



**PROPUESTA PARA UNA ESTRATEGIA SUSTENTABLE DEL
SUBSECTOR HIDROCARBUROS EN CENTROAMÉRICA**

ÍNDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACIÓN	1
RESUMEN	3
I. SITUACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN CENTROAMÉRICA	5
1. Producción y consumo de energía en el Istmo Centroamericano	5
2. Emisiones por consumo de derivados del petróleo en Centroamérica	13
3. Opciones energéticas de Centroamérica	13
II. UN NUEVO MARCO DE REFERENCIA PARA EL SECTOR ENERGÉTICO DE CENTROAMÉRICA.....	19
1. El proceso de integración centroamericano y el sector energía	19
2. La preocupación ambiental en la región	24
III. PROPUESTA DE UNA ESTRATEGIA PETROLERA SUSTENTABLE	31
1. Deficiencias en el suministro de derivados de petróleo a Centroamérica	31
2. Proyección de la demanda de combustible y niveles de emisiones	35
3. Propuesta de estrategia para el desarrollo sustentable del subsector hidrocarburos.....	41
 <u>Anexos:</u>	
I Emisiones históricas	51
II Modelos para proyectar la demanda de gasolinas, diesel y electricidad en el Istmo Centroamericano	61
III Metodología aplicada en la elaboración de los escenarios de precios de los combustibles y la electricidad	71
IV Proyecciones del consumo de hidrocarburos y emisiones asociadas	93

PRESENTACIÓN

En este documento se plantea una propuesta de estrategia petrolera sustentable para los seis países del Istmo Centroamericano,¹ en respuesta a la solicitud de los ministros responsables del subsector hidrocarburos, expresada durante su reunión en la ciudad de Guatemala, Guatemala, en abril de 2002.

En el estudio se aborda inicialmente la situación del sector energético en la región, con particular énfasis en las industrias eléctrica y petrolera, así como las emisiones resultantes del consumo de derivados del petróleo durante los últimos 20 años. Asimismo, se analizan las opciones energéticas con que cuentan los países del Istmo Centroamericano, para incidir en su estructura en el corto y mediano plazos. En segundo lugar, se describen las iniciativas de integración emprendidas por estos países, así como los compromisos ambientales, los cuales son respaldados ampliamente por los Presidentes de América Central. En este sentido sobresalen dos decisiones importantes: la creación de una zona aduanera, y la promoción de una región de desarrollo sustentable. Finalmente, se analizan las deficiencias en el actual suministro de derivados de petróleo, así como las proyecciones de demanda de los distintos derivados para los próximos 10 años, todo lo cual hace posible bosquejar una propuesta petrolera sustentable.

Los Directores Generales de Hidrocarburos, en ocasión de la XIV Reunión Regional sobre Abastecimiento de Hidrocarburos en el Istmo Centroamericano, realizada en San José, Costa Rica, en abril de 2003, revisaron la versión disponible a la fecha de la propuesta de estrategia. Este documento incorpora los comentarios vertidos posteriormente por los Directores Generales.

El documento fue preparado por la Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), con el apoyo de las Direcciones Generales de Hidrocarburos o instancias equivalentes de los seis países de América Central. Fue sumamente valiosa la aportación del proyecto Uso Sustentable de Hidrocarburos, el cual se ejecuta en el marco de un convenio entre la CEPAL y la República de Alemania, por medio de la agencia de cooperación GTZ (*Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit*). Este proyecto financió a los consultores que apoyaron con estudios complementarios la elaboración de la propuesta de estrategia. De esta forma, la Unidad de Energía de la Sede Subregional México cumple con el mandato de los ministros responsables del subsector hidrocarburos. Cabe hacer una mención especial de la Dirección Sectorial de Energía del Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica, la cual supervisó el desarrollo de los modelos para la proyección de la demanda de derivados del petróleo.

A fin de lograr una amplia difusión, el documento está a disposición de los interesados, en formato PDF, en la página WEB de la CEPAL (www.cepal.org.mx). Se agradecerán comentarios y sugerencias a la siguiente dirección:

¹ Se trata de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. En algunos casos se ha incluido a Belice, cuando se hace referencia a “los siete países”.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)

Unidad de Energía

Presidente Masaryk 29, C. P. 11570

México, D. F., México

Fax: (52) 55 5531 1151

E-mail: public.cepal@un.org.mx

RESUMEN

Los países de la región centroamericana son importadores netos de hidrocarburos. Sólo Guatemala cuenta con una pequeña producción de petróleo, que se exporta casi en su totalidad. En 2002 las importaciones de petróleo crudo alcanzaron la cifra de 30.032.000 barriles anuales (bl/año). Además de la producción de las refinerías, es necesario adquirir directamente derivados, importaciones que tuvieron un valor de 65.117.000 bl/año para, en conjunto, satisfacer el consumo regional de 88.629.000 bl/año. De esta cifra, 80,8% se empleó para consumo final en la industria, el transporte y el consumo doméstico, mientras que el restante 19,2% se utilizó en la producción de electricidad.

Durante 2002 la capacidad instalada de generación eléctrica del Istmo Centroamericano alcanzó 7.898 megavatios (MW), de los cuales 3.897 MW (49,3%) correspondieron a plantas térmicas, 3.523 MW a centrales hidroeléctricas (44,6%), 416 MW a plantas geotérmicas (5,3%) y 62 MW a plantas eólicas (0,8%). Del total de la producción en ese mismo año, 57,4% fue aportado por energías renovables (hidroeléctrica, eólica y geotermia).

De acuerdo con la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericano (SG-SICA), el año 2002 y lo que va del 2003 reflejan uno de los mejores momentos del proceso de integración, en sus cuatro sectores: económico, social, ambiental y político. En el ámbito económico sobresale la decisión tomada por los presidentes, en marzo de 2002, de iniciar un proceso para la conformación de una Unión Aduanera, con los cinco países que originalmente pertenecían al Mercado Común Centroamericano (MCCA).

En el sector energético, las respectivas autoridades nacionales de los subsectores hidrocarburos y electricidad habían venido trabajando a favor de la integración regional. Sin embargo, en el primer subsector la conformación de un mercado regional se encuentra en una fase muy incipiente. A la fecha se han elaborado una serie de estudios encaminados a promover la creación de dicho mercado, a fin de aumentar la competencia de los actores que operan en los países, lo que podría beneficiar a los consumidores con precios más eficientes. Recientemente, el proceso de la creación de la Unión Aduanera ha registrado un gran progreso en la armonización de las normas de los derivados del petróleo. Con respecto a la energía eléctrica, el avance ha sido sustancial, ya que en la región se da un importante intercambio entre los diferentes países. Un evento de suma importancia fue la aprobación, por parte de los poderes legislativos de los seis países, del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

En el tema ambiental, Centroamérica muestra avances importantes, que se reflejan en una Alianza para el Desarrollo Sostenible (ALIDES), así como un Plan Ambiental para la región (PARCA), 10 convenios internacionales y ocho regionales, entre los que destaca el Protocolo de Kyoto, además de una serie de compromisos en el marco de la Cumbre Mundial de Johannesburgo y un memorando dentro del Plan Puebla-Panamá.

Entre las principales deficiencias actuales en el suministro de petróleo a los seis países del Istmo Centroamericano, cabe enumerar las siguientes: fuerte dependencia en los derivados del

petróleo, fragilidad centroamericana frente a problemas globales del mercado petrolero, impacto en las economías locales por alzas en los precios de petróleo, reducida infraestructura petrolera, debilidad en los planes de contingencia, y estructuras poco competitivas en los mercados nacionales de petróleo.

Con objeto de determinar la demanda de derivados del petróleo para los próximos 10 años, se realizó una serie de estudios particulares con miras a definir modelos para la proyección de las principales variables macroeconómicas de la región; perspectivas de los precios de los derivados del petróleo y de la electricidad en el período de estudio, y modelos para determinar la demanda de derivados de petróleo (excluyendo los combustibles para la generación eléctrica). Adicionalmente, se utilizaron modelos para simular la operación de los sistemas eléctricos de los seis países, a fin de cuantificar la demanda de *fuel oil* y diesel para la producción de electricidad.

Los resultados de los diferentes modelos apuntan que el consumo total de los principales derivados del petróleo alcanzaría 128 millones de barriles en el año final (2012), con un crecimiento de 46%, lo cual incluye consumo final y consumo para la producción de electricidad. Por su parte, el consumo final se elevaría a 105 millones de barriles en el año final, lo que da un crecimiento de 49%. El componente de combustibles para la generación eléctrica está en función del programa de ampliación de centrales de producción incluido en los planes indicativos de los países, los cuales contienen no sólo centrales térmicas de *fuel oil* y diesel, sino también recursos renovables. A pesar de ello, el componente crecería 35% durante el período de análisis y así llegaría a 23 millones de barriles en el año final.

Sobre la base del crecimiento de los distintos combustibles, se calcularon las emisiones correspondientes a los principales contaminantes. En el período de análisis (2002-2012), en que el consumo total crece 46%, las emisiones de CO₂ pasaron de 35 millones de toneladas en el año inicial a 50,3 millones en el año final, con una tasa de crecimiento de 46% en el consumo final y de 35% en los combustibles para la generación eléctrica. Por su parte, las emisiones de CO alcanzarían en 2012 un valor de 1,8 millones de toneladas, el SO₂ 193.500 t, y el NO_x 370.600 toneladas.

Una estrategia para el desarrollo sustentable del subsector de hidrocarburos en Centroamérica en los próximos 10 años debe procurar el crecimiento sostenido de la economía mediante la satisfacción de las necesidades energéticas de la población, de la industria y del comercio, sin dañar irremediablemente el medio ambiente. Con ese criterio es necesario que se consideren los siguientes objetivos generales: reducir la tasa de crecimiento de la demanda de hidrocarburos; mejorar la eficiencia en el consumo de los combustibles con la utilización de tecnologías y equipos eficientes; aumentar el uso de fuentes de energía menos contaminantes; incrementar el intercambio de energía entre los países; lograr la consolidación de mercados competitivos, tanto a escala nacional como regional, en todas las formas de energía comerciales, y disminuir y mitigar los efectos de la cadena energética sobre el medio ambiente.

La Propuesta de Estrategia, que considera principalmente los combustibles y en forma muy general la energía, contempla cuatro grandes ámbitos: el fortalecimiento del mercado regional, los aspectos relacionados específicamente con la demanda y la oferta, y los asuntos institucionales.

I. SITUACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA EN CENTROAMÉRICA

Para la elaboración de una propuesta en el subsector petrolero debe analizarse, en principio, la situación energética de los países del Istmo Centroamericano, así como los niveles de emisión alcanzados actualmente y las opciones energéticas para la región, tanto existentes como futuras. Asimismo, para incorporar las relaciones e interdependencias de las diferentes fuentes y actividades, debe tomarse en consideración el entorno de todo el sector energía.

1. Producción y consumo de energía en el Istmo Centroamericano

El consumo energético en el Istmo Centroamericano se caracteriza por una alta dependencia en cuanto a los derivados del petróleo y de la biomasa, esta última en su mayoría en forma no renovable. Sin embargo, la producción eléctrica, con una baja participación en el balance global, utilizó casi en partes iguales derivados del petróleo y fuentes renovables, principalmente hidroelectricidad.

a) Hidrocarburos

i) Importaciones. Sólo Guatemala cuenta con producción interna de petróleo que se exporta casi en su totalidad, dada la calidad del crudo obtenido. En consecuencia, el Istmo Centroamericano es un importador neto de hidrocarburos. Entre 1990 y 2000, el valor de las importaciones realizadas por los seis países de la región se incrementó 167%, al pasar de 1.107 millones de dólares (mmd) a 2.960 mmd. En los dos últimos años dicha cifra descendió hasta alcanzar 2.683 mmd en 2002.² El valor de las importaciones de hidrocarburos es variable en cada país, como reflejo de las características específicas de su economía y sus alternativas energéticas. En 2002 la participación en el valor de las importaciones de hidrocarburos de la región fue de 25% para Guatemala, 18,3% para Panamá, 17% para El Salvador, 15,8% para Costa Rica, 14,8% para Honduras y 9,1% para Nicaragua.

En el período 1990-2001, las importaciones de petróleo crudo se incrementaron 49%, al pasar de 27.579.000 barriles anuales (bl/año) a 41.093.000 bl/año, y luego disminuyeron a 30.032.000 bl/año en 2002. Además de la producción de derivados de petróleo en refinerías a partir del crudo importado, es necesario adquirir en el exterior productos ya refinados. Durante 2002 la producción de derivados fue de 29.932.000 bl/año, mientras que las importaciones alcanzaron 65.117.000 bl/año para satisfacer, en conjunto, el consumo regional de 88.626.000 bl/año. Los principales derivados importados en 2002 fueron el diesel (22.671.000 bl/año) y las gasolinas automotrices (18.616.000 bl/año), valores que representan, en ambos casos, alrededor del triple de la producción regional. Por su parte, la relación para el *fuel oil* fue de 88%

² Véase CEPAL (2003), *Istmo Centroamericano: Estadísticas de hidrocarburos, 2002* (LC/MEX/L.561), 11 de julio.

(12.406.000 bl/año), mientras que el gas LP representó 12 veces la producción centroamericana (7.444.000 bl/año).

La participación del valor de dichas importaciones con respecto al valor de las exportaciones centroamericanas (IH/E) descendió entre 1990 y 1998 (de 10,7% a 6,2%, respectivamente), y se incrementó posteriormente hasta alcanzar 10,4% en 2002. En adición hay que considerar que se presentan diferencias sustanciales por país: Costa Rica, por ejemplo, ha registrado valores en el índice IH/E de 9,7% en 1990, 3,3% en 1998 y 5,9% en 2002; en este último año se encontraba en las mejores condiciones respecto de sus vecinos. Nicaragua se ubica en la posición menos favorecida, ya que el índice IH/E pasó de 30,1% en 1990 a 15,7% en 1998, y volvió a repuntar a 26,7% en 2002. Panamá presentó índices menores a los de Costa Rica en el período 1990-1998, pero en los últimos años lo superó ligeramente, llegando a 6,5% en 2002. Los otros tres países ocupan posiciones intermedias, de forma que en 2002, El Salvador tuvo un índice de 12%, Honduras, 16,1%, y Guatemala, 18%.

ii) Procedencia de las importaciones. De los 30.032.000 bl/año de petróleo crudo y reconstituido importados por el Istmo Centroamericano en 2002, 51,2% procedió de Venezuela, 30,4% de Ecuador, 10,3% de Colombia, 2,5% de México, y el resto de varios países (Perú, los Estados Unidos, Bolivia, Trinidad y Tabago y otros estados del Caribe). En consecuencia, el norte de Sudamérica es la principal región que suministra petróleo a Centroamérica, pues de ahí procede el 94% de los embarques.

En el caso de los derivados del petróleo, el principal mercado de origen de las importaciones del Istmo Centroamericano fue Venezuela, que aportó 40% en 2002, seguido de los Estados Unidos (14,9%), Trinidad y Tabago (11,9%), Ecuador (6,4%), el propio Panamá con 4,5%, Países Bajos (4,4%), el Caribe (3,7%) y Chile (2,8%), y otros 21 países.

En el total de hidrocarburos (crudo y derivados), Venezuela es el principal proveedor (43,6%), seguido de Ecuador (13,9%), Estados Unidos (10,5%), Trinidad y Tabago (8,2%), Colombia (4,2%), Países Bajos (3%), el Caribe (2,9%) y Chile (1,9%) (véase el gráfico 1). En las importaciones de hidrocarburos totales también participan como oferentes intrarregionales otros países centroamericanos: Panamá (3,1%), El Salvador (0,7%), Costa Rica (0,4%), Guatemala (0,3%), Honduras (0,2%) y Nicaragua, con volúmenes no significativos.

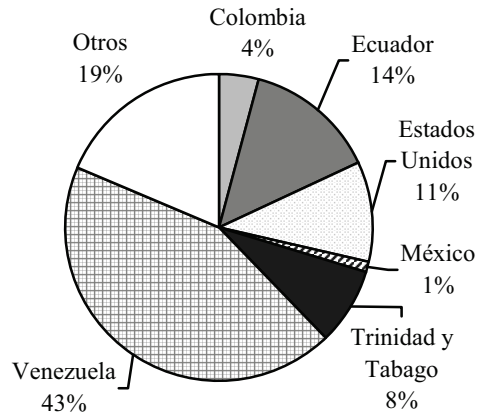
iii) Consumo. De los 88.626.000 bl/año de combustibles provenientes del petróleo consumidos en Centroamérica durante 2002, 80,8% se empleó como consumo final en la industria, el transporte y en el uso doméstico, mientras que 19,2% se utilizó en la producción de electricidad. La participación de los combustibles en el consumo final del Istmo fue: 40,6% el diesel, 32,8% las gasolinas, 10,9% el gas LP, 8,2% el *fuel oil*, 5,8% los combustibles de aviación, y 1,78% los otros combustibles. Con relación a los combustibles utilizados en la generación de electricidad, el *fuel oil* cubrió 79,6% y el diesel el 20,4% restante.

Guatemala es el país con el mayor mercado de hidrocarburos, ya que su consumo en 2002 fue de 25.546 mbls, seguido de El Salvador con 15.924 mbls, Costa Rica con 13.480 mbls, Honduras con 12.855 mbls, Panamá con 11.943 mbls, y por último Nicaragua con el menor mercado (8.662 mbls) (véase el cuadro 1).

Gráfico 1**ORIGEN DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS
TOTALES, 2002**

(Barriles por año)

95.483.000



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 1**ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS
DE PETRÓLEO, 2002**

(Miles de barriles)

País	Consumo total	Consumo final	Generación eléctrica
Costa Rica	13 480	13 211	270
El Salvador	15 924	12 316	3 608
Guatemala	25 546	21 027	4 518
Honduras	12 855	9 007	3 848
Nicaragua	8 662	5 533	3 129
Panamá	11 943	10 351	1 591

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

En general, la estructura de consumo refleja diferencias importantes entre los seis países. Costa Rica sólo empleó 2% del consumo de combustibles para generar electricidad en 2002, mientras que con ese mismo fin Panamá utilizó 13,3%, Guatemala 17,7%, El Salvador 22,7%, Honduras 29,9% y Nicaragua 36,1%. En el caso de este último país, la diferencia porcentual es de 18 veces respecto de Costa Rica. Este comportamiento refleja, por una parte, el nivel de industrialización y tamaño de cada economía, pero también las alternativas energéticas que los

países desarrollaron en el pasado para producir electricidad a partir de fuentes que no fueron los hidrocarburos. Costa Rica y Panamá cuentan con una producción de hidroelectricidad importante, mientras que Nicaragua, El Salvador y Honduras son los que menos fuentes alternativas han explotado.

iv) Infraestructura. En cuanto a la infraestructura, en el Istmo existe una capacidad de almacenamiento de petróleo crudo de 4.053.800 barriles, equivalentes a 49,5 días de consumo del año 2002. La mayor capacidad de almacenamiento de petróleo crudo se encuentra en Panamá (29,85%), seguido de El Salvador (22,7%), Nicaragua (17%), Costa Rica (15,3%) y Guatemala (15%). Por no contar con refinerías, Honduras no tiene capacidad alguna de almacenamiento de crudo.

Respecto de los derivados de petróleo existe una capacidad de almacenamiento de 3.831.100 barriles (bbl) de gasolina (59,6 días), 904.200 bbl de gas LP (42,5 días), 4.962.100 bbl de diesel (55,8 días) y 4.326.800 bbl de *fuel oil* (81,5 días). En el caso de las gasolinas, El Salvador, Honduras y Nicaragua presentaban en 2002 una capacidad de almacenamiento equivalente a poco más de 50 días de su consumo, Costa Rica de 48 días, Guatemala 68 y Panamá más de 80 días. En diesel, la mayor autonomía de almacenamiento corresponde a Guatemala (más de 73 días de su consumo de 2002); le siguen El Salvador (61), Panamá (59), Nicaragua (50), Costa Rica (45) y Honduras (34). En *fuel oil*, la mayor autonomía es de Panamá (578 días del consumo de 2002), seguido de Costa Rica (113), Honduras (75), Guatemala (74), Nicaragua (63) y El Salvador (25). En materia de gas LP, la menor autonomía de almacenamiento la presenta Nicaragua (15,1 días de su consumo de 2002), seguido de Costa Rica y Panamá (20,5 días), El Salvador (29,7 días), Honduras (49,3 días) y Guatemala (73,7 días).

v) Actores en la industria. En 2002 participaron en las importaciones de crudo y productos alrededor de 24 empresas (entre nacionales, regionales y multinacionales), de las cuales 17 operaron en Guatemala, 9 en El Salvador, 9 en Honduras, 5 en Nicaragua, 2 en Panamá y 1 en Costa Rica.³ Las multinacionales que operan en la región son Esso, Shell y Texaco; las tres tienen actividades en Guatemala, El Salvador y Honduras. En Nicaragua sólo se ubican Esso y Shell, mientras que en Panamá únicamente Texaco. La refinería Recope, en Costa Rica, es propiedad del gobierno. En la región funcionan siete grandes empresas o empresas locales no integradas con electricidad; 11 integradas con electricidad (Enron, Genor, Coastal, Lufussa, etc.) y tres empresas pequeñas. En gas LP intervienen ocho empresas: sobresalen las multinacionales (Texaco, Elf y Esso) y las regionales (Grupos E. Zaragoza y M. Zaragoza), además de Recope.

b) Energía eléctrica

i) Capacidad instalada. Durante 2002 la capacidad instalada de generación eléctrica del Istmo Centroamericano alcanzó 7.898 megavatios (MW), compuesta por 3.897 MW (49,3%) de plantas térmicas, 3.523 MW de centrales hidroeléctricas (44,6%), 416 MW de plantas geotérmicas (5,3%) y 62 MW de plantas eólicas (0,8%). Por lo que respecta a la propiedad, 46,9% corresponde a capacidad instalada pública y 53,1% a capacidad privada, aunque para esta

³ En el ámbito regional se contabiliza una sola vez a las empresas que se encuentran operando en más de un país.

estimación se han incluido como plantas privadas aquellas mixtas que mantienen participación pública minoritaria en su capital social.

En 2002 Costa Rica registró 1.796 MW de capacidad instalada total, seguido de Guatemala con 1.703 MW, Panamá con 1.533 MW, El Salvador con 1.136 MW, Honduras con 1.073 MW y Nicaragua con 659 MW. Por tipo de capacidad, las diferencias también son notables: en hidroelectricidad Costa Rica cuenta con 1.271 MW de capacidad, seguido de Panamá con 702 MW, Guatemala con 558 MW, Honduras con 466 MW, El Salvador con 422 MW y Nicaragua con 104 MW.

En plantas térmicas la situación se invierte, pues Guatemala tiene la mayor capacidad (1.112 MW), seguido de Panamá con 831 MW, El Salvador con 553 MW, Honduras con 607 MW, Nicaragua con 478 MW y Costa Rica con sólo 318 MW. En otras fuentes energéticas, como la geotermia, sólo mantienen capacidad instalada El Salvador (161 MW), Costa Rica (145 MW), Nicaragua (77 MW) y Guatemala (33 MW), mientras que en aprovechamiento de la energía del viento sólo Costa Rica dispone de instalaciones.

ii) Producción de electricidad. La generación bruta en el Istmo alcanzó 30.210 gigavatios-hora (GWh) en el año 2002. Costa Rica y Guatemala presentaron la mayor participación (24,8% y 20,5% respectivamente), seguidos por Panamá (17,6%), El Salvador (14,6%), Honduras (14%), y Nicaragua (8,5%).

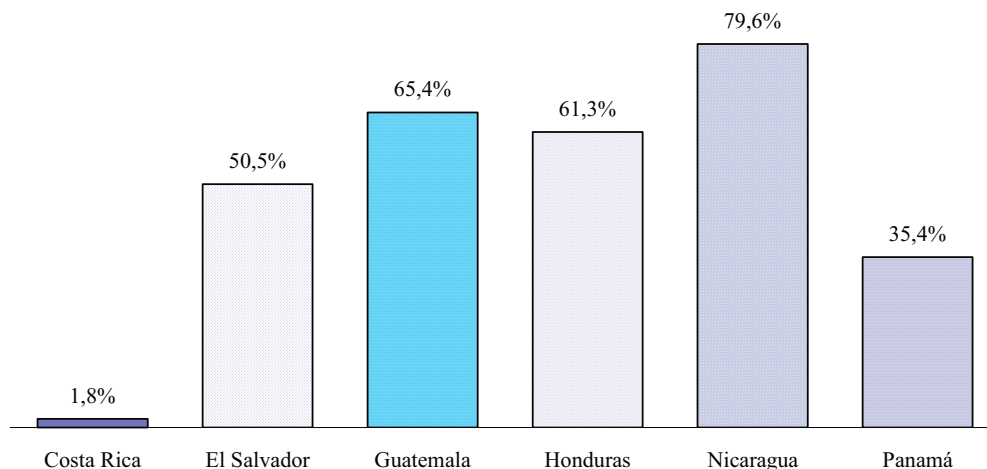
En general, Centroamérica se muestra como una región donde las energías renovables superan a las que utilizan hidrocarburos en materia de generación eléctrica, ya que de la generación neta total en 2002 (29.724 GWh) correspondieron a la generación hidroeléctrica 14.463 GWh (48,7%), a la termoeléctrica 12.661 GWh (42,6%), a la geotérmica 2.341 GWh (7,9%) y a la eólica 259 GWh (0,9%). En suma, las energías renovables (hidroeléctrica, eólica y geotermia) aportaron 17.063 GWh (57,4% del total de generación neta).

Sin embargo, el impacto de las energías renovables es diferente por país. Se observa un claro predominio de éstas en Costa Rica, donde la generación térmica alcanzó únicamente 1,8% de la generación y la mayor parte fue cubierta por la hidroelectricidad (80,2%), seguida de la geotermia (14,6%) y la eólica (3,5%); además, este último tipo de generación superó en 2002 a la generación térmica (véase el gráfico 2).

En El Salvador se observa un cierto equilibrio entre los hidrocarburos y las otras fuentes de producción de electricidad, ya que la hidroelectricidad (27,6%) y la geotermia (21,9%), en conjunto, casi alcanzaron a los hidrocarburos (50,5%). En Guatemala se privilegian los hidrocarburos (65,4%), sin que se descuide la hidroenergía (32,5%), en tanto que la participación de la geotermia es reducida (2,1%). En Honduras la generación neta de electricidad en 2002 significó la participación de los hidrocarburos de 61,3%, y la hidroenergía de 38,7%. Por su parte, Nicaragua muestra la mayor tendencia a la producción de electricidad sobre la base de hidrocarburos, ya que el 79,6% de la generación neta total de 2002 provino de éstos; cuenta con baja producción relativa de hidroelectricidad (12,5%) y, sin embargo, emplea la geotermia (8%). En Panamá la generación bruta en 2002 provino mayoritariamente de los hidrocarburos (64,6%), y el resto de la hidroenergía (35,4%).

Gráfico 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN TÉRMICA, 2002



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

En 2002 la generación neta de Panamá originada en empresas privadas fue de 92,1%, mientras que en Nicaragua alcanzó 79,5%, en Guatemala 70%, en Honduras 61,2% y en El Salvador 51,6%; en Costa Rica (84,5%) predominó la generación pública.

iii) Comercio regional de electricidad. Prácticamente todos los países importaron y exportaron electricidad en 2002. Sin embargo, algunos fueron deficitarios, como El Salvador, Honduras y Nicaragua, frente a los superavitarios Costa Rica, Guatemala y Panamá.

Costa Rica exportó 440 GWh e importó 36 GWh (superávit de 404 GWh, equivalente al 5,4% de su generación neta), constituyéndose así en el líder exportador de la región. Guatemala exportó 440 GWh e importó 55 GWh, con un superávit de 385 GWh, equivalente al 6,2% de su generación neta. Por su parte, Panamá exportó 49 GWh e importó 35 GWh (superávit de 14 GWh, 0,3% de su generación neta). El Salvador exportó 51 GWh e importó 435 GWh (déficit de 384 GWh, equivalentes a 9% de su generación neta). Honduras (-415 GWh) y Nicaragua (-9 GWh) presentaron déficit equivalentes a 10% y 0,4% de su generación, respectivamente.

iv) Consumo de energía eléctrica. La demanda máxima centroamericana alcanzó 5.170 MW en 2002. La mayor demanda máxima se registró en Costa Rica (1.221 MW), seguido por Guatemala (1.119 MW), Panamá (857 MW), Honduras (798 MW), El Salvador (752 MW) y Nicaragua, con sólo 422 MW.

Las ventas totales de electricidad por país fueron de 6.350 GWh en Costa Rica, seguido por Guatemala (4.915 GWh), Panamá (4.062 GWh), El Salvador (3.944 GWh), Honduras (3.633 GWh) y Nicaragua (1.626 GWh) (véase el cuadro 2).

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: VENTAS DE ELECTRICIDAD DURANTE 2002 (GWh)

	Istmo	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Total	24 531	6 350	3 944	4 915	3 633	1 626	4 062
Reguladas	22 591	6 350	3 552	3 552	3 548	1 578	4 012
No reguladas	1 940	-	392	1 364	85	48	50

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Las ventas reguladas de electricidad se distribuyen en Costa Rica de la siguiente manera: 42,8% corresponde al uso residencial (2.721 GWh), 25,3% de uso general (1.608 GWh), 29,3% para uso industrial (1.859 GWh) y el restante 2,5% a otros usos (161 GWh). En 2002 se vendieron en Honduras 3.548 GWh de energía regulada, distribuida en 42,2% para uso residencial, 22,4% para uso comercial, 27,7% para industrial y 7,7% para otros usos. En Nicaragua las ventas de energía regulada totalizaron 1.578 GWh, de las cuales 29,7% fue para uso residencial, 29,8% para uso comercial, 22,8% para uso industrial y 17,6% para otros usos. En Panamá las ventas de energía regulada en dicho año fueron de 4.012 GWh, distribuidos en 31,6% en uso residencial, 43,2% en uso comercial, 9,1% en industrial y 16,1% en otros usos. En el caso de El Salvador las ventas de energía regulada en 2002 alcanzaron un total de 3.552 GWh distribuidos en 38,1% de uso residencial y 61,9% de otros usos.

El índice de electrificación de los países centroamericanos en el año 2002 muestra valores contrastantes. Costa Rica es el país con mayor cobertura (97%); le siguen Guatemala (84%), El Salvador (78%), Panamá (75%), Honduras (63%) y Nicaragua (47%).

Las pérdidas de transmisión y distribución en todo el Istmo alcanzan un total de 16,9%, pero los niveles por país oscilan desde 9,7% en Costa Rica, entre 14,6% y 15,3% para El Salvador y Guatemala, pasando por registros altos en Honduras (20,6%) y Panamá (19,8%), hasta los valores excesivamente altos en Nicaragua (32,5%).

v) Actores en la industria. En 2002 participaron 171 actores en toda la cadena de suministro de la industria eléctrica, desglosados en 102 en producción, 7 en transmisión, 14 en comercialización, 37 en distribución y 28 grandes consumidores. En el área de producción sobresale Guatemala con 22 empresas y Costa Rica con 17, sin contar 20 pequeñas plantas hidroeléctricas; les siguen El Salvador con 13, Honduras y Panamá con 11 y Nicaragua con 9. En el segmento de comercialización sólo El Salvador y Guatemala cuentan con empresas en esa actividad. Por su parte, en el área de grandes consumidores, Guatemala es el líder regional, con 21, muy por arriba de los otros países, que tienen uno o dos clientes (Costa Rica no cuenta con esta categoría de grandes consumidores). En número total de actores, Guatemala está primero con 64, seguido de Costa Rica con 40, El Salvador con 23, Panamá con 16 y, por último, Honduras y Nicaragua, con 14 cada uno.

c) Biomasa

El uso de la biomasa como fuente de energía en Centroamérica resulta importante ya que, según cifras de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), ⁴ la producción de biomasa en 2001, último año con información completa, alcanzó 59 millones de barriles equivalentes de petróleo (MBEP), principalmente leña y productos de caña. La magnitud relativa de la biomasa se puede medir si se compara con las importaciones de petróleo crudo en el Istmo Centroamericano, el cual fue de 42,3 MBEP en ese año. La leña representó 88,3% del total de la energía proveniente de la biomasa utilizada en Centroamérica, y los productos de caña, el resto.

Entre 1980 y 2001, la producción de leña en Centroamérica reportada por la OLADE creció 19,6% (de 43,5 MBEP en 1980 a 52,3 MBEP), lo cual representó una pequeña variación en más de 20 años; con todo, el fenómeno en varios países de la región provocó desertificación y pérdida de bosques. Estas cifras deben tomarse con mucha cautela, dada la forma poco precisa en que los países calculan la producción y el consumo de biomasa. Por su parte, la producción de energía proveniente de los productos de caña se elevó 12,7% en el mismo período, al pasar de 5,4 MBEP a 6,9 MBEP.

Una pequeña parte de la leña que se produce en el Istmo (2,4%) alimenta a las carboneras. La producción de carbón vegetal se incrementó 21,6% durante el período 1980-2001, más rápidamente que la producción de leña. En 1980 se enviaron 1 MBPE a carboneras y en 2001 el total fue de 1,28 MBPE.

Según datos de la OLADE, el sector que emplea mayoritariamente la biomasa es el sector residencial. En 2001 este sector consumió 93,9% de la leña producida, mientras que la industria utilizó 3,8%. En contraparte, los productos de caña son consumidos principalmente por el sector industrial (81% en 2001).

d) Estructura de la matriz energética

A fin de analizar la estructura de la matriz energética, se utilizó también el último balance completo disponible de la OLADE (2001). En ese año el consumo final de energía en el Istmo Centroamericano fue de 137,7 MBEP, cubierto en un 45% por derivados del petróleo, 43% por biomasa (de los cuales la leña representó 37%), y 10% por electricidad. Es interesante notar que el carbón mineral, combustible nuevo en la región, suministró 1% de las necesidades destinadas a la industria (no se incluye el carbón mineral utilizado en la producción de electricidad). Existen diferencias notables entre los países con respecto a la estructura anterior, ya que en Nicaragua la participación de la leña fue mucho mayor (55%), mientras que en Costa Rica sólo alcanzó 8%. ⁵ El consumo energético fue mayoritario en el sector residencial (43%), en el que la leña representó 83%; a continuación, el sector transporte, con 29%, principalmente de derivados líquidos del

⁴ Se utilizan los balances energéticos de la OLADE para la biomasa, pues son los únicos disponibles para la región. La Sede Subregional de la CEPAL en México publica únicamente las estadísticas eléctricas y de hidrocarburos.

⁵ Sobre la base de información de la Dirección Sectorial de Costa Rica.

petróleo, y 18% la industria, tanto energías primarias (carbón y productos de caña) como energías secundarias (derivados del petróleo y electricidad).

2. Emisiones por consumo de derivados del petróleo en Centroamérica

A partir del consumo de los derivados del petróleo es posible estimar las emisiones de los principales contaminantes.⁶ Durante 2002, el total de emisiones en la región fue de 35 millones de toneladas de CO₂, 1.168 miles de toneladas de CO, 258.000 t de NO_x, y 147.600 t de SO₂ (véase el anexo I). Por su mayor consumo total de derivados, Guatemala es el principal emisor de contaminantes, en tanto que Nicaragua es el menor.

Entre 1980 y 2002, el consumo total de derivados de petróleo, tanto el consumo final para los sectores económicos como el consumo en la producción de electricidad, se multiplicó por 2,38. El mismo factor para el primer tipo de consumo fue de 2,37, y para el segundo de 2,41. Por consiguiente, las emisiones de CO₂ aumentaron durante el período en análisis en un factor de 2,31, el CO en 2,72, el NO_x en 2,46, y el SO₂ en 1,94.

