



Universidad
Nacional Autónoma
DE
México

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROYECCIONES DE REFINACIÓN
DE GASOLINAS EN MÉXICO AL
2030: IMPACTO ECONÓMICO Y
EMISIONES DE CO₂**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERIA

ENERGÍA – ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

P R E S E N T A:

ELÍAS GRANADOS HERNÁNDEZ

TUTOR:

DR. MANUEL MARTÍNEZ FERNÁNDEZ

2006





Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

AGRADECIMIENTOS.

****En memoria de mis padres Adalberto Granados Mondragón y Antonia Hernández Porras****

Al Dr. Manuel Martínez Fernández por su experiencia y conocimientos sobre el tema desarrollado, su asesoría y apoyo incondicional.

Al Dr. Enrique Daltabuit por su confianza y apoyo incondicional.

Al Dr. Gianfranco Bisiachi Giraldi, Coordinador del Centro Tecnológico de la FES- Aragón, por su paciencia en la realización de este trabajo.

Al Centro de Investigación en Energía (CIE) por permitirme desarrollar este trabajo en sus instalaciones.

A la Dirección General de Asuntos del Personal Académico (DGAPA) por la beca proporcionada para la realización de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO	Página
RESUMEN	i
SUMMARY	ii
HIPÓTESIS	iii
OBJETIVO PRINCIPAL	iii
INTRODUCCIÓN	1
ANTECEDENTES	4
<u>CAPÍTULO 1</u>	<u>7</u>
ECONOMÍA, ENERGÍA Y GASES DE EFECTO INVERNADERO	
1.1 <i>Economía y energía</i>	7
1.2 <i>Estructura económica en México</i>	9
1.3 <i>Contaminación del aire</i>	13
1.4 <i>Emisiones de CO₂ en las refinerías de petróleo en México</i>	17
<u>CAPÍTULO 2</u>	<u>20</u>
REFINACIÓN DE PETRÓLEO	
2.1 <i>Historia de la refinación de petróleo</i>	20
2.2 <i>Procesos de refinación de petróleo</i>	22
2.3 <i>Tipos de refinerías</i>	23
2.4 <i>Características actuales de las refinerías en México</i>	26
2.5 <i>Situación actual y tendencia en la construcción de refinerías a nivel mundial</i>	29
2.6 <i>Retrospectiva de la capacidad de refinación del proceso de destilación atmosférica</i>	30
2.7 <i>Prospectiva de construcción y expansión de procesos de refinación característicos de refinerías tipo hydroskimming</i>	31
2.8 <i>Prospectiva de construcción y expansión de procesos de refinación característicos de refinerías tipo catalytic cracking</i>	33

2.9 <i>Prospectiva de construcción y expansión de procesos de refinación característicos de refinerías tipo full conversion</i>	34
2.10 <i>Características y capacidad de Procesamiento del crudo mexicano</i>	35
2.11 <i>Producción de gasolinas en México</i>	37

CAPÍTULO 3 **38**

METODOLOGÍA

3.1 <i>Sector de demanda en el LEAP</i>	39
3.2 <i>Prospectiva de demanda de gasolinas Del sector transporte</i>	40
3.3 <i>Sector de transformación en el LEAP (Refinación de petróleo)</i>	42
3.4 <i>Proyecciones de refinación de gasolinas y emisiones de CO₂</i>	43
3.5 <i>Análisis de costos</i>	45
3.6 <i>Escenarios</i>	46
3.7 <i>Costos de mitigación de CO₂</i>	46

CAPÍTULO 4 **49**

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 <i>Escenario Tendencial</i>	50
4.2 <i>Escenario Acelerado</i>	54
4.3 <i>Escenario Moderado</i>	58
4.4 <i>Escenario Factible</i>	62
4.5 <i>Costos de Mitigación</i>	66

CONCLUSIONES **68**

REFERENCIAS **70**

RESUMEN

Se analizaron cuatro prospectivas en la demanda de gasolinas del sector transporte en el periodo 2003 - 2030 y se realizaron diferentes proyecciones de refinación para satisfacer este combustible, utilizando tres distintas tecnologías de refinamiento, procesando dos tipos de petróleo crudo y considerando dos niveles de precios. Así mismo, se estudiaron cinco opciones tecnológicas para reducir las emisiones de bióxido de carbono (CO₂). Con el programa de cómputo Long Range Alternatives Planning (LEAP) se modeló el balance nacional de energía para cada año en el periodo 2009 al 2030 y se estimó el volumen de emisiones de CO₂, para finalmente determinar el costo de mitigación de cada tecnología utilizada. El escenario que simula la demanda tendencial de gasolinas, utilizando refinerías muy complejas, procesando crudo maya, considerando la modalidad de importación de gasolinas y analizadas con precios del 2003 obtendría al 2030 el menor Valor Presente Neto (VPN) y utilizando crudo istmo se procesa el menor volumen, emitiendo una menor cantidad de CO₂. También, la tecnología de Lavado de Gases (LG), que reduce las emisiones de este contaminante en 30% obtiene el costo de mitigación más bajo.

SUMMARY

Four forecasts concerning the gasoline demand in the transport sector during the period 2003 - 2030 were analyzed, and several refining projects were developed in order to satisfy this demand, using three different refining technologies, processing two types of crude oil and considering two price ranges. Moreover, five different technological options to reduce the carbon dioxide (CO₂) emissions were studied. Using the Long Range Alternatives Planning (LEAP) computer program, the domestic energy balance was calculated for each year in the period 2009 – 2030. Likewise, the volume of CO₂ emissions was estimated, to eventually determine the mitigation cost of each technological method. The scenario simulating the tendential demand of gasolines, using complex refineries, processing Mayan crude, considering the modality of gasoline import and using the prices of the year 2003 would obtain by 2030 the lowest Net Present Value (NPV). When using Istmo crude, a smaller volume is processed, and thus a smaller amount of CO₂ is emitted. The Gas Washing (GW) technology, which reduces CO₂ emissions in 30%, obtains the lowest mitigation cost.

HIPÓTESIS

Dado un patrón futuro de escenarios de gasolinas, se puede establecer la capacidad de refinación de petróleo apropiada según aspectos tecnológicos, económicos y ambientales.

OBJETIVO PRINCIPAL

Conocer los impactos económicos y ambientales de diferentes proyecciones tecnológicas de refinación de petróleo que produzcan la gasolina demandada en escenarios alternativos de este combustible para el periodo 2009 a 2030

INTRODUCCIÓN

Conocer la capacidad de refinación de gasolinas en México que permitiría cubrir la demanda esperada de este combustible en el sector transporte para los próximos 25 años, requiere de políticas y acciones energéticas oportunas en este sector de transformación. Además de establecer las inversiones adecuadas para la instalación de tecnologías recientes que incrementen el volumen de este combustible y procesen el crudo de mayor reserva en nuestro país. Así mismo, es necesario invertir en la tecnología de punta que permita reducir las emisiones de CO₂ en las refinerías de petróleo, que está alterando el ambiente y ocasionando el cambio climático, de preocupación mundial y requiere el cumplimiento de acuerdos internacionales.

Según la información publicada por la Secretaría de Energía (SENER) en su balance nacional de energía 2003, el consumo de gasolinas fue de 1127.24 Peta Joule (PJ), de los cuales el 95% correspondió al sector transporte, con incrementó de 22.5 PJ respecto al año anterior y de 67.6 PJ al año 2000. Para abastecer este combustible en el 2003 se importó alrededor de 96 PJ y se refinó un total 1031 PJ en seis refinerías de PEMEX con un rendimiento promedio de este combustible del 33%, procesando un total de 2978 PJ de una mezcla de crudos (PEMEX, 2004a). Es imprescindible comparar los tipos de petróleo y sus volúmenes requeridos para satisfacer las posibles demandas de hidrocarburos con las reservas nacionales, que de acuerdo a lo publicado por PEMEX (2003a), fueron de 36265.9 millones de barriles (mmb), de los cuales el 52.8 % corresponde al crudo pesado (Maya), 37.6% de crudo ligero (Istmo) y el 9.6% de crudo superligero (Olmeca).

En el 2003, el impacto ambiental en el aire de las emisiones nacionales de CO₂ fue de 385 millones de toneladas “MMT” (Bazán & Palma, 2005), de los cuales el 10.2 % (39.6 MMT) correspondieron al sector petrolero (INEGI, 2004); el sector de refinación de

petróleo emitió un total de 14.9 MMT representando el 99% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de esta industria y el resto de las emisiones (1%) fue de metano (CH_4) (PEMEX, 2004b). Las emisiones analizadas en el LEAP por otros autores fueron realizadas en forma agregada en el módulo de refinación de petróleo. Considerando el escenario que utiliza la tecnología muy compleja (Full Conversion), procesando crudo maya, se espera, que para cubrir la demanda de gasolinas en el 2009, las nuevas plantas de refinamiento emitan un 6% de las emisiones nacionales para una demanda tendencial del petrolífero, 6.4 % para el moderado, 19% para el factible y 51% para el acelerado.

Para construir y analizar las perspectivas de demanda de gasolina y las posibles proyecciones de la capacidad de refinación de este combustible, fue empleado el programa de cómputo LEAP (Versión. 2004-0037), desarrollado por el Stockholm Environment Institute de Boston. El LEAP es una herramienta para modelar escenarios energéticos y ambientales, los escenarios se basan en balances integrales sobre la forma en que se consume, convierte y produce energía en una región o economía determinada, según aspectos poblaciones, económicos y tecnológicos (LEAP, 2004). Este programa permitió considerar tres estrategias tecnológicas para refinar petróleo crudo y obtener gasolinas, así como cinco opciones tecnológicas que reduzcan la emisión de CO_2 . También, en cada simulación se obtiene el VPN de los costos de inversión y de operación y mantenimiento, tanto fijo como variable, durante el periodo de análisis. Y finalmente, se obtiene el costo para mitigar las emisiones de CO_2 para cada proyección. Dicho estudio integral de energía y ambiente pretende ayudar a establecer las políticas necesarias para satisfacer la demanda de gasolina y cuidar el ambiente.

El análisis de las proyecciones en este trabajo fue realizado por primera vez en el LEAP desagregando el módulo de refinación de petróleo en cada una de las refinerías existentes en México y modelando las nuevas capacidades de refinación al 2030, permitiendo obtener: el consumo de crudo, la producción de gasolinas y las emisiones de CO₂. Adicionalmente se obtuvieron el VPN de casa escenario y los costos de mitigación de las tecnologías que reducen las emisiones de este contaminante.

El CO₂ es uno de los gases responsables del cambio climático global en la tierra, dado la temperatura promedio del planeta y ocasionando alteraciones al medio ambiente. El CO₂ se produce principalmente por la combustión de combustibles fósiles que son utilizados diariamente para satisfacer los servicios de la sociedad en diferentes países en el mundo. Actualmente, la concentración de CO₂ en la atmósfera es 25% mayor que en la época preindustrial (Jo, 2001) y esta problemática es abordada en reuniones internacionales por las Naciones Unidas y otros organismos para regular las emisiones de este contaminante. Para el caso de México se ubica como el catorceavo país emisor en el mundo de gases de efecto invernadero y uno de los grandes emisores de América Latina (Boyd, 2002).

ANTECEDENTES

El sector energético mexicano es parte fundamental de la estrategia económica del Gobierno de la República en el cumplimiento de generar las mejores condiciones para el crecimiento y el mejoramiento de calidad de vida de todos los mexicanos. La energía no es sólo un insumo sino un detonador del desarrollo económico y social. Las industrias energéticas mexicanas contribuyen con el tres por ciento del Producto Interno Bruto (PIB) del país, SENER (2000b). En los próximos 25 años es muy probable que México entre en una etapa de desarrollo económico sostenido, que se reflejará en un aumento del PIB de alrededor de 5% anual, y se sustentará en una estabilidad política y una amplia apertura democrática. Si los programas de modernización tienen éxito, la demanda energética global interna crecerá a un ritmo menor que el PIB, de acuerdo a lo publicado por Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) (2001).

En el año de 1997, Petróleos Mexicanos (PEMEX) definió un ambicioso y extenso programa de reconfiguración de las seis refinerías del Sistema Nacional de Refinación (SNR), por el cual aumentará su capacidad de producción, apoyándose en dos objetivos: alcanzar una mayor productividad y obtener productos de alto valor. Este programa de inversión multianual busca modernizar y mejorar la productividad en las operaciones del sistema de refinación; incrementar su capacidad para procesar crudo pesado; expandir su producción de combustibles más limpios y de alto valor, tales como gasolinas de grado Premium, a expensas de reducir la producción de combustóleo pesado y residuales y finalmente, alcanzar incrementos anuales en su producción, conforme lo requiera la expansión económica de México. De esta forma, y de acuerdo al documento de PEMEX (2000) se esperaba incrementar la capacidad de producción de gasolinas en 50% para los próximos años.

Por otra parte y de acuerdo al documento de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público del país (SHCP) (2001), se menciona que las estrategias de inversión en la industria de refinación de petróleo está orientada a aumentar la oferta doméstica de gasolinas y combustibles industriales de mejor calidad para cumplir con normas ambientales más estrictas, a mejorar el rendimiento de destilados por barril de crudo procesado y aumentar la capacidad de transformación de crudo pesado (Maya), lo que se traducirá en un consumo interno más acorde con nuestra dotación de reservas de hidrocarburos.

Actualmente y de acuerdo a la información obtenida por PEMEX (2004c), en septiembre del 2004, y en base a la respuesta de la solicitud obtenida por el Instituto Federal de Acceso a la Información Pública (IFAI), las seis refinерías de petróleo en operación en México tienen una capacidad nominal de proceso de crudo de 1540 Miles de Barriles Diarios (MBD), es decir la misma capacidad que existía en el 2003 y 19 MBD menos que en el 2000 y 2001. De esta forma, la refinерía que presenta la mayor capacidad nominal de proceso de crudo es la refinерía Salina Cruz (SC) que en el período 2000 a 2004 no incremento su capacidad nominal y registró un total de 330 MBD de los cual 36 es crudo pesado (Maya) y el 60% de crudo ligero (Maya). La segunda refinерía con mayor capacidad nominal de crudo fue Tula (TU) con un total de 315 MBD en el 2004, retrocediendo 5 MBD en comparación con los años 2000 y 2001, teniendo una capacidad del 33% de crudo pesado y el resto de crudo ligero. Por otro lado, la refinерía Salamanca presenta una capacidad nominal actual de 245 MBD, manteniéndose sin variación en los últimos cuatro años y teniendo la capacidad nominal más alta en el crudo ligero con el 53%. Por otra parte, y de acuerdo a este documento la refinерía con menos capacidad nominal fue Cadereyta con 275 MBD, incrementando su capacidad de crudo pesado en 42 MBD en el periodo 2002 a 2004. Finalmente, Las refinерías Minatitlán y Madero cuentan

con una capacidad nominal de 185 y 190 MBD respectivamente, de los cuales el 32.9 y 85.9 % son para el crudo pesado y el resto para crudo ligero. La capacidad nominal de producción de gasolinas de las seis refinerías en el 2004 contaron con un total de 573 MBD, de los cuales, el 22% esta presente en la refinería Tula con un total de 127 MBD, seguido por Salina Cruz con un total de 118 MBD que representa el 20.5% y de la refinería Cadereyta con un 20.3% con un total de 117 MBD. En el año anterior (2003) se contaba con 8 MBD menos, es decir, se tenía una capacidad nominal total de 565 MBD, igual que en el año 2002, siendo igualmente las refinerías Tula, Salina Cruz y Cadereyta las que presentaron la mayor capacidad de este combustible.

Por otro lado, archivos obtenidos en abril del mismo año (2004) y en respuesta al mismo documento del IFAI, (PEMEX, 2004d) las plantas de refinamiento cuentan con tecnologías de reducción de Óxidos de Nitrógeno (NOx) y de partículas (Quemadores de alta eficiencia para hornos y calderas). Por otra parte, para la reducción de fugas de hidrocarburos aplican la tecnología de instalación de membranas flotantes y de cubiertas de separadores API, y en lo que se refiere a las emisiones evaporativas cuentan con la instalación de dobles sellos en equipos de bombeo. En lo que se refiere a la tecnología de reducción de CO₂ no se menciona si aplican alguna alternativa para la reducción de este contaminante que para el año 2004 represento el 99% de la emisión total de los dos gases principales de efecto invernadero (GEI) (CO₂ y CH₄). La reducción de CO₂ utiliza diferentes opciones tecnológicas que son aplicadas en diferentes industrias que emplean combustibles fósiles para la operación de sus procesos. Por ejemplo, el sector eléctrico emplea técnicas de Gasificación De Ciclo Combinado Integrado para reducir las emisiones de este contaminante a un costo de 18 US \$ / ton y de 47 US \$ / ton empleando la tecnología de Pulverización de Carbono (Anderson, 2004).

1. ECONOMÍA, ENERGÍA Y GASES DE EFECTO INVERNADERO

1.1 Economía y Energía

El crecimiento económico y el consumo de energía en México subsisten, principalmente, de la producción de petróleo crudo y de los productos derivados de éste, que son consumidos por los diferentes sectores económicos del país. A su vez, el consumo de los diferentes combustibles está relacionado con el crecimiento poblacional (Véase Tabla 1.1) y la facilidad que esta población tenga por adquirir bienes en la búsqueda de su comodidad, trayendo como consecuencia un deterioro ambiental por el consumo de los diferentes productos derivados del hidrocarburo.

Tabla 1.1. Población Nacional en México

Año	Población Total	Población Urbana	Población Rural	Consumo de Energía (Petajoules)
	Millones de Habitantes			
1995	93.6	62.3	31.2	5529
1996	95.1	63.7	31.3	5745
1997	96.5	65.0	31.5	5955
1998	97.9	66.3	31.5	6188
1999	99.2	67.5	31.6	6157
2000	100.5	68.8	31.7	6428
2001	101.8	69.8	31.9	6359
2002	103.0	70.8	32.2	6273
2003	104.2	71.7	32.4	6471

Fuente: CONAPO, 2002; SENER, 2003

Se ha establecido (Warner, 2002) que durante un período reciente, en el que la población de Estados Unidos se duplicó, existió un incremento cuatro veces mayor en el Producto Interno Bruto (PIB) y un aumento en la producción de energía eléctrica. En la tabla 1.2 se observa la relación entre el PIB y el consumo comercial de energía de algunos países en el mundo, donde se aprecia la relación entre estas dos variables en países desarrollados y en vías de desarrollo.

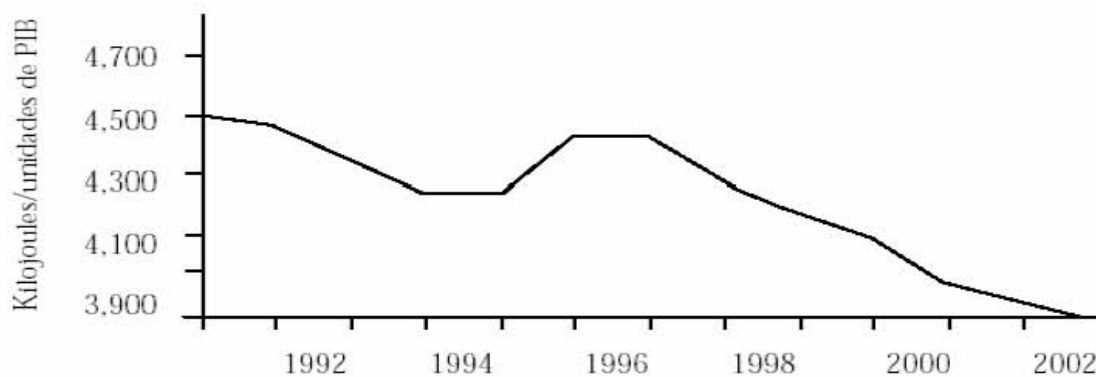
Tabla 1.2. Relación entre el PIB y requerimientos de servicios de algunos países en el 2003

País	PIB (US \$ / cápita)	Consumo de Energía (Kg. de Crudo Equivalente / cápita)	Intensidad Energética (Kg. de Crudo Equivalente / US \$)
India	540	519.91	0.96
Chile	4390	1646.79	0.38
Japón	33860	4053.39	0.12
URSS	2590	4424.06	1.71
Alemania	25700	4205.4	0.16
Reino Unido	28220	3893.03	0.14
Canadá	24560	8240.31	0.34
Estados Unidos	37780	7842.89	0.21

Fuente: Datos y elaboración propia The World Bank Group, 2006

De acuerdo con el INEGI, 2006, el Producto Interno Bruto (PIB) en México para el primer trimestre del 2003 fue de 6732925 millones de pesos corrientes (MMPC) y para el siguiente año fue de 7374919 MMPC, respectivamente. Además, la cantidad de energía que se requiere para producir un peso de PIB calculado a precios de 1993, se ubicó en 3962.5 kilojoules en el 2003, es decir, 1.8% más que el año anterior. De esta forma se reafirma la tendencia reciente de generar más producto con menos energía y, por tanto, con menos emisiones de GEI. La figura 1.1 muestra que el consumo nacional de energía decreció en el 2002 el 2.5 % respecto al año 2000 alcanzando un consumo total de 6276.2 Peta Joule (PJ), de los cuales el 38 % se destino al propio sector energético y el resto al consumo final.

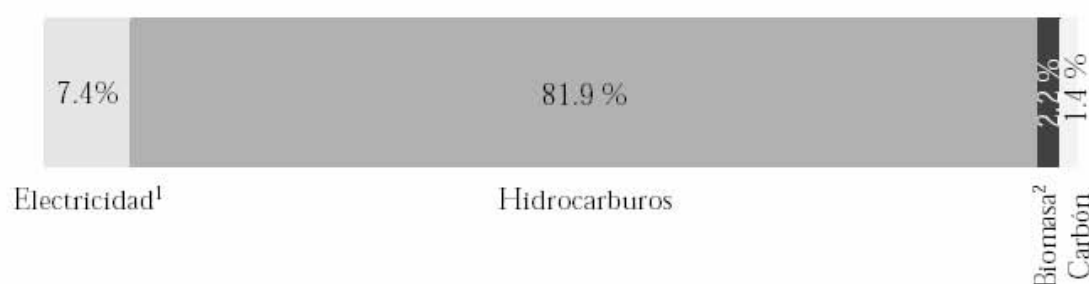
Figura 1.1. Intensidad Energética 1965-2000 (KJ por unidad de PIB)



Fuente: SENER, 2003.

La producción de energía primaria se constituyó principalmente por hidrocarburos con 81.9%, seguido por la electricidad primaria (7.4%) y la biomasa (2.2%) y el carbón (1.4%) como se muestra en la figura 1.2 (SENER, 2003).

Figura 1.2. Distribución porcentual de la oferta total global de energía por tipo de combustible en los años 2000.



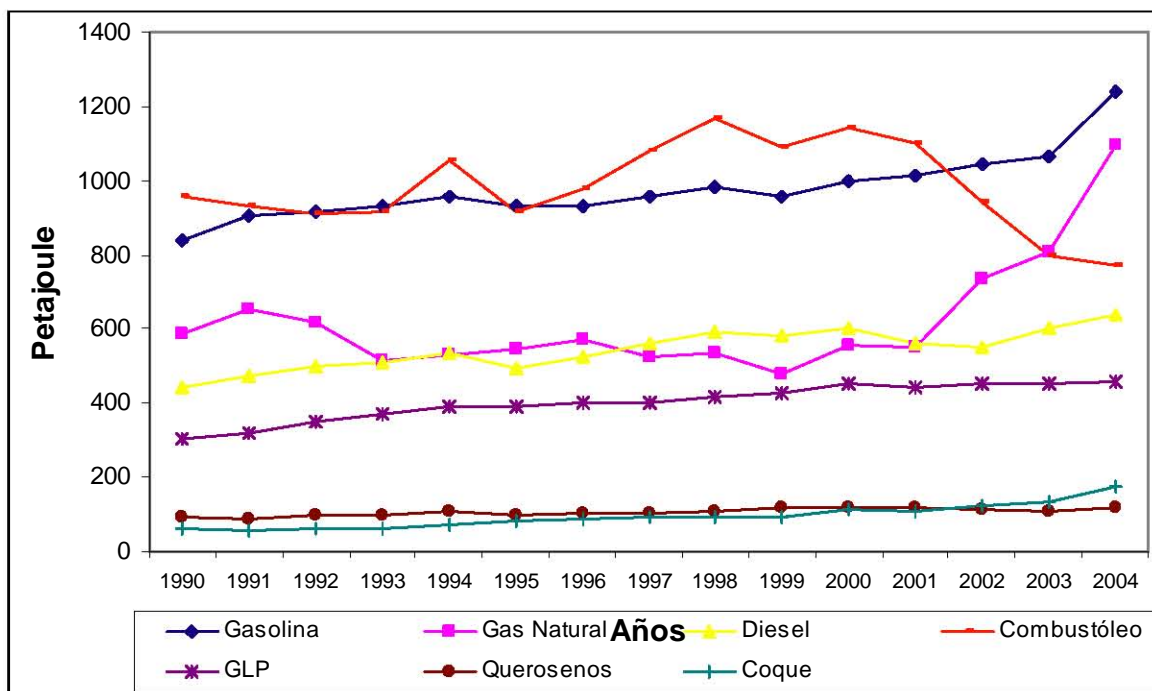
Fuente: SENER, 2003.

1.2 Estructura económica en México

México cuenta actualmente con cinco sectores económicos que consumen productos derivados del petróleo (Industrial, agropecuario, transporte y residencial). En el año de 1990, y tomando en cuenta sólo estos sectores en los balances nacionales de energía 1990 a 2003, el combustible de mayor demanda fue la gasolina con 908.86 PJ, consumiéndose un total de 839.59 PJ en el sector transporte (Véase Figura 1.3). Por otro lado, el Gas Natural (GN) tuvo una demanda de 550.6 PJ siendo su principal consumidor el sector industrial con un total de 415.26 PJ. Otro de los combustibles de mayor consumo fue el diesel con un total de 428.71 PJ. Para el año del 2003, el combustible de mayor demanda siguió siendo la gasolina, incrementándose su consumo en 206.18 PJ con respecto al año 1990 y el combustóleo retrocedió 193.52 PJ consumiéndose un total de 123.11 PJ. Otro de los petrolíferos que registró un incremento considerable fue el diesel, consumiéndose un total de 570.42 PJ, de los cuales el 78% fue utilizado por el sector transporte. Por otra parte, otro de los combustibles cuya demanda incrementó fue el Gas Licuado de Petróleo (GLP),

que en el 2003 se utilizó por un total de 455.67 PJ; es decir 150.94 PJ más que en el año 1990, siendo su principal consumidor el sector residencial con un total de 287.8 PJ. En el caso de los querosenos su mayor consumidor en el año 2003 fue el sector transporte que demandó un total de 105.83 PJ, representando el 98.7% de consumo total de este petrolífero. Con respecto al coque de petróleo (CP) el sector industrial consumió el 98.7% de este combustible en 1990 y para el 2003 el 100% fue consumido por este sector. Como se puede apreciar en la figura 1.3, uno de los combustibles de mayor importancia por su incremento en este periodo de tiempo fueron las gasolinas que de acuerdo a escenarios realizados en este mismo trabajo se incrementará aun más en los próximos años.

