

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
SOCIAL



Distr.
LIMITADA
E/CEPAL/MEX/1984/L.23
22 de junio de 1984

CEPAL

Comisión Económica para América Latina



ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS
EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

(Versión preliminar)

1710
1711
1712
1713
1714

1715
1716
1717
1718
1719

INDICE

	<u>Página</u>
I. Síntesis y conclusiones	1
1. Consideraciones generales	1
2. Características actuales del subsector petrolero	4
3. Perspectivas de la demanda de hidrocarburos a corto plazo	7
4. Opciones de abastecimiento y refinación de hidrocarburos	8
a) Alternativa nacional	8
b) Alternativa de operación regional coordinada	11
5. Conclusiones	15
II. Diagnóstico	17
1. Evolución económica reciente	18
2. Breve análisis de la situación energética en la región	24
a) La demanda de energía	25
b) Oferta y equipamiento energéticos	36
c) Aspectos institucionales	46
3. El problema de los hidrocarburos	50
a) Demanda de hidrocarburos	51
b) Oferta de hidrocarburos	55
c) El Acuerdo de San José	62
III. Proyección de la demanda de hidrocarburos	65
1. Introducción	65
2. Proyección de la energía comercial total	66
3. Proyección del consumo final por sectores	67
4. Proyección del consumo neto por productos	70
5. Demanda de hidrocarburos en generación eléctrica	71
6. Proyección resultante de la demanda de hidrocarburos	74

/IV. Alternativas

	<u>Página</u>
IV. Alternativas de abastecimiento de hidrocarburos	82
1. Aspectos generales	82
2. Costos unitarios de transporte de crudo y derivados	83
3. Abastecimiento y operación individual a nivel nacional. Opciones de suministro para 1985 y 1990	90
a) Hipótesis de cálculo	90
b) Resultados obtenidos	97
4. Alternativa de operación regional coordinada de refinerías para el año 1990	112
a) Hipótesis básicas	112
b) Resultados obtenidos	115
5. Resultados comparativos de las alternativas regional y nacional para 1990	121
 <u>Anexos:</u>	
I El mercado petrolero mundial	1
II Alternativa de abastecimiento nacional. Cálculo de los costos de la factura petrolera total, por países, con diferentes crudos y criterios de operación de refinerías	65
III Datos básicos y proyecciones de la demanda de energía	115
IV Algunas consideraciones sobre el método de cálculo de la producción y equipamiento de las refinerías	169

INDICE DE CUADROS

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
<u>Capítulo I</u>		
I-1	Comparación entre alternativas nacional y regional, 1990	14
<u>Capítulo II</u>		
II-1	Istmo Centroamericano: Tasas de crecimiento reales del producto interno bruto	22
II-2	Istmo Centroamericano: Evolución del consumo final de energía comercial y no comercial	27
II-3	Istmo Centroamericano: Consumo final de energía comercial y no comercial por países, 1982	29
II-4	Istmo Centroamericano: Consumo final de energía comercial por sectores	31
II-5	Istmo Centroamericano: Consumo final de energía comercial por productos	33
II-6	Istmo Centroamericano: Consumo final de hidrocarburos por sectores económicos	35
II-7	Istmo Centroamericano: Consumo de leña según sectores	37
II-8	Istmo Centroamericano: Evolución y estructura de la oferta interna bruta de energía por fuentes	39
II-9	Istmo Centroamericano: Capacidad de refinación y su aprovechamiento por países, 1982	40
II-10	Istmo Centroamericano: Relación potencial/demanda de leña, 1982	42
II-11	Istmo Centroamericano: Potencia instalada y generación por tipo de central, 1982	44
II-12	Istmo Centroamericano: Potencial hidroeléctrico	45
II-13	Istmo Centroamericano: Consumo total de derivados del petróleo por país	52
II-14	Istmo Centroamericano: Consumo de derivados de petróleo por tipo y por país, 1982	54
II-15	Istmo Centroamericano: Rendimientos por destilación atmosférica de algunos crudos utilizados en la región	56
II-16	Istmo Centroamericano: Importación de petróleo y derivados por país	58
	/II-17 Istmo	

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
II-17	Istmo Centroamericano: Importación de petróleo crudo, reconstituido y derivados, 1982	60
II-18	Istmo Centroamericano: Capacidad de refinación, 1982	61
II-19	Istmo Centroamericano: Producción de refinerías por producto y país, 1982	63

Capítulo III

III-1	Istmo Centroamericano: Tasas estimadas de crecimiento del producto interno bruto	68
III-2	Istmo Centroamericano: Centrales hidráulicas y geotérmicas adicionales que estarán operando en 1985 y 1990	73
III-3	Costa Rica: Demanda proyectada de hidrocarburos	75
III-4	El Salvador: Demanda proyectada de hidrocarburos	76
III-5	Guatemala: Demanda proyectada de hidrocarburos	77
III-6	Honduras: Demanda proyectada de hidrocarburos	78
III-7	Nicaragua: Demanda proyectada de hidrocarburos	79
III-8	Panamá: Demanda proyectada de hidrocarburos	80

Capítulo IV

IV-1	Escala mundial de fletes para buques tanques (Worldscale) al 1 de enero de 1983	84
IV-2	Costo de transporte de crudos pesados al 1 de enero de 1983	86
IV-3	Costo de transporte de crudos medios al 1 de enero de 1983	87
IV-4	Costo de transporte de crudos livianos al 1 de enero de 1983	88
IV-5	Costos de transporte de derivados de petróleo	89
IV-6	Istmo Centroamericano: Precios <u>cif</u> de crudos y mezclas a octubre de 1983	91
IV-7	Istmo Centroamericano: Precios <u>cif</u> de derivados del petróleo	92
IV-8	Istmo Centroamericano: Capacidad actual de refinación por países en relación a la demanda	94

<u>Cuadro</u>		<u>Página</u>
IV-9	Precios del combustóleo producido a partir de distintos crudos, en función de su contenido de azufre	96
IV-10	Costa Rica: Costo ex refinería del abastecimiento con diferentes crudos, 1985	99
IV-11	El Salvador: Costo ex refinería del abastecimiento con diferentes crudos, 1985	100
IV-12	Guatemala: Costo ex refinería del abastecimiento con diferentes crudos, 1985	101
IV-13	Honduras: Costo ex refinería del abastecimiento con diferentes crudos, 1985	102
IV-14	Nicaragua: Costo ex refinería del abastecimiento con diferentes crudos, 1985	103
IV-15	Panamá: Costo ex refinería del abastecimiento con diferentes crudos, 1985	104
IV-16	Istmo Centroamericano: Alternativas de operación nacional. Costo ex refinerías del abastecimiento con diferentes crudos, 1985	110
IV-17	Istmo Centroamericano: Alternativa nacional. Tonelaje a transportar en el caso del abastecimiento con la mezcla MV-II, 1985	111
IV-18	Istmo Centroamericano: Alternativa nacional. Costo ex refinerías del abastecimiento con la mezcla MV-II, 1990	113
IV-19	Istmo Centroamericano: Alternativa nacional. Tonelaje a transportar en el caso del abastecimiento con la mezcla MV-II, 1990	114
IV-20	Istmo Centroamericano: Alternativa regional. Cantidad y composición del crudo procesado, 1990	119
IV-21	Panamá: Cálculo de inversiones en la refinería	120
IV-22	Panamá: Cálculo del costo de refinación de la refinería ampliada	122
IV-23	Istmo Centroamericano: Costo total ex refinerías de la alternativa regional, 1990	123
IV-24	Istmo Centroamericano: Alternativa regional. Tonelaje a transportar, 1990	125
IV-25	Resultados comparativos de las alternativas de refinación nacional y regional para 1990	127

I. SINTESIS Y CONCLUSIONES

1. Consideraciones generales

El balance energético de la región presenta una particular característica de dualidad ya que, en términos generales, se aprecia una notable dependencia de dos formas de energía: el petróleo y la leña. Ambos energéticos cubren cerca del 90% del consumo final (34% los derivados del petróleo y 53% la leña), constituyendo los dos aspectos más sobresalientes de la problemática energética regional.

La leña es consumida esencialmente para cocción de alimentos por el estrato de población de menores ingresos. Las estimaciones de población consumidora de leña y de población que vive en condiciones de pobreza --es decir, que no llegan a satisfacer sus necesidades básicas-- efectuadas en forma totalmente independiente, prácticamente son coincidentes en valores cercanos al 60% de la población total del Istmo Centroamericano, variando la situación según los países. Este indicador, junto con los resultados de las encuestas efectuadas en cinco países del área, permiten inferir, por una parte, que la leña es consumida casi totalmente para uso doméstico --90% a 95%-- y, dentro de este porcentaje, fundamentalmente por el estrato de bajos ingresos (principalmente en áreas rurales y semiurbanas); por otra parte, en el sentido inverso, la leña es la energía fundamental para dicho estrato, constituyendo la única fuente de energía para la gran mayoría de esa franja de población.

El petróleo, por el contrario, es utilizado (a nivel de consumo final) casi en su totalidad por los sectores productivos y de servicios --principalmente por el transporte y la industria, básicamente el primero, que consume un 57% de los hidrocarburos, mientras que el segundo lo hace con un 32%, totalizando entre ambos cerca del 90% del consumo final de productos petroleros-- y por el estrato de población de mayores ingresos; sólo una parte muy reducida es consumida por la población que se encuentra bajo el límite de la pobreza, que consiste fundamentalmente en una parte del consumo final para uso doméstico de gas licuado y

/queroseno.

queroseno. Asimismo, el consumo indirecto del sector de menores ingresos es también reducido debido a su baja participación en el consumo global de bienes y servicios concentrada en general en productos no energo-intensivos.

De esta manera, más del 70% del consumo final de energías comerciales (es decir, excluyendo la leña) está cubierto por derivados del petróleo; el resto lo constituyen la energía eléctrica --generada también parcialmente a partir de una cantidad adicional de hidrocarburos, aunque este uso intermedio de los mismos tiende a desaparecer rápidamente debido al desarrollo de los recursos hidroeléctricos-- y los residuos vegetales (bagazo de caña y cascarilla de café).

En función de esta estructura de la demanda, puede afirmarse que el petróleo constituye el problema número uno de la región a nivel de abastecimiento de energías comerciales. En efecto, aunque la electricidad reviste particular importancia --a pesar de su escasa participación del 7% en el consumo energético final y de un 14% en el consumo de energías comerciales-- debido a la especificidad de sus usos y a su carácter netamente capital-intensivo que demanda cuantiosas inversiones, el petróleo presenta un impacto de gran magnitud en el conjunto de la economía --inclusive en el propio subsector eléctrico vía costos de la generación termoeléctrica y mayores requerimientos de inversión para proyectos hidroeléctricos que sustituyan hidrocarburos-- constituyéndose en el energético principal. Sus precios, sus requerimientos de divisas y los demás parámetros físicos, económicos y financieros, vinculados a él, constituyen los puntos de referencia en función de los cuales se justifica o no el desarrollo de otras fuentes energéticas y las inversiones en el cambio tecnológico del aparato productivo que permita utilizarlas.

Este predominio de los hidrocarburos como principal fuente de energía comercial continuará aún durante un lapso apreciable, al menos las dos o tres próximas décadas, ya que las posibilidades de cambio estructural en el balance energético son limitadas debido a las características de la estructura productiva y de servicios consumidora de hidrocarburos, a la disponibilidad de recursos energéticos de la región,

/a la propia

a la propia inercia del sector energía y a la capacidad de las economías nacionales para hacer frente a los esfuerzos de gran magnitud que se requieren, máxime teniendo en cuenta la actual crisis por la que atraviesan los países del área. Aun cuando se aprovechen todas las alternativas posibles y se obtengan efectos importantes, el petróleo continuará siendo el elemento dominante en el balance energético, ya que su desplazamiento definitivo como principal fuente de energía está sujeto a condicionantes de muy largo plazo, tales como el desarrollo de nuevas tecnologías para utilización masiva de otras formas de energía, las características y la evolución de los modelos de desarrollo socio-económico que sigan los países de la región, el futuro de las relaciones económicas internacionales, etc., variables todas que hoy presentan elevados grados de incertidumbre.

Por otra parte, conviene insistir en la dificultad de lograr los cambios posibles en el balance energético para las próximas décadas. Aun cuando no se pueda desplazar totalmente al petróleo como principal fuente de energía comercial, el solo hecho de reducir su participación en el consumo de energía comercial del 70% actual a un 50%, por ejemplo, implica un esfuerzo de enorme magnitud para los países de la región dadas sus características socioeconómicas; el cumplimiento de metas de este tipo en un período de 20 o 30 años significaría un éxito realmente importante.

Estas perspectivas refuerzan la necesidad de optimizar la gestión del subsector petrolero, manejando adecuadamente el abastecimiento de crudo, la expansión y operación de las refinerías y los sistemas de transporte, distribución y comercialización. Esta gestión óptima puede significar una disminución apreciable en los costos del abastecimiento petrolero.

Precisamente, el objetivo primordial de este trabajo es brindar información y elementos de juicio que contribuyan a una mejor gestión de suministro petrolero en los países del Istmo Centroamericano, identificando las áreas prioritarias para realizar posteriores estudios específicos detallados.

2. Características actuales del subsector petrolero

La demanda total de derivados de petróleo --cuyo volumen en 1982 fue de 90 600 barriles diarios-- se caracteriza por su alto grado de dieselización y menor requerimiento relativo de productos pesados. En efecto, la estructura de la demanda regional hacia 1982 era de un 28.4% de livianos (gas licuado y gasolinas), 41.4% de destilados medios (diesel y queroseno), y el 30.2% restante de pesados (combustóleo y asfaltos). Esta estructura se agudiza para algunos países como Costa Rica y Honduras, que presentan los máximos porcentajes de participación de los destilados en la demanda (51% y 61%, respectivamente).

Frente a estos requerimientos de la demanda interna, la capacidad y estructura de refinación resulta, en general, inadecuada. Las refinerías existentes en la región son de tipo "hydroskimming" sin capacidad de conversión secundaria, estando la estructura de su producción sujeta en gran medida a las características de los crudos procesados. Con este tipo de refinerías es muy difícil adaptar la producción a la demanda, existiendo una brecha estructural importante entre ambas: la producción correspondiente a 1982 estuvo compuesta por un 20% de livianos, 35% de intermedios y 45% de pesados.

Además de la distorsión de la estructura de producción con relación a la correspondiente a la demanda interna, se observa un desequilibrio entre la capacidad de refinación (destilación atmosférica) y el volumen de la demanda, apreciándose insuficiencias en algunos países de Centroamérica --la que probablemente sería generalizada en el caso de una reactivación económica que elevaría la demanda-- y un enorme excedente de capacidad en el caso de Panamá. En efecto, los cinco países centroamericanos cuentan con refinerías pequeñas, cuyas capacidades de destilación primaria oscilan entre 14 000 y 16 000 barriles por día calendario, mientras que la refinería de Panamá es de 80 000 barriles diarios --muy superior a su demanda interna de unos 20 000 barriles diarios-- encontrándose utilizada actualmente en sólo un 40%, aun

/cuando

cuando cubre la demanda interna más parte del consumo a bordo de barcos y del Area del canal, y también algunas exportaciones adicionales.

Dado que la región no es productora de petróleo --sólo Guatemala posee reservas comprobadas de poca magnitud y una producción muy reducida-- todo el consumo debe abastecerse con importación de crudo y de productos refinados en proporciones variables, según el nivel de operación de las refinerías. Las importaciones de crudo y derivados ascendieron en 1982 a un total de 40.5 millones de barriles --equivalente a unos 111 000 barriles diarios-- de los cuales 30.5 millones correspondieron a petróleos crudos y reconstituidos y 10 millones de barriles a productos refinados.

Estas importaciones significaron, siempre para 1982, una erogación de divisas de 1 290 millones de dólares --912 para petróleo y 378 para derivados-- que representaron un 20% de las importaciones totales de la región.

La casi totalidad del crudo importado por la región proviene de México y Venezuela en el marco del Acuerdo de San José; solamente Panamá continúa recibiendo petróleo de otras áreas --el Acuerdo prevé, según su cláusula segunda, la cobertura del consumo interno neto de origen importado en partes iguales, por México y Venezuela, lo que significa para Panamá unos 24 000 barriles diarios frente a los 32 000 barriles diarios importados en 1982-- principalmente de Medio Oriente.

Por su parte, los productos refinados importados por la región provienen mayormente de las grandes refinerías de exportación del Caribe, localizadas en Aruba y Curaçao.

En general, se aprecia en los países del Istmo una insuficiente capacidad de gestión petrolera por parte de los gobiernos. En este sentido debe tenerse en cuenta la propia estructura institucional del subsector, ya que --con la sola excepción de Costa Rica, donde todas las actividades petroleras están a cargo del Estado a través de su empresa estatal, la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE)-- en los demás países del Istmo la refinación, transporte, distribución y

/comercialización

comercialización de los derivados del petróleo se encuentra en manos de empresas petroleras privadas transnacionales, existiendo organismos estatales de control con un desarrollo aún incipiente, varios de ellos de reciente creación.

El manejo del Acuerdo de San José, que se concreta en convenios anuales de suministro bilaterales a nivel de gobiernos entre cada uno de los beneficiarios y los países proveedores, ha contribuido a que los gobiernos del Istmo fueran tomando mayor injerencia en el manejo de las compras de petróleo crudo al exterior. Asimismo, se observa un reforzamiento del poder de decisión de los gobiernos en la fijación de los precios internos de los hidrocarburos.

Sin embargo, aún resta mucho por hacer, siendo todavía insuficiente la capacidad de gestión de los países para optimizar el abastecimiento y la operación de su sistema petrolero. No hay todavía un conocimiento suficientemente profundo, continuo y actualizado del mercado petrolero mundial y las posibilidades alternas de suministro que el mismo brinda en cuanto a tipos de crudos, precios, etc., así como tampoco hay en general un manejo de la contratación de los fletes para el transporte del petróleo y los derivados importados que permita reducir los costos. Inclusive se notan deficiencias en casi todos los países en el conocimiento preciso de sus costos de operación internos a nivel de refinación, transporte y comercialización, con las consiguientes dificultades que esto introduce en la gestión de los organismos específicos de los gobiernos.

El reforzamiento de la capacidad de estos organismos posibilitaría una optimización para los países del subsector petrolero con una reducción de costos que podría ser significativa, más aún si se lograra una acción coordinada a nivel regional, la que también reforzaría su capacidad de negociación de acuerdos de suministro, inclusive el propio Acuerdo de San José.

3. Perspectivas de la demanda de hidrocarburos a corto plazo

Debido a los alcances de este trabajo, que es sólo una primera aproximación al problema del abastecimiento petrolero de la región, no se ha extendido el análisis al largo plazo en virtud del elevado grado de incertidumbre que se introduciría en relación con la demanda de energía y de la complejidad adicional que implicaría la posibilidad de expansión de las cinco refinerías pequeñas de los países centroamericanos.

Es así como el análisis se concentra en el año 1985 en cuanto a las posibilidades de suministro a nivel nacional en la alternativa que cada país se abastezca y opere su refinería en forma independiente, y en el año 1990 en cuanto al estudio comparativo de una opción de operación coordinada de las seis refinerías del Istmo.

La demanda de energía por sectores y por fuentes fue proyectada sobre la base de su dinámica estructural y a una perspectiva conservadora de crecimiento de la misma acorde con la presente coyuntura económica. La proyección se efectuó mediante una metodología sencilla de aplicación rápida para estimar los niveles absolutos y la composición estructural de la matriz de consumo por sectores y formas de energía, de la cual se desprende la demanda final de productos petroleros a corto plazo, a la que se adicionó la correspondiente a la generación termoeléctrica determinada por un método sencillo de simulación de operación de los sistemas eléctricos. Esto permitió tener algunas cifras aproximadas de la demanda de hidrocarburos para el próximo quinquenio, pero sobre todo conocer cuál podría ser su estructura por productos --ésta resulta determinante en la selección de los tipos de crudo a procesar y en los requerimientos de capacidad de destilación primaria y conversión secundaria en las refinerías--, la que está cambiando principalmente a causa de la incorporación de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos.

De esta manera se estimó una demanda que, para toda la región, totalizaría para 1985 un volumen de 33.6 millones de barriles, desglosados en 5.7% de gas licuado, 23.1% de gasolinas, 45.4% de destilados medios y 25.8% de pesados, cifras que incluyen el consumo a bordo de barcos y

en el Area del Canal de Panamá. Para 1990 la demanda total se eleva a 38.9 millones de barriles, integrados por un 6.0% de gas licuado, 22.9% de gasolinas, 46.7% de destilados medios y 24.4% de pesados.

4. Opciones de abastecimiento y refinación de hidrocarburos

Este tema se enfocó siguiendo dos líneas de análisis: la primera --que da lugar a la alternativa denominada de operación nacional independiente-- orientada al estudio de las opciones de abastecimiento de crudo que tiene cada uno de los países considerado individualmente, importando crudo y operando su refinería separadamente de los otros; y la segunda, concentrada en el análisis de una posible operación coordinada de las refinerías de la región, ampliando una de ellas --la de Panamá-- mediante la instalación de unidades de conversión que permitan procesar mezclas con mayor proporción de crudos pesados.

a) Alternativa nacional

Para el caso del suministro y refinación independientes, se consideraron inicialmente en cada uno de los países unos quince crudos procedentes de distintas áreas petroleras exportadoras del mundo, seleccionándose finalmente ocho de ellos para efectos comparativos. Se descartó la utilización de crudos pesados puros por considerarse que ello no sería factible debido a limitaciones técnicas para el procesamiento de este tipo de petróleos en las refinerías existentes en la región. La proporción máxima de crudos pesados en las mezclas se supuso en un 25%.

Los ocho crudos y mezclas utilizados para la comparación de resultados provienen de México, Venezuela, Arabia Saudita, Nigeria y Libia. Ellos son los crudos Istmo (México), Tía Juana Ligero (Venezuela), dos mezclas de crudos mexicanos y venezolanos --una compuesta por 25% Maya, 25% Istmo y 50% Tía Juana Ligero; la otra por 12.5% Maya, 37.5% Istmo, 12.5% Bachaquero y 37.5% Tía Juana Ligero--, Arabe Ligero (Arabia Saudita), Bonny Ligero y Brass River (Nigeria), y una mezcla de Libia compuesta por 50% de crudo Sirtica y 50% de Bu Attifel.