Cabe resaltar que mientras la tendencia del consumo final ha sido siempre creciente, particularmente a partir de 1985, el consumo para la generación eléctrica mostró una reducción fuerte hasta fines de los años ochenta, y luego ascendió bruscamente en 2002. Estas variaciones han sido motivadas por los períodos de años hidrológicos buenos y los períodos de sequía, pero sobre todo por el proceso inversionista de actores privados, que han privilegiado las plantas térmicas por razones económicas y financieras. Lo anterior se refleja en las emisiones de contaminantes, como el CO₂ (véase el gráfico 3).

3. Opciones energéticas de Centroamérica

En el mediano plazo, los países de Centroamérica deberán tomar decisiones sobre la futura estructura de la matriz energética, para lo cual existe una gama de opciones que se analizan a continuación.

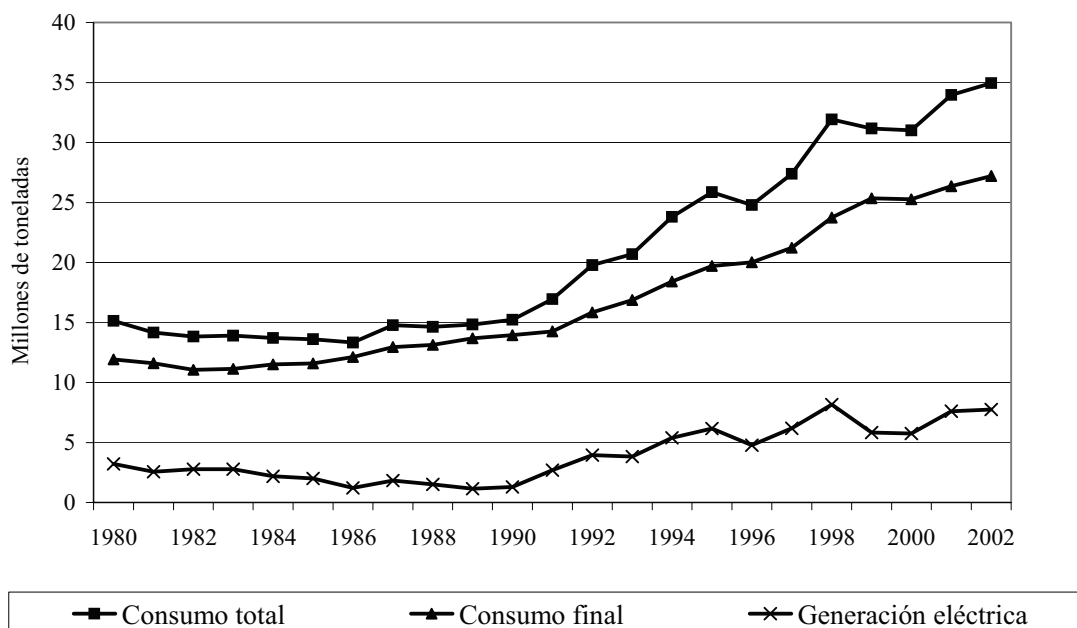
a) Fuente convencional dominante: el petróleo

El petróleo goza de una serie de ventajas físicas y químicas que han favorecido su marcada penetración en el consumo energético mundial desde hace varias décadas (flexibilidad, sustituibilidad, poder calorífico, etc.). Esta tendencia general se aprecia también en Centroamérica, a pesar del fuerte consumo de biomasa. La participación del consumo de

⁶ Las cifras de esta sección han sido calculadas por la CEPAL, sobre la base de los informes de consumo interno de derivados del petróleo reportados por los países y en los factores de emisión del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés).

productos petroleros pasó de 33% en 1980 a 33,8% en 1990 y a 45% en 2001.⁷ Con una baja producción de petróleo en Guatemala (cuya calidad determina que en su mayoría se exporte), las cifras anteriores indican, en general, una disminución de la autosuficiencia energética de fuentes locales. En ello incide el proceso inversionista de actores privados en la generación eléctrica, mencionado anteriormente, y de esta forma se incrementa el nivel de emisiones contaminantes en la región. Adicionalmente podría mencionarse también el aumento del parque automotor y el rápido crecimiento del consumo de GLP.

Gráfico 3

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN EMISIONES DE CO₂

Fuente: CEPAL, con base en cifras oficiales.

El peso de la factura petrolera de los países centroamericanos ha experimentado una tendencia a la baja ante el aumento de las exportaciones y por los precios internacionales del petróleo, a pesar de algunos eventos coyunturales de pocos meses de duración, en que los precios se elevaron (como los casos de las guerras del Golfo y de Iraq). En 1980, el índice de la factura petrolera respecto de las exportaciones alcanzó 10,7%, mientras que en 2002 fue de 10,4%, luego de pasar por un máximo de 11,2% en 2000.

Con relación al suministro de petróleo y derivados, se constata un proceso de diversificación de los países abastecedores de Centroamérica, pues en los años ochenta México y

⁷ Debe notarse que el consumo total de derivados presentó una reducción continua entre 1980 y 1986; al año siguiente se inicia un proceso de recuperación, pero el consumo en 1990 es sólo 3,3% superior al de 1980.

Venezuela eran sus fuentes principales, mientras que en 2002 han aparecido nuevas fuentes, como Ecuador, los Estados Unidos, Colombia, etc., aun cuando Venezuela ha mantenido una participación significativa. La localización geográfica del Istmo Centroamericano entre dos colosos petroleros (Venezuela y México), así como un mercado petrolero muy dinámico de la Costa del Golfo, y la aparición de nuevos exportadores, como Ecuador, Colombia, etc., proporcionan ciertas seguridades de suministro a la región. Sin embargo, las inesperadas alzas del precio del petróleo en el mercado internacional afectan fuertemente a estos países, con impactos importantes para las clases sociales más desprotegidas.

b) Fuentes comerciales contaminantes: el carbón y la orimulsión

Entre las opciones para la diversificación de la matriz energética y la reducción de los derivados del petróleo, la región cuenta en la actualidad con dos fuentes adicionales, aunque contaminantes, que requieren un manejo cuidadoso para disminuir sus impactos en el medio ambiente. Se trata del carbón y la orimulsión.

El primero es un mineral sólido, abundante en muchas partes del mundo, que requiere de grandes espacios e infraestructura para su almacenamiento y utilización. Su poder calorífico es bajo comparado con los hidrocarburos, y su uso más incómodo que el de los fluidos líquidos o gaseosos; además, genera alta contaminación, tanto en la producción como en el consumo, pero los riesgos ambientales de su transporte son mínimos. A pesar de sus inconvenientes físicos, el carbón sigue siendo competitivo en la generación de electricidad. A fines del siglo XX, en Dinamarca, Alemania, Grecia, Irlanda y el Reino Unido, más del 45% de la electricidad se producía a partir de carbón y frecuentemente se usaba como combustible alternativo o auxiliar.⁸

Asimismo, se debe considerar que el precio del carbón ha tenido una estabilidad envidiable en el mercado internacional con respecto a otros productos energéticos. Según documentos de la Unión Europea,⁹ los precios del carbón vapor fluctuaron entre 54 y 38 dólares la tonelada equivalente de carbón (tec) en el período 1986-1996, con precio medio de 47 dólares tec. En ese mismo período, el precio del gasóleo pesado, medido en tec, registró entre 41 y 100 dólares. Los efectos que esas diferencias de precios tienen sobre la balanza de pagos no deben subestimarse, especialmente en países que carecen de productos energéticos propios y que, como los centroamericanos, padecen restricciones económicas y financieras importantes.

Los inconvenientes de usar carbón son principalmente ambientales. Dependiendo de su calidad y procedencia, el carbón puede generar importantes emisiones de SO_x. Además, las emisiones de gases de efecto invernadero también son considerables.

La cercanía relativa de Centroamérica a depósitos de carbón de Colombia y otras partes de Sudamérica puede constituir una ventaja para la producción de energía eléctrica. En Guatemala se construyó, con financiamiento de la cooperación financiera del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la primera carboeléctrica de la región (proyecto San José de

⁸ Véase Comisión de las Comunidades Europeas (2002), *Hacia una Estrategia Europea de Seguridad del Abastecimiento Energético*.

⁹ *Ibidem*.

120 MW), actualmente en operación. La industria cementera amplió recientemente una línea de producción que funciona a base del mismo combustible sólido.

Por otra parte, el combustible denominado orimulsión ¹⁰ está siendo evaluado, por lo menos en una planta de generación de electricidad en Guatemala. Este combustible resulta atractivo si muestra competitividad económica, resuelve los problemas técnicos y las complicaciones ambientales y puede garantizar suministros suficientes en el largo plazo a bajo precio. La cercanía de Venezuela, su único productor, permite contar con este combustible como una opción en el mediano plazo.

c) Fuentes comerciales más amigables al medio ambiente: el gas natural

Sin duda alguna, el gas natural es el combustible del momento. Descubierta tardíamente hacia 1950, fue necesario que pasaran décadas antes de que los materiales, la tecnología y el aprendizaje sobre su manejo le dieran el carácter privilegiado de que hoy goza, ya que de considerárselo un subproducto de la explotación del petróleo crudo se convirtió en un combustible de fácil uso y distribución, y más amigable con el medio ambiente que otros. A tal grado que, con la aplicación de la tecnología de ciclo combinado, la demanda de gas natural para la producción de energía eléctrica está registrando un tremendo auge en todo el mundo, o al menos en el mundo con acceso al gas, desde Norteamérica hasta Argentina y desde Europa hasta Rusia y Japón.

Pese a este intenso proceso de introducción del gas natural en todo el mundo, las posibilidades de uso en Centroamérica han sido nulas hasta el presente, ya que no existe en la actualidad ningún suministro y no se cuenta con infraestructura para importarlo, distribuirlo y utilizarlo en la industria, en la generación de electricidad o en el sector doméstico.

Con excepción de Guatemala, que cuenta con reservas y producción de petróleo, las posibilidades de encontrar gas natural en el subsuelo centroamericano son más bien limitadas. Sin embargo, en el pasado se han emprendido iniciativas para impulsar proyectos de suministro de gas natural a Centroamérica. En ese sentido, la Sede Subregional de la CEPAL en México evaluó la posibilidad de construir un gasoducto que partiese desde México para suministrar gas a Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua. Posteriormente, la misma agencia promovió un segundo proyecto que analizó la posibilidad de suministrar gas natural mediante un gasoducto a Panamá y, eventualmente, a Costa Rica. El mercado de origen del gas sería Colombia, con refuerzos de Venezuela.

Por otra parte, durante 2000 se manejó la posibilidad de establecer una planta de generación de electricidad en Honduras, con gas natural licuado proveniente de Trinidad y Tabago. El proyecto incluía la construcción de las instalaciones para recibir y almacenar el gas, así como de una planta que rebasara los requerimientos hondureños, con miras a exportar energía eléctrica desde ese país.

¹⁰ Emulsión de bitumen y crudos extrapesados en agua que comercializa la empresa Bitor, filial de PDVSA, y que intenta posicionarla como una alternativa económica para la producción de energía eléctrica.

Una oportunidad más en materia de uso de gas natural en el Istmo la constituye el hecho de que la producción de gas de Bolivia y Perú está por hacerse presente en la costa del Pacífico. Actualmente, los yacimientos de gas de esos países se encuentran en fase de desarrollo y no tienen acceso a mercados de consumo externo; los proyectos que se están ejecutando permitirán llevar el gas hacia la costa occidental del continente.

d) Fuentes renovables

Las fuentes renovables son las únicas fuentes autóctonas del Istmo Centroamericano, con potenciales importantes para poder aumentar la oferta interna en el mediano plazo. La región cuenta con recursos potenciales significativos en hidroelectricidad, geotermia, solar y eólica. Sin embargo, se requiere un decidido apoyo político, económico, de cooperación, de fomento y regulación.

Según cifras de la OLADE, el potencial hidroeléctrico de la región se eleva a 31.322 MW, estimados a un factor de planta de 0,5. Los países con los mayores recursos son Guatemala (35%), Costa Rica (26%) y Honduras (19%). Al contar con una capacidad instalada actual de 3.363 MW, el potencial es casi 10 veces mayor. Por su parte, el potencial geotérmico alcanza 2.528 MW (más de seis veces la capacidad instalada).

Según la misma organización, Honduras cuenta con un potencial eólico superior a los 900 kWh/m², seguido por Costa Rica y Nicaragua, con más de 600; Panamá, con 444, y Guatemala y El Salvador con los más bajos indicadores (alrededor de 300). En la actualidad existen 40 MW de centrales eólicas en operación. A su vez, el potencial solar es superior a 500 w/m² en El Salvador, Nicaragua y Panamá, por encima de los 400 w/m² en los otros tres países.

El otro recurso importante de la región, aunque más difícil de cuantificar, es la biomasa. En todos los países se ha registrado una disminución histórica de los bosques. Según cifras de la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO),¹¹ la cubierta forestal en el Istmo Centroamericano mermó en el período 1990-2000 a una tasa anual de variación del 0,8% en Costa Rica, 4,6% en El Salvador, 1,7% en Guatemala, 1% en Honduras, 3% en Nicaragua y 1,6% en Panamá. Sólo Costa Rica cuenta con un programa de reforestación, a partir del año 1979, con el cual ha logrado recientemente (1997-2002) revertir el proceso de pérdida de la cobertura boscosa.

La biomasa en sí misma puede contribuir significativamente a reforzar la seguridad de un abastecimiento sostenible. En Centroamérica la biomasa es un recurso extendido, rico y polivalente, que puede emplearse con fines de generación eléctrica y de generación de vapor; sin embargo, requiere de ordenamiento y regulación adecuados. Las fuentes de abastecimiento comprenden bosques energéticos, residuos agrícolas, desechos forestales, residuos municipales y cultivos energéticos. En la misma línea estarían los biocarburantes, tanto los alcoholes como el biodiesel. Las ventajas ambientales de los biocarburantes consisten en que emiten menos partículas y monóxido de carbono. Socialmente son atractivos porque crean empleo en las zonas rurales y contribuyen a preservar el tejido rural. En contraparte, hay que asegurarse de que los

¹¹ Véase FAO (2003), *Situación de los bosques del mundo*, Roma.

biocarburantes no provoquen una explotación excesiva de las tierras agrícolas y cuidarse de constituir el complejo entramado de la colecta y procesamiento de los materiales para producir los combustibles con pocas variaciones de calidad.

En este apartado se deben mencionar también los programas de ahorro y uso eficiente de energía, que en cualquier país presentan la ventaja de hacer más competitiva la producción de bienes y servicios, y disminuir las emisiones contaminantes. Estos programas proporcionan ventajas adicionales para los países que, como los centroamericanos, son netamente dependientes de las importaciones energéticas, ya que permiten contraer la necesidad de divisas extranjeras, ayudan a equilibrar la balanza comercial y concientizan a la población para situaciones de emergencia o crisis energética. En este campo, los avances en la región han sido muy pobres; sólo Costa Rica ha instrumentado una serie de medidas destinadas a aumentar la eficiencia en el consumo de la energía.

II. UN NUEVO MARCO DE REFERENCIA PARA EL SECTOR ENERGÉTICO DE CENTROAMÉRICA

La definición de una estrategia petrolera sustentable debe tomar en cuenta dos decisiones estratégicas de los presidentes de la región, relacionadas con el fortalecimiento de la integración centroamericana y el compromiso ambiental de crear un espacio de desarrollo sustentable. En el primer tema ha habido avances importantes en los dos últimos años; en particular, ello se refleja en la iniciativa de crear una Unión Aduanera a partir del 1 de enero de 2004. Esto significa un fuerte respaldo a los esfuerzos para conformar un mercado energético regional, con mayores avances en el subsector eléctrico que en el de hidrocarburos. Con respecto al segundo tema, los compromisos ambientales adquiridos por la región obligan a incorporarlo en las decisiones relacionadas con todas las cadenas de suministro energético.

1. El proceso de integración centroamericano y el sector energía

A partir de 1980 la conformación de bloques económicos en el mundo fue más que evidente. La extinción de la Unión Soviética y la modificación de su área de influencia vinieron a fortalecer a grupos que se habían venido formando en las décadas anteriores. La Unión Europea, en un proceso de expansión de las 15 economías actuales a una comunidad de 30 países, con una moneda común, eliminación de barreras arancelarias y flujo libre de personas entre sus fronteras, es sin duda el ejemplo más claro y mejor formado de la integración de países.

El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLC), con todos los tratados colaterales que se han suscrito entre los Estados Unidos, México y otros países del continente, así como el MERCOSUR, y los tratados y acuerdos firmados por Japón con las economías emergentes de Asia, son muestra de que la asociación entre países para acceder a mercados de mayor potencial, allegarse materias primas e insumos y aprovechar ventajas competitivas de los asociados, seguirá siendo el camino del desarrollo económico en los próximos años.

Los intentos de integración centroamericana son anteriores a los que se registraron en Europa después de la Segunda Guerra Mundial y que originaron la creación de la Unión Europea; a pesar de ello, los resultados centroamericanos son mucho menos espectaculares que los alcanzados por las naciones europeas.¹²

¹² Véase CEPAL (2001), *Pasado, presente y futuro del proceso de integración centroamericano* (LC/MEX/L.500), Serie 6, México, 19 de diciembre. El presidente guatemalteco J. Rufino Barrios, argumentó a favor de la llamada Unión Centroamericana a fines del siglo XIX: “Que constituidos los Estados en una sola república, y siendo ya un sólo interés y una suerte de todos, por una parte desaparecería esa tan cara y odiosa vigilancia y se disminuirían sensiblemente los impuestos que hoy pesan sobre los pueblos tanto porque no habría que invertir ya las considerables sumas que en ella se absorben, cuanto porque no habiendo que sostener sino una sola administración en vez de cinco se reducen en grandísima escala todos los otros gastos”.

Formalmente, la integración económica regional comenzó en 1960 con la firma del Tratado General de Integración.¹³ La evolución del proceso de integración en la posguerra puede dividirse en tres etapas: la primera (a la que se denomina integración hacia dentro) se desarrolló según los planteamientos de la CEPAL, que concebían un proceso de integración apoyado en la sustitución regional de importaciones como primer paso a una eventual “sustitución de exportaciones”, el cual se prolongó desde 1960 hasta mediados de los setenta.

La segunda (denominada integración hacia fuera) surgió como una respuesta a la “década pérdida” de los años ochenta, en que los países se vieron inmersos en conflictos armados y políticos internos, dentro de la agonizante confrontación Este-Oeste. El regionalismo abierto propuesto por la CEPAL en los noventa planteó la compatibilidad entre el desarrollo hacia dentro y las políticas económicas basadas en la apertura, privatización y liberalización. La tercera etapa pertenece al futuro. Se plantea partir de las acciones que en los hechos marcan tanto la inserción externa de los países en el proceso de globalización como la integración intrarregional, más allá y a veces al margen de los acuerdos formales de los Estados.

Las dos primeras fases de la integración sólo cumplieron parcialmente sus objetivos. La integración hacia dentro no acarrió la industrialización esperada, mientras que la estrategia basada en la apertura comercial y el fomento de las exportaciones no logró cambiar la senda de expansión de estas economías. De hecho, las disparidades intrarregionales se acentuaron, agravando las tensiones limítrofes entre los países centroamericanos.¹⁴

a) Avances de la integración

De acuerdo con la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericano (SG-SICA),¹⁵ el año 2002 y lo que va del 2003 reflejan uno de los mejores momentos del proceso de integración, en sus cuatro sectores: económico, social, ambiental y político.

En la parte económica sobresale la decisión tomada por los presidentes, en marzo de 2002, de iniciar un proceso para la conformación de una Unión Aduanera a partir de 2004, con los cinco países que originalmente pertenecían al Mercado Común Centroamericano (MCCA). Ello conlleva a perfeccionar la zona de libre comercio, adoptar un arancel externo común, poner en vigencia el código aduanero uniforme centroamericano y su reglamento, y eliminar los puestos fronterizos entre los países miembros. Recientemente, Costa Rica se incorporó a dicho proceso, completando la lista de cinco países. Otros puntos relevantes han sido la aprobación de un mecanismo de resolución de controversias comerciales y las propuestas de negociación en un marco de varios acuerdos comerciales extrarregionales, en particular el tratado de libre comercio con los Estados Unidos. Sin embargo, a la fecha existen temas pendientes, como la modificación del arancel externo común y la armonización arancelaria en el interior del MCCA.¹⁶

¹³ Ibídem.

¹⁴ Ibídem.

¹⁵ Véase SG-SICA, *Avances de la integración centroamericana*, www.sg-sica.org.

¹⁶ Véase CEPAL (2003), *Istmo Centroamericano: Competitividad e integración regional, 2001-2003* (LC/MEX/R.839), 23 de julio.

En el sector social resalta la aprobación ministerial de la Política Centroamericana de Salud y Medio Ambiente, en noviembre de 2001, la cual convierte a la región en la única con agenda intersectorial compartida en toda América Latina. Asimismo, en diciembre de 2002, los presidentes centroamericanos adoptaron el “Marco estratégico para enfrentar la situación de inseguridad alimentaria y nutricional asociada a las condiciones de sequía y cambio climático”.

En la parte ambiental se emprendieron diversas acciones importantes, como la aprobación ministerial de la Estrategia Forestal Centroamericana, el Plan de Acción Regional sobre Evaluación de Impacto Ambiental, la Política para la Conservación y el Uso Racional de los Humedales Centroamericanos, etc. La Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD) ha mantenido una agenda muy activa para avanzar en este tema.

El diálogo político mostró una gran intensidad, como lo demuestra el hecho de que entre enero de 2002 y junio de 2003, los Presidentes del Istmo Centroamericano y el Primer Ministro de Belice celebraron 12 reuniones destinadas a profundizar la integración regional, con el intercambio de información, la coordinación de acciones comunes ya descritas anteriormente, y la solución de problemas específicos.

b) Conformación de un mercado energético regional

Desde hace varias décadas, las autoridades nacionales de los subsectores hidrocarburos y electricidad habían venido trabajando en la conformación de sus respectivos mercados regionales. Los esfuerzos encaminados a este objetivo comenzaron en fecha diferente; en el primer subsector se iniciaron hacia mediados de los años ochenta, con el apoyo de diferentes proyectos de la República Federal de Alemania, bajo la ejecución de la Sede Subregional de la CEPAL en México. En el caso de la electricidad, los primeros estudios para la integración eléctrica centroamericana se remontan a los años setenta, elaborados también por la CEPAL.

i) Hidrocarburos. La necesidad de armonizar el mercado de hidrocarburos de los países del Istmo ha sido reconocida desde hace más de 10 años por sus autoridades respectivas. En 1991 se instauró el Foro Regional Energético para América Central (FREAC),¹⁷ integrado por los ministros encargados del sector energético. Como resultado del foro se formalizó la creación del Comité de Cooperación de Hidrocarburos para América Central (CCHAC), en el que participan los responsables directos del subsector en cada país (directores generales de hidrocarburos o puestos equivalentes).

En 1994 la XV Cumbre de Presidentes de Centroamérica acordó la preparación de una estrategia centroamericana de combustibles, la cual fue elaborada por el CCHAC durante 1995, con el apoyo de la CEPAL. En 1996 la IX Reunión del FREAC ordenó la implementación de dicha estrategia. Para apoyarla, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) preparó un documento titulado “Armonización e integración del mercado de hidrocarburos para promover la eficiencia y competitividad y facilitar la inversión privada en el Istmo Centroamericano”, el cual propuso dos proyectos.

¹⁷ Este foro regional no ha tenido actividad alguna desde hace varios años.

El primero, financiado por el BID, mediante el Fondo Multilateral (FOMIN), estaba encaminado a la armonización e integración del mercado de hidrocarburos y abarcó cuatro componentes: a) elaboración de un plan de acción para el establecimiento del mercado de hidrocarburos regional; b) armonización de leyes, regulaciones y normas técnicas ambientales; c) convergencia de políticas de precios de hidrocarburos, y d) promoción de proyectos de infraestructura regional. El segundo proyecto, financiado por la República de Alemania, se dividía a su vez en dos: a) uso sustentable de hidrocarburos, y b) armonización de normas para gas licuado de petróleo. Todos estos proyectos han contado como contraparte con las Direcciones Generales de Hidrocarburos o equivalentes, y son ejecutados por la Sede Subregional de la CEPAL en México. Las componentes de armonización de normas técnicas y ambientales en los proyectos anteriormente citados han representado un gran apoyo para el proceso de la Unión Aduanera en lo que respecta a combustibles líquidos, infraestructura, GLP, etc.

En la reunión de cierre del proyecto BID/FOMIN/CEPAL, realizada en la ciudad de Guatemala en abril de 2002, los ministros responsables del subsector hidrocarburos aprobaron, entre otras decisiones, realizar una actualización de la estrategia centroamericana de hidrocarburos y solicitaron su elaboración a la Sede Subregional de la CEPAL.

En resumen, la conformación de un mercado regional en el subsector hidrocarburos se encuentra en una fase muy incipiente. Sólo ha habido una serie de estudios encaminados a promover la creación de dicho mercado regional a fin de incrementar la competencia de los actores que operan en los países, lo que podría beneficiar a los consumidores con precios más eficientes. La decisión de los presidentes sobre la Unión Aduanera ha venido a reforzar esas iniciativas, pero también a apresurar las fechas de aplicación. Existen todavía problemas por resolver, como la aprobación de normas de validez regional, el tema de la responsabilidad sobre el estado de los cilindros de GLP, que podrán ser trasladados de un país a otro a partir de la entrada en vigor de la unión aduanera, etc.

ii) Electricidad. El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC),¹⁸ fundado por las seis empresas eléctricas públicas existentes en 1979, fue el resultado de todo un proceso previo dirigido por el Grupo de Interconexión Eléctrica Centroamericana, coordinado por la CEPAL en México. A partir de esa fecha, este Consejo ha venido adquiriendo un papel preponderante en la construcción de la integración eléctrica de la región.

La primera interconexión se dio en 1975 entre los sistemas eléctricos de Honduras y Nicaragua. A ella le siguieron las interconexiones Costa Rica–Nicaragua, Costa Rica–Panamá, y El Salvador–Guatemala. De esta forma, trabajaron dos bloques regionales aislados, el norte, conformado por Guatemala y El Salvador, y el sur, integrado por los restantes cuatro países, hasta septiembre de 2002, fecha en que entró en operación la línea de transmisión Honduras–El Salvador, a 230 kV, con lo que se cerró una conexión física desde Guatemala hasta Panamá. Por el momento, un reglamento de operación rige los aspectos técnicos y comerciales de la interconexión de los seis países. Dicho reglamento es transitorio, mientras se aprueba el definitivo, actualmente en elaboración.

¹⁸ Tanto el CCHAC como el CEAC están incorporados al Sistema de Integración Centroamericano (SICA).

En la región existe un importante intercambio de energía eléctrica entre los diferentes países. En una primera etapa, en los años ochenta y noventa, el volumen intercambiado no pasó de los 1.000 GWh anuales; sin embargo, en 1999 se inició una segunda etapa, en la que los intercambios han sobrepasado el límite anterior y casi llegaron a triplicarse, pues en el año 2000 alcanzó cerca de 3.000 GWh (véase el cuadro 3).

Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DEL COMERCIO INTRARREGIONAL DE ELECTRICIDAD

(Importaciones + exportaciones, GWh)

Año	Istmo	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1985	410,1			140,5	208,0	59,9	1,7
1990	820,9	20,2	20,2	340,6	74,4	218,2	147,3
1995	580,0	94,6	94,6	41,7	139,4	47,1	162,6
1998	484,3	83,4	83,4	75,5	80,2	80,5	81,3
1999	1 849,8	670,9	666,0	147,3	102,9	128,3	134,4
2000	2 945,9	963,8	919,4	300,6	117,0	497,7	147,4
2001	1 546,1	422,0	396,6	308,6	17,3	240,7	160,9
2002	1 977,0	485,3	494,7	415,1	22,1	476,1	83,7

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

Un hecho de suma importancia en la conformación de un mercado regional fue la aprobación, por parte de los poderes legislativos de los seis países, del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, como parte del proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), financiado principalmente por el BID.

Este proyecto ha recibido, en diversos momentos, el apoyo decidido de los presidentes centroamericanos. Comprende la creación y consolidación de un mercado eléctrico regional, la creación de dos instituciones regionales y la construcción de una línea de 1.802 km y 230 kV, desde Guatemala hasta Panamá. A la fecha se han instalado las dos instituciones denominadas Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CIER), como entidad regulatoria, y el Ente Operador Regional (EOR), como operador del sistema eléctrico y administrador del mercado, en lo que compete a las transacciones regionales. La primera se encuentra ubicada en Guatemala y el segundo en El Salvador. Estas instancias regionales han comenzado sus trabajos encaminados a asegurar todo el marco institucional y operativo del nuevo mercado regional.

Con respecto a la construcción de la línea, se están realizando las primeras actividades sobre la topografía de detalle y la consecución de las servidumbres, y ya se iniciaron los estudios

de impacto ambiental. De acuerdo con el programa existente, los primeros tramos de la línea entrarían en operación en el año 2006.

Recientemente, en el marco del Plan Puebla-Panamá, los gobiernos de Guatemala y México acordaron realizar una interconexión eléctrica entre sus países. En ese sentido, se han suscrito un Memorando de Entendimiento, el 20 de mayo del 2003, y el Convenio específico, el 4 de julio del mismo año. Todos estos instrumentos jurídicos permitirán la construcción de la línea y el intercambio de energía eléctrica. Dicha línea tiene una longitud de 102 km, 400 kV, y se prevé que entrará en operación en 2004.

2. La preocupación ambiental en la región

a) La Convención de Cambio Climático y la posición centroamericana

Hoy día el tema del cambio climático debe tomarse en cuenta para la planeación del sector energético de cualquier país, ya que la producción, la distribución y el consumo de la energía que tiene su origen en los hidrocarburos y el carbón son los principales responsables de la emisión de gases de efecto invernadero.

En el último cuarto del siglo XX los científicos alertaron a la comunidad internacional sobre la acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera y del posible riesgo de afectación del clima en todo el planeta. En 1988, la Organización de Naciones Unidas llamó a la creación del IPCC, el cual reportó en 1990 que no se podía afirmar que el incremento de 0,5° C producido en la temperatura media del planeta de los últimos 100 años fuese causado por actividades humanas, pero en su segundo informe (1995) señaló: “el conjunto de evidencias sugiere un cierto grado de influencia humana sobre el clima global”.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 1992 forma parte de una serie de acuerdos recientes por medio de los cuales los países de todo el mundo se han unido para hacer frente a este problema. Otros tratados abordan cuestiones como la contaminación marina, la degradación de las tierras áridas, el deterioro de la capa de ozono y la rápida extinción de especies animales y vegetales. La Convención reconoce que el problema existe, lo cual ya es un avance, pues no es tarea fácil que las naciones del mundo se pongan de acuerdo para adoptar un plan común de acción. Aun así, la Convención se negoció durante poco más de dos años y actualmente más de 175 países la han ratificado. El tratado entró en vigor el 21 de marzo de 1994.

La Convención establece un “objetivo último” de estabilizar “las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático”. El objetivo no especifica cuáles deberían ser esos niveles de concentración y reconoce que no existe certeza científica sobre el nivel aceptable; pero indica que “ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible”.

En el problema del cambio climático se registra una injusticia fundamental que exacerba las relaciones —ya problemáticas— entre las naciones ricas y pobres, ya que los países con los más altos niveles de vida han sido los principales responsables (aunque inconscientemente) del aumento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Las regiones industrializadas de Europa, América de Norte, Japón y Asia consolidaron sus riquezas dejando escapar a la atmósfera grandes cantidades de gases de efecto invernadero. Ahora que se conocen las consecuencias, los países en desarrollo temen que se les inste a limitar sus actividades industriales, ya que la atmósfera ha llegado a su límite de tolerancia.

Hay otras injusticias aparejadas al problema del cambio climático. Los países en desarrollo serán probablemente los que más sufran si llegan a ocurrir las consecuencias previstas (desplazamiento de zonas agrícolas, aumento del nivel del mar y variaciones en el régimen de lluvias), porque carecen de los recursos científicos y económicos, así como de los sistemas de seguridad social necesarios para hacer frente a las repercusiones del cambio del clima. Además, en muchos de esos países el rápido crecimiento demográfico ha obligado a muchos millones de personas a asentarse en tierras marginales, que son precisamente las que pueden padecer los efectos más drásticos de las variaciones climáticas.

Ante los posibles escenarios de modificación del clima y las consecuencias para las diversas naciones, en la Conferencia de Kyoto que se llevó a cabo en diciembre de 1997 se aprobó el denominado Protocolo de Kyoto o acuerdo internacional para hacer descender las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero. Los 39 países desarrollados firmantes se comprometen a contraer 5% en promedio sus emisiones entre los años 2008 y 2010, con respecto a los niveles de 1990 y 1995.

Las cuotas fijadas para cada país implican una reducción de 8% para los 15 miembros de la Unión Europea, Suiza y otros países europeos; del 7% para los Estados Unidos y Canadá, y del 6% para Japón. Por su parte, países como la Federación de Rusia, Nueva Zelanda y Ucrania deben estabilizar sus emisiones, mientras que Australia, Noruega, e Islandia podrían aumentarlas en 8%, 5% y 10%, respectivamente.

La Convención Marco y el Protocolo de Kyoto atribuyen a los países ricos la mayor cuota de responsabilidad en la lucha contra el cambio climático y la mayor parte de la factura a pagar. Además, reconocen el derecho de las naciones más pobres al desarrollo económico y admiten la vulnerabilidad de los países más pobres a los efectos del cambio climático. Por ello, se anuncian obligaciones específicas en materia de transferencias financieras y tecnológicas aplicables únicamente a los países muy ricos, principalmente a los miembros de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE).

La Convención apoya el concepto “desarrollo sostenible”, ya que se requiere aprender a aliviar la pobreza de un enorme y creciente número de personas sin destruir el medio ambiente, del cual depende toda la vida en el planeta. Es necesario encontrar nuevas pautas para que el desarrollo económico pueda sostenerse a largo plazo, mediante métodos que permitan mejorar el bienestar, utilizando los recursos naturales esenciales a un ritmo que no supere el tiempo necesario para su reposición. En contraste, la comunidad internacional parece estar mucho más avanzada en el proceso de definir los problemas que plantea el desarrollo sostenible que en concebir la forma de resolverlos.

El Protocolo marca una innovación al conceder a los países con mayores obligaciones créditos para la reducción de emisiones en otros países, mediante tres mecanismos para obtenerlos. La idea general es que los países que consideren particularmente oneroso disminuir las emisiones en su propio territorio, pueden pagar un precio más económico para aminorar las de otros.

El régimen de comercialización de las emisiones permite que los países industrializados adquieran y vendan créditos de emisiones entre sí; de esta forma, los países que limitan o hacen declinar las emisiones más de lo exigido en la meta acordada, podrán vender los créditos de emisiones excedentarias a los países que consideren más difícil u oneroso satisfacer sus propias metas. En el marco de proyectos de aplicación conjunta, se ofrecerán “unidades de reducción de emisiones” para financiar proyectos en otros países. En este esquema, un país (desarrollado) obtiene créditos por reducir emisiones en un segundo país (en transición), el cual recibe inversiones extranjeras y tecnologías modernas para cumplir ese objetivo. En el mecanismo para un desarrollo limpio se suministrarán créditos destinados a financiar proyectos de disminución o supresión de emisiones en países en desarrollo, a través de la canalización de inversiones y tecnología de punta.