Figura 1.3 Consumo de gasolina del sector transporte y de otros petrolíferos demandados en otros sectores de demanda.

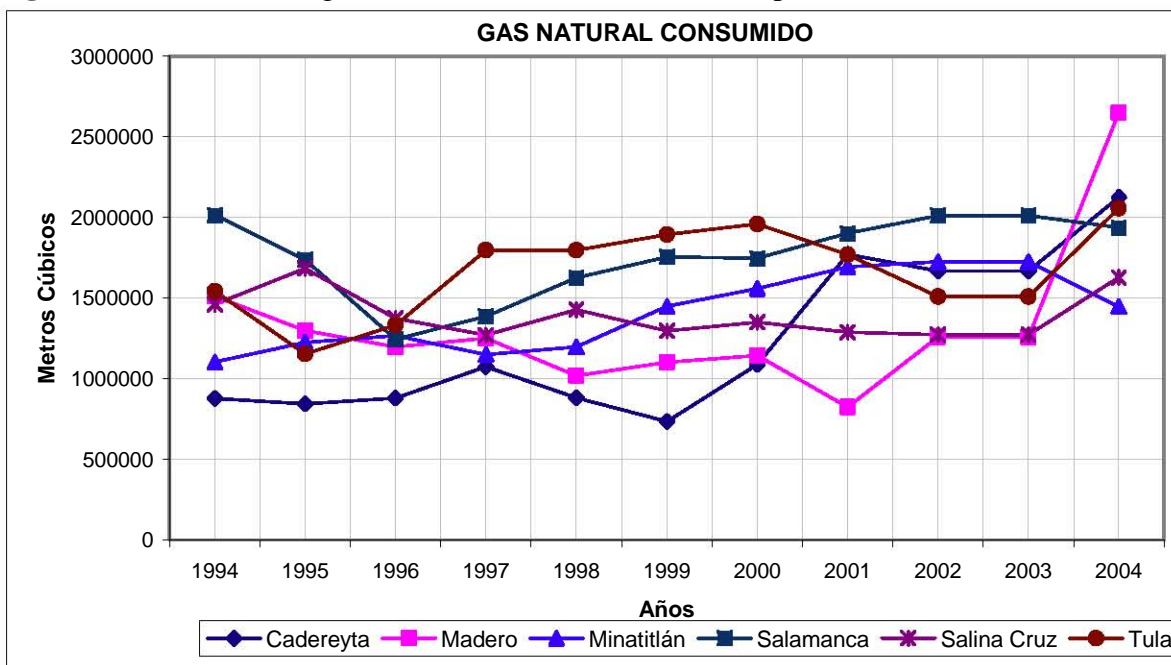


Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 1990 a 2003

Por otra parte, algunos combustibles como el combustóleo, diesel, y GN son consumidos en mayor proporción por las centrales eléctricas. En 1990 consumieron un total de 818.68 PJ, con una participación del 80% del primer combustible, y para el año 2003, el consumo de estos tres petrolíferos totalizó 1319.87 PJ, registrando un incremento de 501.19 PJ; siendo también su mayor participante el combustóleo con un total de 677.94 PJ. A pesar de esto, el gas natural registró un crecimiento considerable en este lapso de tiempo al incrementar su consumo en 467.95PJ en el 2003; es decir, se consumió un total de 611.55 PJ. Finalmente, el diesel es el combustible de menor participación en este sector de transformación, el cual consumió un total de 29.58 PJ (2003); es decir, 13.97 PJ más que en 1990.

También, las refinerías de petróleo que producen los diferentes combustibles son fuente propia de consumo de algunos de estos petrolíferos para la operación de los diferentes procesos con los que cuentan estas plantas de refinamiento de crudo. Algunos de los combustibles de mayor consumo en estas plantas fueron el GN. En 1994 se consumió un total de 8512829 m³ de los cuales, el 23% lo consumió la refinería Salamanca (SA) con un total de 2015980 m³ representando la mayor demanda, seguida por la refinería Tula (TU) que totalizó 1543240 m³ con el 18%. La refinería que menor consumo tuvo de este energético fue la refinería Cadereyta (CA) con el 10.31%. En el año 2000, el consumo de este combustible se incrementó en 334942 m³ con respecto al primer año, siendo la refinería TU la que consumió la mayor parte con un 22.14%, es decir demandando un total de 1958738 m³. Para el año 2004, el incremento fue de 3331091 m³ con respecto a 1994 y la refinería Madero (MA) consumió la mayor parte con un 22.37% seguido por la refinería CA con un 17.94%, como se observa en la figura 1.4.

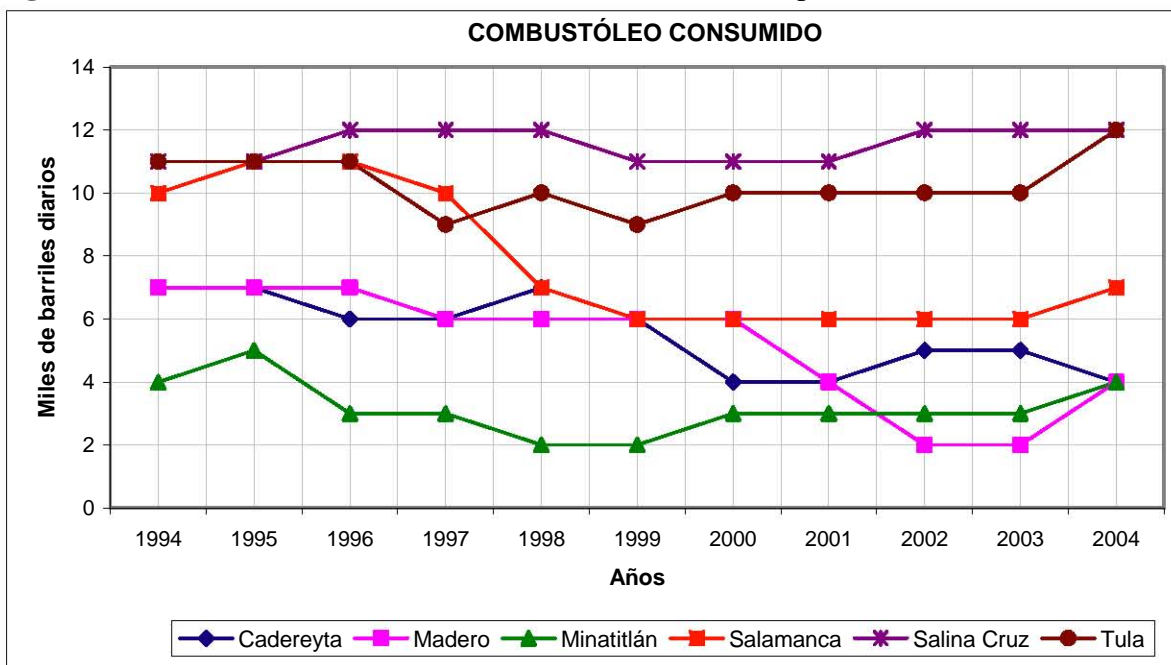
Figura 1.4. Consumo de gas natural en las seis refinерías de petr3leo en M3xico



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX,2004e

Otro de los combustibles demandados en estos centros de transformación fue el combust3leo que en el per3odo 1994 a 2004 sum3 un total de 479 000 Barriles Diarios (BD), siendo su tendencia de decrecimiento en la mayor3a de las refinер3as. Para el inicio de este periodo las refinер3as con mayor participaci3n fueron Salina Cruz (SC) y TU con un 22% cada una. En el a3o 2000, tuvo un consumo menor a 10 000 BD con respecto al primer a3o de este per3odo y para el 2004 fue menor a 7 000 BD. A lo largo de este periodo las dos refinер3as mencionadas anteriormente mantuvieron la mayor participaci3n en el consumo de este petrol3fero (V3ase Figura 1.5).

Figura 1.5. Consumo de combustóleo en las seis refinерías de petróleo en México



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX, 2004e

1.3 Contaminación del aire

La contaminación del aire es resultado de la vida moderna y es consecuencia de la manera en como se desarrollan las ciudades y países enteros. De esta forma, la contaminación es resultado de cómo se producen nuestras mercancías, cómo las transportamos junto con nosotros y cómo generamos la energía para calentar e iluminar los lugares donde vivimos, nos divertimos y trabajamos (Warner, 2002). Se puede definir la contaminación del aire como la presencia en la atmósfera exterior de uno o más contaminantes o sus combinaciones, en cantidades tales y con tal duración que sean o puedan afectar la vida humana, de animales, de plantas, o de la propiedad que interfiera el goce de la vida o el ejercicio de las actividades.

Existen una gran variedad de contaminantes vertidos al aire, éstos se pueden clasificar en primarios y secundarios y pueden ser de origen antropogénico (ocasionados

por el hombre) o naturales. De los primeros contaminantes mencionados anteriormente existe un grupo denominado Gases de Efecto Invernadero (GEI) que están ocasionando el calentamiento global del planeta con consecuencias catastróficas para todos los seres humanos. De este grupo de GEI, el Bióxido de Carbono (CO₂) incrementó su concentración de 280 partes por millón (ppm) de la era pre industrial a 350 ppm en los tiempos actuales (Fadel et al, 1999). Por otro lado, se menciona que los GEI han crecido en su concentración a una tasa anual del 3.3% en los últimos cincuenta años y que es probable que se dupliquen durante este siglo (Galindo y Aroche, 2000). Las consecuencias del cambio climático son múltiples, siendo la más importante la elevación de la temperatura ocasionando múltiples fenómenos climáticos en el planeta, así como daños a la salud por el incremento de cáncer en la piel y además de representar un peligro potencial para la extinción de diversas especies de flora y fauna.

El cambio climático global se ha convertido, en los últimos años, en un tema de intenso interés y debate. Las consecuencias de este calentamiento como se mencionó anteriormente son diversas y representan un problema mundial que requiere de reglamentaciones de largo plazo que sean acordadas en forma común entre la mayoría de los países del planeta.

Con lo que respecta a México, el proceso de industrialización se ha concentrado tradicionalmente en actividades con altos índices de contaminación y que esta industria corresponde a la hipótesis de Linder en donde la oferta sigue a la demanda y, por tanto, se asocia a una fase específica del proceso de crecimiento económico (Galindo & Aroche, 2000). Se requiere pues, precisar las relaciones y las sensibilidades de respuesta entre el crecimiento económico, las emisiones de GEI, los efectos puntuales de las posibles medidas

de mitigación asociadas al uso de diversos instrumentos económicos y el fomento a la innovación tecnológica.

Como se ha mencionado anteriormente el CO₂ ha crecido en forma importante en los últimos años contribuyendo con cerca del 50% de las emisiones de gases al aire y el 80% en el largo plazo como consecuencia del alto contenido de carbono de la mayor parte de los combustibles fósiles (Véase Tabla 1.3) y su prolongado tiempo de vida (entre 50 y 200 años).

Tabla 1.3. Fuentes principales de GEI y rangos de tasa de crecimiento y proyecciones

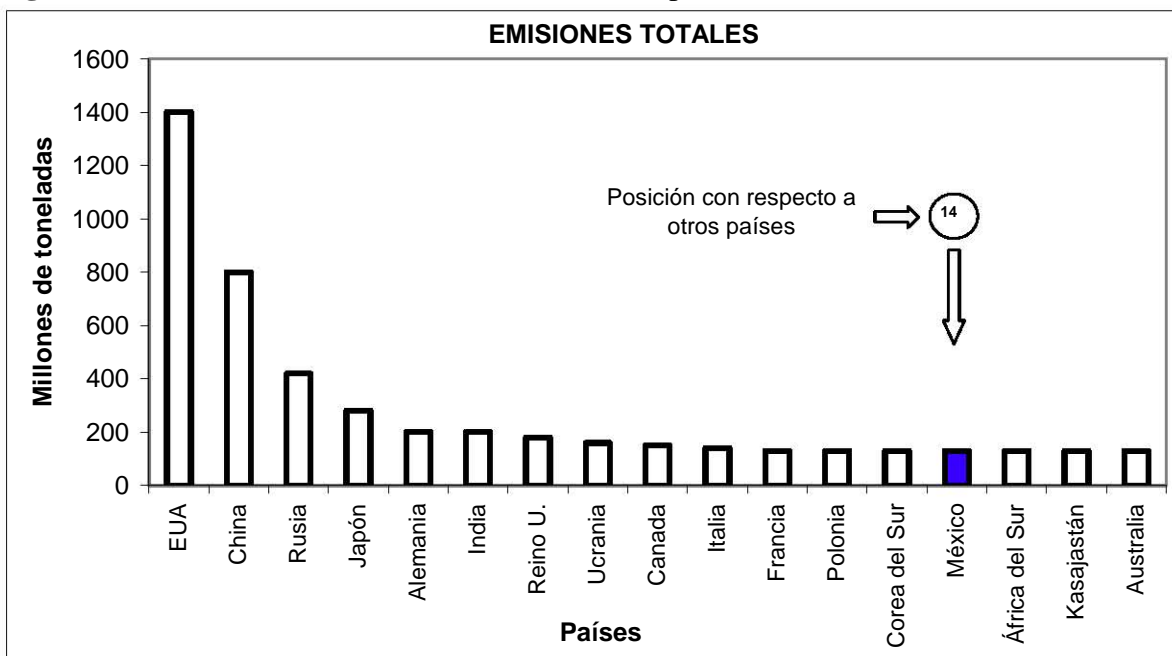
Fuentes	Gases	tmca	
		1850-1990	1990-2010
Combustibles fósiles y deforestación	CO ₂	0.16 – 0.5	0.52 – 1.6
Gas Natural, minas de carbón, quema de biomasa y cultivo de arroz	CH ₄	0.56 – 0.9	0.10 – 0.2
Combustibles fósiles, quema de biomasa y agricultura	N ₂ O	0.15 – 0.25	0.56 – 0.8

Fuente: Galindo & Aroche 2000

tmca: Tasa Media de Crecimiento Anual

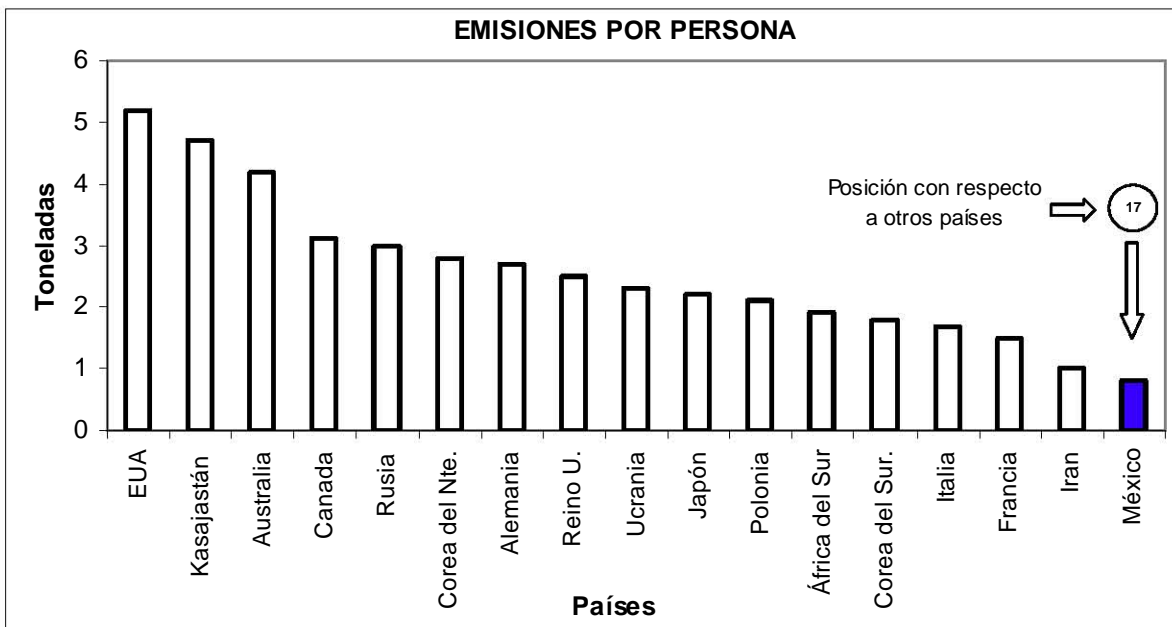
En el caso de México y de acuerdo al Instituto Nacional de Ecología (INE), en su documento publicado “México Ante El Cambio Climático, 1998”, en términos de emisiones de CO₂, México ocupa el lugar 14 (Véase Figura 1.6), lo que es comprensible dada la población con la que cuenta, su nivel de desarrollo y el territorio en que se encuentra, y representa el 6.27% de las emisiones totales a nivel mundial. En lo que se refiere a las emisiones por habitante nuestro país ocupa el lugar 17 con respecto a los países que se muestran en la figura 1.7, emitiendo cerca de 0.9 toneladas de CO₂ por habitante. Finalmente, nuestro país participa con cerca de 160 toneladas de carbono emitido por PIB, ocupando el lugar 16 de los países seleccionados de la figura 1.8.

Figura 1.6. Emisiones Totales de CO₂ en diferentes países en el mundo.



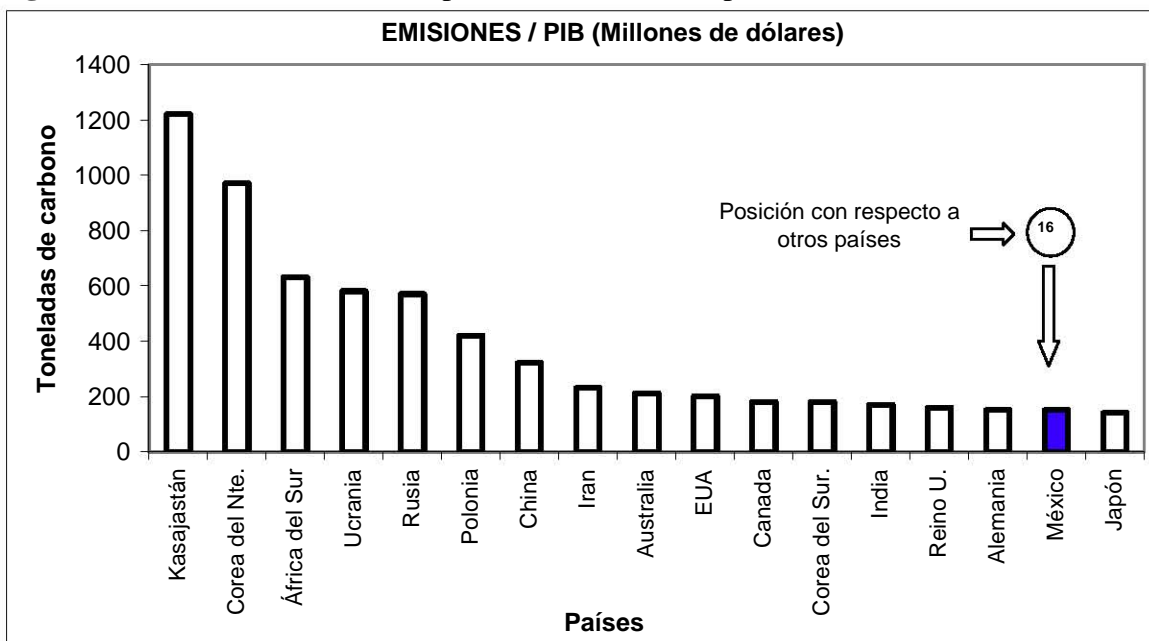
Fuente: INE, 1998.

Figura 1.7. Emisiones de CO₂ por persona en diferentes países en el mundo.



Fuente: INE, 1998.

Figura 1.8. Emisiones de carbono por PIB en diferentes países en el mundo.



Fuente: INE, 1998.

1.4 Emisiones de CO₂ en las refinerías de petróleo en México

Las seis refinerías de petróleo que operan en nuestro país son grandes fuentes de emisiones de CO₂ que contribuyen en forma importante a la contaminación de nuestro país. La complejidad de estas plantas de refinamiento indicará el número de procesos que requerirá para el refinamiento de los diferentes productos derivados del petróleo. De esta forma, los procesos requerirán de combustibles para su operación y por consiguiente emitirán emisiones de este contaminante por los diferentes procesos de combustión en operación.

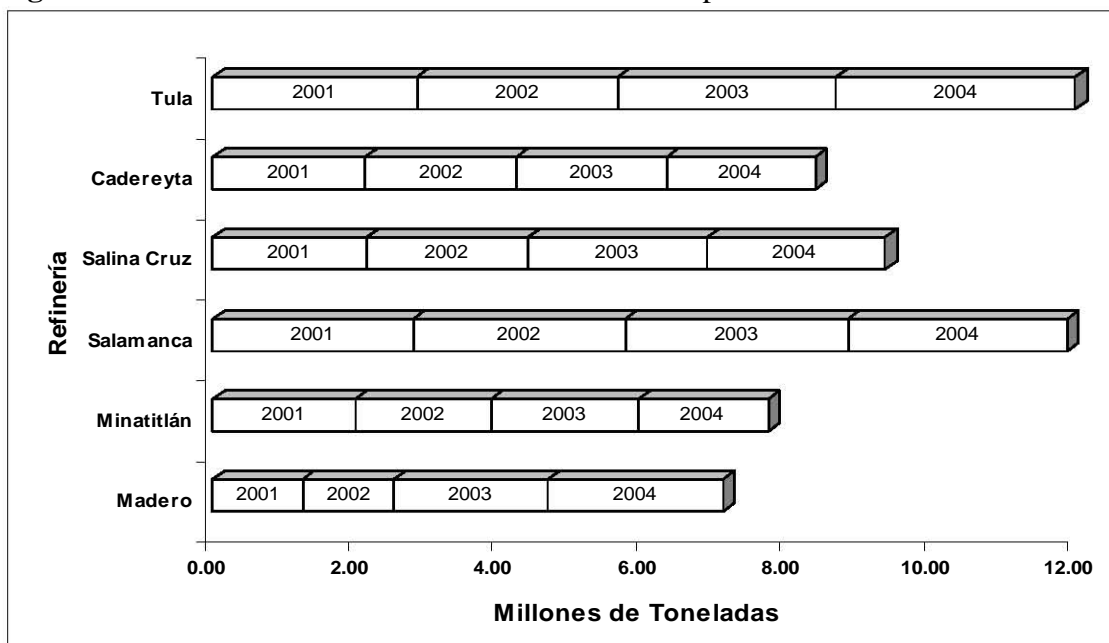
En los últimos cuatro años las refinerías de petróleo en México emitieron un total de 56 millones de toneladas (MMT) de CO₂ (Véase Figura 1.9) de los cuales el 21% fue emitido por la refinería TU (Véase Tabla 1.4) que generó un total de 11.97 MMT. De este total de emisiones en esta refinería, en el año 2004 se emitió un total de 3.31 MMT, que

comparados con los años anteriores se incrementó en 0.48 MMT con respecto al año 2001 y 0.27 MMT con respecto al año 2003.

La segunda refinería de mayor participación en la emisión de este contaminante fue SA que generó un total de 11.87 MMT, siendo el año de mayor emisión el 2003 con un total de 3.10 MMT. Para el año 2004, se redujo este contaminante sólo en 0.04 MMT que significó el 20.2 % de participación de estos años. Salina Cruz con un total acumulado de 9.33 MMT fue la tercer refinería con mayor emisión de este gas. La tendencia en las emisiones de CO₂ en estos cuatro años fue de crecimiento hasta el año 2003 que generó un total de 2.49 MMT, es decir, 0.35 MMT más con respecto al 2001 y 0.25 MMT con respecto al 2002. Para el año 2004, las emisiones fueron menores y se registró un total de 2.47 MMT.

La refinería Cadereyta participó con el 14.85% de las emisiones totales acumuladas de estos cuatro años al generar un total de 8.36 MMT, de los cuales en el 2001 y 2002 emitió un total de 4.22 MMT. La tendencia en las emisiones a partir de este último año fue de reducción hasta alcanzar en el 2004 un total de 2.06 MMT. Por último, las refinerías que tuvieron la menor emisión de este contaminante fueron Madero y Minatitlán que generaron un total acumulado de 14.8 MMT de los cuales el 13.6% se emitió en la primera planta y el 12.58% en la segunda. La tendencia en la emisión de este gas para la primera refinería fue de crecimiento al 2004 que generó un total de 2.43 MMT y para la refinería Minatitlán fue de decrecimiento generando un total de 1.79 MMT.

Figura 1.9. Emisiones de CO₂ en las seis refinerías de petróleo en México.



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX, 2004b

Tabla 1.4 Porcentaje de participación en las emisiones de CO₂ en las refinerías de petróleo en México

REFINERÍA	Participación (%)				
	2001	2002	2003	2004	PROMEDIO
Madero	9.54	9.62	14.34	16.08	12.58
Minatitlán	15.07	14.31	13.77	11.85	13.69
Salamanca	21.27	22.19	20.77	20.21	21.07
Salina Cruz	16.37	16.89	16.69	16.31	16.56
Cadereyta	16.13	15.91	14.02	13.63	14.85
Tula	21.63	21.08	20.41	21.91	21.25

Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX, 2004b

2. REFINACIÓN DE PETRÓLEO

2.1 Historia de la refinación de petróleo

La práctica de la refinación en el proceso de destilación atmosférica es más vieja que la industria del petróleo. Esta comenzó hace cientos de años con la fácil destilación de diversas materias primas. La primera nueva refinería después del descubrimiento de Drake fue construida cerca de Oil Creek en 1860 por William Barnsdall y William H. Abbot. En USA, al final de la guerra civil, más de 100 plantas estaban utilizando 6000 barriles de crudo por día (Berger & Anderson, 1992).

La industria de la refinación del petróleo ha experimentado una expansión y cambio tremendos desde 1950. Aumentos enormes del tamaño de las unidades de proceso, nuevos procesos catalíticos, demandas variables de productos, y nuevas fuentes de petróleo a partir de arenas alquitranadas y pizarras bituminosas han hecho de la tecnología y economía actuales del petróleo una ciencia muy compleja y sofisticada (Gary & Handwerk, 1980).

Durante los primeros años del siglo XX la preocupación central era producir combustibles de mayor calidad técnica, y satisfacer la demanda de los diferentes destilados requeridos. Los productos obtenidos de la refinación del petróleo fueron durante todo este siglo, y lo seguirán siendo en el futuro cercano, la fuente más importante de energía primaria. Esta industria ha evolucionado aceleradamente para satisfacer un mercado en constante evolución, asociado estrechamente a la industria automotriz (IMP, 2001).

