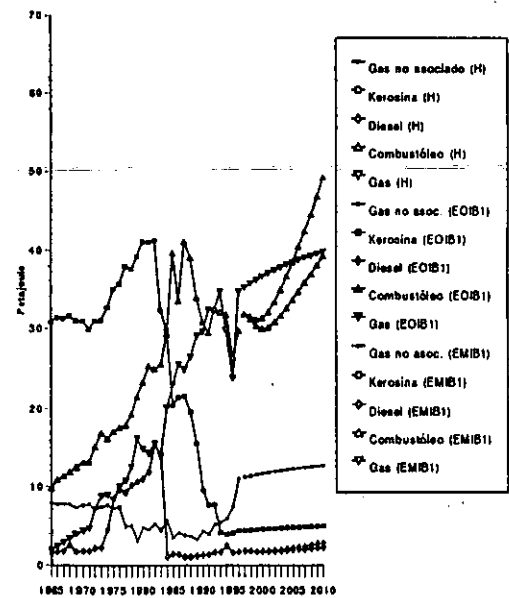
Fuente: JCM, Estimación propia con base en Balance Nacional de Energía, 1995. PUE-UNAM, de 1999

Figura D.35c México: Sector residencial, comercial y público
Consumo de energía por tipo de energético



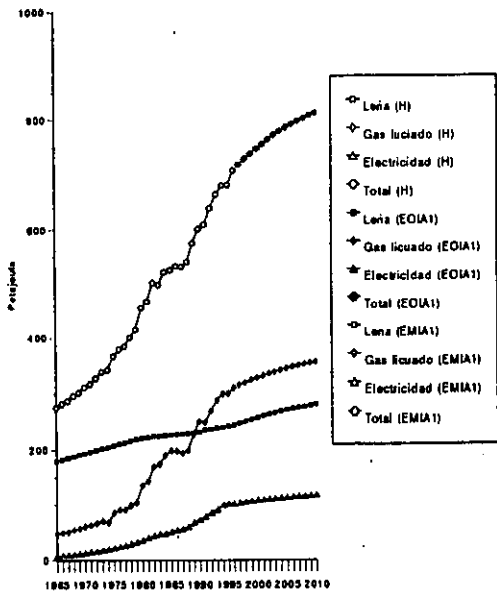
Fuente: JCM, Estimación propia con base en Balance Nacional de Energía, 1995. PUE-UNAM, de 1999

Figura D.35d México: Sector residencial, comercial y público
Consumo de energía por tipo de energético



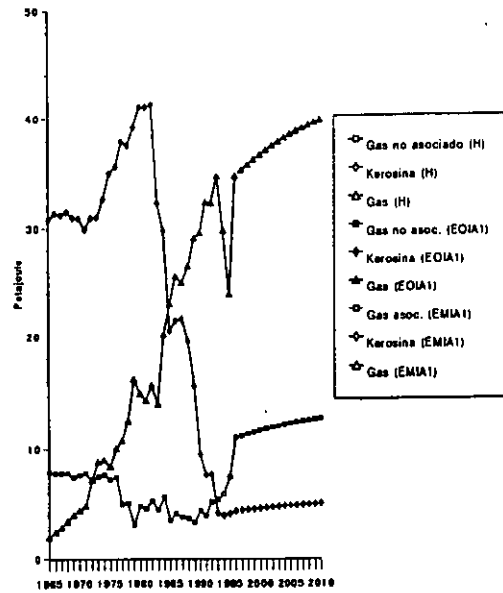
Fuente: JCM, Estimación propia con base en Balance Nacional de Energía, 1995. PUE-UNAM, de 1999

Figura D.36a México: Sector residencial
Consumo de energía por tipo de energético



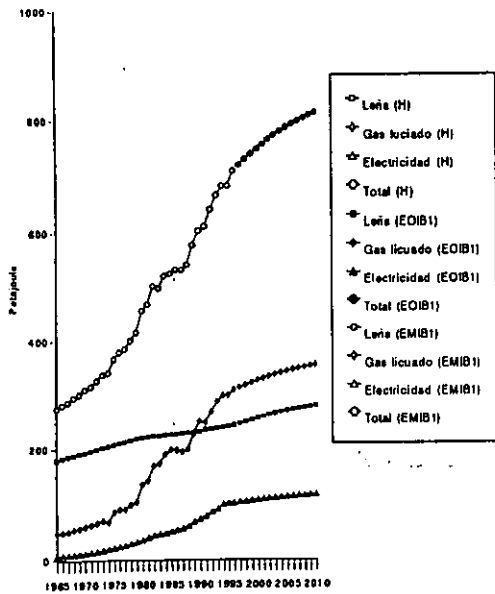
Fuente: ZDM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, de 1999

Figura D.36b México: Sector residencial
Consumo de energía por tipo de energético



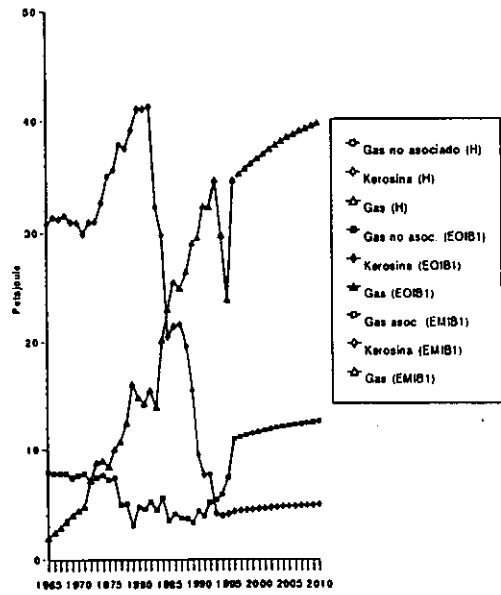
Fuente: ZDM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, de 1999

Figura D.36c México: Sector residencial
Consumo de energía por tipo de energético



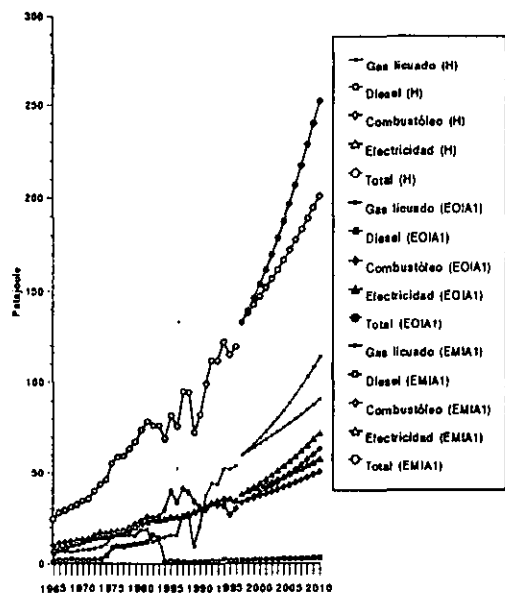
Fuente: ZDM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, de 1999

Figura D.36d México: Sector residencial
Consumo de energía por tipo de energético



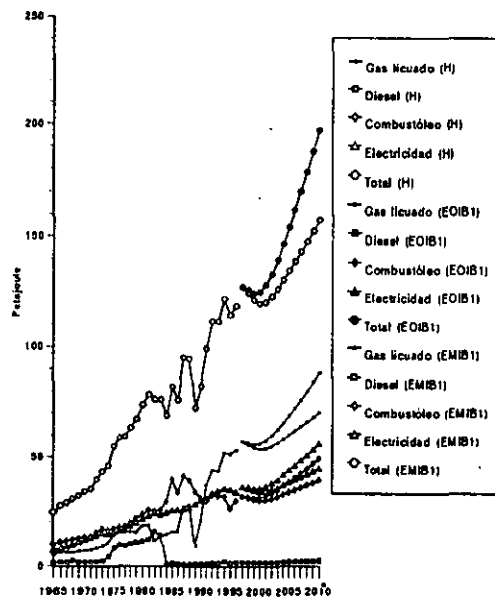
Fuente: ZDM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, de 1999

Figura D.37a México: Sector comercial
Consumo de energía por tipo de energético



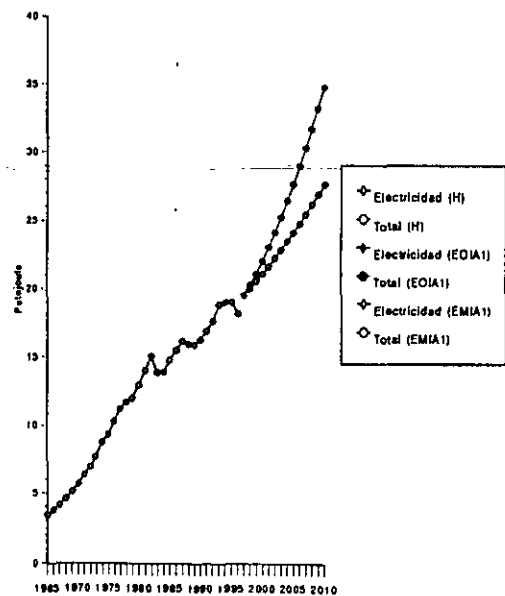
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/ENAM, de: 1996

Figura D.37b México: Sector comercial
Consumo de energía por tipo de energético



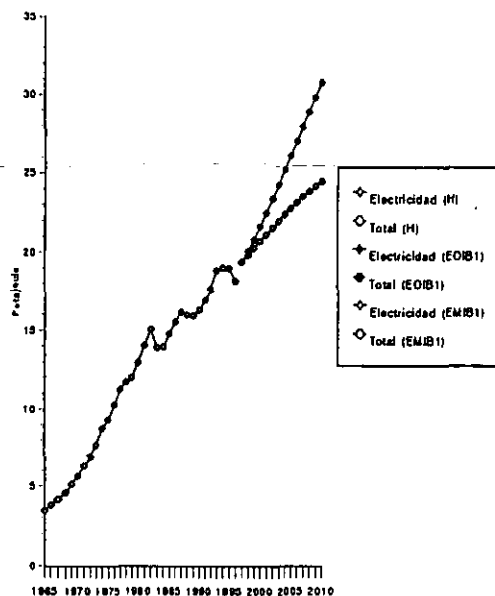
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/ENAM, de: 1996

Figura D.38a México: Sector público y servicios
Consumo de energía por tipo de energético



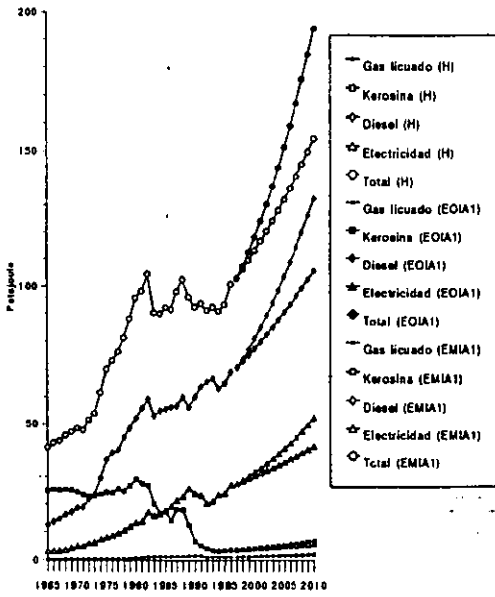
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/ENAM, de: 1996

Figura D.38b México: Sector público y servicios
Consumo de energía por tipo de energético



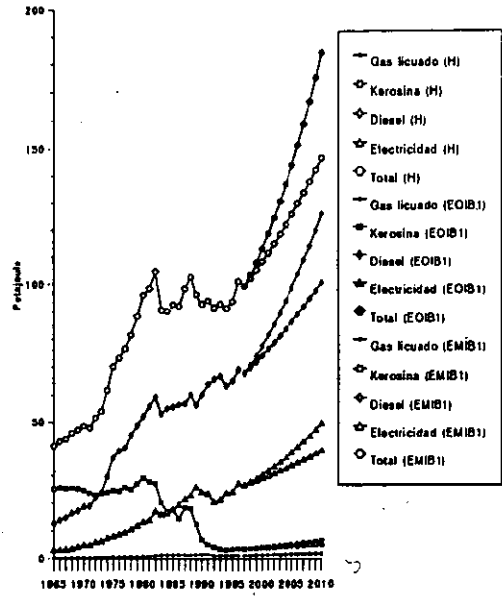
Fuente: JOM. Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1996. PUE/ENAM, de: 1996

Figura D.39a México: Sector agrícola
Consumo de energía por tipo de energética



Fuente: JCM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965. PUE-ANEM, de 1998

Figura D.39b México: Sector agrícola
Consumo de energía por tipo de energética



Fuente: JCM, Elaboración propia con base en Balance Nacional de Energía, 1965. PUE-ANEM, de 1998

Apéndice E

Tabla E.1

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
 Demanda de energía proyectada bajo la opción libre de restricciones
 Total país

Año	Escenario optimista: EOIA1		Escenario optimista: EOIB1		Escenario moderado: EMIA1		Escenario moderado: EMIB1	
	Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta		Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta	
	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas
1996	332 564 312.43	25 693.84	332 564 312.44	25 693.84	332 564 312.44	25 693.84	332 564 312.44	25 693.84
1997	364 677 849.63	29 426.53	357 464 141.10	28 608.81	364 630 439.22	29 420.31	357 463 063.11	28 608.77
1998	385 029 300.63	31 278.28	375 179 709.11	30 133.86	379 815 653.59	30 935.71	370 094 090.78	29 803.29
1999	408 393 663.75	33 406.27	395 537 723.62	31 886.92	395 581 349.23	32 527.79	383 109 205.05	31 046.72
2000	434 998 432.03	35 841.12	418 755 017.70	33 895.59	411 975 034.22	34 200.60	396 483 402.75	32 340.67
2001	463 330 445.87	38 451.74	443 275 011.85	36 028.06	429 015 608.04	35 957.82	410 324 999.11	33 685.22
2002	493 498 328.36	41 250.51	469 047 124.57	38 288.67	446 729 511.32	37 603.69	424 442 953.75	35 079.95
2003	525 624 378.51	44 350.85	496 034 798.78	40 682.63	465 140 189.50	39 742.36	438 737 621.57	36 524.65
2004	559 811 894.00	47 466.50	524 236 830.14	43 216.56	484 259 492.78	41 778.07	453 213 530.54	38 020.96
2005	596 212 184.38	50 913.13	553 751 350.70	45 900.21	504 132 691.17	43 916.05	467 907 082.98	39 572.18
2006	634 958 461.59	54 606.91	584 715 459.41	48 744.93	524 777 521.32	46 160.97	482 897 322.28	41 183.04
2007	676 198 965.44	58 565.28	617 303 874.12	51 763.69	546 234 691.02	48 518.17	498 246 606.34	42 857.26
2008	720 106 307.03	62 807.27	651 718 781.20	54 970.63	568 518 782.43	50 993.47	514 057 138.89	44 601.22
2009	766 845 997.17	67 352.87	688 155 068.75	58 380.33	591 688 682.69	53 592.66	530 465 916.54	46 419.55
2010	816 632 461.09	72 225.28	726 810 007.18	62 007.97	613 767 596.83	56 321.86	547 497 300.58	48 317.18

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
 Demanda de energía proyectada bajo la opción libre de restricciones
 Sector eléctrico