Sin embargo, en los albores del nuevo siglo los Estados Unidos se negaron a ratificar el Protocolo y señalaron que no cumplirán con los objetivos programados, a pesar de que ese solo país produce más del 20% de las emisiones mundiales de bióxido de carbono. Igualmente, a pesar de haber ratificado el Protocolo, la Unión Europea ha informado que no podrá dar cumplimiento cabal a su compromiso.

Hasta el 20 de diciembre de 2002, con la incorporación de Nueva Zelandia, la Organización de Naciones Unidas en la dirección electrónica de la Convención, reportaba que 101 partes habían ratificado el Protocolo, las cuales representan 43,9% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. De los 101 Estados, 30 pertenecen al anexo I (países con obligaciones de disminución) y 71 no pertenecen a él.¹⁹

Según su artículo 25, el Protocolo entrará en vigor cuando un mínimo de 55 partes lo ratifiquen, incluyendo a todas las partes del anexo I, que representan 55% de las emisiones de bióxido de carbono de 1990. Los países que faltan por ratificar el protocolo y el porcentaje de emisiones que representan al total de países del anexo I son: Estados Unidos (36,1%), Federación Rusa (17,4%), Polonia (3%), Australia (2,1%), Suiza (0,3%), Mónaco (0%) y Lichtenstein (0%).²⁰

Algunos países de Centroamérica, como Costa Rica, se constituyeron en líderes de la promoción del Protocolo de Kyoto y de la lucha contra la emisión de gases efecto invernadero. Aun así, y pese a que Costa Rica no es un emisor importante de estos gases, su estrategia se basó en la posibilidad de aprovechar los esquemas de cooperación que se estaban configurando en la discusión internacional en la segunda mitad de la última década del siglo XX. Con estos apoyos, Costa Rica fortaleció su tradición ambientalista y de protección a sus selvas y bosques. Ofreció a los países industrializados la posibilidad de “capturar”, al menos en parte, el bióxido de carbono

¹⁹ <http://unfccc.int/resource/kpstats.pdf> y <http://unfccc.int/resource/kpthermo.html>.

²⁰ Canadá ratificó el Protocolo recientemente.

(CO₂) que ellos emiten, asegurando la protección de los bosques y selvas costarricenses. A cambio, los países deben pagar por cada tonelada de CO₂ “capturado y almacenado” en los troncos de los árboles de Costa Rica. Sin duda, es una buena idea que ha permitido a Costa Rica y a otros países atraer recursos económicos frescos para destinarlos a las áreas forestales y turísticas.

Actualmente, los compromisos frente a la Convención Marco y al Protocolo de Kyoto permiten que los países centroamericanos incrementen sus emisiones de gases de efecto invernadero, ya que no están sujetos a restricción alguna, en virtud del nivel de desarrollo de sus economías. A estos países no se les establecieron obligaciones, por considerar que son prematuras y que atentan contra sus necesidades de desarrollo económico y social. Pero, en contraparte, sí se aprobó una vía alterna y exclusiva denominada “Mecanismo de desarrollo limpio”.

Con respecto a la posición oficial de los gobiernos de la región, además de la dinámica participación costarricense, cabe remarcar que todos son firmantes de la Convención y todos han ratificado el Protocolo, lo que da una oportunidad más para aprovechar los apoyos de los organismos internacionales, los gobiernos extranjeros y las empresas de los países desarrollados, que seguirán buscando alternativas “imaginativas e inteligentes”, como las que planteó Costa Rica en su momento, para continuar reduciendo sus propias emisiones y al mismo tiempo disminuir las del país anfitrión o aumentar su capacidad de captura de CO₂. Conviene resaltar que Centroamérica fue una de las primeras regiones en crear un mecanismo financiero para el comercio mundial de carbono, mediante los Certificados de Carbono. Adicionalmente, la región ha desarrollado cerca de 20 proyectos de mitigación, adaptación, eficiencia energética y energía renovable, dentro del marco de la Implementación Conjunta, y ha logrado participar en el mercado de carbono.

b) Compromisos ambientales de Centroamérica

La CCAD es un órgano del SICA, y fue creada por los presidentes centroamericanos a fines de 1989, mediante la firma del Convenio Centroamericano para la Protección del Medio Ambiente, que entró en plena vigencia en 1999.²¹ Su principal misión es fomentar la integración regional en materia de política ambiental, con el fin de impulsar el desarrollo regional por la senda de la sustentabilidad económica, social y ecológica. Parte importante de sus tareas son la armonización de políticas y sistemas de gestión ambiental, así como la promoción de posiciones comunes ante los foros extrarregionales y mundiales.

Uno de sus primeros logros fue la suscripción, en agosto de 1994, de la Alianza Centroamericana para el Desarrollo Sostenible (ALIDES), acordada por los Presidentes de Centroamérica para adoptar una estrategia integral de desarrollo sostenible en la región. Los principios de dicha Alianza deberán prevalecer en todas las políticas, programas y actividades promovidas por los Estados, en forma individual y conjunta, así como por la sociedad civil.

²¹ Véase CCAD (2002), *Centroamérica en la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible. Nuestro compromiso ambiental*, Johannesburgo.

Dichos principios se refieren al respeto a la vida en todas sus manifestaciones, el mejoramiento de la calidad de la vida humana, el respeto y aprovechamiento de la vitalidad y diversidad de la tierra de manera sostenible, la promoción de la paz y la democracia como formas básicas de convivencia humana, el respeto a la pluriculturalidad y diversidad étnica de la región, el logro de mayores grados de integración económica entre los firmantes y con el resto del mundo, y la responsabilidad intergeneracional con el desarrollo sostenible.

Posteriormente, en 1994 se aprobó el Plan Ambiental de la Región Centroamericana (PARCA), el cual constituye la directiva principal que orienta todos los trabajos de los países en los temas de medio ambiente y el desarrollo sostenible. Este Plan abarca cuatro áreas estratégicas en el mediano y el largo plazo: bosques y biodiversidad, agua, producción limpia y gestión ambiental.

A la fecha, los países de la región han firmado los más importantes acuerdos multilaterales sobre medio ambiente en diferentes asuntos (véase el recuadro), así como varios convenios regionales. Entre los más recientes se cuenta el ya mencionado Protocolo de Kyoto, ratificado por los siete países.

Un proyecto de mucha relevancia es el Corredor Biológico Mesoamericano, que comprende no sólo los siete países centroamericanos sino también los cinco estados del sudeste de México (Campeche, Chiapas, Quintana Roo, Tabasco y Yucatán), y promueve el desarrollo sostenible, integrando la conservación de los recursos naturales, la competitividad económica y los esfuerzos de alivio a la pobreza. Es importante resaltar que este proyecto comprende áreas calificadas como las más críticas de la tierra, por la conservación ambiental y por representar un punto de amenaza a la biodiversidad.

En 2002, durante la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible realizada en Johannesburgo, el Ministro de Energía y Ambiente de Costa Rica, como Presidente de la CCAD, presentó el compromiso ambiental de América Central para impulsar los principios y acuerdos de dicha cumbre en seis áreas clave: agua y sanidad, biodiversidad, energía, salud, agricultura y políticas generales de desarrollo sostenible.

En el apartado de energía, de interés para este documento, los países centroamericanos se comprometieron a “impulsar la diversificación de la oferta energética y a fomentar la eficiencia energética, evaluando el potencial de fuentes convencionales y mejorando la participación de fuentes renovables. A establecer sinergias a largo plazo entre las políticas energéticas y ambientales de Centroamérica para lograr una mayor eficiencia, reducir las emisiones de gases efecto invernadero y promover el uso de tecnologías limpias”.

En junio de 2002, los siete países de Centroamérica y México firmaron un Memorando de Entendimiento para la coordinación de la Iniciativa Mesoamericana de Desarrollo Sostenible del Plan Puebla-Panamá. Su objetivo es asegurar que todos los proyectos, programas e iniciativas incorporen una adecuada gestión ambiental y promuevan la conservación y el manejo sustentable de los recursos naturales. Dicha iniciativa aborda la variable ambiental en dos direcciones: i) la modernización de las políticas, los sistemas e instrumentos de gestión ambiental de los países y la armonización regional de normas, estándares y metodologías, y ii) la conservación y uso

sostenible de los recursos naturales, con especial atención a los ecosistemas localizados en áreas naturales de interés mesoamericano.

En resumen, Centroamérica muestra avances importantes en el tema ambiental, reflejados en una Alianza para el Desarrollo Sostenible (ALIDES), un Plan Ambiental para la región (PARCA), 10 convenios internacionales y ocho regionales, así como una serie de compromisos en el marco de la Cumbre Mundial de Johannesburgo y un Memorando de Entendimiento dentro del Plan Puebla-Panamá. A esto debe agregarse la promoción por parte de la CCAD de la gestión ambiental en todos los sectores, la aprobación de leyes y reglamentos ambientales, etc.

Recuadro

CENTROAMÉRICA: PRINCIPALES CONVENIOS FIRMADOS

10 CONVENIOS INTERNACIONALES

Convenio sobre la Diversidad Biológica, Río de Janeiro, 5 de junio de 1992. Ratificado por los 7 países.

Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional especialmente como Hábitat de Aves Acuáticas, Irán, 1971. Ratificada por los 7 países.

Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Nueva York, 9 de mayo de 1992. Ratificado por los 7 países.

Protocolo de Kyoto del Convenio Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, Kyoto, 11 de diciembre de 1997. Firmado por los 7 países.

Convenio de Basilea sobre el Control de los Movimientos Transfronterizos de los Desechos Peligrosos y su Eliminación, Basilea, 22 de marzo de 1989. Ratificado por 3 países y aprobado por otros 3.

Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres, Washington, 3 de marzo de 1973. Enmendada en Bonn el 22 de junio de 1979. Ratificada por 3 países y aprobada por otros 4.

Convención de las Naciones Unidas de Lucha contra la Desertificación en los Países afectados por Sequía Grave o Desertificación, en particular en África, París, 17 de octubre de 1994. Ratificada por 5 países y en fase de aprobación en los otros 2.

Convención de Viena para Protección de la Capa de Ozono, Viena, 22 de marzo de 1985. Aprobada por los 7 países.

Protocolo de Cartagena sobre Bioseguridad al Convenio sobre la Diversidad Biológica, Montreal, 29 de enero de 2000. Firmado por 5 de los 7 países.

Convención sobre la Protección del Patrimonio Mundial, Cultural y Natural, París, 23 de noviembre de 1972. Ratificada por 5 de los 7 países.

/Continúa

Recuadro (conclusión)**OCHO CONVENIOS REGIONALES**

Convenio Constitutivo de la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo, San José, 12 de diciembre de 1989. Ratificado por todos los países.

Protocolo al Convenio Constitutivo de la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo, San Salvador, 17 de julio de 1991. Ratificado por 5 países y en trámite de ratificación en 1.

Convenio para la Conservación de la Biodiversidad y Protección de Áreas Silvestres Prioritarias en América Central, Managua, 5 de junio de 1992. Ratificado por 6 de los 7 países.

Convenio Regional sobre Cambio Climático, Guatemala, 29 de octubre de 1993. Ratificado por 6 países y aprobado por 1.

Acuerdo Regional sobre el Movimiento Transfronterizo de Desechos Peligrosos, Panamá, 11 de diciembre de 1992. Ratificado por 6 de los 7 países.

Convenio para el Manejo y la Conservación de los Ecosistemas Naturales Forestales y el Desarrollo de Plantaciones Forestales, Guatemala, 29 de octubre de 1993. Ratificado por 4 de los 7 países.

Convenio de Cooperación para la Protección y el Desarrollo Sostenible de las Zonas Marinas y Costeras del Pacífico Nordeste y su Plan de Acción, Guatemala, 18 de febrero del 2002. Firmado por 6 de los 7 países.

Protocolo Regional de Acceso a los Recursos Genéticos y Bioquímicos y al Conocimiento Tradicional Asociado, 2002. Aprobado por los 7 países.

Fuente: CCAD.

III. PROPUESTA DE UNA ESTRATEGIA PETROLERA SUSTENTABLE

El análisis de las deficiencias que se presentan actualmente en el suministro de derivados de petróleo para la región, así como la proyección futura del consumo de los diferentes combustibles y sus correspondientes emisiones, son dos factores complementarios que harán posible elaborar una propuesta de estrategia sustentable para el subsector petrolero. Esta estrategia debe incorporar propuestas tendientes a superar dichas deficiencias y elevar la oferta interna de fuentes locales.

1. Deficiencias en el suministro de derivados de petróleo a Centroamérica

Entre las principales deficiencias detectadas figuran las expuestas a continuación:

a) Fuerte dependencia en los derivados del petróleo

En el año 2002 cerca de la mitad del requerimiento energético de la región por consumo final fue aportada por los derivados del petróleo. De ese monto, casi el 73% correspondió a las gasolinas y el diesel, utilizados en su mayoría para el transporte. A raíz de que durante los últimos años no se han aplicado medidas de fondo y de largo plazo tendientes a liberar las economías centroamericanas de la dependencia del petróleo, es previsible que en los próximos años ésta se profundice. La superación de los bajos niveles de desarrollo actual de estos países demandará incrementos importantes de energía, y aunque se promueva una mayor utilización de fuentes locales, éstas no tendrían una participación significativa en el mediano plazo por los tiempos de maduración requeridos, de forma que el petróleo continuará desempeñando un papel estratégico en la matriz energética de la región, en particular en el sector transporte. Esta tendencia se vería reforzada por el incremento de la producción de electricidad a partir de combustibles fósiles, pues las perspectivas de un fuerte aprovechamiento de los recursos naturales para este fin, con la excepción de Costa Rica, son muy débiles en el resto de la región.

b) Fragilidad centroamericana frente a problemas globales del mercado petrolero

Centroamérica es una zona netamente importadora de hidrocarburos, por lo que resulta evidente que la situación imperante en las zonas productoras de las cuales se abastece, o en las que se comercializa o transporta el petróleo y sus derivados, puede tener un efecto importante sobre el suministro requerido. Los acontecimientos de naturaleza política, económica o militar pueden afectar negativamente el flujo de petróleo crudo hacia las refinerías centroamericanas, o de los derivados hacia el mercado de consumo. En regiones como la Unión Europea y los Estados Unidos, este riesgo se atenúa gracias a las reservas de petróleo que cada uno de los países mantienen. Sin embargo, en Centroamérica no existen planes ni recursos financieros, ni infraestructura para realizar almacenamientos similares a fin de asegurar el suministro físico.

Asimismo, conviene recordar otra eventualidad. Venezuela, uno de los principales abastecedores de la región, pertenece a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Así, en caso de que se presentaran embargos petroleros o acuerdos de la OPEP para restringir la oferta, ello afectaría a Centroamérica. En consecuencia, convendría buscar alternativas de suministro en países ajenos a ella, para situaciones de crisis de abastecimiento, como Argentina, Colombia, Ecuador y Perú. Por otra parte, la disponibilidad de gas natural en la costa del Pacífico, procedente de Bolivia y Perú, abre la posibilidad de suministrar este combustible a algún país centroamericano.

c) Impacto en las economías locales por alzas en los precios de petróleo

No sólo los países industrializados estuvieron al borde del caos con motivo de las alzas en los precios del petróleo durante las crisis de 1973 y 1979, sino que también los países en vías de desarrollo, especialmente los que no cuentan con recursos petroleros, vieron amenazadas sus economías. En su momento, la solidaridad de los productores latinoamericanos, principalmente México y Venezuela por medio del Pacto de San José, posibilitó encontrar esquemas económicos para que el petróleo y sus derivados llegaran al mercado centroamericano.

Las crisis petroleras mencionadas llevaron a adoptar diversas medidas para enfrentarlas, primero en el corto plazo y después en el largo. Los Estados Unidos optaron por el control militar, económico o político de zonas productoras de petróleo y por la diversificación energética. La Unión Europea buscó la diversificación energética, la exclusión casi general de los productos del petróleo en la generación de electricidad, el aseguramiento económico-político de fuentes de suministro y cambios estructurales que la han convertido de una sociedad industrial en una de servicios. El Japón y los “tigres” de Oriente escogieron la diversificación —principalmente nuclear—, el aumento de la eficiencia, y el apoyo tecnológico y económico a países potencialmente productores.

Las medidas adoptadas por las diferentes regiones han tenido resultados relativamente positivos para afrontar crisis petroleras recurrentes, al grado de que los precios actuales del petróleo son en general manejables. Los países en desarrollo no productores de petróleo, como la mayoría de los centroamericanos, enfrentan un mayor costo de un encarecimiento o de la escasez del petróleo, lo cual puede frenar fuertemente las posibilidades de superar los actuales niveles de desarrollo económico y social. Un aumento en los precios del petróleo y derivados afecta no sólo la balanza de pagos y la competitividad de las exportaciones, entre otros, sino también en forma directa a la población de escasos recursos, al excluirla aún más del ámbito social.

d) Reducida infraestructura petrolera

La mayoría de las instalaciones portuarias y de almacenamiento en la región se encuentra en la costa del Atlántico, para aprovechar las disponibilidades de combustibles en la Costa del Golfo y en el Caribe. Por razones geográficas, algunos países sólo cuentan con terminales en el Pacífico, con costos de entrega mayor, debido al cruce de los barcos por el Canal de Panamá. Algunas de estas instalaciones requieren de importantes mejoras para cumplir con normas técnicas y ambientales más estrictas, o para incrementar su capacidad, particularmente por el

cierre de las refinerías en Panamá y Guatemala. Por otra parte, el transporte de los derivados hacia los centros de consumo, con excepción de Costa Rica, es bastante precario, pues se hace mediante camiones cisterna, con todas las implicaciones económicas, ambientales y de muertes en las carreteras por accidentes ocasionados por dichos medios de transporte.

e) Deficiencias en los planes de contingencia

En caso de presentarse en el futuro un evento internacional que restrinja el flujo normal de petróleo y derivados de los centros de producción y comercialización hacia los países centroamericanos, éstos deberán estar preparados con algunas medidas para paliar los efectos. Para ello es necesario contar con marcos legales que permitan tanto restringir la demanda como intercambiar energéticos con los vecinos de la región. Asimismo, sería necesaria la firma previa de acuerdos entre los países, para que en caso de contingencia se puedan realizar intercambios ágiles de combustible. En este sentido, con excepción de Costa Rica, los países de la región no cuentan con mecanismos establecidos para afrontar este tipo de crisis.

f) Estructuras poco competitivas en los mercados nacionales de petróleo

Diferentes estudios realizados por la CEPAL sobre la estructura de la industria petrolera en cada uno de los países de América Central revelan índices de concentración elevados, característicos de situaciones muy alejadas de un mercado de competencia efectiva (sin mencionar un mercado perfectamente competitivo, que rara vez se presenta en la realidad).²² Un bajo índice de concentración en un mercado estaría revelando un mercado con competencia efectiva, con precios eficientes para las economías locales. El análisis de dichos índices de concentración en el segmento de la refinación e importación de derivados del petróleo indica la presencia de mercados monopolistas en Costa Rica (por constitución) y en Panamá (por contrato),²³ un mercado con una firma dominante en Nicaragua, y mercados oligopolistas fuertes en Honduras, Guatemala, El Salvador (en orden creciente del índice).²⁴ Honduras es el país con el menor índice de concentración, a raíz de que posee una distribución más uniforme de participación de las empresas en ese segmento. Es notoria la tendencia decreciente de dichos índices en los últimos cuatro años en todos los países de América Central, por la entrada de nuevos actores (salvo en Costa Rica).

La importación de GLP es todavía más concentrada: hay firmas dominantes en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua; en Panamá un duopolio, y en Costa Rica, el monopolio estatal. En lo relativo a la distribución de gasolinas y diesel, hay oligopolios fuertes en

²² Se ha utilizado la siguiente clasificación de los mercados: competencia perfecta, oligopolio débil, oligopolio fuerte, firma dominante, y monopolio. Véase Shepherd, W. G. (1997), *The Economics of Industrial Organization*, Prentice Hall, New Jersey. Según esta clasificación, existe un oligopolio fuerte, cuando las cuatro firmas principales combinadas tienen entre 60% y 100% del mercado.

²³ El contrato entre la refinería de Panamá y el gobierno de ese país se rescindió a comienzos de 2003, de forma que su característica de monopolio por contrato quedó eliminado.

²⁴ Véase CEPAL (2003), *Istmo Centroamericano: Estadísticas de hidrocarburos 2002* (LC/MEX/L.561), julio.

todos los países, salvo Costa Rica, donde existe un actor dominante. Guatemala es el país con menor índice de concentración por la presencia importante de gasolineras independientes.

Este grado de concentración se correlaciona muy bien con los márgenes conglobados de la industria petrolera en cada país.²⁵ En el informe de la CEPAL,²⁶ correspondiente al año 2002, los países con menores márgenes conglobados (promedio 2000-2002) son Guatemala y Costa Rica; les siguen en forma intermedia (en orden creciente) El Salvador, Honduras y Panamá, y el mayor margen se presenta en Nicaragua.

La posibilidad de contar con suministros por la Costa Atlántica y provenientes de México por vía terrestre, disponer de un mercado totalmente liberado, la existencia del mayor número de actores en el segmento de la importación de derivados, así como de numerosas estaciones de servicio independientes, son factores que inciden en un margen conglobado menor en Guatemala, cuyo mercado es el de mayor tamaño. Por su parte, Costa Rica, con un mercado totalmente regulado por una agencia independiente, se ubica en el segundo lugar con respecto a márgenes conglobados. Contribuyen a esta situación un suministro total por el lado del Atlántico y las compras más competitivas de la región, al utilizar mecanismos de licitación en el mercado petrolero internacional y el transporte de los derivados de petróleo por poliducto al centro del país.

En cambio, Nicaragua cuenta con el mercado más pequeño de la región y la presencia de una firma dominante, factores que explican, entre otros, estos altos márgenes. En los casos de El Salvador, Honduras y Panamá, mercados menos concentrados conllevan a márgenes intermedios con respecto a los dos extremos.

Cabe mencionar que en el año 2002 los márgenes conglobados, ponderados por su volumen de ventas en estaciones de servicio, disminuyeron en cinco países. En Guatemala y Nicaragua la caída fue drástica, moderada en Honduras y ligera en El Salvador y Panamá. En Costa Rica dicho margen se mantuvo en el mismo nivel del año anterior.

²⁵ El margen conglobado es la diferencia entre el precio final al consumidor (obtenidos por sondeos en las estaciones de servicio) y la suma del precio cif (precio fob en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, considerando ajustes por diferencias de calidad, más los fletes marítimos), y de los diferentes recargos e impuestos. Este margen conglobado corresponde al agregado de los márgenes ganados a lo largo de toda la cadena de abastecimiento, e incluye, además, los costos asociados, con excepción del precio de referencia cif. Es de esperarse que este indicador sea diferente en cada país, según los costos portuarios propios, las distancias de los puertos a las ciudades capitales, etc. No obstante, la mayor parte de este monto corresponde a los márgenes agregados de la cadena de abastecimiento (refinación o importación, distribución mayorista, transporte terrestre y venta al detalle). Los márgenes ponderados pueden servir para detectar en forma aproximada diferencias en la competitividad en el proceso de suministro de combustibles.

²⁶ Véase CEPAL (2003), *Istmo Centroamericano: Informe de abastecimiento de hidrocarburos* (LC/MEX/L.572), 29 de septiembre.

2. Proyección de la demanda de combustibles y niveles de emisiones

Con objeto de determinar la demanda de derivados del petróleo para los próximos 10 años, se realizó una serie de estudios particulares que definieron modelos para la proyección de las principales variables macroeconómicas de la región, así como las perspectivas de los precios de los derivados del petróleo y de la electricidad en el período de estudio, y la demanda de derivados de petróleo (excluyendo los combustibles para la generación eléctrica). Adicionalmente, se utilizaron modelos para simular la operación de los sistemas eléctricos de los seis países, a fin de cuantificar la demanda de *fuel oil* y diesel para la producción de electricidad, sobre la base de los planes indicativos de las respectivas industrias eléctricas nacionales.

a) Perspectivas macroeconómicas de la región ²⁷

Con miras a definir las perspectivas macroeconómicas de cada uno de los seis países de la región, se especificaron y estimaron modelos econométricos a partir de la información disponible. Los respectivos análisis indican que “las características y condiciones del desarrollo económico en los países de Centroamérica dependen de una compleja matriz de interrelaciones y de una multitud de factores económicos, sociales y políticos que se expresan, por ejemplo, en comportamientos volátiles y erráticos en algunas de sus principales variables macroeconómicas o en sus proporciones más relevantes. No obstante ello, es posible elaborar un marco general atendiendo a los comportamientos sistemáticos en las trayectorias de las principales variables macroeconómicas”.

En la elaboración de estos modelos se detectaron diversos problemas, en particular algunas dificultades con los datos disponibles, ya que no existen series estadísticas consistentes para períodos prolongados de todas las variables requeridas. Otro factor importante fue el relacionado con los cambios estructurales en cada una de estas variables, así como en sus relaciones.

De acuerdo con dichos modelos econométricos, dos factores son fundamentales en la determinación del crecimiento económico en todos los países de la región: el monto de la inversión local y el comportamiento de la economía de los Estados Unidos. Se intentó incluir el efecto de las remesas, estadísticamente significativas en la mayoría de los países, pero esto finalmente no pudo lograrse, ya que la información disponible era insuficiente para realizar las proyecciones de esta variable en los próximos 10 años.

Los resultados de los modelos señalan que: “De no modificarse las condiciones estructurales del crecimiento en los países centroamericanos o el dinamismo de la economía internacional, es difícil esperar tasas elevadas de crecimiento promedio de largo plazo. Ello puede argumentarse considerando tanto la experiencia histórica reciente de las economías de estos países en las dos últimas décadas, así como por las dificultades actuales que enfrentan para

²⁷ Esta sección se tomó del documento titulado “Modelos econométricos para los países de Centroamérica”, elaborado por Luis M. Galindo y Horacio Catalán, en el marco del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania, en la Sede Subregional de la CEPAL en México, aún no publicado.

dinamizar la formación de capital y a los escasos impulsos favorables al crecimiento provenientes de la economía mundial”.

Como consecuencia de ello se optó por plantear inicialmente dos bandas extremas de crecimiento (véase el cuadro 4). La banda optimista supone una recuperación de la economía mundial y una reactivación del proceso de inversión, mientras que el escenario pesimista supone que se mantienen las condiciones de un crecimiento inestable. También se elaboró un escenario esperado con base en un crecimiento promedio de la economía de los Estados Unidos, de 3% anual a partir de 2004.

Cuadro 4

ISTMO CENTROAMERICANO: BANDAS EXTREMAS Y TASA DE CRECIMIENTO
PROMEDIO ESPERADA POR PAÍS

(Porcentajes)

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Banda 1	4,0	3,5	3,0	3,0	4,0	3,0
Banda 2	3,0	2,5	2,5	2,5	2,0	2,5
Escenario	3,2	2,6	3,3	2,9	3,3	3,0

Fuente: CEPAL, hipótesis utilizadas en los modelos econométricos.

b) Proyección del consumo de derivados en el período ²⁸

A fin de determinar la proyección de la demanda de derivados del petróleo en cada uno de los países de Centroamérica en el período 2002-2012, se desarrollaron modelos econométricos que permiten pronosticar, con niveles aceptables de confianza, el comportamiento esperado de estas demandas. Adicionalmente, se incluyó la proyección de la demanda eléctrica, con objeto de determinar, bajo ciertos criterios, el comportamiento asociado de la demanda de combustibles para la generación de electricidad (véase el anexo II).

Con base en la información existente, se elaboraron modelos econométricos sobre la demanda de gasolina total, gasolina regular, gasolina súper, diesel para transporte e industria, así como de la electricidad. En estos casos se utilizaron modelos logarítmicos para obtener directamente los coeficientes de elasticidad media, en los que la demanda de los combustibles está en función del precio propio o el bien sustituto, y del ingreso. En la proyección de la electricidad se hizo un cálculo complementario para estimar las demandas futuras de diesel y *fuel oil* para la generación eléctrica. Para ello se simuló la operación de los sistemas nacionales eléctricos, con base en los planes indicativos de generación de electricidad de cada uno de los

²⁸ Esta sección se tomó del “Estudio sobre las características de la demanda de hidrocarburos en Centroamérica”, de Leiner Vargas y Randall Arce A., CEPAL, México, documento de trabajo interno.

países,²⁹ mediante el modelo WASP.³⁰ Para el resto de los combustibles (GLP, Kero/jet, *fuel oil* para la industria y nafta), se utilizaron modelos autorregresivos,³¹ por no existir series históricas relevantes de precios, o por problemas que la propia demanda del combustible no se logró clasificar adecuadamente.

Según el estudio, los modelos desarrollados presentaron una consistencia teórica y muestran que las elasticidades-precio de los combustibles son en general bajas con rangos muy cercanos a los reportados en la literatura de otros países en América Latina y Asia. Las estimaciones realizadas para la gasolina súper reflejan elasticidades más altas debido a la alternativa de sustitución entre gasolinas, lo que no sucede con el diesel, producto primordial en la actividad industrial y de transporte.

A partir de los valores de elasticidad calculados en la etapa anterior, se estimó la demanda futura de los combustibles señalados (gasolinas y diesel) y de la electricidad, en el período 2002-2013. Para ello se usó la proyección del producto interno bruto (PIB) (definida por la metodología presentada en el punto anterior), así como los precios futuros de los combustibles y la electricidad, para cada uno de los países (véase el anexo III). Con la proyección de electricidad, y mediante los modelos de simulación, se determinaron los requerimientos de *fuel oil* y diesel para la generación eléctrica, tomando como base los planes indicativos de cada uno de los países.

Los resultados de los diferentes modelos apuntan que el consumo total de derivados del petróleo pasaría de 87,4 millones de barriles en el año 2002³² a 128 millones en el año 2012, con un crecimiento de 46%, lo cual incluye consumo final y consumo para la producción de electricidad (véase el cuadro 5).³³ Por su parte, el consumo final se elevaría de 70,4 millones de barriles en el año inicial a 105 millones en el año final, lo que da un crecimiento de 49%. El componente de combustibles para la generación eléctrica está en función del programa de ampliación de centrales de producción incluido en los planes indicativos de los países, los cuales contienen no sólo centrales térmicas a base de *fuel oil* y diesel, sino también recursos renovables (hidroeléctrica, geotérmica y eólica), así como plantas con carbón y orimulsión. A pesar de ello, este componente crecería 35% durante el período de análisis, y llegaría a 23 millones de barriles en el año final.

Se debe resaltar el alto crecimiento de dos combustibles, el GLP, con casi 100%, y las gasolinas, con 62%, de forma que su participación con respecto al consumo final pasaría, respectivamente, de 11% a 14%, y de 34% a 36%. Con menores tasas de crecimiento se ubican el diesel (para transporte e industria), con 34%, el Kero/Jet, con 27%, y el *fuel oil* para la industria,

²⁹ Véase CEAC-GTPIR (2002), *Plan indicativo regional de expansión de la generación. Período 2002-2016*, noviembre.

³⁰ Modelo Wien Automatic System Package (WASP) de la Agencia Internacional de Energía Atómica (OIEA).

³¹ Los modelos autorregresivos asumen que se repetirá en el futuro el comportamiento del pasado, sin incorporar análisis de variables económicas. Por ello muestran grandes limitaciones en sus capacidades para establecer proyecciones de demanda, pero se han utilizado ante la imposibilidad de contar con ecuaciones econométricas, por falta de los datos pertinentes.

³² No se incluyen 1.216 miles de barriles de otros derivados.

³³ Los modelos utilizaron una serie de datos de 1980 al 2001. Los resultados de los modelos fueron posteriormente ajustados, con el fin de incorporar el efecto del consumo real en el año 2002.

con 24%. El bajo nivel de este último registro se debe al proceso de sustitución que en los últimos años se ha estado llevando a cabo en la industria cementera (principal consumidor de *fuel oil*) con la utilización de coke, y que se prevé continúe en el futuro próximo.

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE DERIVADOS
LÍQUIDOS DE PETRÓLEO, 2002- 2012

Volumen (miles de barriles)

	Consumo total	Consumo final						Generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
2002	87 410	70 445	7 767	23 468	4 328	28 994	5 888	16 965	3 463	13 502
2003	90 409	73 579	8 237	25 044	4 734	29 272	6 293	16 830	2 705	14 125
2004	91 547	76 220	8 799	26 449	4 740	30 013	6 219	15 327	1 916	13 411
2005	95 153	79 266	9 416	27 827	4 850	30 752	6 420	15 887	2 337	13 550
2006	96 644	82 007	10 078	29 031	4 938	31 434	6 527	14 637	2 638	11 999
2007	99 513	85 014	10 788	30 391	5 031	32 170	6 635	14 499	1 912	12 587
2008	103 199	88 534	11 549	31 812	5 129	33 306	6 738	14 665	2 053	12 612
2009	109 327	92 544	12 368	33 298	5 235	34 658	6 985	16 783	3 600	13 183
2010	115 590	96 578	13 247	34 854	5 333	36 049	7 096	19 012	3 797	15 215
2011	120 886	100 648	14 191	36 375	5 423	37 448	7 211	20 238	2 258	17 980
2012	128 031	105 057	15 207	38 074	5 504	38 944	7 328	22 974	5 601	17 373

Fuente: CEPAL, cálculos propios.

Con respecto a las gasolinas, los pronósticos muestran un rápido descenso en el uso de gasolina regular, debido a la sustitución por gasolina súper, principalmente en Honduras, Nicaragua, y Costa Rica (véase el anexo IV). Mientras que en El Salvador, Guatemala y Panamá, la reducción parece ser más lenta, probablemente porque en estos países la penetración de la súper es mayor en la actualidad respecto de los otros países. Asimismo, se aprecian importantes modificaciones en las estructuras de consumo de diesel y gasolinas. Si bien es cierto que su participación en el total del consumo se mantiene prácticamente en 73%, las gasolinas se incrementan a mayor tasa que el diesel.

Los pronósticos reflejan una tasa de crecimiento del consumo de combustibles menor a la variación registrada en la década anterior. Esta tendencia refleja en particular dos elementos importantes: el primero, una expectativa de crecimiento económico inferior al ocurrido en el pasado, por lo que existe una tendencia a disminuir el consumo; en segundo lugar, los modelos incorporan el efecto de la elasticidad de precio en la demanda, que refuerza la tendencia anterior, ante un pronóstico de precios altos de los derivados en algunos países.

Por país, la mayor tasa de crecimiento se da en El Salvador, con 73%, como resultado de un incremento significativo de los combustibles para la producción eléctrica (156%) y del GLP (124%) (véanse el cuadro 6 y el anexo IV), por lo que esta economía mantiene el segundo lugar en el tamaño del mercado de derivados en la región. Por su parte, Costa Rica presenta una tasa de 57%, debido a grandes aumentos en los combustibles para la producción de electricidad (399%) y

el GLP (128%) (tercer lugar regional). La marcada elevación en los primeros se debe a un punto de partida muy pequeño. Le sigue Guatemala, con un crecimiento de 46%, en donde ningún producto se incrementa por arriba del 100%, siendo el mayor el GLP con 84%; además, el país sigue siendo el mayor mercado del Istmo Centroamericano. Los restantes tres lugares corresponden a Panamá (35%), Honduras (31%) y Nicaragua (24%). Resaltan los casos de los dos últimos países, cuya baja tasa de crecimiento en el consumo total se debe a contracciones importantes en el componente de combustibles para la generación eléctrica, de 18% y 75%, respectivamente. Ello obedece a que en Honduras entraría en operación una central con gas natural licuado (GNL) de 220 MW en 2005 y una ampliación de 100 MW en 2010. En el caso de Nicaragua, comenzaría su operación una central hidro de 77 MW y se ampliaría la central geotérmica en un total de 105 MW. Se prevé que la demanda total de los tres primeros países oscilará, en el año 2012, entre 20 y 37 millones de barriles anuales, mientras que los tres últimos se encuentran entre 10 y 17 millones de barriles anuales.