/Los costos

Los costos unitarios de transporte de crudos procedentes de México y Venezuela se estimaron sobre la base de tanqueros medianos de unas 30 000 toneladas, acorde con el tamaño de los embarques requeridos y la capacidad de los puertos de la región. Para los crudos procedentes de Africa y Medio Oriente se consideró el uso de tanqueros tipo VLCC (Very Large Carrier) transbordando en Aruba a tanqueros de tipo mediano, incluyendo el costo de este transbordo. La única excepción la constituye Panamá, donde se estimó posible la utilización de tanqueros tipo LRI (Large 1), cualquiera que sea el origen de los crudos.

Para los costos de refinación se utilizó un valor uniforme para todos los países centroamericanos de 3.5 dólares por barril a plena capacidad, con 40% de costos fijos. En el caso de Panamá se utilizó una cifra de 2.5 dólares por barril a plena capacidad, de los cuales 0.8 dólares serían costos fijos.

Los resultados de los cálculos efectuados arrojan cifras muy similares para todos los crudos considerados, con diferencias dentro de un rango de un 2% a 6% en el saldo comercial neto de importación y exportación de hidrocarburos y aún menores para los costos totales ex refinerías (incluyendo costos de refinación). Es decir, que a pesar de los mayores costos de transporte de los crudos procedentes de áreas exportadoras más alejadas, éstos se colocan en condiciones competitivas en función de su menor precio foh y/o sus rendimientos volumétricos más cercanos a la estructura de la demanda de los países. Por ejemplo, los crudos nigerianos Bonny Light y Brass River o la mezcla de Libia representan, en general, buenas alternativas --al menos algunos de ellos-- para casi todos los países de la región, ya que sus rendimientos en destilación atmosférica se adaptan mejor a la demanda, sobre todo en algunos países, disminuyendo los desbalances (excedentes de pesados y faltantes de livianos e intermedios) y arrojando valores del saldo comercial neto muy similares a las mezclas mexicano-venezolanas, observándose en algunos casos diferencias tan pequeñas como 1.5% a 2%.

De todas maneras, los crudos mexicanos y venezolanos continúan siendo una opción razonable desde el punto de vista comercial, utilizando incluso crudos pesados en las mezclas hasta la proporción admisible técnicamente en las refinerías del área, y presentan ventajas importantes si se tienen en cuenta los beneficios financieros del Acuerdo de San José, si el mismo es extendido a mayor plazo. Este Acuerdo genera una masa financiera equivalente al 20% del valor de las compras de crudo efectuadas en el marco del convenio, la que ascendería en 1985 a unos 240 millones de dólares para la región sobre la base del volumen de crudo a procesar con la mezcla que hemos denominado MV-II (12.5% Maya, 37.5% Istmo, 12.5% Bachaquero y 37.5% Tía Juana Ligero) y el precio fob de 29 dólares por barril resultante para la misma. Estos fondos generados por el convenio pueden ser reembolsados según dos opciones a corto y largo plazo, con tasas de interés inferiores a las del mercado; esta es la ventaja esencial del Acuerdo, la que sería equivalente --considerando una tasa de referencia del 11% anual-- a un valor actualizado de 0.46 dólares por barril en el caso de la opción a cinco años y 8%, y a 1.76 dólares por barril para la opción de 20 años y 6%. En el primer caso, la diferencia resulta menos significativa --en relación con los costos totales del abastecimiento con diferentes crudos-- que en el segundo, donde se torna decisiva en favor de los crudos del área; esto está indicando que para continuar con las actuales fuentes de abastecimiento aprovechando realmente las ventajas del convenio de San José --vale la pena insistir que son beneficios financieros y no de carácter comercial en cuanto a precios o tipos de crudo-- los países del Istmo deberían usar al máximo posible la modalidad de financiamiento a largo plazo para proyectos de desarrollo.

Otro aspecto importante del suministro de petróleo a los países de la región es el transporte. Si bien la incidencia de los costos de transporte es reducida en relación con los costos totales del abastecimiento petrolero, su magnitud en términos absolutos, así como el tonelaje a transportar, hacen que el mercado de fletes que esto representa sea de un volumen importante, específicamente como problema de

/transporte

transporte marítimo. Considerando el abastecimiento de crudos mexicanos y venezolanos, y de derivados del Caribe, el costo total de transporte de las importaciones para la región ascendería hacia 1985 a unos 45 millones de dólares --35 corresponderían a petróleo crudo y 10 a productos refinados--, cifra que a nivel de países puede llegar hasta unos 10 a 15 millones de dólares para los que tienen puertos de recepción sobre el Pacífico (El Salvador, Guatemala y Nicaragua). Asimismo, el tonelaje total a mover entre importaciones y exportaciones superaría a los 8 millones de toneladas para 1985 (creciendo a 9 millones en 1990), de los cuales casi 6.5 millones corresponderían al tráfico de importación de crudo y productos. La magnitud del mercado de fletes estaría justificando que el problema sea estudiado con la profundidad que requiere a fin de encontrar opciones de manejo del transporte que resulten económicamente ventajosas.

Asimismo, debe resaltarse el peso relativo de los costos de refinación, el que --si bien varía lógicamente en función del tipo de crudo, utilización de la refinería y proporción de importación directa de productos refinados-- oscila alrededor de un 10% del costo total neto (descontando los ingresos por exportaciones) ex refinería, según los valores estimados utilizados en los cálculos. De allí la importancia de que los países conozcan con suficiente precisión y detalle los costos de refinación, así como los costos de operación de toda su infraestructura petrolera, y puedan operar su sistema en forma optimizada.

b) Alternativa de operación regional coordinada

El análisis de esta alternativa se efectuó para la demanda correspondiente al año 1990, comparándose sus resultados con la alternativa de operación independiente de las refinerías nacionales, procesando la mezcla de crudos MV-II y utilizando la capacidad instalada al máximo requerido para cubrir las demandas nacionales de destilados con los consiguientes excedentes de combustible.

/La alternativa

La alternativa regional está definida por una operación coordinada de las refinerías nacionales, sin implicar el cierre de ninguna de ellas. Las cinco refinerías pequeñas de los países centroamericanos serían operadas a bajos niveles de utilización de capacidad, procesando la misma mezcla MV-II que en la alternativa nacional, pero solamente a un nivel suficiente para equilibrar la demanda de pesados (sin excedentes) con los consiguientes faltantes de livianos y destilados. Por su parte, la de Panamá operaría como refinería de balance --cubriendo su propia demanda más los faltantes de livianos y destilados de los demás países-- y procesaría una mezcla denominada MV-III de crudos mexicanos y venezolanos, con mayor proporción de petróleos pesados (30% Maya, 20% Istmo, 30% Bachaquero y 20% Tía Juana Ligero), para lo cual requeriría ampliaciones, sobre todo en capacidad de conversión secundaria. Esta capacidad de conversión consistiría en una unidad de hydrocracking y una unidad de coqueo; también se consideró la posibilidad de ampliar con craqueo catalítico y coqueo, aunque sus resultados no se presentan en este informe ya que no aportan sustantivos elementos de juicio adicionales.

De acuerdo con los cálculos efectuados siguiendo las hipótesis indicadas, se requeriría instalar en Panamá una unidad de hidrocraqueo con una capacidad de unos 24 000 barriles por día operativo y una unidad de coqueo retardado de cerca de 19 000 barriles diarios de capacidad. Además, debería ampliarse la capacidad de las unidades existentes de fraccionamiento de naftas, reformación y destilación al vacío hasta niveles de 20 000, 14 000 y 48 000 barriles diarios, respectivamente. Igualmente sería necesario incrementar en 1.3 millones de barriles la capacidad de almacenamiento de crudo en la refinería de Panamá y en 0.6 millones cada una las de diesel y gasolinas.

Estas ampliaciones en la refinería panameña implican inversiones estimadas en 232 millones de dólares. Asimismo, habría que efectuar algunas inversiones adicionales en polductos y/o almacenamiento en Nicaragua y Guatemala, estimadas en 13.9 y 2.2 millones de dólares, respectivamente.

Por lo tanto, el monto total de las inversiones en la región ascendería a unos 248 millones de dólares, lo que representa una anualidad equivalente a 31 millones, considerando un período de 20 años y una tasa del 11%.

La factura petrolera total neta resulta inferior en unos 104 millones de dólares (9%) en la alternativa regional con respecto a la nacional, cifra que permite cubrir las inversiones necesarias --costos anuales-- y el mayor costo de operación de la refinería de Panamá debido a las ampliaciones, quedando aún un remanente que hace que el costo neto total de la alternativa regional sea todavía unos 50 millones de dólares inferior al de la alternativa nacional. (Véase el cuadro I-1.)

Es destacable el hecho de que, dentro de los componentes del saldo comercial neto o factura petrolera neta que inciden en su reducción en la alternativa regional, está el costo de transporte, que baja en un 28% con respecto a la alternativa nacional.

De acuerdo con los resultados comparativos indicados para el año 1990, se tendría un beneficio incremental de unos 435 millones de dólares por ahorro en las importaciones cif --410 de los cuales se deben a disminución de las importaciones fob de crudo y productos, y los 25 restantes a su menor costo de transporte-- y un costo incremental de 385 millones --31 millones debido a las inversiones en ampliaciones, 23 millones al mayor costo de refinación, 11 millones al costo de transporte intrarregional de derivados y 320 millones a menores exportaciones-- resultando una relación entre los beneficios y los costos incrementales de 1.13, lo que sería un indicador de la viabilidad económica preliminar de la alternativa regional.

Sin embargo, a pesar de las posibles ventajas económicas que se vislumbran en estos análisis preliminares, una alternativa de operación regional como la planteada todavía dista apreciablemente de poder concretarse debido a toda una serie de dificultades de tipo institucional, como también de carácter económico, como lo sería llegar a un acuerdo sobre los precios de transferencia de los productos desde Panamá a los demás países, de manera de lograr una distribución equitativa del beneficio regional entre los países (tema no abordado en el presente trabajo).

Cuadro I-1

COMPARACION ENTRE ALTERNATIVAS NACIONAL Y REGIONAL, 1990

(Millones de dólares)

	Alternativas	
	Nacional	Regional
Costo total ^{a/}	1 339.8	1 289.9
Saldo en divisas ^{b/}	1 198.2	1 094.2
Importaciones extrarregionales <u>cif</u>	1 566.9	1 132.4
Exportaciones extrarregionales <u>fob</u>	368.7	49.2
Costo de transporte intrarregional	-	11.0
Costo de refinación	141.6	164.6
Inversiones adicionales ^{c/}	-	31.1
Mercado de fletes ^{d/}	9 092.4	8 335.0
Costo de transporte total	49.2	35.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Ex refinerías.

b/ Negativo. Incluye el costo del transporte intrarregional.

c/ Con respecto a la alternativa nacional. Anualidad equivalente.

d/ Miles de toneladas de importación y exportación.

5. Conclusiones

Las conclusiones principales del trabajo pueden sintetizarse como sigue:

- Los países del Istmo Centroamericano tienen diversas alternativas de abastecimiento de crudo dentro del mercado mundial, las que resultan competitivas entre sí por escaso margen económico.

- Los beneficios financieros del Acuerdo de San José inciden positivamente a favor de los crudos mexicanos y venezolanos, aunque esto se da fundamentalmente en la opción de financiamiento a largo plazo (20 años y 6% de interés).

- Sería conveniente, por lo tanto, que el Acuerdo se negociara conjuntamente como un convenio de suministro a más largo plazo y los países del Istmo pudieran utilizar al máximo posible el financiamiento a 20 años para proyectos de desarrollo.

- La utilización de una proporción moderada de crudos pesados --por ejemplo los de México y Venezuela hasta un 25% en la mezcla a procesar-- no introduciría dificultades técnicas sustantivas ni desventajas económicas (antes bien, habría un muy leve beneficio económico utilizando las mezclas con crudos pesados).

- El mercado de fletes marítimos resultante del comercio exterior de crudo y derivados es de un volumen significativo --del orden de 6.5 millones de toneladas y 45 millones de dólares para las importaciones totales de la región-- que justifica un estudio más a fondo del problema para optimizar la contratación de fletes o llegar incluso a otras formas operativas para manejar el transporte.

- Es necesario que los países encaren estudios que les permitan conocer los costos de operación de su infraestructura petrolera interna, principalmente los costos de refinación, debido a su incidencia apreciable en los costos totales de cualquier alternativa de suministro.

- Los países del Istmo Centroamericano podrían obtener un beneficio adicional operando sus refinerías coordinadamente y utilizando la de Panamá como refinería regional de balance complementando a las refinerías pequeñas, instalando la capacidad de conversión requerida

/para poder

para poder incrementar el procesamiento de crudos pesados aprovechando el mayor margen de refinación de los mismos.

- Si bien la posibilidad anterior puede estar aún lejos de concretarse, el Acuerdo de San José, de ser extendido, debería admitir la posibilidad de que los países beneficiarios refinén el crudo en otras refinérfas.

- Los resultados obtenidos en estos análisis de tipo preliminar justifican la realización de un estudio más detallado y a largo plazo de las alternativas de abastecimiento y refinación. Conviene señalar que ya a mediano plazo se les presentará a los países centroamericanos la disyuntiva de decidir sobre la ampliación o no de sus refinérfas nacionales debido a que su capacidad resultará insuficiente (este problema ya se tiene en Guatemala). De esta manera, a largo plazo la instalación o ampliación de una o dos refinérfas regionales sería una alternativa frente a la expansión de las refinérfas pequeñas del área.

También deberá considerarse la eventual utilización de las grandes refinérfas del Caribe como una opción adicional.

II. DIAGNOSTICO

Se presenta en este capítulo, en primera instancia, un somero análisis del comportamiento de las economías de los seis países del Istmo Centroamericano en función de los factores externos e internos que constituyen las causas principales de la crisis que padece la región centroamericana, y que es considerada como la más grave en su historia, aunque se deja entrever al final que la misma puede estar en proceso de reversión a partir de 1983.

En un segundo punto se hace un resumen analítico de la situación energética de los países del Istmo en los últimos 11 años en función de la demanda y oferta de energéticos. La demanda se analiza en términos de energéticos comerciales y no comerciales, así como de consumos de parte de los principales sectores económicos consumidores de energía y de los cuatro energéticos básicos que se utilizan en la región. La oferta se establece en función de la oferta interna bruta en un momento dado, y del potencial de desarrollo de los recursos propios de los países.

El último punto se dedica al subsector de los hidrocarburos cubriéndose al igual que para la totalidad del sector energético los últimos 11 años. Se comentan, en primer término, los consumos históricos globales y la estructura del consumo en el último año disponible (1982) comparándose esta última con la correspondiente estructura de rendimientos de crudos disponibles en la región. Luego se analiza la oferta incluyendo las importaciones de crudo y derivados; la capacidad de refinación existente en los países, y la estructura de la producción obtenida de las refinerías en operación en 1982. Para terminar, se explica, en términos generales, la cobertura y algunos aspectos básicos del Convenio de San José, mismo que garantiza un suministro preestablecido de hidrocarburos a la región.

1. Evolución económica reciente

Durante la primera parte de los años setenta, las economías del Istmo Centroamericano continuaron registrando un comportamiento dinámico aunque con distinto grado de intensidad y oportunidad en cada una de ellas y con una marcada tendencia a la desaceleración.

Esa evolución favorable, que se remonta al largo período desde la posguerra, fue el resultado de la concurrencia de varios factores, entre los que sobresalieron tres por la dimensión de sus efectos y porque se reforzaron o compensaron mutuamente para provocar sostenidos estímulos a la actividad productiva.

En primer lugar, la prolongada expansión de la economía internacional permitió una perceptible ampliación del sector exportador tanto en lo que se refiere al volumen de las ventas como a la diversificación de las mismas.

En segundo lugar, la expansión del sector manufacturero sobre la base de una primaria sustitución de importaciones, sobre todo a raíz del inicio del proceso de integración económica que involucra a cinco de los seis países del Istmo, se constituyó en un factor de incentivo y modernización del aparato productor.

En tercer lugar, el papel rector asumido gradualmente por el Estado en el proceso de desarrollo económico, influyó en forma creciente, principalmente en la inversión y sobre todo en la ampliación de la infraestructura básica puesta al servicio del sector empresarial.

A partir de 1975, se fueron debilitando aquellos factores de estímulo a la par que se agudizaron ciertos desequilibrios estructurales que se produjeron durante el largo período de crecimiento; sucedieron algunas catástrofes nacionales --tales como el terremoto de Managua, el huracán Fifi en Honduras y el terremoto de Guatemala-- de amplias repercusiones en el sistema productivo, y surgieron nuevos fenómenos de origen externo, sobre todo la inflación y la recesión de la economía internacional. Todo lo anterior determinó que se iniciara una tendencia hacia el estancamiento y una franca contracción económica durante lo que va de la presente década.

/En el orden

En el orden externo, la economía del Istmo Centroamericano tuvo que enfrentar particulares condiciones adversas. En primer lugar, el reajuste del precio del petróleo en 1974 repercutió de manera perceptible^{1/} sobre las economías de la región, ya que ninguno de los países posee dicho recurso.^{2/} Los efectos se registraron inmediatamente tanto en el balance de pagos como en el sistema interno de precios, aun cuando coincidió con una moderada recuperación en los precios de los productos que exporta la región.

Durante el período comprendido entre 1975 y 1978, los esfuerzos de reacomodo instrumentados, a nivel nacional, fueron neutralizados por la inestabilidad de los mercados internacionales y la persistencia de las presiones inflacionarias de orden externo que transmitieron una influencia adversa y mantuvieron una tendencia ascendente del desequilibrio externo.

El segundo aumento de precios de los hidrocarburos (1979) tuvo un efecto mayor por cuanto coincidió con un descenso o estado deprimido de las cotizaciones internacionales de los principales productos de exportación y los países poseían reducida capacidad de racionalización del consumo de dicho producto. En consecuencia, éste se transformó en un factor adicional que influyó en la tendencia depresiva de la región.

A los anteriores factores externos adversos se sumaron rigideces y desequilibrios que impidieron que elementos de origen interno neutralizaran aquella tendencia y más bien coadyuvaron al pronunciamiento de la misma.

Por una parte, se fue limitando la capacidad financiera del sector público para continuar trasladando un significativo impulso al proceso productivo. Una débil estructura tributaria fue generando ingresos fiscales insuficientes para mantener una agresiva política de gastos. En una primera instancia los gobiernos fueron aumentando su endeudamiento principalmente externo, en muchos casos con la banca privada internacional, para mantener su influencia estimulante en la actividad productiva,

1/ Véase, CEPAL, Efectos del alza del precio del petróleo sobre las economías centroamericanas.

2/ Solamente Guatemala ha logrado una reducida producción que sólo cubre menos del 15% del consumo nacional, después de un largo y costoso proceso de exploración.

pero ese recurso dejó de tener validez en la medida en que fueron vencién- dose los plazos, y sobre todo con el alza espectacular e inesperada de las tasas de interés, lo cual ha pronunciado significativamente el desequilibrio externo de varios de los países del área.

Por otro lado, se fueron agotando las posibilidades de crecimiento industrial en la medida en que se avanzó en el proceso de sustitución de importación de bienes industriales primarios, y se fue debilitando la demanda interna. A lo anterior debe agregarse el efecto adverso de la conocida anomalía con que viene funcionando el proceso de integra- ción,^{3/} sobre las economías de los países participantes en dicho programa.

Todo lo anterior se expresa finalmente en la agudización de ciertos desequilibrios financieros que dificultan o postergan la atención de la política económica en el área productiva.

El déficit fiscal ha llegado a niveles tan elevados como nunca antes se habían registrado, lo cual ha forzado a incrementos de impuestos y tarifas de servicios públicos, pero principalmente a algunas políticas de austeridad que han tenido efectos significativos en la ocupación, y en general sobre la demanda global.

Por su parte, el déficit de la balanza de pagos ha conducido a un virtual agotamiento de las reservas internacionales, lo que ha obligado a una racionalización de las importaciones y en algunos casos a fuertes devaluaciones con todos los efectos nocivos que ello implica hacia el interior de las economías, sobre todo en lo que se refiere a dificultades en el abastecimiento de materias primas y al aumento de costos de producción.

El otro desequilibrio de repercusiones adversas para el área ha sido la persistente e importante alza de los precios. La inflación, fenómeno poco conocido en la región, tanto de origen importado como doméstico, ha provocado un deterioro sensible en los salarios reales y, por esa vía, debilitamiento de la demanda interna, distorsiones en la actividad produc- tiva y en general una actitud de expectación, cuando no de especulación, en el sector empresarial.

3/ Véase, CEPAL, Centroamérica: Evolución de sus economías en 1983 (E/CEPAL/MEX/84/L.14), Capítulo III, 30 de marzo de 1984.

A todo lo anterior deben agregarse factores extraeconómicos que de alguna manera han inhibido al sector privado en materia de inversión y producción. Las tensiones sociopolíticas --en algunos países más que en otros-- agudizadas por los problemas económicos han afectado de manera importante el ritmo normal de la mayoría de los sectores productivos.

La combinación de los factores antes mencionados, entre otros --internos y externos, económicos y extraeconómicos--, ha definido una seria y prolongada contracción económica en la región en forma generalizada aunque con distinta intensidad. Así, por ejemplo, Panamá logró diferir y suavizar la caída debido entre otras razones a "la reactivación de la inversión privada y a las exportaciones de servicios, a raíz de la suscripción del tratado Torrijos-Carter que permitía al país mejorar el aprovechamiento de las posibilidades que ofrecía para su desarrollo económico la reversión al control nacional del Area del Canal".^{4/}

El Salvador registra el primer descenso en la actividad productiva en 1979 debido principalmente a la aritmia provocada por la convulsión sociopolítica que acentuó los efectos de la crisis. Costa Rica es el segundo país que percibe los efectos depresivos con mayor profundidad, en tanto que Guatemala y Honduras lograron retrasar los signos contraccionistas, los cuales hasta ahora son más moderados. Finalmente, en Nicaragua la evolución económica ha estado fuertemente influida por los esfuerzos de recuperación y reconstrucción a partir del enfrentamiento bélico que culminó en 1979; no obstante, también registró una más leve y transitoria contracción. (Véase el cuadro II-1.)

En síntesis, las economías del Istmo Centroamericano están atravesando por una profunda y ya prolongada crisis económica que se expresa en una contracción o tendencia, al estancamiento de la actividad productiva desde 1980-1981, un debilitamiento de la capacidad financiera del Estado para neutralizar dicha tendencia, así como la persistencia de nocivas tensiones inflacionarias, y una agudización del desequilibrio externo.