Año	Escenario optimista: EOIA1		Escenario optimista: EOIB1		Escenario moderado: EMIA1		Escenario moderado: EMIB1	
	Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta		Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta	
	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas
1996	83 445 176.46	1 734.93	83 445 176.46	1 734.93	83 445 176.46	1 734.93	83 445 176.46	1 734.93
1997	88 229 077.35	1 834.40	88 408 896.63	1 838.14	88 229 077.35	1 834.40	88 408 896.63	1 838.14
1998	92 642 561.49	1 926.18	92 872 955.39	1 930.95	91 314 715.03	1 898.55	91 539 896.44	1 903.23
1999	97 776 995.45	2 032.91	97 983 505.33	2 037.20	94 447 808.49	1 963.69	94 647 395.25	1 967.84
2000	103 422 947.18	2 150.30	103 504 690.92	2 152.00	97 626 747.81	2 029.79	97 703 936.12	2 031.39
2001	109 326 646.91	2 273.04	109 150 095.22	2 269.37	100 849 691.27	2 096.80	100 686 854.54	2 093.41
2002	115 495 780.53	2 401.31	114 903 748.40	2 389.00	104 114 536.00	2 164.68	103 580 849.44	2 153.58
2003	121 938 004.11	2 535.25	120 758 333.29	2 510.72	107 418 989.70	2 233.38	106 379 747.02	2 211.77
2004	128 660 777.55	2 675.03	126 716 780.34	2 634.61	110 760 475.29	2 302.86	109 086 943.65	2 268.06
2005	135 671 483.13	2 820.79	132 792 765.39	2 760.94	114 136 290.44	2 373.04	111 714 513.37	2 322.69
2006	142 977 002.40	2 972.68	139 009 580.49	2 890.19	117 543 566.21	2 443.88	114 281 651.67	2 376.07
2007	150 583 016.64	3 130.84	145 398 255.52	3 023.02	120 978 420.73	2 515.30	116 812 016.45	2 428.68
2008	158 499 208.57	3 295.41	151 995 274.64	3 160.18	124 437 790.65	2 587.23	119 331 578.30	2 481.06
2009	166 728 098.01	3 466.50	158 840 649.03	3 302.51	127 912 644.21	2 659.58	121 866 160.31	2 533.76
2010	175 275 842.79	3 644.22	165 975 129.51	3 450.84	131 413 603.59	2 732.26	124 452 424.10	2 587.55

(Continuación Tabla E.1)

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción libre de restricciones
Sector petrolero

Año	Escenario optimista: EOTA1		Escenario optimista: EOIB1		Escenario moderado: EMIA1		Escenario moderado: EMIB1	
	Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta		Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta	
	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas
1996	46 553 823.83	1 415.40	46 553 823.83	1 415.40	46 553 823.83	1 415.40	46 553 823.83	1 415.40
1997	47 218 039.20	1 440.85	45 694 874.52	1 389.29	47 190 978.97	1 434.77	45 694 874.52	1 389.29
1998	49 758 712.61	1 512.84	48 139 287.99	1 463.61	48 493 343.63	1 474.37	46 915 010.63	1 426.38
1999	52 677 364.94	1 601.58	50 969 657.11	1 549.66	49 875 825.21	1 516.40	48 258 956.01	1 467.24
2000	56 315 615.86	1 712.19	54 520 740.40	1 657.63	51 322 276.64	1 560.71	49 604 150.09	1 510.93
2001	60 230 471.58	1 831.22	58 351 897.36	1 774.10	52 852 910.05	1 607.07	51 209 316.61	1 556.94
2002	64 437 683.33	1 959.13	62 472 025.32	1 899.37	54 450 981.81	1 655.51	52 789 879.58	1 605.00
2003	68 955 410.52	2 096.49	66 895 507.65	2 033.86	56 108 253.96	1 703.89	54 431 988.81	1 654.93
2004	73 804 133.86	2 243.91	71 640 600.78	2 178.13	57 829 809.86	1 758.23	56 134 487.39	1 706.69
2005	79 006 205.74	2 402.07	76 728 456.30	2 332.82	59 619 948.58	1 812.66	57 901 092.87	1 760.40
2006	84 585 977.03	2 571.72	82 182 804.56	2 498.65	61 476 393.46	1 869.10	59 729 778.53	1 816.00
2007	90 570 118.06	2 753.65	88 029 511.62	2 676.41	63 400 164.27	1 927.61	61 622 286.63	1 873.54
2008	96 986 947.31	2 948.75	94 296 415.30	2 866.95	65 398 532.30	1 988.35	63 584 331.64	1 933.19
2009	103 867 325.65	3 157.94	101 013 818.91	3 071.18	67 468 393.96	2 051.28	65 614 744.70	1 994.92
2010	111 299 667.54	3 384.04	108 214 179.70	3 290.10	69 612 040.82	2 116.45	67 715 796.76	2 058.80

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción libre de restricciones
Sector industrial

Año	Escenario optimista: EOTA1		Escenario optimista: EOIB1		Escenario moderado: EMIA1		Escenario moderado: EMIB1	
	Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta		Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta	
	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas
1996	67 734 555.64	2 103.46	67 734 555.64	2 103.46	67 734 555.64	2 103.46	67 734 555.64	2 103.46
1997	76 070 433.30	2 373.99	73 965 589.40	2 302.92	76 070 433.30	2 373.98	73 964 480.40	2 302.88
1998	80 790 181.23	2 523.97	77 971 844.87	2 431.03	79 310 070.73	2 482.93	76 729 031.68	2 392.21
1999	86 233 992.76	2 698.15	82 657 892.98	2 579.30	83 104 874.97	2 598.89	79 603 814.97	2 483.79
2000	93 419 510.88	2 893.38	87 876 005.60	2 742.84	86 848 647.05	2 718.74	82 575 547.92	2 576.13
2001	98 984 483.69	3 102.11	93 333 267.43	2 912.53	90 743 150.70	2 843.30	85 472 920.17	2 667.64
2002	105 994 972.67	3 325.16	98 975 369.44	3 086.49	94 791 316.96	2 973.26	88 421 181.60	2 756.82
2003	113 481 390.11	3 563.47	104 755 074.45	3 263.14	98 997 968.07	3 108.16	91 270 101.59	2 842.38
2004	121 468 890.54	3 817.87	110 649 858.57	3 441.67	103 368 461.59	3 248.33	94 034 262.48	2 923.96
2005	129 995 851.25	4 089.50	116 677 124.10	3 622.61	107 908 976.85	3 393.95	96 732 788.68	3 002.29
2006	139 094 944.91	4 379.41	122 889 740.37	3 807.65	112 624 830.09	3 545.17	99 418 954.85	3 079.29
2007	148 803 070.00	4 688.75	129 357 762.76	3 999.07	117 521 638.33	3 702.15	102 116 086.36	3 155.40
2008	159 158 607.53	5 018.74	136 156 281.30	4 199.32	122 605 704.46	3 865.07	104 870 933.28	3 233.52
2009	170 203 056.71	5 370.65	143 354 972.92	4 410.72	127 882 039.39	4 034.08	107 780 359.30	3 314.13
2010	181 979 139.35	5 745.84	151 019 841.81	4 635.48	133 356 613.93	4 209.36	110 811 352.34	3 398.97

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción libre de restricciones
Sector transporte

Año	Escenario optimista: EGIAT		Escenario optimista: EOIB1		Escenario moderado: EMIA1		Escenario moderado: EMIB1	
	Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta		Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta	
	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas
1996	101 083 692.23	19 076.43	101 083 692.23	19 076.43	101 083 692.23	19 076.43	101 083 692.23	19 076.43
1997	118 272 718.43	22 376.57	114 968 510.20	21 710.26	118 272 718.43	22 376.57	114 968 541.21	21 710.26
1998	126 071 144.89	23 869.19	121 294 739.99	22 905.21	124 876 489.95	23 642.97	120 145 059.59	22 688.11
1999	134 985 667.61	25 538.40	128 549 692.76	24 279.68	131 814 135.13	24 977.42	125 529 339.92	23 709.21
2000	143 192 660.30	27 535.99	136 871 955.09	25 857.74	139 118 782.72	26 384.07	131 146 132.66	24 776.02
2001	156 156 934.67	29 640.13	145 729 722.05	27 538.27	146 814 460.27	27 865.84	137 011 098.61	25 890.73
2002	167 934 994.90	31 901.59	155 159 534.46	29 327.98	154 922 870.82	29 429.73	143 137 288.61	27 055.55
2003	180 586 188.13	34 331.92	165 199 111.50	31 234.00	163 465 398.55	31 077.00	149 537 053.03	28 272.78
2004	194 173 503.81	36 943.45	175 888 111.12	33 263.87	172 463 640.76	32 812.94	156 222 794.11	29 544.77
2005	208 764 335.01	39 749.43	187 268 795.95	35 425.68	181 941 027.31	34 642.18	163 207 305.88	30 873.96
2006	224 431 251.19	42 764.08	199 385 742.75	37 727.98	191 921 856.08	36 569.59	170 504 228.08	32 262.99
2007	241 251 176.25	46 002.60	212 286 660.76	40 179.89	202 431 584.63	38 600.25	178 127 266.32	33 714.48
2008	259 309 497.04	49 481.37	226 022 290.71	42 791.16	213 497 564.41	40 739.55	186 091 151.23	35 231.28
2009	278 693 942.41	53 217.93	240 646 664.69	45 572.13	225 144 268.09	42 993.13	194 410 945.01	36 816.31
2010	299 501 229.63	57 231.08	256 217 254.35	48 533.84	237 414 021.02	45 366.96	203 102 894.28	38 472.67

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción libre de restricciones
Sector residencial, comercial y público

Año	Escenario optimista: EGIAT		Escenario optimista: EOIB1		Escenario moderado: EMIA1		Escenario moderado: EMIB1	
	Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta		Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta	
	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas
1996	28 307 058.26	661.50	28 307 058.26	661.50	28 307 058.26	661.50	28 307 058.26	661.50
1997	29 327 632.77	683.09	29 080 831.55	678.29	29 327 632.77	683.09	29 080 831.55	678.29
1998	29 962 850.03	696.99	29 335 821.16	684.80	29 884 239.88	695.46	29 264 537.08	683.41
1999	30 603 020.06	710.94	29 563 224.72	690.72	30 419 154.41	707.37	29 406 242.79	687.67
2000	31 263 969.16	725.21	29 883 996.86	698.40	30 959 259.46	718.92	29 619 896.23	693.26
2001	31 923 608.29	739.43	30 312 606.93	708.10	31 447 848.85	730.18	29 934 327.70	700.74
2002	32 586 519.55	753.61	30 822 736.92	719.31	31 946 882.70	741.18	30 319 582.55	709.53
2003	33 257 633.16	767.90	31 379 783.54	731.39	32 440 594.14	752.01	30 734 684.13	718.82
2004	33 923 386.00	781.96	31 943 480.94	743.46	32 915 369.04	762.36	31 154 177.65	728.11
2005	34 598 628.58	796.14	32 516 754.66	755.65	33 385 263.90	772.54	31 566 832.81	737.18
2006	35 279 106.98	810.43	33 091 404.35	767.79	33 844 245.58	782.43	31 968 115.19	745.94
2007	35 965 370.08	824.54	33 666 619.90	779.84	34 292 674.57	792.01	32 357 177.23	754.37
2008	36 668 737.50	839.04	34 253 449.08	792.07	34 740 160.66	801.54	32 743 702.58	762.71
2009	37 389 440.31	853.83	34 851 677.60	804.48	35 186 551.11	810.99	33 127 183.86	770.94
2010	38 127 375.97	868.89	35 460 926.88	817.04	35 630 666.76	820.34	33 509 685.71	779.10

(Continuación Tabla E.1)

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción libre de restricciones
Sector agropecuario (agrícola)

Año	Escenario optimista: EOIAI		Escenario optimista: EOIBI		Escenario moderado: EMIAI		Escenario moderado: EMIBI	
	Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta		Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta	
	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas
1996	5 440 006.00	702.10	5 440 006.00	702.10	5 440 006.00	702.10	5 440 006.00	702.10
1997	5 559 928.57	717.58	5 345 438.78	689.90	5 559 928.57	717.58	5 345 438.78	689.90
1998	5 804 050.33	749.08	5 565 059.69	718.24	5 736 794.36	740.40	5 500 555.34	709.92
1999	6 076 622.90	784.26	5 813 750.70	750.34	5 919 391.08	764.00	5 663 456.08	730.94
2000	6 384 630.65	824.02	6 097 628.80	786.97	6 108 320.58	788.36	5 833 739.71	752.92
2001	6 703 300.71	865.79	6 397 422.83	825.67	6 302 546.87	811.42	6 010 481.45	775.73
2002	7 048 377.34	909.68	6 713 710.00	866.49	6 502 923.02	839.28	6 194 171.95	799.43
2003	7 405 752.46	955.80	7 046 988.33	909.50	6 709 075.05	865.89	6 384 046.98	823.94
2004	7 781 267.24	1 004.26	7 397 998.36	954.80	6 921 716.20	893.34	6 580 865.24	849.34
2005	8 175 680.64	1 055.17	7 767 454.27	1 002.49	7 141 182.06	921.66	6 784 549.35	875.63
2006	8 590 179.06	1 108.67	8 156 186.87	1 052.66	7 386 627.86	950.78	6 994 593.93	902.74
2007	9 025 714.39	1 164.88	8 565 063.53	1 105.43	7 599 608.42	980.82	7 211 773.32	930.77
2008	9 483 309.05	1 223.94	8 995 070.14	1 160.93	7 839 005.93	1 011.72	7 435 441.84	959.64
2009	9 964 134.05	1 286.00	9 447 285.60	1 219.29	8 085 905.71	1 043.59	7 666 523.33	989.46
2010	10 469 305.78	1 351.20	9 922 674.91	1 280.65	8 340 651.69	1 076.47	7 905 147.37	1 020.26

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción libre de restricciones
Consumo energético final

Año	Escenario optimista: EOIAI		Escenario optimista: EOIBI		Escenario moderado: EMIAI		Escenario moderado: EMIBI	
	Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta		Intensidades tendenciales		Intensidades opinión experta	
	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas	CO ₂ Toneladas	CH ₄ Toneladas
1996	202 565 312.14	22 543.50	202 565 312.14	22 543.50	202 565 312.14	22 543.50	202 565 312.14	22 543.50
1997	229 230 713.09	26 151.23	223 360 369.94	25 381.37	229 230 402.99	26 151.23	223 359 291.95	25 381.33
1998	242 628 426.53	27 839.25	234 167 465.73	26 739.29	240 001 394.93	27 562.78	231 639 183.70	26 473.66
1999	257 919 303.34	29 771.77	246 584 561.18	28 300.05	251 257 755.55	29 047.69	240 202 853.77	27 611.62
2000	275 259 871.00	31 978.62	260 729 586.36	30 085.96	263 015 009.76	30 610.10	249 175 316.54	28 798.34
2001	293 773 327.38	34 347.47	275 773 019.27	31 984.58	275 308 006.71	32 253.95	258 428 827.95	30 034.86
2002	313 564 864.47	36 890.06	291 671 350.84	34 000.29	288 163 993.51	33 983.49	268 072 224.71	31 321.35
2003	334 730 963.87	39 619.10	308 380 957.83	36 138.03	301 612 945.83	35 803.08	277 925 885.74	32 657.94
2004	357 346 982.60	42 547.55	325 879 449.00	38 403.81	315 669 207.68	37 716.97	287 992 099.50	34 046.19
2005	381 534 495.49	45 690.26	344 230 128.99	40 806.45	330 376 452.14	39 730.34	298 291 476.73	35 489.08
2006	407 395 482.15	49 062.50	363 523 074.35	43 356.08	345 751 759.63	41 847.98	308 885 892.06	36 990.97
2007	435 045 830.73	52 680.78	383 876 106.97	46 064.25	361 845 306.00	44 075.25	319 812 303.25	38 555.04
2008	464 620 181.13	56 562.10	405 427 091.25	48 943.50	378 682 439.47	46 417.89	331 141 228.94	40 186.97
2009	496 250 535.50	60 728.42	428 300 600.82	52 006.63	396 302 744.51	48 881.80	342 985 011.52	41 890.86
2010	530 076 950.74	65 197.03	452 620 697.96	55 267.02	414 741 952.41	51 473.14	355 329 079.71	43 671.01