Por su importancia en el consumo total proyectado, se incluyó el caso de la sustitución de las centrales de GNL en Honduras, por centrales a base de *fuel oil*, de acuerdo con las informaciones oficiales recientes sobre la rescisión del contrato respectivo. El consumo previsto de *fuel oil* para generación eléctrica pasaría en Honduras, hacia 2012, de 2.674 mlb a 8.305 mlb. De esta forma, Honduras se convertiría en el tercer mercado de derivados, superando a Costa Rica. El total centroamericano en el mismo año sería de 133.662 mlb, conformado por 105.057 para consumo final y 28.535 mlb para generación eléctrica. La tasa de crecimiento 2002-2001 alcanzaría el 53%.

Cuadro 6

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS LÍQUIDOS POR
PAÍS EN EL PERÍODO 2002-2012

País	Total (2002)	Final (2002)	Generación eléctrica (2002)	Total (2012)	Final (2012)	Generación eléctrica (2012)	Crecimiento total (%)
Costa Rica	13 201	12 931	270	20 705	19 358	1 347	57
El Salvador	15 553	11 945	3 608	26 925	17 697	9 228	73
Guatemala	25 253	20 735	4 518	36 806	30 705	6 101	46
Honduras	12 824	8 975	3 849	16 740	13 598	3 142	31
Nicaragua	8 555	5 426	3 129	10 639	9 861	778	24
Panamá	12 024	10 443	1 591	16 216	13 838	2 378	35

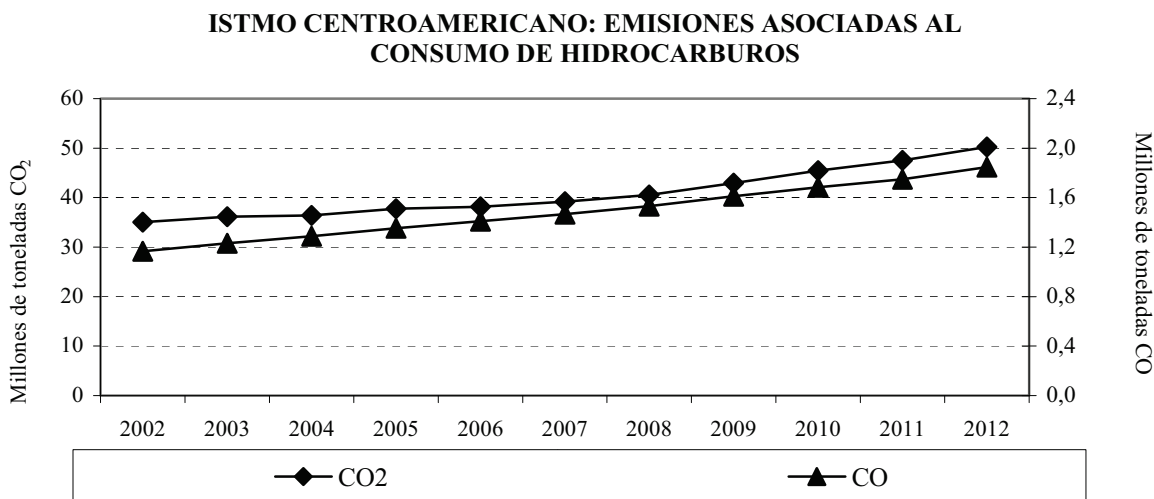
Fuente: CEPAL, cálculos propios.

c) Niveles de emisiones resultantes

A partir del crecimiento de los distintos combustibles, se calcularon las emisiones correspondientes de los principales contaminantes, con la misma metodología utilizada para la estimación de las emisiones históricas. En el período de análisis 2002-2012, en que el consumo

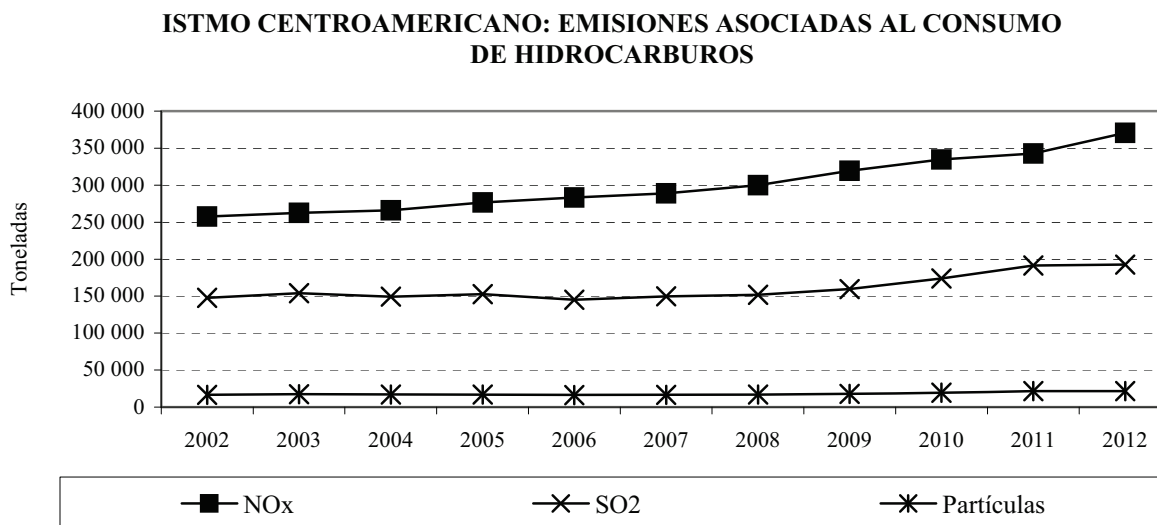
total aumenta 46%, las emisiones de CO₂ pasan de 35 millones en el año inicial a 50,3 millones en el año final, con una tasa de crecimiento de 46% en el consumo final, y de 35% en los combustibles para la generación eléctrica (véanse el anexo IV y los gráficos 4, 5 y 6). Por su parte, las emisiones de CO alcanzan en el año 2012 un valor de 1,8 millones de toneladas, en tanto que las emisiones de SO₂ y NO_x fueron de 192.600 y de 70.600 toneladas, respectivamente.

Gráfico 4



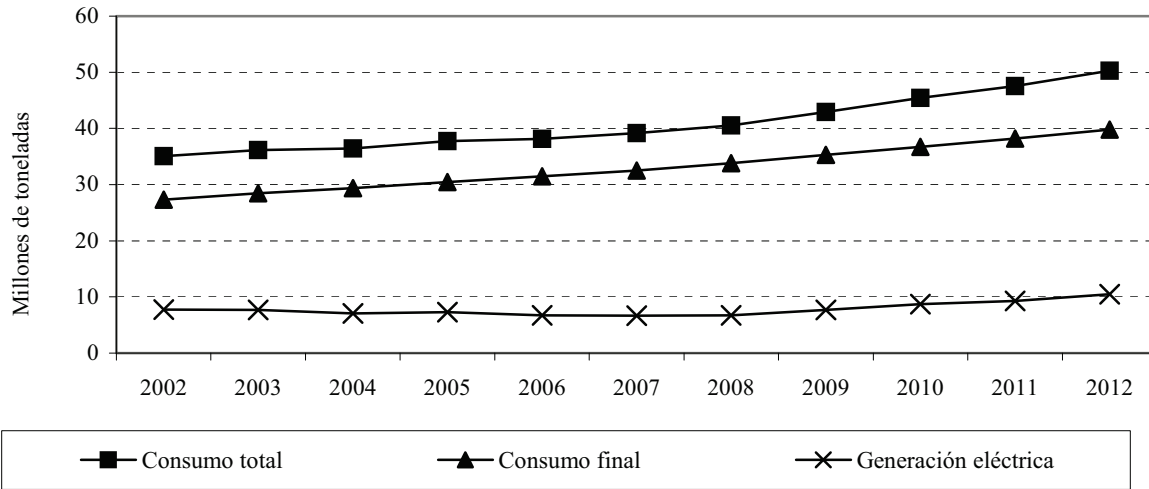
Fuente: CEPAL, cálculos propios.

Gráfico 5



Fuente: CEPAL, cálculos propios.

Gráfico 6

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN EMISIONES DE CO²

Fuente: CEPAL, cálculos propios.

3. Propuesta de estrategia para el desarrollo sustentable del subsector hidrocarburos

Una estrategia para el desarrollo sustentable del subsector de hidrocarburos en Centroamérica en los próximos 10 años debe buscar el crecimiento sostenido de la economía, mediante la satisfacción de las necesidades energéticas de la población, de la industria y del comercio, sin dañar irremediablemente al medio ambiente. Para alcanzar este objetivo de desarrollo sustentable es necesario que se consideren los siguientes objetivos generales:

- a) Reducir la tasa de crecimiento de la demanda de hidrocarburos.
- b) Mejorar la eficiencia en el consumo de los combustibles, con la utilización de tecnologías y equipos eficientes.
- c) Aumentar el uso de fuentes de energía menos contaminantes.
- d) Incrementar el intercambio de energía entre los países.
- e) Lograr la consolidación de mercados competitivos, tanto a escala nacional como regional, en todas las formas de energía comerciales.
- f) Mitigar los efectos de la cadena energética sobre el medio ambiente.

La estrategia que considera principalmente los combustibles, y en forma muy general a la energía, debería de aplicarse en cuatro grandes ámbitos: el fortalecimiento del mercado regional, los aspectos relacionados específicamente con la demanda, aquellos relacionados con la oferta, y los asuntos institucionales.

a) Fortalecimiento del mercado regional de hidrocarburos

Las acciones que fortalezcan la creación de los mercados regionales de hidrocarburos y de electricidad contribuirán a disminuir en los países considerados, los costos de suministro de la energía y a propiciar un mayor nivel de competitividad en el largo plazo. A pesar de diversos estudios emprendidos en el pasado sobre la conformación de un mercado regional de hidrocarburos, éste ha avanzado muy lentamente en la práctica. La reciente decisión de los presidentes de cinco países de la región para crear una Unión Aduanera ha dado un nuevo impulso a las acciones tendientes a la conformación de un mercado regional de hidrocarburos. Para continuar fortaleciendo la creación de un mercado regional energético, se hace aún más necesario realizar las siguientes acciones:

- i) Armonizar las normas de calidad de los hidrocarburos;
- ii) Armonizar los procedimientos para emisión de licencias de operación y para estudios ambientales;
- iii) Promover el incremento de la competencia en las industrias energéticas;
- iv) Crear las leyes de defensa de la competencia en aquellos países donde no existe;
- v) Armonizar los marcos jurídicos sobre la competencia y la protección al consumidor;
- vi) Fortalecer o crear los entes supervisores de la competencia en cada país y, posiblemente, de un ente regional de competencia, y
- vii) Reforzar los entes de protección al consumidor existentes en cada país.

b) Ámbito de la demanda

Las líneas de política relacionadas con la demanda de hidrocarburos pueden agruparse básicamente en dos conjuntos: políticas generales y políticas sectoriales. Su objetivo general debe ser la disminución de la tasa de crecimiento de la demanda de hidrocarburos, sin menoscabo del desarrollo económico, del medio ambiente y de los servicios energéticos.

- i) Políticas generales. En este conjunto se ubican las líneas de política relacionadas con el ahorro y el uso eficiente de la energía, con los tratamientos fiscales y con las políticas ambientales.
- ii) Políticas de ahorro y uso eficiente de energía. Los avances alcanzados a la fecha en el uso eficiente de la energía en Centroamérica han sido magros, ya que no se reportan mejorías notables en la intensidad energética en la región. En la mayoría de los países ha faltado la voluntad política de fomentar medidas de ahorro y uso eficiente de energía, aunque también debe anotarse en ese fenómeno la falta de fuentes de financiamiento para apoyar estas políticas. Cualquier disminución en el consumo que se logre a través del ahorro y el uso eficiente de la energía se reflejará en un aumento de la competitividad de la actividad económica del país y un

descenso de las necesidades de importación de hidrocarburos. Las líneas de política necesarias son, al menos, las siguientes:

1) Adoptar normas de uso eficiente de la energía. Se deben establecer normas de calidad y eficiencia, tanto para los equipos que se produzcan en Centroamérica como para los que se importan, a fin de que se oferten en el mercado aquellos de menor consumo específico de energía. Ello implica un esfuerzo importante por parte de las instancias involucradas en los procesos de adaptación y adopción de normas, ya que generalmente estos procesos son bastante lentos.

2) Crear entidades o instancias responsables de promover el ahorro de energía. Se requiere que dentro de la estructura actual del gobierno exista una instancia encargada de planear, supervisar, asesorar y promover el ahorro y uso eficiente de energía en todos los sectores de la actividad socioeconómica de cada uno de los países del Istmo Centroamericano.

iii) Políticas fiscales. Es necesario contar con lineamientos de política fiscal que promuevan el ahorro y uso eficiente de energía, ya sea a través de aranceles o impuestos adicionales para la importación y venta de los equipos poco eficientes, o a través de la disminución de impuestos a empresas que produzcan, importen o utilicen equipos de alta eficiencia. Las políticas que conviene implantar son las siguientes:

1) Instaurar un programa de incentivos para actividades de ahorro y uso eficiente de energía, cuyo objetivo consista en definir políticas para promover las inversiones encaminadas al uso eficiente de la energía, tanto en el sector transporte como en los procesos industriales. Dichas políticas deben contemplar también la utilización de otras fuentes energéticas, en particular las nuevas y renovables. Una buena coordinación con el sector privado se destaca como punto estratégico para llevar adelante este programa de incentivos. Un ejemplo muy utilizado en otros países se refiere a los esquemas de depreciación acelerada para equipos y procesos más eficientes, los cuales pueden ser atractivos entre los transportistas, industriales y comerciantes.

2) Evaluar las externalidades de las fuentes energéticas mediante estudios, que permitan estimar el costo de las externalidades en la cadena de suministro y consumo de los energéticos. Ello posibilitará definir acciones de fomento a las fuentes nuevas y renovables, ya que la aplicación de impuestos adicionales a los precios de los combustibles para contabilizar los costos externos no es viable en el corto plazo. Es fundamental que existan acuerdos regionales sobre este tipo de enfoque, a fin de evitar competencias inadecuadas entre los países, por lo que los estudios también deben estar dirigidos al diseño de mecanismos, instrumentos y programas aplicables en toda la región.

iv) Políticas ambientales. Los aspectos que se recomienda considerar son los siguientes:

1) Adoptar y armonizar las normas de emisión de contaminantes locales (óxido de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas suspendidas), por tipo de proceso industrial y para el transporte.

2) Adoptar y armonizar las normas de calidad de los combustibles que hagan posible cumplir con las normas de emisión. Estas normas definirán el tipo de combustibles a utilizar en Centroamérica en el futuro. Además, influirán sobre el tipo y volumen de la demanda y permitirán planear la oferta de hidrocarburos.

3) Definir políticas de emisiones de gases de efecto invernadero. En este rubro hay que considerar el probable margen de mitigación de emisiones en Centroamérica por medio de acciones de aumento de eficiencia y de ahorro de energía. Dichas reducciones pueden significar disminuciones en el consumo de hidrocarburos, por lo que esas políticas podrían obtener apoyos internacionales.

v) Políticas sectoriales. Los sectores que requieren atención, tanto en el ámbito nacional como regional, son los siguientes: transporte, generación de electricidad, industrial y residencial.

1) Sector transporte. Sobre otras modalidades se impone una marcada preponderancia del transporte terrestre en la región. Cualquier acción que pretenda aumentar la eficiencia, ordenar y planear el comportamiento y desarrollo del sector transporte tendrá efectos benéficos si se reducen la demanda de hidrocarburos y las emisiones de contaminantes. Estudios realizados en la Unión Europea y los Estados Unidos indican que los mayores costos externos se dan en los impactos en la salud por el sector transporte, en particular, el uso del diesel. Por ello, las líneas de política a considerar son las siguientes:

- Establecer políticas activas de transporte urbano público. Habrá que tomar decisiones de gran importancia relacionadas con el transporte público en las ciudades, las cuales incidirán en los niveles de contaminación y la demanda de combustibles. La planeación urbana, el ordenamiento del tránsito dentro de las ciudades, los programas del estilo “un día sin auto”, el tipo de combustible disponible y permitido para el transporte (calidad de gasolinas y posibilidad de uso de gas LP), la modernización de unidades, el tipo de unidades y controles gubernamentales para su operación, entre otros, son sólo algunos de los temas que se deben analizar. Ello permitiría la promoción del transporte público por sobre el transporte privado. Se estima conveniente fortalecer la presencia de los ministerios y direcciones generales encargados de la energía, ante las oficinas de los sectores transporte y planificación urbana.
- Armonizar normas para la importación de autos y camiones. Resulta de gran importancia modernizar los esquemas de permisos, impuestos y aranceles para la importación, de manera que tengan preferencia los vehículos de mejor tecnología, con menores niveles de contaminación y más eficientes en el uso de los combustibles. Introducir al país autos anticuados e ineficientes siempre tendrá un costo adicional para los países, puesto que deberán importar mayores volúmenes de combustible para satisfacer los requerimientos. Todo este nuevo enfoque obliga a la elaboración de un estudio detallado de las

relaciones transporte—energía— medio ambiente, en el que participen los ministerios involucrados en cada país. Ello permitirá conocer los impactos de manera más precisa y establecer los programas necesarios para atemperar los riesgos inherentes a esta actividad.

- Promover el transporte ferroviario y de cabotaje marítimo. La comisión centroamericana COMCATRAN ha emprendido en el pasado diversos estudios sobre el transporte ferroviario y de cabotaje marítimo. En la Estrategia Madrid 2001 de la Secretaría del Sistema de Integración Centroamericana (SICA) había una propuesta para avanzar en el proyecto de cabotaje. Esta iniciativa debe retomarse, tanto por su contenido de reducción de costos de transporte para el comercio de mercancías, como por la disminución del consumo de combustibles.
- Definir una política de modernización de carreteras. Los esfuerzos que se hagan en modernizar o ampliar la capacidad de caminos y carreteras redundarán en menores gastos de combustibles.

2) Sector eléctrico. Por su importancia en la demanda de combustibles y en su sustitución a través de formas de generación con energías renovables, se observan líneas de política que afectan a la demanda de electricidad, y por tanto a la demanda de combustibles. Es relevante definir programas de ahorro y uso racional de energía eléctrica. Entre las políticas a analizar se cuentan principalmente las relacionadas con el establecimiento de tarifas horarias y de demanda máxima; la revisión de la política de subsidios y establecimiento de tarifas reales, así como el establecimiento de programas de ahorro de energía en edificios públicos.

3) Sector industrial. En este sector hay que considerar aspectos como:

- Adoptar y armonizar normas de equipos, tales como motores eléctricos, motobombas, equipos de refrigeración y aire acondicionado.
- Fomentar la realización de auditorías energéticas en las empresas y del uso de técnicas de ahorro y uso eficiente de la energía, con un triple objetivo: disminuir costos, aumentar la competitividad y reducir el consumo de combustibles y energía eléctrica.

4) Sector residencial. Promover acciones de ahorro y uso eficiente de energía en temas como refrigeradores, aire acondicionado, iluminación, bombeo de agua, etc. La promoción puede realizarse a través de organismos específicos de ahorro y uso eficiente de energía, por medio de sistemas de normalización de maquinaria y equipo y mecanismos impositivos y arancelarios adecuados, empleando mecanismos financieros para la sustitución de equipo anticuado e ineficiente.

c) **Ámbito de la oferta**

El objetivo general de las políticas de oferta debe ser el incremento de las alternativas energéticas, así como el aumento en la eficiencia y la disminución de costos de operación en el suministro. En el ámbito de la oferta se incluyen al menos cinco rubros: garantía en el abastecimiento externo de hidrocarburos, introducción de fuentes nuevas y renovables, promoción o introducción de combustibles menos contaminantes, e introducción controlada y condicionada de combustibles contaminantes.

i) Garantizar el abastecimiento externo de hidrocarburos. El objetivo de la política de importación debe ser el suministro oportuno y adecuado en precio y calidad. En este rubro existen al menos cuatro grandes lineamientos de política:

1) Fortalecer las relaciones con los países productores. A pesar de que en la mayoría de los países existen actores privados en el proceso de importación de hidrocarburos, es conveniente que los gobiernos de la región fortalezcan las relaciones con los países productores de petróleo, ya que la experiencia ha demostrado que las negociaciones entre empresas privadas en situaciones de riesgo o emergencia no siempre cubren todos los aspectos necesarios para garantizar el suministro oportuno. Dada la existencia del Pacto de San José, los primeros países a incluir en esta lista deberán ser México y Venezuela. Sin embargo, también deben contemplarse los otros productores regionales (como Colombia, Perú, Bolivia) para cubrir situaciones críticas en el abastecimiento de petróleo a la región.

2) Preparar escenarios críticos de suministro. En caso de presentarse en el futuro un evento internacional que restrinja el flujo normal de petróleo y derivados de los centros de producción y comercialización hacia los países del Istmo, éstos deberán estar preparados con algunas medidas que palien los efectos. Convendría que los países contaran con marcos legales que les permitiesen al menos restringir la demanda e intercambiar energéticos con los vecinos de la región. La restricción del consumo requiere, además de un marco legal que lo permita, conocer cuáles serían los consumidores que tendrían prioridad y contar con planes de contingencia para su suministro. El intercambio de energéticos con los países de la región requiere la firma previa de acuerdos y, por supuesto, la construcción de la infraestructura que permita el flujo entre un país y otro.

3) Promover infraestructura para la importación de derivados. Se deberán promover proyectos regionales que permitan incrementar la infraestructura portuaria y de almacenamiento para importar combustibles. El proceso de cierre paulatino de las refinerías en la región, por evidentes razones económicas, hace más necesario el reforzamiento de la capacidad de importación de derivados para los países de América Central. Los proyectos conjuntos son más complejos, pero son los únicos que pueden aprovechar las ventajas competitivas de los vecinos, y las de la asociación de mercados y de la integración de economías pequeñas, similares, deficitarias de capital e importadoras netas de energía.

4) Promover infraestructura de transporte para combustibles. Al igual que con la infraestructura de importación, se recomienda evaluar las alternativas para promover ductos para el transporte de derivados de hidrocarburos.

ii) Introducción de fuentes nuevas y renovables. Es importante tener en mente que cualquier combustible ajeno a los hidrocarburos que se emplee de manera económica en Centroamérica desplazará una demanda por los derivados del petróleo. Además, como Centroamérica es importadora neta de petróleo y sus derivados, la ventaja competitiva de otros combustibles es mayor que en el caso de aquellos países productores de hidrocarburos o que cuentan con un mercado amplio de éstos. Entre los nuevos combustibles se cuentan el alcohol y el biodiesel para usos automotrices, la biomasa, así como las fuentes nuevas y renovables para la producción de electricidad. Estas alternativas energéticas tienen la ventaja de que los proyectos respectivos pueden hacerse acreedores a diversos apoyos internacionales para la reducción de gases de efecto invernadero.

1) Alcohol. En cuanto al uso de alcoholes en las gasolinas, principalmente metanol y etanol, existen experiencias internacionales al respecto. Sin embargo, se hace necesario considerar algunos aspectos colaterales como: desechos agrícolas de los alcoholes, logística de captación de los alcoholes, impacto sobre las tierras de cultivo y sobre los productos agrícolas, empresa que realizará el mezclado con la gasolina, nivel de concentración máxima y vehículos susceptibles de utilizar la mezcla de combustible sin daño.

2) Biodiesel. Será necesario evaluar adecuadamente los proyectos y hacer planteamientos integrales que formen parte de planes y programas con objetivos muy claros y definidos. En ese sentido, deben definirse las zonas susceptibles de producir y consumir biodiesel, así como considerar la necesidad de ofrecer en el mercado automotores y equipos capaces de usar dicho combustible vegetal.

3) Fuentes renovables para la producción de electricidad. Las políticas más importantes que afectan de manera indirecta a los hidrocarburos se refieren a los planes, programas y acciones relacionados con el sector eléctrico, ya que éste es un gran consumidor de hidrocarburos. Por lo tanto, se deberá promocionar y potenciar los recursos hidroeléctricos, tanto de grandes, medianas, como de microcentrales, así como los recursos eólicos, los geotérmicos, la energía solar (en particular para zonas rurales), la basura, etc., tomando debida cuenta de sus impactos ambientales.

4) Biomasa. Deben analizarse proyectos industriales que utilicen desechos orgánicos para la producción de energía eléctrica y calor. El uso tradicional del bagazo de caña para producir calor en la industria azucarera puede incrementar la eficiencia e incluso modernizarse proponiendo plantas de cogeneración de energía eléctrica a partir de los residuos de la industria azucarera y otro combustible, como el *fuel oil*. También debe analizarse el uso de residuos forestales y agrícolas para la obtención de calor en pequeñas industrias que requieren procesos de secado. Adicionalmente, podrían analizarse proyectos de obtención de biogás, para la producción de energía eléctrica, a partir de residuos agrícolas e incluso de basuras urbanas e industriales.

iii) Promoción o introducción de combustibles fósiles menos contaminantes. Se recomienda continuar con la promoción de proyectos tendientes a ampliar los combustibles existentes (caso del GLP) o introducir otros combustibles fósiles menos contaminantes (caso del gas natural):

1) Gas LP. Los temas de mayor importancia con respecto a este combustible son: precios, aspectos normativos y de seguridad en el manejo de la importación, almacenamiento, transporte, distribución y consumo del gas, así como los posibles usos alternativos (sustitutos de gasolinas). La utilización de gas LP como combustible para vehículos de transporte permitiría atenuar la dependencia de las gasolinas y el impacto sobre las cuencas atmosféricas locales, siempre y cuando se utilicen equipos diseñados *ex profeso* para el uso de este combustible, así como convertidores catalíticos para los gases de escape. Sin embargo, es necesario hacer una evaluación precisa de las ventajas y desventajas de generalizar el uso de gas LP en automotores. Si se opta por esto, será necesario establecer un marco jurídico y normativo muy preciso, de revisión de las unidades, conversión de los vehículos y manejo del gas LP, para evitar condiciones de riesgo en la seguridad del manejo del gas LP durante actividades de suministro y uso del combustible en los vehículos. Además, se deben considerar aspectos como la capacidad de importación, la infraestructura de almacenamiento disponible y la seguridad y estabilidad de las fuentes de suministro.

2) Gas natural. Aun cuando existen pocas posibilidades actuales, sería conveniente seguir promoviendo la interconexión de uno o varios países de Centroamérica con el sur de México o con el norte de Colombia. Ante la disponibilidad actual de gas natural licuado en la Costa Atlántica, y la inminente presencia en la costa del Pacífico de la producción de gas natural proveniente de Bolivia, Perú y Ecuador; entre otros, se estima conveniente continuar promoviendo la posibilidad de instalar en el Istmo Centroamericano plantas regionales productoras de electricidad que utilicen gas natural licuado (GNL).

iv) Introducción controlada de combustibles contaminantes. La región centroamericana requiere urgentemente ampliar su oferta energética. Para ello es necesario privilegiar las fuentes nuevas y renovables, así como fuentes menos contaminantes. Pero no conviene cerrarse a considerar otros combustibles aunque sean contaminantes, como la orimulsión y el carbón. Esto se haría bajo estrictos análisis de impacto ambiental, incluyendo medidas de mitigación.

1) Orimulsión. Evaluar caso por caso bajo un estudio de impacto ambiental muy estricto la posibilidad de instalar plantas generadoras de electricidad que utilicen emulsiones de bitumen, si el precio es atractivo, las condiciones adecuadas, la seguridad en el suministro, y si los problemas técnicos y ambientales encuentran solución adecuada a las condiciones centroamericanas.

2) Carbón. La situación internacional parece estar abriendo posibilidades para instalar plantas generadoras de electricidad con base en carbón en ambas costas del Istmo Centroamericano. La planta podría recibir carbón de Colombia o Australia y producir electricidad para suministro a varios países de la región. Una planta basada en carbón, de tamaño suficiente, podría reducir drásticamente las necesidades de importación de petróleo y *fuel oil* en el futuro.

d) Ámbito institucional

El desarrollo de la estrategia conlleva la necesidad de reforzar a las instituciones existentes en la mayoría de los países de la región.

i) Ministerios, direcciones generales y oficinas. Requieren apoyo los ministerios, las direcciones generales y las oficinas encargadas en cada país de los asuntos relacionados con los hidrocarburos, en particular, y de la energía en general. Este apoyo debe incluir la contratación de expertos en mayor número, así como la capacitación del personal actual. Las posibles modificaciones a las estructuras, funciones y objetivos deben plantearse buscando mayor eficiencia y eficacia en el cumplimiento de sus actividades. Además, será necesario dotarles de atribuciones, objetivos y metas relacionadas con la promoción, la planeación y el control de actividades relacionadas con el ahorro y el uso eficiente de la energía, por lo que seguramente se requerirá de modificaciones a los marcos jurídicos, a fin de incrementar la fuerza y la presencia de las autoridades.

ii) Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC). Habrá que fortalecer al CCHAC, dotándolo de suficientes recursos, para convertirlo en una instancia regional reconocida, con mayor peso en sus decisiones. Convendría un trabajo coordinado entre el CCHAC y la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD), dadas las implicaciones mutuas que tienen en sus respectivas áreas de trabajo.

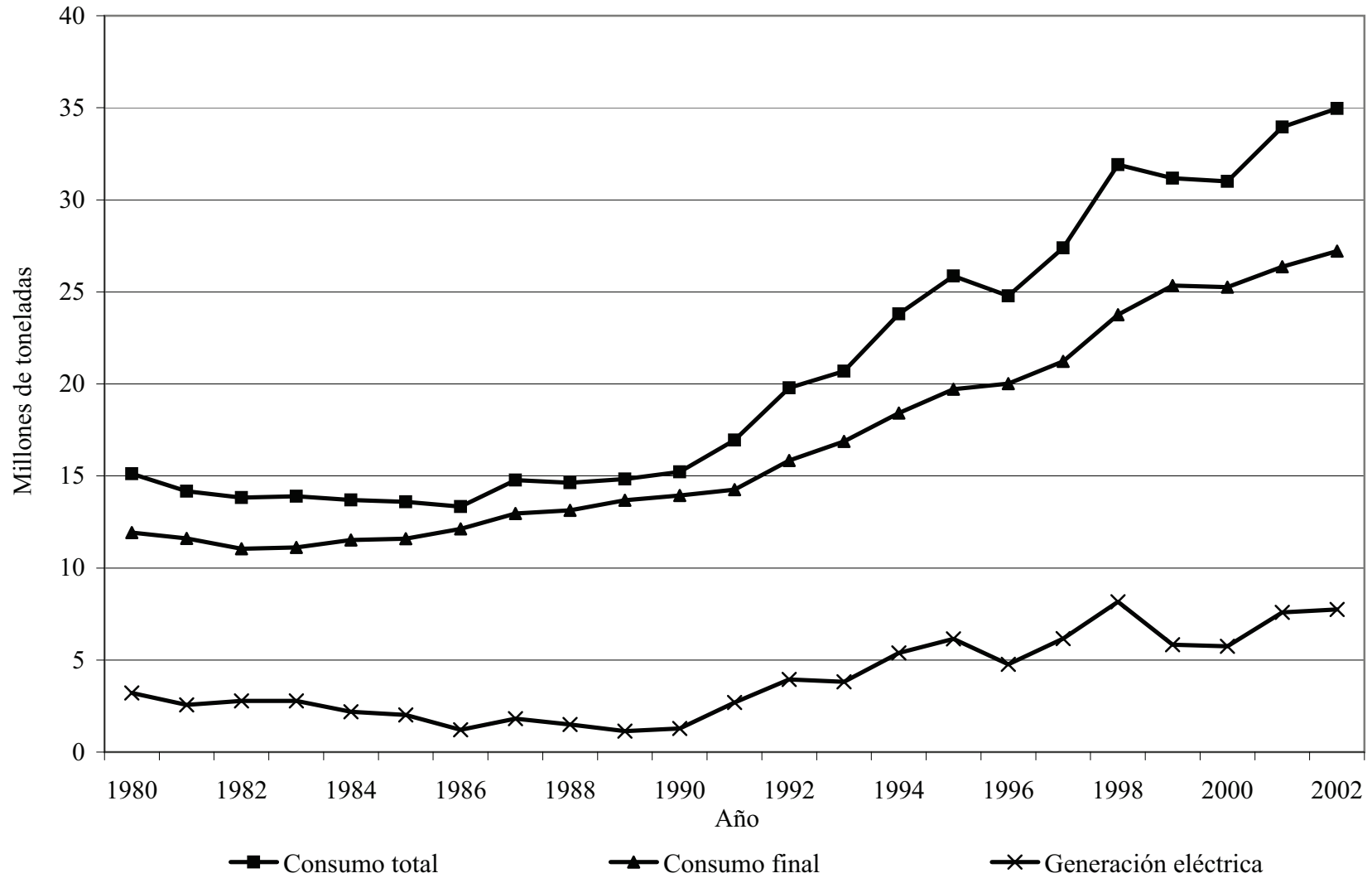
iii) Entes de ahorro de energía. Se requiere la presencia de organismos nacionales y regionales, encargados de planear, supervisar, asesorar y promover el ahorro y uso eficiente de energía en los sectores público y privado de cada uno de los países del Istmo Centroamericano. Entre sus funciones se contaría establecer normas de calidad y eficiencia, tanto a los equipos que se produzcan en Centroamérica como a los que se importen, para que sólo se vendan en el mercado aquellos con bajo consumo de energía

iv) Fortalecer las relaciones institucionales entre las autoridades energéticas y las ambientales, tanto nacionales como regionales. Se hace necesario fortalecer la coordinación de estas instituciones, así como del CCHAC, con los Ministerios, Direcciones Generales y Oficinas que atienden al sector de la energía.

Anexo I

EMISIONES HISTÓRICAS

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN EMISIONES DE CO₂



Fuente: CEPAL, estimación con base en cifras oficiales de consumo de combustibles.