Actualmente la industria de refinación del petróleo convierte el petróleo crudo en más de 2500 productos, incluyendo al gas licuado de petróleo (GLP), gasolinas, queroseno, turbosina, diesel, combustóleo, lubricantes, y productos de alimentación para la industria petroquímica (EPA, 2002).

La actividad petrolera en México inició a finales del siglo XIX con la participación de algunas empresas extranjeras (principalmente el Águila, la Huasteca, Standard Oil, Corona y Sinclair) que se dieron a la tarea de realizar las primeras exploraciones, perforaciones y establecer las primeras refinerías (Miller, 2000).

La primera refinería en México la construyó Wasters Pierce Oil Co, en el Puerto de Veracruz en 1886. Ahí se procesaban 500 barriles por día (bpd) de petróleo crudo que era importado de los Estados Unidos. Cuando surge Petróleos Mexicanos en 1938, ya se contaba con seis refinerías con una capacidad instalada de 102 mil barriles por día (MBD) de destilación primaria, 15 MBD en procesos de desintegración y 650 barriles por día de producción de lubricantes. En 1945, la refinería 18 de marzo (Azcapotzalco) se modernizó, aumentando su capacidad a 50 MBD, además se operaron instalaciones para elaborar gasolinas de suficiente octano y calidad a fin de ser utilizadas en la aviación. En la década de los cincuentas se amplió su capacidad a 90 MBD y se completó con una planta de destilación al vacío, otra de desintegración catalítica y tres unidades petroquímicas. Estas instalaciones fueron cerradas en el año de 1991. (PEMEX, 2006).

Por otro lado, en los últimos años, los efectos ambientales negativos por esta industria han llevado a la creación de normas ambientales para su regulación. Por lo cual, se ha invertido en la reducción de emisiones y así cumplir con las normatividades actuales y seguir ofreciendo las características deseadas de los productos (Iglesias, E. 2002).

2.2 Procesos de refinación del petróleo

Existen una gran variedad de procesos químicos y físicos dentro de una refinería para la producción de los diferentes productos derivados del petróleo. La presencia de cada uno de estos procesos tiene una característica específica que permite obtener los diferentes combustibles con diferentes grados de calidad. La tecnología (refinería) utilizada dependerá de muchos factores, entre ellos, el tipo de crudo procesado y los combustibles de mayor demanda, así como de aspectos ambientales.

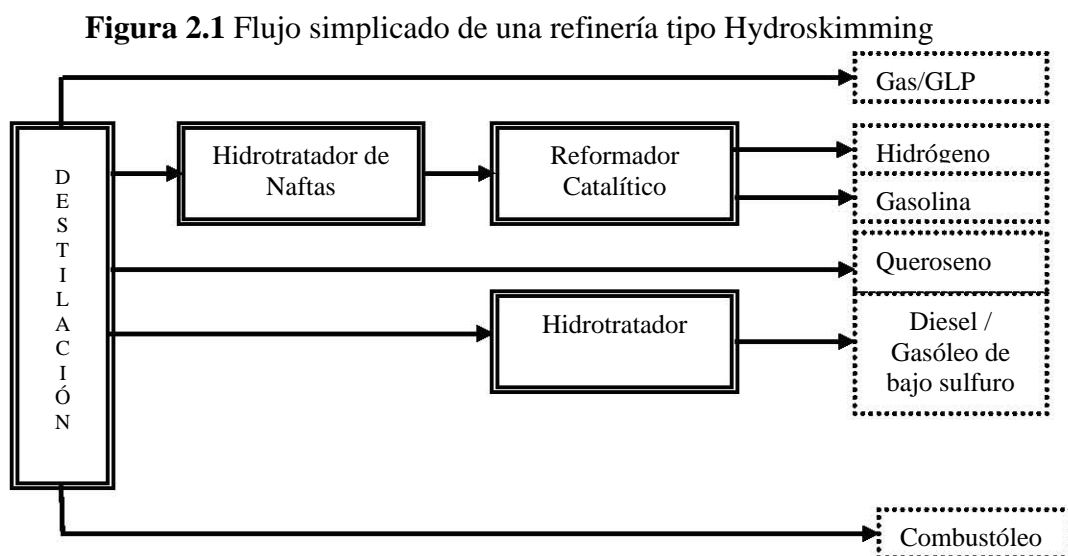
Los diferentes procesos se pueden englobar en las operaciones principales siguientes: (Robles, 2002):

- a) Fraccionar: Consiste en separar una mezcla de hidrocarburos líquidos en diversos grupos específicos que incluyen la gasolina, el diesel, los combustibles y otras sustancias más ligeras.
- b) Desintegrar: Su función es romper los hidrocarburos grandes, convirtiéndolos en compuestos más pequeños y de mayor utilidad.
- c) Rearreglar: Utiliza altas temperaturas y catalizadores para rearreglar la estructura química de los hidrocarburos de petróleo.
- d) Combinar: Hace reaccionar dos o más hidrocarburos o no hidrocarburos, tales como el azufre o el hidrógeno, para obtener otros productos mejorados.
- e) Mezclar: Combina diferentes líquidos para producir los materiales finales con ciertas propiedades deseadas.

2.3 Tipos de refinerías

La Agencia Ambiental (EA, por sus siglas en inglés) clasifica en forma general a las refinerías en (UK Environment Agency, 1999): a) *Hydroskimming* (refinería simple), b) *Catalytic Cracking* (Refinería compleja) y *Full Conversión* (refinería muy compleja). A continuación se describen cada una de estas tecnologías con los procesos característicos de cada una de ellas.

Refinería simple “Hydroskimming”. Este tipo de refinería simple solo tiene una unidad de Destilación Atmosférica (DA) y procesos para la producción de gasolinas, Querosenos y gasóleo (UK Environment Agency, 1999), como el reformador catalítico e hidrotratamiento de destilados. En la figura 2.1 se observa este tipo de refinería.



Fuente: Environment Agency, (1999)

El proceso de DA, uno de los más antiguos, sigue siendo el más importante dentro de una refinería de petróleo y consiste en calentar el crudo y aprovechar las diferentes temperaturas de ebullición de sus componentes para separarlos. En este proceso, el crudo es calentado a una temperatura de 400 °C y por gravedad los líquidos se irán al fondo de la

torre y los gases ascenderán por ésta. La parte más pesada del crudo (fondo del barril) es el residuo atmosférico y es sacado por el fondo de este proceso. Los gases que ascienden se encuentran con platos y los hidrocarburos se van quedando en éstos en orden inverso a su punto de ebullición. Por otro lado, El proceso de reformación catalítica utiliza un catalizador que ayuda o permite que se produzca una reacción química sin sufrir alteración cuando la reacción se lleva a cabo. Cuya función es transformar naftas de bajo octano a naftas de alto octano. Por otra parte, el hidrotratamiento o hidrodesulfuración es un término general aplicado al proceso que se encarga de reducir los compuestos de azufre a partir de la reacción con hidrógeno y formar ácido sulfhídrico por medio de catálisis (Maples, 2000).

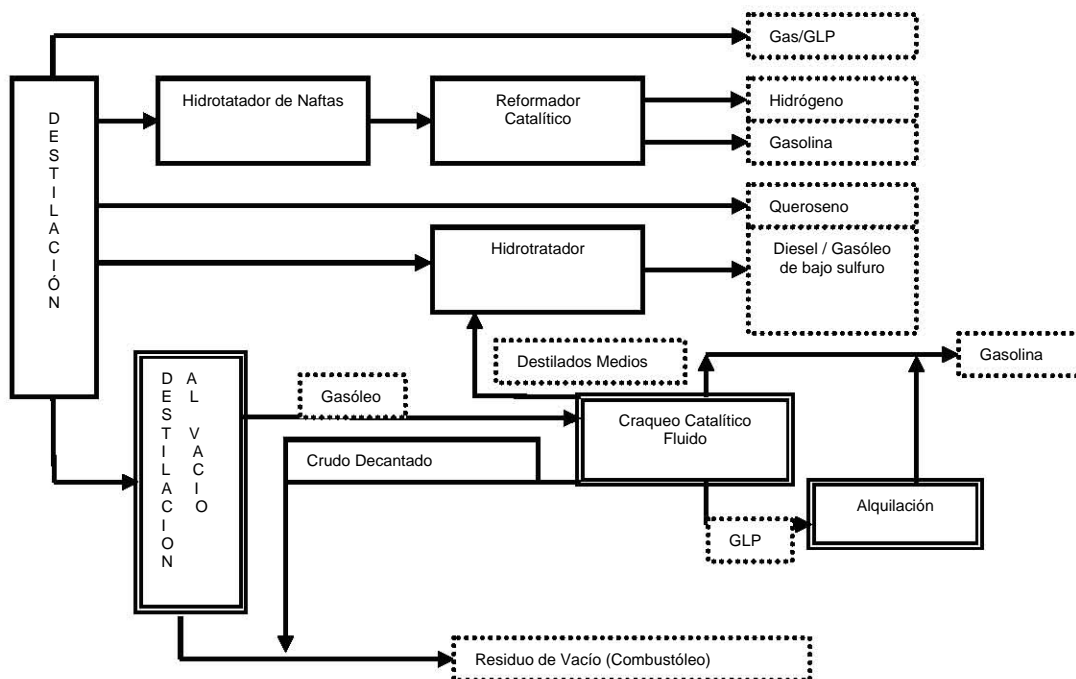
Refinería tipo complejas (Catalytic Cracking). Además de los procesos incluidos en la refinería anterior, este tipo de tecnología incluye un proceso de destilación al vacío (DV) produciendo gasóleo y residuo de vacío. Además de incluir el proceso de Craqueo Catalítico (CC), una planta de alquilación y de proceso de gases. En la figura 2.2 se observa un flujo característico de este tipo de refinería.

De acuerdo con Robles (2002) el crudo reducido es alimentado al proceso de DV de la torre de DA y su función es la de separar más esta fracción realizando una destilación al vacío. Los productos obtenidos son los gasóleos ligero y pesado, aceites lubricantes, asfalto o combustóleo pesado y la alimentación del coquizador.

Por otro lado, el gasóleo ligero producido en la destilación al vacío sirve esencialmente para la carga del proceso de Craqueo Catalítico, el cual cumple la función de romper los hidrocarburos del gasóleo con ayuda de un catalizador. Durante el proceso se forma coque (depósito de carbón), que se deposita en el catalizador reduciendo con esto su actividad catalítica. Los productos de este proceso son gasolina catalítica, destilados ligeros y gasolina que se emplean como combustibles destilados. A la síntesis química por medio

del cual se unen olefinas ligeras (propileno y/o butenos en el proceso antes descrito) con isobutano se le llama alquilación. Los productos del proceso son: alquilado ligero de alto octano y gas licuado de petróleo (GLP).

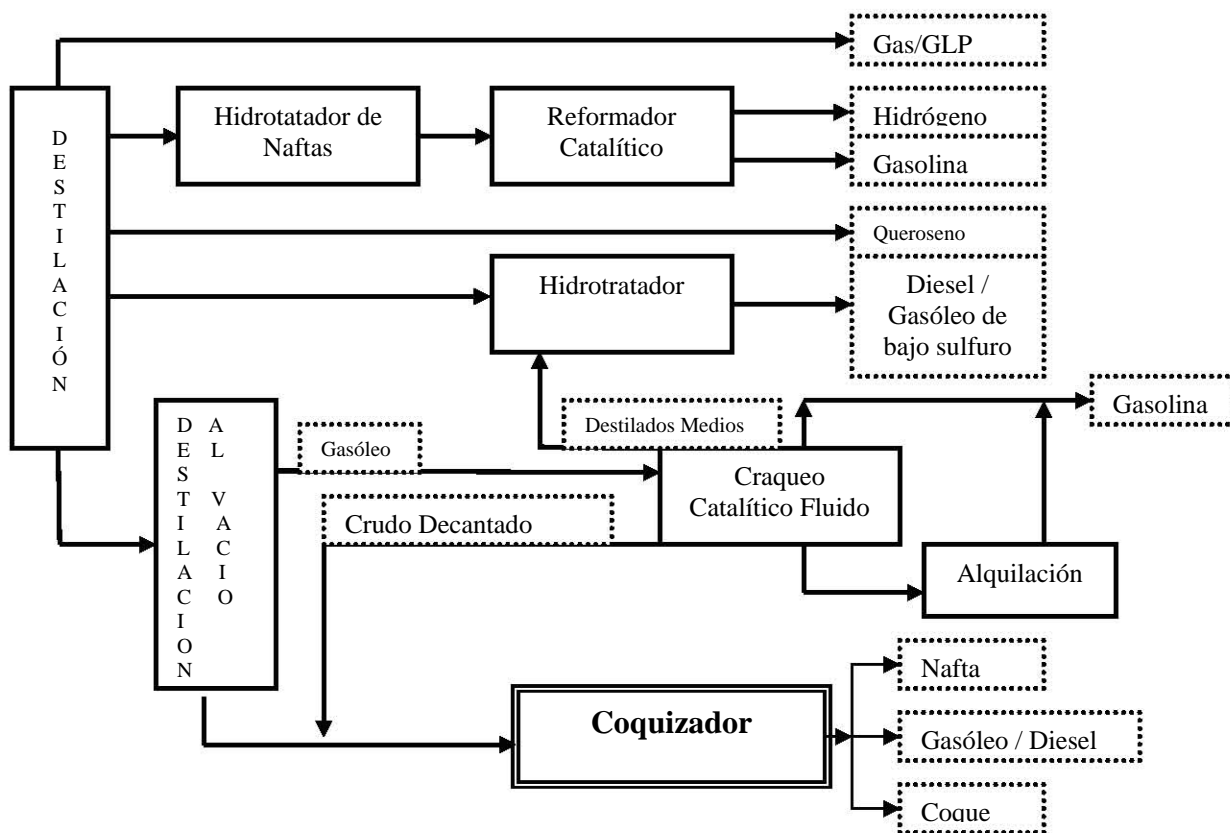
Figura 2.2. Flujo simplificado de una refinería tipo Catalytic Cracking



Fuente: Environment Agency, (1999)

Refinería muy compleja o conversión total, “Full Conversion”. Este tipo de refinerías contiene todos los procesos de las refinerías anteriormente mencionadas y se le añade el proceso de coquización; representando este la última conversión del petróleo crudo en productos de más alto valor (HPI Consultants, 1996). En este proceso los residuos de la destilación al vacío son desintegrados térmicamente para convertirlos en combustibles ligeros y en coque. Los productos en este proceso son: gas combustible, nafta, gasóleos ligeros y pesados y coque. La figura 2.3 presenta un flujo característico de este tipo de refinerías.

Figura 2.3. Flujo simplificado de una refinería tipo full conversion



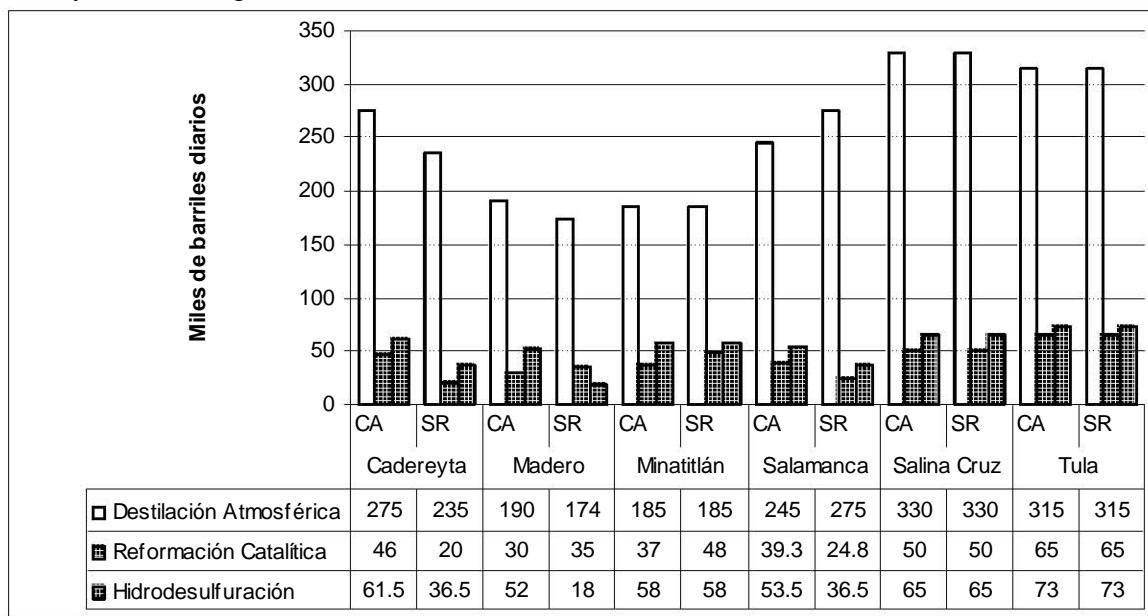
Fuente: Environment Agency, (1999)

2.4 Características actuales de las refiné­rias en México

Actualmente el Sistema Nacional de Refinación (SNR) en México cuenta con seis refiné­rias de petróleo a lo largo de todo el territorio nacional, ubicadas en Oaxaca (Salina Cruz), Hidalgo (Tula), Guanajuato (Salamanca), Querétaro (Cadereyta), Veracruz (Minatitlán) y Tamaulipas (Madero). El proceso de destilación atmosférica en las diferentes refiné­rias tenían originalmente una capacidad nominal de 1514 Miles de Barriles Diarios (MBD) y actualmente con la nueva reconfiguración tienen una capacidad 1540 MBD. Siendo la refiné­ria Salina Cruz la que mayor capacidad tiene con 330 MBD. Para el proceso de reformación la capacidad total actual es de 267.3 MBD contra 242.8 MBD antes de la reconfiguración. Por último el proceso de hidrosulfuración cuenta actualmente con una capacidad total de 449 MBD, incrementando su capacidad en 75.5 MBD. De esta forma, las

refinerías en México que cuentan con estos procesos que caracterizan a una refinería tipo Hydroskimming se muestran en la figura 2.4.

Figura 2.4. Capacidades nominales de los procesos característicos de las refinerías tipo Hydroskimming presentes en las plantas de refinamiento en México con capacidad actual (CA) y sin reconfiguración (SR).

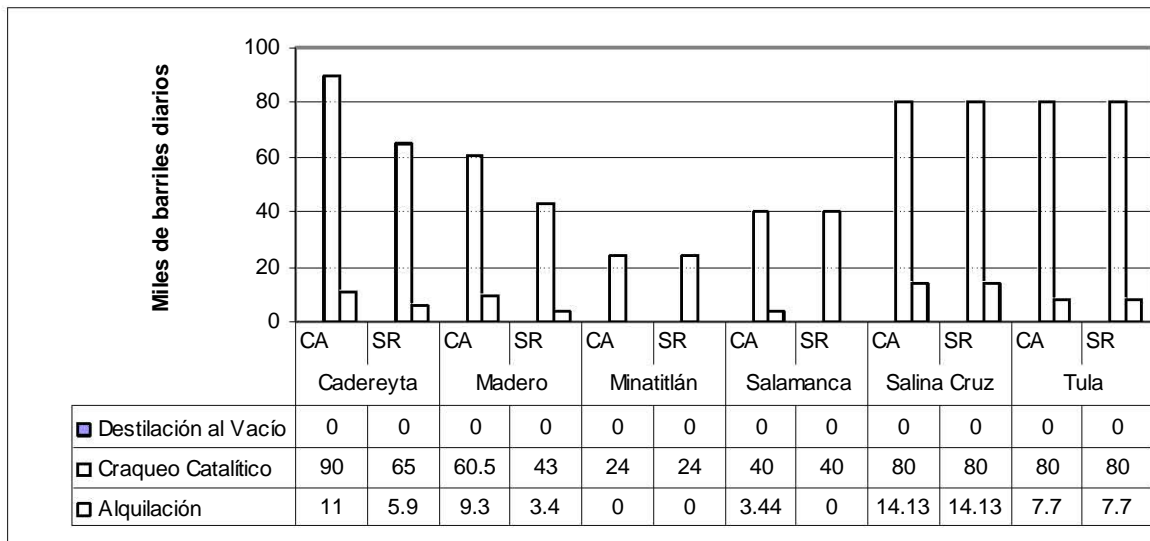


Fuente: PEMEX, (2004c)

Actualmente el proceso de craqueo catalítico característico de las tecnologías de refinación complejas (catalytic cracking) tiene una CA de 374.5 MBD. De este total, la refinería Salina Cruz y Tula procesan 80 MBD cada planta. En lo que se refiere al proceso de alquilación, éste tiene una CA de 45.56 MBD, teniendo la mayor capacidad en la refinería Salina Cruz con 14.12 MBD.

Las capacidades nominales de los procesos que definen a una refinería compleja y que están presentes en las plantas de refinación en México se observa en la figura 2.5.

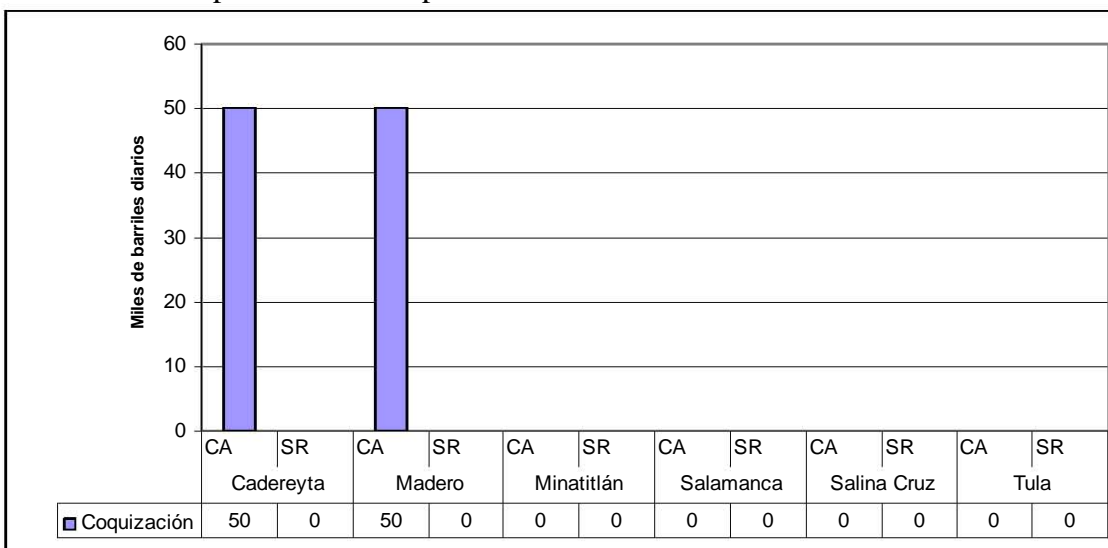
Figura 2.5. Capacidades nominales de los procesos característicos de las refinerías tipo Catalytic Cracking presentes en las plantas de refinamiento en México con capacidad actual (CA) y sin reconfiguración (SR).



Fuente: PEMEX, (2004c)

El proceso de coquización está presente en sólo dos refinerías de las seis existentes en México (Véase Figura 2.6), las cuales tienen una capacidad de carga actual de 100 MBD. Las refinerías que cuentan con estos procesos son la refinería Cadereyta y Madero con una capacidad de carga de 50 MBD cada una.

Figura 2.6. Capacidad nominal de carga del proceso característico de las refinerías tipo Full Conversion presentes en las plantas de refinamiento en México.

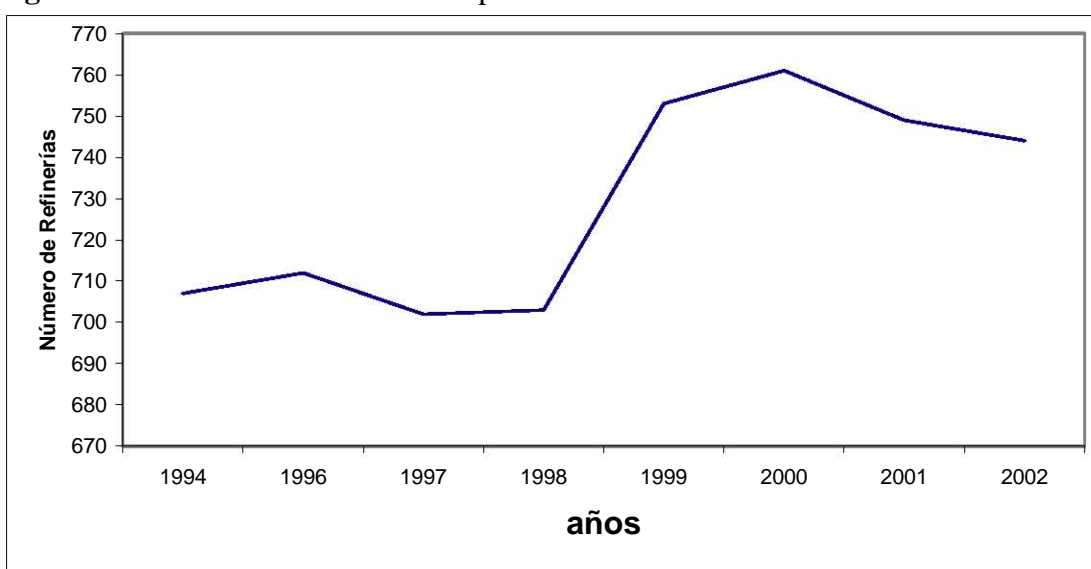


Fuente: PEMEX, (2004c)

2.5 Situación actual y tendencia en la construcción de refinerías a nivel mundial.

De acuerdo a la información recabada por la Agencia de Información de Energía (AIE) - EIA, por sus siglas en inglés - (1995 a 2003), el número de refinerías en los últimos diez años muestra que a partir del año 2000 las refinerías en operación a nivel mundial han tenido un decrecimiento, al pasar de 761 refinerías en el 2000 a 749 en el 2002 (Véase Figura 2.7).

Figura 2.7 Número de refinerías en operación a nivel mundial.