Tabla E.2

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
 Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones: opción combustóleo
 Total país

	Escenario optimista: opción combustóleo				Escenario moderado: opción combustóleo			
	Intensidades tendenciales EOIA2C		Intensidades opinión experta EOIB2C		Intensidades tendenciales EMIA2C		Intensidades opinión esperta EMIB2C	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	332 563 960,08	25 605,86	332 564 256,34	25 605,86	332 564 256,34	25 605,86	332 564 256,34	25 605,86
1997	365 362 647,20	29 353,06	359 188 025,51	28 542,11	366 274 510,51	29 352,81	359 177 663,52	28 541,99
1998	386 657 970,55	31 217,36	376 889 043,53	30 073,70	381 572 956,97	30 874,63	371 921 427,07	29 742,98
1999	411 739 796,85	33 346,17	398 956 876,91	31 827,62	398 373 556,11	32 459,31	385 963 377,67	30 978,89
2000	440 049 424,32	35 739,36	423 834 118,77	33 794,11	415 625 623,37	34 080,11	400 158 902,36	32 220,45
2001	470 121 695,11	38 303,31	450 004 224,58	35 878,99	433 486 567,33	35 779,25	414 745 649,29	33 506,07
2002	501 962 092,58	41 036,49	477 303 585,90	38 072,56	451 875 920,00	37 547,32	429 425 094,94	34 821,83
2003	535 747 805,85	43 955,75	505 743 402,09	40 383,10	470 284 000,36	39 591,71	444 165 087,24	36 170,63
2004	571 667 007,48	47 089,59	535 409 004,87	42 832,40	490 381 715,93	41 331,41	459 016 927,09	37 568,65
2005	609 906 169,54	50 451,17	566 432 442,75	45 427,38	511 050 412,51	43 368,82	474 074 484,19	39 016,78
2006	650 531 418,93	54 037,60	598 893 530,31	48 160,79	532 239 957,57	45 489,87	489 349 974,44	40 500,96
2007	693 405 952,60	57 801,21	632 687 402,92	50 980,22	552 427 210,74	47 310,52	504 618 983,35	41 959,49
2008	738 717 966,93	61 777,39	668 063 914,84	53 916,39	576 068 173,93	49 824,61	520 025 556,30	43 415,22
2009	786 597 886,15	65 962,84	705 135 523,34	56 961,01	598 717 632,35	52 042,98	535 619 750,57	44 849,56
2010	837 092 285,77	70 350,56	743 981 379,71	60 098,71	621 736 838,56	54 265,54	551 294 807,58	46 237,30

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
 Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones: opción combustóleo
 Sector eléctrico

	Escenario optimista: opción combustóleo				Escenario moderado: opción combustóleo			
	Intensidades tendenciales EOIA2C		Intensidades opinión experta EOIB2C		Intensidades tendenciales EMIA2C		Intensidades opinión esperta EMIB2C	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	83 444 880,20	1 734,94	83 445 176,47	1 734,94	83 445 176,47	1 734,94	83 445 176,47	1 734,94
1997	88 913 749,44	1 843,21	90 132 655,58	1 853,72	89 853 003,07	1 849,08	90 123 371,58	1 853,63
1998	94 270 715,00	1 943,95	94 582 176,33	1 951,56	93 071 902,00	1 918,75	93 367 116,33	1 924,21
1999	101 209 459,00	2 071,80	101 488 816,00	2 076,84	97 326 273,00	1 995,72	97 587 981,33	2 000,55
2000	108 839 492,67	2 218,22	108 949 360,67	2 212,18	101 642 452,00	2 073,84	101 744 650,33	2 075,72
2001	116 818 082,33	2 354,95	116 579 294,33	2 350,59	106 019 866,33	2 153,09	105 806 712,00	2 149,12
2002	125 154 399,33	2 506,14	124 354 743,33	2 491,67	110 451 957,00	2 233,27	109 753 948,33	2 220,41
2003	133 860 743,33	2 664,11	132 266 288,00	2 635,16	114 939 172,33	2 314,49	113 578 982,00	2 289,42
2004	142 945 597,67	2 828,93	140 318 706,00	2 781,26	119 477 050,00	2 396,64	117 284 761,00	2 356,22
2005	152 429 909,67	3 000,81	148 529 546,00	2 930,19	124 060 632,67	2 479,59	120 888 588,33	2 421,08
2006	162 293 464,67	3 179,88	156 931 360,67	3 082,61	128 686 792,67	2 563,29	124 415 525,67	2 484,55
2007	172 373 456,00	3 366,40	165 565 425,67	3 239,22	133 276 854,33	2 647,68	127 894 121,67	2 547,10
2008	183 370 101,67	3 560,47	174 480 115,33	3 400,95	138 048 027,33	2 732,71	131 360 764,33	2 609,43
2009	194 590 003,33	3 762,14	183 730 734,00	3 568,77	142 773 436,67	2 818,22	134 846 884,33	2 672,11
2010	205 942 172,33	3 971,68	193 372 586,00	3 743,66	147 519 691,00	2 904,14	138 387 322,33	2 735,80

(Continuación Tabla E.2)

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones: opción combustóleo
Sector petrolero

	Escenario optimista: opción combustóleo				Escenario moderado: opción combustóleo			
	Intensidades tendenciales EOIA2C		Intensidades opinión experta EOIB2C		Intensidades tendenciales EMIA2C		Intensidades opinión experta EMIB2C	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	46 553 823,83	1 415,41	46 553 823,83	1 415,41	46 553 823,83	1 415,41	46 553 823,83	1 415,41
1997	47 218 059,20	1 440,89	45 694 874,52	1 389,29	47 190 978,98	1 434,77	45 694 874,52	1 389,29
1998	49 758 712,62	1 512,85	48 139 287,99	1 463,61	48 493 343,63	1 474,37	46 915 010,63	1 426,39
1999	52 677 364,95	1 601,58	50 969 657,11	1 549,66	49 875 825,21	1 516,41	48 258 956,02	1 467,25
2000	56 315 613,86	1 712,20	54 520 740,40	1 657,63	51 333 276,64	1 560,72	49 604 150,10	1 510,93
2001	60 230 471,58	1 831,23	58 351 897,37	1 774,11	52 857 910,05	1 607,07	51 209 316,62	1 556,95
2002	64 437 683,34	1 959,14	62 472 025,33	1 899,37	54 450 981,81	1 655,51	52 789 879,59	1 605,01
2003	68 955 410,52	2 096,49	66 895 507,66	2 033,87	56 108 253,97	1 705,90	54 431 988,81	1 654,93
2004	73 804 133,86	2 243,92	71 640 600,79	2 178,14	57 829 809,87	1 758,24	56 134 487,39	1 706,69
2005	79 006 205,74	2 402,08	76 728 456,31	2 332,82	59 619 948,38	1 812,66	57 901 092,87	1 760,41
2006	84 585 971,03	2 571,72	82 182 804,56	2 498,65	61 475 395,47	1 869,11	59 729 778,54	1 816,00
2007	90 570 118,06	2 753,66	88 029 511,62	2 676,42	63 400 764,17	1 927,62	61 622 286,63	1 873,54
2008	96 986 947,32	2 948,76	94 296 415,31	2 866,95	65 398 532,31	1 988,35	63 584 331,65	1 933,19
2009	103 867 525,66	3 157,93	101 013 818,91	3 071,19	67 468 283,97	2 051,28	65 614 744,70	1 994,95
2010	111 299 667,53	3 384,04	108 214 179,71	3 290,10	69 612 040,82	2 116,46	67 715 796,76	2 058,81

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones: opción combustóleo
Sector industrial

	Escenario optimista: opción combustóleo				Escenario moderado: opción combustóleo			
	Intensidades tendenciales EOIA2C		Intensidades opinión experta EOIB2C		Intensidades tendenciales EMIA2C		Intensidades opinión experta EMIB2C	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	67 734 555,65	2 103,47	67 734 555,65	2 103,47	67 734 555,65	2 103,47	67 734 555,65	2 103,47
1997	76 070 473,31	2 374,00	73 965 589,40	2 302,93	76 070 123,20	2 374,00	73 964 480,40	2 302,88
1998	80 790 181,25	2 523,98	77 971 844,87	2 431,03	79 518 070,74	2 483,94	76 729 031,68	2 392,22
1999	86 271 992,76	2 698,16	82 657 892,98	2 579,30	83 104 874,95	2 598,90	79 603 814,98	2 483,80
2000	92 419 510,89	2 893,38	87 876 005,60	2 742,84	86 848 647,05	2 718,75	82 575 547,92	2 576,13
2001	98 984 483,69	3 102,11	93 333 267,44	2 912,53	90 743 150,71	2 843,59	85 472 920,18	2 667,65
2002	105 994 972,68	3 325,17	98 975 369,45	3 086,50	94 791 316,97	2 973,27	88 421 181,60	2 756,83
2003	113 481 390,12	3 563,47	104 755 074,45	3 263,14	98 997 968,08	3 108,12	91 270 101,59	2 842,38
2004	121 468 890,54	3 817,87	110 649 858,58	3 441,67	103 368 461,60	3 248,33	94 034 262,48	2 923,97
2005	129 995 851,25	4 089,57	116 677 124,11	3 622,62	107 908 976,85	3 393,96	96 732 788,68	3 002,30
2006	139 094 944,91	4 379,41	122 889 740,38	3 807,65	112 624 830,10	3 545,17	99 418 954,85	3 079,29
2007	148 803 070,01	4 688,76	129 357 762,77	3 999,08	117 521 638,33	3 702,16	102 116 086,36	3 155,40
2008	159 158 607,54	5 018,74	136 156 281,31	4 199,32	122 605 704,46	3 865,07	104 870 933,28	3 233,33
2009	170 203 056,72	5 370,65	143 354 972,92	4 410,72	127 882 019,60	4 034,09	107 780 359,30	3 314,14
2010	181 979 159,35	5 745,84	151 019 841,81	4 635,49	133 356 612,93	4 209,36	110 811 352,34	3 398,97

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones: opción combustóleo
Sector transporte

	Escenario optimista: opción combustóleo				Escenario moderado: opción combustóleo			
	Intensidades tendenciales EOIA2C		Intensidades opinión experta EOIB2C		Intensidades tendenciales EMIA2C		Intensidades opinión experta EMIB2C	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	101 083 692,23	19 127,28	101 083 692,23	19 127,28	101 083 692,23	19 127,28	101 083 692,23	19 127,28
1997	118 272 718,43	22 435,31	114 968 510,20	21 769,00	118 272 718,43	22 435,31	114 968 541,21	21 769,00
1998	126 071 344,89	23 931,46	121 294 451,13	22 967,41	124 876 489,95	23 704,64	120 145 059,59	22 749,78
1999	134 899 100,93	25 624,26	128 463 287,16	24 325,57	131 727 701,23	25 021,75	125 442 790,23	23 753,51
2000	144 827 107,55	27 520,96	136 506 446,55	25 842,72	138 753 567,90	26 366,16	130 780 918,27	24 758,12
2001	155 487 215,20	29 558,58	145 060 202,37	27 456,77	146 144 457,22	27 780,75	136 341 104,05	25 804,64
2002	166 879 385,46	31 734,71	154 104 245,98	29 161,17	153 867 345,28	29 256,71	142 081 817,70	26 882,52
2003	179 074 410,52	34 063,61	163 687 296,37	30 965,68	161 953 274,04	30 800,56	148 024 958,69	27 996,33
2004	192 197 155,43	36 572,06	173 911 718,46	32 892,47	170 487 187,14	32 431,40	154 246 271,24	29 163,21
2005	206 301 077,33	39 270,12	184 805 291,07	34 946,32	179 477 614,44	34 150,42	160 743 840,15	30 382,19
2006	221 376 966,04	42 152,88	196 331 253,25	37 116,73	188 867 521,32	35 943,49	167 449 661,69	31 636,83
2007	237 231 131,14	45 170,30	208 257 826,52	39 347,55	197 016 770,50	37 426,29	174 098 637,87	32 864,57
2008	253 996 085,10	48 355,86	220 708 384,88	41 665,53	208 184 236,12	39 593,43	180 777 669,50	34 085,16
2009	271 685 244,43	51 703,69	233 638 354,66	44 057,98	218 159 636,98	41 455,04	187 402 266,72	35 278,22
2010	290 251 342,91	55 202,40	246 973 788,52	46 505,25	228 130 620,15	43 310,98	193 858 947,85	36 416,56

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones: opción combustóleo
Sector residencial, comercial y público

	Escenario optimista: opción combustóleo				Escenario moderado: opción combustóleo			
	Intensidades tendenciales EOIA2C		Intensidades opinión experta EOIB2C		Intensidades tendenciales EMIA2C		Intensidades opinión experta EMIB2C	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	28 307 002,17	522,66	28 307 002,17	522,66	28 307 002,17	522,66	28 307 002,17	522,66
1997	29 327 758,25	542,07	29 080 957,02	537,27	29 327 758,25	542,07	29 080 957,02	537,27
1998	29 962 966,45	554,04	29 336 223,51	541,85	29 884 356,28	552,51	29 264 653,49	540,46
1999	30 603 156,30	566,11	29 563 472,95	545,89	30 419 290,65	562,53	29 406 379,03	542,84
2000	31 263 066,96	578,58	29 883 936,75	551,76	30 939 259,19	572,29	29 619 896,02	546,63
2001	31 893 141,58	590,65	30 282 140,23	559,32	31 418 636,14	581,42	29 905 114,99	551,98
2002	32 447 274,43	601,65	30 683 491,80	567,35	31 811 395,92	589,27	30 184 095,77	557,62
2003	32 970 096,91	612,26	31 092 247,28	575,75	32 176 256,89	596,71	30 475 009,16	563,62
2004	33 470 027,14	622,55	31 490 122,68	584,05	32 497 491,12	603,46	30 736 279,73	569,21
2005	34 006 444,91	631,43	31 924 570,99	592,94	32 842 057,90	610,54	31 023 624,80	575,17
2006	34 589 887,22	645,03	32 402 184,58	602,49	33 217 590,15	618,03	31 341 459,76	581,54
2007	35 210 462,99	657,21	32 911 812,81	612,52	33 611 374,82	625,75	31 676 077,49	588,11
2008	35 842 936,28	669,67	33 427 647,87	622,70	33 992 873,78	633,29	31 996 415,70	594,47
2009	36 488 119,96	682,41	33 950 357,25	633,06	34 368 339,42	640,76	32 308 972,18	600,71
2010	37 144 657,84	695,41	34 478 308,75	643,56	34 737 221,96	648,14	32 616 240,91	606,90

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones: opción combustóleo
Subsector residencial