Cuadro I-1

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Y EMISIONES CONTAMINANTES ASOCIADAS

Año	Consumo	Consumo final					Generación eléctrica				
	total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil	Crudo
Volumen (miles de barriles)											
1980	36 698,0	29 665,0	1 783,0	8 478,0	3 007,0	11 127,0	5 270,0	7 033,0	1 669,0	4 989,0	375,0
1981	34 463,0	28 852,0	1 915,0	7 702,0	2 728,0	11 403,0	5 104,0	5 611,0	1 253,0	3 941,0	417,0
1982	33 594,0	27 522,0	1 877,0	7 538,0	2 547,0	10 996,0	4 564,0	6 072,0	1 065,0	4 471,0	536,0
1983	33 863,0	27 745,0	1 962,0	7 666,0	2 447,0	10 954,0	4 716,0	6 118,0	1 814,0	4 026,0	278,0
1984	33 634,0	28 831,0	2 163,0	7 932,0	2 763,0	11 448,0	4 525,0	4 803,0	1 228,0	3 200,0	375,0
1985	33 541,9	29 126,5	2 361,6	8 014,8	2 709,6	11 901,0	4 139,5	4 415,4	1 096,9	2 824,5	494,0
1986	33 134,2	30 495,6	2 531,1	8 362,1	2 925,1	12 187,6	4 489,7	2 638,6	577,5	2 052,1	9,0
1987	36 577,5	32 589,7	2 691,2	9 135,8	2 951,9	13 067,8	4 743,0	3 987,8	965,0	2 888,8	134,0
1988	36 370,9	33 061,1	2 827,4	9 149,1	2 952,3	13 224,5	4 907,8	3 309,8	968,9	2 181,9	159,0
1989	36 902,5	34 397,0	2 887,8	9 467,3	2 939,6	13 904,6	5 197,7	2 505,5	611,9	1 797,6	96,0
1990	37 921,7	35 118,2	2 981,7	9 860,9	2 921,6	14 561,9	4 792,1	2 803,5	552,2	2 141,3	110,0
1991	41 867,8	35 900,5	3 025,6	10 090,7	2 863,6	15 087,3	4 833,3	5 967,3	2 411,9	3 419,4	136,0
1992	48 867,8	40 035,5	3 473,5	11 661,9	3 351,5	16 300,3	5 248,3	8 832,3	4 619,0	4 021,3	192,0
1993	51 255,3	42 762,3	3 778,0	12 977,4	3 246,2	17 293,8	5 466,9	8 493,0	3 756,7	4 475,3	261,0
1994	58 889,2	46 829,2	4 223,9	14 659,3	3 408,8	19 074,8	5 462,4	12 060,0	6 134,3	5 481,7	444,0
1995	63 974,4	50 195,4	4 662,1	15 809,4	3 744,5	20 156,4	5 823,0	13 779,0	7 124,8	6 543,2	111,0
1996	61 612,7	51 130,6	4 992,3	16 235,7	3 571,6	20 695,2	5 635,8	10 482,1	2 692,5	7 789,6	0,0
1997	67 817,9	54 244,4	5 263,9	17 304,8	3 932,2	22 209,1	5 534,4	13 573,5	3 662,2	9 911,3	0,0
1998	78 832,2	60 746,2	5 826,1	19 706,3	4 620,2	24 184,8	6 408,8	18 086,0	6 752,8	11 333,2	0,0
1999	77 860,2	65 064,1	6 697,2	21 126,5	4 715,4	26 083,2	6 441,8	12 796,1	3 089,7	9 706,4	0,0
2000	77 678,4	65 489,5	6 961,2	21 443,5	4 616,3	25 967,0	6 501,5	12 188,9	2 323,5	9 865,4	0,0
2001	84 405,2	68 376,1	7 107,5	22 545,5	4 475,5	28 077,0	6 170,6	16 029,1	2 886,3	13 142,8	0,0
2002	87 409,8	70 445,2	7 767,0	23 468,0	4 328,0	28 994,2	5 888,0	16 964,6	3 462,6	13 502,0	0,0

/Continúa

Cuadro I-1 (Continuación)

Emisiones											
Año	Por consumo	Por consumo final					Por generación eléctrica				
	total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil	Crudo
CO ₂ (toneladas)											
1980	15 125 670	11 921 715	437 824	3 049 873	1 197 154	4 795 799	2 441 066	3 203 955	719 348	2 310 906	173 700
1981	14 164 638	11 605 961	470 238	2 770 715	1 086 078	4 914 756	2 364 174	2 558 677	540 050	1 825 472	193 155
1982	13 818 290	11 040 025	460 907	2 711 717	1 014 018	4 739 337	2 114 046	2 778 265	459 021	2 070 969	248 275
1983	13 894 894	11 119 436	481 779	2 757 764	974 206	4 721 235	2 184 453	2 775 458	781 844	1 864 844	128 770
1984	13 699 951	11 514 735	531 135	2 853 455	1 100 012	4 934 151	2 095 981	2 185 216	529 275	1 482 241	173 700
1985	13 598 611	11 588 711	579 902	2 883 241	1 078 752	5 129 397	1 917 418	2 009 900	472 770	1 308 309	228 821
1986	13 330 412	12 126 804	621 524	3 008 179	1 164 548	5 252 923	2 079 630	1 203 608	248 906	950 533	4 169
1987	14 767 900	12 951 817	660 837	3 286 509	1 175 218	5 632 294	2 196 959	1 816 082	415 920	1 338 093	62 069
1988	14 635 987	13 134 080	694 282	3 291 294	1 175 377	5 699 833	2 273 294	1 501 907	417 601	1 010 657	73 649
1989	14 826 581	13 685 733	709 113	3 405 763	1 170 321	5 992 960	2 407 576	1 140 848	263 732	832 649	44 467
1990	15 219 448	13 938 644	732 171	3 547 356	1 163 154	6 276 260	2 219 702	1 280 804	238 001	991 851	50 952
1991	16 940 939	14 254 535	742 951	3 630 025	1 140 063	6 502 710	2 238 786	2 686 405	1 039 542	1 583 867	62 995
1992	19 781 440	15 839 024	852 935	4 195 248	1 334 307	7 025 520	2 431 014	3 942 416	1 990 815	1 862 667	88 934
1993	20 687 584	16 874 570	927 706	4 668 485	1 292 385	7 453 724	2 532 270	3 813 014	1 619 159	2 072 960	120 895
1994	23 808 083	18 419 380	1 037 199	5 273 531	1 357 120	8 221 344	2 530 185	5 388 703	2 643 917	2 539 125	205 661
1995	25 860 630	19 707 574	1 144 801	5 687 268	1 490 769	8 687 520	2 697 215	6 153 056	3 070 828	3 030 812	51 415
1996	24 787 320	20 018 693	1 225 884	5 840 625	1 421 934	8 919 746	2 610 504	4 768 627	1 160 482	3 608 145	0
1997	27 388 422	21 219 077	1 292 576	6 225 222	1 565 497	9 572 245	2 563 536	6 169 346	1 578 428	4 590 917	0
1998	31 911 546	23 751 510	1 430 627	7 089 137	1 839 405	10 423 783	2 968 558	8 160 036	2 910 494	5 249 542	0
1999	31 175 409	25 347 723	1 644 530	7 600 039	1 877 306	11 242 004	2 983 844	5 827 685	1 331 678	4 496 007	0
2000	31 035 801	25 464 704	1 709 357	7 714 077	1 837 852	11 191 921	3 011 497	5 571 098	1 001 441	4 569 656	0
2001	33 928 915	26 597 154	1 745 281	8 110 510	1 781 797	12 101 343	2 858 224	7 331 760	1 244 011	6 087 749	0
2002	35 043 183	27 296 652	1 907 225	8 442 370	1 723 074	12 496 661	2 727 323	7 746 530	1 492 400	6 254 130	0

/Continúa

Cuadro I-1 (Continuación)

Emisiones											
Año	Por consumo	Por consumo final						Por generación eléctrica			
	total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil	Crudo
CO (toneladas)											
1980	428 989	418 956	139	352 078	1 674	64 750	316	10 033	9 712	299	22
1981	395 733	388 181	149	319 852	1 519	66 356	306	7 552	7 291	236	25
1982	385 363	378 866	146	313 041	1 418	63 987	273	6 497	6 197	268	32
1983	394 711	383 897	153	318 357	1 363	63 743	282	10 814	10 556	241	17
1984	405 359	397 999	168	329 403	1 538	66 618	271	7 360	7 146	192	22
1985	410 618	404 036	184	332 842	1 509	69 254	248	6 582	6 383	169	30
1986	423 765	420 281	197	347 265	1 629	70 922	269	3 484	3 361	123	1
1987	463 372	457 576	210	379 395	1 644	76 044	284	5 796	5 615	173	8
1988	464 839	459 061	220	379 947	1 644	76 955	294	5 778	5 638	131	10
1989	479 922	476 248	225	393 162	1 637	80 913	311	3 674	3 561	108	6
1990	499 739	496 391	232	409 507	1 627	84 738	287	3 348	3 213	128	7
1991	523 213	508 965	236	419 050	1 594	87 795	289	14 248	14 035	205	8
1992	608 736	581 605	270	484 300	1 866	94 854	314	27 131	26 879	241	11
1993	664 139	641 995	294	538 930	1 808	100 635	327	22 144	21 861	268	16
1994	758 382	722 330	329	608 777	1 898	110 999	327	36 051	35 696	328	27
1995	818 487	776 629	363	656 539	2 085	117 293	349	41 859	41 460	392	7
1996	813 520	797 386	389	674 242	1 989	120 429	337	16 134	15 668	466	0
1997	872 714	850 809	410	718 640	2 190	129 238	331	21 904	21 311	593	0
1998	1 002 490	962 516	454	818 371	2 573	140 735	384	39 974	39 296	679	0
1999	1 051 225	1 032 664	522	877 349	2 626	151 782	386	18 561	17 979	581	0
2000	1 059 233	1 045 122	542	890 514	2 570	151 106	389	14 111	13 521	591	0
2001	1 120 660	1 103 078	553	936 278	2 492	163 384	369	17 583	16 796	787	0
2002	1 167 635	1 146 677	605	974 588	2 410	168 722	353	20 958	20 149	808	0

/Continúa

Cuadro I-1 (Continuación)

Emisiones											
Año	Por consumo	Por consumo final						Por generación eléctrica			
	total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil	Crudo
NO _x (toneladas)											
1980	104 426	90 233	694	26 406	5 023	51 800	6 310	14 193	7 770	5 974	449
1981	99 539	88 488	746	23 989	4 557	53 085	6 112	11 051	5 833	4 719	499
1982	96 072	85 118	731	23 478	4 255	51 190	5 465	10 953	4 958	5 354	642
1983	98 968	85 370	764	23 877	4 088	50 994	5 647	13 598	8 445	4 821	333
1984	98 873	88 875	842	24 705	4 615	53 294	5 418	9 998	5 717	3 832	449
1985	99 849	90 769	920	24 963	4 526	55 403	4 957	9 080	5 106	3 382	592
1986	99 186	94 030	986	26 045	4 886	56 737	5 376	5 156	2 688	2 457	11
1987	109 060	100 948	1 048	28 455	4 931	60 835	5 679	8 112	4 492	3 459	160
1988	109 283	101 970	1 101	28 496	4 932	61 564	5 877	7 314	4 511	2 613	190
1989	111 592	106 476	1 124	29 487	4 910	64 730	6 224	5 116	2 849	2 152	115
1990	115 549	110 283	1 161	30 713	4 880	67 790	5 738	5 266	2 571	2 564	132
1991	128 900	113 414	1 178	31 429	4 783	70 236	5 787	15 485	11 228	4 094	163
1992	151 989	125 441	1 352	36 322	5 598	75 883	6 284	26 548	21 503	4 815	230
1993	157 528	134 368	1 471	40 420	5 423	80 508	6 546	23 160	17 489	5 359	313
1994	183 990	148 337	1 645	45 658	5 694	88 799	6 541	35 653	28 557	6 564	532
1995	199 254	158 118	1 815	49 240	6 255	93 835	6 973	41 136	33 168	7 835	133
1996	183 431	161 569	1 944	50 568	5 966	96 343	6 748	21 862	12 534	9 327	0
1997	201 450	172 534	2 050	53 898	6 569	103 391	6 627	28 917	17 049	11 868	0
1998	236 633	191 626	2 268	61 378	7 718	112 588	7 674	45 007	31 436	13 571	0
1999	231 431	205 425	2 608	65 801	7 877	121 426	7 714	26 006	14 384	11 623	0
2000	228 510	205 880	2 710	66 789	7 711	120 885	7 785	22 630	10 817	11 813	0
2001	247 735	218 561	2 767	70 221	7 476	130 708	7 389	29 174	13 437	15 737	0
2002	257 663	225 376	3 024	73 094	7 230	134 977	7 050	32 287	16 120	16 168	0

/Continúa

Cuadro I-1 (Continuación)

Emisiones											
Año	Por consumo	Por consumo final						Por generación eléctrica			
	total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil	Crudo
SO ₂ (toneladas)											
1980	76 017	42 709	0	1 965	375	8 966	31 403	33 308	1 345	29 728	2 235
1981	68 706	41 728	0	1 785	341	9 188	30 414	26 978	1 010	23 484	2 485
1982	68 815	38 121	0	1 747	318	8 860	27 196	30 694	858	26 642	3 194
1983	66 119	39 010	0	1 777	306	8 827	28 102	27 108	1 462	23 990	1 657
1984	60 663	38 371	0	1 838	345	9 225	26 963	22 292	990	19 068	2 235
1985	57 110	36 452	0	1 857	338	9 590	24 666	20 658	884	16 831	2 944
1986	51 624	38 877	0	1 938	365	9 821	26 753	12 747	465	12 228	54
1987	60 068	41 278	0	2 117	369	10 530	28 262	18 790	778	17 214	798
1988	57 119	42 390	0	2 120	369	10 656	29 244	14 730	781	13 001	947
1989	56 514	44 737	0	2 194	367	11 204	30 972	11 777	493	10 711	572
1990	56 799	42 939	0	2 285	365	11 734	28 555	13 860	445	12 760	655
1991	66 783	43 654	0	2 338	358	12 157	28 801	23 129	1 943	20 375	810
1992	76 357	47 529	0	2 703	419	13 135	31 273	28 828	3 722	23 962	1 144
1993	81 174	49 924	0	3 007	405	13 935	32 576	31 250	3 027	26 667	1 555
1994	91 995	51 742	0	3 397	426	15 370	32 549	40 253	4 943	32 664	2 646
1995	100 463	55 071	0	3 664	468	16 242	34 698	45 392	5 741	38 989	661
1996	103 053	54 467	0	3 763	446	16 676	33 582	48 586	2 170	46 416	0
1997	117 386	55 375	0	4 010	491	17 896	32 978	62 010	2 951	59 059	0
1998	135 794	62 820	0	4 567	577	19 488	38 189	72 973	5 441	67 532	0
1999	125 216	64 888	0	4 896	589	21 018	38 385	60 328	2 490	57 838	0
2000	125 869	65 211	0	4 969	576	20 924	38 741	60 658	1 872	58 786	0
2001	145 818	65 177	0	5 225	559	22 624	36 769	80 641	2 326	78 315	0
2002	147 673	64 428	0	5 439	540	23 363	35 085	83 246	2 790	80 455	0

/Continúa

Cuadro I-1 (Conclusión)

Emisiones											
Año	Por consumo	Por consumo final						Por generación eléctrica			
	total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil	Crudo
Partículas 10 pm (toneladas)											
1980	8 648	4 678	31	313	72	425	3 838	3 970	64	3 633	273
1981	7 756	4 535	33	284	65	435	3 717	3 221	48	2 870	304
1982	7 802	4 115	33	278	61	420	3 324	3 687	41	3 256	390
1983	7 431	4 228	34	283	58	418	3 434	3 203	69	2 932	202
1984	6 779	4 128	38	293	66	437	3 295	2 650	47	2 330	273
1985	6 329	3 870	41	296	65	454	3 014	2 458	42	2 057	360
1986	5 680	4 157	44	308	70	465	3 269	1 523	22	1 494	7
1987	6 645	4 407	47	337	70	499	3 454	2 238	37	2 104	98
1988	6 278	4 536	49	338	70	505	3 574	1 742	37	1 589	116
1989	6 188	4 786	51	349	70	531	3 785	1 402	23	1 309	70
1990	6 191	4 531	52	364	70	556	3 490	1 661	21	1 559	80
1991	7 270	4 589	53	372	68	576	3 520	2 681	92	2 490	99
1992	8 259	5 015	61	430	80	622	3 822	3 244	176	2 928	140
1993	8 856	5 263	66	479	77	660	3 981	3 592	143	3 259	190
1994	9 951	5 402	74	541	81	728	3 978	4 549	234	3 992	323
1995	10 881	5 764	82	583	89	769	4 240	5 118	272	4 765	81
1996	11 441	5 665	87	599	85	790	4 104	5 775	103	5 673	0
1997	13 059	5 702	92	638	94	847	4 030	7 357	140	7 218	0
1998	15 040	6 529	102	727	110	923	4 667	8 511	258	8 253	0
1999	13 882	6 695	117	779	112	995	4 691	7 186	118	7 068	0
2000	14 021	6 748	122	791	110	991	4 735	7 273	89	7 184	0
2001	16 309	6 628	124	832	107	1 071	4 494	9 681	110	9 571	0
2002	16 464	6 499	136	866	103	1 106	4 288	9 965	132	9 832	0

Fuente: CEPAL, estimaciones con base en cifras oficiales de consumo de combustibles.

Factores de emisión: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, excepto para Partículas 10 PM de Environmental (1997). Compilation of Air Pollutant Emission Factors. AP-42.

Anexo II

**MODELOS PARA PROYECTAR LA DEMANDA DE
GASOLINAS, DIESEL Y ELECTRICIDAD EN EL
ISTMO CENTROAMERICANO ¹**

¹ Este anexo es un resumen del trabajo elaborado por los señores Leiner Vargas y Randall Arce, titulado “Estudio sobre las características de la demanda de hidrocarburos en Centroamérica”, el cual fue preparado en el marco del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania sobre Uso Sustentable de Hidrocarburos.

1. Principios metodológicos y bases de datos utilizada

El estudio determinó modelos específicos para algunos combustibles líquidos, a fin de pronosticar con niveles aceptables de confianza ¹ el comportamiento esperado de sus demandas en el período 2002-2012. Un ejercicio similar se realizó con la demanda de electricidad para determinar bajo ciertos supuestos el comportamiento asociado de la demanda de combustibles destinados a la generación eléctrica.

Tanto los derivados del petróleo como la electricidad son productos con demandas derivadas. Así, la demanda de gasolina y diesel para el transporte claramente es resultado de las necesidades de movilización de las personas o bienes, en función de las distancias de los recorridos para asistir al trabajo, recreación, educación u otros fines, de las características y condiciones de la infraestructura vial, de las características del parque automotor, de las características de los combustibles usados, etc. La electricidad para el sector residencial se usa con múltiples propósitos, que abarcan iluminación, enfriamiento o cocción de alimentos y otros usos alternos como el calentamiento de agua. La demanda industrial de energía resulta principalmente de las necesidades básicas de iluminación y enfriamiento de oficinas y edificaciones, hasta la demanda de calor o enfriamiento de distintos procesos. Sin embargo, los procesos industriales usan cierta cantidad de gas licuado y de otros combustibles como el búnker y el diesel para procesos de generación de calor, por lo que son sustitutos importantes de la electricidad. Por último, en el caso del sector comercial se podría esperar un comportamiento similar al residencial en cuanto a su utilización para múltiples propósitos.

En el presente estudio la ecuación de la demanda de un producto i es función del precio propio de dicho bien, del precio del bien sustituto y del ingreso (aproximado por el producto interno bruto general de la economía). Se asume que el resto de los condicionantes se mantiene relativamente constante o sus cambios no ocasionan modificaciones sustanciales en la demanda a lo largo del período de estudio, por lo que pueden quedar reflejados apropiadamente por el valor del coeficiente de la constante dentro del modelo. El comportamiento teórico esperado en las ecuaciones se muestra en el cuadro II-1.

En relación con la forma funcional del modelo, se utilizó la versión de demanda logarítmica para obtener directamente los coeficientes de elasticidad media. Esto reduce al mismo tiempo la variabilidad de las series y mejora los niveles de ajuste.

¹ En la literatura se usa como regla un 90% de confianza o su equivalente de mínimo 10% de significancia. De igual forma, se esperan resultados relevantes para muestras de por lo menos 15 o más grados de libertad.

Cuadro II-1

MODELOS DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES

Demanda X_i	Precio X_i	Precio X_j	Ingreso
Demanda del combustible X en el período i .	Relación negativa y de un valor bajo por la poca existencia de sustitutos para los hidrocarburos.	Relación negativa si se trata de un bien complementario y positiva si se trata de un bien sustituto. Su coeficiente debe de ser bajo, dadas las condiciones técnicas.	Relación positiva y directa con magnitudes variables, pero cercanas a uno en los casos de alta dependencia.

Los rangos de las elasticidades estimadas por los distintos estudios varían según sea de países desarrollados de la OCDE o de países en vías de desarrollo. Así, por ejemplo, los estudios de Baltagi y Griffin (1983) para la OCDE presentan signos esperados para las elasticidades precio e ingreso, teniendo elasticidades precio relativamente altas, en el rango de $-0,04$ y $-0,79$ con una media de $-0,28$ para la gasolina, así como elasticidades ingreso en el rango de $0,11$ y $1,14$, con una media de $0,58$. Lo anterior contrasta con los estudios de Robert McRae (1994) para los países en desarrollo de Asia, que presentan elasticidades precio en el rango de $-0,03$ y $-0,50$ con una media de $-0,28$ y elasticidades ingreso de $0,02$ y $2,91$ con una media de $1,01$.

En general, parece existir una menor elasticidad precio en los países en desarrollo, debido a la escasa capacidad de sustitución y probablemente las pocas opciones de infraestructura. De igual forma, existe una elasticidad ingreso más alta a la que se presenta en los países de la OCDE. Esto puede estar acorde con las tendencias crecientes a la desmaterialización de la producción y la reducción en la intensidad de uso de la energía, motivado por la presión ambiental en los países desarrollados.

La casi totalidad de la información utilizada en la construcción de los modelos fue aportada por la Sede Subregional de la CEPAL en México (precios, demandas, producto global y sectorial, nivel de electrificación); sin embargo, se han agregado otras fuentes de datos para verificar algunas variables o por faltante de información en la base de datos, cuando no existe certeza o existe faltante de información.

Los datos se encuentran disponibles en forma confiable en la mayoría de los casos a partir de los primeros años de la década de los setenta; no obstante, existe una marcada diferencia entre los países en materia de calidad y características de la información. En Nicaragua y Guatemala se presentaron algunos problemas al respecto, de forma que las estimaciones en dichos países tienen ciertas limitaciones. Aun más, para el caso del primer país existen problemas para obtener series razonables durante los períodos de alta devaluación y cambio de monedas (1986 a 1990). En algunos casos (Guatemala, Honduras y Panamá), la presencia de la gasolina súper ha generado una dinámica muy particular, ya que la demanda está determinada principalmente por la gasolina súper, y se ha generado una demanda residual para la gasolina regular.

Con la información disponible se definieron modelos econométricos para las gasolinas (total, súper y regular), el diesel y la electricidad, pero para los otros combustibles se utilizaron modelos autorregresivos, dado que no existen series históricas relevantes para precios y en muchos casos la propia demanda del combustible no puede separarse adecuadamente.

2. Principales modelos y resultados de las regresiones

a) El caso de los combustibles

En el cuadro II-2 se presenta un resumen dividido en tres modelos básicos de los principales resultados econométricos, sobre los principales combustibles usados en cada país (gasolina total, gasolina regular, gasolina súper y diesel); los resultados muestran en cada caso el valor del R cuadrado o capacidad de ajuste, los coeficientes (que en este caso revelan las elasticidades precio, ingreso y sustitución), así como los errores estándar en paréntesis y los niveles de significancia de los coeficientes. Casi todos los modelos incorporan autorregresivos de primer orden para corregir problemas de autocorrelación y en algunos casos se utilizan medias móviles.

En el caso de la gasolina regular, los valores estimados de elasticidad precio e ingreso se sitúan entre $-0,18$ y $-0,65$ y $0,54$ y $1,28$, respectivamente, excluyendo a Nicaragua por el tema de calidad de los datos. Los modelos más aceptables son los de Costa Rica y El Salvador, que muestran valores bastante inelásticos en materia de precio de gasolina regular y coeficientes de elasticidad ingreso inferiores a 1. En todos los países los modelos han sido corregidos por un autorregresivo de orden uno, y las pruebas realizadas dan cuenta de la no existencia de problemas econométricos, a saber: autocorrelación, heterocedasticidad, multicolinealidad, normalidad y problemas de especificación. Los gráficos de residuales y los niveles de ajuste de la ecuación reflejan una capacidad bastante buena de pronóstico para la mayoría de los países, con la única excepción de Nicaragua, donde la elasticidad ingreso para la gasolina regular pareciera ser demasiado baja y además resulta estadísticamente no significativa.

En el caso de la gasolina súper conviene mencionar que la mayoría de los modelos corridos no tienen los suficientes grados de libertad, por lo que el error estándar es bastante alto en los coeficientes estimados, y pueden presentarse importantes diferencias en términos del rango de las elasticidades precio e ingreso. Es claro que existe sustitución entre gasolinas para estos modelos, lo que queda reflejado para el caso de El Salvador y Honduras, donde la variable estadísticamente significativa no es el nivel de precios de la gasolina súper, sino el precio relativo o diferencial de precios entre la gasolina súper y la gasolina regular. Los valores de la elasticidad precio e ingreso se encuentran entre los rangos de $-0,33$ y $-1,05$ para el precio y $0,97$ y $9,83$ para el caso del ingreso. Dado el tiempo de uso de la gasolina y las características del mercado, los modelos más cercanos a la teoría parecen ser el de Guatemala y el de Panamá, donde las

Cuadro II-2

ISTMO CENTROAMERICANO: RESULTADOS DE LOS MODELOS ECONÓMICOS PARA LAS
GASOLINAS Y EL DIESEL SECTORES TRANSPORTE E INDUSTRIA

	Gasolina total			Gasolina regular			Gasolina súper				Diesel		
	ϵ_p	ϵ_i	R ²	ϵ_p	ϵ_i	R ²	ϵ_p	ϵ_{psr}	ϵ_i	R ²	ϵ_p	ϵ_i	R ²
Guatemala	-0,44 (0,10)	0,55 (0,15)	98,1	-0,36 (0,12)	0,53 (0,10)	91,5		-0,20 (0,09)	1,23 (0,11)	95,3	-0,33 (0,11)	0,85 (0,09)	97,6
El Salvador	-0,25 (0,06)	0,29 (0,06)	99,0	-0,27 (0,12)	0,61 (0,11)	88,8		-0,43 (0,12)	1,29 (0,17)	96,2	-0,37 (0,05)	0,84 (0,04)	97,5
Honduras	-0,41 (0,13)	0,27 (0,09)	98,2	-0,65 (0,32)	1,20 (0,23)	89,4		-0,12 (0,04)	1,91 (0,09)	98,5	-0,26 (0,10)	0,24 (0,09)	97,7
Nicaragua	-0,25 a/ (0,12)	1,74 (0,19)	99,2	-0,48 (0,18)	-0,05 a/ (0,23)	58,7	-0,33 (0,05)		9,83 (0,06)	99,9	-0,16 a/ (0,18)		95,7
Costa Rica	-0,15 (0,07)	0,61 (0,19)	99,4	-0,18 a/ (0,11)	0,54 (0,08)	95,9	-1,05 (0,40)		3,42 (0,24)	95,9	-0,18 (0,05)	0,59 (0,03)	99,0
Panamá	-0,28 (0,06)	0,60 (0,08)	98,8	-0,45 (0,21)	1,28 (0,29)	93,4	-0,44 (0,15)		0,97 (0,08)	98,0	-0,26 (0,10)	0,93 (0,15)	97,8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Estos resultados son estadísticamente no significativos al 10%.

El modelo de gasolina regular de Costa Rica presenta heterocedasticidad, lo que da cuenta de un posible cambio estructural.

elasticidades precio se encuentran en rangos un poco superiores a 0,5, en valor absoluto, y las elasticidades ingreso cercanas a la unidad. Los valores de las elasticidades basadas en precios relativos o diferencial de precios son de $-0,43$ en el caso de El Salvador y de $-0,12$ en Honduras.

Dadas las diferencias y considerando que ambos tipos de gasolina son utilizados con propósitos muy parecidos y casi perfectamente sustitutos, además de las características del parque automotor, se procedió a estimar modelos agregados para las gasolinas, ponderando las series de precios a partir de la entrada de la gasolina súper, por los valores del promedio simple de precios en dólares y utilizando el PIB como variable aproximada del ingreso. Los resultados de dichos modelos (véase de nuevo el cuadro II-2) dan cuenta de elasticidades precio e ingreso en los rangos de $-0,15$ y $-0,44$ para la elasticidad precio de la gasolina y $0,27$ y $1,74$ para el caso de la elasticidad ingreso. Si se excluye a Nicaragua, donde además de los problemas de calidad de información el rango pareciera salirse de los estudios previos, se puede modelar en forma bastante precisa los efectos precio e ingreso en el consumo de combustibles de los países centroamericanos.

El diesel, que se usa principalmente para el transporte público y el transporte de carga, presenta menos posibilidades de sustitución. Los rangos de las elasticidades precio se encuentran entre $-0,16$ y $-0,37$, mientras que las elasticidades ingreso están entre $0,24$ y $0,93$. Los signos son correctos y en la mayoría de los países se corrigen los modelos por un autorregresivo de primer orden. Se observa consistencia con resultados anteriores, destacándose que el diesel es menos elástico respecto del precio y más elástico respecto del ingreso, lo que es totalmente concordante con las características de uso del combustible. Los indicadores de bondad de ajuste muestran una capacidad predictiva bastante alta en el caso de los modelos de diesel.

Con relación a los otros combustibles (GLP, fuel oil, jet fuel y kerosene), se estimaron modelos autorregresivos por las razones anotadas previamente.

b) El caso de la demanda de electricidad

Debido a limitaciones de los datos y a las características propias de cada país, se presentan importantes diferencias en la bondad de ajuste y la capacidad predictiva de los modelos. Los resultados se presentan en el cuadro II-3.

Los modelos de demanda residencial muestran elasticidades precio inferiores a $-0,5$ en todos los casos y elasticidades ingreso bajas. La inclusión del número de consumidores resulta estadísticamente significativa en todos los casos, algunos de los cuales se incorporan dentro de la estructura al estimar elasticidad por unidad familiar (casos de Panamá y Honduras). Sólo en Nicaragua, la variable precio no resultó significativa estadísticamente en la determinación de la demanda, debido a los escasos grados de libertad y a la calidad de los datos obtenidos, sobre todo para los períodos de cambios de monedas. En cuanto al bloque comercial, las elasticidades precio se muestran muy cercanas a las estimadas para el bloque residencial, mientras que las elasticidades ingreso resultan un tanto más altas que el bloque residencial. Los modelos muestran que el número de abonados comerciales son una variable a incluir, dado que el coeficiente resulta

Cuadro II-3

ISTMO CENTROAMERICANO: ELASTICIDADES DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD, SECTORES RESIDENCIAL,
COMERCIAL E INDUSTRIAL

	Residencial					Comercial					Industrial				
	ε_p	ε_i	n. C	ε_{pc}	R^2	ε_p	ε_i	n. C	ε_{pc}	R^2	ε_p	ε_i	n. C	ε_{pc}	R^2
Guatemala	-0,26 (0,06)		0,91 (0,04)	0,19 (0,06)	98,9	-0,75 (0,07)	1,43 (0,03)			93,4	-0,53 (0,09)	1,01 (0,08)			99,2
El Salvador	-0,05 a/ (0,04)	0,85 (0,07)	0,18 (0,07)		99,8	-0,18 (0,10)	0,38 (0,15)			99,2	-0,28 (0,11)	0,58 (0,14)			95,7
Honduras	-0,16 (0,09)	0,26 (0,07)	b/		79,2	-0,10 a/ (0,17)	0,25 a/ (0,19)	b/		86,6	-0,35 (0,19)	0,98 (0,13)			96,5
Nicaragua	-0,04 a/ (0,06)		0,86 (0,07)		96,1			0,58 (0,09)		93,1		0,22 a/ (0,14)	b/		97,2
Costa Rica	-0,19 (0,05)	0,17 (0,05)	0,80 (0,05)		99,6	-0,21 (0,09)		1,22 (0,08)		97,7	-0,09a/ (0,09)	0,28 (0,11)			98,6
Panamá	-0,15 (0,05)	0,12 (0,02)	b/		83,1	-0,19 (0,07)	0,28 (0,04)	b/		90,1	-0,29 (0,17)	0,53 (0,07)			99,2

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Estos resultados son estadísticamente no significativos al 10%.

b/ La forma funcional es demanda por cliente promedio.

estadísticamente significativo en 5 de los 6 casos estimados. Es claro que el modelo para Nicaragua no refleja resultados muy plausibles en los tres sectores estimados. Las elasticidades precio de la electricidad para el sector industrial son bastante más diferenciadas y se encuentran en un rango de $-0,09$ a $-0,53$. Los valores de la elasticidad ingreso son inferiores a la unidad en todos los casos; se considera que los resultados obtenidos son bastante buenos.

3. Estimación de la demanda proyectada para los distintos hidrocarburos y la electricidad

Los valores de los coeficientes de elasticidad para las ecuaciones donde existe información disponible se utilizaron para determinar el pronóstico de demanda. Para este tipo de cálculos se debe recordar que los pronósticos basados en series de tiempo suelen ser bastante precisos en los primeros años de las estimaciones, y alejarse conforme aumenta el número de períodos. En el caso particular de los pronósticos realizados se han utilizado las cifras proyectadas de precios de los combustibles y de la electricidad, el PIB global y sectorial, aportados por la Sede Subregional de la CEPAL en México.

Conviene aclarar que las bandas de comportamiento de los pronósticos, es decir, los intervalos en donde el pronóstico puede moverse, dependerán de las características de cada país y de otros aspectos como la calidad de la información, el número de grados de libertad de las ecuaciones estimadas y, sobre todo, de la bondad de ajuste del modelo. En cada caso particular se tendrá una precisión relativa distinta, lo que debe de tenerse presente a la hora de interpretar dicha previsión.

El pronóstico se ha subdividido en tres aspectos a considerar; el primero es la estimación del consumo del total de gasolina y diesel, y luego la separación de las gasolinas, según el componente de gasolina súper y de gasolina regular. Al respecto, se utiliza el modelo de gasolinas total para obtener el agregado esperado de la demanda de gasolina; luego se distribuye entre regular y súper de acuerdo con los resultados que los modelos individuales reflejan, pero manteniendo la estructura total de consumo del modelo global. Esto para evitar una falsa interpretación y los errores de estimar dos veces la misma ecuación. En este sentido, las estimaciones de demanda de gasolinas tienen un error único, asociado con la participación relativa que los modelos econométricos aproximan, distribuidas en proporción a lo estimado en la demanda conjunta. En el caso del diesel es un solo modelo para cada país, por lo que la estimación se realiza a partir del valor medio esperado de demanda para los próximos 10 años. El resumen de resultados se presenta en el cuadro II-4.

Cuadro II-4

TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO ESTIMADAS PARA LAS DEMANDAS DE HIDROCARBUROS, 2002-2012

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Gasolinas total	4,8	3,9	5,0	5,5	8,0	1,7
Regular	-2,6	2,9	3,6	-7,3	-6,9	1,4
Súper	9,4	5,2	5,9	6,1	14,3	1,8
Diesel	3,1	2,6	2,9	4,0	5,2	3,5

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Los pronósticos realizados usando modelos econométricos reflejan en todos los países y casos una disminución sustantiva de la tasa de crecimiento del consumo de los combustibles en Centroamérica, con respecto a la tasa media de crecimiento de la década anterior. Sin embargo, la estructura relativa de crecimiento medio es muy diversa, y se evidencian importantes modificaciones en las estructuras de consumo de diesel y gasolina y, aun de mayor importancia, de consumo entre gasolinas.

Las tasas medias de crecimiento de la demanda resultaron más bajas en los pronósticos basados en los modelos econométricos, las cuales reflejan en particular dos elementos. El primero, la expectativa de crecimiento económico es inferior a lo ocurrido en el pasado casi en todos los países, por lo que existe una tendencia a disminuir el consumo. Segundo, los modelos incorporan el efecto de la elasticidad precio en la demanda, que tiende a reducir las en particular en aquellos países con tasas de crecimiento de los precios superiores a las históricas.