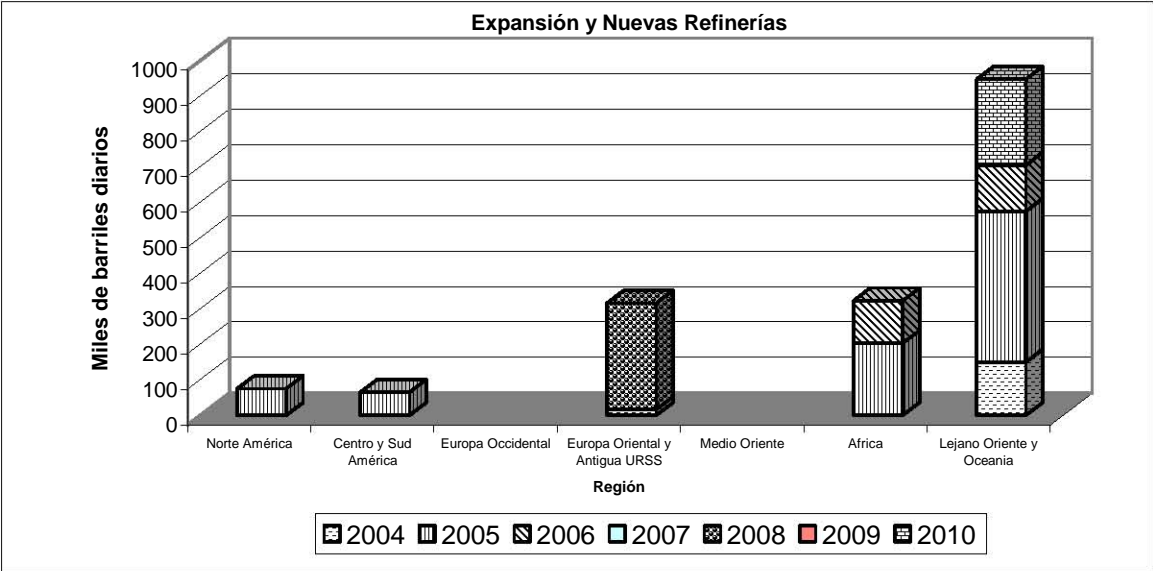


Fuente: Elaboración propia con información de EIA, 1995 a 2003

Por otra parte, la tendencia en la construcción y expansión de las refinerías en el mundo indican que la región del Lejano Oriente y Oceanía tendrán un avance significativo al proyectar la construcción y posible expansión de refinerías en el 2004, 2005, 2006 y 2010, con una capacidad de 150 mbd, 425 mbd, 130 mbd y 243 mbd respectivamente (Véase Figura 2.8). Los países que contribuyen a esta expansión y construcción son China con dos nuevas refinerías, India con una nueva refinería, Indonesia con dos nuevas plantas, Angola con una nueva planta, el Chad y Nigeria que está dentro de la región africana y que tendrán una nueva refinería para cada país; Estados Unidos y Colombia que pertenecen al

continente Americano solo expandirán sus refinerías; Viet Nam del Lejano Oriente tendrá una nueva refinería y por último Kasakhtan y Ucrania que son dos países de la Europa Oriental y la Antigua URSS construirán nuevas refinerías.

Figura 2.8. Capacidad de refinación de crudo en nuevas refinerías.

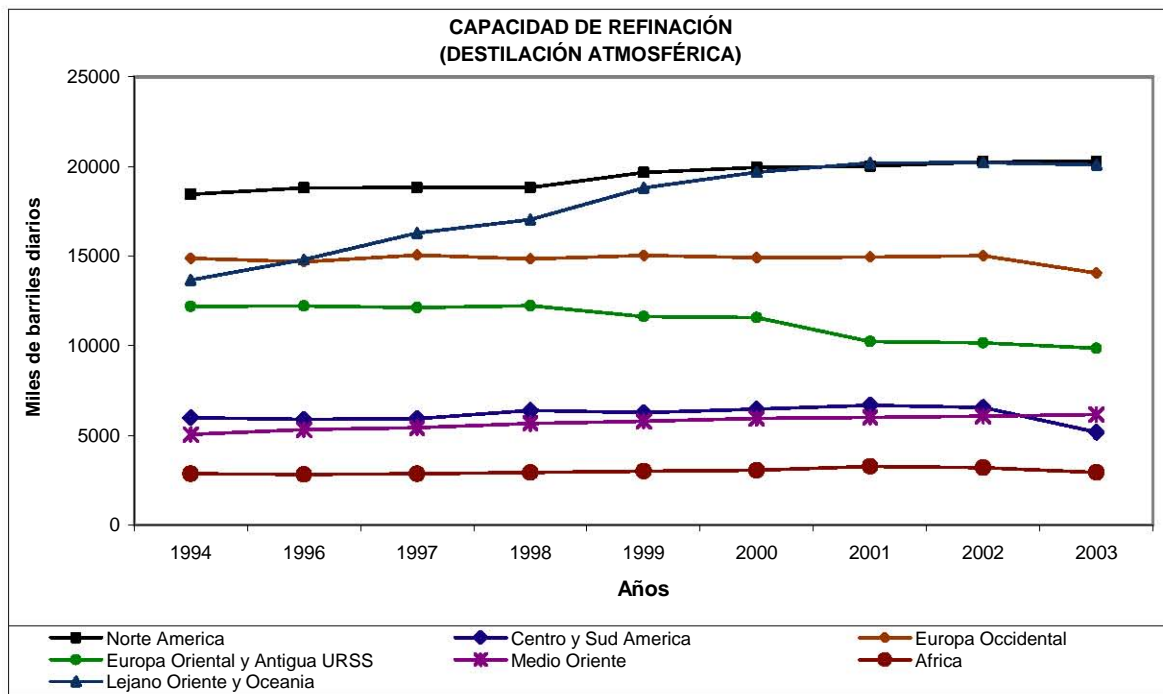


Fuente: Elaboración propia con información de Worldwide Construction Refineries Projects (2004)

2.6 Retrospectiva de la Capacidad Refinación de Destilación Atmosférica (CRDA)

A partir de los años noventas, la CRDA a nivel mundial ha tenido pocas variaciones que se ve reflejado en la mayor capacidad de refinación en algunas regiones, así como el decrecimiento en algunas otras. En la figura 2.9 se observa la variación en la CRDA a nivel mundial. De acuerdo a las estadísticas publicadas por AIE, en el año 2000, la CRDA a nivel mundial fue de 81529 miles de barriles diarios (mbd) y en el 2003 se ubicó en 58275 mbd. Es decir, se perdió un total de 23254 mbd de la capacidad. Siendo la región de Norte América y el Lejano Oriente y Oceanía las que contribuyeron con la mayor CRDA con 20088 mbd cada una.

Figura 2.9. Tendencia reciente en la capacidad de refinación (Destilación atmosférica) en las diferentes regiones del mundo.

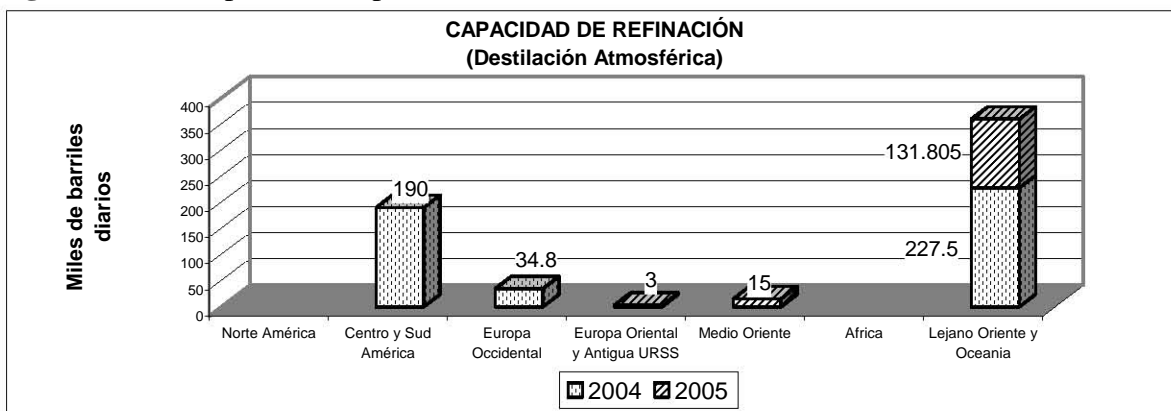


Fuente: Elaboración propia con Información de EIA, 1995 a 2003

2.7 Perspectiva de construcción y expansión de procesos de refinación característicos de refinerías tipo Hydroskimming.

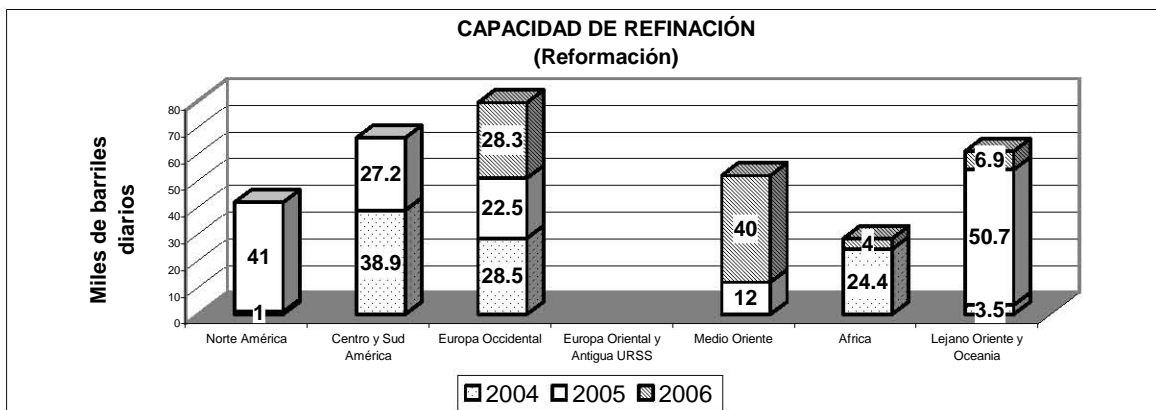
La tendencia futura en construcción de nuevos procesos característicos de una refinería tipo Hydroskimming se muestran en las figuras 2.10, 2.11 y 2.12. Donde el Lejano Oriente presenta la mayor capacidad de construcción de torres de destilación atmosférica con un total en el 2005 de 350 mbd (Véase Figura 2.10). Para el caso del proceso de reformación se pretende expandir su capacidad en el 2006 en cerca de 80 mbd en la región de Europa Occidental y de 66 mbd en el sur de América, seguido por el Lejano Oriente con casi 60 mbd (Véase Figura 2.11). Por último, la figura 2.12 muestra una tendencia en la mayoría de las regiones en construir procesos que eliminen el azufre de los combustibles refinados construyendo plantas de hidrotreatmento.

Figura 2.10. Prospectiva del proceso de destilación atmosférica



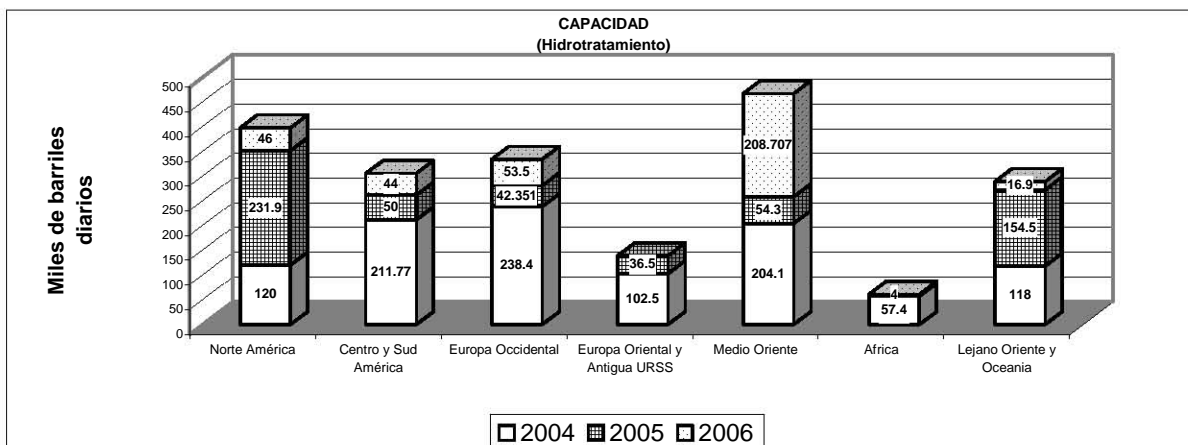
Fuente: Elaboración propia con información de Worldwide Construction Refineries Projects (2004)

Figura 2.11. Prospectiva del proceso de reformación



Fuente: Elaboración propia con información de Worldwide Construction Refineries Projects (2004)

Figura 2.12. Prospectiva del proceso de hidrotratamiento

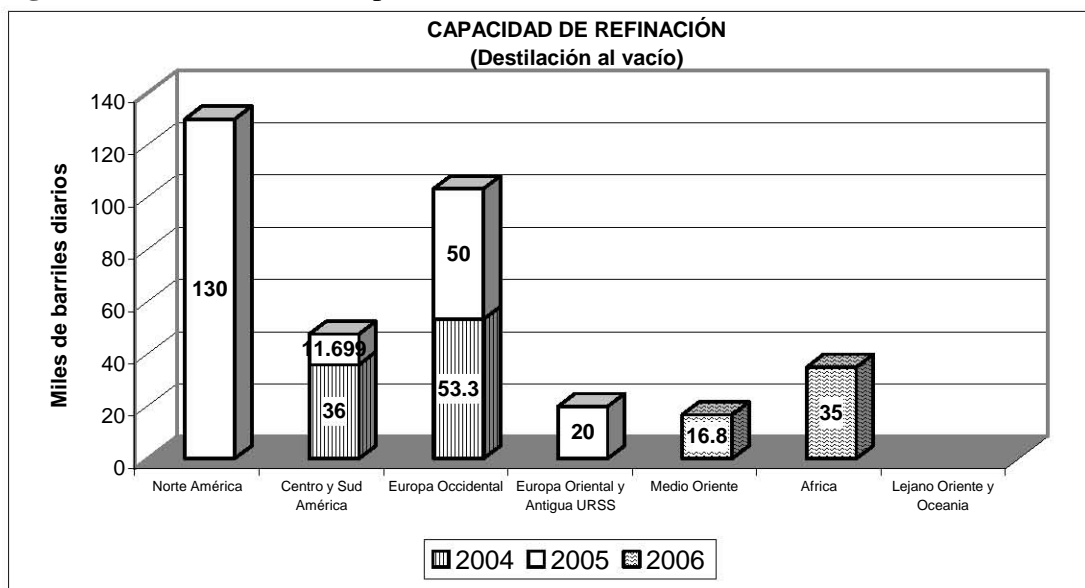


Fuente: Elaboración propia con información de Worldwide Construction Refineries Projects (2004)

2.8 Perspectiva de construcción y expansión de procesos de refinación característicos de refinerías tipo catalytic cracking.

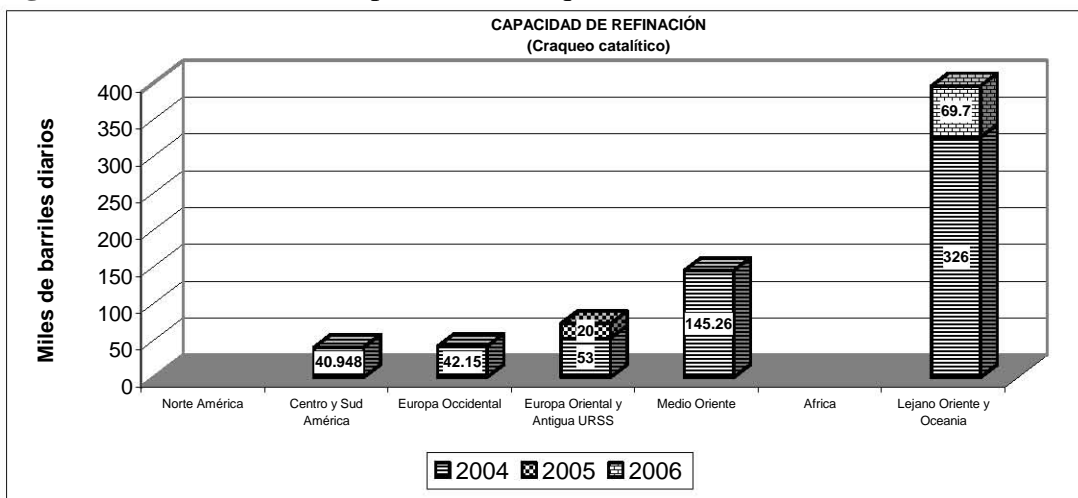
Los procesos que son característicos de las refinerías complejas presentan una perspectiva en la construcción de estos procesos como se observa en las figuras 2.13, 2.14 y 2.15. En el caso del proceso de destilación al vacío la perspectiva indica que en el 2005 se tenía planeado construir nuevas plantas con una capacidad de 191.69 mbd y para el 2006 con 51.8 mbd. En lo que se refiere al proceso de craqueo catalítico se planeó la construcción de la mayoría de las nuevas plantas en el 2004 con una capacidad total de 577 mbd, teniendo su mayor participante en la región del Lejano Oriente con un total de 326 mbd. Finalmente, para el proceso de alquilación se pretenden construir nuevas plantas en el 2006 con una capacidad de 11.72 mbd que serán construidas en el sur de América y el Medio Oriente.

Figura 2.13. Previsiones del proceso de destilación al vacío



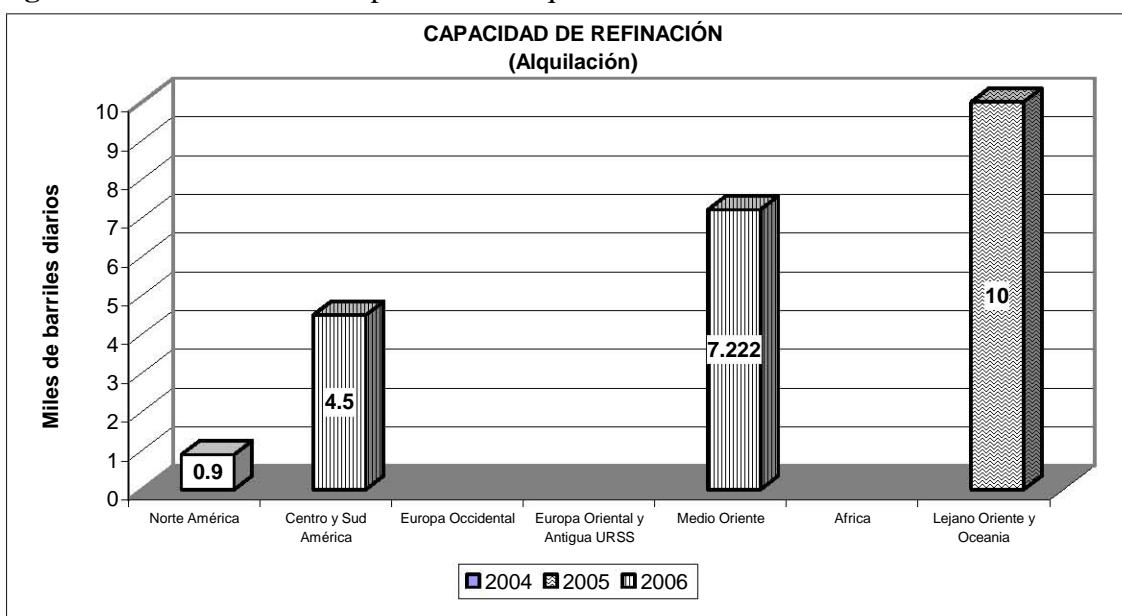
Fuente: Elaboración propia con información de Worldwide Construction Refineries Projects (2004)

Figura 2.14. Previsiones del proceso de craqueo catalítico



Fuente: Elaboración propia con información de Worldwide Construction Refineries Projects (2004)

Figura 2.15. Previsiones del proceso de alquilación



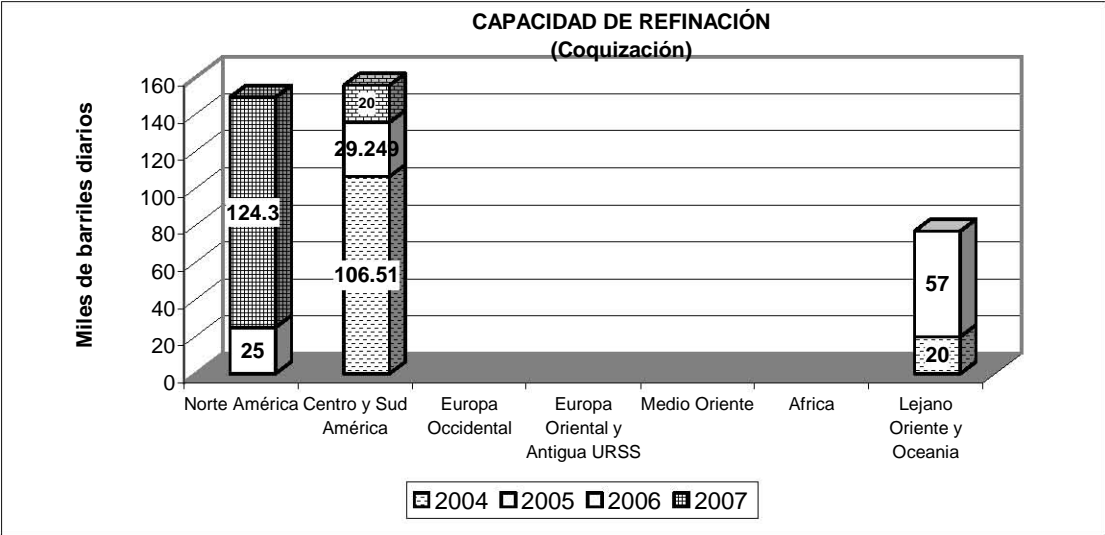
Fuente: Elaboración propia con información de Worldwide Construction Refineries Projects (2004)

2.9 Prospectiva de construcción y expansión de procesos de refinación característicos de refinерías tipo full conversion.

La mayor demanda de productos ligeros de alto valor en los diferentes países ha llevado a la construcción de procesos como el de coquización, presente en refinерías muy complejas que permitan incrementar el rendimiento de combustibles como la gasolina y

diesel. Así, como se observa en la figura 2.16, diferentes países pretenden tener nuevas plantas de coquización, para que en el 2007 exista una nueva capacidad de 382 mbd, de los cuales 124.3 mbd serán construidos en el 2007, 20 mbd estarían siendo construidas en el 2006, y 111.2 mbd en el 2005 y 126.5 mbd en el 2004 habrían sido construidas.

Figura 2.16. Previsiones del proceso de coquización



Fuente: Elaboración propia con información de Worldwide Construction Refineries Projects (2004)

2.10 Características y capacidad de procesamiento del crudo mexicano

El crudo procesado en las refinerías de México se clasifica como superligero (Olmeca), ligero (Istmo) y pesado (Maya). De estos tres crudos, el Istmo y Maya se procesan en una relación 70-30% en volumen respectivamente. Por lo cual, y de acuerdo a lo publicado por PEMEX, 2003b, de las reservas de hidrocarburos, la mayor parte del volumen restante del crudo pesado es exportado a otros países (1286000 barriles diarios). Cada uno de estos crudos tienen características particulares de acuerdo a la clasificación que realiza el Instituto de Petróleo Americano (IPA) - API, por sus siglas en inglés - (Véase Tabla 2.1).

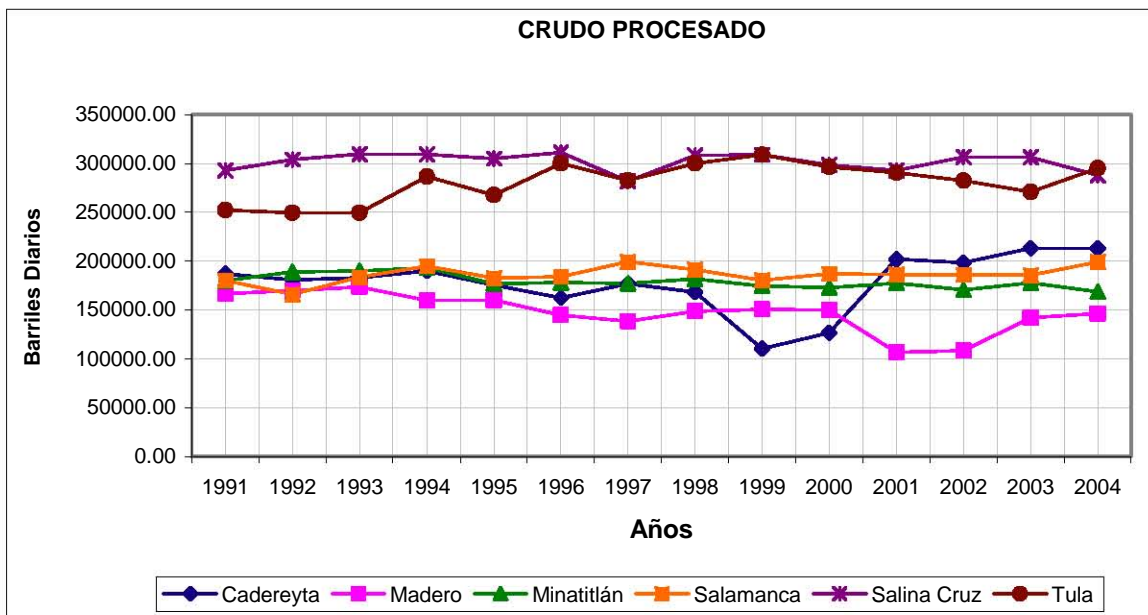
Tabla 2.1. Clasificación de los principales crudos mexicanos de acuerdo a su densidad

Tipo de Crudo	Densidad (gr / cm ³)	Densidad (° API)
Pesado	0.92 a 1.0	10.0 a 22.3
Ligero	0.83 a 0.86	31.2 a 39
Superligero	Menor a 0.83	Mayor a 39

Fuente: SENER, (2000c)

Por otro lado, en el año 2004 el crudo total procesado fue de 1309341 Barriles Diarios (BD), 14595.9 BD más que en el 2003, cuando se procesó un total de 1294745.10 BD y 78936.3 BD más que en el año 2000 (Véase Figura 2.17). La refinería Salina Cruz es la planta con mayor capacidad de refinación de crudo en los últimos 14 años, seguido por la refinería Tula. La refinería Cadereyta ha incrementado su procesamiento, en el 2004 fue 86360.9 BD más que en el año 2000. En cambio la refinería Minatitlán perdió un total de 4289.7 BD en estos mismos años.

Figura 2.17. Restrospectiva del procesamiento de crudo en las refinerías de petróleo en México.