	Escenario optimista: opción combustóleo				Escenario moderado: opción combustóleo			
	Intensidades tendencias EOIA2C		Intensidades opinión experta EOIB2C		Intensidades tendencias EMIA2C		Intensidades opinión experta EMIB2C	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	22 517 149,97	410,07	22 517 149,97	410,07	22 517 149,97	410,07	22 517 149,97	410,07
1997	22 869 907,68	416,49	22 869 907,68	416,49	22 869 907,68	416,49	22 869 907,68	416,49
1998	23 184 682,55	422,23	23 184 968,49	422,23	23 184 682,55	422,23	23 184 682,55	422,23
1999	23 489 370,09	427,78	23 489 482,08	427,78	23 489 370,09	427,78	23 489 370,09	427,78
2000	23 780 811,03	433,08	23 780 751,12	433,08	23 780 811,03	433,08	23 780 811,03	433,08
2001	24 027 973,15	437,70	24 027 973,15	437,70	24 029 227,15	437,72	24 029 227,15	437,72
2002	24 181 719,69	440,92	24 181 719,69	440,92	24 185 478,02	440,97	24 185 478,02	440,97
2003	24 284 742,22	443,37	24 284 742,22	443,37	24 307 941,22	443,70	24 307 881,35	443,70
2004	24 343 995,86	445,09	24 343 995,86	445,09	24 379 456,19	445,60	24 379 456,19	445,60
2005	24 417 549,55	446,96	24 417 549,55	446,96	24 466 525,22	447,67	24 466 525,22	447,67
2006	24 514 796,09	449,11	24 514 756,09	449,11	24 577 360,42	450,01	24 577 360,42	450,01
2007	24 624 555,21	451,36	24 624 555,21	451,36	24 698 262,54	452,42	24 698 262,54	452,42
2008	24 720 275,92	453,38	24 720 275,92	453,38	24 798 790,25	454,50	24 798 790,25	454,50
2009	24 801 510,28	455,15	24 801 510,28	455,15	24 884 618,95	456,34	24 884 618,95	456,34
2010	24 865 596,30	456,63	24 865 596,30	456,63	24 954 769,64	457,91	24 954 769,64	457,91

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones: opción combustóleo
Sector agropecuario (agrícola)

	Escenario optimista: opción combustóleo				Escenario moderado: opción combustóleo			
	Intensidades tendencias EOIA2C		Intensidades opinión experta EOIB2C		Intensidades tendencias EMIA2C		Intensidades opinión experta EMIB2C	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	5 440 006,00	702,10	5 440 006,00	702,10	5 440 006,00	702,10	5 440 006,00	702,10
1997	5 559 928,58	717,58	5 345 438,79	689,90	5 559 928,58	717,58	5 345 438,79	689,90
1998	5 804 050,34	749,09	5 565 059,70	718,24	5 736 794,36	740,41	5 500 555,35	709,92
1999	6 076 622,91	784,27	5 813 750,71	750,34	5 919 591,08	764,00	5 663 456,09	730,94
2000	6 384 630,63	824,02	6 097 628,81	786,98	6 108 320,58	788,36	5 833 379,72	752,92
2001	6 708 500,72	865,79	6 397 422,84	825,67	6 302 546,88	813,43	6 010 481,46	775,73
2002	7 048 377,54	909,69	6 713 710,01	866,49	6 502 923,02	839,29	6 194 171,95	799,44
2003	7 405 752,46	955,81	7 046 988,33	909,51	6 709 075,05	865,90	6 384 046,99	823,95
2004	7 781 202,34	1 004,22	7 397 998,37	954,81	6 921 216,21	893,34	6 580 865,24	849,35
2005	8 175 680,64	1 055,12	7 767 454,27	1 002,49	7 141 182,07	921,66	6 784 549,35	875,64
2006	8 590 179,06	1 108,68	8 156 186,87	1 052,66	7 366 827,86	950,79	6 994 593,94	902,74
2007	9 025 714,39	1 164,89	8 565 063,54	1 105,44	7 599 608,47	980,83	7 211 773,33	930,77
2008	9 483 309,05	1 223,95	8 995 070,14	1 160,93	7 839 005,93	1 011,73	7 435 441,84	959,64
2009	9 964 134,06	1 286,00	9 447 285,60	1 219,30	8 085 905,71	1 043,59	7 666 523,34	989,46
2010	10 469 405,78	1 351,30	9 922 674,91	1 280,65	8 340 651,70	1 076,47	7 905 147,38	1 020,26

**Emissiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyectada bajo la opción sujeta a restricciones: opción combustóleo
Consumo energético final**

	Escenario optimista: opción combustóleo				Escenario moderado: opción combustóleo			
	Intensidades tendenciales EOIA2C		Intensidades opinión experta EOIB2C		Intensidades tendenciales EMIA2C		Intensidades opinión experta EMIB2C	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	202 565 256,05	22 455,51	202 565 256,05	22 455,51	202 565 256,05	22 455,51	202 565 256,05	22 455,51
1997	229 230 838,56	26 068,96	223 360 495,41	25 299,10	229 230 528,46	26 068,96	223 359 417,42	25 299,06
1998	242 628 543,93	27 758,56	234 167 579,21	26 658,53	240 007 713,33	27 481,50	231 639 300,11	26 392,38
1999	257 852 872,90	29 672,79	246 498 403,80	28 201,11	251 171 457,89	28 947,18	240 116 440,32	27 511,09
2000	274 894 318,05	31 816,95	260 364 017,70	29 924,31	262 649 794,73	30 445,56	248 810 101,93	28 633,80
2001	293 073 141,19	34 117,14	275 073 032,87	31 754,29	274 608 790,94	32 019,09	257 729 620,67	29 800,00
2002	311 370 009,91	36 571,22	290 476 817,24	33 681,52	286 972 981,19	33 658,54	266 881 267,02	30 996,41
2003	332 931 650,00	39 195,15	306 581 606,43	35 714,07	299 856 574,06	35 371,33	276 154 116,42	32 226,29
2004	354 917 273,95	42 016,75	323 449 698,08	37 873,00	313 174 856,06	37 176,54	285 597 678,70	33 505,74
2005	378 479 054,13	45 048,23	341 174 440,45	40 164,37	327 369 831,26	39 076,57	295 284 802,99	34 835,30
2006	403 651 937,23	48 286,00	359 779 365,08	42 579,53	343 076 769,44	41 057,47	305 204 670,24	36 200,41
2007	430 262 378,53	51 681,16	379 092 465,63	45 064,58	355 749 592,13	42 735,02	315 102 575,04	37 538,85
2008	458 480 937,97	55 268,21	399 287 384,20	47 648,49	372 623 814,29	45 103,55	325 080 460,32	38 872,59
2009	488 340 553,16	59 042,75	420 390 970,43	50 321,05	388 475 901,72	47 173,48	335 158 121,53	40 182,53
2010	519 850 445,89	62 994,85	442 394 614,00	53 064,95	404 605 106,74	49 244,94	345 191 688,48	41 442,69

Tabla E.3

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
 Demanda de energía proyecta bajo la opción sujeta a restricciones: opción gas natural
 Total país

Año	Escenario optimista: opción gas natural				Escenario moderado: opción gas natural			
	Intensidades tendencias EOIA2G		Intensidades opinión experta EOIB2G		Intensidades tendencias EMIA2G		Intensidades opinión experta EMIB2G	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	332 564 256.34	25 605.86	332 564 256.34	25 605.86	332 564 256.34	25 605.86	332 564 256.34	25 605.86
1997	363 738 771.48	29 338.39	357 464 266.57	28 526.53	364 650 584.80	29 338.34	357 463 188.58	28 526.49
1998	364 222 183.55	31 361.82	354 894 422.53	30 225.72	359 649 829.97	30 974.33	349 934 693.07	29 849.85
1999	386 232 138.83	31 771.48	373 906 320.24	32 259.32	374 564 650.11	32 730.95	362 107 490.67	31 256.76
2000	411 165 354.91	36 473.59	395 481 710.44	34 527.85	389 906 567.37	34 526.68	374 459 910.36	32 666.46
2001	437 706 623.78	39 360.56	418 275 384.58	36 921.65	405 829 424.99	36 402.10	387 242 059.63	34 116.10
2002	465 858 589.24	42 431.36	442 133 582.90	39 429.98	422 257 331.00	38 350.83	400 164 412.94	35 590.90
2003	495 790 606.52	45 703.01	467 072 436.42	42 060.89	439 179 134.02	40 377.03	413 197 707.57	37 093.48
2004	527 690 231.81	49 204.74	493 178 109.20	44 836.55	456 967 959.93	42 500.54	426 393 101.43	38 640.23
2005	561 735 889.87	52 949.82	520 565 662.08	47 763.75	475 407 306.85	44 723.43	439 835 015.19	40 232.60
2006	597 991 994.26	56 936.06	549 308 162.98	50 837.28	494 549 608.90	47 032.20	453 526 872.11	41 857.68
2007	636 317 713.69	61 115.91	579 280 789.59	54 006.26	5127 46 474.40	49 041.66	467 231 978.01	43 455.03
2008	676 915 970.29	65 525.17	610 712 510.84	57 303.38	534 234 851.60	51 746.28	481 079 308.30	45 049.02
2009	719 855 476.82	70 160.91	643 691 334.68	60 722.62	554 192 395.69	54 156.15	495 104 880.57	46 622.35
2010	765 236 961.44	75 016.50	678 269 719.04	64 250.65	575 711 023.56	56 571.03	509 187 852.58	48 151.30

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
 Demanda de energía proyecta bajo la opción sujeta a restricciones: opción gas natural
 Sector eléctrico

Año	Escenario optimista: opción gas natural				Escenario moderado: opción gas natural			
	Intensidades tendencias EOIA2G		Intensidades opinión experta EOIB2G		Intensidades tendencias EMIA2G		Intensidades opinión experta EMIB2G	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	83 445 176.47	1 734.94	83 445 176.47	1 734.94	83 445 176.47	1 734.94	83 445 176.47	1 734.94
1997	87 289 823.72	1 828.34	88 408 896.64	1 838.14	88 229 077.36	1 834.40	88 408 896.64	1 838.14
1998	71 834 928.00	2 090.42	72 587 555.33	2 103.57	71 148 825.00	2 018.26	71 380 382.33	2 031.09
1999	75 701 901.00	2 497.10	76 438 259.33	2 508.55	73 517 367.00	2 267.35	73 732 094.33	2 278.41
2000	79 955 403.00	2 944.44	80 596 952.33	2 945.92	75 923 496.00	2 520.61	76 045 658.33	2 521.73
2001	84 403 011.00	3 412.19	84 850 454.33	3 393.25	78 362 724.00	2 776.94	78 303 122.33	2 759.15
2002	89 050 894.00	3 901.01	89 184 740.33	3 849.09	80 833 368.00	3 036.78	80 493 266.33	2 989.48
2003	93 903 546.00	4 411.36	93 595 322.33	4 312.95	83 334 306.00	3 299.80	82 611 602.33	3 212.27
2004	98 968 813.00	4 944.07	98 087 810.33	4 785.42	85 863 294.00	3 563.77	84 660 935.33	3 427.79
2005	104 250 630.00	5 499.36	102 662 765.33	5 266.56	88 413 527.00	3 834.40	86 649 119.33	3 636.89
2006	109 754 040.00	6 078.35	107 345 993.33	5 759.09	90 996 444.00	4 105.62	88 592 423.33	3 841.27
2007	115 485 216.00	6 681.09	112 158 812.33	6 265.26	93 596 118.00	4 379.03	90 507 116.33	4 042.63
2008	121 448 085.00	7 308.20	117 128 711.33	6 787.94	96 214 305.00	4 654.38	92 414 516.33	4 243.23
2009	127 647 696.00	7 960.21	122 286 545.33	7 330.38	98 848 200.00	4 931.39	94 332 014.33	4 444.89
2010	134 086 854.00	8 637.41	127 660 925.33	7 895.60	101 493 876.00	5 209.63	96 280 367.33	4 649.80

(Continuación Tabla E.3)

Emissiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyecta bajo la opción sujeta a restricciones: opción gas natural
Sector petrolero

Año	Escenario optimista: opción gas natural				Escenario moderado: opción gas natural			
	Intensidades tendenciales EOlA2G		Intensidades opinión experta EOIB2G		Intensidades tendenciales EMIA2G		Intensidades opinión experta EMIB2G	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	46 553 823.83	1 415.41	46 553 823.83	1 415.41	46 553 823.83	1 415.41	46 553 823.83	1 415.41
1997	47 218 059.20	1 440.89	45 694 874.52	1 389.29	47 190 978.98	1 434.77	45 694 874.52	1 389.29
1998	49 758 712.62	1 512.85	48 139 287.99	1 463.61	48 493 341.63	1 474.37	46 915 010.63	1 426.39
1999	52 677 361.95	1 601.58	50 969 657.11	1 549.66	49 875 825.21	1 516.41	48 258 956.02	1 467.25
2000	56 315 613.86	1 712.20	54 520 740.40	1 657.63	51 333 276.64	1 560.72	49 604 150.10	1 510.93
2001	60 230 471.58	1 831.23	58 351 897.37	1 774.11	52 857 910.05	1 607.07	51 209 316.62	1 556.95
2002	64 437 683.34	1 959.14	62 472 025.33	1 899.37	54 430 981.81	1 655.51	52 789 879.59	1 605.01
2003	68 955 410.52	2 096.49	66 895 507.66	2 033.87	56 108 253.97	1 703.90	54 431 988.81	1 654.93
2004	73 804 133.86	2 243.92	71 640 600.79	2 178.14	57 829 809.87	1 758.24	56 134 487.39	1 706.69
2005	79 006 205.74	2 402.08	76 728 456.31	2 332.82	59 619 948.58	1 812.66	57 901 092.87	1 760.41
2006	84 585 977.03	2 571.72	82 182 804.56	2 498.65	61 476 395.47	1 869.11	59 729 778.54	1 816.00
2007	90 570 118.06	2 753.66	88 029 511.62	2 676.42	63 400 764.27	1 927.62	61 622 286.63	1 873.54
2008	96 986 947.32	2 948.76	94 296 415.31	2 866.95	65 398 432.31	1 988.35	63 584 331.65	1 933.19
2009	103 867 425.66	3 157.95	101 013 818.91	3 071.19	67 468 293.97	2 051.28	65 614 744.70	1 994.93
2010	111 299 667.55	3 384.04	108 214 179.71	3 290.10	69 612 040.82	2 116.46	67 715 796.76	2 058.81

Emissiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyecta bajo la opción sujeta a restricciones: opción gas natural
Sector industrial

Año	Escenario optimista: opción gas natural				Escenario moderado: opción gas natural			
	Intensidades tendenciales EOlA2G		Intensidades opinión experta EOIB2G		Intensidades tendenciales EMIA2G		Intensidades opinión experta EMIB2G	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	67 734 555.65	2 103.47	67 734 555.65	2 103.47	67 734 555.65	2 103.47	67 734 555.65	2 103.47
1997	76 070 433.31	2 374.00	73 965 589.40	2 302.93	76 070 433.31	2 374.00	73 964 480.40	2 302.88
1998	80 790 181.25	2 523.93	77 971 844.87	2 431.03	79 510 070.74	2 483.94	76 729 031.68	2 392.22
1999	86 273 992.76	2 698.16	82 657 892.98	2 579.30	83 104 874.93	2 598.90	79 603 814.98	2 483.80
2000	92 419 318.89	2 893.38	87 876 005.60	2 742.84	86 648 647.05	2 718.75	82 575 547.92	2 576.13
2001	98 984 483.69	3 102.11	93 333 267.44	2 912.53	90 741 159.71	2 843.59	85 472 920.18	2 667.65
2002	105 994 972.68	3 325.17	98 975 369.45	3 086.50	94 791 316.97	2 973.27	88 421 181.60	2 756.83
2003	113 481 390.12	3 563.47	104 755 074.45	3 263.14	98 997 968.08	3 108.17	91 270 101.59	2 842.58
2004	121 368 890.54	3 817.87	110 649 858.58	3 441.67	103 368 461.60	3 248.33	94 034 262.48	2 923.97
2005	129 995 851.25	4 089.51	116 677 124.11	3 622.62	107 908 976.83	3 393.96	96 732 788.68	3 002.30
2006	139 094 944.91	4 379.41	122 889 740.38	3 807.65	112 624 830.10	3 545.17	99 418 954.85	3 079.29
2007	148 803 070.01	4 688.76	129 357 762.77	3 999.08	117 521 638.33	3 702.16	102 116 086.36	3 155.40
2008	159 158 607.54	5 018.74	136 156 281.31	4 199.32	122 605 704.46	3 865.01	104 870 933.28	3 233.33
2009	170 203 056.72	5 370.63	143 354 972.92	4 410.72	127 882 049.60	4 034.09	107 780 359.30	3 314.14
2010	181 979 139.35	5 745.84	151 019 841.81	4 635.49	133 356 612.93	4 209.36	110 811 352.34	3 398.97