Otro resultado interesante en los pronósticos es la tendencia hacia la reducción en el uso de gasolina regular y su sustitución por gasolina súper, que es particularmente fuerte en Honduras, Nicaragua, y Costa Rica, donde se presentan tasas de decrecimiento medio del consumo de gasolina regular y crecimiento positivo y alto de la demanda de gasolina súper; mientras que en El Salvador, Guatemala y Panamá parecen existir tasas de crecimiento inferiores en consumo de regular, lo que a lo largo del tiempo lleva a una sustitución relativa de la gasolina súper por la regular.

En el caso del diesel, el modelo básicamente refleja un descenso en la tasa de crecimiento, que en la mayoría de los casos se puede atribuir al efecto del pronóstico del PIB.

Para los otros combustibles se han utilizado los modelos autorregresivos únicamente, pues no se tienen variables precio e ingreso confiables. En un escenario donde la incertidumbre sobre el futuro es muy alta, el mejor pronóstico siempre sería la media esperada basada en el comportamiento del pasado.

Las estimaciones de demanda total de electricidad para los seis países se presentan en el cuadro II-5. Existen diferencias importantes que, con la excepción de El Salvador, muestran tasas de crecimiento medias proyectadas inferiores a las de la década anterior. Las tasas de crecimiento más altas se presentan en El Salvador y Honduras, con 8,8% y 7,1%, respectivamente, mientras que los incrementos más bajos son para Panamá, Nicaragua y Costa Rica, con 2,7%, 3,1% y 3,6%, respectivamente.

Cuadro II-5

TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO DE LA ELECTRICIDAD, 2002-2012

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Total	3,6	8,8	6,1	7,1	3,1	2,7

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Anexo III

**METODOLOGÍA APLICADA EN LA ELABORACIÓN DE LOS
ESCENARIOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES
Y LA ELECTRICIDAD**

Derivados del petróleo

Los escenarios de precios de la gasolina regular, la gasolina súper y el diesel presentados en este documento se realizan proyectando la estructura de formación de precios al consumidor, específica para cada país del Istmo Centroamericano. En este cálculo se consideran cinco elementos: precio fob para el mercado relevante de referencia, ajuste por diferencia de calidad entre las especificaciones de cada país y el mercado de referencia, flete y seguro, márgenes y costos adicionales y, por último, el agregado de toda clase de impuestos y recargos.

Los precios fob se determinan considerando como mercado relevante de referencia el de la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USGC, por sus siglas en inglés). Si bien la estructura de precios entre productos es cambiante según la oferta y demanda de cada uno de ellos en los mercados internacionales, en este trabajo las proyecciones se elaboran con una estructura fija de precios fob. Así, los precios base son los realmente ocurridos en 2001 ajustados con la estructura promedio observada de 1996 a 2002 en el mercado USGC; para los años siguientes, a cada producto se aplican las tasas de crecimiento (en términos reales) implícitas en las proyecciones de precios del crudo elaboradas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. Por último, se calculan los precios fob en dólares corrientes aplicando la tasa promedio de inflación (2,27%) ocurrida en los Estados Unidos entre 1996 y 2002. Además, en el caso de las gasolinas regular y súper, se considera un ajuste en los precios fob por diferencia de octanaje y presión de vapor, entre la reportada en Platt's para el mercado USGC y la que se tiene especificada en cada país.

Los fletes de transporte marítimo se estiman para cada producto y país considerando la ruta de Houston, Texas a cada uno de los puertos de la región, suponiendo tanqueros de 30.000 toneladas para los países con la mayor proporción entre el tamaño de mercado y el número de importadores (Costa Rica y Panamá), mientras que para el resto se consideran embarques de 20.000 toneladas. En el año base (2001) se especifica un flete igual al costo promedio estimado para el período 1999-2001, a fin de contar con un nivel representativo de costos medios de transporte marítimo, mientras que para los siguientes años se supone una tasa de crecimiento igual que la tasa de inflación promedio mencionada. Por otra parte, el seguro se establece como equivalente al 0,05% del precio fob + flete.

El tercer componente de las proyecciones comprende el agregado de los márgenes ganados a lo largo de toda la cadena de abastecimiento, e incluye, además, los costos asociados, con excepción del precio de referencia cif. Para el año base (2001), este rubro se estima como el promedio observado en el trienio 1999-2001, salvo en algunos casos en que se han presentado cambios estructurales en la formación de precios. Así, para Costa Rica se utilizan los montos ocurridos de agosto de 2001 en adelante, ya que a partir de esta fecha se derogaron los gravámenes ad valorem y se estableció un impuesto único para cada tipo de combustible, con lo cual se evita la distorsión temporal en los márgenes de la parte superior de la cadena de abastecimiento. Para El Salvador este rubro se estima sobre la base de lo observado en 2001, mientras que para el diesel de Nicaragua se aplica el promedio 2000-2001, una vez que los márgenes de este combustible dejaron de ser regulados. El crecimiento de estos márgenes, en dólares corrientes, se estimó igual a la tasa de inflación ya mencionada (2,27%) para aquellos países (Costa Rica, Guatemala y Panamá), donde se encuentran en un nivel razonable acorde con

los costos internos. En cambio, para aquellos donde existe potencial de mejorar la competitividad del mercado y, con ello, factibilidad de reducción de dichos márgenes en términos reales, se estima una tasa de crecimiento menor: 1,93% en Nicaragua y 2,11% en El Salvador y Honduras.

Por último, el rubro de impuestos fue proyectado sobre la base de la estructura impositiva vigente en cada país a finales de 2001, la cual tiene componentes muy distintos en cada caso y abarca aranceles, todo tipo de impuestos y recargos. La selección de esta fecha permite tomar en cuenta importantes cambios ocurridos en los niveles y/o estructura de los gravámenes (producidos en buena medida por los drásticos aumentos de precios en el mercado petrolero internacional durante 2000), entre los cuales destacan: en Costa Rica (agosto de 2001), la sustitución de los impuestos ad valorem por un impuesto único para cada combustible, especificado en colones por litro y que se ajusta trimestralmente de acuerdo con la variación en el índice de precios al consumidor. En El Salvador (noviembre de 2001), la eliminación del subsidio al diesel para transporte público de pasajeros y la creación de un impuesto, aplicable a las gasolinas y el diesel, para el mantenimiento de la red vial (FOVIAL). En Guatemala (agosto de 2001), el aumento del impuesto al valor agregado en 2 puntos porcentuales, así como el cambio de denominación (de moneda nacional a dólares) del impuesto específico a la distribución de combustibles. Por último, en Nicaragua (febrero de 2001), la reducción de los impuestos a las gasolinas y el diesel, en 10% y 17%, respectivamente.

Debido a su propia naturaleza, los gravámenes ad valorem siguen automáticamente el comportamiento de los precios de referencia. En cambio, para los impuestos específicos vigentes (definidos por unidad de volumen), que representan la fracción más importante del total de gravámenes, las proyecciones suponen una política fiscal de aumento quinquenal moderado (en 2006 y 2011), de 5% casi en todos los casos, a fin de compensar parcialmente el deterioro en términos reales del nivel original. Respecto de Costa Rica se sigue un tratamiento especial para la evolución del impuesto único, aplicando una tasa de crecimiento de 2,04% anual, tomando en cuenta que este gravamen está especificado en moneda nacional y bajo el supuesto de que los ajustes trimestrales previstos no compensarán totalmente la diferencia de inflaciones entre este país y los Estados Unidos (esto equivale a una apreciación del colón en 0,23% por año).

a) Electricidad

La principal limitación para la elaboración de precios finales de electricidad es la falta de información relacionada con los planes de expansión e inversiones futuras (generación, transmisión y distribución) en las industrias eléctricas de cada uno de los países de la región. Los faltantes y asimetrías de información varían, dependiendo de la existencia y grado de detalle de los planes indicativos. Adicionalmente, existen otras dificultades; entre las principales, destacan:

i) Existencia de subsidios directos y cruzados, cuyo tratamiento es diferente, no sólo entre países, sino también a nivel interno en algunos países (tratamiento diferenciado entre usuarios de las distintas distribuidoras o regiones del país). En principio, estos subsidios se deben reducir paulatinamente hasta desaparecer.

ii) En los países que abrieron sus industrias eléctricas todavía es muy incipiente el sistema de licitaciones públicas y otros mecanismos de competencia. En tres países tendrán peso

significativo —en todos o en algunos sectores— los costos varados y condiciones iniciales de la industria al momento de la reforma. De igual forma, la dinámica y las condiciones de acceso a los mercados mayoristas por parte de los grandes usuarios (pertenecientes a los sectores industriales, comerciales y diversos), es también muy disímil.

Por las razones anteriores, para la estimación de los precios finales de electricidad de cinco países (de norte a sur, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá) es necesario formular un modelo simplificado.

Las bases para los cálculos fueron los siguientes:

i) Se parte de las proyecciones de la demanda y energía eléctrica de cada país utilizadas en los estudios del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa (GTPIR) del CEAC.¹ Se utiliza como base el Escenario N° 2 (semitérmico, sin gas natural licuado, desarrollo no integrado, solamente la primera etapa del SIEPAC a partir de 2007).

ii) Para la estimación de los precios finales de la electricidad se consideran dos períodos: 2003-2006 y 2007-2015. En el primero el MER tiene impacto mínimo y en el segundo se supone que empezará una convergencia de precios, derivada de mayores transacciones regionales, de los mecanismos de competencia, y en algunos países, de la recuperación de los costos varados (finalización de PPA).

iii) En el primer período (2003-2006) los precios están determinados por condiciones particulares de cada país, de acuerdo con el siguiente esquema:

1) Estimación de las compras mayoristas de energía que deben realizar las principales distribuidoras y los grandes consumidores (GWh y dólares) de acuerdo con resultados del despacho (se trabaja con hidrologías promedio y escenarios de precios de combustibles ya acordados) y ajustes respectivos en caso de sobrepuestos de PPA y subsidios;

2) Estimación de los cargos por transmisión (de acuerdo con el ingreso máximo permitido a dichas empresas y/o resultados financieros de las empresas);

3) Estimación de los VAD y costos de comercialización (de acuerdo con tarifas aprobadas por los reguladores y/o resultados financieros de las empresas);

4) Determinación de la tarifa media cobrada por el distribuidor y desglose de las tarifas sectoriales correspondientes.

iv) En el segundo período (2007-2015):

1) Se toma como punto de partida los valores estimados para el año 2006 y se supone una convergencia en 2016 de precios mayoristas a los costos incrementales de largo plazo

¹ CEAC-GTPIR (2002), *Plan indicativo regional de expansión de la generación período 2002-2016*, noviembre.

(CILP) determinados en el estudio del GTPIR (54,2 dólares/MWh, ² dólares de 2002). Se calculan los cargos por transmisión, VADS y precios sectoriales, de acuerdo con lo descrito en c.ii) – c.iv).

2) Se calculan los precios sectoriales en dólares constantes y corrientes, de acuerdo con premisas utilizadas en las proyecciones de precios de los combustibles.

² El escenario de precios de los combustibles utilizado por el GTPIR corresponde al DOE y es muy cercano al utilizado en los modelos para los derivados del petróleo del presente estudio.

Cuadro III-1

PRECIOS Y ESTRUCTURA PROMEDIO ANUAL PLATT'S DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO

(Dólares por barril) (Estructura)

Año	Gas súper	Gas regular	Diesel	Kerosene	Propano	Butano	Fuel oil (1%)	Fuel oil (3%)
1996	26,37 1,065	25,12 1,014	24,77 1,000	25,57 1,032	17,69 0,714	19,79 0,799	17,49 0,706	15,59 0,629
1997	26,29 1,157	24,67 1,086	22,72 1,000	23,54 1,036	15,70 0,691	18,45 0,812	16,17 0,712	14,41 0,634
1998	19,13 1,195	17,41 1,088	16,01 1,000	17,01 1,062	10,92 0,682	12,98 0,811	12,14 0,758	9,67 0,604
1999	23,73 1,196	21,96 1,107	19,84 1,000	21,01 1,059	14,33 0,723	17,21 0,867	15,37 0,775	14,34 0,723
2000	36,51 1,070	35,11 1,029	34,12 1,000	35,70 1,046	24,38 0,715	28,11 0,824	26,34 0,772	20,78 0,609
2001	32,71 1,127	30,90 1,065	29,03 1,000	30,34 1,045	19,69 0,678	22,56 0,777	21,80 0,751	17,12 0,590
2002	32,40 1,165	30,38 1,092	27,82 1,000	29,03 1,044	17,23 0,619	21,06 0,757	22,49 0,809	20,79 0,747
1996-2002	1,139	1,069	1,000	1,046	0,689	0,807	0,755	0,648
2001 ajust.	33,07	31,02	29,03	30,37	20,00	23,42	21,90	18,81

Fuente: INE, Estadísticas del Suministro de los Hidrocarburos, varios años.

Cuadro III-2

INFLACIÓN DE LOS ESTADOS UNIDOS

Año	Índice	Tasa
1990	130,7	
1991	136,2	4,2%
1992	140,3	3,0%
1993	144,5	3,0%
1994	148,2	2,6%
1995	152,4	2,8%
1996	156,9	3,0%
1997	160,5	2,3%
1998	163,0	1,6%
1999	166,6	2,2%
2000	172,2	3,4%
2001	177,1	2,8%
2002	179,5	1,4%
1998-2002		2,26%
1997-2002		2,27%
1993-2002		2,49%

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro III-3

PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS FOB (USGC) DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Año	Precio real del petróleo		Inflación	Índice Inflación	Precio del petróleo		
	Dólares de 2001	Tasa (%)			Dólares/bbl	Tasa	Índice
2000	28,35						
2001	22,01	-22,36%	2,27%	1,0000	22,01		1,0000
2002	23,33	6,00%	2,27%	1,0227	23,86	8,40%	1,0840
2003	25,83	10,72%	2,27%	1,0459	27,01	13,23%	1,2274
2004	24,05	-6,89%	2,27%	1,0696	25,72	-4,78%	1,1687
2005	23,27	-3,24%	2,27%	1,0939	25,45	-1,05%	1,1565
2006	23,43	0,69%	2,27%	1,1187	26,21	2,97%	1,1908
2007	23,57	0,60%	2,27%	1,1440	26,96	2,88%	1,2251
2008	23,71	0,59%	2,27%	1,1700	27,74	2,88%	1,2603
2009	23,85	0,59%	2,27%	1,1965	28,54	2,87%	1,2965
2010	23,99	0,59%	2,27%	1,2237	29,36	2,87%	1,3337
2011	24,14	0,63%	2,27%	1,2514	30,21	2,91%	1,3725
2012	24,28	0,58%	2,27%	1,2798	31,07	2,86%	1,4118
2013	24,42	0,58%	2,27%	1,3088	31,96	2,86%	1,4521
2014	24,57	0,61%	2,27%	1,3385	32,89	2,90%	1,4942
2015	24,72	0,61%	2,27%	1,3689	33,84	2,89%	1,5374

Año	Gasolina súper (dólares/bbl)	Gasolina regular (dólares/bbl)	Diesel (dólares/bbl)	Kero (dólares/bbl)	FO 1%S (dólares/bbl)	FO 3%S (dólares/bbl)	Propano (dólares/bbl)	Butano (dólares/bbl)
2000								
2001	33,07	31,02	29,03	30,37	21,90	18,81	20,00	23,42
2002	35,85	33,62	31,47	32,93	23,74	20,39	21,68	25,38
2003	40,59	38,07	35,63	37,28	26,88	23,09	24,54	28,74
2004	38,65	36,25	33,92	35,50	25,60	21,99	23,37	27,37
2005	38,24	35,87	33,57	35,13	25,33	21,75	23,13	27,08
2006	39,38	36,94	34,57	36,17	26,08	22,40	23,81	27,89
2007	40,51	38,00	35,56	37,21	26,83	23,05	24,50	28,69
2008	41,68	39,09	36,58	38,28	27,61	23,71	25,20	29,51
2009	42,87	40,22	37,63	39,38	28,40	24,39	25,93	30,36
2010	44,10	41,37	38,71	40,51	29,21	25,09	26,67	31,23
2011	45,38	42,57	39,84	41,69	30,06	25,82	27,45	32,14
2012	46,68	43,79	40,98	42,88	30,92	26,56	28,23	33,06
2013	48,02	45,04	42,15	44,11	31,81	27,32	29,04	34,00
2014	49,41	46,35	43,37	45,38	32,73	28,11	29,88	34,99
2015	50,84	47,69	44,63	46,70	33,67	28,92	30,74	36,00

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Cuadro III-4

COSTA RICA: PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNOS DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Gasolina súper												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,787	-0,019	0,026	0,432	1,022	2,248	0,787	-0,019	0,026	0,432	1,022	2,248
2002	0,853	-0,020	0,027	0,441	1,043	2,345	0,835	-0,019	0,026	0,432	1,020	2,293
2003	0,966	-0,020	0,028	0,451	1,064	2,490	0,924	-0,019	0,026	0,432	1,018	2,380
2004	0,920	-0,021	0,028	0,462	1,086	2,475	0,860	-0,019	0,026	0,432	1,015	2,314
2005	0,911	-0,021	0,029	0,472	1,108	2,499	0,832	-0,019	0,026	0,432	1,013	2,284
2006	0,938	-0,021	0,029	0,483	1,131	2,559	0,838	-0,019	0,026	0,432	1,011	2,288
2007	0,965	-0,022	0,030	0,494	1,154	2,620	0,843	-0,019	0,026	0,432	1,009	2,291
2008	0,992	-0,022	0,031	0,505	1,177	2,683	0,848	-0,019	0,026	0,432	1,006	2,293
2009	1,021	-0,023	0,032	0,517	1,201	2,747	0,853	-0,019	0,026	0,432	1,004	2,296
2010	1,050	-0,023	0,032	0,528	1,226	2,813	0,858	-0,019	0,026	0,432	1,002	2,299
2011	1,081	-0,024	0,033	0,540	1,251	2,881	0,864	-0,019	0,026	0,432	1,000	2,302
2012	1,112	-0,025	0,034	0,552	1,276	2,950	0,869	-0,019	0,026	0,432	0,997	2,305
2013	1,143	-0,025	0,035	0,565	1,303	3,020	0,874	-0,019	0,026	0,432	0,995	2,308
2014	1,176	-0,026	0,035	0,578	1,329	3,093	0,879	-0,019	0,026	0,432	0,993	2,311
2015	1,210	-0,026	0,036	0,591	1,356	3,167	0,884	-0,019	0,026	0,432	0,991	2,314
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	2,27%	2,04%	2,68%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,22%	0,40%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	2,27%	2,04%	2,40%	0,61%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,22%	0,13%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	2,27%	2,04%	2,40%	0,60%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,22%	0,13%

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,739	-0,019	0,026	0,432	0,986	2,163	0,739	-0,019	0,026	0,432	0,986	2,163
2002	0,801	-0,020	0,027	0,441	1,006	2,255	0,783	-0,019	0,026	0,432	0,983	2,205
2003	0,906	-0,020	0,028	0,451	1,026	2,392	0,867	-0,019	0,026	0,432	0,981	2,287
2004	0,863	-0,021	0,028	0,462	1,047	2,380	0,807	-0,019	0,026	0,432	0,979	2,225
2005	0,854	-0,021	0,029	0,472	1,069	2,403	0,781	-0,019	0,026	0,432	0,977	2,196
2006	0,879	-0,021	0,029	0,483	1,090	2,461	0,786	-0,019	0,026	0,432	0,975	2,200
2007	0,905	-0,022	0,030	0,494	1,113	2,519	0,791	-0,019	0,026	0,432	0,973	2,202

/Continúa

Cuadro III-4 (Conclusión)

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2008	0,931	-0,022	0,031	0,505	1,135	2,580	0,796	-0,019	0,026	0,432	0,970	2,205
2009	0,958	-0,023	0,032	0,517	1,159	2,641	0,800	-0,019	0,026	0,432	0,968	2,207
2010	0,985	-0,023	0,032	0,528	1,182	2,704	0,805	-0,019	0,026	0,432	0,966	2,210
2011	1,014	-0,024	0,033	0,540	1,206	2,769	0,810	-0,019	0,026	0,432	0,964	2,213
2012	1,043	-0,025	0,034	0,552	1,231	2,835	0,815	-0,019	0,026	0,432	0,962	2,215
2013	1,072	-0,025	0,034	0,565	1,256	2,903	0,819	-0,019	0,026	0,432	0,960	2,218
2014	1,103	-0,026	0,035	0,578	1,282	2,973	0,824	-0,019	0,026	0,432	0,958	2,221
2015	1,135	-0,026	0,036	0,591	1,308	3,044	0,829	-0,019	0,026	0,432	0,955	2,224
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	2,27%	2,04%	2,66%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,22%	0,39%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	2,27%	2,04%	2,39%	0,61%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,22%	0,12%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	2,27%	2,04%	2,40%	0,60%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,22%	0,12%
Diesel												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,691	0,000	0,030	0,279	0,579	1,579	0,691	0,000	0,030	0,279	0,579	1,579
2002	0,749	0,000	0,031	0,285	0,590	1,656	0,733	0,000	0,030	0,279	0,577	1,619
2003	0,848	0,000	0,032	0,292	0,602	1,774	0,811	0,000	0,030	0,279	0,576	1,696
2004	0,808	0,000	0,032	0,299	0,615	1,753	0,755	0,000	0,030	0,279	0,575	1,639
2005	0,799	0,000	0,033	0,305	0,627	1,765	0,731	0,000	0,030	0,279	0,573	1,614
2006	0,823	0,000	0,034	0,312	0,640	1,809	0,736	0,000	0,030	0,279	0,572	1,617
2007	0,847	0,000	0,035	0,319	0,653	1,854	0,740	0,000	0,030	0,279	0,571	1,620
2008	0,871	0,000	0,035	0,327	0,666	1,900	0,744	0,000	0,030	0,279	0,570	1,624
2009	0,896	0,000	0,036	0,334	0,680	1,946	0,749	0,000	0,030	0,279	0,568	1,627
2010	0,922	0,000	0,037	0,342	0,694	1,994	0,753	0,000	0,030	0,279	0,567	1,630
2011	0,949	0,000	0,038	0,349	0,708	2,044	0,758	0,000	0,030	0,279	0,566	1,633
2012	0,976	0,000	0,039	0,357	0,723	2,094	0,762	0,000	0,030	0,279	0,565	1,636
2013	1,004	0,000	0,040	0,365	0,737	2,146	0,767	0,000	0,030	0,279	0,563	1,640
2014	1,033	0,000	0,041	0,374	0,752	2,199	0,772	0,000	0,030	0,279	0,562	1,643
2015	1,063	0,000	0,041	0,382	0,768	2,254	0,776	0,000	0,030	0,279	0,561	1,646
2002-2005	3,70%	0,00%	2,27%	2,27%	2,04%	2,82%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,22%	0,54%
2006-2010	2,89%	0,00%	2,27%	2,27%	2,04%	2,47%	0,61%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,22%	0,20%
2011-2015	2,88%	0,00%	2,27%	2,27%	2,04%	2,48%	0,60%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,22%	0,20%

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Margen e impuestos: Promedio agosto-diciembre de 2001.

Cuadro III-5

EL SALVADOR: PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNOS DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Gasolina súper												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,787	-0,013	0,075	0,566	1,070	2,486	0,787	-0,013	0,075	0,566	1,070	2,486
2002	0,853	-0,013	0,077	0,506	0,555	1,978	0,835	-0,013	0,075	0,495	0,542	1,934
2003	0,966	-0,013	0,079	0,517	0,572	2,120	0,924	-0,013	0,075	0,494	0,547	2,027
2004	0,920	-0,014	0,081	0,528	0,567	2,082	0,860	-0,013	0,075	0,493	0,530	1,946
2005	0,911	-0,014	0,083	0,539	0,567	2,085	0,832	-0,013	0,075	0,492	0,519	1,906
2006	0,938	-0,014	0,084	0,550	0,582	2,140	0,838	-0,013	0,075	0,492	0,520	1,913
2007	0,965	-0,015	0,086	0,562	0,587	2,185	0,843	-0,013	0,075	0,491	0,513	1,910
2008	0,992	-0,015	0,088	0,574	0,593	2,232	0,848	-0,013	0,075	0,490	0,507	1,908
2009	1,021	-0,015	0,090	0,586	0,599	2,280	0,853	-0,013	0,075	0,489	0,500	1,906
2010	1,050	-0,016	0,092	0,598	0,605	2,329	0,858	-0,013	0,075	0,489	0,494	1,904
2011	1,081	-0,016	0,094	0,611	0,620	2,389	0,864	-0,013	0,075	0,488	0,495	1,909
2012	1,112	-0,016	0,097	0,623	0,626	2,441	0,869	-0,013	0,075	0,487	0,489	1,908
2013	1,143	-0,017	0,099	0,637	0,633	2,494	0,874	-0,013	0,075	0,486	0,483	1,906
2014	1,176	-0,017	0,101	0,650	0,639	2,549	0,879	-0,013	0,075	0,486	0,478	1,905
2015	1,210	-0,018	0,103	0,664	0,646	2,606	0,884	-0,013	0,075	0,485	0,472	1,904
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	2,11%	-14,67%	-4,30%	1,40%	0,00%	0,00%	-3,40%	-16,57%	-6,42%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	2,11%	1,28%	2,24%	0,61%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,96%	-0,03%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	2,11%	1,33%	2,27%	0,60%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,92%	0,00%

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,739	-0,006	0,075	0,473	0,630	1,910	0,739	-0,006	0,075	0,473	0,630	1,910
2002	0,801	-0,007	0,077	0,431	0,538	1,840	0,783	-0,006	0,075	0,421	0,526	1,800
2003	0,906	-0,007	0,079	0,440	0,555	1,973	0,867	-0,006	0,075	0,421	0,530	1,887
2004	0,863	-0,007	0,081	0,449	0,550	1,936	0,807	-0,006	0,075	0,420	0,514	1,810
2005	0,854	-0,007	0,082	0,459	0,550	1,939	0,781	-0,006	0,075	0,419	0,503	1,772
2006	0,879	-0,007	0,084	0,469	0,564	1,989	0,786	-0,006	0,075	0,419	0,504	1,778
2007	0,905	-0,007	0,086	0,478	0,569	2,031	0,791	-0,006	0,075	0,418	0,498	1,776
2008	0,931	-0,007	0,088	0,489	0,574	2,074	0,796	-0,006	0,075	0,418	0,491	1,773

/Continúa

Cuadro III-5 (Conclusión)

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2009	0,958	-0,008	0,090	0,499	0,580	2,119	0,800	-0,006	0,075	0,417	0,485	1,771
2010	0,985	-0,008	0,092	0,509	0,585	2,164	0,805	-0,006	0,075	0,416	0,478	1,768
2011	1,014	-0,008	0,094	0,520	0,600	2,220	0,810	-0,006	0,075	0,416	0,479	1,774
2012	1,043	-0,008	0,097	0,531	0,606	2,268	0,815	-0,006	0,075	0,415	0,473	1,772
2013	1,072	-0,008	0,099	0,542	0,612	2,317	0,819	-0,006	0,075	0,414	0,467	1,770
2014	1,103	-0,009	0,101	0,554	0,618	2,367	0,824	-0,006	0,075	0,414	0,461	1,769
2015	1,135	-0,009	0,103	0,565	0,624	2,419	0,829	-0,006	0,075	0,413	0,456	1,767
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	2,11%	-3,32%	0,37%	1,40%	0,00%	0,00%	-2,94%	-5,47%	-1,85%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	2,11%	1,25%	2,22%	0,61%	0,00%	0,00%	-0,16%	-1,00%	-0,04%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	2,11%	1,29%	2,25%	0,60%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,96%	-0,01%
Diesel												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,691	0,000	0,087	0,419	0,168	1,365	0,691	0,000	0,087	0,419	0,168	1,365
2002	0,749	0,000	0,089	0,330	0,361	1,529	0,733	0,000	0,087	0,323	0,353	1,496
2003	0,848	0,000	0,091	0,337	0,376	1,653	0,811	0,000	0,087	0,322	0,360	1,580
2004	0,808	0,000	0,093	0,344	0,372	1,617	0,755	0,000	0,087	0,322	0,348	1,512
2005	0,799	0,000	0,095	0,351	0,372	1,618	0,731	0,000	0,087	0,321	0,340	1,479
2006	0,823	0,000	0,097	0,359	0,382	1,661	0,736	0,000	0,087	0,321	0,341	1,484
2007	0,847	0,000	0,099	0,366	0,386	1,699	0,740	0,000	0,087	0,320	0,338	1,485
2008	0,871	0,000	0,102	0,374	0,391	1,738	0,744	0,000	0,087	0,320	0,334	1,485
2009	0,896	0,000	0,104	0,382	0,396	1,778	0,749	0,000	0,087	0,319	0,331	1,486
2010	0,922	0,000	0,106	0,390	0,401	1,819	0,753	0,000	0,087	0,319	0,328	1,486
2011	0,949	0,000	0,109	0,398	0,411	1,866	0,758	0,000	0,087	0,318	0,328	1,491
2012	0,976	0,000	0,111	0,407	0,416	1,910	0,762	0,000	0,087	0,318	0,325	1,492
2013	1,004	0,000	0,114	0,415	0,422	1,954	0,767	0,000	0,087	0,317	0,322	1,493
2014	1,033	0,000	0,116	0,424	0,427	2,000	0,772	0,000	0,087	0,317	0,319	1,494
2015	1,063	0,000	0,119	0,433	0,433	2,047	0,776	0,000	0,087	0,316	0,316	1,496
2002-2005	3,70%	0,00%	2,27%	2,11%	22,01%	4,34%	1,40%	0,00%	0,00%	-6,43%	19,30%	2,03%
2006-2010	2,89%	0,00%	2,27%	2,11%	1,50%	2,37%	0,61%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,75%	0,10%
2011-2015	2,88%	0,00%	2,27%	2,11%	1,55%	2,39%	0,60%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,70%	0,12%

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Cuadro III-6

GUATEMALA: PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNOS DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Gasolina súper												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,787	-0,013	0,052	0,373	0,682	1,882	0,787	-0,013	0,052	0,373	0,682	1,882
2002	0,853	-0,013	0,053	0,382	0,791	2,066	0,835	-0,013	0,052	0,373	0,773	2,021
2003	0,966	-0,013	0,055	0,390	0,818	2,216	0,924	-0,013	0,052	0,373	0,782	2,119
2004	0,920	-0,014	0,056	0,399	0,809	2,170	0,860	-0,013	0,052	0,373	0,756	2,029
2005	0,911	-0,014	0,057	0,408	0,808	2,170	0,832	-0,013	0,052	0,373	0,739	1,984
2006	0,938	-0,014	0,058	0,418	0,839	2,239	0,838	-0,013	0,052	0,373	0,750	2,001
2007	0,965	-0,015	0,060	0,427	0,847	2,284	0,843	-0,013	0,052	0,373	0,740	1,996
2008	0,992	-0,015	0,061	0,437	0,855	2,330	0,848	-0,013	0,052	0,373	0,731	1,992
2009	1,021	-0,015	0,063	0,447	0,863	2,378	0,853	-0,013	0,052	0,373	0,721	1,987
2010	1,050	-0,016	0,064	0,457	0,871	2,426	0,858	-0,013	0,052	0,373	0,712	1,983
2011	1,081	-0,016	0,065	0,467	0,904	2,501	0,864	-0,013	0,052	0,373	0,722	1,998
2012	1,112	-0,016	0,067	0,478	0,913	2,552	0,869	-0,013	0,052	0,373	0,713	1,994
2013	1,143	-0,017	0,068	0,489	0,921	2,605	0,874	-0,013	0,052	0,373	0,704	1,990
2014	1,176	-0,017	0,070	0,500	0,931	2,660	0,879	-0,013	0,052	0,373	0,695	1,987
2015	1,210	-0,018	0,072	0,511	0,940	2,716	0,884	-0,013	0,052	0,373	0,687	1,984
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	2,27%	4,34%	3,63%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	2,03%	1,33%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	2,27%	1,52%	2,26%	0,61%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,73%	-0,01%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	2,27%	1,54%	2,28%	0,60%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,71%	0,01%

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,739	-0,026	0,052	0,343	0,659	1,767	0,739	-0,026	0,052	0,343	0,659	1,767
2002	0,801	-0,026	0,053	0,350	0,760	1,939	0,783	-0,026	0,052	0,343	0,744	1,896
2003	0,906	-0,027	0,055	0,358	0,786	2,079	0,867	-0,026	0,052	0,343	0,752	1,988
2004	0,863	-0,027	0,056	0,366	0,777	2,035	0,807	-0,026	0,052	0,343	0,727	1,903
2005	0,854	-0,028	0,057	0,375	0,776	2,034	0,781	-0,026	0,052	0,343	0,710	1,860
2006	0,879	-0,029	0,058	0,383	0,807	2,099	0,786	-0,026	0,052	0,343	0,721	1,877
2007	0,905	-0,029	0,060	0,392	0,814	2,141	0,791	-0,026	0,052	0,343	0,711	1,871

/Continúa

Cuadro III-6 (Conclusión)

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2008	0,931	-0,030	0,061	0,401	0,821	2,184	0,796	-0,026	0,052	0,343	0,702	1,867
2009	0,958	-0,031	0,063	0,410	0,829	2,228	0,800	-0,026	0,052	0,343	0,693	1,862
2010	0,985	-0,031	0,064	0,419	0,836	2,273	0,805	-0,026	0,052	0,343	0,683	1,858
2011	1,014	-0,032	0,065	0,429	0,868	2,343	0,810	-0,026	0,052	0,343	0,693	1,873
2012	1,043	-0,033	0,067	0,438	0,876	2,391	0,815	-0,026	0,052	0,343	0,684	1,868
2013	1,072	-0,034	0,068	0,448	0,884	2,440	0,819	-0,026	0,052	0,343	0,675	1,864
2014	1,103	-0,034	0,070	0,458	0,893	2,490	0,824	-0,026	0,052	0,343	0,667	1,861
2015	1,135	-0,035	0,072	0,469	0,902	2,542	0,829	-0,026	0,052	0,343	0,659	1,857
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	2,27%	4,17%	3,58%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	1,86%	1,29%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	2,27%	1,50%	2,25%	0,61%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,75%	-0,02%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	2,27%	1,51%	2,26%	0,60%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,74%	0,00%

Diesel												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,691	0,000	0,060	0,281	0,314	1,347	0,691	0,000	0,060	0,281	0,314	1,347
2002	0,749	0,000	0,062	0,288	0,322	1,421	0,733	0,000	0,060	0,281	0,315	1,389
2003	0,848	0,000	0,063	0,294	0,335	1,541	0,811	0,000	0,060	0,281	0,320	1,473
2004	0,808	0,000	0,064	0,301	0,331	1,504	0,755	0,000	0,060	0,281	0,310	1,406
2005	0,799	0,000	0,066	0,308	0,331	1,504	0,731	0,000	0,060	0,281	0,303	1,375
2006	0,823	0,000	0,067	0,315	0,344	1,549	0,736	0,000	0,060	0,281	0,307	1,384
2007	0,847	0,000	0,069	0,322	0,347	1,585	0,740	0,000	0,060	0,281	0,304	1,385
2008	0,871	0,000	0,070	0,329	0,351	1,622	0,744	0,000	0,060	0,281	0,300	1,386
2009	0,896	0,000	0,072	0,337	0,355	1,660	0,749	0,000	0,060	0,281	0,297	1,388
2010	0,922	0,000	0,074	0,344	0,360	1,699	0,753	0,000	0,060	0,281	0,294	1,389
2011	0,949	0,000	0,075	0,352	0,373	1,749	0,758	0,000	0,060	0,281	0,298	1,397
2012	0,976	0,000	0,077	0,360	0,377	1,790	0,762	0,000	0,060	0,281	0,295	1,398
2013	1,004	0,000	0,079	0,368	0,381	1,832	0,767	0,000	0,060	0,281	0,291	1,400
2014	1,033	0,000	0,081	0,377	0,386	1,876	0,772	0,000	0,060	0,281	0,289	1,402
2015	1,063	0,000	0,082	0,385	0,391	1,921	0,776	0,000	0,060	0,281	0,286	1,403
2002-2005	3,70%	0,00%	2,27%	2,27%	1,31%	2,79%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,93%	0,52%
2006-2010	2,89%	0,00%	2,27%	2,27%	1,67%	2,47%	0,61%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,59%	0,20%
2011-2015	2,88%	0,00%	2,27%	2,27%	1,69%	2,48%	0,60%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,57%	0,21%

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Márgenes: Promedio 1999-2001

Impuestos: En 2001 los vigentes desde agosto. A partir de 2002 se incorpora arancel de 10% a gasolinas.