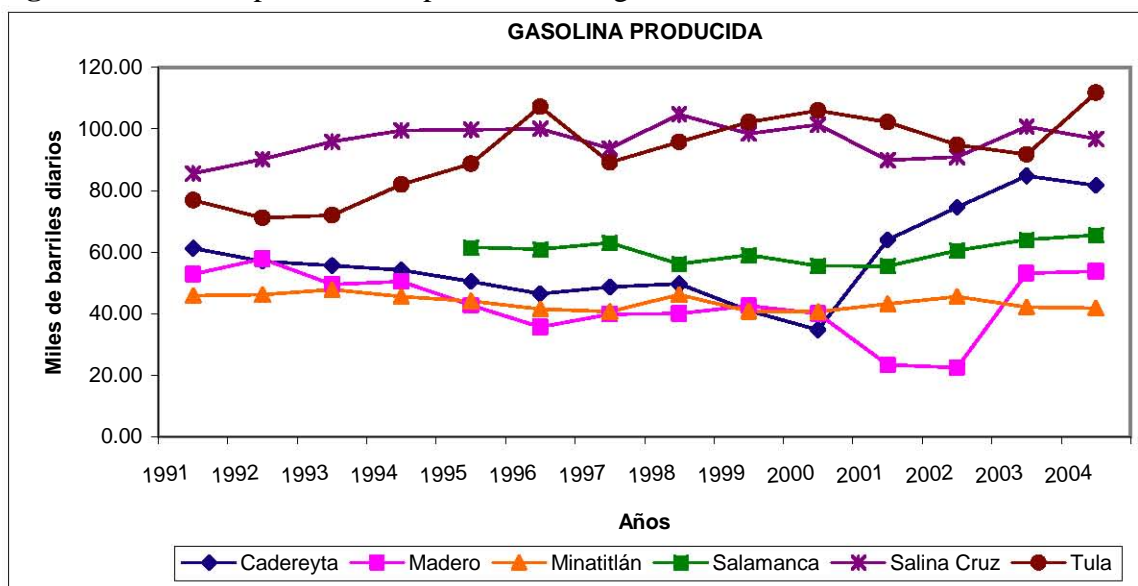


Fuente: Elaboración propia con información de PEMEX, 2004a

2.11 Producción de gasolinas en México

En 2004, la gasolina producida por las seis refinerías en México fue de 451.30 Miles de Barriles Diarios (MBD), sólo 15.7 MBD más que en el 2003 y 77 MBD más que en el año 2000. Las refinerías que mayor participación han tenido en la refinación de este combustible en los últimos catorce años son Tula y Salina Cruz, que en el 2004 refinaron un total de 208.6 MBD del total refinado, con un rendimiento de este petrolífero de 38.3% y 33.7%, respectivamente. Por otra parte, las refinerías con menos volumen de producción fueron Madero y Minatitlán que participaron con un total de 95.6 MBD, esto es, 53.80 MBD para la primera y 41.80 MBD para la segunda. Por otro lado, la refinería Cadereyta que en el año 2000 sólo produjo un total de 34.7 MBD con un rendimiento de este combustible de 27.6%, incrementó en 46.9 MBD para el 2004 con un rendimiento de 38.3%. Finalmente, la refinería Salamanca solo ha incrementado su volumen de gasolinas en el 2004 en 1.4 MBD con respecto al año anterior y 10 MBD más con respecto al año 2000, teniendo un rendimiento de producción de 33% en el 2004 (Véase Figura 2.18).

Figura 2.18. Retrospectiva de la producción de gasolinas en México



Fuente: Elaboración propia con información de PEMEX, 2004a

3. METODOLOGÍA

Para el análisis de las prospectivas de demanda de gasolinas del sector transporte y de las proyecciones de refinación de este petrolífero se utilizó el programa de cómputo de Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo - LEAP, por sus siglas en inglés, Versión 2000.0034 - (LEAP, 2004). De esta forma, se proyectó la situación de oferta y demanda de este combustible aplicando diferentes tecnologías de refinamiento que permitirían producir el petrolífero en el periodo de modelación 2009 - 2030. Una vez establecidas las proyecciones de refinación de este combustible se determinaron las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) producidas en cada una de estas proyecciones.

Por otro lado se creó una hoja de cálculo (Excel) que permitió determinar el Valor Presente Neto (VNP) de las trayectorias tecnológicas aplicadas en este estudio y de esta forma establecer cual de estas tecnologías de refinación de petróleo presenta el menor costo, el menor consumo de petróleo crudo y una mayor producción de gasolinas. Los costos aplicados en esta hoja de cálculo incluyen el costo de la inversión inicial (tecnología aplicada), los costos de operación fijos y variables, tipo de crudo procesado, dos niveles de precios de crudo bruto utilizado, así como la exportación o importación de gasolinas, y finalmente una tasa de descuento.

Por último, se aplicaron diferentes opciones tecnológicas para la reducción de CO₂ y determinar los costos de mitigación de estas tecnologías. Estas tecnologías van desde la sustitución del combustible consumido en estas plantas de refinamiento por Gas Licuado de Petróleo (GLP) o Gas Natural (GN) o la aplicación de torres de absorción aplicando la tecnología de Lavado de Gases (LG) con sosa cáustica y la combinación de cualquiera de las dos primeras tecnologías con LG.

3.1 Sector de demanda en el LEAP

Antes de estructurar la modelación en el LEAP es necesario recabar la información pertinente para el análisis. De esta manera, el análisis de demanda en el LEAP se desintegró y fue adaptado a la estructura de los datos obtenidos. Así, fueron creadas seis carpetas que representan a los diferentes sectores económicos del país (Véase Figura 3.1), donde fueron incluidos los combustibles consumidos en cada sector (Véase Tabla 3.1).

Figura 3.1. Estructura de los sectores de demanda.

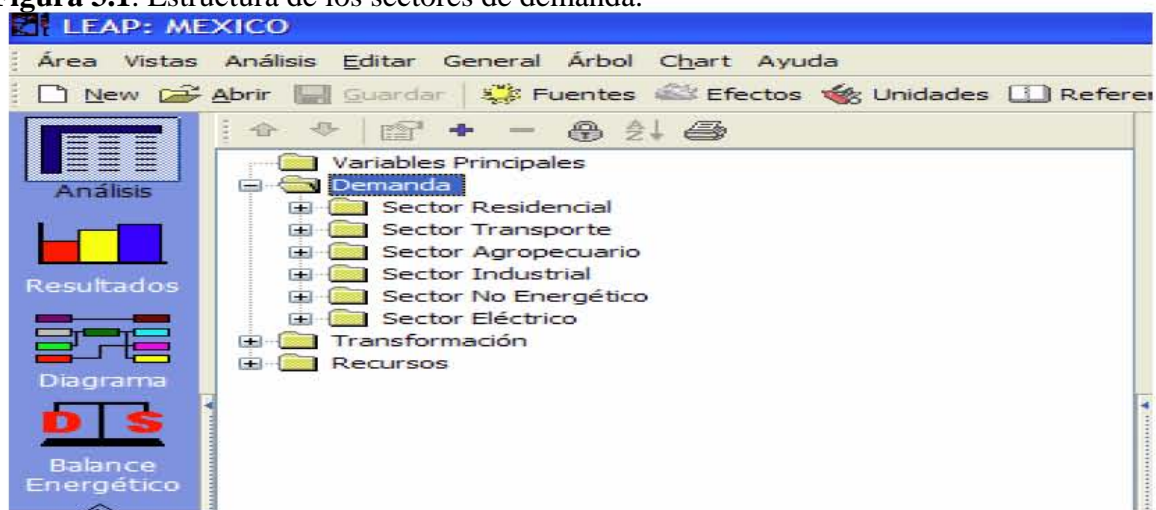


Tabla 3.1. Demanda de productos derivados del petróleo en los diferentes sectores económicos del país.

	CP	GLP	GASOLINA	QUEROSENO	DIESEL	COMBUSTÓLEO	PNE	GN	Total
	Peta Joule (2003)								
Industrial	67.52	36.78		0.064	41.90	119.54		180.12	445.94
Agropecuario		7.98		0.044	78.318				86.35
Transporte		57.18	1065.53	105.83	447.02	3.56		0.36	1679.51
Residencial		352.82		1.245	3.17			16.84	374.08
No Energético		0.89	49.513	0.01			151.27	35.38	237.07
Eléctrico					29.58	677.94		611.65	1319.19

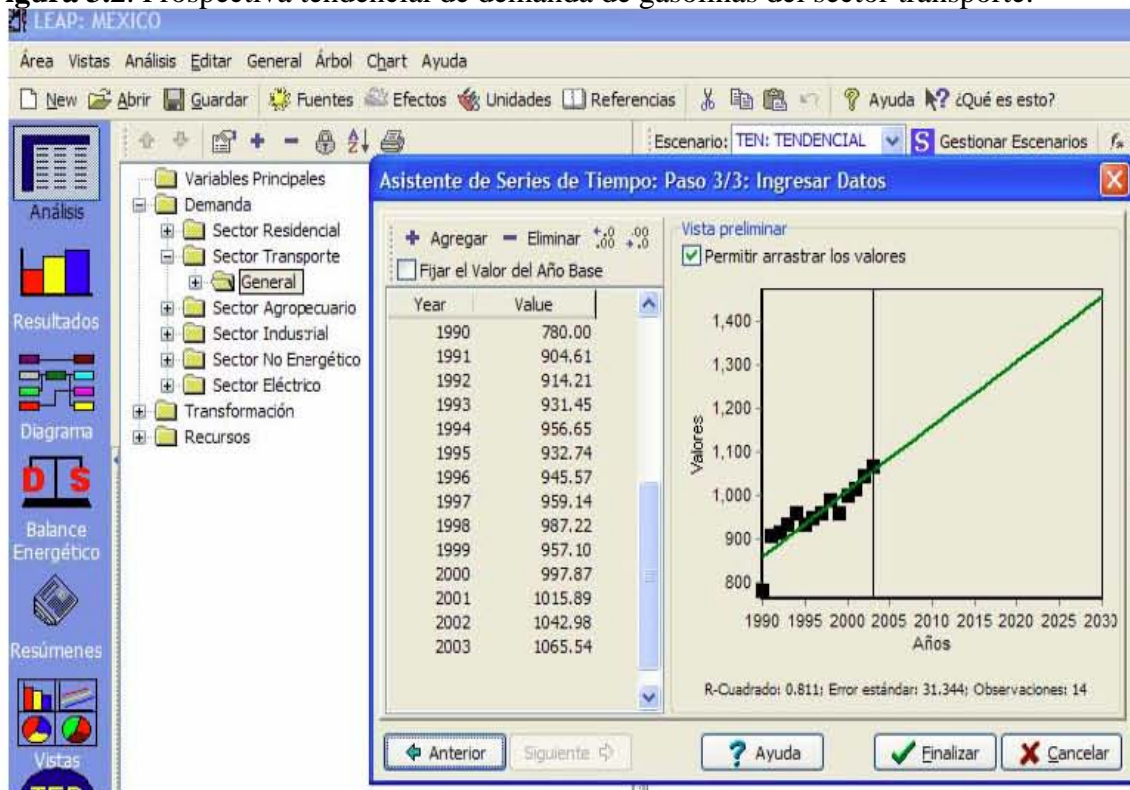
Fuente: SENER, 2003.

CP: Coque de Petróleo, PNE: Productos No Energéticos, GN: Gas Natural

3.2 Prospectiva de demanda de gasolinas del sector transporte

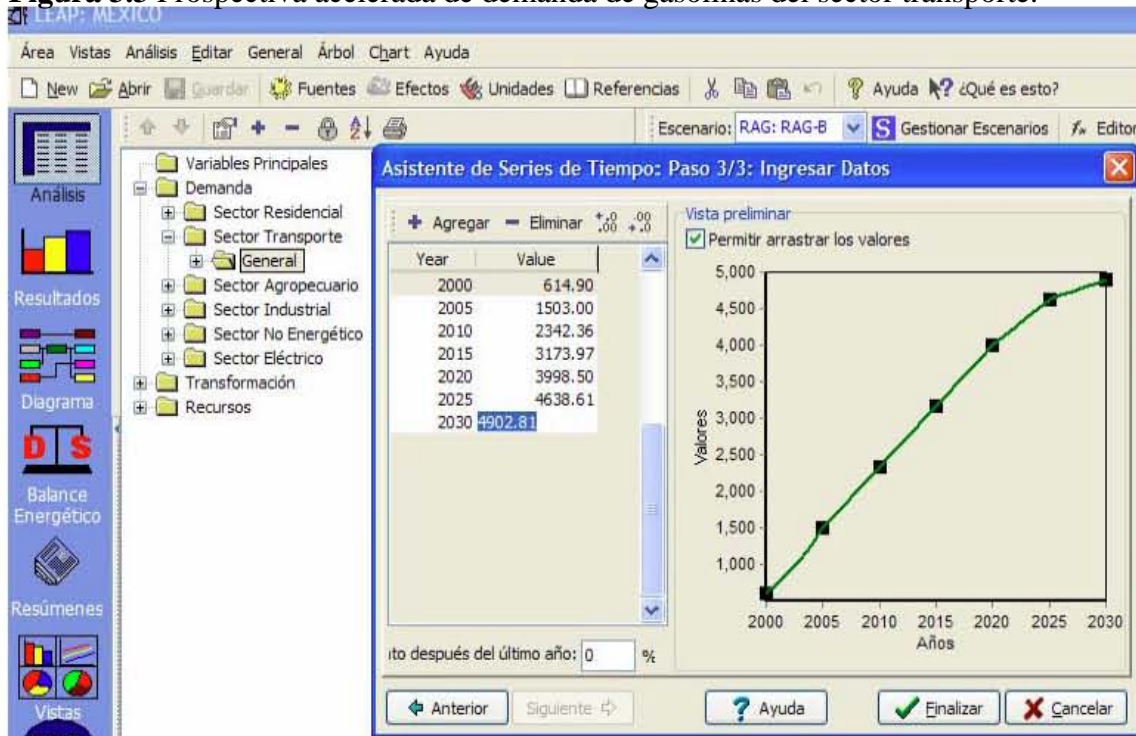
Se establecieron cuatro posibles demandas de gasolinas del sector para el periodo 2003 – 2030. La primera, Tendencial “T”, fue creado a partir de datos recientes del consumo de este combustible (1990 - 2003), con base en los balances nacionales de energía, publicados por la SENER, realizando una regresión lineal simple para generar los valores al 2030; resultando una tasa de crecimiento anual equivalente a 1.3% (Véase Figura 3.2). La segunda, Acelerado “A”, se obtuvo a partir de la interpolación de datos publicados en Bauer (2003) (Véase Figura 3.3), y la tercera y cuarta, Moderado “M” y Factible “F”, se establecieron considerando una tasa de crecimiento anual en el consumo de gasolina del 1.8 y 4% (Véanse Figuras 3.4 y 3.5), respectivamente.

Figura 3.2. Prospectiva tendencial de demanda de gasolinas del sector transporte.



Fuente: Datos de SENER, 1990 a 2003.

Figura 3.3 Prospectiva acelerada de demanda de gasolinas del sector transporte.



Fuente: Datos de Bauer et al (2000)

Figura 3.4. Prospectiva moderada de demanda de gasolinas del sector transporte

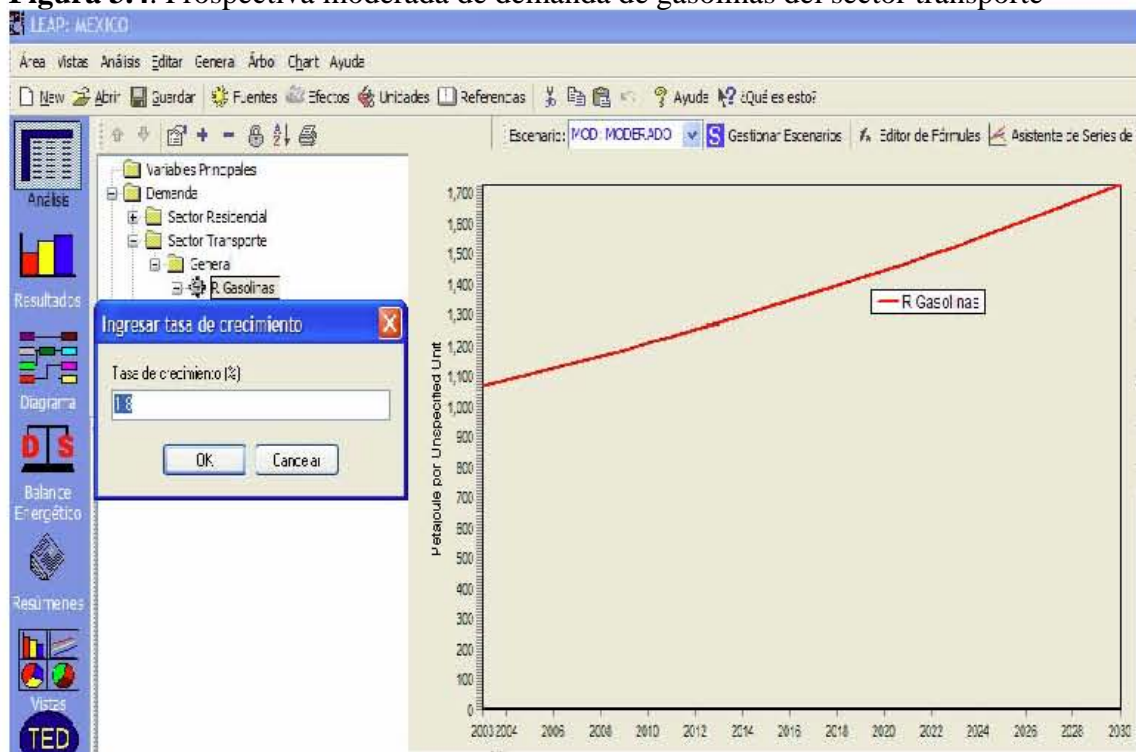
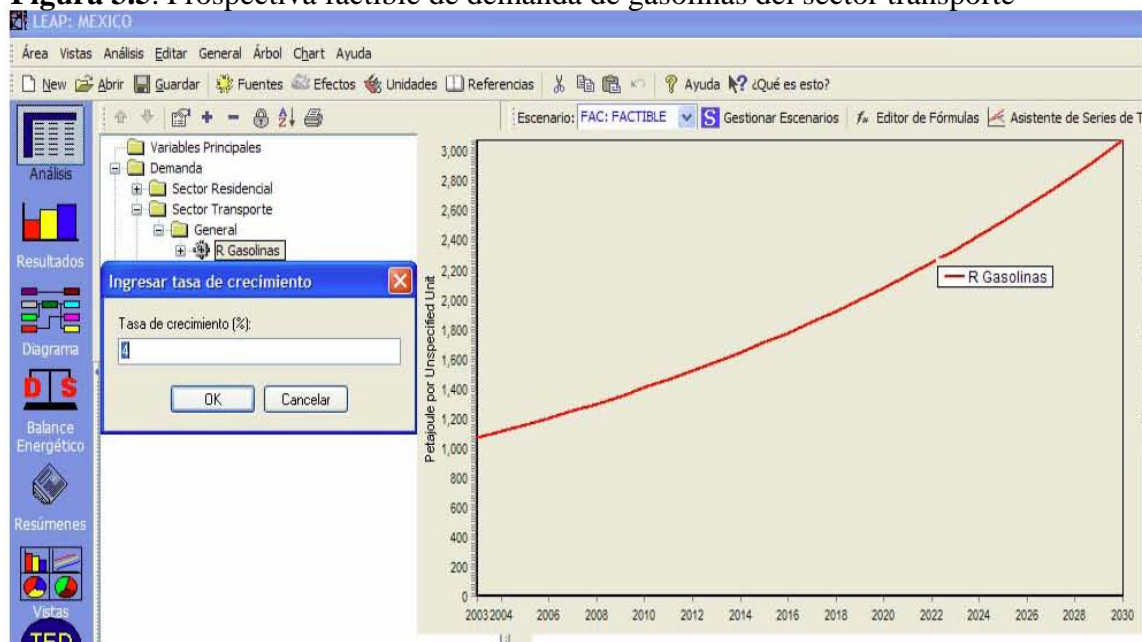


Figura 3.5. Prospectiva factible de demanda de gasolinas del sector transporte



3.3. Sector de transformación en el LEAP (Refinación de petróleo)

Por primera vez en el modelo LEAP, una vez establecidas las prospectivas de demanda, se estructuró el módulo de transformación en el LEAP que incluyera a las seis refinерías de petróleo existentes en México (Véase Figura 3.6), y de esta forma ingresar los datos requeridos para estos centros de transformación (Véase Tabla 3.2). Así, mismo, se creó una nueva carpeta que representa a la nueva capacidad de crudo que analizará las diferentes proyecciones de refinación de petróleo (PRP) que refine la gasolina evaluada en cada prospectiva de demanda. Las refinерías tipo analizadas en este estudio tendrían una capacidad de procesamiento de crudo de ocho millones de toneladas y el rendimiento de gasolina dependerá de la tecnología aplicada (Hydroskimming, Catalytic Cracking y Full Conversión). De esta forma, se considera que en el periodo de tiempo 2003 a 2009 se establecen las inversiones necesarias que permitan construir las primeras refinерías que se requieren en cada escenario para su puesta en marcha en el 2009.

Este número de refinерías es: para el Escenario Tendencial “ET”, de 1 a 4, para un Escenario Acelerado “EA”, de 8 a 28, para un Escenario Moderado “EM”, de 1 a 5 y para un Escenario Factible “EF”, de 2 a 13; dependiendo de la complejidad de la refinera.

Figura 3.6. Módulo de Transformación incluyendo a las seis refineras de petróleo.

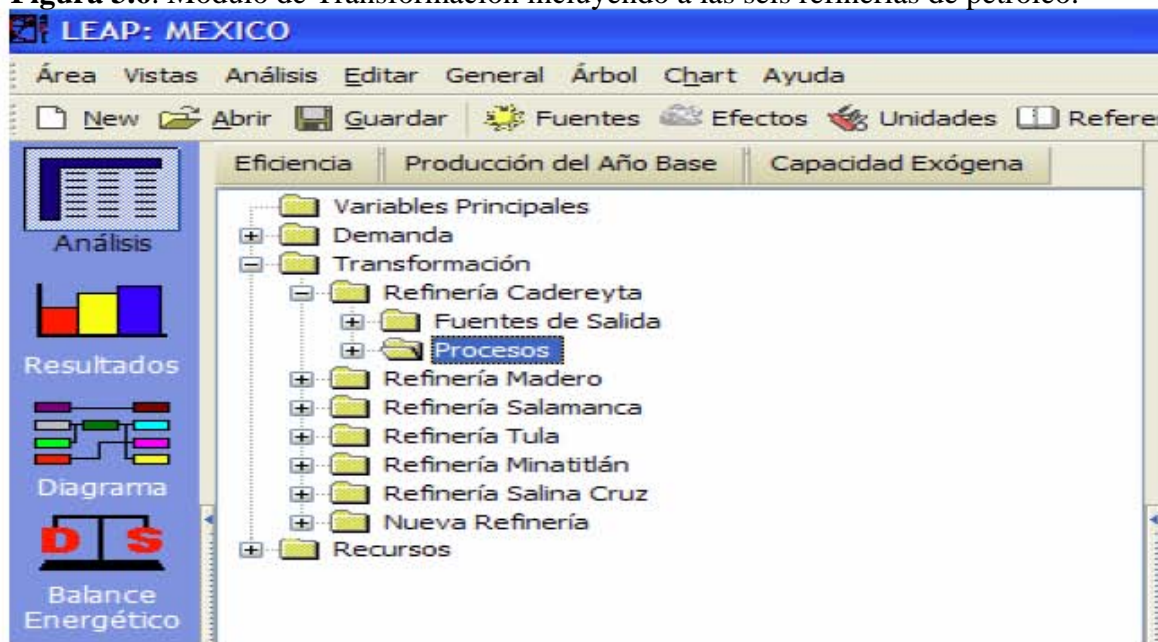


Tabla 3.2. Datos de alimentación para las refineras de petróleo en México.

REFINERÍA	EFICIENCIA DE PRODUCCIÓN (%)	CRUDO PROCESADO (Peta Joule)	GASOLINA PRODUCIDA (% Vol.)
CADEREYTA	80	482.43	37.2
MADERO	70	325.46	37.3
SALAMANCA	75	427.03	34.5
TULA	83	618.61	33.9
MINATITLÁN	88	408.56	28.6
SALINA CRUZ	93	706.33	31.5

Fuente: PEMEX, 2004a

3.4 Proyecciones de refinación de gasolinas y emisiones de CO₂

Para construir cada una de las proyecciones realizadas y considerando la modularidad en la puesta en marcha de las refineras, se usaron dos modalidades en la

diferencia de consumo y producción de gasolina: importación (PRI) o exportación (PRE). Así mismo, se modeló utilizando dos tipos de petróleo crudo: Istmo “CI” y Maya “CM”. Por otra parte y de acuerdo al documento de HPI Consultants (1996), se aplicaron tres tecnologías de refinamiento para procesar el crudo. La primera, denominada refinería simple o Hydroskimming “HK”; la segunda, llamada refinería compleja o Catalytic Cracking “CC”, y por último la refinería muy compleja o Full Conversion “FC”. Las características de operación ingresadas al LEAP para la producción de gasolinas, empleando las tres tecnologías de refinamiento, se muestran en la tabla 3.3. Las emisiones de CO₂ de cada proyección examinada se calcularon al utilizar un factor de emisión por tipo de crudo consumido (API, 2004): 63913 Toneladas de CO₂ por PJ de crudo procesado (Ton / PJ) para el CI y de 67129.86 Ton / PJ para el CM. Finalmente, la estructura de modelación en el LEAP para analizar las proyecciones de refinación de gasolinas procesando CI o CM y utilizando un factor de emisión por tipo de crudo para determinar las emisiones de CO₂ se muestra en la figura 3.7.

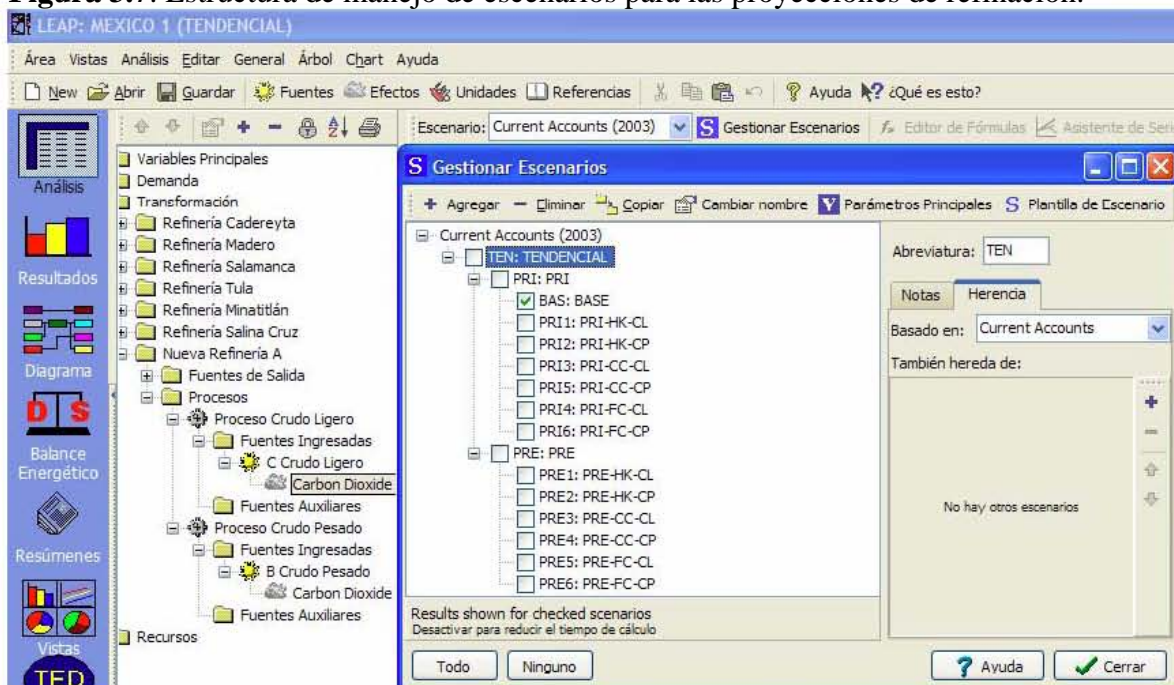
Tabla 3.3 Costos y características tecnológicas para la refinación de gasolina.