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyecta bajo la opción sujeta a restricciones: opción gas natural
Sector Transporte

Año	Escenario optimista: opción gas natural				Escenario moderado: opción gas natural			
	Intensidades tendencias EOIA2G		Intensidades opinión experta EOIB2G		Intensidades tendencias EMIA2G		Intensidades opinión experta EMIB2G	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	101 083 692.23	19 127.28	101 083 692.23	19 127.28	101 083 692.23	19 127.28	101 083 692.23	19 127.28
1997	118 272 718.43	22 435.31	114 968 510.20	21 769.00	118 272 718.43	22 435.31	114 968 541.21	21 769.00
1998	136 071 344.89	23 931.46	121 294 451.13	22 967.41	124 876 489.93	23 704.64	120 145 059.59	22 749.78
1999	154 899 100.93	25 624.26	128 463 287.16	24 325.57	131 727 701.23	25 021.75	125 442 790.23	23 753.51
2000	144 827 107.55	27 520.96	136 506 446.55	25 842.72	138 753 367.90	26 366.16	130 780 918.27	24 758.12
2001	155 487 213.20	29 558.58	145 060 202.37	27 456.77	146 144 457.22	27 780.75	136 341 104.05	25 804.64
2002	166 879 385.46	31 734.71	154 104 245.98	29 161.17	153 867 345.24	29 256.71	142 081 817.70	26 882.52
2003	179 074 410.32	34 063.61	163 687 296.37	30 965.68	161 953 274.04	30 800.36	148 024 958.69	27 996.33
2004	192 197 153.43	36 572.06	173 911 718.46	32 892.47	170 487 167.14	32 431.40	154 246 271.24	29 163.21
2005	206 301 077.33	39 270.12	184 805 291.07	34 946.32	179 477 614.44	34 150.42	160 743 840.15	30 382.19
2006	221 376 966.04	42 152.88	196 331 253.25	37 116.73	188 867 571.32	35 943.49	167 449 661.69	31 636.83
2007	237 223 131.14	45 170.50	208 257 826.52	39 347.55	197 016 770.50	37 426.29	174 098 637.87	32 864.57
2008	253 996 085.10	48 355.86	220 708 384.88	41 665.53	208 184 230.12	39 393.43	180 777 669.50	34 085.16
2009	271 685 144.43	51 703.69	233 638 354.66	44 057.98	218 139 636.98	41 455.04	187 402 266.72	35 278.22
2010	290 257 342.91	55 202.40	246 973 788.52	46 505.25	228 170 620.15	43 310.98	193 858 947.85	36 416.56

Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyecta bajo la opción sujeta a restricciones: opción gas natural
Sector autotransporte

Año	Escenario optimista: opción gas natural				Escenario moderado: opción gas natural			
	Intensidades tendencias EOIA2G		Intensidades opinión experta EOIB2G		Intensidades tendencias EMIA2G		Intensidades opinión experta EMIB2G	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	90 767 096.20	18 746.41	90 767 096.20	18 746.41	90 767 096.20	18 746.41	90 767 096.20	18 746.41
1997	106 504 863.33	21 996.79	103 325 985.10	21 340.24	106 504 863.33	21 996.79	103 325 985.10	21 340.24
1998	113 626 264.97	23 467.59	109 008 602.34	22 513.88	112 549 401.70	23 245.17	107 975 658.83	22 300.55
1999	121 696 761.78	25 132.06	115 463 014.66	23 844.59	118 835 542.34	24 544.12	112 747 972.21	23 283.84
2000	130 760 163.98	26 996.36	122 694 643.34	25 330.56	125 275 079.86	25 863.31	117 546 908.61	24 267.39
2001	140 498 441.82	28 999.35	130 389 543.78	26 911.53	132 052 421.15	27 254.96	122 548 137.57	25 292.01
2002	150 906 458.92	31 133.44	138 522 594.43	28 580.77	139 132 074.52	28 706.63	127 707 453.43	26 347.08
2003	162 050 968.47	33 427.73	147 138 628.34	30 347.83	146 543 747.39	30 224.92	133 045 201.77	27 437.07
2004	174 053 134.19	35 892.92	156 336 296.74	32 234.81	154 371 828.46	31 829.08	138 635 856.78	28 579.07
2005	186 962 553.81	38 546.89	166 139 549.90	34 246.24	162 623 840.73	33 520.13	144 476 423.71	29 772.08
2006	200 765 734.89	41 381.60	176 507 763.49	36 371.52	171 243 854.13	35 283.94	150 497 662.31	30 999.57
2007	215 256 409.80	44 347.87	187 204 964.82	38 554.51	178 584 743.63	36 736.21	156 433 450.28	32 198.98
2008	230 586 036.19	47 478.96	198 750 096.65	40 821.16	188 909 989.60	38 871.48	162 369 365.45	33 389.95
2009	246 738 373.43	50 768.83	209 893 847.04	43 159.18	197 985 964.85	40 699.80	168 219 864.07	34 552.11
2010	263 674 752.45	54 205.84	221 757 323.90	45 548.51	207 098 669.80	42 521.01	173 869 926.08	35 658.16

(Continuación Tabla E.3)

Emissiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyecta bajo la opción sujeta a restricciones: opción gas natural
Sector residencial, comercial y público

Año	Escenario optimista: opción gas natural				Escenario moderado: opción gas natural			
	Intensidades tendenciales EOIA2G		Intensidades opinión experta EOIB2G		Intensidades tendenciales EMIA2G		Intensidades opinión experta EMIB2G	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	28 307 002.17	522.66	28 307 002.17	522.66	28 307 002.17	522.66	28 307 002.17	522.66
1997	29 327 758.25	542.07	29 080 957.02	537.27	29 327 758.25	542.07	29 080 957.02	537.27
1998	29 962 966.45	554.04	29 336 223.51	541.85	29 884 356.28	552.51	29 264 653.49	540.46
1999	30 603 156.30	566.11	29 563 472.95	545.89	30 419 290.65	562.53	29 406 379.03	542.84
2000	31 263 068.96	578.58	29 883 936.75	551.76	30 939 259.19	572.29	29 619 896.02	546.63
2001	31 893 141.58	590.65	30 282 140.23	559.32	31 418 636.14	581.42	29 905 114.99	551.98
2002	32 447 274.43	601.65	30 683 491.80	567.35	31 811 393.92	589.27	30 184 095.77	557.62
2003	32 970 096.91	612.26	31 092 247.28	575.75	32 176 256.89	596.71	30 475 009.16	563.62
2004	33 470 027.74	622.53	31 490 122.68	584.05	32 497 491.12	603.46	30 736 279.73	569.21
2005	34 006 444.91	633.43	31 924 570.99	592.94	32 842 057.90	610.54	31 023 624.80	575.17
2006	34 589 887.23	645.05	32 402 184.58	602.49	33 217 590.15	618.03	31 341 459.76	581.54
2007	35 210 462.99	657.21	32 911 812.81	612.52	33 611 574.87	625.75	31 676 077.49	588.11
2008	35 843 936.28	669.67	33 427 647.87	622.70	34 092 873.78	633.29	31 996 415.70	594.47
2009	36 488 119.96	682.41	33 950 357.25	633.06	34 368 339.42	640.76	32 308 972.18	600.71
2010	37 144 637.84	695.41	34 478 308.75	643.56	34 737 221.96	648.14	32 616 240.91	606.90

Emissiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyecta bajo la opción sujeta a restricciones: opción gas natural
Sector residencial

Año	Escenario optimista: opción gas natural				Escenario moderado: opción gas natural			
	Intensidades tendenciales EOIA2G		Intensidades opinión experta EOIB2G		Intensidades tendenciales EMIA2G		Intensidades opinión experta EMIB2G	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	22 517 149.97	410.07	22 517 149.97	410.07	22 517 149.97	410.07	22 517 149.97	410.07
1997	22 869 907.68	416.49	22 869 907.68	416.49	22 869 907.68	416.49	22 869 907.68	416.49
1998	23 184 682.55	422.23	23 184 968.49	422.23	23 184 682.55	422.23	23 184 682.55	422.23
1999	23 489 370.09	427.78	23 489 482.08	427.78	23 489 370.09	427.78	23 489 370.09	427.78
2000	23 780 811.03	433.08	23 780 751.12	433.08	23 780 811.03	433.08	23 780 811.03	433.08
2001	24 027 973.15	437.70	24 027 973.15	437.70	24 029 327.15	437.72	24 029 227.15	437.72
2002	24 181 719.69	440.92	24 181 719.69	440.92	24 185 478.02	440.97	24 185 478.02	440.97
2003	24 284 742.22	443.37	24 284 742.22	443.37	24 307 941.23	443.70	24 307 941.22	443.70
2004	24 343 995.86	445.09	24 343 995.86	445.09	24 379 456.19	445.60	24 379 456.19	445.60
2005	24 417 549.55	446.96	24 417 549.55	446.96	24 466 523.22	447.67	24 466 525.22	447.67
2006	24 514 796.09	449.11	24 514 796.09	449.11	24 577 360.47	450.01	24 577 360.42	450.01
2007	24 624 553.21	451.36	24 624 553.21	451.36	24 698 262.54	452.42	24 698 262.54	452.42
2008	24 720 275.92	453.38	24 720 275.92	453.38	24 798 790.25	454.50	24 798 790.25	454.50
2009	24 801 510.28	455.15	24 801 510.28	455.15	24 884 618.95	456.34	24 884 618.95	456.34
2010	24 865 596.30	456.63	24 865 596.30	456.63	24 954 769.64	457.91	24 954 769.64	457.91

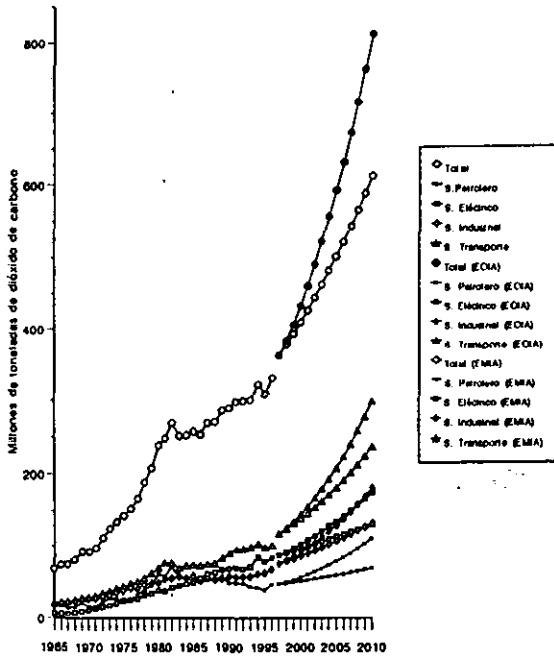
**Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyecta bajo la opción sujeta a restricciones: opción gas natural
Sector agropecuario (agrícola)**

Año	Escenario optimista: opción gas natural				Escenario moderado: opción gas natural			
	Intensidades tendenciales EOIA2G		Intensidades opinión experta EOIB2G		Intensidades tendenciales EMIA2G		Intensidades opinión experta EMIB2G	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	5 440 006.00	702.10	5 440 006.00	702.10	5 440 006.00	702.10	5 440 006.00	702.10
1997	5 559 928.58	717.58	5 345 438.79	689.90	5 559 928.58	717.58	5 345 438.79	689.90
1998	5 804 050.34	749.09	5 565 059.70	718.24	5 736 794.36	740.41	5 500 555.35	709.92
1999	6 076 622.91	784.27	5 813 750.71	750.34	5 919 591.08	764.00	5 663 456.09	730.94
2000	6 384 650.65	824.02	6 097 628.81	786.98	6 108 320.58	788.36	5 833 739.72	752.92
2001	6 708 300.72	865.79	6 397 422.84	825.67	6 302 546.88	813.43	6 010 481.46	775.73
2002	7 048 377.34	909.69	6 713 710.01	866.49	6 502 923.02	839.29	6 194 171.95	799.44
2003	7 405 752.46	955.81	7 046 988.33	909.51	6 709 075.05	865.90	6 384 046.99	823.95
2004	7 781 202.24	1 004.77	7 397 998.37	954.81	6 921 716.21	893.34	6 580 865.24	849.35
2005	8 175 680.64	1 055.18	7 767 454.27	1 002.49	7 141 182.07	921.66	6 784 549.35	875.64
2006	8 590 175.06	1 108.68	8 156 186.87	1 052.66	7 366 827.86	950.79	6 994 593.94	902.74
2007	9 025 714.39	1 164.89	8 565 063.54	1 105.44	7 599 608.47	980.81	7 211 773.33	930.77
2008	9 483 309.05	1 223.95	8 995 070.14	1 160.93	7 839 005.93	1 011.73	7 435 441.84	959.64
2009	9 964 134.06	1 286.00	9 447 285.60	1 219.30	8 085 905.71	1 043.59	7 666 523.34	989.46
2010	10 469 305.78	1 351.20	9 922 674.91	1 280.65	8 340 631.70	1 076.47	7 905 147.38	1 020.26

**Emisiones de CO₂ y CH₄ asociadas a las proyecciones para la demanda de energía
Demanda de energía proyecta bajo la opción sujeta a restricciones: opción gas natural
Consumo energético final**

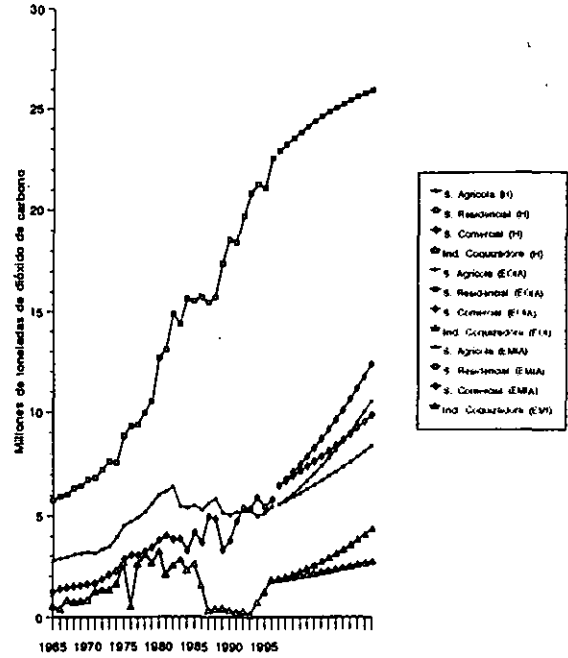
Año	Escenario optimista: opción gas natural				Escenario moderado: opción gas natural			
	Intensidades tendenciales EOIA2G		Intensidades opinión experta EOIB2G		Intensidades tendenciales EMIA2G		Intensidades opinión experta EMIB2G	
	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas	CO ₂ toneladas	CH ₄ toneladas
1996	202 565 256.05	22 455.51	202 565 256.05	22 455.51	202 565 256.05	22 455.51	202 565 256.05	22 455.51
1997	229 230 818.56	26 068.96	223 360 495.41	25 299.10	229 230 818.56	26 068.96	223 359 417.42	25 299.06
1998	242 628 542.93	27 758.56	234 167 579.21	26 658.53	240 007 711.33	27 481.50	231 639 300.11	26 392.38
1999	257 812 872.90	29 672.79	246 498 403.80	28 201.11	251 171 457.89	28 947.18	240 116 440.32	27 511.09
2000	274 894 118.05	31 816.95	260 364 017.70	29 924.31	262 649 794.73	30 443.56	248 810 101.93	28 633.80
2001	293 073 141.19	34 117.14	275 073 032.87	31 754.29	274 608 790.94	32 019.09	257 729 620.67	29 800.00
2002	312 370 009.91	36 571.22	290 476 817.24	33 681.52	286 972 981.19	33 658.54	266 881 267.02	30 996.41
2003	332 931 650.00	39 193.15	306 581 606.43	35 714.07	299 836 574.06	35 371.33	276 154 116.42	32 226.29
2004	354 917 275.93	42 016.75	323 449 698.08	37 873.00	313 274 856.06	37 176.54	285 597 678.70	33 505.74
2005	378 479 054.13	45 048.23	341 174 440.45	40 164.37	327 469 811.26	39 076.37	295 284 802.99	34 835.30
2006	403 651 977.23	48 286.00	359 779 365.08	42 579.53	342 076 769.44	41 057.47	305 204 670.24	36 200.41
2007	430 262 378.53	51 681.16	379 092 465.63	45 064.58	357 749 592.13	42 753.02	315 102 575.04	37 538.85
2008	458 480 937.97	55 268.21	399 287 384.20	47 648.49	372 621 814.29	44 103.55	325 080 460.32	38 872.59
2009	488 340 555.16	59 042.75	420 390 970.43	50 321.05	388 475 901.72	45 173.48	335 158 121.53	40 182.53
2010	519 850 445.89	62 994.85	442 394 614.00	53 064.95	404 605 106.74	46 244.94	345 191 688.48	41 442.69