Cuadro III-7

HONDURAS: PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNOS DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Gasolina súper												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,787	-0,013	0,075	0,434	1,000	2,284	0,787	-0,013	0,075	0,434	1,000	2,284
2002	0,853	-0,013	0,077	0,443	1,014	2,375	0,835	-0,013	0,075	0,433	0,991	2,322
2003	0,966	-0,013	0,079	0,453	1,038	2,523	0,924	-0,013	0,075	0,433	0,993	2,412
2004	0,920	-0,014	0,081	0,462	1,029	2,478	0,860	-0,013	0,075	0,432	0,962	2,317
2005	0,911	-0,014	0,083	0,472	1,027	2,478	0,832	-0,013	0,075	0,431	0,939	2,266
2006	0,938	-0,014	0,084	0,482	1,073	2,563	0,838	-0,013	0,075	0,431	0,960	2,291
2007	0,965	-0,015	0,086	0,492	1,080	2,608	0,843	-0,013	0,075	0,430	0,944	2,280
2008	0,992	-0,015	0,088	0,502	1,086	2,654	0,848	-0,013	0,075	0,429	0,928	2,268
2009	1,021	-0,015	0,090	0,513	1,092	2,701	0,853	-0,013	0,075	0,429	0,913	2,258
2010	1,050	-0,016	0,092	0,524	1,099	2,750	0,858	-0,013	0,075	0,428	0,898	2,247
2011	1,081	-0,016	0,094	0,535	1,146	2,840	0,864	-0,013	0,075	0,427	0,916	2,269
2012	1,112	-0,016	0,097	0,546	1,153	2,891	0,869	-0,013	0,075	0,427	0,901	2,259
2013	1,143	-0,017	0,099	0,558	1,160	2,943	0,874	-0,013	0,075	0,426	0,887	2,249
2014	1,176	-0,017	0,101	0,570	1,168	2,998	0,879	-0,013	0,075	0,425	0,873	2,240
2015	1,210	-0,018	0,103	0,582	1,176	3,053	0,884	-0,013	0,075	0,425	0,859	2,231
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	2,11%	0,69%	2,07%	1,40%	0,00%	0,00%	-0,16%	-1,55%	-0,20%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	2,11%	1,36%	2,10%	0,61%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,89%	-0,16%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	2,11%	1,36%	2,12%	0,60%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,89%	-0,15%

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,739	-0,026	0,075	0,436	0,949	2,174	0,739	-0,026	0,075	0,436	0,949	2,174
2002	0,801	-0,026	0,077	0,446	0,963	2,260	0,783	-0,026	0,075	0,436	0,941	2,210
2003	0,906	-0,027	0,079	0,455	0,986	2,399	0,867	-0,026	0,075	0,435	0,942	2,294
2004	0,863	-0,027	0,081	0,465	0,977	2,358	0,807	-0,026	0,075	0,434	0,913	2,204
2005	0,854	-0,028	0,082	0,475	0,975	2,358	0,781	-0,026	0,075	0,434	0,892	2,156
2006	0,879	-0,029	0,084	0,485	1,019	2,439	0,786	-0,026	0,075	0,433	0,911	2,180
2007	0,905	-0,029	0,086	0,495	1,025	2,481	0,791	-0,026	0,075	0,432	0,896	2,169
2008	0,931	-0,030	0,088	0,505	1,031	2,525	0,796	-0,026	0,075	0,432	0,881	2,158
2009	0,958	-0,031	0,090	0,516	1,037	2,570	0,800	-0,026	0,075	0,431	0,867	2,148

/Continúa

Cuadro III-7 (Conclusión)

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón					Dólares constantes de 2001/galón						
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2010	0,985	-0,031	0,092	0,527	1,043	2,616	0,805	-0,026	0,075	0,430	0,853	2,138
2011	1,014	-0,032	0,094	0,538	1,088	2,702	0,810	-0,026	0,075	0,430	0,869	2,159
2012	1,043	-0,033	0,097	0,549	1,094	2,750	0,815	-0,026	0,075	0,429	0,855	2,149
2013	1,072	-0,034	0,099	0,561	1,101	2,800	0,819	-0,026	0,075	0,428	0,841	2,139
2014	1,103	-0,034	0,101	0,573	1,108	2,851	0,824	-0,026	0,075	0,428	0,828	2,130
2015	1,135	-0,035	0,103	0,585	1,116	2,904	0,829	-0,026	0,075	0,427	0,815	2,121
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	2,11%	0,68%	2,06%	1,40%	0,00%	0,00%	-0,16%	-1,55%	-0,21%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	2,11%	1,36%	2,09%	0,61%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,89%	-0,17%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	2,11%	1,35%	2,11%	0,60%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,90%	-0,15%
Diesel												
Año	Dólares corrientes/galón					Dólares constantes de 2001/galón						
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,691	0,000	0,087	0,326	0,442	1,547	0,691	0,000	0,087	0,326	0,442	1,547
2002	0,749	0,000	0,089	0,333	0,455	1,627	0,733	0,000	0,087	0,326	0,445	1,590
2003	0,848	0,000	0,091	0,340	0,477	1,756	0,811	0,000	0,087	0,325	0,456	1,679
2004	0,808	0,000	0,093	0,347	0,469	1,717	0,755	0,000	0,087	0,325	0,438	1,605
2005	0,799	0,000	0,095	0,355	0,467	1,716	0,731	0,000	0,087	0,324	0,427	1,569
2006	0,823	0,000	0,097	0,362	0,486	1,768	0,736	0,000	0,087	0,324	0,434	1,581
2007	0,847	0,000	0,099	0,370	0,491	1,807	0,740	0,000	0,087	0,323	0,429	1,580
2008	0,871	0,000	0,102	0,378	0,497	1,847	0,744	0,000	0,087	0,323	0,425	1,579
2009	0,896	0,000	0,104	0,386	0,503	1,888	0,749	0,000	0,087	0,322	0,420	1,578
2010	0,922	0,000	0,106	0,394	0,509	1,931	0,753	0,000	0,087	0,322	0,416	1,578
2011	0,949	0,000	0,109	0,402	0,528	1,987	0,758	0,000	0,087	0,321	0,422	1,588
2012	0,976	0,000	0,111	0,411	0,534	2,032	0,762	0,000	0,087	0,321	0,417	1,588
2013	1,004	0,000	0,114	0,419	0,541	2,077	0,767	0,000	0,087	0,320	0,413	1,587
2014	1,033	0,000	0,116	0,428	0,547	2,124	0,772	0,000	0,087	0,320	0,409	1,587
2015	1,063	0,000	0,119	0,437	0,554	2,173	0,776	0,000	0,087	0,319	0,405	1,587
2002-2005	3,70%	0,00%	2,27%	2,11%	1,37%	2,63%	1,40%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,88%	0,36%
2006-2010	2,89%	0,00%	2,27%	2,11%	1,72%	2,38%	0,61%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,54%	0,11%
2011-2015	2,88%	0,00%	2,27%	2,11%	1,73%	2,39%	0,60%	0,00%	0,00%	-0,16%	-0,52%	0,12%

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Márgenes: Promedio 1999-2001.

Impuestos: Estructura impositiva con banda de crudo WTI de 25 a 30 dólares (10%).

Cuadro III-8

NICARAGUA: PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNOS DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Gasolina súper												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,787	-0,013	0,075	0,582	0,700	2,131	0,787	-0,013	0,075	0,582	0,700	2,131
2002	0,853	-0,013	0,077	0,593	0,700	2,210	0,835	-0,013	0,075	0,580	0,684	2,161
2003	0,966	-0,013	0,079	0,604	0,700	2,336	0,924	-0,013	0,075	0,578	0,669	2,234
2004	0,920	-0,014	0,081	0,616	0,700	2,303	0,860	-0,013	0,075	0,576	0,654	2,153
2005	0,911	-0,014	0,083	0,628	0,700	2,307	0,832	-0,013	0,075	0,574	0,640	2,109
2006	0,938	-0,014	0,084	0,640	0,735	2,382	0,838	-0,013	0,075	0,572	0,657	2,130
2007	0,965	-0,015	0,086	0,652	0,735	2,423	0,843	-0,013	0,075	0,570	0,642	2,118
2008	0,992	-0,015	0,088	0,665	0,735	2,465	0,848	-0,013	0,075	0,568	0,628	2,107
2009	1,021	-0,015	0,090	0,678	0,735	2,508	0,853	-0,013	0,075	0,566	0,614	2,096
2010	1,050	-0,016	0,092	0,691	0,735	2,552	0,858	-0,013	0,075	0,564	0,601	2,086
2011	1,081	-0,016	0,094	0,704	0,770	2,633	0,864	-0,013	0,075	0,562	0,615	2,104
2012	1,112	-0,016	0,097	0,717	0,770	2,679	0,869	-0,013	0,075	0,561	0,602	2,093
2013	1,143	-0,017	0,099	0,731	0,770	2,726	0,874	-0,013	0,075	0,559	0,588	2,083
2014	1,176	-0,017	0,101	0,745	0,770	2,776	0,879	-0,013	0,075	0,557	0,575	2,074
2015	1,210	-0,018	0,103	0,760	0,770	2,826	0,884	-0,013	0,075	0,555	0,562	2,064
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	1,93%	0,00%	1,99%	1,40%	0,00%	0,00%	-0,33%	-2,22%	-0,27%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	1,93%	0,98%	2,04%	0,61%	0,00%	0,00%	-0,33%	-1,26%	-0,22%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	1,93%	0,93%	2,06%	0,60%	0,00%	0,00%	-0,33%	-1,30%	-0,21%

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,739	-0,026	0,075	0,527	0,697	2,013	0,739	-0,026	0,075	0,527	0,697	2,013
2002	0,801	-0,026	0,077	0,538	0,697	2,086	0,783	-0,026	0,075	0,526	0,681	2,040
2003	0,906	-0,027	0,079	0,548	0,697	2,203	0,867	-0,026	0,075	0,524	0,666	2,107
2004	0,863	-0,027	0,081	0,559	0,697	2,172	0,807	-0,026	0,075	0,522	0,652	2,031
2005	0,854	-0,028	0,082	0,569	0,697	2,175	0,781	-0,026	0,075	0,520	0,637	1,988
2006	0,879	-0,029	0,084	0,580	0,732	2,247	0,786	-0,026	0,075	0,519	0,654	2,009
2007	0,905	-0,029	0,086	0,591	0,732	2,285	0,791	-0,026	0,075	0,517	0,640	1,997

/Continúa

Cuadro III-8 (Conclusión)

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2008	0,931	-0,030	0,088	0,603	0,732	2,324	0,796	-0,026	0,075	0,515	0,625	1,986
2009	0,958	-0,031	0,090	0,615	0,732	2,363	0,800	-0,026	0,075	0,514	0,612	1,975
2010	0,985	-0,031	0,092	0,626	0,732	2,404	0,805	-0,026	0,075	0,512	0,598	1,965
2011	1,014	-0,032	0,094	0,638	0,767	2,481	0,810	-0,026	0,075	0,510	0,613	1,983
2012	1,043	-0,033	0,097	0,651	0,767	2,524	0,815	-0,026	0,075	0,508	0,599	1,972
2013	1,072	-0,034	0,099	0,663	0,767	2,568	0,819	-0,026	0,075	0,507	0,586	1,962
2014	1,103	-0,034	0,101	0,676	0,767	2,613	0,824	-0,026	0,075	0,505	0,573	1,952
2015	1,135	-0,035	0,103	0,689	0,767	2,659	0,829	-0,026	0,075	0,503	0,560	1,943
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	1,93%	0,00%	1,96%	1,40%	0,00%	0,00%	-0,33%	-2,22%	-0,31%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	1,93%	0,98%	2,02%	0,61%	0,00%	0,00%	-0,33%	-1,26%	-0,24%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	1,93%	0,93%	2,04%	0,60%	0,00%	0,00%	-0,33%	-1,30%	-0,22%
Diesel												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,691	0,000	0,087	0,375	0,543	1,696	0,691	0,000	0,087	0,375	0,543	1,696
2002	0,749	0,000	0,089	0,383	0,543	1,764	0,733	0,000	0,087	0,374	0,531	1,724
2003	0,848	0,000	0,091	0,390	0,543	1,872	0,811	0,000	0,087	0,373	0,519	1,790
2004	0,808	0,000	0,093	0,398	0,543	1,841	0,755	0,000	0,087	0,372	0,508	1,721
2005	0,799	0,000	0,095	0,405	0,543	1,842	0,731	0,000	0,087	0,370	0,496	1,684
2006	0,823	0,000	0,097	0,413	0,570	1,903	0,736	0,000	0,087	0,369	0,510	1,701
2007	0,847	0,000	0,099	0,421	0,570	1,937	0,740	0,000	0,087	0,368	0,498	1,693
2008	0,871	0,000	0,102	0,429	0,570	1,972	0,744	0,000	0,087	0,367	0,487	1,685
2009	0,896	0,000	0,104	0,437	0,570	2,007	0,749	0,000	0,087	0,366	0,476	1,678
2010	0,922	0,000	0,106	0,446	0,570	2,044	0,753	0,000	0,087	0,364	0,466	1,670
2011	0,949	0,000	0,109	0,454	0,597	2,109	0,758	0,000	0,087	0,363	0,477	1,685
2012	0,976	0,000	0,111	0,463	0,597	2,147	0,762	0,000	0,087	0,362	0,467	1,678
2013	1,004	0,000	0,114	0,472	0,597	2,187	0,767	0,000	0,087	0,361	0,456	1,671
2014	1,033	0,000	0,116	0,481	0,597	2,227	0,772	0,000	0,087	0,360	0,446	1,664
2015	1,063	0,000	0,119	0,490	0,597	2,269	0,776	0,000	0,087	0,358	0,436	1,658
2002-2005	3,70%	0,00%	2,27%	1,93%	0,00%	2,09%	1,40%	0,00%	0,00%	-0,33%	-2,22%	-0,18%
2006-2010	2,89%	0,00%	2,27%	1,93%	0,98%	2,10%	0,61%	0,00%	0,00%	-0,33%	-1,26%	-0,17%
2011-2015	2,88%	0,00%	2,27%	1,93%	0,93%	2,11%	0,60%	0,00%	0,00%	-0,33%	-1,30%	-0,15%

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Márgenes Gasolinas: Promedio 1999-2001.

Márgenes Diesel: Promedio 2000-2001 (en septiembre de 1999 se liberó el precio del diesel).

Impuestos: Vigentes desde marzo de 2001.

Cuadro III-9

PANAMÁ: PROYECCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNOS DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Gasolina súper												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,787	-0,013	0,024	0,448	0,600	1,846	0,787	-0,013	0,024	0,448	0,600	1,846
2002	0,853	-0,013	0,024	0,458	0,600	1,922	0,835	-0,013	0,024	0,448	0,587	1,880
2003	0,966	-0,013	0,025	0,468	0,600	2,046	0,924	-0,013	0,024	0,448	0,574	1,956
2004	0,920	-0,014	0,025	0,479	0,600	2,011	0,860	-0,013	0,024	0,448	0,561	1,880
2005	0,911	-0,014	0,026	0,490	0,600	2,012	0,832	-0,013	0,024	0,448	0,549	1,840
2006	0,938	-0,014	0,027	0,501	0,630	2,081	0,838	-0,013	0,024	0,448	0,563	1,860
2007	0,965	-0,015	0,027	0,512	0,630	2,119	0,843	-0,013	0,024	0,448	0,551	1,852
2008	0,992	-0,015	0,028	0,524	0,630	2,159	0,848	-0,013	0,024	0,448	0,538	1,845
2009	1,021	-0,015	0,028	0,536	0,630	2,200	0,853	-0,013	0,024	0,448	0,527	1,838
2010	1,050	-0,016	0,029	0,548	0,630	2,241	0,858	-0,013	0,024	0,448	0,515	1,832
2011	1,081	-0,016	0,030	0,560	0,660	2,315	0,864	-0,013	0,024	0,448	0,527	1,850
2012	1,112	-0,016	0,030	0,573	0,660	2,358	0,869	-0,013	0,024	0,448	0,516	1,843
2013	1,143	-0,017	0,031	0,586	0,660	2,404	0,874	-0,013	0,024	0,448	0,504	1,836
2014	1,176	-0,017	0,032	0,599	0,660	2,450	0,879	-0,013	0,024	0,448	0,493	1,831
2015	1,210	-0,018	0,033	0,613	0,660	2,498	0,884	-0,013	0,024	0,448	0,482	1,825
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	2,27%	0,00%	2,18%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	-2,22%	-0,09%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	2,27%	0,98%	2,18%	0,61%	0,00%	0,00%	0,00%	-1,26%	-0,09%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	2,27%	0,93%	2,19%	0,60%	0,00%	0,00%	0,00%	-1,30%	-0,07%

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,739	-0,026	0,024	0,442	0,600	1,779	0,739	-0,026	0,024	0,442	0,600	1,779
2002	0,801	-0,026	0,024	0,452	0,600	1,851	0,783	-0,026	0,024	0,442	0,587	1,810
2003	0,906	-0,027	0,025	0,462	0,600	1,967	0,867	-0,026	0,024	0,442	0,574	1,881
2004	0,863	-0,027	0,025	0,473	0,600	1,934	0,807	-0,026	0,024	0,442	0,561	1,808
2005	0,854	-0,028	0,026	0,484	0,600	1,936	0,781	-0,026	0,024	0,442	0,549	1,770
2006	0,879	-0,029	0,027	0,495	0,630	2,002	0,786	-0,026	0,024	0,442	0,563	1,790
2007	0,905	-0,029	0,027	0,506	0,630	2,039	0,791	-0,026	0,024	0,442	0,551	1,782
2008	0,931	-0,030	0,028	0,517	0,630	2,076	0,796	-0,026	0,024	0,442	0,538	1,774
2009	0,958	-0,031	0,028	0,529	0,630	2,114	0,800	-0,026	0,024	0,442	0,527	1,767

/Continúa

Cuadro III-9 (Conclusión)

Gasolina regular												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2010	0,985	-0,031	0,029	0,541	0,630	2,154	0,805	-0,026	0,024	0,442	0,515	1,760
2011	1,014	-0,032	0,030	0,553	0,660	2,225	0,810	-0,026	0,024	0,442	0,527	1,778
2012	1,043	-0,033	0,030	0,566	0,660	2,266	0,815	-0,026	0,024	0,442	0,516	1,771
2013	1,072	-0,034	0,031	0,579	0,660	2,309	0,819	-0,026	0,024	0,442	0,504	1,764
2014	1,103	-0,034	0,032	0,592	0,660	2,353	0,824	-0,026	0,024	0,442	0,493	1,758
2015	1,135	-0,035	0,033	0,605	0,660	2,398	0,829	-0,026	0,024	0,442	0,482	1,752
2002-2005	3,70%	2,27%	2,27%	2,27%	0,00%	2,14%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	-2,22%	-0,13%
2006-2010	2,89%	2,27%	2,27%	2,27%	0,98%	2,16%	0,61%	0,00%	0,00%	0,00%	-1,26%	-0,11%
2011-2015	2,88%	2,27%	2,27%	2,27%	0,93%	2,17%	0,60%	0,00%	0,00%	0,00%	-1,30%	-0,09%
Diesel												
Año	Dólares corrientes/galón						Dólares constantes de 2001/galón					
	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final	Precio USGC	Ajuste calid.	Flete+Seg.	Márgenes	Impuestos	Precio final
2001	0,691	0,000	0,027	0,386	0,250	1,355	0,691	0,000	0,027	0,386	0,250	1,355
2002	0,749	0,000	0,028	0,395	0,250	1,422	0,733	0,000	0,027	0,386	0,244	1,391
2003	0,848	0,000	0,029	0,404	0,250	1,531	0,811	0,000	0,027	0,386	0,239	1,464
2004	0,808	0,000	0,029	0,413	0,250	1,500	0,755	0,000	0,027	0,386	0,234	1,403
2005	0,799	0,000	0,030	0,423	0,250	1,502	0,731	0,000	0,027	0,386	0,229	1,373
2006	0,823	0,000	0,031	0,432	0,263	1,548	0,736	0,000	0,027	0,386	0,235	1,384
2007	0,847	0,000	0,031	0,442	0,263	1,582	0,740	0,000	0,027	0,386	0,229	1,383
2008	0,871	0,000	0,032	0,452	0,263	1,618	0,744	0,000	0,027	0,386	0,224	1,383
2009	0,896	0,000	0,033	0,462	0,263	1,653	0,749	0,000	0,027	0,386	0,219	1,382
2010	0,922	0,000	0,033	0,473	0,263	1,690	0,753	0,000	0,027	0,386	0,215	1,381
2011	0,949	0,000	0,034	0,483	0,275	1,741	0,758	0,000	0,027	0,386	0,220	1,391
2012	0,976	0,000	0,035	0,494	0,275	1,780	0,762	0,000	0,027	0,386	0,215	1,391
2013	1,004	0,000	0,036	0,506	0,275	1,820	0,767	0,000	0,027	0,386	0,210	1,391
2014	1,033	0,000	0,037	0,517	0,275	1,861	0,772	0,000	0,027	0,386	0,205	1,391
2015	1,063	0,000	0,037	0,529	0,275	1,904	0,776	0,000	0,027	0,386	0,201	1,391
2002-2005	3,70%	0,00%	2,27%	2,27%	0,00%	2,61%	1,40%	0,00%	0,00%	0,00%	-2,22%	0,33%
2006-2010	2,89%	0,00%	2,27%	2,27%	0,98%	2,40%	0,61%	0,00%	0,00%	0,00%	-1,26%	0,12%
2011-2015	2,88%	0,00%	2,27%	2,27%	0,93%	2,41%	0,60%	0,00%	0,00%	0,00%	-1,30%	0,13%

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Margen: Promedio 1999-2001.

Impuestos: Vigentes desde 2000.

Anexo IV

**PROYECCIONES DEL CONSUMO DE HIDROCARBUROS
Y EMISIONES ASOCIADAS**

Cuadro IV-1

COSTA RICA: CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y EMISIONES CONTAMINANTES ASOCIADAS, 2002-2012

Año	Consumo total	Consumo final						Generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
Volumen (miles de barriles)										
2002	13 201	12 931	960	5 315	733	5 005	918	270	261	9
2003	14 171	13 766	1 028	5 959	758	5 065	955	405	207	198
2004	14 356	14 264	1 119	6 300	763	5 126	956	92	23	69
2005	14 954	14 820	1 217	6 648	762	5 187	1 006	134	30	104
2006	15 644	15 329	1 324	6 991	752	5 250	1 013	315	60	255
2007	16 219	15 859	1 440	7 340	748	5 313	1 018	360	105	255
2008	16 846	16 413	1 566	7 698	751	5 376	1 022	433	178	255
2009	17 619	17 114	1 704	8 061	762	5 562	1 025	505	250	255
2010	18 437	17 839	1 853	8 434	766	5 759	1 027	598	343	255
2011	19 378	18 587	2 016	8 816	764	5 962	1 029	791	287	504
2012	20 705	19 358	2 193	9 211	753	6 172	1 030	1 347	343	1 004
Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO ₂ (toneladas)										
2002	5 138 634	5 021 973	235 733	1 912 016	291 824	2 157 183	425 218	116 661	112 492	4 169
2003	5 504 470	5 323 538	252 518	2 143 852	301 743	2 183 069	442 356	180 932	89 218	91 714
2004	5 538 951	5 497 077	274 680	2 266 417	303 894	2 209 266	442 819	41 874	9 913	31 961
2005	5 756 478	5 695 375	298 788	2 391 467	303 365	2 235 777	465 980	61 103	12 930	48 173
2006	6 015 106	5 871 130	325 011	2 515 072	299 219	2 262 606	469 222	143 976	25 860	118 116
2007	6 216 643	6 053 271	353 535	2 640 566	297 874	2 289 758	471 538	163 372	45 256	118 116
2008	6 438 160	6 243 325	384 564	2 769 169	298 966	2 317 235	473 391	194 835	76 719	118 116
2009	6 719 741	6 493 873	418 314	2 899 795	303 533	2 397 450	474 780	225 867	107 751	118 116
2010	7 017 765	6 751 814	455 028	3 033 874	305 143	2 482 062	475 707	265 951	147 835	118 116
2011	7 374 106	7 016 955	494 963	3 171 626	304 200	2 569 533	476 633	357 152	123 699	233 453
2012	7 901 856	7 288 968	538 404	3 313 428	299 682	2 660 358	477 096	612 888	147 835	465 053

/Continúa

Cuadro IV-1 (Continuación)

Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
NO _x (toneladas)										
2002	43 777	42 552	374	16 554	1 224	23 300	1 099	1 226	1 215	11
2003	46 152	44 951	400	18 561	1 266	23 580	1 144	1 201	964	237
2004	46 530	46 340	436	19 623	1 275	23 862	1 145	190	107	83
2005	48 070	47 805	474	20 705	1 273	24 149	1 205	264	140	125
2006	49 783	49 198	515	21 776	1 255	24 439	1 213	585	279	305
2007	51 417	50 623	561	22 862	1 250	24 732	1 219	794	489	305
2008	53 226	52 092	610	23 975	1 254	25 029	1 224	1 134	829	305
2009	55 635	54 166	663	25 106	1 274	25 895	1 227	1 469	1 164	305
2010	58 210	56 308	722	26 267	1 280	26 809	1 230	1 902	1 597	305
2011	60 447	58 507	785	27 460	1 276	27 754	1 232	1 940	1 336	603
2012	63 566	60 767	854	28 688	1 257	28 735	1 233	2 799	1 597	1 202
CO (toneladas)										
2002	251 905	250 386	75	220 723	408	29 125	55	1 519	1 519	1
2003	278 737	277 520	80	247 487	422	29 474	57	1 216	1 205	12
2004	292 171	292 033	87	261 635	425	29 828	57	138	134	4
2005	307 017	306 836	95	276 071	424	30 186	60	181	175	6
2006	321 835	321 471	103	290 340	418	30 548	61	364	349	15
2007	336 958	336 332	112	304 827	417	30 915	61	626	611	15
2008	352 611	351 560	122	319 673	418	31 286	61	1 051	1 036	15
2009	369 210	367 740	133	334 753	425	32 369	61	1 470	1 455	15
2010	386 386	384 375	144	350 231	427	33 511	61	2 011	1 996	15
2011	403 169	401 469	157	366 133	425	34 692	62	1 700	1 670	30
2012	421 129	419 072	171	382 503	419	35 918	62	2 056	1 996	60

/Continúa

Cuadro IV-1 (Conclusión)

Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
SO ₂ (toneladas)										
2002	11 090	10 826	0	1 232	92	4 033	5 470	264	210	54
2003	12 594	11 248	0	1 381	95	4 081	5 691	1 347	167	1 180
2004	11 812	11 382	0	1 460	95	4 130	5 697	430	19	411
2005	12 454	11 810	0	1 541	95	4 180	5 995	644	24	620
2006	13 548	11 980	0	1 620	94	4 230	6 036	1 568	48	1 519
2007	13 745	12 141	0	1 701	93	4 281	6 066	1 604	85	1 519
2008	13 963	12 300	0	1 784	94	4 332	6 090	1 663	143	1 519
2009	14 274	12 553	0	1 868	95	4 482	6 108	1 721	201	1 519
2010	14 606	12 810	0	1 954	96	4 640	6 120	1 796	276	1 519
2011	16 309	13 074	0	2 043	95	4 804	6 132	3 234	231	3 003
2012	19 599	13 340	0	2 135	94	4 974	6 138	6 259	276	5 983
Partículas 10 pm (toneladas)										
2002	1 106	1 090	17	196	17	191	669	17	10	7
2003	1 297	1 145	18	220	18	193	695	152	8	144
2004	1 213	1 162	20	232	18	196	696	51	1	50
2005	1 292	1 215	21	245	18	198	733	77	1	76
2006	1 425	1 237	23	258	18	200	738	188	2	186
2007	1 448	1 258	25	271	18	203	741	190	4	186
2008	1 471	1 279	27	284	18	205	744	192	7	186
2009	1 499	1 304	30	297	18	212	746	195	10	186
2010	1 528	1 329	32	311	18	220	748	199	13	186
2011	1 734	1 356	35	325	18	227	749	378	11	367
2012	2 126	1 382	38	340	18	236	750	744	13	731

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Factores de emisión: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, excepto para Partículas 10 pm de Environmental Protection Agency (1997). Compilation of Air Pollutant Emission Factors. AP-42.

Cuadro IV-2

EL SALVADOR: CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y EMISIONES CONTAMINANTES
ASOCIADAS, 2002-2012

Año	Consumo total	Consumo final						Generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
Volumen (miles de barriles)										
2002	15 553	11 945	1 796	3 342	795	4 369	1 643	3 608	221	3 387
2003	15 593	12 331	1 963	3 466	860	4 400	1 642	3 262	479	2 783
2004	16 482	12 738	2 126	3 618	886	4 430	1 678	3 744	858	2 886
2005	17 335	13 188	2 302	3 763	946	4 461	1 715	4 147	1 157	2 990
2006	18 511	13 636	2 493	3 891	1 007	4 493	1 752	4 875	1 352	3 523
2007	19 681	14 116	2 700	4 034	1 068	4 524	1 790	5 565	1 166	4 399
2008	19 932	14 742	2 924	4 184	1 128	4 677	1 829	5 190	791	4 399
2009	21 185	15 441	3 166	4 342	1 188	4 875	1 869	5 744	907	4 837
2010	22 927	16 158	3 429	4 508	1 247	5 064	1 910	6 769	1 056	5 713
2011	24 592	16 909	3 713	4 674	1 305	5 265	1 951	7 683	218	7 465
2012	26 925	17 697	4 021	4 852	1 363	5 468	1 994	9 228	1 763	7 465
Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO ₂ (toneladas)										
2002	6 267 987	4 603 875	441 017	1 202 250	316 507	1 883 063	761 038	1 664 112	95 252	1 568 859
2003	6 223 655	4 728 117	482 046	1 246 728	342 314	1 896 245	760 783	1 495 538	206 452	1 289 086
2004	6 569 650	4 863 051	522 025	1 301 495	352 664	1 909 518	777 348	1 706 599	369 803	1 336 796
2005	6 896 529	5 012 887	565 318	1 353 595	376 816	1 922 885	794 273	1 883 642	498 673	1 384 969
2006	7 375 571	5 160 997	612 203	1 399 868	401 016	1 936 345	811 566	2 214 574	582 719	1 631 855
2007	7 858 499	5 318 328	662 975	1 451 047	425 171	1 949 900	829 236	2 540 171	502 552	2 037 618
2008	7 913 762	5 535 218	717 959	1 505 059	449 193	2 015 717	847 290	2 378 544	340 925	2 037 618
2009	8 410 862	5 779 440	777 502	1 561 983	473 001	2 101 216	865 738	2 631 422	390 922	2 240 500
2010	9 128 851	6 027 446	841 984	1 621 536	496 521	2 182 818	884 587	3 101 405	455 142	2 646 263
2011	9 837 647	6 285 898	911 813	1 681 426	519 688	2 269 124	903 847	3 551 749	93 959	3 457 790
2012	10 773 263	6 555 610	987 434	1 745 280	542 442	2 356 929	923 525	4 217 653	759 863	3 457 790
NO _x (toneladas)										
2002	39 827	34 743	699	10 409	1 328	20 339	1 967	5 084	1 029	4 056
2003	41 005	35 443	764	10 794	1 436	20 481	1 967	5 562	2 230	3 332
2004	43 660	36 210	828	11 268	1 480	20 625	2 010	7 450	3 994	3 456
2005	45 986	37 019	896	11 719	1 581	20 769	2 053	8 966	5 386	3 580
2006	48 298	37 786	971	12 120	1 683	20 915	2 098	10 512	6 294	4 218
2007	49 299	38 603	1 051	12 563	1 784	21 061	2 144	10 696	5 428	5 267
2008	48 966	40 016	1 138	13 031	1 885	21 772	2 190	8 950	3 682	5 267
2009	51 689	41 675	1 233	13 524	1 985	22 695	2 238	10 014	4 222	5 792
2010	55 078	43 321	1 335	14 039	2 083	23 577	2 287	11 757	4 916	6 841
2011	54 983	45 030	1 446	14 558	2 181	24 509	2 337	9 954	1 015	8 939
2012	63 943	46 797	1 566	15 111	2 276	25 457	2 387	17 146	8 207	8 939

/Continúa

Cuadro IV-2 (Conclusión)

Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO (toneladas)										
2002	166 381	164 893	140	138 788	443	25 424	98	1 489	1 286	203
2003	173 208	170 254	153	143 922	479	25 602	98	2 954	2 787	167
2004	181 951	176 785	166	150 245	493	25 781	100	5 166	4 993	173
2005	189 941	183 030	179	156 259	527	25 962	103	6 912	6 733	179
2006	196 682	188 604	194	161 601	561	26 143	105	8 078	7 867	211
2007	201 796	194 747	210	167 509	595	26 326	107	7 049	6 785	263
2008	206 791	201 925	228	173 744	628	27 215	110	4 866	4 603	263
2009	215 272	209 705	247	180 316	662	28 369	112	5 568	5 278	290
2010	224 224	217 737	267	187 190	694	29 471	114	6 487	6 145	342
2011	227 589	225 873	289	194 104	727	30 636	117	1 716	1 269	447
2012	245 194	234 488	313	201 475	759	31 822	119	10 706	10 259	447
SO ₂ (toneladas)										
2002	34 545	14 185	0	774	99	3 521	9 790	20 360	178	20 182
2003	31 212	14 243	0	803	107	3 545	9 787	16 969	386	16 583
2004	32 407	14 519	0	838	111	3 570	10 000	17 888	691	17 197
2005	33 552	14 803	0	872	118	3 595	10 218	18 749	932	17 817
2006	37 170	15 088	0	902	126	3 620	10 440	22 082	1 089	20 993
2007	42 533	15 381	0	935	133	3 645	10 668	27 152	940	26 213
2008	42 629	15 779	0	970	141	3 769	10 900	26 850	637	26 213
2009	45 774	16 220	0	1 006	148	3 928	11 137	29 553	731	28 823
2010	51 554	16 661	0	1 045	156	4 081	11 380	34 893	851	34 042
2011	61 774	17 116	0	1 083	163	4 242	11 627	44 658	176	44 482
2012	63 484	17 581	0	1 124	170	4 406	11 881	45 903	1 421	44 482
Partículas 10 pm (toneladas)										
2002	4 012	1 537	31	123	19	167	1 196	2 475	8	2 466
2003	3 592	1 547	34	128	21	168	1 196	2 045	18	2 027
2004	3 717	1 583	37	133	21	169	1 222	2 134	33	2 102
2005	3 842	1 621	40	139	23	170	1 249	2 222	44	2 177
2006	4 276	1 659	44	144	24	171	1 276	2 617	52	2 566
2007	4 946	1 698	47	149	25	173	1 304	3 248	44	3 203
2008	4 977	1 743	51	154	27	178	1 332	3 234	30	3 203
2009	5 348	1 791	55	160	28	186	1 361	3 557	35	3 522
2010	6 041	1 840	60	166	30	193	1 391	4 201	40	4 160
2011	7 335	1 890	65	172	31	201	1 421	5 444	8	5 436
2012	7 446	1 942	70	179	32	209	1 452	5 503	67	5 436

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Factores de emisión: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, excepto para Environmental Protection Agency (1997). Compilation of Air Pollutant Emission Factors. AP-42.