	Hydroskimming		Catalytic Cracking		Full Conversion	
	Crudo Istmo	Crudo Maya	Crudo Istmo	Crudo Maya	Crudo Istmo	Crudo Maya
Capacidad de crudo procesado	Ocho millones de toneladas*					
Eficiencia de producción	80%					
Costo de tecnología (millones de USD 2003)	534	534	1603	1603	2671	2671
Rendimiento de gasolinas (%)	18.5	15.3	39.7	33.4	55.2	54.5
Costo por barril de crudo procesado (USD 2003)	1.6	1.6	3.21	3.21	8.0	8.0

Fuente: Decroocq (2001), HPI Consultants (1996)

* 160657 Barriles de petróleo diarios (bpd)

Figura 3.7. Estructura de manejo de escenarios para las proyecciones de refinación.



3.5 Análisis de costos

La determinación del VPN de la trayectoria tecnológica en cada una de las proyecciones se examinó creando una hoja de cálculo en Excel con un tipo de cambio de divisa para el año 2003. Se consideró el Costo de Operación y Mantenimiento Variable (COMV) como el costo de barril de crudo procesado y el Costo de Operación y Mantenimiento Fijo (COMF) como un porcentaje (2%) del la inversión inicial (Decrooq, 2001). También, se utilizaron dos niveles de costos para el crudo e importación y exportación de gasolina: primero, para el año 2003 fue de 28 USD para el CI, 24 USD para el CM, 42.2 USD para gasolina importada y 29 USD para exportación (PEMEX 2003b), y segundo para el 2005, de 52.48 USD para el CI, 41.98 USD para el CM (SHCP, 2005) y 52.4 USD para gasolina importada y 40.6 USD para exportación (PEMEX 2004f). Posteriormente, se utilizó una tasa de descuento de 10%, por ser la más utilizada en la literatura especializada y cercana al 12% que está utilizando PEMEX en sus análisis

(PEMEX, 2004g). Por otro lado, el análisis con tasas de descuento del 5% en los diferentes escenarios realizados en este trabajo incrementaría el VPN y se reduciría al aplicar tasas de descuento del 15%. Se sabe (Chain, 1995) que al aumentar la tasa de descuento se sesga el estudio al considerar una mayor relevancia de los costos que se harían en el futuro.

3.6 Escenarios

Los diferentes escenarios fueron analizados al usar las cuatro perspectivas de demanda de gasolinas y evaluados en las diferentes proyecciones de refinamiento de este combustible. El escenario base, “EB”, se modeló utilizando la perspectiva de demanda tendencial del petrolífero, empleando el modo de importación de este combustible (PRI), utilizando tecnologías tipo HK y procesando una mezcla (MEZ) de ambos crudos, en una relación en volumen de 70% de CI y 30% de CM (EB-PRI-HK-MEZ). El resto de los escenarios se evaluó empleando la circunstancia PRI y PRE, utilizando las tres tecnologías de refinamiento (HK, CC y FC) y considerando 100% de crudo procesado “CP” (CI o CM) en cada una de las proyecciones analizadas.

3.7 Costos de mitigación de CO₂

Se evaluaron diferentes técnicas de reducción de CO₂ en las proyecciones de este trabajo. Esto requirió de la aplicación de tres opciones tecnológicas que se muestran en la Tabla 3.4 (UK Environment Agency, 1999). De esta manera, el costo de mitigación es el cociente de la diferencia del VPN_{cr} (con reducción de CO₂) menos el VPN_{sr} (sin reducción de CO₂) y de la diferencia entre las emisiones de CO₂_{sr} (sin reducción) menos el CO₂_{cr} (con reducción).

Tabla 3.4 Costo tecnológico por la reducción de CO₂ en una refinería de petróleo.

	Opción 1		Opción 2	Opción 3	
	Tecnología Utilizada				
	Sustitución Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Sustitución Gas Natural (GN)	Lavado de Gases (LG)	Sustitución GLP más LG	Sustitución GN más LG
Reducción (%)	19	19	30	37	37
Dólares por barril de crudo procesado (2003)	0.21	0.06	0.09	0.17	0.12

Fuente: U K Environment Agency (1999)

El resultado de la reducción de CO₂ con la aplicación de cada opción, se presenta en conjunto con los costos económicos en términos de costos por barril de crudo procesado (Véase Tabla 3.4):

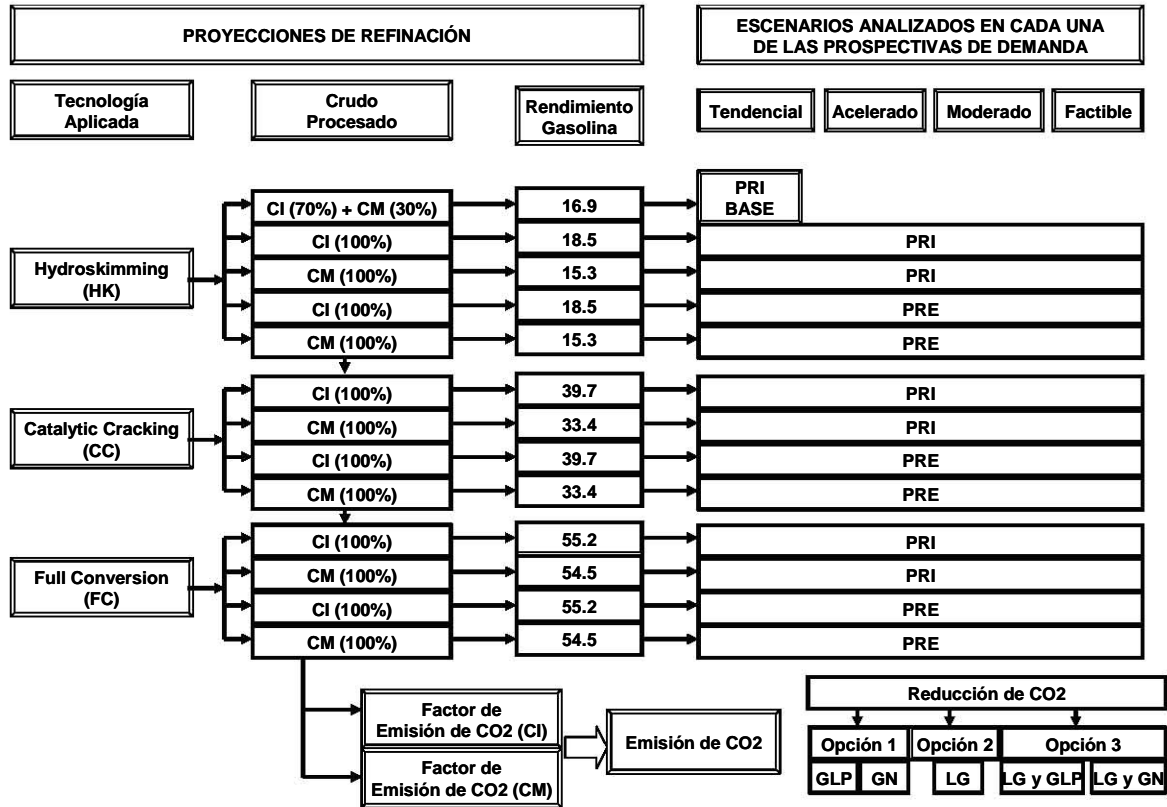
Opción 1: Sustituir el combustible quemado en las refinerías por Gas Licuado de Petróleo (GLP) o Gas Natural (GN).

Opción 2: Aplicación de la tecnología de Lavado de Gases en torres de absorción duales usando sosa cáustica o la aplicación de otros álcalis como el dihidróxido de magnesio (Mg (OH)₂)

Opción 3. Combinación de la opción 2 con GLP o GN

Finalmente, la figura 3.8 muestra el diagrama de bloques empleado en el LEAP para la modelación de las diferentes trayectorias analizadas en este estudio.

Figura 3.8. Diagrama de bloques de modelación en el LEAP.



4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

De las cuatro prospectivas de demanda de gasolinas analizadas en este estudio, el Acelerado requiere el mayor volumen de este combustible al 2030 con 4.9 Exa Joule (EJ) y un total acumulado a ese año de 93.39 EJ. El menor volumen requerido es para la prospectiva tendencial con un total acumulado de 35 EJ al 2030 requiriendo en ese año 1.49 EJ. Las otras prospectivas se muestran en la Tabla 4.1.

Una vez establecidas las prospectivas de demanda de gasolinas, el primer resultado obtenido es la evolución anual en la capacidad de refinación de crudo para satisfacer la demanda de este petrolífero planteada en cada escenario. En cada uno de estos escenarios existen doce trayectorias tecnológicas, al considerar: tres tipos de refinерías, dos tipos de crudo y dos modalidades para importar o exportar la diferencia entre la demanda y la producción nacional de gasolina.

El segundo resultado obtenido es la evolución anual de las emisiones de CO₂ por las refinерías para satisfacer la demanda de gasolina en cada escenario, existiendo las mismas doce trayectorias. Los coeficientes de emisión se consideraron fijos en el tiempo y dependen exclusivamente del tipo de crudo, por lo que su evolución anual serán cualitativamente similar al de la producción de gasolina.

El tercer resultado es el VPN de los costos de capital y de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables, involucrados en cada trayectoria para producir la gasolina y para ajustar anualmente la demanda con la producción, durante el periodo 2009 al 2030.

El cuarto y último resultado es el costo de mitigación asociado a cada una de las cinco tecnologías consideradas para reducir las emisiones de bióxido de carbono, en

función de tres tipos de crudo considerados. Las tecnologías de mitigación seleccionadas producen costos de mitigación independientes del costo del crudo.

Tabla 4.1 Prospectiva de demandas de gasolina del sector transporte.

	Exa Joule (EJ)								
	2009	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	ACUMULADO 2009-2030
Tendencial (1.3 %)	1.12	1.17	1.22	1.27	1.33	1.38	1.44	1.5	28.67
Acelerado	2.2	2.67	3.17	3.67	4.13	4.51	4.74	4.9	83.00
Moderado (1.8 %)	1.19	1.25	1.32	1.39	1.47	1.55	1.64	1.72	31.67
Factible (4 %)	1.35	1.52	1.71	1.92	2.16	2.43	2.73	3.07	46.18

4.1 Escenario Tendencial

Para el escenario tendencial, se presenta en la Figura 4.1 la comparación entre tres trayectorias, la del escenario base, la que requiere mayor cantidad de crudo procesado y la que requiere el mínimo. Se observa que para satisfacer la misma demanda de gasolina, la trayectoria debida a la refinería HK, consumiendo crudo Maya y exportando excedentes de gasolina necesita procesar mucho más crudo que la trayectoria del escenario base y que la trayectoria debida a la refinería FC, consumiendo crudo Istmo e importando lo necesario de gasolina. También, se obtiene el número de refinerías que es necesario instalar, así como la fecha de puesta en marcha. Finalmente, las Figuras 4.2 y 4.3 muestran el crudo consumido en el resto de las trayectorias analizadas en este escenario.

La evolución anual de las emisiones de CO₂ en este escenario, muestra que para satisfacer la misma demanda de gasolina, la trayectoria debida a la refinería HK, consumiendo crudo Maya y exportando excedentes de gasolina emite a la atmósfera mucho más CO₂ que la trayectoria del escenario base y que la trayectoria debida a la refinería FC,

consumiendo crudo Istmo e importando lo necesario de gasolina, como se muestra en la Figura 4.4.

El VPN de cada trayectoria en el escenario tendencial, resultó mayor para el caso de HK, consumiendo crudo Istmo y exportación, mientras que resultó menor para el caso de FC, crudo Maya e importación, como se muestra en la Tabla 4.2, para un nivel de costos del 2003. También, los valores acumulados al 2030 del crudo procesado, del número de refinerías requeridas y del CO₂ emitido se presentan como resumen para el escenario en dicha tabla. El aumento al considerar los precios del 2005 con relación a los precios de 2003, para los crudos Istmo y Maya y para la gasolina importada y exportada se muestra en la Tabla 4.6 para cada trayectoria analizada. El incremento en el VPN puede ir de 8.2 miles de millones de USD 2003, utilizando refinerías FC, consumiendo crudo Maya e importando, a 40.6 miles de millones de USD 2003, utilizando refinerías HK, consumiendo crudo Istmo y exportando.

Dependiendo de la trayectoria seleccionada en este escenario para cubrir la posible demanda de gasolina, será necesario importar crudo Istmo al 2023 o al 2027; utilizando refinerías HK e importando gasolina o exportando el combustible, respectivamente. Al procesar crudo Maya en estas mismas refinerías se contará con las reservas suficientes. Por último, instalando las tecnologías complejas (CC) y muy complejas (FC), también se contará con las reservas de los dos crudos al 2030.

Figura 4.1. Crudo anual procesado, mínimo y máximo con respecto al escenario base para una demanda tendencial de gasolina y refinерías requeridas.

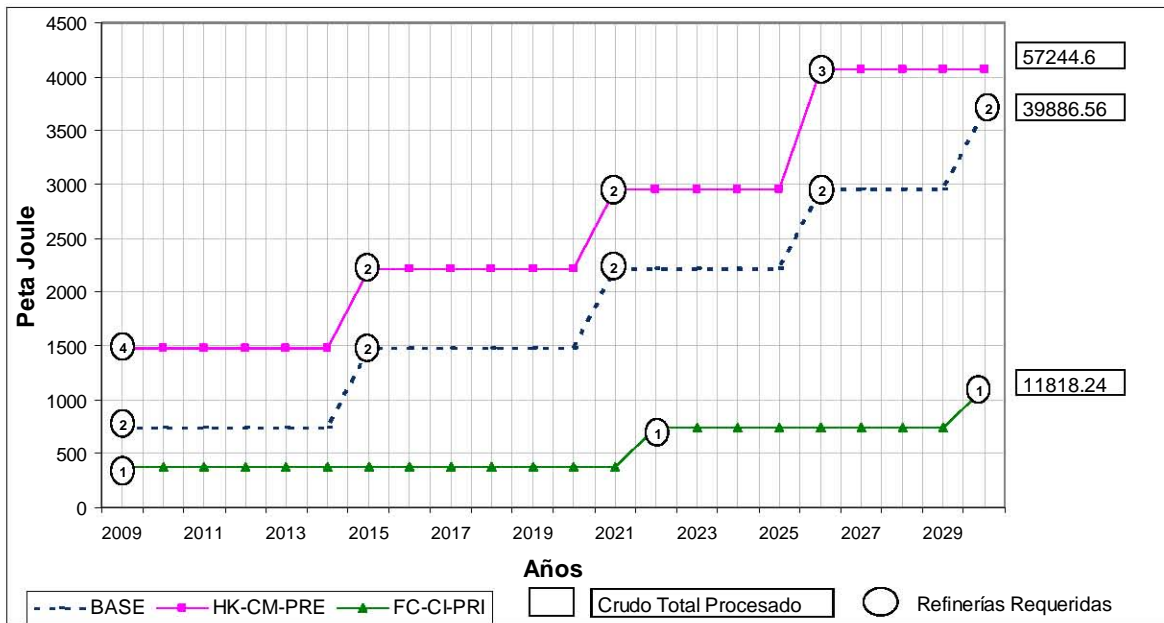


Figura 4.2 Crudo procesado y refinерías requeridas en las diferentes trayectorias analizadas en el escenario tendencial, considerando importación (PRI) de gasolinas.

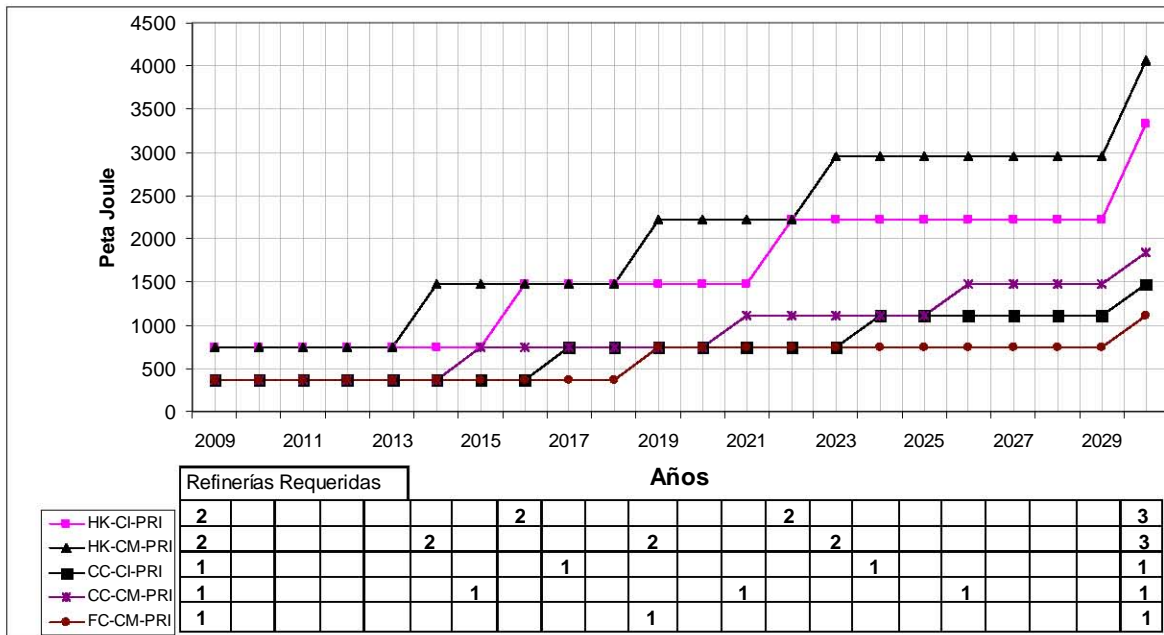


Figura 4.3 Crudo procesado y refinерías requeridas en las diferentes trayectorias analizadas en el escenario tendencial, considerando exportación (PRE) de gasolinas.

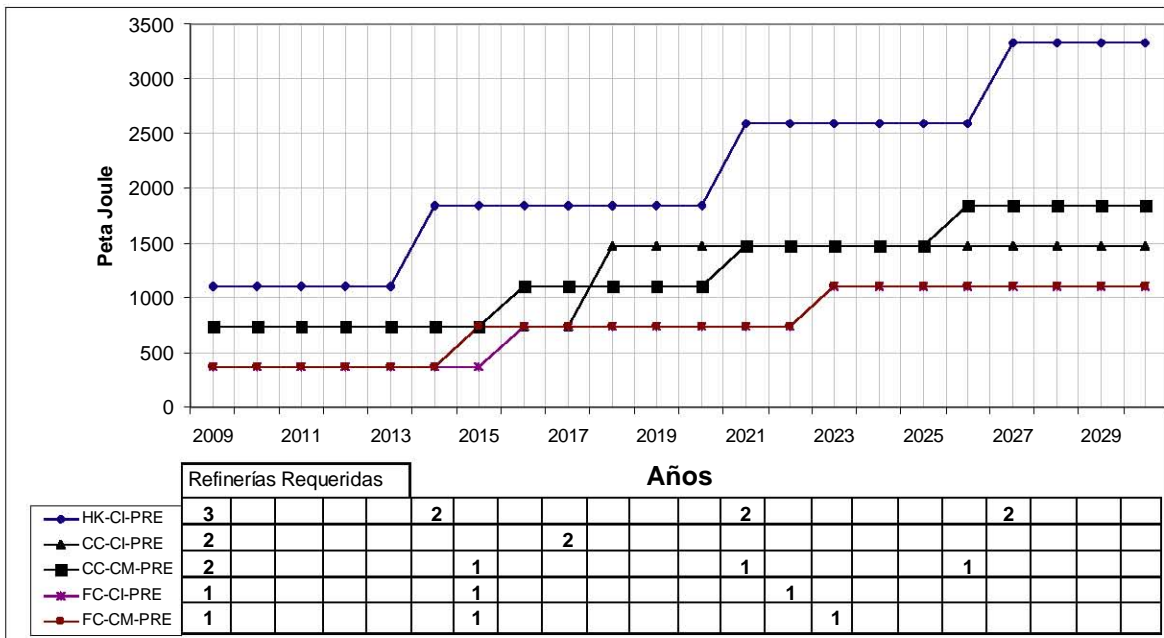


Figura 4.4 Emisiones de bióxido de carbono mínimo y máximo para una demanda tendencial de gasolinas con respecto al escenario base y refinерías requeridas.

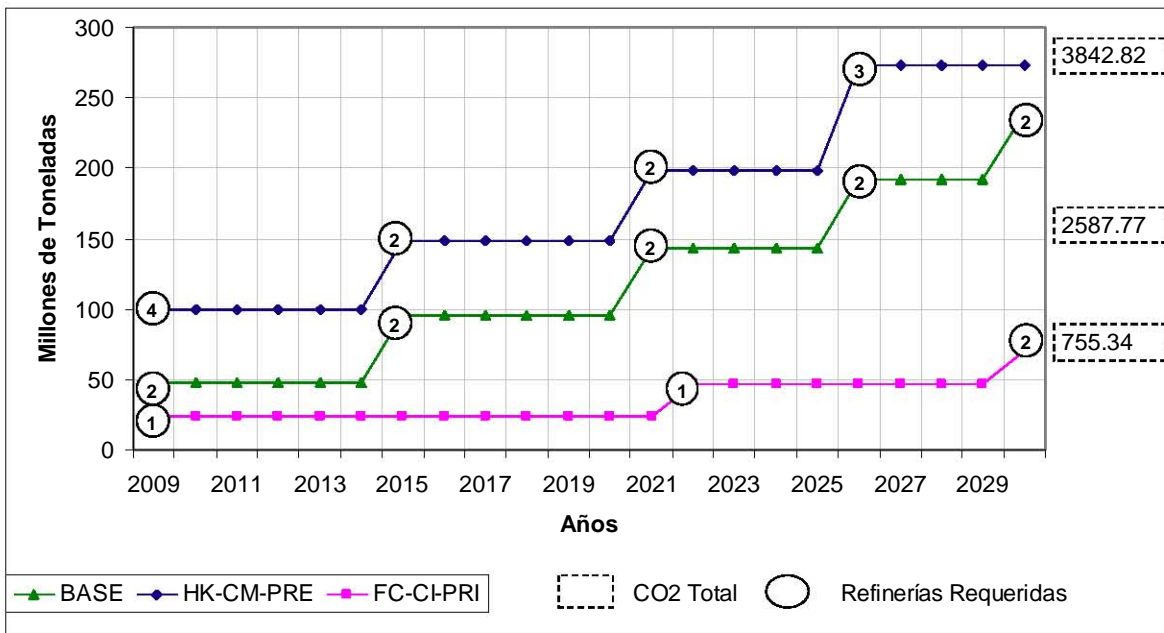


Tabla 4.2 Refinerías utilizadas y valores acumulados al 2030 de crudo procesado, emisiones de CO₂ y VPN de la trayectoria tecnológica para un escenario tendencial (ET)

	BASE (EB-PRI-HK-MEZ)		Hydroskimming		Catalytic Cracking		Full Conversion	
			CI (100%)	CM (100%)	CI (100%)	CM (100%)	CI (100%)	CM (100%)
CO₂ (Millones de toneladas)	2587.77	ET-PRI	2242.42	2999.88	1038.59	1338.79	755.34	867.73
		ET-PRE	3021.37	3842.82	1652.31	1834.64	1062.20	1140.45
VPN (Millones de USD 2003)	40708.60	ET-PRI	39132.68	39858.44	21045.84	20976.40	17725.37	15894.71
		ET-PRE	51419.71	50161.96	29485.06	26555.25	19712.68	17321.07
CP (EJ)	39.88	ET-PRI	35.08	44.68	16.25	19.94	11.81	12.92
		ET-PRE	47.27	57.24	25.85	27.32	16.61	16.98
REFINERÍAS REQUERIDAS								
	10		9	11	4	5	3	3

4.2 Escenario Acelerado

Un análisis comparativo de las trayectorias que consumen el mayor y menor volumen de crudo en este escenario se muestran en la Figura 4.5, así como la trayectoria debida al escenario base. Se observa que utilizando refinerías HK, procesando crudo Maya y exportando excedentes de gasolina necesita procesar, al 2030, 14 veces más de este crudo con respecto al escenario base y utilizando refinerías FC, procesando crudo Istmo e importando excedentes de gasolina necesita procesar cuatro veces mas. También, se obtiene el número de refinerías que es necesario instalar, así como la fecha de puesta en marcha. Por último, las Figuras 4.6 y 4.7 muestran el resto de las trayectorias analizadas en este escenario.

El CO₂ emitido en las trayectorias de la gráfica anterior, muestra que la trayectoria debida a refinerías HK, procesando crudo Maya y exportando excedentes de gasolina emite un acumulado al 2030 de 32766.19 MMT más que el escenario base y utilizando refinerías FC, consumiendo crudo Istmo e importando gasolina emite 5720.98 MMT más (Véase Figura 4.8).

Para un nivel de costos del 2003, el VPN de las trayectorias analizadas que se muestran en la Tabla 4.3 resulto mayor, utilizando refinерías HK, consumiendo crudo Maya y exportando gasolina, teniendo un VPN de 460.14 miles de millones de USD más que el escenario base y la menor, utilizando refinерías FC, consumiendo crudo Maya e importación, requirió de 108.4 miles de millones de USD más que el escenario base. El aumento al considerar los precios del 2005 con relación a los precios de 2003 se muestra en la Tabla 4.6. El incremento en el VPN de este escenario puede ir de 83 miles de millones de USD 2003, utilizando refinерías FC, consumiendo crudo Maya e importando gasolina y 388 miles de millones de USD 2003, procesando crudo Istmo y exportando.

De acuerdo a las reservas de hidrocarburos (2003), las trayectorias del escenario acelerado indican que utilizando refinерías HK, consumiendo crudo Istmo o Maya e importando o exportando gasolina se tendrá un margen de reserva del 2011 al 2014, utilizando refinерías CC del 2013 al 2018 y utilizando refinерías FC del 2015 al 2022, respectivamente.