Figura E.1a México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Dióxido de carbono



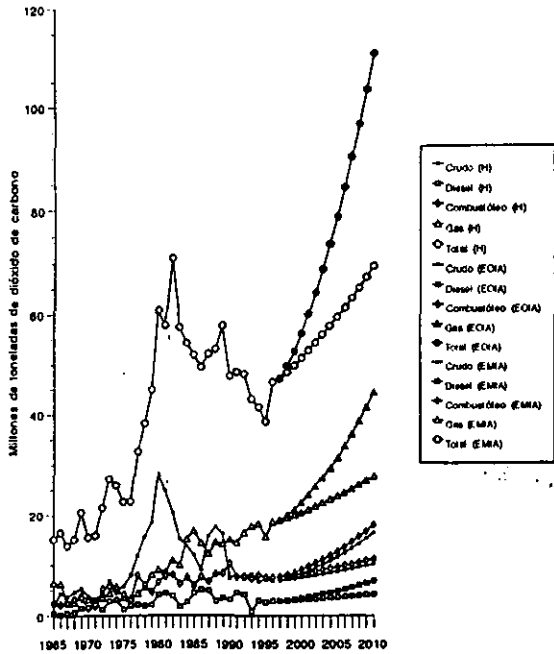
Fuente: JCM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.1b México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Dióxido de carbono



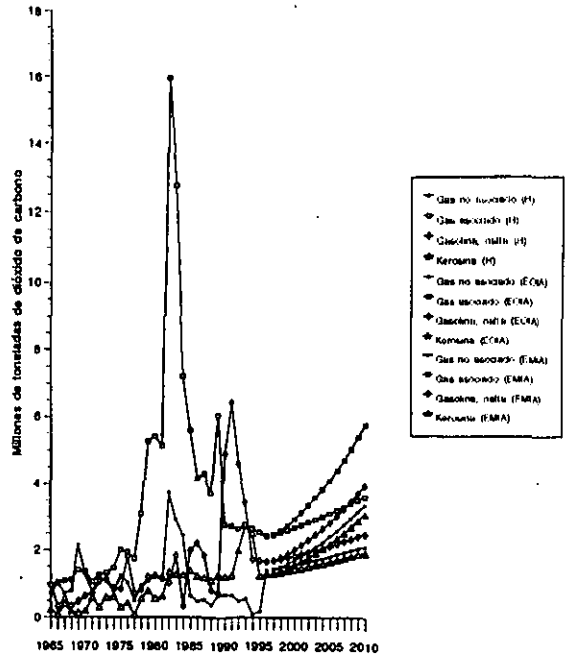
Fuente: JCM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.2a México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector petrolero: Dióxido de carbono



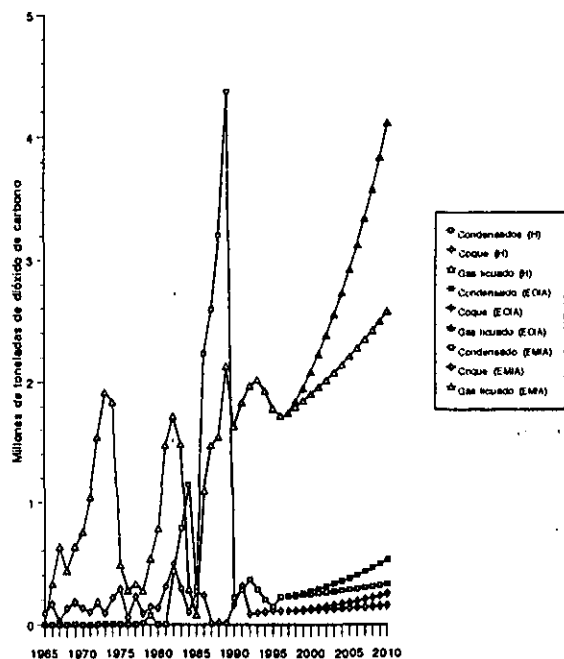
Fuente: JCM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.2b México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector petrolero: Dióxido de carbono



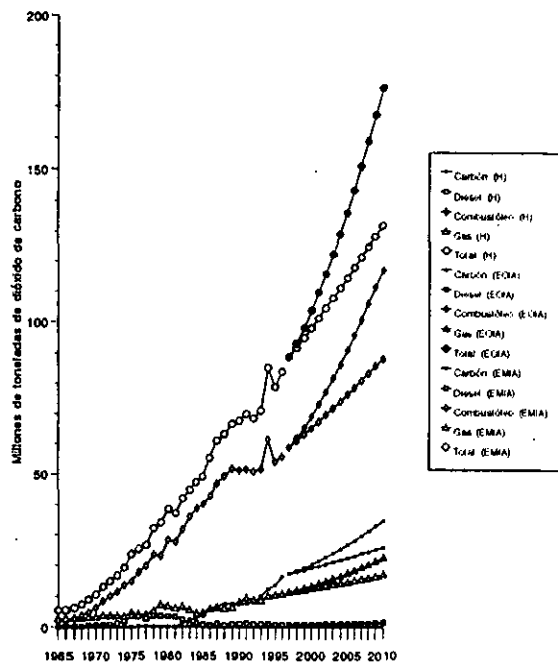
Fuente: JCM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.2c México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-1998
Sector petrolero: Dióxido de carbono



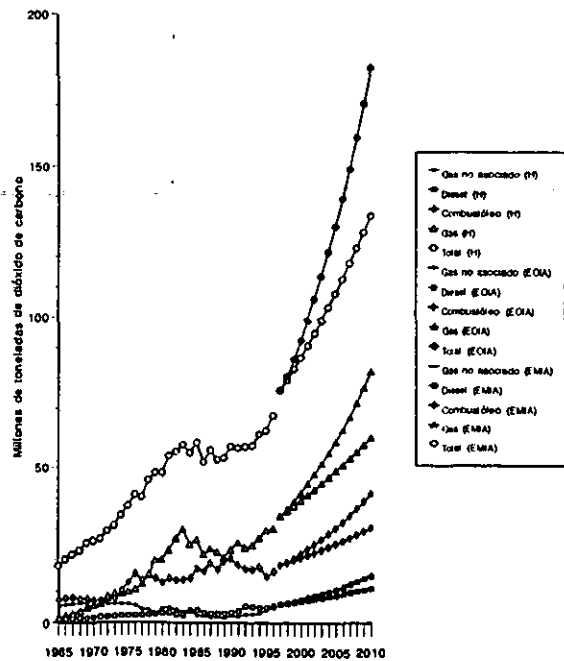
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.3 México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector eléctrico: Dióxido de carbono



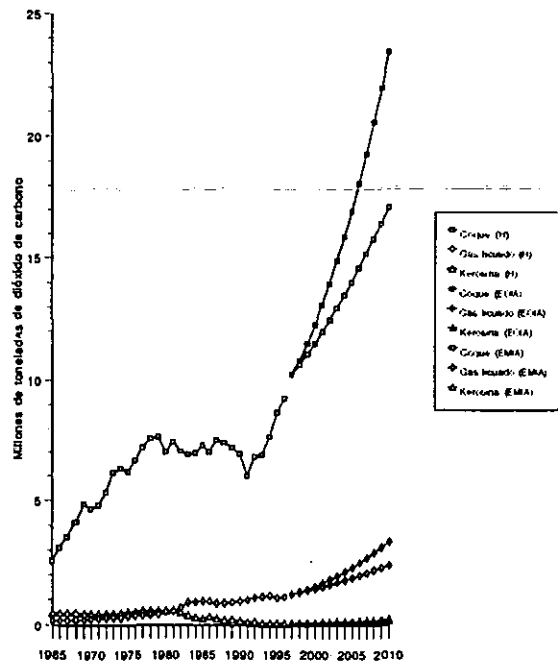
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.4a México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector industrial: Dióxido de carbono



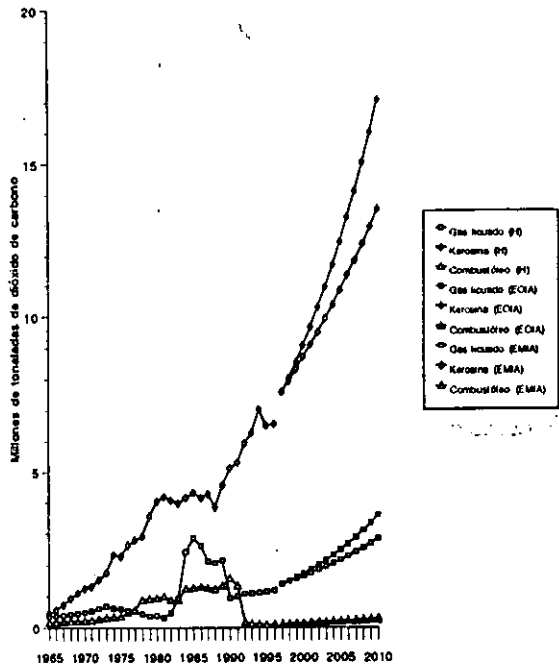
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.4b México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector industrial: Dióxido de carbono



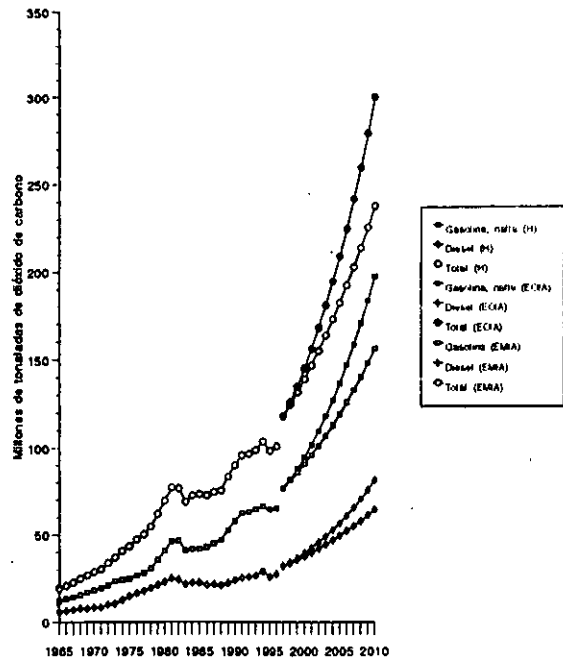
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.23b México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector transporte: Dióxido de carbono



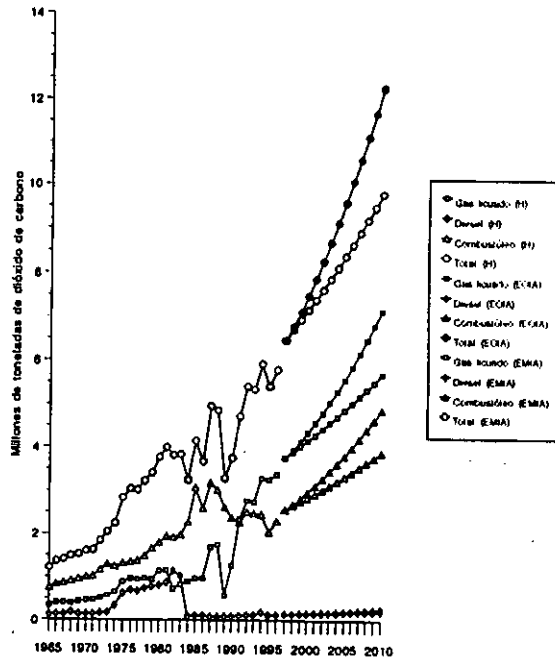
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE UNAM, diciembre 1998.

Figura E.23a México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector transporte: Dióxido de carbono



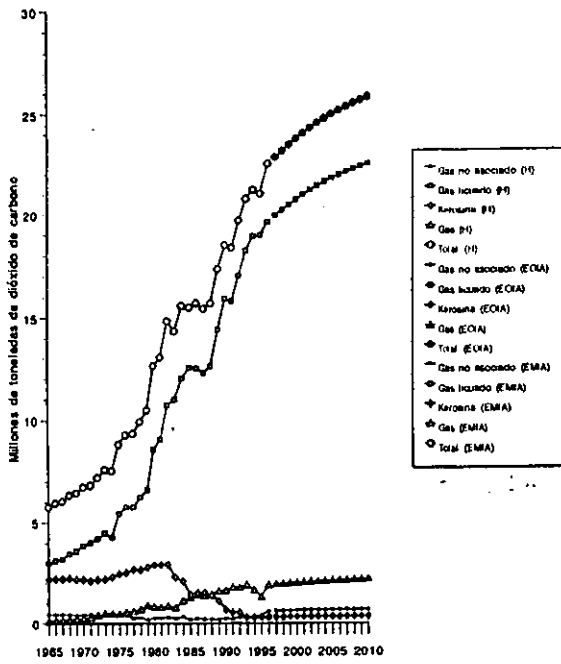
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE UNAM, diciembre 1998.

Figura E.28 México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector comercial: Dióxido de carbono



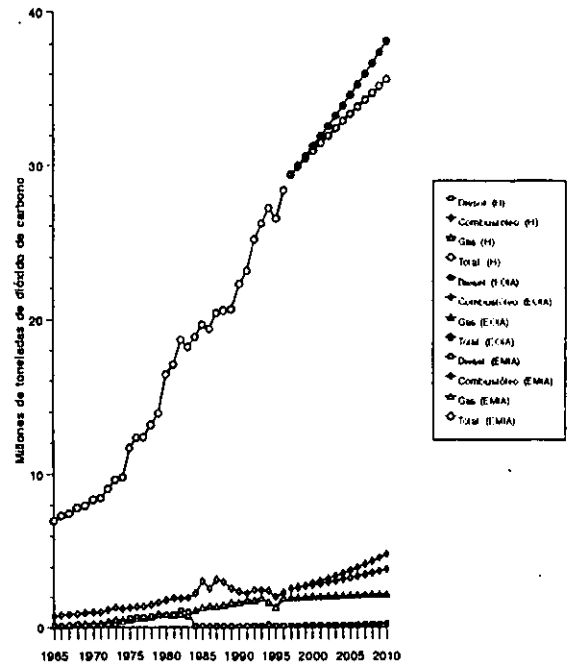
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE UNAM, diciembre 1998.