^{4/} Véase, CEPAL, Istmo Centroamericano: El carácter de la crisis económica actual, los desafíos que plantea y la cooperación internacional que demanda (E/CEPAL/G.1184), agosto de 1981.

Cuadro II-1

ISTMO CENTROAMERICANO: TASAS DE CRECIMIENTO REALES
DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO

	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1970	6.0	3.0	5.7	2.6	3.3	7.0
1971	6.8	4.6	5.6	3.5	4.9	9.6
1972	8.1	5.6	7.3	3.7	3.0	4.6
1973	7.7	4.3	6.8	4.9	4.1	5.4
1974	5.3	6.0	6.3	-0.4	13.5	2.4
1975	2.1	5.6	2.4	-2.0	2.2	1.7
1976	5.5	4.0	7.6	7.0	5.0	1.7
1977	8.9	6.4	7.4	11.5	6.3	1.1
1978	6.3	5.6	4.9	7.4	-7.2	9.8
1979	4.9	-1.5	4.3	6.8	-25.5	4.5
1980	0.8	-9.6	3.7	2.9	10.0	13.1
1981	-2.3	-9.5	0.9	0.1	8.5	3.8
1982	-9.1	-6.4	-3.7	-1.0	-1.2	4.0
1983	0.8	-	-2.7	-0.3	5.3	0.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Todo ello se ha traducido en deterioro del ingreso --y propiamente de las condiciones medias de vida-- de un extenso grupo social y en una paralización del proceso de inversión.

Finalmente, es necesario apuntar que si bien durante 1983 continuaron observándose los signos adversos de la crisis, todos los países --con excepción de Panamá-- mostraron una leve mejoría en lo que se refiere a la detención de la caída --Guatemala y Honduras-- o cambio en la tendencia descendente --el resto de países--, lo cual resulta altamente significativo aun cuando la región deberá realizar un desproporcionado esfuerzo tan solo para recuperar los niveles de producción y bienestar que los países del Istmo Centroamericano ya habían alcanzado a principios de la década pasada.

2. Breve análisis de la situación energética en la región

A grandes rasgos, la situación energética en cualquier país o región se caracteriza por la estructura del consumo y por las modalidades de la oferta, así como por los aspectos institucionales. En América Central el consumo comprende cuatro energéticos básicos que son: los hidrocarburos derivados del petróleo, la leña --incluye el carbón de leña--, la electricidad y los residuos vegetales compuestos mayormente por bagazo de caña. Los primeros dos son, sin lugar a dudas, los energéticos más importantes de la región dado que, por una parte, representan casi un 90% de la totalidad del consumo y, por la otra, inciden significativamente en la problemática económica y social de la región.

Los derivados del petróleo importado se consumen en forma masiva en sectores claves de la economía como son la industria y el transporte, lo que significa una gran dependencia energética de sectores externos. La leña, por su parte, constituye el único energético al alcance de importantes mayorías nacionales asociadas con comunidades rurales y habitantes de menores ingresos con las implicaciones socioeconómicas que ello conlleva.

Los otros dos energéticos restantes, o sea la electricidad y los residuos vegetales, aunque de consumo reducido al presente, tienen posibilidades de incrementar su participación absoluta y relativa futura en el sector energético total. La electricidad, generada en el año 1981 en un 70% con recursos autóctonos, se consume en todos los sectores y mayormente en el residencial-comercial. El bagazo de caña se utiliza en los ingenios azucareros para generar calor y alternativamente electricidad.

En lo que concierne al suministro, conviene tratar en primer término los energéticos que provienen del exterior y luego los obtenidos de fuentes nacionales.

El petróleo se importa casi en su totalidad y los productos derivados del petróleo son parcialmente elaborados en refinerías nacionales existentes en cada uno de los seis países del Istmo Centroamericano, y parcialmente importados, de modo que se puedan suplir los requerimientos de cada país.

/La leña

La leña y el carbón de leña se obtienen en gran parte por apropiación directa de los recursos forestales disponibles que en algunos lugares abundan y en otros han comenzado a escasear, y en menor cuantía por compra. La electricidad se genera alternativamente a base de derivados de petróleo y de recursos hídricos y geotérmicos. En lo que se refiere a estos dos últimos, la región dispone de un cuantioso potencial hidroeléctrico debidamente cuantificado. También se estima que existe un considerable potencial geotérmico, aunque este sólo ha sido evaluado en forma nominal a nivel regional.

Los residuos vegetales, por su parte, corresponden al bagazo de caña y, en menor medida, a la cascarilla del café, y están disponibles en función de las hectáreas de caña de azúcar y de café que se cultivan normalmente. Su potencialidad está definitivamente condicionada a las tierras que puedan utilizarse en el futuro para dichos cultivos en competencia con otros usos agropecuarios.

En materia institucional, los países del Istmo muestran toda una variedad de situaciones en lo que concierne al control y gestión estatal y privada de las diversas etapas involucradas en la problemática energética. Se advierte, sin embargo, una tendencia casi generalizada en la región hacia una mayor participación del Estado en el campo energético en general, tendencia que se agudiza con el tiempo.

a) La demanda de energía

El consumo de energía de uso final en la región del Istmo Centroamericano alcanzó un total de unas 111 000 teracalorías en 1981, que en términos de barriles diarios de petróleo equivalentes son unos 220 000.^{5/} Este consumo se puede dividir en una primera instancia en energéticos comerciales y en energéticos no comerciales. Los primeros, como su nombre lo indica, están sujetos a las actividades de compra-venta con sistemas de producción y suministro organizados industrialmente, e incluyen los hidrocarburos derivados del petróleo, la electricidad, el bagazo de caña y el carbón de leña. Los energéticos no comerciales son

5/ Cabe aclarar que lo elevado de la cifra anterior obedece en gran parte a que incluye el consumo de la leña que se realiza con una eficiencia muy baja del orden de un 7%.

aquellos que son objeto de apropiación directa o se obtienen por compra en un mercado sin una estructura comercial definida y que de acuerdo con los registros disponibles se circunscriben a la leña.

Los consumos recientes de energía comercial y no comercial se encuentran al mismo nivel, o sea, que se dividen en un 50-50 en números gruesos. Sin embargo, en la última década, los primeros han venido ganando terreno lentamente sobre los segundos --debido, entre otros, al acelerado proceso de urbanización--, pasando de un 44% a un 47% del total aproximadamente en el período 1972-1981, y habiendo llegado a un máximo de 51% en 1978. En el período anterior se aprecia un aumento paulatino en el consumo total de energéticos que alcanza un punto máximo en el año de 1979, cuando llega a un total de unas 113 000 teracalorías y luego decrece lentamente hasta 1982. (Véase el cuadro II-2.) Esta inflexión en la curva de consumo coincide con la segunda ronda de incrementos de los precios del petróleo en el mercado internacional y, en términos menos precisos, con el deterioro de las economías de América Central, debido en gran parte a la crisis económica mundial, y que resulta agravada a su vez por las tensiones sociopolíticas en la región. En adición, cabe mencionar que los efectos de la crisis se dejaron sentir mucho menos en los energéticos no comerciales debido a que cubren una única necesidad básica, la cocción de alimentos, en los sectores de menores ingresos.

La alta incidencia de los consumos no comerciales antes mencionada es característica de los países en vías de desarrollo y obedece a la existencia de grandes grupos de población que no cuentan ni con los medios ni con las instalaciones para adquirir los energéticos comerciales y que, en términos generales, sólo requieren energía para propósitos de cocinar alimentos. Visto desde otro ángulo, los consumidores de energéticos no comerciales representan un mercado potencial cuyos nuevos requerimientos incrementarían sensiblemente la demanda una vez mejorado el poder de compra de estos habitantes ahora económicamente marginados y en cuyo proceso el manejo racional de los recursos forestales puede incidir favorablemente.

Las proporciones de energía comercial y no comercial a nivel de países muestran considerables variaciones que en algunos casos guardan

Cuadro II-2

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DEL CONSUMO FINAL DE
ENERGIA COMERCIAL Y NO COMERCIAL

	Total (miles de TCal)	Comercial		No comercial ^{a/}	
		Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes
1972	90.63	40.22	44.4	50.41	56.6
1973	93.93	42.54	45.3	51.39	54.7
1974	96.04	43.54	45.3	52.50	54.7
1975	99.46	46.02	46.3	53.44	53.7
1976	103.85	49.56	47.7	54.29	52.3
1977	108.55	53.95	49.7	54.60	50.3
1978	112.14	56.95	50.8	55.19	49.2
1979	113.07	57.09	50.5	55.98	49.5
1980	111.24	54.52	49.0	56.72	51.0
1981	110.95	53.57	48.3	57.38	51.7
1982	110.90	52.05	46.9	58.85	53.1
<u>Tasas de crecimiento</u>					
1972-1982	2.0	2.6		1.6	
1972-1979	3.2	5.1		1.5	
1979-1982	(0.6)	(3.1)		1.7	

Fuente: CEPAL, sobre la base de los Balances energéticos de cada país.

a/ Incluye sólo leña.

relación con los pesos relativos de las poblaciones urbanas y rurales dado que, en términos generales, las primeras consumen energéticos comerciales, mientras que las segundas se limitan al consumo de leña. Los consumos absolutos de energía mayores se dan en Guatemala y El Salvador, mientras que los menores en Costa Rica, Nicaragua y Panamá, correspondiéndole a Honduras una posición intermedia. Los mismos guardan una cierta relación con las poblaciones totales de dichos países. En términos de energía comercial, los consumos relativos máximos se dan en Panamá (77%), mientras que los mínimos en El Salvador (35%). (Véase el cuadro II-3.)

El consumo de las energías comerciales se puede analizar de diversas maneras, en función de los objetivos que se persiguen. Sin embargo, para propósitos de esta presentación se comentarán solamente los consumos por sectores económicos y por productos principales. En lo primero se obtendrá una primera aproximación sobre la magnitud del consumo energético en algunos componentes importantes de la estructura económica. En lo segundo se podrá apreciar la importancia relativa de los productos consumidos, misma que constituye la médula del problema de suministro.

En lo que concierne a los sectores económicos consumidores, la mayor parte del consumo corresponde a las industrias y a los transportes. En efecto, en 1982 estos dos sectores consumieron un 76% aproximadamente del total. En el sector industrial los mayores consumos fueron en hidrocarburos --diesel y combustóleo-- que se consumen principalmente en las industrias típicas de la región, seguidos por los residuos vegetales --bagazo de caña y cascarilla de café-- que se utilizan en los ingenios azucareros y por la electricidad para uso motriz, calor industrial y alumbrado general. Por su parte, en el sector transporte los consumos fueron todos de hidrocarburos derivados del petróleo, con una gran concentración en el diesel y las gasolinas, que corresponden mayormente al transporte carretero.

Cuadro II-3

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE ENERGIA
COMERCIAL Y NO COMERCIAL POR PAISES, 1982

	Total (miles de TCal)	Comercial		No comercial ^{a/}		Población rural (%)
		Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes	
<u>Total</u>	<u>110.90</u>	<u>52.05</u>	<u>46.9</u>	<u>58.85</u>	<u>53.1</u>	<u>58</u>
Costa Rica	13.09	8.76	66.9	4.33	33.1	57
El Salvador	20.57	7.24	35.2	13.33	64.8	59
Guatemala	34.02	12.96	38.1	21.06	61.9	61
Honduras ^{b/}	18.12	6.63	36.6	11.49	63.4	64
Nicaragua	13.40	7.42	55.4	5.98	44.6	47
Panamá	11.70	9.03	77.2	2.67	22.8	46

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos de cada país.

a/ Se refiere solamente al consumo de leña.

b/ Cifras preliminares.

Los consumos sectoriales restantes correspondieron al sector residencial comercial (14%) y a otros (10%). En el primero de éstos, la electricidad significó más de la mitad del consumo, seguida por el gas licuado y el queroseno. En materia de evolución en el tiempo, las proporciones relativas de los diversos sectores se mantienen prácticamente constantes a los valores antes indicados para cada sector. Cabe mencionar, sin embargo, que a partir de 1979 el sector residencial-comercial mantiene una tasa positiva de crecimiento --3.0% en 1979-1982-- en contraste con tasas negativas en los otros sectores para el mismo período. (Véase el cuadro II-4.) Ello obedece a que este sector cubre necesidades más básicas con la consiguiente menor elasticidad en el consumo. Finalmente, cabe mencionar el sector agropecuario que aunque al presente no es un consumidor importante de energía, podría llegar a serlo en la medida que se modernicen las técnicas de cultivo y de procesamiento.

En resumen, puede decirse que los consumos energéticos comerciales se concentran en los sectores más modernos y dinámicos con alta dependencia externa que son las industrias y los transportes. Estos sectores, a su vez, consumen mayormente hidrocarburos derivados del petróleo que son precisamente los energéticos de que no dispone la región --salvo reservas menores recién descubiertas en Guatemala--, agravando así la dependencia de fuentes no autóctonas.

En lo que respecta al consumo final de energéticos comerciales por productos destaca el hecho de que en 1982 un 70% correspondió a los derivados del petróleo importados que, como es sabido, han sido objeto de aumentos de precios extraordinarios a partir de 1973. Los consumos restantes fueron del orden de un 14% para la electricidad, y de un 15% para los residuos vegetales. Los resultados anteriores, en términos de consumo final, no incluyen en el rubro de hidrocarburos los utilizados en la generación termoeléctrica, mismos que para 1981 significaron un 20% de consumo adicional.

Cuadro II-4

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE ENERGIA COMERCIAL, POR SECTORES

	Total (miles de TCal)	Residencial y comercial		Transporte		Industrial		Otros ^{a/}	
		Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes
1972	40.22	4.68	11.6	14.69	36.5	15.60	38.8	5.25	13.1
1973	42.54	4.86	11.4	16.24	38.2	16.10	37.9	5.34	12.5
1974	43.54	4.87	11.2	16.60	38.1	19.90	38.8	5.17	11.9
1975	46.02	5.12	11.1	17.62	38.3	17.78	38.7	5.50	11.9
1976	49.56	5.46	11.0	19.36	39.1	19.54	39.4	5.20	10.5
1977	53.95	5.88	10.9	20.83	38.6	21.67	40.2	5.57	10.3
1978	56.95	6.30	11.1	22.19	39.0	22.37	39.2	6.09	10.7
1979	57.09	6.45	11.3	22.18	38.8	22.70	39.8	5.76	10.1
1980	54.52	6.76	12.4	20.89	38.3	21.24	39.0	5.63	10.3
1981	53.57	7.07	13.2	19.85	37.0	21.73	40.6	4.92	9.2
1982	52.05	7.05	13.6	19.49	37.4	20.31	39.0	5.20	10.0
<u>Tasas de crecimiento</u>									
1972-1982	2.6	4.2		2.9		2.7		(0.1)	
1972-1979	5.1	4.7		6.1		5.5		1.3	
1979-1982	(3.1)	3.0		(4.2)		(3.6)		(3.3)	

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos de cada país.

a/ Se refiere al sector público, consumo propio, no energético y no identificado.

En el período histórico 1972-1982 se produce un lento desplazamiento de hidrocarburos por electricidad incrementando esta última su participación relativa de un 9.9% a 14.1% en dicho período. Esta situación se acentúa considerablemente en el período 1979-1981 cuando la electricidad crece positivamente en 3.4%, mientras que los hidrocarburos lo hacen negativamente al 5.0%. (Véase el cuadro II-5.) Ello obedece a que el subsector eléctrico, por cubrir necesidades más básicas, es menos sensible a las crisis de tipo económico. Adicionalmente a que en términos generales los costos de la electricidad se incrementaron menos que los correspondientes a los hidrocarburos, cabe aclarar que las cifras citadas no implican necesariamente una sustitución de hidrocarburos por energía eléctrica.

Nuevamente las cifras anteriores muestran la fuerte dependencia de la región de los hidrocarburos importados que cubrieron en 1982 más del 80% --incluyendo los combustibles utilizados en generación termoeléctrica-- del total de energéticos comerciales consumidos. Sin embargo, fomentado por el acelerado crecimiento en los precios del petróleo, como se mencionó anteriormente, la electricidad está incrementando su participación relativa en detrimento de la correspondiente a los hidrocarburos. Adicionalmente, la energía eléctrica generada con recursos autóctonos está desplazando, a su vez, a la generada con hidrocarburos, tendencia que habrá de seguir en el futuro previsible, estimándose que para 1990 sólo un 7.5% de la generación eléctrica sea a base de derivados de petróleo. Cabe mencionar, sin embargo, que dada la participación minoritaria --14% en 1982-- de la electricidad en el consumo energético comercial, las sustituciones mayores sólo se podrán dar cuando la energía eléctrica logre incursionar significativamente en los grandes sectores consumidores como son el transporte y las industrias.

Las energías no comerciales, como se explica anteriormente, se circunscriben al consumo de leña, mismo que se realiza mayormente por la población campesina en las áreas rurales y semirurales. En términos generales, se utiliza para las actividades básicas de cocción de alimentos y, marginalmente, para propósitos de calefacción en las tierras

Cuadro II-5

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE ENERGIA COMERCIAL POR PRODUCTOS

	Total (miles de TCal)	Electricidad		Hidrocarburos ^{a/}		Residuos vegetales		Carbón de leña	
		Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes
1972	40.22	3.96	9.9	31.30	77.8	4.70	11.7	0.26	0.6
1973	42.54	4.25	10.0	33.03	77.6	5.00	11.8	0.26	0.6
1974	43.54	4.66	10.7	32.94	75.7	5.68	13.0	0.26	0.6
1975	46.02	5.01	10.9	34.27	74.5	6.47	14.0	0.27	0.6
1976	49.56	5.44	11.0	36.50	73.7	7.35	14.8	0.27	0.5
1977	53.95	5.99	11.1	40.01	74.2	7.67	14.2	0.28	0.5
1978	56.95	6.40	11.2	42.58	74.8	7.70	13.5	0.27	0.5
1979	57.09	6.64	11.6	42.64	74.7	7.54	13.2	0.28	0.5
1980	54.52	7.35	13.5	40.04	73.4	6.85	12.6	0.28	0.5
1981	53.57	7.14	13.3	38.55	72.0	7.60	14.2	0.28	0.5
1982	52.05	7.34	14.1	36.50	70.1	7.94	15.3	0.27	0.5
<u>Tasas de crecimiento</u>									
1972-1982	2.6	6.4		1.6		5.4		0.4	
1972-1979	5.1	7.7		4.5		7.0		0.8	
1979-1982	(3.0)	3.4		(5.0)		1.7		(0.5)	

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos de cada país.

a/ Incluye carbón mineral y coque.

altas. Es de resaltar, sin embargo, la considerable importancia de este energético, que suple necesidades básicas de una población del orden del 60% del total y en menor medida de algunas industrias, y cuyo consumo supera en contenido calórico global a los hidrocarburos consumidos en la región, como se explica más adelante.

Para terminar, se comentará el uso, por parte de los sectores económicos correspondientes, de los dos energéticos más importantes en la región del Istmo Centroamericano que son los hidrocarburos importados derivados del petróleo y la leña proveniente de los recursos forestales locales.

En lo que concierne a los derivados del petróleo, su consumo final, que equivalió a unas 36 500 teracalorías en 1981 --unos 72 500 barriles^{6/} diarios de petróleo equivalente--, se distribuye entre los sectores de transporte, industrias, residencial-comercial y otros. Para los sectores mencionados, las participaciones relativas para 1982 fueron en porcentajes de 53.4, 27.0, 7.9 y 11.7, respectivamente. (Véase el cuadro II-6.) Las cifras anteriores indican una vez más la considerable importancia de los hidrocarburos en la región, lo que se estima habrá de continuar en el futuro previsible, aunque su participación relativa se deberá reducir paulatinamente en el tiempo. Lo anterior obedece a la circunstancia de que en la región no se cuenta con energéticos alternos que puedan desplazar, en términos competitivos y en corto tiempo, a los derivados del petróleo, que consumen las industrias y los transportes. También obedece al hecho de que las transiciones energéticas se dan generalmente en el largo plazo debido, entre otras cosas, a la considerable infraestructura asociada a cada energético.

El consumo final de leña en 1982 fue de unas 58 900 teracalorías, cantidad 61% superior al consumo correspondiente de derivados de petróleo antes mencionado. Cabe aclarar que las proporciones anteriores obedecen básicamente a la bajísima eficiencia con que se usa la leña --7% frente a 20% o 30% de los hidrocarburos-- y que si se hace la

^{6/} Para obtener el total de hidrocarburos consumidos se requiere añadirle los utilizados en la generación de termoelectricidad que para 1981 alcanzaron un total de unos 14 900 barriles diarios de petróleo equivalente.

Cuadro II-6

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE HIDROCARBUROS, POR SECTORES ECONOMICOS

	Total (miles de TCal)	Residencial y comercial		Transporte		Industrial		Otros	
		Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes
1972	31.30	2.48	7.9	14.68	46.9	9.36	29.9	4.78	15.3
1973	33.03	2.54	7.7	16.23	49.1	9.40	28.5	4.86	14.7
1974	32.94	2.36	7.1	16.59	50.4	9.35	28.4	4.64	14.1
1975	34.27	2.41	7.0	17.62	51.4	9.31	27.2	4.93	14.4
1976	36.50	2.55	7.0	19.35	53.0	10.05	27.5	4.55	12.5
1977	40.01	2.73	6.8	20.82	52.0	11.59	29.0	4.87	12.2
1978	42.58	2.93	6.9	22.19	52.1	12.12	28.5	5.34	12.5
1979	42.64	3.00	7.0	22.17	52.0	12.46	29.2	5.01	11.8
1980	40.04	3.00	7.5	20.88	52.1	11.46	28.6	4.70	11.8
1981	38.55	3.07	8.0	19.84	51.5	11.51	29.8	4.13	10.7
1982	36.50	2.87	7.9	19.48	53.4	9.86	27.0	4.29	11.7
<u>Tasas de crecimiento</u>									
1972-1982	1.6	1.5		2.9		0.5		(1.1)	
1972-1979	4.5	2.8		6.1		4.2		0.7	
1979-1982	(0.5)	(1.4)		(4.2)		(7.5)		(5.0)	

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos de cada país.

comparación al nivel de energía efectivamente utilizada, éste podría resultar más del doble en el caso de los derivados del petróleo.