Figura 4.5 Crudo anual procesado en refinерías que consumen el mayor y menor volumen de crudo para un escenario acelerado y escenario base.

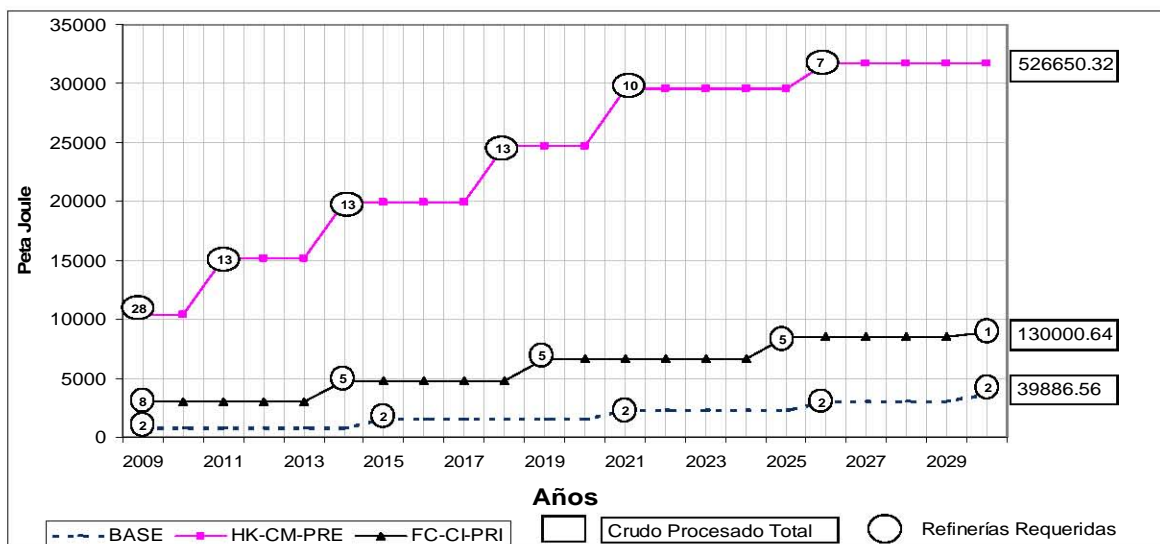


Figura 4.6 Crudo procesado y refinерías requeridas en las diferentes trayectorias analizadas en el escenario acelerado, considerando importación (PRI) de gasolinas.

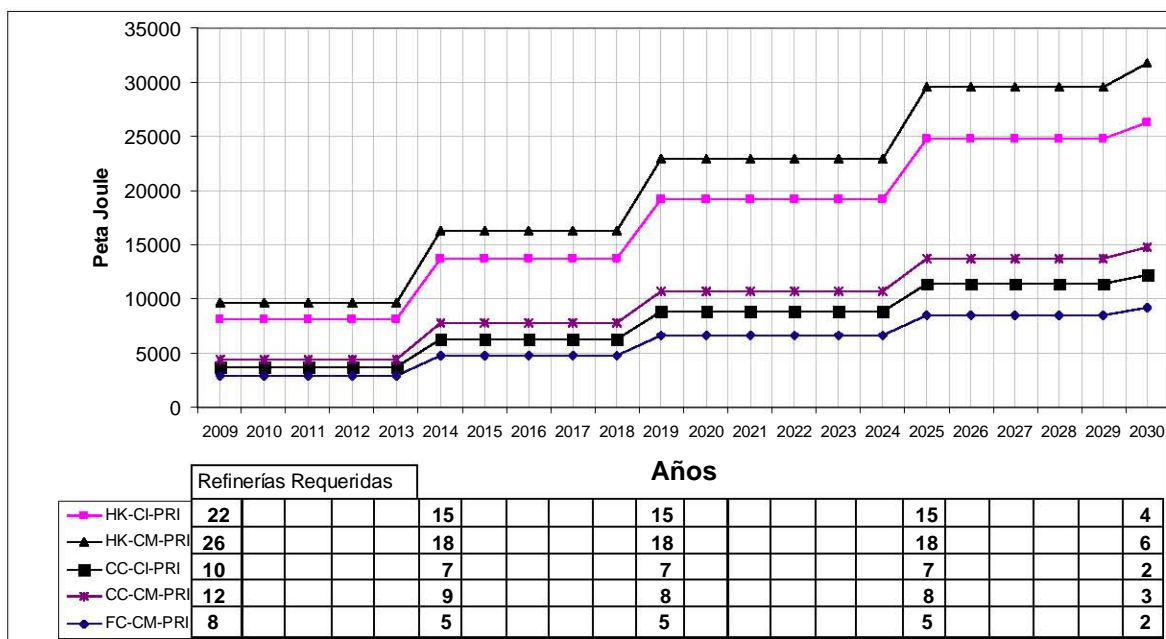


Figura 4.7 Crudo procesado y refinерías requeridas en las diferentes trayectorias analizadas en el escenario acelerado, considerando exportación (PRE) de gasolinas.

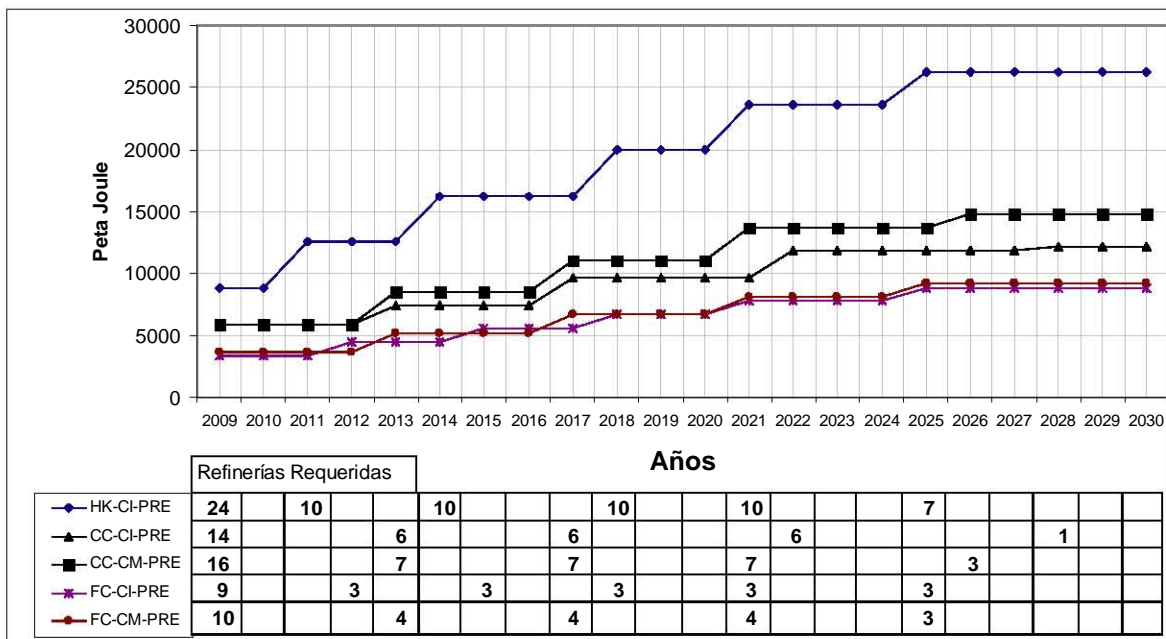


Figura 4.8 Emisiones de CO₂ en refinerías que consumen el mayor y menor volumen de crudo para un escenario acelerado y del escenario base.

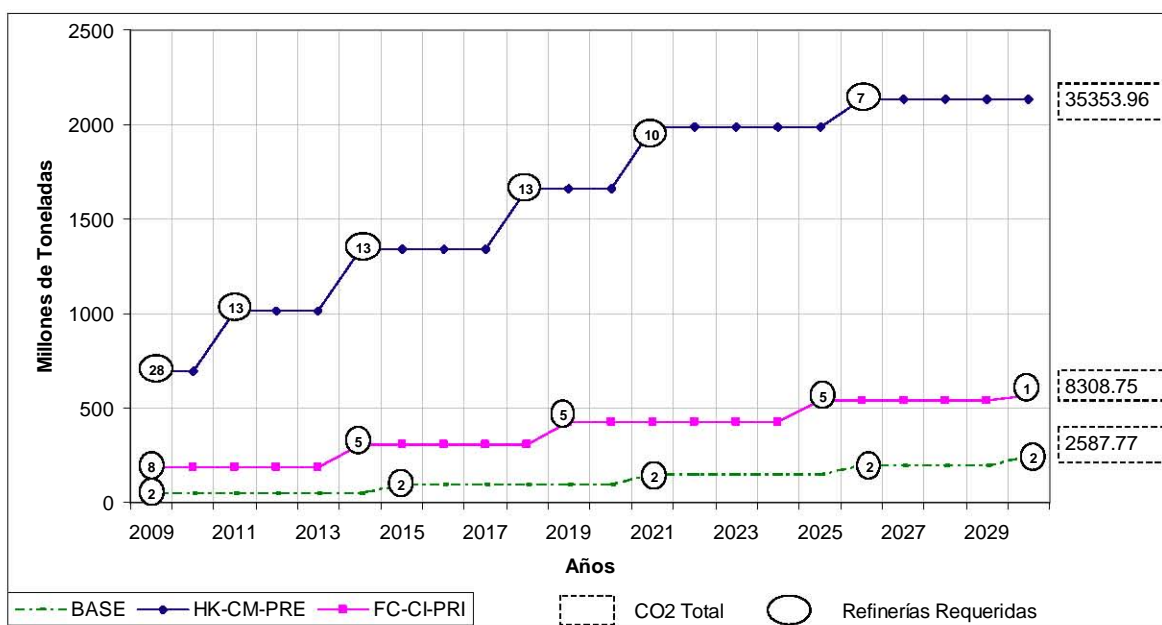


Tabla 4.3. Refinerías utilizadas y valores acumulados al 2030 de crudo procesado, emisiones de CO₂ y VPN de la trayectoria tecnológica para un escenario acelerado (EA)

	BASE (EB-PRI-HK-MEZ)		Hydroskimming		Catalytic Cracking		Full Conversion	
			CI (100%)	CM (100%)	CI (100%)	CM (100%)	CI (100%)	CM (100%)
CO₂ (Millones de toneladas)	2587.77	ET-PRI	23911.27	29949.22	11023.26	13982.91	8308.75	8751.72
		ET-PRE	27617.17	35353.96	13336.49	16387.78	9205.72	10065.71
VPN (Millones de USD 2003)	40708.60	ET-PRI	436381.13	429742.44	234819.36	235621.93	194358.75	149112.34
		ET-PRE	500389.65	500849.65	273640.53	261815.37	204246.91	180515.76
CP (EJ)	39.88	ET-PRI	374.1	446.1	172.4	208.2	130.0	130.3
		ET-PRE	432.1	526.6	208.6	244.1	144.0	149.9
REFINERÍAS REQUERIDAS								
	10		71	86	33	40	24	25

4.3 Escenario Moderado

Para el escenario moderado, se presenta al igual que el escenario tendencial, la comparación entre las trayectorias que requieren el mayor y menor volumen de crudo procesado con respecto al escenario base (Véase Figura 4.9). Se observa que igualmente las refinerías HK, consumiendo crudo Maya y exportando excedentes de gasolina necesita procesar el mayor volumen de crudo que la trayectoria del escenario base y que la trayectoria utilizando refinerías FC, procesando crudo Istmo e importando lo necesario de gasolina. Finalmente, al 2030 se requerirá procesar un total acumulado de 43210 PJ más utilizando refinerías HK que el escenario base y de 22528 PJ menos al utilizar refinerías FC. Las Figuras 4.10 y 4.11 muestran el volumen de crudo procesado (Istmo o Maya) en el resto de las trayectorias analizadas en este escenario.

El desarrollo de las emisiones anuales de CO₂, indican que utilizando las refinerías HK y FC emitirá un acumulado al 2030 de 2990 MMT más y 1478 MMT menos con respecto al escenario base respectivamente (Véase Figura 4.12). Al utilizar refinerías CC, consumiendo crudo Istmo o Maya e importando los excedentes de gasolina emitirá en promedio 672 MMT menos con respecto al escenario base y de 197 MMT menos exportando el petrolífero. Con la instalación de refinerías muy complejas (FC) se emitirá 1425 MMT menos importando y de 832 MMT menos exportando excedentes del combustible.

El mayor costo (VPN) de las trayectorias analizadas en este escenario, resultó mayor para el caso de HK, procesando crudo Istmo y exportación, mientras que resultó menor utilizando FC, crudo Maya e importación, como se muestra en la Tabla 4.4 para un nivel de costos del 2003. Para el primer caso, será necesario invertir 38.2 miles de millones de USD más que el escenario base y de 16.9 miles de millones de USD menos para el

segundo caso. El incremento en este escenario al considerar aumentos en los precios (2005), puede ir de 11.4 miles de millones de USD, utilizando refinerías FC, procesando crudo Istmo e importando gasolina y de 62.1 miles de millones de USD, instalando refinerías HK, consumiendo crudo Maya y exportación (Véase Tabla 4.6).

Considerando las reservas de petróleo crudo (2003), las trayectorias de este escenario indican que instalando refinerías HK y consumiendo crudo Istmo e importando o exportando excedentes de gasolina se tendrán reservas hasta el 2022 o el 2026. El resto de las trayectorias analizadas utilizando las refinerías CC y FC, consumiendo crudo Istmo o Maya e importando o exportando gasolina, se tendrá las reservas suficientes al 2030.

Figura 4.9 Crudo anual procesado, mínimo y máximo con respecto al escenario base para una demanda moderada de gasolina y número de refinerías requeridas.

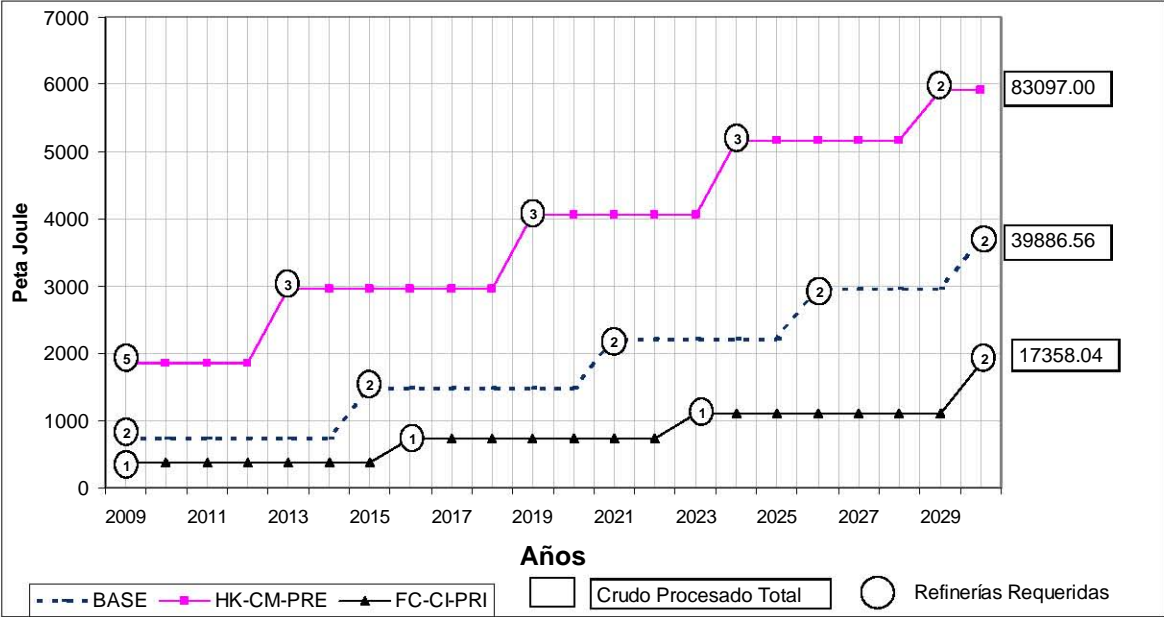


Figura 4.10 Crudo procesado y refinерías requeridas en las diferentes trayectorias analizadas en el escenario moderado, considerando importación (PRI) de gasolinas.

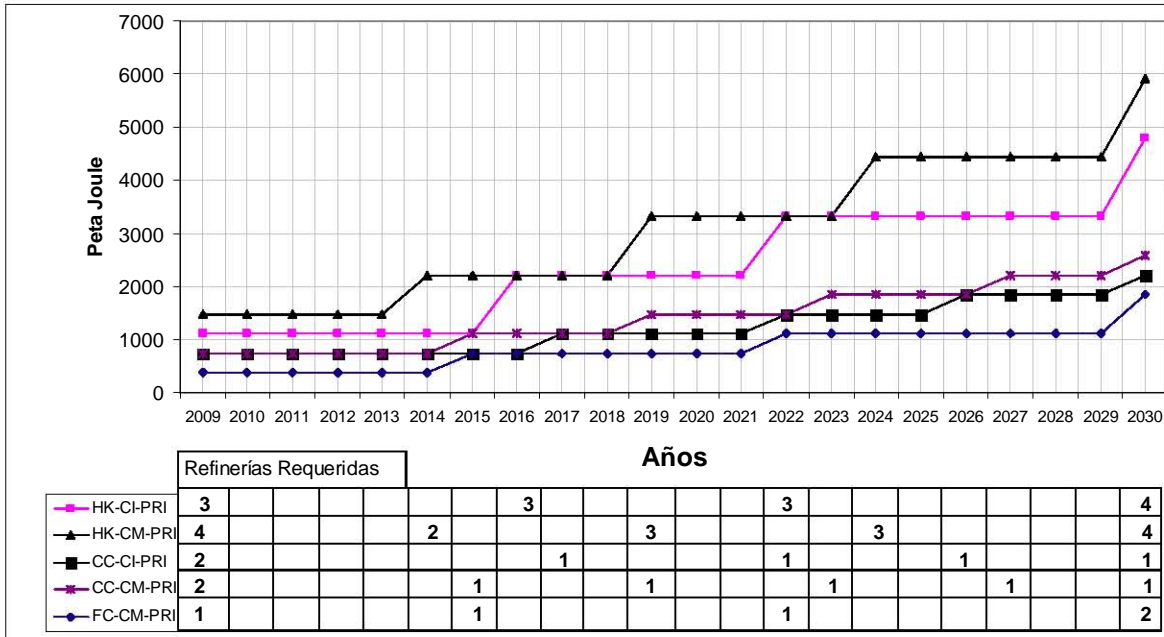


Figura 4.11 Crudo procesado y refinерías requeridas en las diferentes trayectorias analizadas en el escenario moderado, considerando exportación (PRE) de gasolinas.

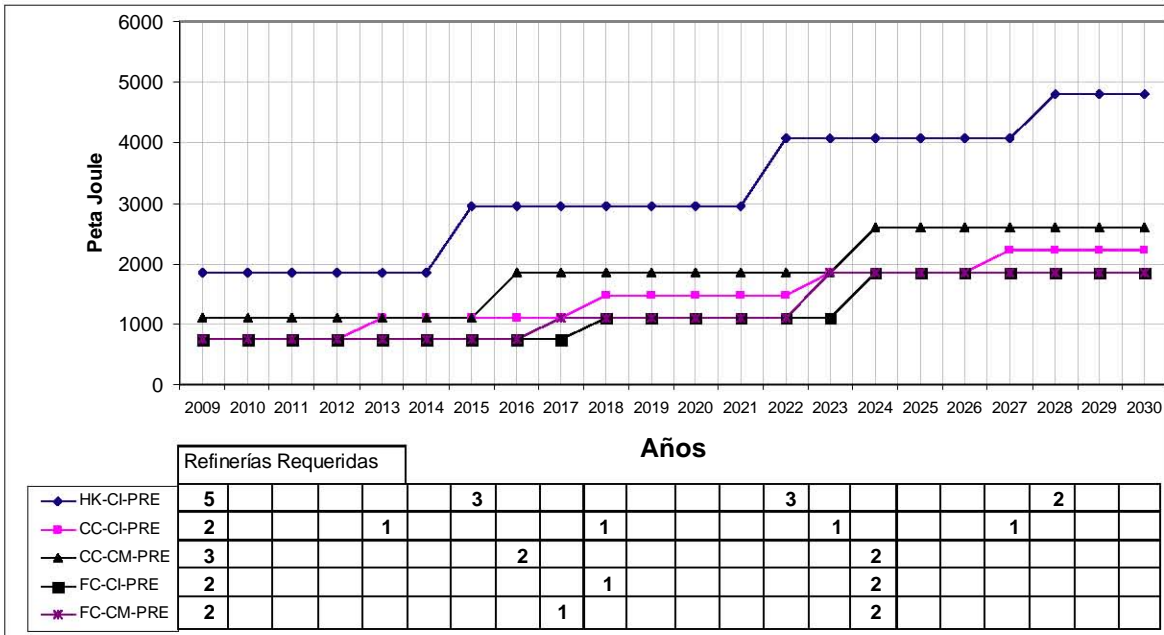


Figura 4.12 Emisiones de bióxido de carbono mínimo y máximo para una demanda moderada de gasolinas con respecto al escenario base y refinерías requeridas.

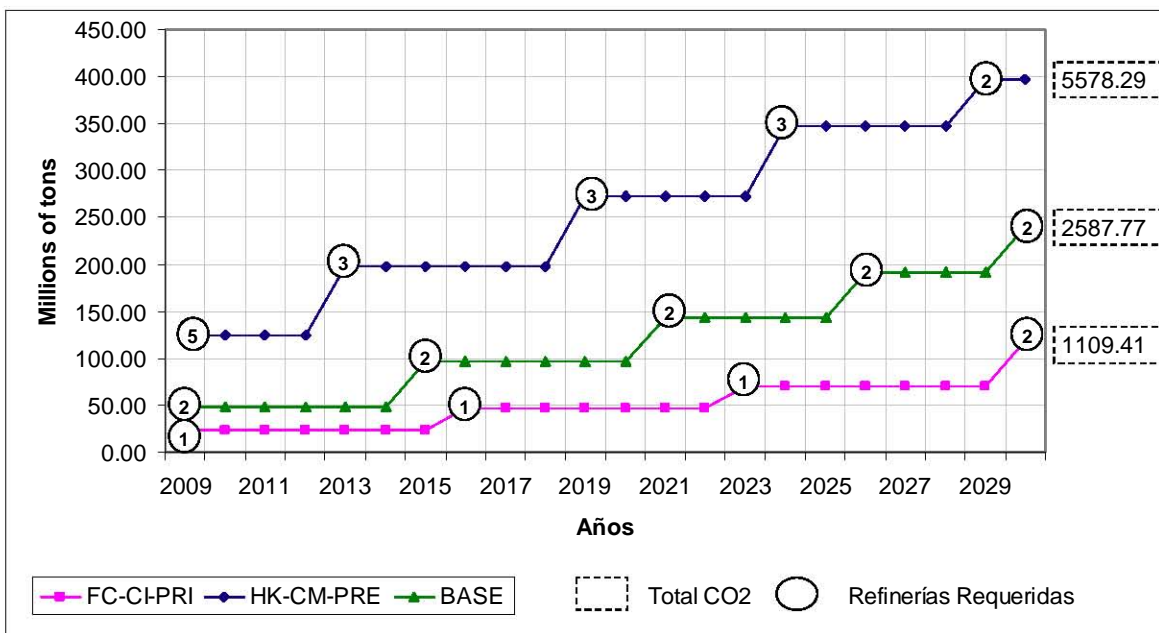


Tabla 4.4 Refinerías utilizadas y valores acumulados al 2030 de crudo procesado, emisiones de CO2 y VPN de la trayectoria tecnológica para un escenario moderado (EM)

	BASE (EB-PRI-HK-MEZ)		Hydroskimming		Catalytic Cracking		Full Conversion	
			CI (100%)	CM (100%)	CI (100%)	CM (100%)	CI (100%)	CM (100%)
CO₂ (Millones de toneladas)	2587.77	ET-PRI	3351.83	4537.01	1723.12	2107.35	1109.41	1214.83
		ET-PRE	4508.44	5578.29	2053.58	2727.16	1675.91	1834.64
VPN (Millones de USD 2003)	40708.60	ET-PRI	59578.88	62971.73	35014.86	33996.81	26407.51	23717.21
		ET-PRE	78981.57	75935.99	38738.03	40834.85	32548.59	28255.23
CP (EJ)	39.88	ET-PRI	52.44	67.58	26.96	31.39	17.35	18.09
		ET-PRE	70.54	83.09	32.13	40.62	26.22	27.32
REFINERÍAS REQUERIDAS								
	10		13	16	6	7	5	5

4.4 Escenario Factible

Las refinerías simples (HK) analizadas comparativamente con el resto de las trayectorias de este escenario muestran que consumen el mayor volumen de crudo y que procesando crudo Maya y exportando gasolina requiere la mayor cantidad de crudo, con 185.77 EJ más que el escenario base. Y si se utilizan refinerías FC, consumiendo crudo ligero (CI) e importando gasolina se requieren de 8.49 EJ más que el escenario base (Véase Figura 4.13). Utilizando refinerías CC, consumiendo CI o CM e importando gasolina requieren en promedio 78.85 EJ menos que utilizando las refinerías HK y 102.3 EJ menos utilizando refinerías FC. Considerando exportación de gasolinas estos valores son de 105.07 EJ y 136 EJ, respectivamente. Las Figuras 4.14 y 4.15 muestran el resto de las trayectorias analizadas en este escenario.

El análisis de las emisiones de CO₂ de este escenario muestra que utilizando refinerías FC, consumiendo crudo Istmo e importando el petrolífero se emitiría un acumulado al 2030 de 504 MMT más que en el escenario base y 12560 MMT más que al instalar refinerías simples (HK), consumiendo crudo Maya y exportando (Véase Figura 4.16). Por último, se puede analizar que consumiendo crudo Istmo en refinerías muy complejas (FC), considerando la modalidad para importar o exportar gasolina se obtiene en general la menor emisión de este contaminante y utilizando las refinerías simples (HK), procesando crudo Maya y exportando el combustible se obtiene la mayor emisión.

El VPN de este escenario puede ir de 58.4 miles de millones de USD 2003, utilizando refinerías FC, consumiendo crudo Maya e importando la gasolina, a 192.9 miles de millones de 2003 utilizando refinerías HK, consumiendo crudo Maya y exportación (Véase Tabla 4.5). De esta forma, se puede analizar que las refinerías simples que procesan crudo Istmo o Maya obtienen el mayor costo respecto a las otras trayectorias analizadas en

este escenario. El incremento en el VPN puede ir de 29.6 miles de millones de USD 2003, utilizando las refinerías muy complejas, procesando crudo Maya e importación, a 147.6 miles de millones de USD 2003, utilizando la refinería simple, consumiendo crudo Istmo y exportación (Véase Tabla 4.6).