Figura E.29 México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector residencial: Dióxido de carbono



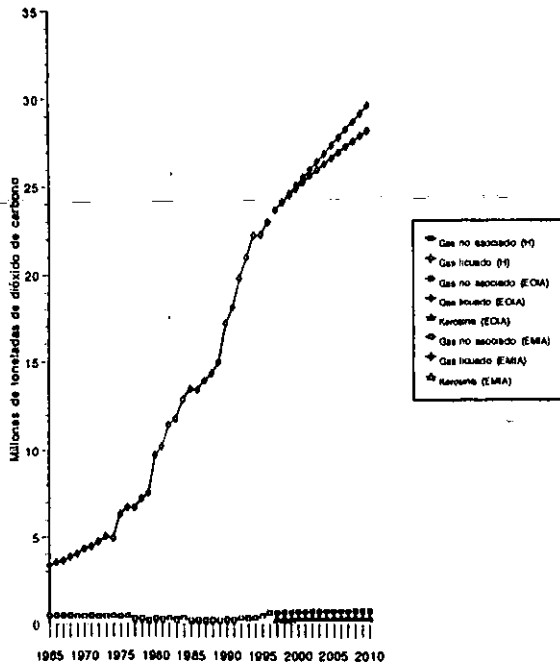
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.30a México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector Residencial, Comercial y Público: Dióxido de carbono



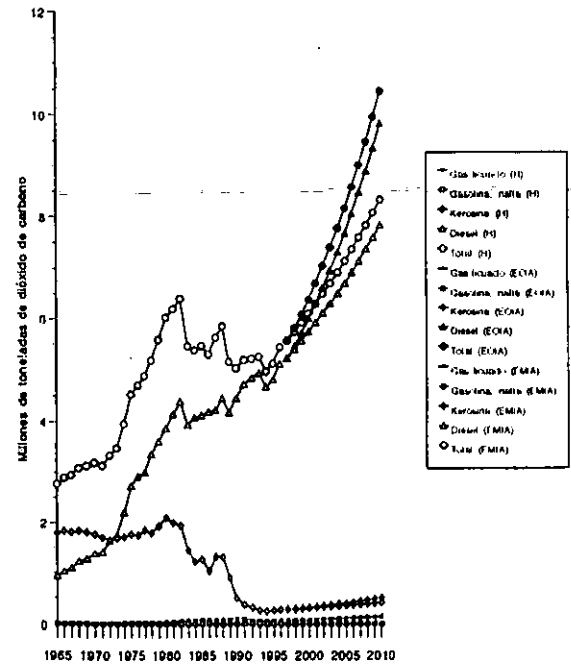
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.30b México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector Residencial, Comercial y Público: Dióxido de carbono



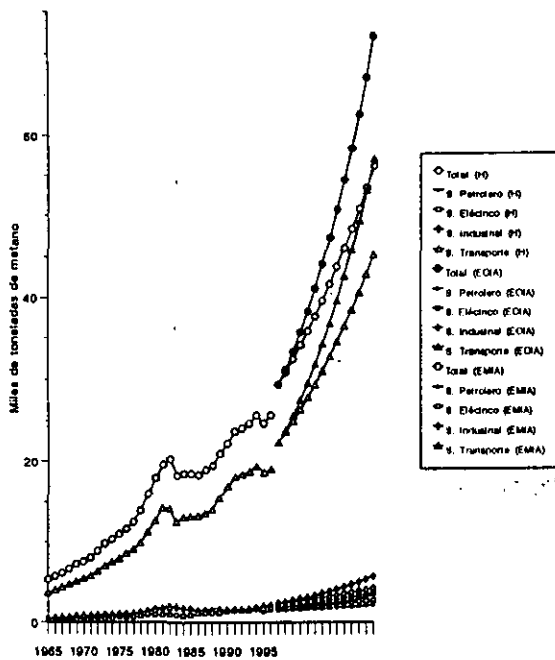
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.31 México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector agrícola: Dióxido de carbono



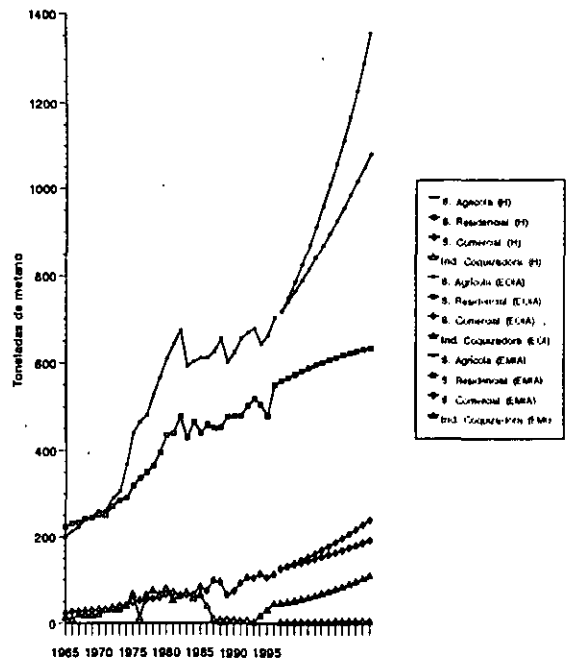
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.32a México: Emisiones históricas y proyección, 1965-2010
Metano



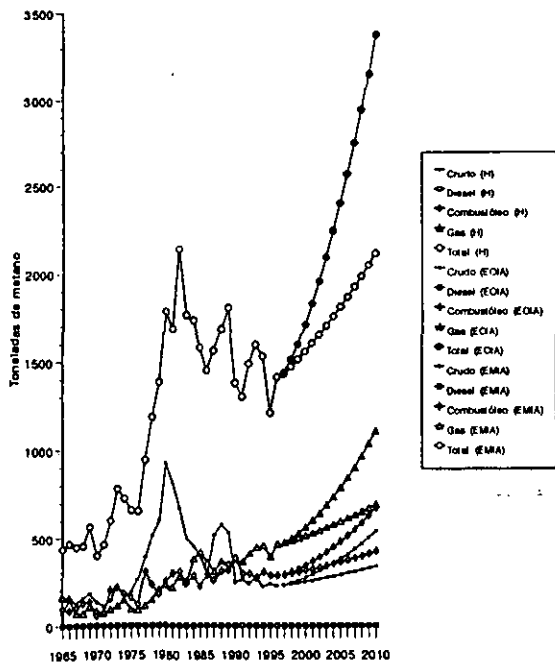
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.32b México: Emisiones históricas y proyección, 1965-2010
Metano



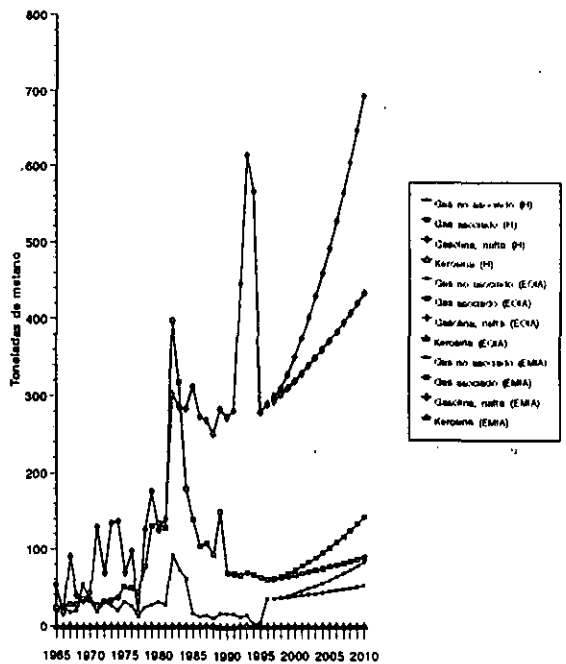
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.33a México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector petrolero: Metano



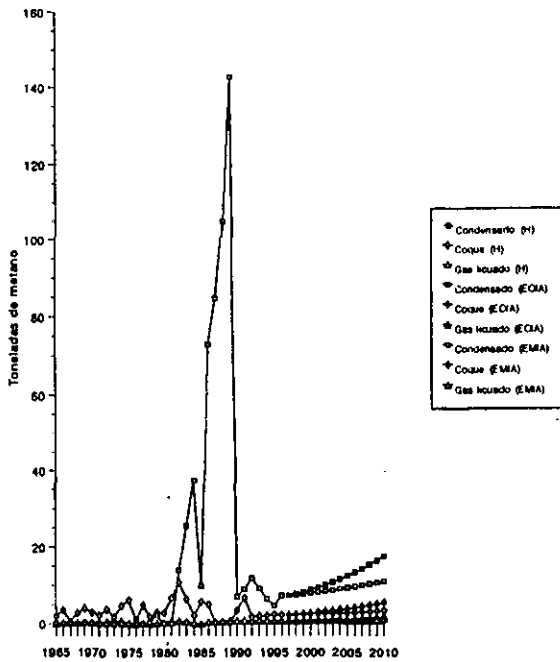
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.33b México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector petrolero: Metano



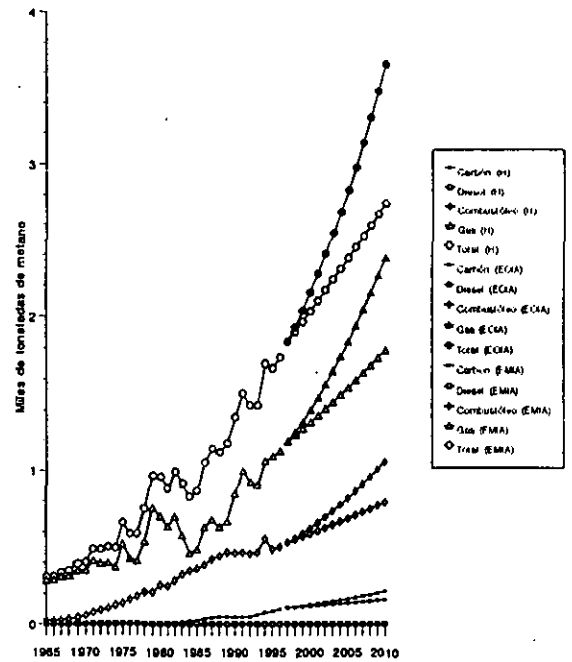
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.33c México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector petrolero: Metano



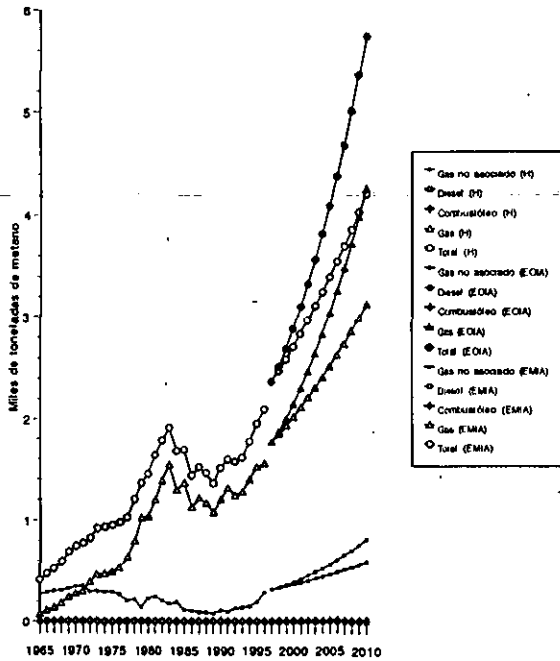
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.34 México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector eléctrico: Metano



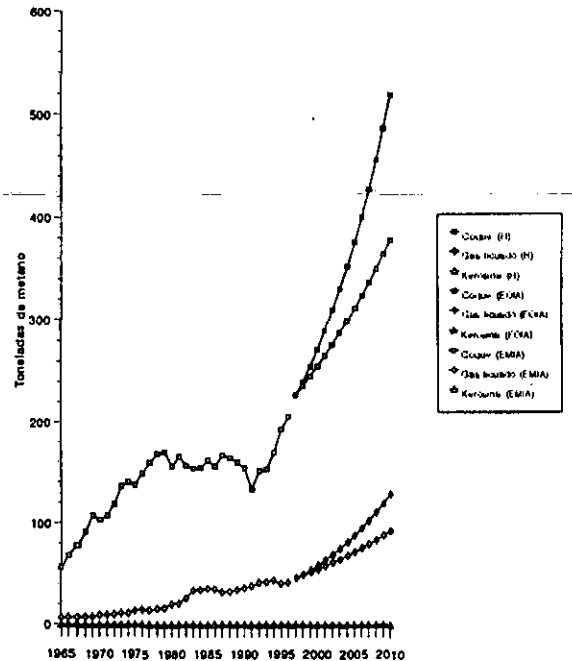
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.35a México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector Industrial: Metano



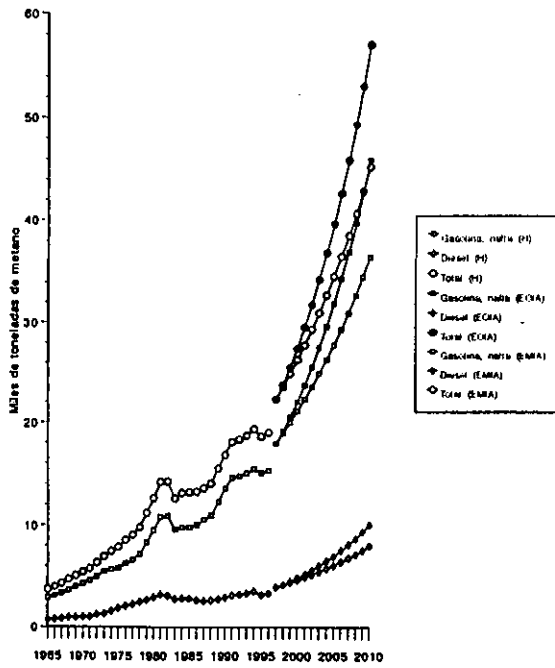
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.35b México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector Industrial: Metano



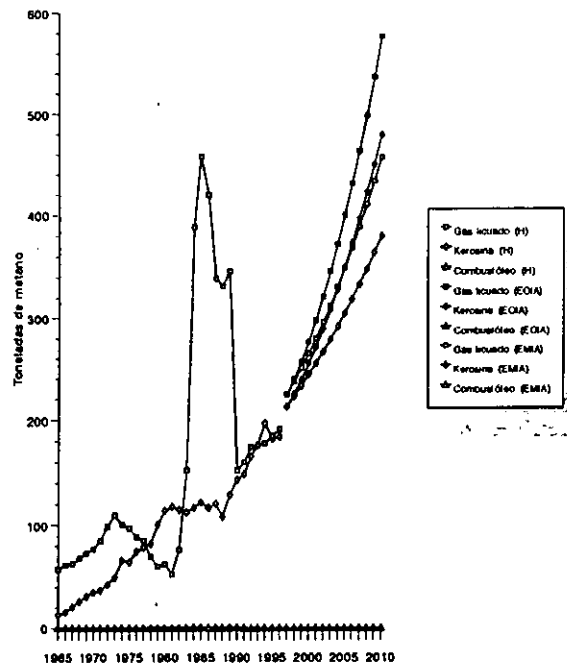
Fuente: JOM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998

Figura E.54a México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector transporte: Metano