El consumo de leña a nivel del consumidor final se localiza en su casi totalidad (90%) en el sector residencial y que, como se explicó anteriormente corresponde en general a las viviendas campesinas o semirurales. También corresponde el consumo de leña a los estratos más pobres de la población regional, los que constituyen un sector mayoritario y en consecuencia un problema social de grandes proporciones. El 10% restante lo utiliza el sector industrial, mayormente al nivel de agroindustrias o pequeñas industrias de tipo artesanal. La evolución en el tiempo indica que las proporciones antes mencionadas han mantenido prácticamente un valor medio constante durante la década 1972-1982. Se nota, sin embargo, un acelerado crecimiento del consumo industrial de leña a partir de 1979 motivado quizás por el encarecimiento de los hidrocarburos de uso industrial. (Véase el cuadro II-7.)

b) Oferta y equipamiento energéticos

La oferta bruta de energía para consumo en 1982 alcanzó un gran total de unas 124 000 teracalorías para el Istmo Centroamericano siendo, como se explicó en el punto sobre demanda, la leña (48%) y los hidrocarburos derivados del petróleo (37%) los energéticos principales. Estos últimos, a diferencia de las cifras dadas anteriormente en términos de consumo final, sí incluyen los hidrocarburos utilizados en la generación termoeléctrica. Le siguen en orden de importancia los recursos autóctonos utilizados para la generación de electricidad en la región --que consisten en hidroenergía y geotermia-- y los residuos vegetales que, de acuerdo con la información disponible, se circunscriben al bagazo de caña. Las participaciones relativas de los últimos recursos mencionados fueron para 1982, y en su orden, 5.1%, 2.7% y 7.5%, respectivamente.

La evolución en el tiempo indica que las tasas de crecimiento fueron considerablemente mayores en los energéticos nacionales utilizados en la generación eléctrica seguidos por los residuos vegetales en detrimento

Cuadro II-7

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE LEÑA SEGUN SECTORES

	Total (Miles de TCal)	Residencial		Industrial	
		Miles de TCal	Porcen- tajes	Miles de TCal	Porcen- tajes
1972	50.41	45.38	90.0	5.03	10.0
1973	31.39	46.22	89.9	5.17	10.1
1974	52.50	47.08	89.7	5.42	10.3
1975	53.44	47.95	89.7	5.49	10.3
1976	54.29	48.69	89.7	5.60	10.3
1977	54.60	49.25	90.3	5.35	9.7
1978	55.19	49.82	90.4	5.37	9.6
1979	55.98	50.57	90.5	5.41	9.5
1980	56.72	51.02	89.9	5.70	10.1
1981	57.38	51.34	89.6	6.04	10.4
1982	58.85	52.09	88.5	6.76	11.5
		<u>Tasas de crecimiento</u>			
1972-1982	1.6	1.4		3.0	
1972-1979	1.5	1.6		1.0	
1979-1982	1.7	1.0		7.7	

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos de cada país.

de los hidrocarburos derivados del petróleo, en primer término, y de la leña en segundo lugar, situación que confirma lo antes dicho en el punto sobre demanda, en el sentido de un desplazamiento paulatino de los productos petroleros en materia de participaciones relativas y, a nivel regional y en menor medida, de la leña. (Véase el cuadro II-8.)

En relación con lo anterior reviste singular importancia la disponibilidad y procedencia de los energéticos utilizados en la región y, de manera especial, si éstos provienen de fuentes autóctonas o de otros países con todas las implicaciones que esto último conlleva.

En lo que concierne a los hidrocarburos, el petróleo crudo o reconstituido se importa totalmente con la única excepción de la incipiente producción en Guatemala que en 1981 significó un 5% del total regional. En materia de derivados existen refinerías pequeñas en cinco de los seis países y una de tamaño medio en Panamá, con un total de capacidad de refinación regional de 157 000 barriles diarios. En estas refinerías se elaboran los derivados que demandan los mercados nacionales complementándose los faltantes con importaciones directas de productos. Adicionalmente, en la refinería de Panamá se elaboran productos para exportación. A nivel global todas las refinerías, con excepción de la de Guatemala, sobrepasaron sus demandas en 1981, dando como resultado un coeficiente demanda/capacidad de 0.61 para la región. (Véase el cuadro II-9.) Los países proveedores son mayormente México y Venezuela, con embarques adicionales provenientes de Ecuador y de Arabia Saudita en el caso de Panamá. En el próximo punto se cubrirán en mayor detalle las características de la oferta y suministro de hidrocarburos.

La leña que constituye el energético que más se consume en la región se obtiene mayormente por apropiación directa y por podas de cafetales y de otras plantaciones. En todo caso cabe recalcar el hecho de que la leña para uso doméstico se obtiene generalmente de vegetaciones de baja densidad y, en consecuencia, no contribuye significativamente a la deforestación masiva de los recursos forestales de alta y media densidad.

Cuadro II-8

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION Y ESTRUCTURA DE LA OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGIA POR FUENTES

	Total (miles de TCal)	Hidroenergía		Geoenergía ^{a/}		Petróleo y derivados		Leña		Residuos vegetales	
		(Miles de TCal)	Porcentajes	(Miles de TCal)	Porcentajes	(Miles de TCal)	Porcentajes	(Miles de TCal)	Porcentajes	(Miles de TCal)	Porcentajes
1972	102.65	2.52	2.5	-	-	43.91	42.8	51.16	49.8	5.06	4.9
1973	107.87	2.73	2.5	-	-	47.63	44.2	52.17	48.4	5.34	4.9
1974	108.63	3.05	2.8	-	-	46.19	42.5	53.27	49.1	6.12	5.6
1975	110.23	2.95	2.7	0.53	0.5	45.23	41.3	54.23	49.2	6.99	6.3
1976	116.32	3.26	2.8	1.69	1.5	48.17	41.4	55.09	47.4	8.11	6.9
1977	122.71	3.13	2.6	2.63	2.1	53.51	43.6	55.10	44.9	8.34	6.8
1978	125.04	4.32	3.4	2.58	2.1	53.86	43.1	56.00	44.8	8.28	6.6
1979	125.83	5.15	4.1	2.75	2.2	53.02	42.1	56.79	45.1	8.12	6.5
1980	124.64	5.78	4.6	2.35	1.9	51.07	41.0	57.54	46.2	7.91	6.3
1981	125.33	6.94	5.5	4.57	3.6	46.95	37.5	58.73	46.9	8.14	6.5
1982	123.62 ^{b/}	6.28	5.1	3.33	2.7	45.26	36.6	59.44	48.1	9.31	7.5
<u>Tasas de crecimiento</u>											
1972-1982	1.9	9.6		30.1 ^{c/}		0.3		1.5		6.3	
1972-1979	3.1	10.8		50.9 ^{d/}		2.7		1.5		7.0	
1979-1982	(0.8)	6.8		6.6		(5.1)		1.5		4.7	

Fuente: CEPAL, sobre la base de balances energéticos de cada país.

a/ Se refiere a El Salvador; b/ En Honduras, cifras de 1981; c/ Se refiere al período 1975-1982, y

d/ Se refiere al período 1975-1979.

Cuadro II-9

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD DE REFINACION Y
SU APROVECHAMIENTO POR PAISES, 1982

	Barriles/día		Demanda/ capacidad
	Capacidad de refinación <u>a/</u>	Demanda interna de derivados	
<u>Total</u>	<u>156 000</u>	<u>90 600</u>	<u>0.58</u>
Costa Rica	16 000	11 600	0.73
El Salvador	16 000	11 000	0.69
Guatemala ^{b/}	16 000	24 500	1.53
Honduras	14 000	10 500	0.75
Nicaragua	14 000	13 300	0.95
Panamá	80 000	19 900	0.25

Fuente: CEPAL, sobre la base de estadísticas sobre hidrocarburos.

a/ Por día calendario.

b/ En adición, Guatemala cuenta con una refinería de 12 000 Bbl/día, que dejó de operar en 1975.

/También

También se obtiene una proporción de la leña mediante compra a productores directos sobre todo en áreas aledañas a los centros urbanos. Sin embargo, dada su limitada cuantía, no se puede decir que existe una infraestructura de suministro de leña y tampoco se cuenta con registros fidedignos de las posibles transacciones. La casi total dependencia de la leña de sectores mayoritarios de la población tiene dos facetas importantes que conviene resaltar. Por una parte, se sustenta en un recurso autóctono que a pesar de ser renovable --vía la reforestación-- está siendo extinguido, al menos parcialmente, por la continua expansión de la frontera agropecuaria y la irracional explotación forestal, lo que implicaría una reducción de su disponibilidad que ya se encuentra en una etapa más o menos crítica, según el país de que se trate. Por la otra, representa una oportunidad viable de mejorar el ingreso de una parte de la población marginada a través del uso eficiente, racional e integral de un recurso propio de la región, asegurando a su vez su renovación permanente.

En lo que concierne a su potencial de desarrollo futuro utilizable sólo se dispuso de estimaciones preliminares realizadas en cuatro países de la región --El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá-- en términos de la producción anual de leña --equivalente a un potencial teórico bruto-- que podría obtenerse de los bosques propiamente dichos, de los cultivos y de la vegetación arbustiva.

El total obtenido para los cuatro países mencionados fue un potencial teórico equivalente a unas 176 400 teracalorías por año, en vista de que se trata de un recurso que puede ser renovable. En comparación con la demanda de leña de los mismos cuatro países, en 1982 resulta una relación de 6.7 a nivel regional, que alcanza un valor máximo de 17.0 para Nicaragua y un mínimo de 1.3 para El Salvador. (Véase el cuadro II-10.)

La energía eléctrica constituye uno de los energéticos de mayor dinamismo en la región como lo evidencian sus tasas históricas de crecimiento que para la década 1972-1982 fueron de 6.4% en promedio anual. Sin embargo, su participación relativa en el consumo energético es todavía pequeña, representando en 1981 el 14% de la energía comercial.

Cuadro II-10

ISTMO CENTROAMERICANO: RELACION POTENCIAL/
DEMANDA DE LEÑA, 1982

	Teracalorías		Potencial/ demanda
	Potencial	Demanda	
<u>Total</u>	<u>176 390</u>	<u>26 320</u>	<u>6.7</u>
Costa Rica	22 550	4 332	5.2
El Salvador	17 230	13 325	1.3
Nicaragua	101 520	5 980	17.0
Panamá	35 090	2 683	13.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada
por los países.

La misma es generada tanto en plantas que queman hidrocarburos derivados del petróleo importado, como en centrales que utilizan la fuerza de las corrientes superficiales de agua y del vapor geotérmico extraído de las entrañas de la tierra.

La infraestructura básica está constituida por centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución que requieren considerables sumas de dinero en inversión y que hacen que la industria eléctrica esté clasificada como capital-intensiva.

La potencia instalada en servicio público a 1982 fue de unos 2 950 MW, de los cuales unos 1 580 MW correspondieron a centrales hidroeléctricas, 95 MW a la planta geotérmica de El Salvador y el resto a centrales termoeléctricas. La generación de electricidad para el año en referencia alcanzó unos 9 660 GWh que equivalen a 8 300 teracalorías. La electricidad de fuentes nacionales --hidro y geo-- significó a nivel regional un 57% de la capacidad instalada y un 68% de la generación total. (Véase el cuadro II-11.) En términos de población y a nivel regional nuevamente, la potencia instalada fue de 123 vatios por habitante, y la generación de 403 GWh por habitante.

En materia de potencial de desarrollo se tiene, por una parte, el mercado que no está siendo servido y la posible sustitución de otras formas de energía por electricidad y, por la otra, los recursos hidroeléctricos que no han sido explotados todavía. En relación con lo primero, a 1982 el índice de electrificación fue de 35%, mismo que indica la relación entre los consumidores residenciales servidos y el número de familias que integran la población. El resultado muestra que queda un 65% de familias por recibir los beneficios de la corriente eléctrica hasta donde ello resulte factible.

El potencial hidroeléctrico regional desarrollable se estima en unos 112 000 GWh anuales --equivalen a unas 96 300 teracalorías por año-- a nivel de proyectos desarrollables. En términos de potencia instalada y asumiendo un factor de planta de 50% significarían unos 25 560 MW. (Véase el cuadro II-12.) De este total, la potencia instalada a 1982 fue de tan solo un 11.5% del potencial mencionado. Cabe mencionar

Cuadro II-11

ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIA INSTALADA Y GENERACION POR TIPO DE CENTRAL, 1982

	Potencia (M ³)						Generación (GWh)					
	Total	Porcentajes	Hidro ^{a/}	Porcentajes	Térmica	Porcentajes	Total	Porcentajes	Hidro ^{a/}	Porcentajes	Térmica	Porcentajes
Total	2 947	100	1 673	57	1 274	43	9 656	100	6 587	68	3 069	32
Costa Rica ^{b/}	766	100	611	80	155	20	2 349	100	2 319	99	30	1
El Salvador ^{b/}	472	100	336	71	136	29	1 397	100	1 323	95	74	5
Guatemala	460	100	188	41	272	59	1 365	100	479	35	886	65
Honduras	242	100	131	54	111	46	1 022	100	846	83	176	17
Nicaragua	306	100	100	33	206	67	930	100	410	44	520	56
Panamá	701	100	307	44	394	56	2 593	100	1 210	47	1 383	53

Fuente: CEPAL, sobre la base de estadísticas de energía eléctrica.

a/ Incluye geotermia.

b/ Cifras preliminares.

Cuadro II-12

ISTMO CENTROAMERICANO: POTENCIAL HIDROELECTRICO^{a/}

	GWh/año	M ^{b/}
<u>Istmo Centroamericano</u>	<u>112 000</u>	<u>25 560</u>
Costa Rica	36 900	8 420
El Salvador	5 400	1 230
Guatemala	28 600	6 530
Honduras	14 100	3 220
Nicaragua	10 400	2 370
Panamá	16 600	3 790

Fuente: CEPAL, sobre la base de información suministrada por los países.

a/ Potencial en proyectos identificados.

b/ Asumiendo factor de planta de 50%.

/sin embargo,

sin embargo, que las cifras de potencial son representativas de todos los proyectos que se podrían desarrollar eventualmente, pero no discriminan aquellos que puedan resultar antieconómicos. Esta última consideración podría reducir significativamente la magnitud del potencial en referencia, dependiendo en mayor medida del costo de las fuentes alternas al momento de su justificación.

En materia de geotermoelectricidad se conoce que en toda la región hay manifestaciones de su potencial. Sin embargo, sólo algunos países han realizado evaluaciones nacionales de dicho potencial y las cifras de que se dispone son, salvo algunas excepciones, mayormente especulativas. Si consideramos que en dos países --El Salvador y Nicaragua-- hay centrales geotérmicas en operación, que Costa Rica está en vías de construir otra, y que en varios otros se adelantan estudios, no sería aventurado asegurar que la geotermoelectricidad está llamada a tener una participación significativa en el sector eléctrico regional.

c) Aspectos institucionales

La cobertura institucional del sector energético en el Istmo Centroamericano muestra situaciones diferentes en los seis países de la región. Los resultados alcanzados a la fecha en este campo obedecen, por una parte, a las políticas nacionales en materia de gestión pública o privada de las diversas etapas en cada uno de los subsectores que conforman el sector energético. Por la otra, a la capacidad organizativa de cada país en términos de la disponibilidad de recursos humanos y financieros para llevarla a cabo.

Los avances específicos realizados a la fecha muestran en un extremo países que han centralizado la planificación, ejecución y control del sector energético global y, en el otro, países donde estas funciones están dispersas entre organismos públicos y privados sin coordinación central. Sobre el particular, cabe mencionar que la evolución institucional en lo que concierne al sector energético global es relativamente reciente y se puede decir que se inicia en firme en la mayoría de los países en los comienzos de la década de los ochenta.

/En Costa Rica

En Costa Rica se ha constituido en fecha relativamente reciente, la Dirección Sectorial de Energía dentro del Ministerio de Industria, Energía y Minas, misma que es apoyada técnica y financieramente por los organismos responsables de los subsectores más importantes que son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE). La Dirección Sectorial centraliza la planificación y coordinación global del sector y brinda su apoyo a los proyectos que carecen del mismo, con base en sus grupos de trabajo sobre planificación, desarrollo y sistemas de información. En materia de hidrocarburos y más recientemente de carbón mineral y otros energéticos, RECOPE se ocupa de la gestión y control a nivel nacional incluyendo, en lo que a hidrocarburos se refiere, la adquisición, refinación y comercialización al detalle con la única excepción del gas licuado en el que participan compañías privadas. El subsector eléctrico, a su vez, es controlado por el ICE --de larga trayectoria en estos menesteres-- cubriendo las fases de investigación, generación, transmisión, distribución y comercialización. Se exceptúa la distribución y comercialización de electricidad en la ciudad capital y otras poblaciones concesionadas a la Compañía Nacional de Luz y Fuerza (estatal) y a otras empresas.

En El Salvador se cuenta con una superintendencia de energía como parte integrante de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) a la cual compete tanto la responsabilidad por el sector energético global, como por el subsector eléctrico. Para el desarrollo de sus funciones de planificación global del sector, la superintendencia de energía cuenta con los departamentos de planeamiento, hidrocarburos y fuentes no convencionales de energía. En lo que se refiere al manejo de los hidrocarburos, las funciones de refinación y comercialización están en manos de empresas privadas. Como se mencionó, la CEL tiene a su cargo el subsector eléctrico, función que viene ejerciendo desde hace muchos años y que comprende la generación y transmisión a nivel nacional, así como la distribución en algunas poblaciones. La distribución y comercialización en la capital y otras poblaciones importantes está a cargo de empresas privadas.

/En Guatemala

En Guatemala la responsabilidad global por el sector energético recae en el Ministerio de Energía y Minas, de muy reciente creación. El mismo tiene a su cargo la planificación y coordinación del sector, así como el manejo de los hidrocarburos para lo cual dispone de Direcciones Generales en hidrocarburos, en energía nuclear y en fuentes nuevas y renovables de energía, así como de un Departamento de Planificación Energética y Minera, bajo la Dirección Superior. En el subsector de hidrocarburos la exploración y explotación de las reservas de petróleo se efectúan mediante contratos con consorcios especializados, y la refinación y comercialización está a cargo de empresas privadas. En lo que concierne al subsector eléctrico la planificación general corresponde al Instituto Nacional de Electrificación (INDE), que tiene a su cargo la generación y transmisión a nivel nacional y la distribución en algunas poblaciones. La distribución y comercialización en la ciudad capital y otras poblaciones le corresponde a la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG), de carácter estatal y a otras empresas mayormente municipales, respectivamente.

En Honduras no existe a la fecha un sólo organismo gubernamental que concentre la coordinación global del sector energético. Sin embargo, en el Consejo Superior de Planificación Económica (CONSUPLANE) se cuenta con un Departamento de Energía que ha elaborado balances energéticos nacionales con miras a contar con mecanismos instrumentales que faciliten un enfoque integrado del sector. A nivel de subsectores, y en lo que concierne a los hidrocarburos, hay una Dirección General de Minas e Hidrocarburos en la Secretaría de Recursos Naturales que tiene funciones de coordinación y seguimiento. En el subsector eléctrico la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) tiene la responsabilidad nacional por el manejo y control de la electricidad en sus tres etapas básicas, que son: generación, transmisión y distribución-comercialización.

En Nicaragua el manejo del sector de energía se ha centralizado en el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), mismo que tiene rango ministerial. El INE cuenta con áreas de planificación energética, hidrocarburos,

fuentes no convencionales y de conservación de energía. En lo que se refiere a los hidrocarburos, la Empresa Nicaragüense del Petróleo (PETRONIC) --organismo subsidiario del INE-- tiene a su cargo tanto la importación de petróleo como la exportación discrecional de derivados. La refinación y comercialización de los derivados están en manos de empresas privadas. El subsector eléctrico está totalmente bajo la responsabilidad del INE, el cual cubre las etapas de generación, transmisión y distribución-comercialización. Al respecto, cabe mencionar que el INE se estructuró sobre la base de la empresa estatal de electricidad, de larga trayectoria en Nicaragua.

En Panamá, la Comisión Nacional de Energía (CONADE) tiene las funciones de formular, orientar, coordinar y evaluar una política nacional energética. Para el desempeño de sus funciones la CONADE, presidida por el Director General del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), cuenta con una secretaría técnica apoyada técnica y financieramente por el Departamento de Energías y Tarifas del IRHE. A nivel subsectorial, y en lo que respecta a los hidrocarburos, hay una Dirección de Hidrocarburos en el Ministerio de Comercio e Industrias (MICI). Las actividades de refinación y de distribución-comercialización están en manos de empresas privadas. El subsector eléctrico está manejado y controlado en forma total por el IRHE en sus tres etapas básicas de generación, transmisión y comercialización.

3. El problema de los hidrocarburos

En el punto anterior quedó de manifiesto la enorme importancia que el petróleo y sus derivados tienen en los sectores energéticos de los seis países del Istmo Centroamericano. Al respecto, cabe recordar que los hidrocarburos representan más del 80% de los energéticos que se consumieron en el período 1972-1982 y que los mismos se utilizaron en sectores dinámicos de la economía, como son la industria y el transporte.

En lo que sigue se presentan, en mayor detalle, por una parte, las características de la demanda en términos de series históricas de consumo por países y de los requerimientos relativos de los principales derivados del petróleo. También la estructura de la demanda para el año más reciente disponible y su comparación con crudos de uso común en la región. Por la otra, las modalidades de la oferta que comprende importaciones y producción local. Al respecto, se analizan series históricas de importaciones de petróleo (crudo y reconstituido) y de productos derivados y, adicionalmente, se determina la participación relativa de los crudos naturales en los hidrocarburos totales importados. En relación con la producción nacional, se anotan las capacidades y otras características de las refinerías existentes. También se establece la producción diferenciada por productos de las refinerías para 1982, misma que se compara con la estructura del consumo para ese mismo año, estableciéndose en esta forma los faltantes y sobrantes que se cubren con importaciones y exportaciones respectivamente.