Cuadro IV-3

GUATEMALA: CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y EMISIONES CONTAMINANTES
ASOCIADAS, 2002-2012

Año	Consumo final							Generación eléctrica		
	Consumo total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
Volumen (miles de barriles)										
2002	25 253	20 735	2 624	7 177	632	8 178	2 124	4 518	564	3 954
2003	23 669	21 351	2 697	7 563	832	8 252	2 007	2 318	107	2 211
2004	23 887	22 067	2 878	7 998	800	8 326	2 065	1 820	106	1 714
2005	25 013	22 861	3 070	8 475	789	8 401	2 125	2 152	438	1 714
2006	25 848	23 587	3 276	8 862	786	8 476	2 187	2 261	298	1 963
2007	26 894	24 400	3 495	9 317	786	8 553	2 250	2 494	34	2 460
2008	28 765	25 512	3 729	9 793	785	8 889	2 315	3 253	478	2 775
2009	31 058	26 836	3 979	10 295	785	9 253	2 524	4 222	1 447	2 775
2010	33 201	28 086	4 245	10 823	785	9 635	2 597	5 115	1 589	3 526
2011	34 213	29 330	4 529	11 328	785	10 015	2 672	4 883	1 357	3 526
2012	36 806	30 705	4 833	11 907	785	10 430	2 750	6 101	2 575	3 526
Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO ₂ (toneladas)										
2002	10 060 983	7 986 401	644 336	2 581 851	251 613	3 524 763	983 837	2 074 581	243 087	1 831 494
2003	9 270 729	8 200 476	662 313	2 720 692	331 414	3 556 486	929 570	1 070 253	46 118	1 024 136
2004	9 287 066	8 447 454	706 650	2 877 166	318 615	3 588 495	956 528	839 612	45 687	793 925
2005	9 704 845	8 722 139	753 956	3 048 927	314 198	3 620 791	984 268	982 706	188 780	793 925
2006	10 009 233	8 971 532	804 428	3 187 860	313 054	3 653 378	1 012 812	1 037 702	128 440	909 262
2007	10 405 199	9 251 072	858 278	3 351 595	312 757	3 686 259	1 042 183	1 154 127	14 654	1 139 473
2008	11 146 370	9 654 968	915 734	3 522 774	312 680	3 831 374	1 072 406	1 491 401	206 021	1 285 381
2009	12 059 468	10 150 422	977 036	3 703 595	312 660	3 988 209	1 168 922	1 909 046	623 665	1 285 381
2010	12 922 401	10 604 289	1 042 442	3 893 629	312 655	4 152 742	1 202 821	2 318 112	684 868	1 633 244
2011	13 272 217	11 054 099	1 112 226	4 075 155	312 654	4 316 361	1 237 702	2 218 119	584 875	1 633 244
2012	14 294 981	11 551 897	1 186 681	4 283 478	312 653	4 495 489	1 273 596	2 743 084	1 109 839	1 633 244
NO _x (toneladas)										
2002	72 406	65 046	1 022	22 354	1 056	38 071	2 543	7 360	2 626	4 735
2003	69 959	66 813	1 050	23 556	1 391	38 414	2 403	3 146	498	2 647
2004	71 146	68 600	1 120	24 911	1 337	38 760	2 473	2 546	493	2 052
2005	74 656	70 564	1 195	26 398	1 318	39 108	2 544	4 091	2 039	2 052
2006	76 006	72 268	1 276	27 601	1 314	39 460	2 618	3 738	1 387	2 351
2007	77 305	74 201	1 361	29 018	1 312	39 816	2 694	3 104	158	2 946
2008	82 967	77 419	1 452	30 500	1 312	41 383	2 772	5 548	2 225	3 323
2009	91 085	81 026	1 549	32 066	1 312	43 077	3 022	10 059	6 736	3 323
2010	96 259	84 639	1 653	33 711	1 312	44 854	3 109	11 619	7 397	4 222
2011	98 718	88 179	1 764	35 283	1 312	46 621	3 200	10 539	6 317	4 222
2012	108 338	92 128	1 882	37 086	1 312	48 556	3 292	16 210	11 987	4 222

/Continúa

Cuadro IV-3 (Conclusión)

Emisiones										
Año	Por consumo	Por consumo final						Por generación eléctrica		
	total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO (toneladas)										
2002	349 840	346 322	204	298 049	352	47 589	127	3 519	3 282	237
2003	363 643	362 888	210	314 077	464	48 017	120	755	623	132
2004	382 103	381 383	224	332 140	446	48 450	124	719	617	103
2005	404 311	401 660	239	351 968	439	48 886	127	2 651	2 549	103
2006	420 008	418 156	255	368 007	438	49 326	131	1 852	1 734	118
2007	437 867	437 522	272	386 908	437	49 769	135	345	198	147
2008	462 212	459 265	290	406 669	437	51 729	139	2 948	2 782	166
2009	490 874	482 288	310	427 543	437	53 846	151	8 586	8 420	166
2010	515 930	506 472	331	449 481	437	56 068	155	9 458	9 247	211
2011	537 771	529 663	353	470 436	437	58 277	160	8 108	7 897	211
2012	571 354	556 159	376	494 485	437	60 695	165	15 195	14 984	211
SO ₂ (toneladas)										
2002	45 004	20 988	0	1 663	79	6 590	12 656	24 015	454	23 561
2003	33 725	20 464	0	1 753	104	6 649	11 958	13 261	86	13 175
2004	31 266	20 967	0	1 853	100	6 709	12 305	10 299	85	10 213
2005	32 060	21 494	0	1 964	99	6 769	12 662	10 566	353	10 213
2006	33 948	22 011	0	2 054	98	6 830	13 029	11 937	240	11 697
2007	37 242	22 556	0	2 159	98	6 892	13 407	14 686	27	14 659
2008	40 247	23 326	0	2 269	98	7 163	13 796	16 921	385	16 536
2009	42 679	24 978	0	2 386	98	7 456	15 037	17 702	1 166	16 536
2010	48 135	25 844	0	2 508	98	7 764	15 474	22 291	1 280	21 011
2011	48 819	26 715	0	2 625	98	8 070	15 922	22 104	1 093	21 011
2012	50 732	27 646	0	2 759	98	8 405	16 384	23 086	2 075	21 011
Partículas 10 pm (toneladas)										
2002	5 085	2 185	46	265	15	312	1 547	2 901	22	2 879
2003	3 737	2 122	47	279	20	315	1 461	1 614	4	1 610
2004	3 438	2 186	50	295	19	318	1 504	1 252	4	1 248
2005	3 518	2 253	54	313	19	321	1 547	1 265	17	1 248
2006	3 760	2 319	57	327	19	323	1 592	1 441	11	1 429
2007	4 181	2 388	61	344	19	326	1 638	1 793	1	1 791
2008	4 509	2 470	65	361	19	339	1 686	2 039	18	2 021
2009	4 735	2 659	70	380	19	353	1 838	2 076	55	2 021
2010	5 379	2 751	74	399	19	368	1 891	2 628	61	2 568
2011	5 463	2 844	79	418	19	382	1 946	2 619	52	2 568
2012	5 609	2 943	85	439	19	398	2 002	2 666	98	2 568

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Factores de emisión: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, excepto para Partículas 10 pm de Environmental Protection Agency (1997). Compilation of Air Pollutant Emission Factors. AP-42.

Cuadro IV-4

HONDURAS: CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y EMISIONES CONTAMINANTES
ASOCIADAS, 2002-2012

Año	Consumo final							Generación eléctrica		
	Consumo total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
Volumen (miles de barriles)										
2002	12 824	8 975	617	2 786	537	4 500	535	3 849	1 256	2 593
2003	13 488	9 492	630	2 971	553	4 606	732	3 996	977	3 019
2004	14 022	9 893	644	3 172	524	4 859	693	4 129	547	3 582
2005	14 335	10 398	671	3 368	553	5 096	709	3 937	355	3 582
2006	12 768	10 791	698	3 530	561	5 299	703	1 977	505	1 472
2007	13 128	11 234	725	3 723	566	5 516	705	1 894	422	1 472
2008	13 167	11 684	751	3 925	569	5 735	704	1 483	11	1 472
2009	14 404	12 149	777	4 138	570	5 959	705	2 255	783	1 472
2010	15 052	12 627	802	4 363	571	6 186	704	2 425	515	1 910
2011	15 845	13 085	828	4 574	571	6 408	705	2 760	86	2 674
2012	16 740	13 598	853	4 825	572	6 644	705	3 142	468	2 674
Emisiones										
Año	Por consumo	Por consumo final						Por generación eléctrica		
	total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO ₂ (toneladas)										
2002	5 297 292	3 554 871	151 507	1 002 235	213 792	1 939 525	247 812	1 742 421	541 343	1 201 078
2003	5 587 321	3 767 827	154 700	1 068 720	220 106	1 985 334	338 968	1 819 494	421 092	1 398 402
2004	5 818 487	3 923 543	158 189	1 141 259	208 757	2 094 262	321 075	1 894 944	235 760	1 659 183
2005	5 933 907	4 121 717	164 869	1 211 682	220 176	2 196 473	328 517	1 812 190	153 007	1 659 183
2006	5 173 483	4 273 994	171 466	1 269 811	223 436	2 283 860	325 421	899 489	217 658	681 831
2007	5 310 097	4 446 382	177 982	1 339 169	225 290	2 377 233	326 708	863 715	181 884	681 831
2008	5 307 341	4 620 769	184 417	1 411 921	226 344	2 471 913	326 174	686 572	4 741	681 831
2009	5 820 500	4 801 192	190 773	1 488 675	226 943	2 568 404	326 396	1 019 308	337 477	681 831
2010	6 093 178	4 986 497	197 051	1 569 533	227 283	2 666 326	326 304	1 106 680	221 968	884 713
2011	6 439 932	5 164 268	203 251	1 645 505	227 477	2 761 693	326 342	1 275 664	37 066	1 238 598
2012	6 802 873	5 362 565	209 375	1 735 579	227 588	2 863 697	326 326	1 440 308	201 711	1 238 598
NO _x (toneladas)										
2002	40 356	31 404	240	8 677	897	20 949	641	8 952	5 847	3 105
2003	40 905	32 742	245	9 253	924	21 444	876	8 163	4 548	3 615
2004	41 294	34 458	251	9 881	876	22 620	830	6 836	2 546	4 289
2005	42 191	36 250	261	10 491	924	23 724	849	5 942	1 653	4 289
2006	41 826	37 713	272	10 994	937	24 668	841	4 114	2 351	1 763
2007	43 070	39 343	282	11 595	945	25 677	845	3 727	1 965	1 763
2008	42 823	41 009	292	12 224	950	26 699	843	1 814	51	1 763
2009	48 137	42 729	302	12 889	952	27 742	844	5 408	3 645	1 763
2010	49 182	44 498	312	13 589	954	28 799	844	4 685	2 397	2 287
2011	49 799	46 196	322	14 247	954	29 829	844	3 602	400	3 202
2012	53 469	48 088	332	15 027	955	30 931	844	5 381	2 179	3 202

/Continúa

Cuadro IV-4 (Conclusión)

Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final					Por generación eléctrica			
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO (toneladas)										
2002	149 727	142 263	48	115 698	299	26 186	32	7 464	7 309	155
2003	156 445	150 579	49	123 373	308	26 805	44	5 866	5 685	181
2004	163 804	160 406	50	131 747	292	28 275	42	3 398	3 183	214
2005	172 215	169 935	52	139 877	308	29 655	42	2 280	2 066	214
2006	180 858	177 831	54	146 587	312	30 835	42	3 027	2 939	88
2007	189 647	187 103	56	154 594	315	32 096	42	2 544	2 456	88
2008	196 936	196 784	58	162 992	317	33 374	42	152	64	88
2009	211 594	206 950	60	171 853	317	34 677	42	4 645	4 556	88
2010	220 720	217 609	62	181 187	318	35 999	42	3 111	2 997	114
2011	228 329	227 669	64	189 957	318	37 287	42	661	500	160
2012	242 330	239 446	66	200 355	318	38 664	42	2 883	2 723	160
SO ₂ (toneladas)										
2002	23 990	7 527	0	646	67	3 626	3 188	16 463	1 012	15 451
2003	27 607	8 830	0	688	69	3 712	4 361	18 777	787	17 990
2004	30 632	8 846	0	735	65	3 915	4 130	21 785	441	21 344
2005	30 813	9 182	0	781	69	4 106	4 226	21 630	286	21 344
2006	18 522	9 344	0	818	70	4 270	4 186	9 178	407	8 771
2007	18 692	9 581	0	863	71	4 444	4 203	9 111	340	8 771
2008	18 578	9 798	0	910	71	4 621	4 196	8 780	9	8 771
2009	19 433	10 031	0	959	71	4 802	4 199	9 402	631	8 771
2010	22 061	10 265	0	1 011	71	4 985	4 198	11 796	415	11 381
2011	26 496	10 493	0	1 060	71	5 163	4 198	16 003	69	15 934
2012	27 052	10 741	0	1 118	71	5 354	4 198	16 311	377	15 934
Partículas 10 pm (toneladas)										
2002	2 624	688	11	103	13	172	390	1 936	48	1 888
2003	3 078	842	11	110	13	176	533	2 236	37	2 198
2004	3 460	831	11	117	13	185	505	2 629	21	2 608
2005	3 482	860	12	124	13	194	516	2 622	14	2 608
2006	1 961	870	12	130	13	202	512	1 091	19	1 072
2007	1 976	888	13	137	13	210	514	1 088	16	1 072
2008	1 975	903	13	145	14	219	513	1 072	0	1 072
2009	2 022	920	14	153	14	227	513	1 102	30	1 072
2010	2 348	938	14	161	14	236	513	1 411	20	1 391
2011	2 905	954	14	169	14	245	513	1 951	3	1 947
2012	2 938	973	15	178	14	254	513	1 965	18	1 947

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Factores de emisión: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, excepto para Partículas 10 pm de Environmental Protection Agency (1997). Compilation of Air Pollutant Emission Factors. AP-42.

Cuadro IV-5

NICARAGUA: CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y EMISIONES CONTAMINANTES
ASOCIADAS, 2002-2012

Año	Consumo final							Generación eléctrica		
	Consumo total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
Volumen (miles de barriles)										
2002	8 555	5 426	598	1 479	253	2 706	390	3 129	63	3 066
2003	8 832	5 888	660	1 677	245	2 711	595	2 944	240	2 704
2004	9 183	6 202	725	1 878	251	2 876	472	2 981	277	2 704
2005	9 380	6 625	796	2 017	254	3 040	517	2 755	51	2 704
2006	9 460	7 007	875	2 151	255	3 196	530	2 453	123	2 330
2007	9 314	7 419	960	2 303	256	3 365	534	1 895	86	1 809
2008	9 669	7 853	1 054	2 465	257	3 541	536	1 816	297	1 519
2009	9 760	8 314	1 157	2 640	257	3 724	536	1 446	171	1 275
2010	10 104	8 804	1 270	2 827	257	3 913	536	1 300	25	1 275
2011	10 660	9 306	1 394	3 017	257	4 102	536	1 354	79	1 275
2012	10 639	9 861	1 529	3 232	257	4 306	536	778	103	675
Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO ₂ (toneladas)										
2002	3 573 964	2 126 571	146 842	532 055	100 725	1 166 301	180 648	1 447 393	27 050	1 420 344
2003	3 662 871	2 306 936	162 139	603 126	97 547	1 168 547	275 577	1 355 935	103 441	1 252 494
2004	3 783 561	2 411 679	178 092	675 648	99 822	1 239 537	218 580	1 371 882	119 389	1 252 494
2005	3 846 573	2 572 098	195 582	725 684	101 049	1 310 393	239 390	1 274 475	21 981	1 252 494
2006	3 845 605	2 713 335	214 759	773 817	101 712	1 377 377	245 670	1 132 270	53 014	1 079 257
2007	3 739 070	2 864 074	235 784	828 343	102 070	1 450 312	247 565	874 996	37 066	837 929
2008	3 853 791	3 022 181	258 835	886 829	102 262	1 526 117	248 138	831 610	128 009	703 601
2009	3 853 667	3 189 385	284 109	949 614	102 367	1 604 985	248 311	664 282	73 702	590 580
2010	3 967 604	3 366 249	311 819	1 016 915	102 424	1 686 729	248 362	601 356	10 775	590 580
2011	4 170 957	3 546 327	342 199	1 085 395	102 454	1 767 901	248 378	624 630	34 049	590 580
2012	4 101 917	3 744 863	375 509	1 162 643	102 470	1 855 859	248 382	357 054	44 394	312 660
NO _x (toneladas)										
2002	22 290	18 326	233	4 607	423	12 597	467	3 964	292	3 672
2003	23 577	19 222	257	5 222	409	12 622	712	4 355	1 117	3 238
2004	25 032	20 504	282	5 850	419	13 388	565	4 527	1 290	3 238
2005	25 265	21 790	310	6 283	424	14 154	619	3 475	237	3 238
2006	26 342	22 979	341	6 700	427	14 877	635	3 363	573	2 790
2007	26 845	24 279	374	7 172	428	15 665	640	2 566	400	2 166
2008	28 844	25 643	410	7 678	429	16 484	641	3 202	1 383	1 819
2009	29 402	27 079	450	8 222	430	17 336	642	2 323	796	1 527
2010	30 232	28 589	494	8 804	430	18 218	642	1 643	116	1 527
2011	32 002	30 107	543	9 397	430	19 095	642	1 894	368	1 527
2012	33 067	31 779	595	10 066	430	20 045	642	1 288	479	808

/Continúa

Cuadro IV-5 (Conclusión)

Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO (toneladas)										
2002	77 927	77 378	47	61 420	141	15 747	23	549	365	184
2003	87 184	85 625	51	69 625	136	15 777	36	1 558	1 397	162
2004	96 730	94 957	56	77 997	140	16 735	28	1 774	1 612	162
2005	102 158	101 699	62	83 773	141	17 692	31	459	297	162
2006	109 023	108 168	68	89 330	142	18 596	32	855	716	139
2007	116 064	115 455	75	95 624	143	19 581	32	609	500	108
2008	125 057	123 237	82	102 376	143	20 605	32	1 819	1 728	91
2009	132 630	131 558	90	109 624	143	21 669	32	1 071	995	76
2010	140 662	140 440	99	117 393	143	22 773	32	222	145	76
2011	149 987	149 451	109	125 298	143	23 869	32	536	460	76
2012	160 207	159 567	119	134 216	143	25 057	32	640	599	40
SO ₂ (toneladas)										
2002	23 201	4 879	0	343	32	2 180	2 324	18 322	51	18 272
2003	22 455	6 149	0	389	31	2 185	3 545	16 306	193	16 113
2004	21 932	5 596	0	435	31	2 317	2 812	16 336	223	16 113
2005	22 182	6 029	0	467	32	2 450	3 080	16 154	41	16 113
2006	20 249	6 266	0	498	32	2 575	3 160	13 983	99	13 884
2007	17 311	6 462	0	534	32	2 711	3 185	10 849	69	10 779
2008	15 939	6 649	0	571	32	2 853	3 192	9 291	239	9 051
2009	14 574	6 839	0	612	32	3 001	3 194	7 735	138	7 597
2010	14 653	7 036	0	655	32	3 153	3 195	7 618	20	7 597
2011	14 893	7 232	0	699	32	3 305	3 195	7 661	64	7 597
2012	11 551	7 446	0	749	32	3 470	3 195	4 105	83	4 022
Partículas 10 pm (toneladas)										
2002	2 694	458	10	55	6	103	284	2 235	2	2 233
2003	2 594	616	12	62	6	103	433	1 978	9	1 969
2004	2 521	541	13	69	6	110	344	1 980	11	1 969
2005	2 558	587	14	74	6	116	376	1 971	2	1 969
2006	2 310	609	15	79	6	122	386	1 701	5	1 697
2007	1 946	625	17	85	6	128	389	1 321	3	1 317
2008	1 758	641	18	91	6	135	390	1 117	11	1 106
2009	1 591	656	20	97	6	142	390	935	7	928
2010	1 602	672	22	104	6	149	390	929	1	928
2011	1 620	689	24	111	6	157	390	931	3	928
2012	1 202	707	27	119	6	164	390	495	4	492

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Factores de emisión: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, excepto para Partículas 10 pm de Environmental Protection Agency (1997). Compilation of Air Pollutant Emission Factors. AP-42.

Cuadro IV-6

PANAMÁ: CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y EMISIONES CONTAMINANTES
ASOCIADAS, 2002-2012

Año	Consumo total	Consumo final						Generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
Volumen (miles de barriles)										
2002	12 024	10 433	1 172	3 369	1 378	4 236	278	1 591	1 098	493
2003	14 657	10 752	1 258	3 408	1 486	4 238	362	3 905	695	3 210
2004	13 617	11 056	1 308	3 482	1 515	4 396	355	2 561	105	2 456
2005	14 137	11 375	1 359	3 556	1 545	4 566	348	2 762	306	2 456
2006	14 413	11 657	1 412	3 606	1 576	4 721	342	2 756	300	2 456
2007	14 278	11 987	1 468	3 675	1 607	4 900	337	2 291	99	2 192
2008	14 821	12 331	1 525	3 748	1 639	5 087	331	2 490	298	2 192
2009	15 302	12 691	1 585	3 822	1 672	5 285	326	2 611	42	2 569
2010	15 870	13 065	1 647	3 899	1 705	5 491	322	2 805	269	2 536
2011	16 199	13 432	1 712	3 966	1 739	5 698	317	2 767	231	2 536
2012	16 216	13 838	1 779	4 049	1 774	5 923	313	2 378	349	2 029
Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO ₂ (toneladas)										
2002	4 704 477	4 002 875	287 790	1 211 963	548 613	1 825 739	128 770	701 602	473 244	228 358
2003	5 907 005	4 120 583	308 978	1 226 110	591 427	1 826 561	167 506	1 786 422	299 549	1 486 873
2004	5 419 106	4 236 230	321 097	1 252 748	603 201	1 894 853	164 331	1 182 876	45 256	1 137 620
2005	5 627 083	4 357 576	333 691	1 279 227	615 205	1 968 095	161 357	1 269 508	131 888	1 137 620
2006	5 731 493	4 464 572	346 779	1 297 100	627 449	2 034 675	158 570	1 266 922	129 302	1 137 620
2007	5 648 280	4 590 275	360 380	1 322 137	639 939	2 111 860	155 958	1 058 005	42 670	1 015 335
2008	5 865 381	4 721 606	374 514	1 348 156	652 686	2 192 737	153 513	1 143 775	128 440	1 015 335
2009	6 066 960	4 858 896	389 203	1 375 051	665 694	2 277 727	151 222	1 208 064	18 102	1 189 962
2010	6 292 435	5 001 819	404 468	1 402 719	678 971	2 366 586	149 074	1 290 616	115 940	1 174 676
2011	6 416 400	5 142 162	420 332	1 426 563	692 524	2 455 681	147 063	1 274 238	99 562	1 174 676
2012	6 387 789	5 297 534	436 818	1 456 420	706 357	2 552 761	145 178	1 090 254	150 421	939 833
NO _x (toneladas)										
2002	39 006	33 304	456	10 493	2 302	19 720	333	5 702	5 112	590
2003	40 828	33 749	490	10 616	2 482	19 729	433	7 079	3 235	3 844
2004	38 207	34 778	509	10 846	2 531	20 466	425	3 430	489	2 941
2005	40 226	35 861	529	11 076	2 581	21 258	417	4 365	1 425	2 941
2006	41 137	36 799	550	11 230	2 633	21 977	410	4 337	1 397	2 941
2007	41 003	37 917	571	11 447	2 685	22 810	403	3 086	461	2 625
2008	43 098	39 085	594	11 672	2 739	23 684	397	4 012	1 387	2 625
2009	43 580	40 308	617	11 905	2 793	24 602	391	3 272	196	3 076
2010	45 871	41 582	641	12 145	2 849	25 562	385	4 289	1 252	3 037
2011	46 940	42 828	666	12 351	2 906	26 524	380	4 112	1 075	3 037
2012	48 268	44 214	693	12 610	2 964	27 573	375	4 054	1 625	2 430

/Continúa

Cuadro IV-6 (Conclusión)

Emisiones										
Año	Por consumo	Por consumo final						Por generación eléctrica		
	total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO (toneladas)										
2002	171 853	165 434	91	139 909	767	24 650	17	6 419	6 389	30
2003	171 387	167 150	98	141 542	827	24 661	22	4 236	4 044	192
2004	171 925	171 167	102	144 617	844	25 583	21	758	611	147
2005	177 161	175 233	106	147 674	860	26 572	21	1 928	1 781	147
2006	180 109	178 216	110	149 737	878	27 471	20	1 893	1 746	147
2007	182 877	182 170	114	152 628	895	28 513	20	707	576	131
2008	188 153	186 288	119	155 631	913	29 605	20	1 865	1 734	131
2009	190 961	190 562	123	158 736	931	30 752	20	398	244	154
2010	196 696	194 979	128	161 930	950	31 952	19	1 717	1 565	152
2011	200 455	198 958	133	164 683	969	33 155	19	1 496	1 344	152
2012	205 893	203 740	139	168 129	988	34 466	19	2 152	2 031	121
SO ₂ (toneladas)										
2002	9 845	6 023	0	781	172	3 413	1 657	3 822	885	2 938
2003	26 233	6 545	0	790	186	3 415	2 155	19 688	560	19 128
2004	21 372	6 653	0	807	189	3 543	2 114	14 719	85	14 635
2005	21 654	6 772	0	824	193	3 679	2 076	14 881	247	14 635
2006	21 753	6 876	0	836	197	3 804	2 040	14 876	242	14 635
2007	20 148	7 007	0	852	201	3 948	2 006	13 141	80	13 062
2008	20 449	7 148	0	868	205	4 099	1 975	13 302	240	13 062
2009	22 640	7 298	0	886	209	4 258	1 945	15 342	34	15 308
2010	22 787	7 459	0	904	213	4 424	1 918	15 328	217	15 111
2011	22 917	7 619	0	919	217	4 591	1 892	15 298	186	15 111
2012	20 172	7 800	0	938	222	4 773	1 868	12 372	281	12 090
Partículas 10 pm (toneladas)										
2002	943	542	20	124	33	162	202	401	42	359
2003	2 972	608	22	126	35	162	263	2 364	27	2 338
2004	2 406	614	23	128	36	168	258	1 793	4	1 789
2005	2 420	620	24	131	37	174	254	1 800	12	1 789
2006	2 425	625	25	133	38	180	249	1 800	11	1 789
2007	2 232	632	26	136	38	187	245	1 600	4	1 596
2008	2 247	640	27	138	39	194	241	1 608	11	1 596
2009	2 520	648	28	141	40	202	238	1 872	2	1 871
2010	2 514	657	29	144	41	210	234	1 857	10	1 847
2011	2 522	666	30	146	41	217	231	1 856	9	1 847
2012	2 168	677	31	149	42	226	228	1 491	13	1 478

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Factores de emisión: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, excepto para Partículas 10 pm de Environmental Protection Agency (1997). Compilation of Air Pollutant Emission Factors. AP-42.

Cuadro IV-7

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y EMISIONES CONTAMINANTES
ASOCIADAS, 2002-2012

Año	Consumo total	Consumo final						Generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
Volumen (miles de barriles)										
2002	87 410	70 445	7 767	23 468	4 328	28 994	5 888	16 965	3 463	13 502
2003	90 409	73 579	8 237	25 044	4 734	29 272	6 293	16 830	2 705	14 125
2004	91 547	76 220	8 799	26 449	4 740	30 013	6 219	15 327	1 916	13 411
2005	95 153	79 266	9 416	27 827	4 850	30 752	6 420	15 887	2 337	13 550
2006	96 644	82 007	10 078	29 031	4 938	31 434	6 527	14 637	2 638	11 999
2007	99 513	85 014	10 788	30 391	5 031	32 170	6 635	14 499	1 912	12 587
2008	103 199	88 534	11 549	31 812	5 129	33 306	6 738	14 665	2 053	12 612
2009	109 327	92 544	12 368	33 298	5 235	34 658	6 985	16 783	3 600	13 183
2010	115 590	96 578	13 247	34 854	5 333	36 049	7 096	19 012	3 797	15 215
2011	120 886	100 648	14 191	36 375	5 423	37 448	7 211	20 238	2 258	17 980
2012	128 031	105 057	15 207	38 074	5 504	38 944	7 328	22 974	5 601	17 373
Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
CO ₂ (toneladas)										
2002	35 043 337	27 296 566	1 907 225	8 442 370	1 723 074	12 496 575	2 727 323	7 746 771	1 492 469	6 254 302
2003	36 156 051	28 447 477	2 022 695	9 009 228	1 884 550	12 616 242	2 914 761	7 708 574	1 165 870	6 542 704
2004	36 416 819	29 379 034	2 160 733	9 514 734	1 886 953	12 935 931	2 880 682	7 037 786	825 807	6 211 979
2005	37 765 417	30 481 793	2 312 204	10 010 582	1 930 809	13 254 415	2 973 783	7 283 624	1 007 260	6 276 364
2006	38 150 493	31 455 560	2 474 644	10 443 527	1 965 886	13 548 241	3 023 261	6 694 933	1 136 993	5 557 940
2007	39 177 787	32 523 402	2 648 934	10 932 857	2 003 102	13 865 321	3 073 188	6 654 385	824 083	5 830 302
2008	40 524 803	33 798 067	2 836 023	11 443 909	2 042 131	14 355 093	3 120 911	6 726 737	884 854	5 841 882
2009	42 931 198	35 273 208	3 036 938	11 978 714	2 084 197	14 937 990	3 235 369	7 657 990	1 551 620	6 106 370
2010	45 422 235	36 738 114	3 252 791	12 538 207	2 122 997	15 537 264	3 286 855	8 684 121	1 636 528	7 047 593
2011	47 511 260	38 209 708	3 484 785	13 085 669	2 158 996	16 140 292	3 339 965	9 301 552	973 211	8 328 341
2012	50 262 679	39 801 438	3 734 220	13 696 829	2 191 192	16 785 093	3 394 104	10 461 241	2 414 062	8 047 179

/Continúa

Cuadro IV-7 (Continuación)

Emisiones										
Año	Por consumo total	Por consumo final						Por generación eléctrica		
		Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
NO _x (toneladas)										
2002	257 663	225 375	3 024	73 094	7 230	134 977	7 050	32 288	16 120	16 168
2003	262 427	232 920	3 207	78 002	7 907	136 269	7 535	29 506	12 593	16 913
2004	265 869	240 891	3 426	82 379	7 917	139 722	7 447	24 978	8 920	16 059
2005	276 393	249 289	3 666	86 672	8 101	143 162	7 688	27 104	10 879	16 225
2006	283 392	256 744	3 924	90 420	8 248	146 336	7 815	26 649	12 281	14 368
2007	288 939	264 967	4 200	94 657	8 405	149 760	7 944	23 973	8 901	15 072
2008	299 924	275 265	4 497	99 081	8 568	155 051	8 068	24 659	9 557	15 102
2009	319 527	286 982	4 815	103 712	8 745	161 346	8 364	32 545	16 759	15 786
2010	334 832	298 937	5 158	108 556	8 908	167 819	8 497	35 895	17 676	18 219
2011	342 888	310 847	5 526	113 296	9 059	174 333	8 634	32 041	10 512	21 530
2012	370 651	323 773	5 921	118 587	9 194	181 297	8 774	46 877	26 074	20 803
CO (toneladas)										
2002	1 167 635	1 146 676	605	974 588	2 410	168 721	353	20 959	20 150	808
2003	1 230 603	1 214 017	641	1 040 026	2 636	170 336	377	16 586	15 741	846
2004	1 288 684	1 276 731	685	1 098 382	2 639	174 653	372	11 952	11 150	803
2005	1 352 804	1 338 393	733	1 155 623	2 700	178 952	384	14 411	13 599	811
2006	1 408 516	1 392 447	785	1 205 602	2 749	182 920	391	16 069	15 351	718
2007	1 465 209	1 453 330	840	1 262 090	2 802	187 201	397	11 880	11 126	754
2008	1 531 760	1 519 058	899	1 321 086	2 856	193 813	403	12 702	11 947	755
2009	1 610 542	1 588 803	963	1 382 824	2 915	201 683	418	21 738	20 949	789
2010	1 684 618	1 661 612	1 032	1 447 412	2 969	209 774	425	23 006	22 095	911
2011	1 747 299	1 733 083	1 105	1 510 611	3 020	217 916	432	14 216	13 140	1 076
2012	1 846 106	1 812 473	1 184	1 581 164	3 065	226 621	439	33 633	32 593	1 040

/Continúa

Cuadro IV-7 (Conclusión)

Emisiones										
Año	Por consumo	Por Consumo final						Por Generación eléctrica		
	total	Subtotal	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Subtotal	Diesel	Fuel oil
SO ₂ (toneladas)										
2002	147 675	64 427	0	5 439	540	23 363	35 085	83 248	2 790	80 458
2003	153 826	67 478	0	5 804	591	23 587	37 497	86 347	2 180	84 168
2004	149 421	67 964	0	6 129	592	24 185	37 058	81 457	1 544	79 913
2005	152 715	70 090	0	6 449	606	24 780	38 256	82 625	1 883	80 741
2006	145 191	71 566	0	6 728	617	25 329	38 892	73 625	2 126	71 499
2007	149 672	73 128	0	7 043	628	25 922	39 535	76 544	1 541	75 003
2008	151 805	74 999	0	7 372	641	26 838	40 149	76 806	1 654	75 152
2009	159 374	77 919	0	7 717	654	27 927	41 621	81 455	2 901	78 555
2010	173 796	80 074	0	8 077	666	29 048	42 283	93 722	3 060	90 663
2011	191 207	82 249	0	8 430	677	30 175	42 967	108 958	1 819	107 139
2012	192 589	84 554	0	8 823	687	31 381	43 663	108 035	4 513	103 522
Partículas 10 pm (toneladas)										
2002	16 464	6 499	136	866	103	1 106	4 288	9 965	132	9 833
2003	17 270	6 880	144	924	113	1 117	4 582	10 389	103	10 286
2004	16 756	6 917	154	976	113	1 145	4 529	9 839	73	9 766
2005	17 112	7 156	165	1 027	116	1 174	4 675	9 957	89	9 867
2006	16 156	7 318	176	1 071	118	1 200	4 753	8 839	101	8 738
2007	16 728	7 489	189	1 121	120	1 228	4 832	9 239	73	9 166
2008	16 938	7 675	202	1 174	122	1 271	4 907	9 263	78	9 184
2009	17 716	7 979	216	1 228	125	1 323	5 086	9 738	137	9 600
2010	19 412	8 188	232	1 286	127	1 376	5 167	11 225	145	11 080
2011	21 579	8 399	248	1 342	129	1 429	5 251	13 180	86	13 093
2012	21 489	8 624	266	1 405	131	1 486	5 336	12 865	214	12 651

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

Factores de emisión: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, excepto para Partículas 10 pm de Environmental Protection Agency (1997). Compilation of Air Pollutant Emission Factors. AP-42.