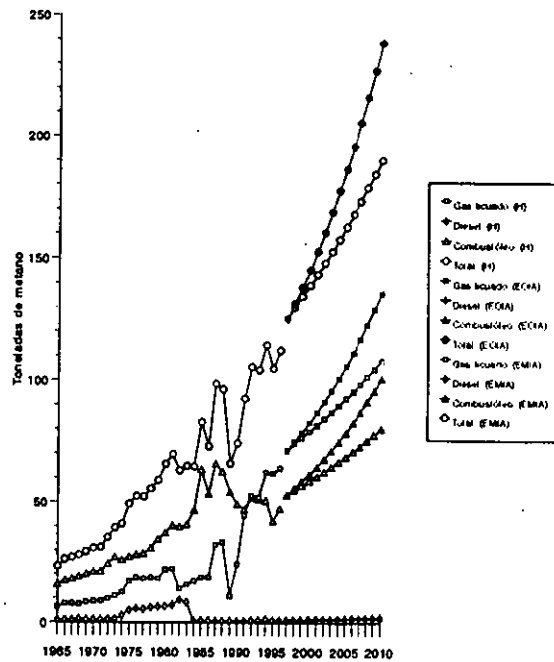
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura E.54b México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector transporte: Metano



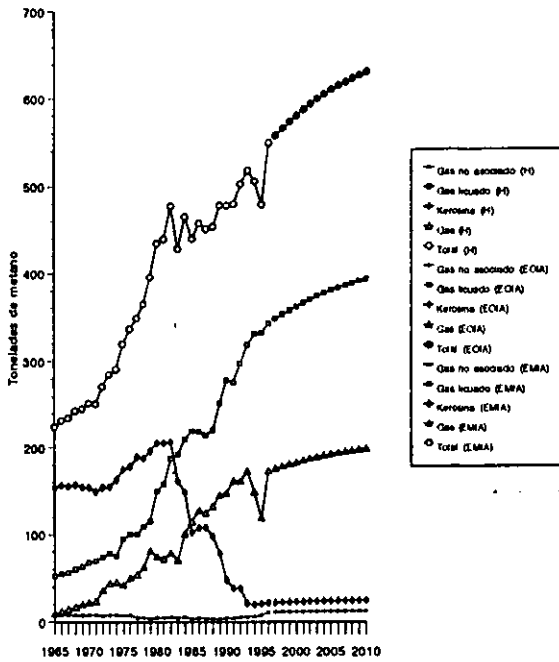
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura E.59 México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector comercial: Metano



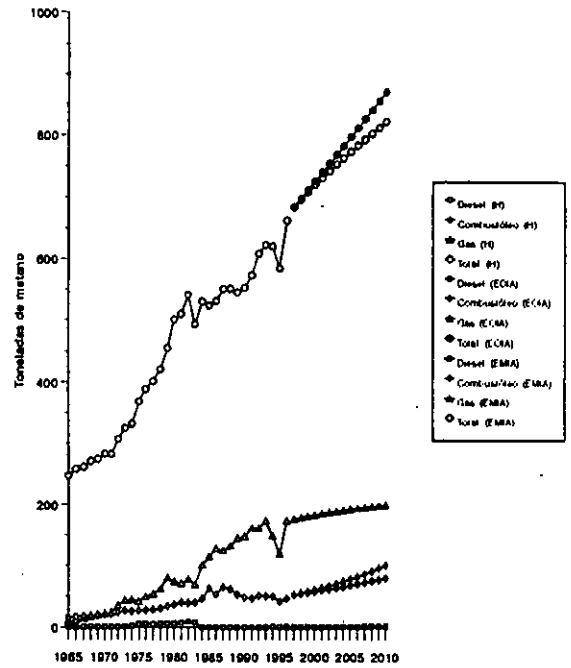
Fuente: JOM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1996

Figura E.60 México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector residencial: Metano



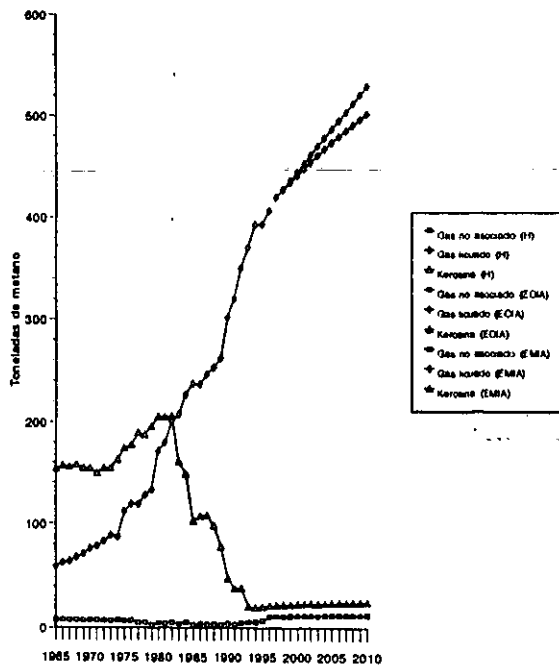
Fuente: JQM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.61a México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector Residencial, Comercial y Público: Metano



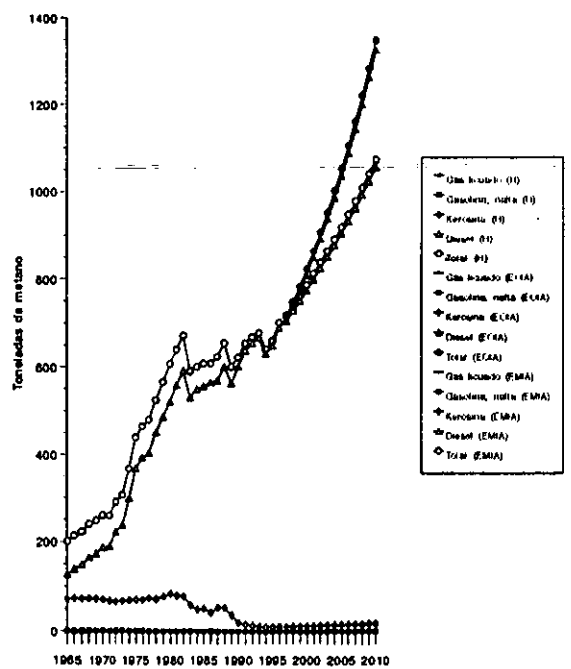
Fuente: JQM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.61b México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector Residencial, Comercial y Público: Metano



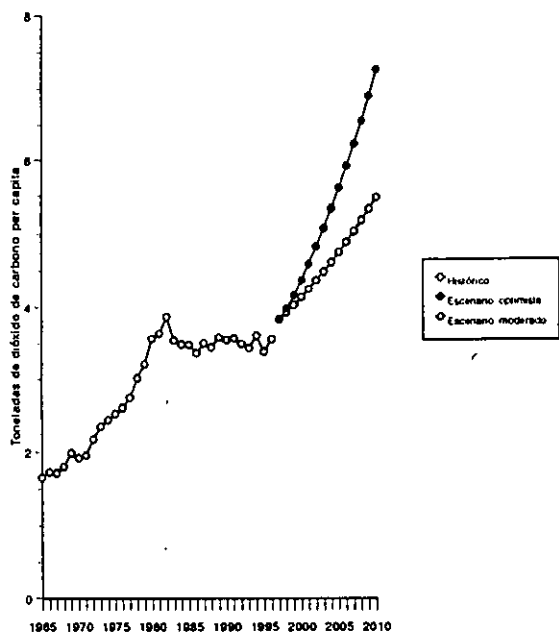
Fuente: JQM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.62 México: Emisiones históricas y proyecciones, 1965-2010
Sector agrícola: Metano



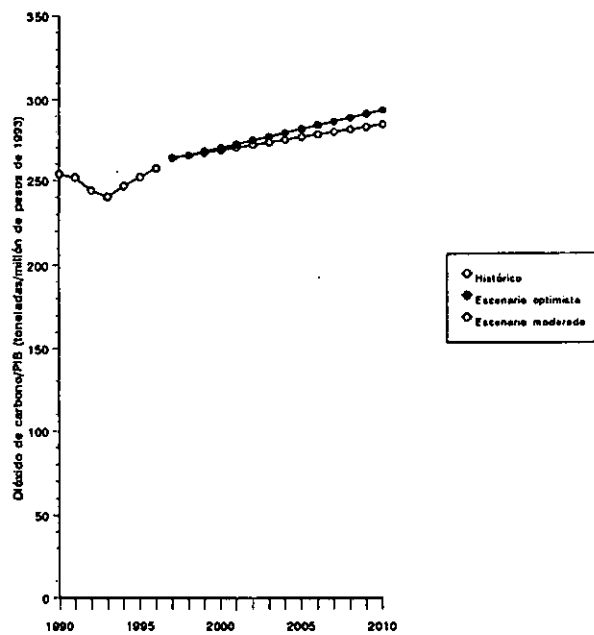
Fuente: JQM, Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía, 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.63 México: Emisiones per capita relacionadas al consumo energético, 1965-2010
Dióxido de carbono



Fuente: JGM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Figura E.64 México: Emisiones por unidad de PIB relacionadas al consumo energético, 1965-2010
Dióxido de carbono



Fuente: JGM. Cálculo propio con base en Balance Nacional de Energía 1996, PUE-UNAM, diciembre 1998.

Bibliografía

Fuentes primarias

- (CFE, 1977), Evolución del sector eléctrico en México. Comisión Federal de Electricidad
- (CFE, 1965-1997), Informe de Operaciones. Comisión Federal de Electricidad
- (CFE, 1988-1997), Anuario Estadístico. Comisión Federal de Electricidad
- (CFE, 1978), Plan de expansión del sector eléctrico al año 2000, CFE.
- (1979), Estimación del costo de diversificación de energéticos en el sector eléctrico, Gerencia de Estudio (AJ-DAB79/7), CFE
- (1980), Principales características de centrales generadoras, Subdirección de Operaciones, CFE
- (CFE, 1965-1982), Evolución de las tarifas de energía eléctrica en México.
- (CFE, 1984), Programa de electrificación rural en México. Comisión Federal de Electricidad
- (CFE, 1987), Costos y Parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico. COPAR. Comisión Federal de Electricidad
- (SE, 1998-200), Balance de Oferta - Demanda de Gas Natural. Secretaría de Energía.
- (SE, 1965-1996), Balance Nacional de Energía. Secretaría de Energía.
- (PEMEX, 1998-1997), Anuario Estadístico. PEMEX.
- (PEMEX, 1998-1997), Memoria de Laboras de PEMEX
- (INEGI, 1997), Cuentas Nacionales. INEGI.
- (CONAPO, 1995-1998), Censo de Población y Proyecciones. Consejo Nacional de Población.
- (IMP, 1976), Energéticos, 4 Vols., México, Instituto Mexicano del Petróleo.
- (NAFINSA, 1986), La economía Mexicana en cifras, México, NAFINSA.
- (SEMIP, 1984-1988), Programa Nacional de Energéticos.

(SPP, 1981-1985), Escenarios económicos de México: Perspectivas de desarrollo para ramas seleccionadas

(SPP, 1982), Comparaciones internacionales: México en el mundo.

Fuentes generales.

Academia Mexicana de Ingeniería, (1983), Alternativas tecnológicas, México, AMI.

M. Bauer et.al. (Eds., 1984), Planeación energética en México: ¿mito o realidad ?, El Colegio Nacional y Programa Universitario de Energía, UNAM.

T. Berrie (1983), Power System Economics, Londres, Peter Peregrinus Ltd.

C. Bina (1985), The Economics of the Oil Crisis, Londres, The Merlin Press.

D. Bhoi y M. Zimmerman (1984), An Update on Econometric Studies of Energy Demand Behaviour, Annual Review of Energy, Vol.9.

J. Charpentier (1983), Basic Tools and Techniques for Energy Planning, in Neu y Bain (Eds., 1983).

B. Chateu y B. Lapillone (1982), Energy Demand: Facts and Trends a Comparative Analysis of Industrialized Countris, Viena y Nueva York, Springer-Verlag.

J. Chesshire y J. Surry (1978), Estimating Energy Demand for the Year 2000: a Sectoral Aproach, SPRU, Occasional Papers, No 5, Universidad de Sussex, Inglaterra.

N. Choucri (1982), Energy and Development in Latin America, Lexington Books.

EPRI (1984), Industry and Electricity, EPRI Journal, Octubre.

J. Girod (1977), La demande d'nergie: methods et techniques de modelization, París, CNRS.

M. Greenberg y W. Hogan (1987), Energy Policy Modelling in the US: Competing Societal Alternatives, en Baumgarther y Midttun (Eds., 1987).

IIASA (1981), Energy in a Finite World: a Global Systems Analysis, Cambridge, Mass., Ballinger.

P. Joskow (1988), The Evolution of Competition in the Electric Power Indsutry, Annual Review of Energy, Vol, 13.

P. Joskow y R. Schmalensee (1983), *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*, Cambridge, Mass., MIT Press.

A. Labra (1978), *Economía y política de energéticos*, Comercio Exterior, septiembre.

P. Le Bel (1982), *Energy Economics and Technology*, Baktimore, Jhons Hopkins University Press.

B. Marchan (1983), *Elements of a Methodology for Energy Planning*, The Second Inernational Seminar on Energy Planning, OLADE/CEE/MMEC, Colombia.

G. Martínez Domínguez (1971), *Integración y desarrolla de la industria eléctrica en México: la obra de 1965-1970 y perspectiva*, El Trimestre Económico, No. 38, abril/junio.

M. Messing et. Al., (1979), *Centralized Power. The Politics of Scale in Electricity Generation*, USA, Oelgeschlager.

P. Odell (1980), *The Electricity Sector and Energy Policy*, en C. Sweet (Ed., 1980), *The Fast Breeder Reactor, Need? Cost? Risk?*, Londres, Macmillan.

OECD, *Energy Statistics and Historical Series*, varios años.

R. Pindyck (1979), *The Structure of World Energy Demand*, Cambidge, Mass., MIT.

L. Puiseux (1987), *The Ups and Downs of Electricity Fore casting in France: Technocratic Elitism*, en Baumgartner y Midttun (Eds., 1987).

A. Saíz de Bustamante (1989), *Planeación energética*, Ponencia ante el VII Seminario Internacional de Planificación Energética, México, Programa Universitario de Energía, UNAM.

UNECE (1983), *An Efficient Energy Future. Porspects for Europe and North America*, Londres, Butterworths.

M. Wionczek (1977), *La industria eléctrica en México*, en *El nacionalismo mexicano y la inversión extranjera*, México, Siglo XXI.

(1987), *Reflexiones sobre el futuro de los energéticos en México*, Comercio Exterior, Vol. 37 No. 10, octubre.

Anderson, D., (1993), "Energy Efficiency and the Economics of Pollution Abatement", in *Annual review of Energy and Enviroment*.

Anderson, D. Y Cavendish, W., (1992), "Efficiency and Substitution in Pollution Abatement: Three Case Studies", in World Bank Discussion Paper No. 186. World Bank, Washington, D.C.

Person, P.J.G., (1994), "Economic Development, the Supply of and the Demand for Enviromental Quality in Relation to the Electricity Sector in Developing Countries", Energy Markets in Transition Conference Proceeding of the International Association for Energy Economics (IAEE) 17th Annual International Energy Conference, Stavanger, Norway, Vol.I.

Sutherland, Ronald, (1993), " Market Barriers to Energy-Efficiency Investment", en The Energy Journal, 12:315-34.

Joskow, P., (1987), " Productivity Growth and Technical Change in the Generation of Electricity", The Energy Journal, 13;41-74.

SEDESOL, (1993), " Informe de la situación general en materia de Equilibrio Ecológico y Protección al Medio Ambiente 1991-1992", Instituto Nacional de Ecología.