Finalmente se hace referencia especial al Acuerdo de San José, que garantiza un suministro importante de hidrocarburos a la región, complementado con financiamiento en condiciones ventajosas para los países beneficiarios.

a) Demanda de hidrocarburos

Los requerimientos totales de derivados de petróleo en el Istmo Centroamericano, al nivel de consumo, fueron del orden de los 33 millones de barriles en 1982, que equivalen a 90 400 barriles diarios. En el período histórico próximo (1972-1982) la demanda regional muestra dos tendencias contrarias como sigue: un crecimiento positivo de 4.7% anual para 1972-1979 y otro negativo de 6.2% anual para 1979-1982. La inflexión en la curva de consumo coincide con la segunda ronda de aumentos de precios drásticos en materia de petróleo y derivados a nivel mundial. Cabe mencionar que el efecto de esta ronda en las estadísticas de consumo varía de país a país en cuanto al año en que se inicia el descenso de la demanda. Sin embargo, todos los países muestran incrementos en el período 1972-1979 cuyas tasas anuales varían entre 3.6% y 7.4%, y disminuciones en el período 1979-1982 con un rango de variación entre 3.9% y 12.0% nuevamente en términos de tasas anuales. Se exceptúa de lo anterior Nicaragua, que tuvo una drástica caída (32%) entre 1978 y 1979, motivada por los sucesos bélicos ampliamente conocidos y que luego muestra una fuerte recuperación a razón de 5.8% en promedio anual para el período 1979-1982, (Véase el cuadro II-13.)

Del consumo total regional, prácticamente la mitad se concentra en Guatemala y Panamá, países que en 1982 les correspondió un 27% y 22%, respectivamente, de dicho total. La otra mitad en ese mismo año se repartió entre los países restantes que tuvieron una participación de un 12% en promedio, exceptuando Nicaragua, donde alcanzó un 15%. Las cifras anteriores se refieren al consumo global sin discriminar por productos, o sea, sin considerar la estructura de la demanda, misma que es esencial para el proceso de planificar los suministros.

Para propósitos de analizar la estructura de la demanda, se consideran como hidrocarburos livianos el gas licuado y las gasolinas; como destilados medios el queroseno-turbocombustible y el diesel, y como pesados el combustóleo y otros productos residuales. En concordancia con lo anterior y en sentido inverso, para 1982 los países con mayores consumos relativos de pesados son Panamá (37.6%), Nicaragua (33.4%) y Guatemala (29.5%), lo cual obedece mayormente a sus requerimientos de combustóleo

Cuadro II-13

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO TOTAL DE DERIVADOS DEL PETROLEO POR PAIS^{a/}

	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá ^{b/}
	<u>Millones de barriles</u>						
1972	29.00	3.71	4.05	7.68	2.85	3.97	6.74
1975	33.77	4.38	4.96	7.34	3.35	4.92	8.81
1976	34.38	4.58	5.07	6.95	3.45	5.60	8.73
1977	37.39	5.76	5.26	7.22	3.92	6.68	8.55
1978	40.67	6.16	5.41	10.73	4.01	6.02	8.34
1979	39.99	6.13	5.18	11.58	4.22	4.10	8.78
1980	38.06	5.49	4.78	11.36	4.15	4.69	8.09
1981	35.21	4.89	4.05	10.07	3.97	4.89	7.33
1982	33.08	4.18	4.02	8.94	3.83	4.85	7.26 ^{c/}
	<u>Tasas de crecimiento anual</u>						
1972-1982	1.3	1.2	-0.1	1.5	2.7	2.1	0.7
1972-1979	4.7	7.4	3.6	6.0	-5.8	0.5	3.9
1979-1982	-6.2	-12.0	-8.1	-8.2	-3.9	5.3	-6.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de estadísticas de hidrocarburos.

a/ Incluye consumo para generación termoeléctrica.

b/ Excluye el Área del Canal.

c/ En adición, el Área del Canal consumió 0.86 millones de barriles.

/para centrales

para centrales eléctricas a vapor. Por su parte, Honduras (61.4%) y Costa Rica (50.8%) muestran los más altos consumos de destilados medios, mismos que están directamente relacionados con el alto grado de dieseli- zación que han alcanzado sus respectivos sistemas de transportes. Por último, El Salvador (34.2%) supera a los países restantes en su partici- pación relativa en el consumo de combustibles livianos, situación resul- tante de un consumo relativamente alto en gasolinas del parque automo- triz y de gas licuado en cocción doméstica. (Véase el cuadro II-14.)

Vista a nivel regional, la estructura de la demanda, nuevamente para 1982, es como sigue, en porcentajes:

Productos	Demanda regional	Rango a nivel de países
Hidrocarburos livianos	28	22 - 34
Destilados medios	42	27 - 61
Productos pesados	29	16 - 38

La estructura de la demanda anterior a nivel regional es muy difícil de suplir con los crudos normalmente disponibles en el mercado de la región, básicamente por su alto requerimiento de destilados medios en general y de combustible diesel en particular. A nivel de países, y considerando los rangos antes anotados, también resultarían difíciles de suplir a base de crudos naturales aquellos países que tienen las demandas más altas en lo que concierne a los destilados medios en primer lugar, y a los productos livianos, en segundo.

Para una mayor ilustración del tema, se hace referencia a cuatro de los crudos que se importan de México (Istmo y Maya) y de Venezuela (Tía Juana Ligero y 13CF24.) en lo que concierne a sus rendimientos por des- tilación atmosférica. Para estos propósitos se consideran como productos livianos el gas licuado, las naftas y las gasolinas; como destilados medios el queroseno y el gasóleo, y como productos pesados los residuos. Los resultados indican los rangos siguientes en porcentajes:

Quadro II-14

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS DE PETROLEO POR TIPO Y POR PAIS, 1982

	Istmo Centroamericano		Costa Rica		El Salvador		Guatemala		Honduras		Nicaragua		Panamá	
	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%
Total	33 083	100.0	4 184	100.0	4 018	100.0	8 946	100.0	3 826	100.0	4 853	100.0	7 256^{a/}	100.0
Gas de refinería	478	1.4			41	1.0	66	0.7	10	0.3	87	1.8	273	3.8
Gas licuado	1 853	5.6	173	4.2	308	7.7	572	6.4	86	2.2	186	3.8	528	7.3
Gasolinas	7 527	22.7	940	22.5	1 064	26.5	1 928	21.5	765	20.0	1 081	22.3	1 750	24.1
Queroseno y turbocombustible	2 040	6.2	206	4.9	304	7.6	710	8.0	456	11.9	305	6.3	59	0.8
Diesel ^{b/}	11 662	35.3	1 922	45.9	1 327	33.0	3 030	33.9	1 893	49.5	1 573	32.4	1 919	26.5
Combustóleo ^{b/}	8 969	27.1	862	20.6	892	22.2	2 427	27.1	616	16.1	1 520	31.3	2 652	36.5
Otros ^{c/}	554	1.7	81	1.9	82	2.0	213	2.4			101	2.1	76	1.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de estadísticas de hidrocarburos.

a/ En adición, el Area del Canal consumió 856 000 barriles.

b/ Incluye consumo para generación termoeléctrica.

c/ Incluye no energéticos y gas de refinación.

Productos	Valor medio	Rango
Hidrocarburos livianos	30	13 - 31
Destilados medios	26	22 - 29
Productos pesados	52	40 - 62

Un mayor detalle se muestra en el cuadro II-15.

De los rangos anteriores se confirma lo antes explicado en el sentido de que no se podrían suplir las estructuras de las demandas nacionales con crudos naturales similares a los seleccionados utilizando refinerías sencillas (destilación atmosférica) como las que hay en la región. En adición, se producirían considerables sobrantes de combustóleo de menor valor económico.

b) Oferta de hidrocarburos

Para suplir los requerimientos de hidrocarburos a los que nos hemos venido refiriendo, y en vista de que la región no cuenta con recursos propios de petróleo --se exceptúa la producción incipiente en Guatemala-- se importan los mismos mayormente de México y Venezuela. Las importaciones comprenden petróleo, petróleo reconstituido y productos derivados. El petróleo reconstituido, como su nombre lo indica, se compone de petróleo crudo al que se le adicionan porciones de algunos derivados con miras a que mediante esta mezcla se pueda lograr una estructura más similar a la correspondiente a la demanda del país importador.

En términos generales, y de no haber exportaciones masivas, las importaciones de hidrocarburos a los países de la región deberán seguir un ritmo similar a los consumos. Lo anterior se puede constatar en las series históricas de consumo e importación de hidrocarburos para cuatro de los seis países del Istmo Centroamericano. Se exceptúan Panamá y Honduras, debido a que el primero ha tenido exportaciones importantes --aunque decrecientes-- durante todo el período 1972-1982 y el segundo, durante la primera mitad de la década de los setenta.

Cuadro II-15

ISTMO CENTROAMERICANO: RENDIMIENTOS POR DESTILACION ATMOSFERICA
DE ALGUNOS CRUDOS UTILIZADOS EN LA REGION

(Porcentajes por volumen)

Tipo de crudo	Valor medio	México		Venezuela	
		Istmo	Maya	Tía Juana Ligero	BCF24
°API	27.6	32.8	22.0	32.1	23.5
Livianos	30.3	31.1	21.2	23.0	13.1
Gas licuado		2.1	1.5	2.2	1.5
Nafta y gasolinas		29.9	19.7	20.8	11.6
Destilados medios	26.3	28.5	22.4	29.2	25.0
Queroseno		12.5	9.6	4.6	3.2
Gasóleos		16.0	12.8	24.6	21.8
Pesados	51.6	40.4	56.4	47.8	61.9
Residuos		40.4	56.4	47.8	61.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Gas Journal.

En términos numéricos, las importaciones regionales de petróleo y derivados disminuyeron de un total de 54.2 millones de barriles en 1972, a 40.5 en 1982. En ese mismo período, el consumo de productos derivados de petróleo se incrementó ligeramente --debido a la disminución a partir de 1979 ya mencionada-- de 29.0 a 33.1 millones de barriles. La drástica caída con las importaciones de hidrocarburos se explica por la disminución también drástica de dichas importaciones de parte de Panamá, donde bajó de 30.0 a 12.4 millones de barriles en el período de referencia y una reducción menor de parte de Honduras. Al igual que para el consumo, las importaciones crecen en el período 1977-1979 anterior a la segunda ronda de incrementos generalizados en los precios del petróleo y sus derivados, ya mencionada, y decrecen en los años subsiguientes, o sea, 1979-1982. Lo anterior tiene dos tipos de excepciones: el primero el caso de Nicaragua, cuyo consumo fue drásticamente reducido en 1979, como se explicó anteriormente; el segundo, la distorsión introducida por las exportaciones cambiantes en Panamá y en Honduras, también antes explicadas. (Véase el cuadro II-16.)

En el cuadro anterior se indica, bajo el rubro de petróleo, tanto el petróleo crudo como el reconstituido. En el mismo se nota que en términos generales las importaciones de productos derivados son una parte minoritaria del total de hidrocarburos, pero cuya proporción experimenta fuertes variaciones entre los diversos países. Ello obedece, por una parte, a la estructura de la demanda y, por la otra, a la política de refinación para suplirla. Esta última incluye, por su parte, los crudos disponibles, los crudos reconstituidos que se adquieran y las características de las refinerías. Si se desglosan las importaciones de crudos reconstituidos en sus principales componentes, que son el crudo base y los derivados, y a estos componentes se les adicionan respectivamente los crudos naturales y los derivados importados como tales, se obtiene un cuadro más realista en términos de crudos y derivados. El ejercicio anterior para el año de 1982 indica que para una importación regional total de unos 40.5 millones de barriles la proporción entre crudos y derivados fue de 70/30. A nivel de países, las proporciones varían

Cuadro II-16

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTACION DE PETROLEO Y DERIVADOS POR PAIS^{a/}

(Millones de barriles)

	Istmo Centro- americano	Costa Rica	El Salva- dor	Guate- mala	Honduras	Nicara- gua	Panamá
<u>1972</u>	<u>54.19</u>	<u>3.76</u>	<u>4.07</u>	<u>7.81</u>	<u>4.50</u>	<u>4.00</u>	<u>30.04</u>
Petróleo	50.06	2.96	3.35	6.45	4.42	3.64	29.24
Derivados	4.13	0.80	0.72	1.36	0.08	0.36	0.80
<u>1975</u>	<u>58.68</u>	<u>4.72</u>	<u>5.38</u>	<u>7.75</u>	<u>4.59</u>	<u>5.22</u>	<u>31.01</u>
Petróleo	52.43	2.02	5.01	5.57	4.56	4.74	30.53
Derivados	6.25	2.70	0.37	2.18	0.03	0.48	0.48
<u>1976</u>	<u>52.33</u>	<u>4.56</u>	<u>5.49</u>	<u>8.97</u>	<u>3.51</u>	<u>5.68</u>	<u>24.13</u>
Petróleo	42.40	1.84	5.14	5.31	3.44	5.06	21.62
Derivados	9.93	2.72	0.35	3.66	0.08	0.62	2.51
<u>1977</u>	<u>53.56</u>	<u>5.30</u>	<u>5.78</u>	<u>10.13</u>	<u>4.14</u>	<u>6.74</u>	<u>21.47</u>
Petróleo	43.09	2.57	5.27	5.34	3.41	5.34	21.17
Derivados	10.47	2.73	0.51	4.79	0.73	1.40	0.30
<u>1978</u>	<u>50.47</u>	<u>6.49</u>	<u>5.81</u>	<u>10.66</u>	<u>3.86</u>	<u>6.20</u>	<u>17.44</u>
Petróleo	39.84	3.38	5.52	6.05	3.99	4.54	17.26
Derivados	10.63	3.11	0.79	4.61	0.77	1.66	0.18
<u>1979</u>	<u>47.73</u>	<u>5.75</u>	<u>5.35</u>	<u>12.04</u>	<u>4.19</u>	<u>4.12</u>	<u>16.29</u>
Petróleo	37.29	2.93	5.13	6.30	3.49	3.38	16.07
Derivados	10.44	2.82	0.22	5.74	0.70	0.74	0.22
<u>1980</u>	<u>46.97</u>	<u>5.98</u>	<u>4.74</u>	<u>12.32</u>	<u>4.29</u>	<u>4.80</u>	<u>14.84</u>
Petróleo	37.39	3.77	4.59	6.95	3.63	4.15	14.30
Derivados	9.58	2.21	0.15	5.37	0.66	0.65	0.54
<u>1981</u>	<u>41.26</u>	<u>4.95</u>	<u>4.46</u>	<u>10.88</u>	<u>3.75</u>	<u>5.02</u>	<u>12.18</u>
Petróleo	31.72	3.49	4.36	6.83	1.71	4.64	10.69
Derivados	9.54	1.46	0.10	4.05	2.04	0.38	1.49
<u>1982</u>	<u>40.49</u>	<u>4.97</u>	<u>4.16</u>	<u>10.52</u>	<u>3.86</u>	<u>4.62</u>	<u>12.36</u>
Petróleo	30.52	3.37	3.91	6.50	0.70	4.20	11.75
Derivados	9.97	1.60	0.26	3.93	3.16	0.42	0.61
<u>Tasas de crecimiento</u>							
1972-1982	-2.9	2.8	0.2	3.0	-1.5	1.4	-8.5
1972-1979	-1.8	6.3	4.0	6.4	-1.0	0.4	-8.4
1979-1982	-5.3	-4.7	-8.0	-4.4	-2.7	3.9	-8.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de estadísticas de hidrocarburos.

a/ Incluye petróleo reconstituido.

/enormemente

enormemente teniendo, en un extremo, el caso de Panamá donde prácticamente sólo se importa crudo y, en el otro, a Honduras donde las importaciones de crudo fueron sólo un 10% del total importado. (Véase el cuadro II-17)

Para el procesamiento de los crudos naturales y reconstituidos importados, la región cuenta con refinerías en cada país. En cuestión de tamaños, todas son pequeñas --12 000 a 17 000 barriles por día-- con excepción de la de Panamá, que es de 80 000 barriles por día, todas en términos de destilación atmosférica. En materia institucional, en cinco países las refinerías son de propiedad privada ---se exceptúa la de Costa Rica, que es estatal-- y, en concordancia con lo anterior, en dichos países tanto la refinación como la distribución y comercialización de los hidrocarburos están en manos privadas, mientras que en Costa Rica las funciones anteriores las realiza el Estado. En materia de procesos básicos para la elaboración de derivados, todas las refinerías en referencia son de tipo sencillo --destilación atmosférica-- con excepción de la de Panamá que incluye viscorreducción, y la de Costa Rica que recientemente añadió una unidad de craqueo térmico. (Véase el cuadro II-18.)

La función básica de la refinación es la de suplir los requerimientos del mercado mismo que se define por la estructura de consumo, según se comentó anteriormente. En la región centroamericana, en términos generales, las estructuras de consumo se caracterizan por su alto contenido de destilados medios, como también se mencionó con anterioridad. En consecuencia, las refinerías deben tratar --hasta donde los crudos y sus características técnicas se lo permitan-- de maximizar la producción de destilados medios en general y de combustible diesel en particular. Un análisis de las estructuras de producción obtenido en 1982 en los países del Istmo es como sigue, en porcentaje:

Productos	Promedio regional	Rango
Hidrocarburos livianos	20	13 - 28
Destilados medios	34	29 - 54
Productos pesados	46	32 - 56

Cuadro II-17

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTACION DE PETROLEO CRUDO,
RECONSTITUIDO Y DERIVADOS, 1982

	Istmo Centro- americano	Costa Rica	El Salva- dor	Guate- mala	Honduras	Nicara- gua	Panamá
<u>Total</u>	<u>40.48</u>	<u>4.97</u>	<u>4.17</u>	<u>10.50</u>	<u>3.86</u>	<u>4.62</u>	<u>12.36</u>
Petróleo crudo	28.15	3.20	3.48	5.13	0.39	4.20	11.75
Derivados	12.33	1.77	0.69	5.37	3.47	0.42	0.61
<u>Crudo natural</u>	<u>21.48</u>	<u>1.68</u>	<u>1.77</u>	<u>3.99</u>	-	<u>2.29</u>	<u>11.75</u>
<u>Crudo reconstituido</u>	<u>9.04</u>	<u>1.69</u>	<u>2.13</u>	<u>2.59</u>	<u>0.71</u>	<u>1.91</u>	
Crudo base	6.67	1.52	1.71	1.14	0.39	1.91	
Derivados	2.37	0.17	0.43	1.45	0.32	...	
Gasolina	0.85	-	0.23	0.62	-	...	
Queroseno	0.39	0.04	-	0.23	0.12	...	
Diesel	1.05	0.09	0.16	0.60	0.20	...	
Otros	0.08	0.04	0.04	-			
<u>Derivados</u>	<u>9.96</u>	<u>1.60</u>	<u>0.26</u>	<u>3.92</u>	<u>3.15</u>	<u>0.42</u>	<u>0.61</u>
Gas licuado	1.18	0.06	0.05	0.56	0.10	0.03	0.39
Gasolina	2.49	0.37	0.12	1.12	0.67	0.14	0.08
Queroseno y turbocombustible	0.78	0.02	0.02	0.31	0.37	-	0.06
Diesel	4.62	1.13	0.02	1.59	1.57	0.22	0.08
Combustóleo	0.60	-	-	0.15	0.44	-	
Otros	0.29	0.02	0.05	0.19	-	0.03	

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones suministradas por los países.

Cuadro II-18

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD DE REFINACION, 1982

(Barriles por día calendario)

País/ lugar	Compañía	Destilación atmosférica	Destilación al vacío	Reformación catalítica	Tratamiento de destilación	Craqueo térmico	Viscorre- ducción
Total		169 000					
Costa Rica Moin	Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) <u>a/</u>	16 000	700	1 500	3 100	3 300	
El Salvador Acajutla	Refinadora Acajutla, S.A. (RASA) <u>b/</u>	16 000	1 900	2 900	6 500		
Guatemala Escuintla	Texas Petroleum	17 000		3 000	2 400		
Guatemala Puerto Barrios	Guatemala- California, Inc. <u>c/</u>	12 000		3 150	2 300		
Honduras Puerto Cortés	Texaco	14 000		1 800	4 700		
Nicaragua Managua	Esso	14 000	1 900	2 800	4 500		
Panamá Bahía Las Minas	Texaco	80 000	12 000	12 000	26 000		20 000

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones suministradas por los países.

a/ Empresa estatal.b/ Esso-Shell.c/ Dejó de operar en 1975.

Aunque los rangos anteriores son demasiado amplios debido a la distorsión por la inclusión de una refinería más especializada como la de Panamá, su comparación con el cuadro equivalente a la estructura de consumo antes anotado indica sobrantes de productos pesados y faltantes de diesel y gasolinas. (Véase el cuadro II-19.) De acuerdo con lo anterior, las importaciones netas de derivados en 1982 se concentraron en destilados livianos --gas licuado y gasolinas-- y en combustible diesel; las exportaciones netas, por su parte, se concentraron en combustóleo.

c) El Acuerdo de San José

Por considerarlo de importancia especial, se hace referencia al Programa Mexicano-Venezolano de Cooperación Energética para Países de Centroamérica y el Caribe, mejor conocido como Acuerdo de San José. El mismo se inició el 3 de agosto de 1980 y se ha estado extendiendo anualmente, siendo su actual período de vigencia el 3 de agosto de 1984.

De acuerdo con el convenio original, se prevía suplir los requerimientos de nueve países beneficiarios --los seis del Istmo Centroamericano y adicionalmente República Dominicana, Jamaica y Barbados-- hasta un máximo de 160 000 barriles diarios, distribuyéndose las cuotas por país con partes iguales entre México y Venezuela. Para propósitos de su implementación se requieren contratos individuales entre cada país y México y Venezuela por separado. Los precios de venta y la disponibilidad de crudos serían los del mercado internacional en que ambos países suplidores operan. En adición a la garantía de suministro antes mencionada, México y Venezuela otorgarían a crédito hasta un 30% de la producción petrolera, pagadero a un plazo de cinco años, con un interés anual de 4%. Este crédito podría convertirse en un financiamiento a largo plazo --20 años y 2% de interés anual-- si los fondos fuesen destinados a proyectos prioritarios de desarrollo económico, particularmente relacionados con el sector energético.