Tomando en cuenta las reservas de hidrocarburos al 2003, será necesario que en este escenario se importe crudo Istmo o Maya empleando la modalidad de importación o exportación de gasolina en un rango de tiempo entre 2015 y 2021 utilizando refinerías HK, del 2019 al 2028 con refinerías CC y del 2021 al 2030 con refinerías FC.

Finalmente, la Tabla 4.7 resume el crudo consumido en cada una de las trayectorias analizadas para cada uno de los cuatro escenarios estudiados en este trabajo empleando la modalidad de importar o exportar gasolina.

Figura 4.13 Crudo anual procesado en refinerías que consumen el mayor y menor volumen de crudo para un escenario factible y del escenario base.

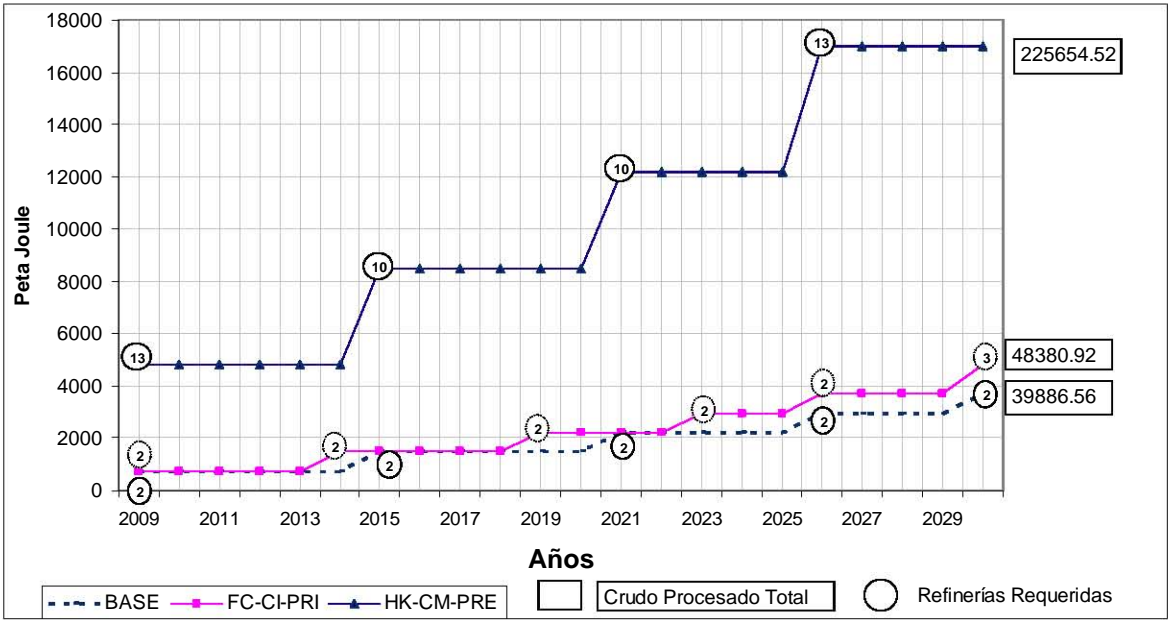


Figura 4.14 Crudo procesado y refinерías requeridas en las diferentes trayectorias analizadas en el escenario factible, considerando importación (PRI) de gasolinas.

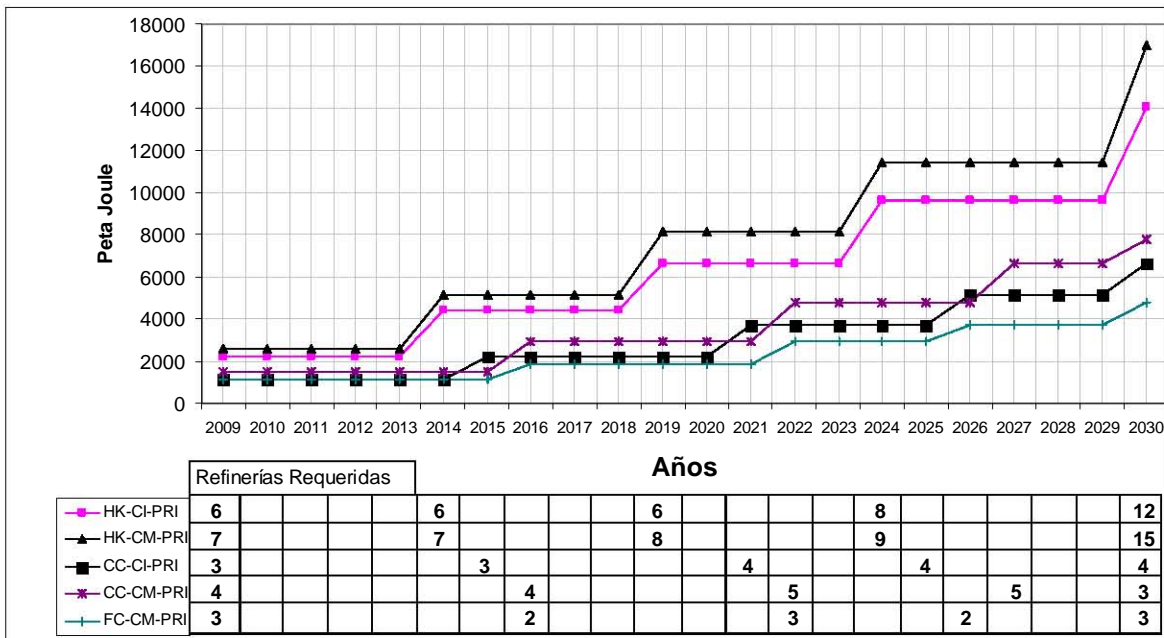


Figura 4.15 Crudo procesado y refinерías requeridas en las diferentes trayectorias analizadas en el escenario factible, considerando exportación (PRE) de gasolinas.

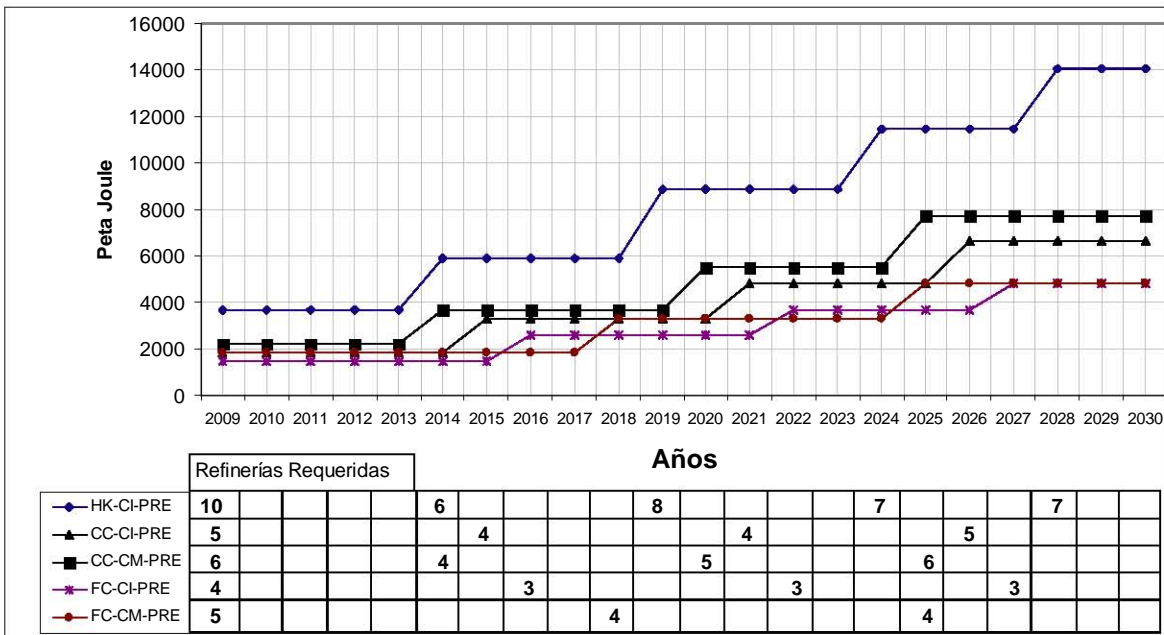


Figura 4.16 Emisiones de CO₂ en refinerías que consumen el mayor y menor volumen de crudo para un escenario factible y del escenario base.

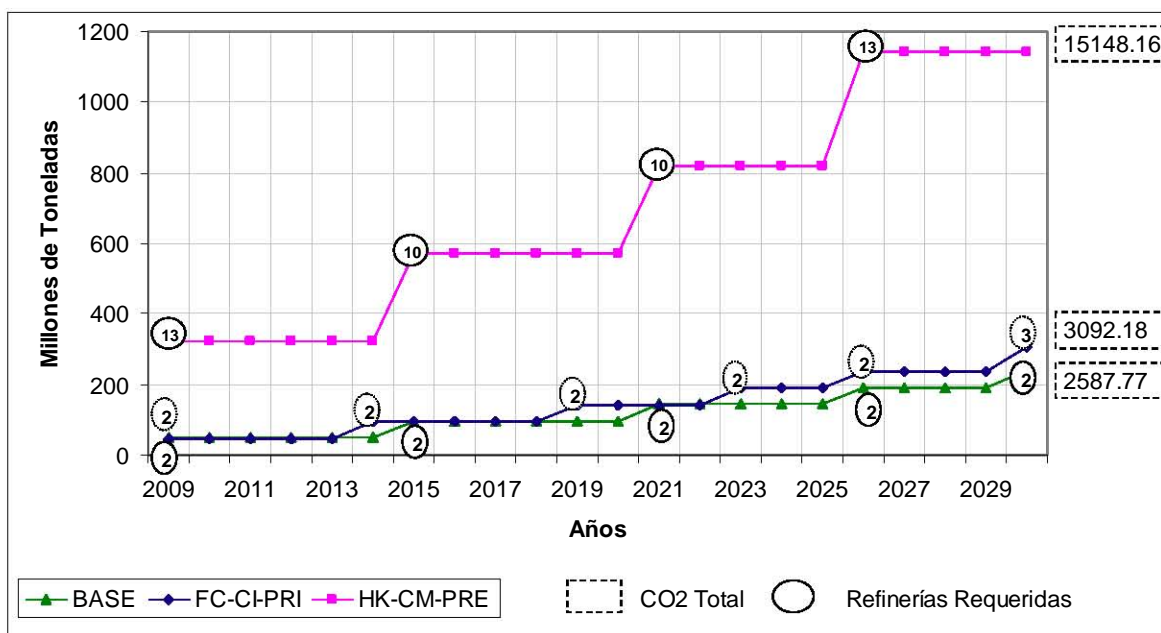


Tabla 4.5. Refinerías utilizadas y valores acumulados al 2030 de crudo procesado, emisiones de CO₂ y VPN de la trayectoria tecnológica para un escenario factible (EF)

	BASE (EB-PRI-HK-MEZ)		Hydroskimming		Catalytic Cracking		Full Conversion	
			CI (100%)	CM (100%)	CI (100%)	CM (100%)	CI (100%)	CM (100%)
CO₂ (Millones de toneladas)	2587.77	ET-PRI	8828.05	11082.20	4201.59	5355.16	3092.18	3371.77
		ET-PRE	11518.95	15148.16	5641.46	7214.59	4059.96	4611.39
VPN (Millones de USD 2003)	40708.60	ET-PRI	146928.89	145154.10	79308.24	80324.16	64324.04	58400.11
		ET-PRE	187354.08	192963.73	97302.39	98954.32	75994.33	67564.39
CP (EJ)	39.88	ET-PRI	138.12	165.08	65.73	79.77	48.38	50.22
		ET-PRE	180.22	225.65	88.26	107.47	63.52	68.69
REFINERÍAS REQUERIDAS								
	10		38	46	18	21	13	13

Tabla 4.6. Aumento en el Valor Presente Neto de las trayectorias consideradas debido al incremento entre 2005 y 2003 de los precios de los crudos y de la gasolina importada y exportada (Millones de USD del 2003)

		Hydroskimming		Catalytic Cracking		Full Conversion	
		CI (100%)	CM (100%)	CI (100%)	CM (100%)	CI (100%)	CM (100%)
ET-PRI	Tendencial	29452.18	25209.74	14036.75	11618.99	10923.28	8152.47
ET-PRE		40674.42	33945.32	22317.95	16042.65	13482.95	9550.25
EA-PRI	Acelerado	328139.14	272705.84	155701.34	131804.19	119675.97	83736.96
EA-PRE		388008.09	327946.95	194849.94	154161.84	131751.74	95563.22
EM-PRI	Moderado	44364.27	39888.46	24019.43	19134.68	15481.23	11480.50
EM-PRE		62102.06	49585.82	27823.23	24422.61	21981.17	15418.19
EF-PRI	Factible	110569.82	91221.56	52881.46	44773.51	39375.99	29601.79
EF-PRE		147646.66	127121.70	71214.48	59638.11	51567.69	38037.11

Tabla 4.7 Resumen del crudo consumido en cada una de las trayectorias analizadas para cada escenario.

ESCENARIO	MODALIDAD	Crudo Procesado (Millones de barriles diarios)					
		Hydroskimming		Catalytic Cracking		Full Conversion	
		CI	CM	CI	CM	CI	CM
Tendencial	PR1	17.01	20.46	7.88	9.13	5.73	5.92
	PR2	22.91	26.21	12.53	12.51	8.06	7.78
Acelerado	PR1	181.35	204.29	83.60	95.38	63.01	59.69
	PR2	209.45	241.16	101.14	111.78	69.81	68.66
Moderado	PR1	25.42	30.95	13.07	14.38	8.41	8.29
	PR2	34.19	38.05	15.57	18.60	12.71	12.51
Factible	PR1	66.95	75.60	31.87	36.53	23.45	23.00
	PR2	87.36	103.33	42.79	49.21	30.79	31.46

4.5 Costos de mitigación

Las tecnologías de mitigación seleccionadas producen costos de mitigación independientes del costo del crudo. Así, el mayor costo de mitigación corresponde al procesar crudo Istmo y utilizar en las refinerías Gas Licuado de Petróleo (GLP), que es de 16.7 dólares por tonelada de CO₂, mientras que el menor costo de mitigación corresponde

al lavado de gases (LG) utilizando crudo Maya y es de 4.2 dólares por tonelada de CO₂, como se muestra en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8. Costos de mitigación de CO₂

Tipo de Crudo	Tecnología Aplicada				
	Opción 1		Opción 2	Opción 3	
	Reducción (%)				
	19		30	37	
	Sustitución con GLP	Sustitución con GN	LG	Sustitución con GLP y LG	Sustitución con GN y LG
	USD 2003				
MEZCLA	16.14	4.61	4.38	6.71	4.74
ISTMO	16.66	4.76	4.52	6.93	4.89
MAYA	14.99	4.28	4.07	6.23	4.40

CONCLUSIONES

La modificación realizada al programa LEAP para incluir un módulo de refinerías y además aplicarlo a las seis refinerías existentes en México funcionó adecuadamente. Se simuló la capacidad requerida de refinación de gasolinas, sus emisiones de CO₂ y el VPN de los costos incluidos para cada una de las trayectorias tecnológicas que satisfacen las posibles demandas de este combustible, durante el periodo 2009 a 2030.

Los resultados indican que la utilización de crudo Istmo en refinerías muy complejas permitiría obtener el volumen de gasolina requerido con una cantidad menor de crudo procesado y una menor emisión de CO₂; pero sería con crudo Maya que se tendría un menor VPN.

Un incremento en los precios de los crudos y de la gasolina de importación y exportación, como los que ocurrieron entre 2003 y 2005, implica un aumento en el VPN de las trayectorias entre 8.1 y 410.3 miles de millones de dólares del 2003.

Para las distintas tecnologías de reducción de emisiones de CO₂ en las diferentes proyecciones de refinación, el costo de mitigación más bajo se obtiene al emplear la tecnología de Lavado de Gases (LG) que utilizan crudo Maya y es de 4 USD por tonelada de CO₂, mientras que el más alto será de 17 USD al consumir crudo Istmo y utilizar la tecnología con Gas Licuado de Petróleo (GLP). Asimismo, se obtiene el menor costo de mitigación al consumir crudo Maya, en cualquier opción tecnológica.

La aplicación de la tecnología de Lavado de Gases presenta costos de mitigación bajos respecto a otras tecnologías existentes, como la captura de CO₂ por técnicas de Gasificación de Ciclo Integral Combinado (18 US \$ / ton) o la Pulverización de Carbón (47 US \$ / ton). Esto indica que la tecnología de lavado de gases aquí considerada puede ser una muy buena opción.

Para el resto de las trayectorias analizadas en los diferentes escenarios estudiados, se concluye en forma general, que utilizando refinerías simples (HK), consumiendo crudo Istmo o Maya, importando o exportando gasolina se consume el mayor volumen de crudo, así como también se emite la mayor cantidad de CO₂, y utilizando refinerías muy complejas (FC) se consumen el menor volumen de crudo y se emite la menor cantidad de CO₂.

Dependiendo de la trayectoria seleccionada para cubrir las posibles demandas de gasolina para el transporte al 2030, será necesario importar petróleo; aún sin considerar los usos adicionales de este energético. Si suponemos que no hubiera incremento en las reservas probadas de crudos Istmo y Maya en el periodo 2009 al 2030, entonces para el escenario tendencial no sería necesario importar crudo Maya, mientras que sería necesario importar crudo Istmo para el año 2023, y para el escenario acelerado sería necesario importar crudo Maya entre 2013 y 2019 y crudo Istmo entre 2011 y 2015, dependiendo del tipo de refinería.

REFERENCIAS

- American Petroleum Institute (API), (2004). Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and gas industry. Climate Change. [En red]. Disponible en: <http://ghg.api.org>.
- Soren, Anderson., Richard Newell. (2004). Prospects For Carbon Capture And Storage Technologies, *Annual review Environment Resources*, Vol, 29, pp. 109-142
- Bazán-Gerardo, Palma-Maria. (2005). Escenarios de energía y medio ambiente al 2025, *Energía a Debate*, Vol II, pp 30-32.
- Bauer-Mariano, Mar., Elizabeth, Elizalde., Alberto. (2003) Transport and Energy Demand in México: the personal income shock, *Energy Policy*, Vol 31, pp. 1475-1480.
- Berger, D.B. & Anderson, E.K. (1992). Petróleo Moderno. Un manual básico de la industria. (3a. Ed). Tulsa, Oklahoma, EE. UU.: PennWell.
- Boyd, R. e Ibararán, M. (2002). Costs of compliance with the Kyoto Protocol: a developing country perspective, *Energy Economics*, Vol. 24, pp. 21-39.
- Consejo Nacional de Población (CONAPO), (2002). Serie histórica basada en la conciliación demográfica a partir del XII Censo General de Población y Vivienda de 2000 y proyecciones por tamaño de localidad, 2003. [En red]. Disponible en: <http://www.conapo.gob.mx/publicaciones/inicios/001.htm>
- Decroocq, D. (2001). Energy Conservation and CO2 Emissions in the Processing and Use of Oil and Gas, *Oil & Gas Science and Technology*, Vol 58, Issue 3, April 2001, pp. 331-342.
- Energy Information Administration (EIA), (2003). International Energy Annual 2001. [En red]. Disponible en: <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/international/021901.pdf>

- Energy Information Administration (EIA), (2002). International Energy Annual 2000. [En red]. Disponible en: <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/international/021900.pdf>
- Energy Information Administration (EIA), (2001). International Energy Annual 1999. [En red]. Disponible en: <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/international/021999.pdf>
- Energy Information Administration (EIA), (2000). International Energy Annual 1998. [En red]. Disponible en: <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/international/021998.pdf>
- Energy Information Administration (EIA), (1999). International Energy Annual 1997. [En red]. Disponible en: <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/international/021997.pdf>
- Energy Information Administration (EIA), (1998). International Energy Annual 1996. [En red]. Disponible en: <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/international/021996.pdf>
- Energy Information Administration (EIA), (1996). International Energy Annual 1995. [En red]. Disponible en: <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/international/021995.pdf>
- Energy Information Administration (EIA), (1995). International Energy Annual 1993. [En red]. Disponible en: <http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/international/021995.pdf>
- Environment Agency (EA), (1999). A Strategic review of the petroleum refinery industry sector, Bristol, U.K. Research & Development Publication 21.
- Environment Protection Agency (EPA), 2002. Technology transfer network clearinghouse for inventories & emission factors. [En red]. Disponible en: <http://www.epa.gov>
- Fadel M., Zeinati M., Ghaddar N., Mezher T. (2001). Uncertainty in estimating and mitigating industrial related GHG emissions, *Energy Policy*, Vol 29, December 1999.
- Galindo M., Aroche F. (2000). Cambio Climático y Fundamentos Económicos. [En red]. Disponible en: <http://www.ine.gob.mx/>

- Gary, H.J. & Handwerk, E.G. (1980). Refino de petróleo. Tecnología y economía. Barcelona, España.: Reverté S.A.
- HPI Consultants, INC. (1996). HPI Handbook of Petroleum Refining Yields 1996. United States of América.
- Jo, H. (2002). Impacts of Urban Greenspace on Offsetting Carbon Emissions for Middle Korea. *Journal of Environmental Management*, Vol. 64, pp 115-126.
- Iglesias, P.E. (2003). Petróleo y gas natural: Industria, Mercados y Precios. Editorial AKAL, Madrid, España.
- Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), (2001). Prospectiva de la investigación y desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025. [En red]. Disponible en: http://www.imp.mx/publicaciones/prospectiva/prosp_intro.pdf
- Instituto Nacional de Ecología (INE), (1998). México Ante el Cambio Climático. [En red]. Disponible en: <http://www.ine.gob.mx/>
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), (2006). Producto Interno Bruto. [En red]. Disponible en: <http://www.inegi.gob.mx>
- Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), (2004). El Sector Energético en México. [En red]. Disponible en: <http://www.inegi.gob.mx>
- Maples, R.E. (2000). Petroleum refinery: Process economics. U.S.A: Ed. PennWell
- Miller, L.J., (2000). Desempeño operativo y financiero de petróleos mexicanos 1992-2000. [En red]. Disponible en: <http://herzog.economia.unam.mx/secss/docs/tesisfe/ClavellinaMJL/1992.pdf>
- Petróleos Mexicanos (PEMEX), (2006). Cronología de la refinación en México. [En red]. Disponible en: <http://www.pemex.com>

Petróleos Mexicanos (PEMEX), (2004a). Crudo Procesado y Producción de Gasolinas.

Respuesta a solicitud de información 1857600022604, septiembre 20, 2004
[Archivo de datos]. México D.F: Pemex Refinación.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), (2004b). Emisiones al aire y gases de efecto invernadero.

Respuesta a solicitud de información 1857600011905, abril 18, 2004 [Archivo de
datos]. México D.F: Pemex Refinación.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), (2004c). Capacidad de plantas. Respuesta a solicitud de

información 1857600022604, septiembre 20, 2004 [Archivo de datos]. México
D.F: Pemex Refinación.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), (2004d). Listado de tecnologías usadas para la reducción

de emisiones contaminantes en las refinerías de petróleo. Respuesta a solicitud de
información 1857600011905, abril 18, 2004 [Archivo de datos]. México D.F:
Pemex Refinación.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), (2004e). Consumo de energía. Respuesta a solicitud de

información 1857600011905, abril 18, 2004 [Archivo de datos]. México D.F:
Pemex Refinación.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), (2004f). Informe Estadístico de Labores 2004: PEMEX

Internacional, Precio de las Exportaciones de Petróleo Crudo, Valor y Volumen
del Comercio Exterior de Productos Petrolíferos y Gas Natural, [En red].

Disponible en: <http://www.pemex.com>.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), (2004g). Reducción de Azufre en Combustibles

Mexicanos, [En red]. Disponible en:
http://www.cleantransportcouncil.org/documents/13_Berumen_Mex_2004.pdf

- Petróleos Mexicanos (PEMEX),(2003a). Las reservas de hidrocarburos de México. Evaluación al 1 de enero de 2003. México, D.F. PEMEX Exploración y Producción.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX), (2003b). Informe Estadístico de Labores 2003: PEMEX Internacional, Precio de las Exportaciones de Petróleo Crudo, Valor y Volumen del Comercio Exterior de Productos Petrolíferos y Gas Natural. [En red].
Disponible en: <http://www.pemex.com>.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX), (2000). Refinación, Indicadores Financieros. [En red].
Disponible en: http://www.pemex.com/files/dcpe/inf00_ref.pdf.
- Robles, T.R. (2002). Análisis y simulación de procesos de refinación del petróleo. México, D.F. Ed. Alfaomega, IPN.
- Sapag Chain, N. y Sapag Chain, R. (2004). Preparación y Evaluación de Proyectos. (4a Ed). Colombia, McGraw-Hill.
- Secretaría de Energía (SENER), (2003). Balance Nacional de Energía 2002 - 2003. México D.F.
- Secretaría de Energía (SENER), (2001). Balance Nacional de Energía 2000 - 2001. México D.F.
- Secretaría de Energía (SENER), (1999). Balance Nacional de Energía 1998 - 1999 México D.F.
- Secretaría de Energía (SENER), (1998). Balance Nacional de Energía 1997-1998, México, D.F.
- Secretaría de Energía (SENER), (1996). Balance Nacional de Energía 1965-1996, México, D.F.

- Secretaría de Energía (SENER), (2000b). Programa sectorial de energía 2001-2006. Un país con energía es un país con futuro México D.F.
- Secretaría de Energía (SENER), (2000c). El sector energía en México. [En red]. Disponible en: <http://www.sener.gov.mx>
- Stockholm Environment Institute (2004). Long-range Energy Alternatives Planning System (LEAP, Versión. 2004-0037) [Software de cómputo]. Boston, MA, USA.
- Stockholm Environment Institute (2004). Manual de usuario 2004. Boston, MA, USA.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Pública (SHCP), (2001). Fomento a la inversión y al crecimiento económico. [En red]. Disponible en: <http://www.shcp.sse.gob.mx/normas/temas/normatividad01/documentos/expomotivos/capitulo3.pdf>
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), (2005). Evolución del mercado petrolero. [En red]. Disponible en: http://www.indetec.gob.mx/e-financiero1/Boletin64/Petroleo_281205.pdf
- The World Bank Group, (2006). [En red]. Disponible en: <http://devdata.worldbank.org/data-query/>
- UK Environment Agency, (1999). A Strategic review of the petroleum refinery industry sector, Bristol, U.K. Research & Development Publication 21.
- Warner W. (2002). Contaminación del aire: Origen y Control. Editorial LIMUSA, México D.F.
- Worldwide Construction Projects Survey (April, 2004). Worldwide Refinery Construction Projects. United States of America: Oil & Gas Journal