Las condiciones financieras anteriores se mantuvieron en las sucesivas renovaciones, con excepción de la última, vigente desde el 3 de

Cuadro II-19

ISTMO CENTROAMERICANO: PRODUCCION DE REFINERIAS POR PRODUCTO Y PAIS, 1982

	Istmo Centroamericano		Costa Rica		El Salvador		Guatemala		Honduras		Nicaragua		Panamá	
	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%
Total	28 878	100.0	3 165	100.0	4 183	100.0	4 541	100.0	693	100.0	4 222	100.0	12 074	100.0
Gas licuado	674	2.3	76	2.4	254	6.1	26	0.6	5	0.6	165	3.9	148	1.2
Gasolinas	5 014	17.4	623	19.7	911	21.8	838	18.5	86	12.4	863	20.4	1 693	14.0
Queroseno y turbocombustible	2 062	7.1	197	6.2	278	6.7	414	9.1	73	10.6	305	7.2	794	6.6
Diesel	7 834	27.1	864	27.3	1 269	30.3	1 460	32.1	299	43.2	1 217	28.9	2 725	22.6
Combustóleo	12 054	41.7	1 182	37.4	1 195	28.5	1 690	37.2	204	29.5	1 527	36.2	6 256	51.8
Otros	1 240	4.3	223	7.0	276	6.6	113	2.5	26	2.7	144	3.4	458	3.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de estadísticas de hidrocarburos.

agosto de 1983. En efecto, en el Acuerdo actualmente vigente el crédito inicial cubre solamente el 20% de la factura petrolera, con un plazo de cinco años y un interés anual de 8%. En adición, el financiamiento extendido es a 20 años, con un interés anual de 6%. En comparación con un financiamiento más convencional, digamos a una tasa anual de 11%, las ventajas financieras del Convenio actual en términos de dólares por barril serían de 0.46 para el plazo de cinco años y de 1.76 para los 20 años, asumiendo un costo de 29 dólares por barril de crudo.

El Acuerdo de San José se considera de gran importancia por ser quizá el único ejemplo tangible de cooperación Sur-Sur en el espinoso campo de los hidrocarburos en particular y de la energía en general. El mismo garantiza el suministro de petróleo a países de la región, sin diferenciaciones políticas y genera una importante cantidad de financiamiento semiblando para el desarrollo de proyectos prioritarios en los países beneficiarios. Sin descontar lo antes dicho, cabe anotar posibles problemas operativos, limitaciones en cuanto a tipos de crudo y existencia o no de proyectos nacionales para aprovechar al máximo los fondos generados.

III. PROYECCION DE LA DEMANDA DE HIDROCARBUROS

1. Introducción

Bajo la coyuntura actual, elaborar proyecciones a largo plazo de demanda de energía en general y de hidrocarburos en particular resulta bastante complejo y presenta un elevado grado de incertidumbre. En función de los limitados alcances del presente trabajo, como primera aproximación al problema del suministro y refinación de petróleo en la región se efectuó el análisis de las alternativas solamente a corto plazo. Por ello, para proyectar la demanda se utilizó una metodología muy sencilla y rápida que permitiera, sobre todo, tener una idea aproximada de la estructura de la demanda de hidrocarburos, que es un elemento fundamental en la selección de crudos y en el criterio de operación de las refinerías, análisis que constituye el objetivo central del estudio.

En forma esquemática, la metodología general utilizada es la siguiente:

- Estimación de tasas de crecimiento del PIB a futuro en cada uno de los países.
- Proyección del consumo final total de energía comercial (excluyendo el consumo propio de la refinería) mediante su relación histórica con el PIB.
- Proyección de la tendencia histórica de la estructura de consumo sectorial.
- Proyección, dentro de cada sector, de la tendencia histórica de la estructura de consumo de los diferentes energéticos comerciales.
- Simulación de la operación del sector eléctrico nacional para estimar la generación eléctrica a base de hidrocarburos.
- Consideraciones respecto al consumo propio de las refinerías y otros factores.

Es de notarse que la proyección realizada es básicamente la tendencia histórica (salvo ciertos ajustes) de la estructura de la matriz de consumo energético, la cual tendría lugar si no se desarrollan

/acciones

acciones concretas que alteren la inercia natural de dicho sistema. Dado que el horizonte de análisis es a 1990, la posibilidad de introducir tales cambios es reducida. Nótese también que las proyecciones de consumo de derivados del petróleo no se realizaron independientemente unas de otras ni del resto de los energéticos comerciales, sino que se proyectó la dinámica de la estructura del balance energético donde se considera la interacción entre los diferentes energéticos comerciales. La suposición sujeta a mayor incertidumbre es la referente a las tasas de crecimiento económico y, en menor grado, la relación entre éste y el consumo de energía, pero dado que el factor más importante en el presente estudio es la estructura de consumo de los diferentes petrolíferos y, en segundo término, su volumen absoluto, la metodología adoptada permite obtener una aproximación razonable a la demanda de hidrocarburos en el período analizado.

2. Proyección de la energía comercial total

El consumo de energía depende de una diversidad de factores e interacciones entre ellos, tales como la actividad económica y su composición sectorial, distribución del ingreso, precios de los energéticos, tecnología utilizada, hábitos de consumo, clima, etc.

Para simplificar y considerando la importancia de la actividad económica, la demanda final de energía comercial (Z) ha sido proyectada a partir de la relación histórica que mantuvo con el PIB utilizando el modelo potencial siguiente:

$$Z = Z_0 (\text{PIB})^\alpha$$

donde Z_0 y α son parámetros estadísticos.

El consumo final de energía comercial incluye derivados de petróleo, electricidad, carbón de leña y residuos vegetales.

El consumo propio de la refinería, aunque es parte del consumo final, fue excluido porque éste depende de la capacidad a la que opere la planta y ésta es una variable que recién puede estimarse después de efectuar los cálculos de refinación.

/El consumo

El consumo de hidrocarburos para generación eléctrica es calculado por separado, como se verá posteriormente.

Las tasas de crecimiento económico utilizadas se presentan en el cuadro III-1. Conviene señalar que al momento de efectuar las proyecciones, el último dato histórico correspondió a 1982, habiéndose proyectado las cifras de 1983.

La relación energía-PIB se había mantenido relativamente uniforme hasta 1979, observándose cambios a partir de esa fecha que podrían ser explicados, entre otras cosas, por el aumento de los precios del petróleo y por los cambios estructurales de la actividad económica generados por la recesión de la misma. Por lo anterior, las proyecciones obtenidas con el modelo descrito se utilizaron como una referencia de tendencia que, en algunos casos, fueron ajustadas tomando en cuenta lo sucedido en los últimos años.

El caso de Guatemala fue tratado de manera diferente por algunos problemas encontrados en la información disponible. En este país no se proyectó el consumo final de energía comercial sino el consumo final de hidrocarburos, excluyendo el relativo a la empresa EXMIBAL, que se supuso no volvería a operar. Tampoco se utilizó el modelo mencionado, sino que la proyección fue realizada sobre la base de la elasticidad con el PIB observada en el período 1975-1979, cuyo valor medio se estimó en 1.3.

Los detalles de cálculo se presentan en los cuadros 1 y 2 del anexo III.

3. Proyección del consumo final por sectores

La energía proyectada es utilizada por los diferentes sectores de consumo, definidos así:

- Z_1 = residencial y comercial
- Z_2 = transporte
- Z_3 = industrial (incluye agro y pesca)
- Z_4 = otros (público y no identificado)

La participación porcentual (z_j) de cada uno de los sectores en el consumo final total tiene una dinámica según se desarrolla

Cuadro III-1

ISTMO CENTROAMERICANO: TASAS ESTIMADAS DE
CRECIMIENTO DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO

	1983-1984	1985	1986-1990
Costa Rica	-1.0	1.5	3.5
El Salvador	-1.5	0.5	2.0
Guatemala	-1.0	1.0	2.0
Honduras	-1.0	1.0	3.5
Nicaragua	-1.0	1.0	2.0
Panamá	2.0	2.0	3.5

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

la economía, y es esta tendencia la que se buscó proyectar a partir de funciones potenciales de la forma

$$z_j = \gamma_j t^{\nu_j}$$

donde γ_j y ν_j son parámetros estadísticos y t es la variable tiempo.

Este tipo de modelo se adapta bien a la proyección de estructuras, ya que tiende a suavizar las tendencias frente a modelos de tipo exponencial que, por el contrario, acentúan las mismas.

Para hacer que las proyecciones de un año dado cierren al 100% se dividen entre el valor total de la estructura resultante, lo cual no introduce alteraciones sustanciales en la evolución de la misma puesto que los sesgos son pequeños en proyecciones de mediano plazo.

Las series históricas fueron analizadas y depuradas, lo cual permitió tener mejores proyecciones. Es de notarse que en los últimos años las tendencias estructurales han sufrido cambios que dificultan las proyecciones, dado que no es fácil conocer si son cambios coyunturales o permanentes. Se consideró que el modelo genera buenas proyecciones si el coeficiente de correlación es mayor de 0.7, y en caso contrario la proyección se realizó como el promedio de la serie histórica depurada. Cuando la proyección se hizo sobre la base del promedio, el cierre de la estructura al 100% se realizó ajustando sólo las proyecciones hechas con el modelo potencial.

Las cuestiones más importantes encontradas en cada país pueden resumirse así:

Costa Rica. La estructura sectorial se mantiene relativamente estable y fue estimada como el promedio de las series.

El Salvador. Hay un cambio de tendencia a partir de 1974 que continúa hasta 1982, y es con esta información con la que se hizo la proyección sectorial. Durante este período, el sector residencial y comercial, así como el transporte, tienen una participación creciente, mientras que en el industrial es decreciente.

Guatemala. Por los problemas encontrados con los datos, la proyección no se realizó por sectores, sino que se proyectó el consumo final total de cada derivado tomando como constante la estructura que se presentó en 1982.

/Honduras:

Honduras. El sector transporte muestra una tendencia decreciente, mientras que en el industrial y otros es creciente, proyectándolos de esa manera. El residencial y comercial presentan una contribución bastante estable y es proyectada sobre la base del promedio. La gasolina y el diesel del sector comercial se asignaron al transporte.

Nicaragua. La estructura de consumo energético resulta difícil de predecir y se consideró que la del último año conocido (1981) era la más representativa para 1985. En 1990 se modificó ligeramente, aumentando en 1% la participación del sector industrial a expensas del sector otros.

Panamá. Presenta un comportamiento sectorial similar a Honduras, a excepción del residencial y comercial, que cambia de una tendencia negativa a una positiva a partir de 1980, y considerando que esta última no se mantiene a futuro, se proyectó dicho sector mediante su participación promedio.

Para detalles de cálculo, referirse a los cuadros 3 a 31 del anexo III.

4. Proyección del consumo neto por productos

Para la proyección de las estructuras de cada sector de consumo según forma de energía se utilizó un modelo similar al anterior

$$y_{ij} = y_{ij} t^{v_{ij}}$$

donde y_{ij} es la participación porcentual del energético i en el consumo final de energía comercial del sector j y t es la variable tiempo.

Todo lo referente al cierre de estructuras al 100%, la depuración de las series de datos y los criterios de proyección mencionados en el caso sectorial se aplican igualmente en este caso.

Cabe mencionar que el sector residencial y comercial ha sido el menos afectado por la situación de los últimos años, de tal manera que su consumo de energía sólo ha atenuado su tasa de crecimiento o ha decrecido ligeramente, por lo que su participación en el consumo

/total

total ha aumentado. Por ello, las proyecciones realizadas para este sector están subestimadas, principalmente en el caso de la electricidad que es, con excepción de Honduras, su principal energético comercial. Históricamente, este consumo de electricidad ha tenido un crecimiento alto, atenuándose durante los últimos años, excepto en Costa Rica. Las proyecciones de electricidad del sector en cuestión fueron reelaboradas a partir de las tasas de crecimiento histórico, aunque suponiendo que éstas ya no serán tan altas en el futuro.

Por otra parte, se realizaron pequeños ajustes en la electricidad del sector otros en Honduras y Nicaragua, y se mantuvo intacta la proyección del sector industrial en todos los casos.

Para Guatemala la demanda de electricidad por sectores se tomó del balance de energía, proyectando la del sector industrial a través de valores estimados de la elasticidad con respecto al PIB.

5. Demanda de hidrocarburos en generación eléctrica

Una vez estimado el consumo total de electricidad, se calculó la generación de la misma considerando 14% de pérdidas de transformación y distribución en Honduras, y 15% en el resto de los países. Posteriormente, la generación fue desagregada en sistema nacional interconectado, sistemas aislados y autoproductores.

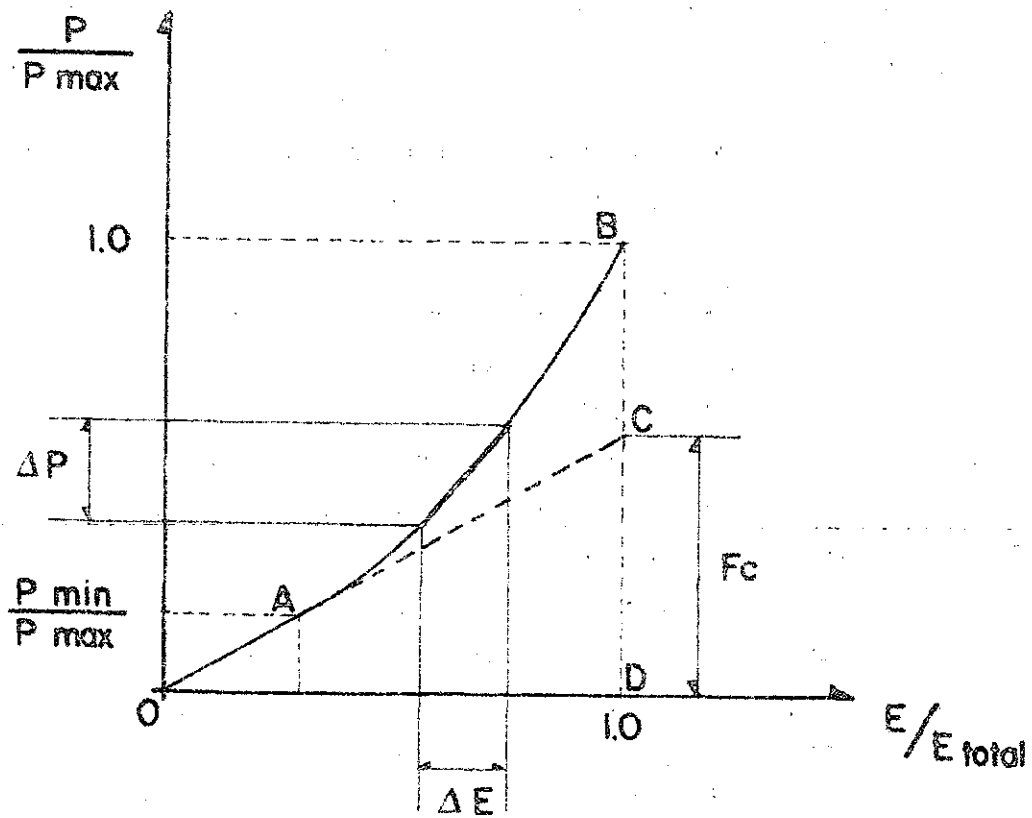
Ya calculada la generación del sistema nacional interconectado, se procedió a simular su operación para determinar la generación térmica por tipo de planta y, con ella, el consumo de combustibles. La simulación se realizó tanto en estación seca como en húmeda, suponiendo un año de hidraulicidad media. El método adoptado consistió en construir la curva integral de cargas normalizada y ubicar manualmente los equipamientos en arcos de ella. Esta proviene de integrar la curva monótona de cargas, tal como aparece en el gráfico III-1

Las adiciones de nuevas centrales hidráulicas y geotérmicas que se consideró estarán operando en los dos años simulados se presentan en el cuadro III-2.

/Gráfico III-1

Gráfico III-1

CURVA INTEGRAL DE CARGAS NORMALIZADA



Cuadro III-2

CENTRALES HIDRAULICAS Y GEOTERMICAS ADICIONALES
QUE ESTARAN OPERANDO EN 1985 Y 1990

(MW)

Centrales	1985		1990	
	Hidráulicas	Geotérmicas	Hidráulicas	Geotérmicas
Costa Rica	Ventanas Garita	-	90	-
	Geotérmica Miravalles	-	-	55
El Salvador	San Lorenzo	180	-	-
	Ampliación 5 de Noviembre	-	120	-
	Berlín	-	-	55
Guatemala	Zunil I (geotérmica)	-	-	15
	Sta. María II	-	68	-
Honduras	El Cajón	292 ^{a/}	-	-
Nicaragua	Asturias	b/	-	-
	Larreynaga	-	48	-
	Mamotombo II (geotérmica)	-	-	35
	Río Y-Y	-	27	-
	Pequeños Hidro	-	2	-
	El Hoyo I	-	-	35
Panamá	Fortuna I	300	-	-
	Fortuna II	-	b/	-
	Bayano III	-	75	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones de los países.

a/ Entrada en operación en mayo de 1985.

b/ Sólo agrega energía.

/Los resultados

Los resultados de la simulación muestran que las centrales hidroeléctricas y geotérmicas cubren totalmente la demanda en 1990, salvo en el caso de Panamá, donde existe un déficit de 255 GWh a ser cubierto con turbinas de vapor. En 1985 sólo Honduras y Nicaragua tienen necesidad de generar con hidrocarburos --147 GWh y 399 GWh, respectivamente-- y dado que estos países están interconectados con Costa Rica se consideraron importaciones de este país, con lo cual se reduce la generación térmica real a 102 GWh y 105 GWh. En Panamá se consideró que para 1985 se requiere generar 55 GWh con plantas de vapor debido a problemas operacionales.

Por otro lado, la generación de autoprodutores y sistemas aislados fue desagregada por tipo de planta sobre la base de la participación histórica observada, para luego calcular su consumo de combustibles.

Todos los detalles de cálculo de la simulación de los sistemas eléctricos nacionales se encuentran contenidos en los cuadros 32 a 42 del anexo III.

6. Proyección resultante de la demanda de hidrocarburos

La demanda total de hidrocarburos proyectada que se utilizó en los cálculos de este trabajo se presenta en los cuadros III-3 al III-8. La demanda regional resultante fue de 33.63 y 38.88 millones de barriles para 1985 y 1990 respectivamente. Se compone de la demanda final y de la demanda para generación eléctrica proyectadas de la manera ya descrita anteriormente, e incluye también algunas demandas adicionales que a continuación se mencionan.

Se dijo en su momento que las proyecciones de demanda neta no incluyeron el consumo propio de las refinerías puesto que éste depende de la capacidad a la que opera la planta y de otros factores. Este consumo se obtendría como resultado de la simulación de la refinería para un criterio de operación y un crudo determinado, pero para ello se requiere la estimación previa del mismo, por lo que esto se convierte en un problema que debe resolverse con un método iterativo. Con la información disponible, y por razones metodológicas, es más sencillo incluir ese consumo de combustibles en los costos de refinación por

Cuadro III-3

COSTA RICA: DEMANDA PROYECTADA DE HIDROCARBUROS

(TCal)

	Gas licuado		Gasolinas		Queroseno y turbocombustible		Diesel		Combustóleo		No energéticos	
	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990
Demanda total (10 ³ Bbl)	223	304	1 052	1 260	240	279	2 188	2 798	889	1 072	136	136
(Porcentajes)	4.7	5.2	22.2	21.5	5.1	4.8	46.3	47.8	18.8	18.3	2.9	2.3
(TCal)	216	295	1 305	1 563	314	365	3 019	3 861	1 316	1 587	188	188
Demanda final	216	295	1 305	1 563	314	365	2 868	3 640	1 308	1 576	188	188
Residencial y comercial	188	260	-	-	137	145	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	-	1 305	1 563	144	179	2 456	3 130	-	-	-	-
Industrial y agro	28	35	-	-	33	41	396	494	1 081	1 349	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	188	188
Refinería	-	-	-	-	-	-	16	16	227	227	-	-
Demanda en generación eléctrica	-	-	-	-	-	-	151	221	8	11	-	-
Sistema nacional interconectado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistemas aislados	-	-	-	-	-	-	120	168	8	11	-	-
Autoproductores	-	-	-	-	-	-	31	53	-	-	-	-

Fuente: Proyecciones de la CEPAL.

Nota: Las demandas totales de hidrocarburos en 1985 y 1990 son de 4 728 000 y 5 849 000 barriles, respectivamente.

Quadro III-4

EL SALVADOR: DEMANDA PROYECTADA DE HIDROCARBUROS

(TCal)

	Gas licuado		Gasolinas		Queroseno y turbocombustible		Diesel		Combustóleo		No energéticos	
	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990
Demanda total (10 ³ Bbl)	319	413	1 023	1 150	297	329	1 423	1 645	718	762	114	114
(Porcentajes)	8.2	9.3	26.3	26.0	7.6	7.5	36.6	37.3	18.4	17.3	2.9	2.6
(TCal)	310	402	1 258	1 415	391	443	1 958	2 263	1 067	1 133	157	157
Demanda final	310	402	1 258	1 415	391	443	1 716	1 975	1 067	1 133	157	157
Residencial y comercial	284	375	-	-	198	213	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	-	1 243	1 398	168	194	1 431	1 693	-	-	-	-
Industrial y agro	21	22	10	11	23	24	217	209	898	961	-	-
Otros	-	-	5	6	2	2	38	43	19	22	157	157
Refinería	5	5	-	-	-	-	30	30	150	150	-	-
Demanda en generación eléctrica	-	-	-	-	-	-	242	288	-	-	-	-
Sistema nacional interconectado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistemas aislados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autoprodutores	-	-	-	-	-	-	242	288	-	-	-	-

Fuente: Proyecciones de la CEPAL.

Nota: Las demandas totales de hidrocarburos en 1985 y 1990 son de 3 894 000 y 4 413 000 barriles, respectivamente.

Cuadro III-5

GUATEMALA: DEMANDA PROYECTADA DE HIDROCARBUROS

	Gas licuado		Gasolinas		Queroseno y turbocombustible		Diesel		Combustóleo		No energéticos	
	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990
Demanda total (10 ³ Bbl)	556	643	1 873	2 129	699	796	2 740	3 107	876	997	200	200
(Porcentajes)	8.1	8.2	26.9	27.0	10.1	10.1	39.4	39.5	12.6	12.7	2.9	2.5
(TCal)	526	598	2 322	2 640	937	1 066	3 809	4 319	1 253	1 425	278	278
Demanda final (TCal)	526	598	2 322	2 640	937	1 066	3 724	4 234	1 253	1 425	278	278
Demanda en generación eléctrica (TCal)	-	-	-	-	-	-	85 ^{a/}	85 ^{a/}	-	-	-	-

Fuente: Proyecciones de la CEPAL.

Nota: Las demandas totales de hidrocarburos en 1985 y 1990 son de 6 954 000 y 7 872 000 barriles, respectivamente.

a/ 71 TCal de sistemas aislados y 14 TCal de autoproductores.

Cuadro III-6

HONDURAS: DEMANDA PROYECTADA DE HIDROCARBUROS

(TCal)

	Gas licuado		Gasolinas		Queroseno y turbocombustible		Diesel		Combustible		No energéticos	
	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990
Demanda total (10 ³ Bbl)	102	119	807	968	481	601	1 766	2 230	850	895	-	-
(Porcentajes)	2.5	2.5	20.2	20.1	12.0	12.5	44.1	46.3	21.2	18.6	-	-
(TCal)	95	111	976	1 170	637	795	2 472	3 122	1 234	1 299	-	-
Demanda final	95	111	976	1 170	637	795	2 266	2 930	1 015	1 270	-	-
Residencial y comercial	83	95	-	-	416	518	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	-	838	988	188	232	1 108	1 411	-	-	-	-
Industrial y agro	12	16	89	116	-	-	905	1 178	820	1 067	-	-
Otros	-	-	49	66	33	45	253	341	22	-	-	-
Refinería	-	-	-	-	-	-	-	-	173	173	-	-
Demanda en generación eléctrica	-	-	-	-	-	-	206	192	219	29	-	-
Sistema nacional interconectado	-	-	-	-	-	-	44	-	198	-	-	-
Sistemas aislados	-	-	-	-	-	-	84	84	-	-	-	-
Autoproductores	-	-	-	-	-	-	78	108	21	29	-	-

Fuente: Proyecciones de la CEPAL.

Nota: Las demandas totales de hidrocarburos en 1985 y 1990 son de 4 006 000 y 4 813 000 barriles, respectivamente.

Cuadro III-7

NICARAGUA: DEMANDA PROYECTADA DE HIDROCARBUROS

(TCal)

	Gas licuado		Gasolinas		Queroseno y turbocombustible		Diesel		Combustóleo		No energéticos	
	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990
Demanda total (10 ³ Bbl)	182	202	1 102	1 188	242	254	1 583	1 754	687	549	110	110
(Porcentajes)	4.7	5.0	28.2	29.3	6.2	6.3	40.5	43.2	17.6	13.5	2.8	2.7
(TCal)	176	196	1 352	1 468	321	336	2 166	2 399	1 018	813	150	150
Demanda final	168	188	1 362	1 468	321	336	1 954	2 175	709	779	150	150
Residencial y comercial	140	156	-	-	127	126	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	-	1 052	1 152	155	170	959	1 051	-	-	-	-
Industrial y agro	28	32	36	96	22	24	564	697	568	656	-	-
Otros	-	-	224	220	16	16	430	426	11	11	150	150
Refinería	8	8	-	-	-	-	1	1	112	112	-	-
Demanda en generación eléctrica	-	-	-	-	-	-	212	224	309	34	-	-
Sistema nacional interconectado	-	-	-	-	-	-	22	-	280	-	-	-
Sistemas aislados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autoprodutores	-	-	-	-	-	-	190	224	29	34	-	-

Fuente: Proyecciones de la CEPAL.

Nota: Las demandas totales de hidrocarburos en 1985 y 1990 son de 3 906 000 y 4 057 000 barriles, respectivamente.

Cuadro III-8

PANAMA: DEMANDA PROYECTADA DE HIDROCARBUROS

(TCal)

	Gas licuado		Gasolinas		Queroseno y turbocombustible		Diesel		Combustóleo		No energéticos	
	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990	1985	1990
Demanda total (10 ³ Bbl)	526	642	1 911	2 196	805	920	2 782	3 437	4 046	4 581	72	83
(Porcentajes)	5.2	5.4	18.9	18.5	7.9	7.8	27.4	29.0	39.9	38.6	0.7	0.7
(TCal)	500	610	2 332	2 679	1 070	1 224	3 839	4 746	5 947	6 734	100	115
Demanda final	500	610	2 210	2 557	1 070	1 224	2 496	3 331	1 240	1 347	100	115
Residencial y comercial	436	527	-	-	46	50	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	-	2 210	2 557	1 018	1 166	1 353	1 745	-	-	-	-
Industrial y agro	64	83	-	-	6	8	1 088	1 517	735	356	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	43	54	30	38	100	115
Refinería	-	-	-	-	-	-	12	15	475	453	-	-
Demanda en generación eléctrica	-	-	-	-	-	-	239	311	297	977	-	-
Sistema nacional interconectado	-	-	-	-	-	-	-	-	176	817	-	-
Sistemas aislados	-	-	-	-	-	-	39	45	-	-	-	-
Autoproductores	-	-	-	-	-	-	200	266	121	160	-	-
Exportaciones	-	-	122 ^{a/}	122 ^{a/}	-	-	1 104 ^{b/}	1 104 ^{b/}	4 410 ^{c/}	4 410 ^{c/}	-	-

Fuente: Proyecciones de la CEPAL.

Nota: El sector transporte incluye consumo a bordo de turbocombustible, y las exportaciones comprenden las propiamente dichas y el consumo a bordo de barcos. Las demandas totales de hidrocarburos en 1985 y 1990 son de 10 142 000 y 11 859 000 barriles, respectivamente.

a/ 100 000 barriles; b/ 800 000 barriles, y c/ 3 000 000 barriles.

barril de crudo procesado y no dentro de la demanda de derivados. Pero, al mismo tiempo, se trata de un consumo real que influye en la estructura de demanda total, especialmente en lo que se refiere a combustóleo, y debe contabilizarse por ser la estructura un factor clave en este estudio. Para solucionar en forma sencilla este problema se optó por alterar la estructura de la demanda adicionando un consumo similar al observado durante los últimos años en las refinerías. El método de análisis de las alternativas de refinación, propósito de este estudio, consiste en calcular las diferencias entre ellas, y como el ajuste a la demanda mencionado anteriormente es una cantidad constante, no influye en los resultados de costos diferenciales. Sólo en el caso de que se desee calcular el costo de importar el total de la demanda de derivados debe excluirse dicho consumo.

Por otra parte, por la situación particular de Panamá en cuanto a que es exportador de hidrocarburos y que además vende cantidades sustanciales de combustible a barcos (consumo a bordo) que pasan por el canal, deben tomarse éstos como una demanda que debe cubrir la refinería adicional a la demanda interna. La tendencia de esta demanda ha sido fuertemente decreciente y es de muy difícil proyección por los factores que la determinan, así que se tomó una estimación conservadora similar a la de 1982. Además, se incluyó en el sector transporte la demanda proyectada de turbocombustible para aviones de bandera extranjera (consumo a bordo).

Por último, la demanda de hidrocarburos con usos no energéticos fue estimada mediante un valor cercano al consumo medio histórico por tener un comportamiento muy errático.

IV. ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS

1. Aspectos generales

Con el fin de analizar las opciones de abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano, se considerarán dos alternativas: la primera de ellas, que constituye la alternativa básica o de referencia, consiste en el mantenimiento de las actuales características del abastecimiento y la refinación de petróleo en la región: cada país recibe sus propios suministros de crudo y derivados, operando cada refinería nacional en forma independiente de las demás tratando de cubrir la demanda interna de derivados de la mejor forma posible. Para cada país considerado individualmente se estudiarán alternativas de suministro con distintos tipos de crudo, de variadas procedencias, dentro del mercado mundial.

La segunda presenta una alternativa de operación regional coordinada de todas las refinerías, incluyendo la instalación de capacidad de conversión secundaria en una de ellas, sin que ello implique el cierre de ninguna de las refinerías nacionales. Dadas las características de las refinerías existentes en los países del área, la de Panamá, por su tamaño y estructura, sería la más adecuada para incorporar capacidad de conversión y operar como refinería de balance cubriendo los faltantes de livianos y destilados de los países centroamericanos, cuyas refinerías operarían a baja capacidad cubriendo la demanda interna de productos pesados. De esta manera, se posibilitaría el procesamiento en la región de una proporción mucho mayor de crudos pesados, lo que permitiría la apropiación del excedente económico que brindan estos crudos. En esta alternativa también se considerarán crudos o mezclas provenientes de distintas áreas exportadoras.

Es importante señalar que, dados los limitados alcances del trabajo, no se efectuó una proyección a largo plazo por períodos anuales, sino que el análisis se limitó a opciones de suministro nacional para el año próximo (1985) y a la comparación entre las opciones de operación nacional y regional para el año 1990. En una etapa siguiente debería

/efectuarse

efectuarse el análisis a largo plazo considerando en ese caso la opción de expansión de cada una de las refinerías aisladamente frente a la expansión de una o dos refinerías regionales.

2. Costos unitarios de transporte de crudo y derivados

Para poder analizar comparativamente en forma cuantitativa diferentes opciones de abastecimiento de crudo es necesario tener en cuenta el costo del transporte del producto desde las diferentes zonas exportadoras hasta los puertos de recepción en cada uno de los países. La estimación de estos fletes se efectuó sobre la base de la escala mundial de fletes para buques-tanque (Worldscale), la que se publica en forma semestral, presentando un índice en dólares por tonelada del costo de transporte entre dos puertos determinados, sobre la base de un tanquero de 19 500 toneladas de porte bruto con un arriendo fijo de 1 800 dólares diarios. En el cuadro IV-1 se indican los valores obtenidos del Worldscale correspondientes al 1 de enero de 1983, los que se utilizaron para los cálculos por no disponerse de los actualizados a junio de dicho año.

A partir de los valores del Worldscale (WS), se pueden estimar cifras para los fletes a pagar en el mercado spot sobre la base de valores aproximados de los índices AFRA (Average Freight Rate Assessment) para las diferentes rutas y tamaños de tanqueros. Como criterio general, se usaron cifras del 110% WS para buques-tanque tipo mediano, con un tamaño medio de unas 30 000 toneladas, y del 30% WS para tanqueros grandes tipo VLCC (Very Large Crude Carrier), con un tamaño del orden de las 200 000 toneladas. Estos últimos se consideró que pueden efectuar el transporte de los crudos de áreas más lejanas (Medio Oriente y Africa) hasta Aruba, transbordándose el producto a barcos medianos que puedan entrar a los puertos del Istmo en función de las restricciones de calado; el costo de este transbordo (incluyendo tiempo de almacenaje) en Aruba se estimó en 0.50 dólares por barril.

/Cuadro IV-1

Cuadro IV-1

ESCALA MUNDIAL DE FLETES PARA BUQUES TANQUES (WORLDSCALE) AL 1 DE ENERO DE 1983

(Dólares por tonelada)

Origen	Destino							Aruba
	Puerto San José Guatemala	Puerto Barrios Guatemala	Puerto Cortés Honduras	Puerto Sandino Nicaragua	Puerto Acajutla El Salvador	Puerto Limón Costa Rica	Puerto Las Minas Panamá	
Coatzacoalcos, México	11.10 ^{a/}	3.24 ^{b/}	3.24 ^{b/}	10.42	10.94	4.12	4.56 ^{b/}	-
Puerto Miranda, Venezuela	9.65 ^{a/}	4.18	4.18	9.04 ^{c/}	9.51	3.39	2.90	-
Ras Tanura, Arabia Saudita	d/	d/	d/	d/	d/	d/	27.84	25.96
Escravos, Nigeria	d/	d/	d/	d/	d/	d/	13.52	11.84
Aruba	9.27 ^{a/}	3.77	3.77	8.65 ^{c/}	9.13	2.91	2.49	-
Curaçao	-	3.98	3.98	8.86 ^{c/}	9.34	3.11	2.69	-
Puerto Las Minas, Panamá	-	2.97	2.98	7.16 ^{e/}	7.64 ^{e/}	1.48	-	-
Ras Lanuf/Zuetina, Libia	-	-	-	-	-	-	15.26 ^{f/}	13.38

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Worldscale y estimaciones propias.

a/ Estimaciones con base en el Puerto Acajutla más 30% de la diferencia entre éste y el Puerto Sandino.

b/ Estimaciones con base en Puerto Limón.

c/ Promedios Puntarenas-Acajutla.

d/ Vía Aruba.

e/ Estimaciones con base en Puntarenas-Costa Rica (Costa Pacífico).

f/ Cifra estimada.

En el resto de las rutas, tanto para crudos como para productos, se consideró el uso de tanqueros tipo mediano, con excepción del transporte a Panamá de crudos provenientes de África y Medio Oriente, en donde es posible utilizar en rutas directas (sin transbordo en Aruba) barcos mayores, aunque no del tamaño VLCC sino LR2 (Large 2), con un porte medio de 100 a 120 000 toneladas, utilizándose un factor para estimar el flete spot de un 40% WS.

Sobre la base de los fletes estimados con el método indicado se calculan finalmente los costos de transporte por barril teniendo en cuenta densidades medias para los diferentes tipos de crudo (pesados, medios y ligeros) y los derivados de petróleo.

En los cuadros IV-2 a IV-5 se presentan los costos de transporte estimados para crudos pesados, medios y livianos y para derivados de petróleo, entre sus correspondientes puertos de origen y destino.

Cabe señalar que en el caso del gas licuado de petróleo, dado que se transporta en tanqueros especiales, sus costos de transporte no pueden calcularse según el método indicado; debido a la falta de información actualizada, dichos costos se estimaron sobre la base de cifras disponibles para 1982 en función de su relación con el costo medio de transporte de los otros derivados del petróleo.

Asimismo, conviene aclarar que para los derivados de petróleo se tomó como índice porcentual del mercado spot en relación con el WS la misma cifra que para los petróleos crudos correspondiente a buques medianos; si bien las cifras para el transporte de producto limpio (gasolinas, diesel, etc.) son diferentes que para productos sucios (crudos, combustóleo), los pocos datos disponibles^{7/} indican que las diferencias no son muy importantes, de modo que se adoptó la hipótesis indicada anteriormente en virtud de la falta de datos más abundantes y precisos para las rutas consideradas.

En el caso de Guatemala, se supone que el crudo se recibe en Puerto San José, tal como ocurre actualmente, y se admite como hipótesis de trabajo que todos los derivados entran por Puerto Barrios.

7/ Platt's Oilgram Price Report.

Cuadro IV-2

COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS AL 1 DE ENERO DE 1983^{a/}

(Dólares por barril)

Origen	Destino						
	Puerto San José Guatemala	Puerto Cortés Honduras	Puerto Sandino Nicaragua	Puerto Acajutla El Salvador	Puerto Limón Costa Rica	Puerto Las Minas Panamá	Aruba
Coatzacoalcos, México	1.59	0.51	1.64	1.72	0.65	0.26	-
Puerto Miranda, Venezuela	1.38	0.66	1.42	1.49	0.53	0.17	-
Ras Tanura, Arabia Saudita	b/	b/	b/	b/	b/	1.59	1.11
Aruba	1.32	0.59	1.36	1.43	0.46		-

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Para el cálculo de estos costos, se tomó una relación del 30% WS para tanqueros grandes (VLCC) en las rutas de Medio Oriente y África a Aruba y puertos del Caribe, y del 110% WS para tanqueros medianos (Med) en el resto de las rutas, excepto Puerto Las Minas que se usó el 40% WS para tanqueros grandes (LR2). Asimismo, se tomó un valor medio de 7.00 bbl/t.

b/ Sólo puede transportarse vía Aruba por limitaciones de calado.

Cuadro IV-3

COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDOS MEDIOS AL 1 DE ENERO DE 1983^{a/}

(Dólares por barril)

Origen	Destino						
	Puerto San José Guatemala	Puerto Cortés Honduras	Puerto Sandino Nicaragua	Puerto Acajutla El Salvador	Puerto Limón Costa Rica	Puerto Las Minas Panamá	Aruba
Coatzacoalcos, México	1.53	0.49	1.58	1.63	0.63	0.25	-
Puerto Miranda, Venezuela	1.33	0.64	1.37	1.44	0.52	0.16	-
Ras Tanura, Arabia Saudita	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	1.54	1.07
Escravos, Nigeria	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	0.75	0.49
Aruba	1.28	0.57	1.31	1.39	0.44		-

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Para el cálculo de estos costos, se tomó una relación del 30% WS para tanqueros grandes (VLCC) en las rutas de Medio Oriente y Africa a Aruba y puertos del Caribe, y del 110% WS para tanqueros medianos (Med) en el resto de las rutas, excepto Puerto Las Minas que se usó el 40% WS para tanqueros grandes (LR2). Asimismo, se tomó un valor medio de 7.24 bbl/t.

b/ Sólo puede transportarse vía Aruba por limitaciones de calado.

Cuadro IV-4

COSTO DE TRANSPORTE DE CRUDOS LIVIANOS AL 1 DE ENERO DE 1983^{a/}

(Dólares por barril)

Origen	Destino						
	Puerto San José Guatemala	Puerto Cortés Honduras	Puerto Sandino Nicaragua	Puerto Acajutla El Salvador	Puerto Limón Costa Rica	Puerto Las Minas Panamá	Aruba
Puerto Miranda, Venezuela	1.43	0.62	1.34	1.41	0.50	0.16	-
Ras Tanura, Arabia Saudita	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	1.50	1.05
Bonny/Brass ^{c/} y Escravos, Nigeria	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	0.73	0.48
Aruba	1.37	0.56	1.28	1.35	0.43		-
Ras Lanuf/Zuetina, Libia	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	0.82	0.54

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Para el cálculo de estos costos se tomó una relación del 30% WS para tanqueros grandes (VLCC) en las rutas del Medio Oriente y Africa a Aruba y puertos del Caribe, y del 110% WS para tanqueros medianos (Med) en el resto de la rutas, excepto Puerto Las Minas que se usó el 40% WS para tanqueros grandes (LR2). Asimismo, se tomó un valor medio de 7.42 bbl/t.

b/ Sólo puede transportarse vía Aruba por limitaciones de calado.

c/ Se asumen costos similares a Escravos.

Cuadro IV-5

COSTOS DE TRANSPORTE DE DERIVADOS DE PETROLEO

(Dólares por barril)

Producto ^{a/}	Origen	Destino					
		Puerto Barrios Guatemala	Puerto Cortés Honduras	Puerto Corinto Nicaragua ^{b/}	Puerto Acajutla El Salvador	Puerto Limón Costa Rica	Puerto Las Minas Panamá
LPG ^{c/}	Curaçao	4.76	4.76	10.56	11.13	3.68	3.21
	Puerto Las Minas, Panamá	3.56	3.56	8.53	9.10	1.77	-
Gasolinas	Curaçao	0.52	0.52	1.15	1.21	0.40	0.35
	Puerto Las Minas, Panamá	0.39	0.39	0.93	0.99	0.19	-
Queroseno/ turbocombus- tible	Curaçao	0.56	0.56	1.24	1.31	0.43	0.38
	Puerto Las Minas, Panamá	0.42	0.42	1.00	1.07	0.21	-
Diesel	Curaçao	0.59	0.59	1.32	1.39	0.46	0.40
	Puerto Las Minas, Panamá	0.44	0.44	1.06	1.13	0.22	-
Fuel oil	Curaçao	0.67	0.67	1.48	1.56	0.52	0.45
	Puerto Las Minas, Panamá	0.50	0.50	1.20	1.28	0.25	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Worldscale y estimaciones propias.

a/ Se toman valores de 11.24 bbl/t para el LPG; 8.47 para las gasolinas; 7.87 para el queroseno y el turbocombustible; 7.41 para el diesel, y 6.58 para el fuel oil. Asimismo, se consideran tanqueros medianos (Med), 110% WS.

b/ Debido a que no se tiene el índice worldscale para este puerto, se toma el correspondiente a Puerto Sandino.

c/ Estimados: 8.14 veces la media de fletes de los demás productos (relación tomada de cifras del informe V. Meurs).

En los cálculos efectuados se consideraron en total 17 crudos y mezclas de distintos orígenes, habiéndose dejado de lado algunos de ellos luego de una primera fase de análisis, quedando como base para las comparaciones de resultados cinco crudos y cuatro mezclas en las alternativas de operación nacional y regional. No obstante ello, es conveniente, a fin de ilustrar el total de la muestra de crudos del mercado internacional utilizados en el análisis, indicarlos todos, así como su costo cif para cada uno de los puertos de la región. (Véase el cuadro IV-6.)

Asimismo, en el cuadro IV-7 se indican los precios cif en los puertos del Istmo Centroamericano de los derivados de petróleo, basados en los precios fob en Curaçao.

Las cifras contenidas en ambos cuadros fueron utilizadas para estimar el costo de la factura petrolera neta (egresos por importaciones menos ingresos por exportaciones) para cada crudo o mezcla, tanto en la alternativa de operación nacional independiente como en la alternativa de operación coordinada regional.

3. Abastecimiento y operación individual a nivel nacional. Opciones de suministro para 1985 y 1990

a) Hipótesis de cálculo

En este caso, la hipótesis básica es que tanto el suministro de crudo y productos como la refinación continúan realizándose en forma aislada para cada país, tal como ha ocurrido hasta el presente, aun en los casos que la fuente de abastecimiento sea la misma para todos los países.

Por lo tanto, se han considerado distintas posibilidades de suministro de crudo para cada uno de los países tomado en cuenta individualmente, estimándose en cada caso el costo de la factura petrolera así como el costo total (incluyendo los costos de refinación).

Para fines de análisis, se tomaron los resultados correspondientes a ocho crudos y mezclas de la muestra total ya indicada (véase nuevamente el cuadro IV-6), a saber: mezcla MV-I (25% Maya, 25% Istmo, 50% Tía Juana Ligero); mezcla VM-II (12.5% Maya, 37.5% Istmo, 12.5% Bachaquero, 37.5% Tía Juana

Cuadro IV-6

ISTMO CENTROAMERICANO: PRECIOS CIF DE CRUDOS Y MEZCLAS, A OCTUBRE DE 1983

(Dólares por barril)

	Origen	Densidad (°API)	Precio fob	Puerto San José Guatemala	Puerto Cortés Honduras	Puerto Sandino Nicaragua	Puerto Acajutla El Salvador	Puerto Limón Costa Rica	Puerto Las Minas Panamá
Bachaquero	Venezuela	16.8	25.00	26.38	25.66	26.42	26.49	25.53	25.17
Maya	México	22.0	25.00	26.59	25.51	26.64	26.72	25.65	25.26
Tía Juana Mediano	Venezuela	26.0	27.88	29.26	28.54	29.30	29.37	28.41	28.05
Arabe Pesado	Arabia								
	Saudita	27.9	26.00	30.45	28.20	28.97	29.03	28.26	27.59
Tía Juana Ligero	Venezuela	32.1	29.84	31.17	30.48	31.21	31.28	30.36	30.00
Istmo	México	32.8	29.00	30.53	29.49	30.58	30.63	29.63	29.25
Arabe Ligero	Arabia								
	Saudita	33.4	29.00	31.80	30.93	31.65	31.72	30.80	30.50
Bonny Ligero	Nigeria	36.7	30.00	32.23	31.54	32.26	32.33	31.41	30.73
Brass River	Nigeria	40.9	30.00	32.23	31.54	32.26	32.33	31.41	30.73
Escravos	Nigeria	36.0	29.85	32.20	31.39	32.11	32.18	31.26	30.58
Forcados	Nigeria	31.0	29.00	31.27	30.56	31.30	31.38	30.43	29.75
Sirtica	Libia	43.3	30.40	32.81	32.06	32.78	32.85	31.94	31.22
Bu Attifel	Libia	43.6	29.30	31.71	30.96	31.68	31.75	30.84	30.12
Mezcla MV-I ^{a/}	México-								
	Venezuela	29.6	28.42	29.86	28.99	29.91	29.98	29.00	28.63
Mezcla MV-II ^{b/}	México-								
	Venezuela	29.0	28.32	29.76	28.89	29.81	29.88	28.90	28.53
Mezcla MV-III ^{c/}	México-								
	Venezuela	24.4	26.77	-	-	-	-	-	26.98
Mezcla Libia d/	Libia	43.4	29.85	32.26	31.51	32.23	32.30	31.39	30.67

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Energy Trends, Petroleum Economist, Oil & Gas Journal, Platt's Oilgram Price Report y Worldscale.

a/ 25% Maya, 25% Istmo, 50% Tía Juana Ligero.

b/ 12.5% Maya, 37.5% Istmo, 12.5% Bachaquero, 37.5% Tía Juana Ligero.

c/ 30% Maya, 20% Istmo, 30% Bachaquero, 20% Tía Juana Ligero.

d/ 50% Bu Attifel, 50% Sirtica.

Cuadro IV-7

ISTMO CENTROAMERICANO: PRECIOS CIF DE DERIVADOS DEL PETROLEO

(Dólares por barril)

Producto	Precio fob a/	Puerto Barrios Guatemala	Puerto Cortés Honduras	Puerto Corinto Nicaragua	Puerto Acajutla El Salvador	Puerto Limón Costa Rica	Puerto Las Minas Panamá
Gas licuado	23.00 ^{b/}	27.76	27.76	33.56	34.13	26.68	26.61
Gasolina ^{c/}	33.39	33.91	33.91	34.54	34.60	33.79	33.74
Diesel ^{d/}	34.02	34.61	34.61	35.34	35.41	34.48	34.42
Bunker C	26.25	26.92	26.92	27.73	27.81	26.77	26.70
Queroseno	34.44 ^{e/}	35.00	35.00	35.68	35.75	34.87	34.82

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Energy Trends, Petroleum Economist y Worldscale.

a/ Curaçao. Precios al 18 de octubre de 1983.

b/ Estimaciones sobre la base de precios en los Estados Unidos.

c/ Precios promedio entre las gasolinas de 83 y 95 octanos.

d/ Diesel de 47 cetanos.

e/ Uso dual.

Ligero); Itsmo; Tía Juana Ligero, Arabe Ligero; Bonny Light; Brass River; Mezcla Libia (50% Sirtica, 50% Bu Affifel). Se descartó el uso de crudos pesados puros por estimarse que esto no es posible en las refinerías de la región por razones técnicas de diversa índole, particularmente por el alto contenido de asfaltenos del crudo Maya y el alto contenido de azufre de los crudos pesados, tanto de México y Venezuela como de Medio Oriente. Se acepta como un valor razonable un contenido de 25% de crudos pesados en las mezclas.

Dado que las refinerías de la región son de tipo hydrospinning (sin capacidad de conversión secundaria) y por lo tanto su estructura de producción depende casi exclusivamente del crudo utilizado, para el cálculo de la producción de derivados a partir de los crudos se han utilizado simplemente los rendimientos de éstos en destilación atmosférica ajustados en función de la viscosidad del combustible, con la sola excepción de Panamá. Las cifras correspondientes a estos rendimientos para cada crudo considerado en los cálculos pueden verse en el cuadro 15 del Anexo 1. Para el caso de Panamá, debido al mayor grado de complejidad estructural de su refinería por la existencia de una unidad de viscorreducción, se tomó en cuenta el diagrama de flujos de la refinería para realizar los cálculos de operación simulada de la misma.

Asimismo, se adoptó la hipótesis que no habría ampliación de ninguna de las refinerías nacionales dentro del horizonte del estudio (1990), es decir, que la alternativa de operación nacional independiente constituye una extrapolación de la actual situación de desequilibrio entre las estructuras de producción y de demanda (debida a la falta de capacidad de conversión) y de la insuficiencia, en algunos casos, de la capacidad de destilación primaria. Es así como hacia 1990 resulta insuficiente la capacidad de destilación atmosférica en Guatemala --donde ya es insuficiente en 1985-- y Costa Rica; se encuentra cerca del límite en Honduras, y en altos niveles de utilización (75% - 80%) en El Salvador y Nicaragua. (Véase el cuadro IV-8.)

/Cuadro IV-8

Cuadro IV-8

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD ACTUAL DE REFINACION POR PAISES
EN RELACION A LA DEMANDA

(Barriles por día calendario)

	Capacidad de refinación actual <u>a/</u>	Demanda		Demanda/ capacidad (%)	
		1985	1990	1985	1990
<u>Istmo Centroamericano</u>	<u>156 000</u>	<u>92 135</u>	<u>106 515</u>	<u>59.1</u>	<u>68.3</u>
Costa Rica	16 000	12 953	16 025	81.0	100.2
El Salvador	16 000	10 668	12 090	66.7	75.6
Guatemala	16 000	19 052	21 567	119.1	134.8
Honduras	14 000	10 975	13 186	78.4	94.2
Nicaragua	14 000	10 701	11 115	76.4	79.4
Panamá	80 000	27 786	32 532	34.7	40.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de informaciones de los países.

a/ Destilación atmosférica.

/Se consideraron

Se consideraron tres criterios para operación de cada una de las refinерías nacionales: procesar el crudo necesario para cubrir la demanda de gasolinas o destilados medios o productos pesados, cubriéndose en cada caso los desbalances de los demás productos con importación o exportación.

Es conveniente destacar dos aspectos importantes en cuanto al cálculo de la producción de derivados a partir de un crudo determinado, los que se refieren a la viscosidad del combustóleo y al contenido de azufre de los productos. Con respecto a la viscosidad del combustóleo, cuya base es el residuo atmosférico, se efectuaron los cálculos de viscosidad de mezcla adicionando diesel a dicha base para lograr la viscosidad establecida en las especificaciones para un Bunker C. Cabe señalar que en los crudos y mezclas utilizados no se presentó en ningún caso la necesidad de adicionar diesel al residuo atmosférico dado que no se consideró el uso de crudos pesados puros sino mezclados con crudos ligeros.

En relación con el contenido de azufre en los productos medios y livianos, se adoptó la hipótesis que en todos los casos se ajustaría a los niveles especificados en normas, ya que el azufre se concentra principalmente en el residuo, y el exceso con respecto a las especificaciones que pueda quedar en los otros productos se elimina mediante el hidrotreamiento que todas las refinерías tienen, tanto para naftas como para destilados, aceptando que esta capacidad de hidrosulfuración es suficiente. Para el combustóleo, el contenido de azufre en el residuo atmosférico incide directamente en el precio de exportación de los excedentes de acuerdo con los valores de mercado. (Véase el cuadro IV-9.)

En cuanto a los costos unitarios de refinación, no se conocen con precisión para ninguna de las refinерías de la región, no habiéndose encontrado estudios completos y satisfactorios sobre el tema. Sin embargo, existen algunas aproximaciones y estudios parciales para

Cuadro IV-9

PRECIOS DEL COMBUSTOLEO PRODUCIDO A PARTIR DE DISTINTOS
CRUDOS, EN FUNCION DE SU CONTENIDO DE AZUFRE a/

(Dólares)

Crudo o mezcla	Porcentajes de azufre combustóleo	Precios fob combustóleo ^{b/}
Istmo	2.94	26.50
Tía Juana Ligero	1.87	27.72
Arabe Ligero	3.10	26.38
Bonny Ligero	0.25	31.18
Brass River	0.14	31.36
Mezcla MV-I	3.02	26.45
Mezcla MV-II	2.86	26.56
Mezcla Libia	0.76	29.97

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Gas Journal y
Platt's Oilgram Price Report.

a/ Al 5 de septiembre de 1983.

b/ Venezuela.

algunos países^{8/} (Nicaragua, Guatemala, Panamá). Si bien las estimaciones que brindan estos análisis parciales no fueron efectuadas con criterios homogéneos --en algunos casos no se consideran costos de combustible y en otros no se desglosan los costos en fijos y variables, por ejemplo-- ni tampoco sobre la base de una desagregación que permita conocer su confiabilidad, los mismos brindan algunos elementos para, junto con algunas referencias internacionales, poder estimar los costos de refinación.

Sobre la base de esta información disponible, se estimó un costo de refinación uniforme de 3.50 dólares por barril para las cinco refinerías centroamericanas operando a plena capacidad. Para efectos de calcular los costos a diferentes niveles de utilización de la refinería, se considera que un 40% del total (1.40 dólares por barril) son costos fijos y el resto son variables.

Para la refinería de Panamá la cifra utilizada es de 2.50 dólares por barril a plena capacidad, de los cuales 0.80 son costos fijos.

b) Resultados obtenidos

La información completa relativa a producción, importación, exportación, factura petrolera neta y utilización de refinería para cada uno de los seis países de la región, de acuerdo con los tres criterios de refinación y los ocho crudos y mezclas considerados para los años 1985 y 1990, se adjunta en los cuadros que integran el Anexo II.

Esta información brinda una importante masa de datos útil para efectuar análisis más detallados a nivel de cada país. A los efectos de realizar un análisis de conjunto y sacar conclusiones generales, esta información se sintetizará en un cuadro para cada país para 1985, año que se considera más importante para el análisis a nivel nacional, ya que en el mismo se aprecian ya en su mayor parte los cambios estructurales en la demanda de productos debidos a los proyectos hidroeléctricos y, por otra parte, brinda elementos de juicio adicionales para la próxima renovación del Acuerdo de San José.

^{8/} República de Panamá, Diagnóstico sobre la actual refinería. Ingeco International, S. A. Evolution of investment alternatives in the crude oil refining and product supply sector of Nicaragua. W. H. Crowe, Consultant INE/UN/DICD.

De esta manera, de la información contenida en el Anexo II se toman solamente los valores en dólares de importaciones y exportaciones de crudo y productos en forma agregada, considerando para cada país que con determinado crudo la refinería será operada con el criterio que resulta en una menor factura petrolera neta (o sea tomando las cifras correspondientes a sólo uno de los tres criterios de operación), adicionando los costos de refinación para obtener el costo total y explicitando los costos de transporte.

Estas cifras se han volcado en los cuadros IV-10 a IV-15, los que sintetizan los resultados correspondientes al año 1985 para Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, respectivamente.

Analizando la información contenida en los cuadros citados, puede concluirse, en primer término, que los crudos y mezclas considerados son competitivos entre sí dentro de márgenes estrechos, como lo revelan las escasas diferencias máximas --del orden del 3% al 6%-- en las facturas petroleras netas en cada uno de los seis países, las que son aún menores si se comparan los costos totales.

En efecto, si bien los crudos o mezclas provenientes de áreas cercanas (México y Venezuela), particularmente la mezcla MV-II presentan para todos los países del área los menores valores del saldo comercial, para cada país pueden encontrarse crudos de otras áreas petroleras más alejadas (Medio Oriente o Africa) que pueden ser atractivos, con mayores costos de la factura petrolera neta que como máximo se encuentran en los márgenes indicados pero que en algunos casos pueden estar en el orden de apenas un 1% a 2%.

En Costa Rica la diferencia entre los valores máximo y mínimo de la factura petrolera neta para la muestra de crudos analizada es de 6.3%, mientras que en El Salvador es de 5.2%, en Guatemala de 2.9%, en Honduras de 6.8%, en Nicaragua de 5.0% y en Panamá de 5.2%; en todos los casos el menor valor se obtiene con la mezcla MV-II y el mayor con el crudo árabe ligero.

/Cuadro IV-10

Cuadro IV-10

COSTA RICA: COSTO EX REFINERIA DEL ABASTECIMIENTO CON DIFERENTES CRUDOS, 1985

(Millones de dólares)

	Mezcla MV-I	Mezcla MV-II	Istmo	Tía Juana ligero	Arabe ligero	Bonny ligero	Brass river	Mezcla Libia
1 Costo total neto (2+5)	165.0	164.4	165.2	170.7	166.0	167.9	167.4	166.9
2 Saldo comercial (3-4)	144.6	144.0	144.8	150.3	153.0	148.1	147.0	147.9
3 Importaciones <u>cif</u>	201.2	201.3	203.4	204.7	153.0	175.8	204.9	163.3
Crudo	169.4	168.8	173.0	177.3	71.2	173.7	183.4	162.0
Productos refinados	31.8	32.5	30.4	27.4	81.8	2.1	21.5	1.3
4 Exportaciones <u>fob</u>	56.6	57.3	58.6	54.4	-	27.7	57.9	15.4
5 Costo de refinación unitario (dólares/barril)	3.50	3.50	3.50	3.50	5.66	3.58	3.50	3.68
6 Costo de refinación	20.4	20.4	20.4	20.4	13.0	19.8	20.4	19.0
7 Operación de refinería para cubrir <u>a/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>c/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>
8 Porcentajes de utilización de capacidad <u>d/</u>	100.0	100.0	100.0	100.0	39.4	94.7	100.0	38.4
9 Costo de transporte	4.2	4.3	4.6	3.7	5.8	8.1	8.9	8.1
Crudo	3.4	3.4	3.7	3.0	4.1	7.8	8.2	7.9
Productos refinados	0.8	0.9	0.9	0.7	1.7	0.3	0.7	0.2

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ De los tres criterios considerados (cubrir gasolinas, destilados o pesados) se toma el que minimiza el saldo comercial.b/ Destilados.c/ Pesados.d/ Destilación primaria.

Cuadro IV-11

EL SALVADOR: COSTO EX REFINERIA DEL ABASTECIMIENTO CON DIFERENTES CRUDOS, 1985

(Millones de dólares)

	Mezcla MV-I	Mezcla MV-II	Istmo	Tía Juana ligero	Arabe ligero	Bonny ligero	Brass river	Mezcla Libia
1 Costo total neto (2+6)	144.5	144.3	145.2	147.5	142.5	144.8	143.2	141.9
2 Saldo comercial (3-4)	124.1	123.9	124.8	129.0	130.4	126.3	128.4	126.0
3 Importaciones <u>cif</u>	186.8	187.2	189.4	171.1	130.4	164.7	135.4	127.1
Crudo	175.1	174.5	178.9	153.8	59.5	158.2	101.5	118.1
Productos refinados	11.7	12.7	10.5	17.3	70.9	6.5	33.9	9.0
4 Exportaciones <u>fob</u>	62.7	63.3	64.6	42.1	-	38.4	7.0	1.1
5 Costo de refinación unitario (dólares/barril)	3.50	3.50	3.50	3.76	6.48	3.77	4.70	4.34
6 Costo de refinación	20.4	20.4	20.4	18.5	12.1	18.5	14.8	15.9
7 Operación de refinería para cubrir <u>a/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>c/</u>	<u>d/</u>	<u>c/</u>	<u>d/</u>	<u>b/</u>
8 Porcentajes de utilización de capacidad <u>e/</u>	100.0	100.0	100.0	84.2	31.9	83.8	53.8	62.6
9 Costo de transporte	11.7	11.9	12.3	9.9	10.6	13.5	11.3	11.3
Crudo	9.1	9.1	9.5	7.1	5.1	11.4	7.3	9.0
Productos refinados	2.6	2.8	2.8	2.8	5.5	2.1	4.0	2.3

100

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ De los tres criterios considerados (cubrir gasolinas, destilados o pesados) se toma el que minimiza el saldo comercial.

b/ Destilados.

c/ Gasolinas.

d/ Pesados.

e/ Destilación primaria

Cuadro IV-12

GUATEMALA: COSTO EX REFINERIA DEL ABASTECIMIENTO CON DIFERENTES CRUDOS, 1985

(Millones de dólares)

	Mezcla MV-I	Mezcla MV-II	Istmo	Tía Juana ligero	Arabe ligero	Bonny ligero	Brass river	Mezcla Libia
1 Costo total neto (2+6)	243.9	243.4	244.2	241.2	242.7	246.7	244.1	245.9
2 Saldo comercial (3-4)	223.5	223.0	223.8	228.4	229.5	226.3	227.4	225.5
3 Importaciones <u>cif</u>	269.4	270.3	257.8	223.4	229.5	252.1	227.4	228.9
Crudo	174.4	173.8	178.3	70.2	76.7	188.2	130.9	138.4
Productos refinados	95.0	96.5	79.5	158.2	152.8	63.9	96.5	40.5
4 Exportaciones <u>fob</u>	45.9	47.3	34.0	-	-	25.8	-	3.4
5 Costo de refinación unitario (dólares/barril)	3.50	3.50	3.50	5.73	5.49	3.50	4.11	3.50
6 Costo de refinación	20.4	20.4	20.4	12.8	13.2	20.4	16.7	20.4
7 Operación de refinería para cubrir <u>a/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>c/</u>	<u>c/</u>	<u>b/</u>	<u>c/</u>	<u>b/</u>
8 Porcentajes de utilización de capacidad <u>d/</u>	100.0	100.0	100.0	38.5	41.3	100.0	69.5	100.0
9 Costo de transporte	12.0	12.1	12.4	7.8	11.6	15.8	12.9	16.3
Crudo	8.4	8.4	8.9	3.0	6.8	13.0	9.1	14.1
Productos refinados	3.6	3.7	3.5	4.8	4.8	2.8	3.8	2.2

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

Nota: No incluye el costo de transporte de los crudos de Puerto San José a la refinería en Escuintla.

a/ De los tres criterios considerados (cubrir gasolinas, destilados o pesados) se toma el que minimiza el saldo comercial.

b/ Destilados.

c/ Pesados.

d/ Destilación primaria.

Cuadro IV-13

HONDURAS: COSTO EX REFINERIA DEL ABASTECIMIENTO CON DIFERENTES CRUDOS, 1985

(Millones de dólares)

	Mezcla MV-I	Mezcla MV-II	Istmo	Tía Juana ligero	Arabe ligero	Bonny ligero	Brass river	Mezcla Libia
1 Costo total neto (2+6)	141.1	140.8	140.8	147.0	142.4	144.4	146.3	143.6
2 Saldo comercial (3-4)	123.2	122.9	122.9	129.1	131.2	126.5	123.4	126.4
3 Importaciones <u>cif</u>	177.8	178.1	179.2	181.8	131.2	161.3	181.9	150.5
Crudo	148.1	147.6	150.7	155.8	59.3	161.2	161.2	150.5
Productos refinados	29.7	30.5	28.5	26.0	71.9	0.1	20.7	-
4 Exportaciones <u>fob</u>	54.6	55.2	56.3	52.7	-	34.8	53.5	24.1
5 Costo de refinación unitario (dólares/barril)	3.50	3.50	3.50	3.50	5.85	3.50	3.50	3.60
6 Costo de refinación	17.9	17.9	17.9	17.9	11.2	17.9	17.9	17.2
7 Operación de refinería para cubrir <u>a/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>c/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>
8 Porcentajes de utilización de capacidad <u>d/</u>	100.0	100.0	100.0	100.0	37.3	100.0	100.0	93.5
9 Costo de transporte	3.5	3.5	3.2	3.7	5.2	7.9	8.3	7.9
Crudo	2.9	2.9	2.5	3.3	3.7	7.9	7.9	7.9
Productos refinados	0.6	0.6	0.7	0.4	1.5	-	0.4	-

Fuente: Estimaciones de la CIEFAL.

a/ De los tres criterios considerados (cubrir gasolinas, destilados o pesados) se toma el que minimiza el saldo comercial.b/ Destilados.c/ Pesados.d/ Destilación primaria.

Cuadro IV-14

NICARAGUA: COSTO EX REFINERIA DEL ABASTECIMIENTO CON DIFERENTES CRUDOS, 1985

(Millones de dólares)

	Mezcla MV-I	Mezcla MV-II	Istmo	Tía Juana ligero	Arabe ligero	Bonny ligero	Brass river	Mezcla Libia
1 Costo total neto (2+6)	142.8	142.5	143.5	147.3	141.7	144.2	142.1	141.7
2 Saldo comercial (3-4)	124.9	124.6	125.6	129.4	130.8	126.3	128.6	126.3
3 Importaciones <u>cif</u>	171.0	171.3	173.4	175.0	130.8	167.6	131.3	127.8
Crudo	152.8	152.3	156.3	159.5	56.9	164.8	97.0	126.2
Productos refinados	18.2	19.0	17.1	15.5	73.9	2.8	34.3	1.6
4 Exportaciones <u>fob</u>	46.1	46.7	47.8	45.6	-	41.3	2.7	1.5
5 Costo de refinación unitario (dólares/barril)	3.50	3.50	3.50	3.50	6.10	3.50	4.48	3.93
6 Costo de refinación	17.9	17.9	17.9	17.9	10.9	17.9	13.5	15.4
7 Operación de refinería para cubrir <u>a/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>d/</u>	<u>d/</u>	<u>c/</u>	<u>c/</u>
8 Porcentajes de utilización de capacidad <u>e/</u>	100.0	100.0	100.0	100.0	35.0	100.0	58.9	76.6
9 Costo de transporte	9.2	9.3	9.9	8.3	8.7	12.1	9.3	9.8
Crudo	7.6	7.6	8.1	7.0	4.7	11.5	6.8	9.3
Productos refinados	1.6	1.7	1.8	1.3	4.0	0.6	2.5	0.5

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

Nota: No incluye los costos de transporte de los crudos desde Puerto Sandino hasta la refinería en Managua.

a/ De los tres criterios considerados (cubrir gasolinas, destilados o pesados) se toma el que minimiza el saldo comercial; b/ Destilados; c/ Pesados; d/ Gasolinas, y e/ Destilación primaria.

Cuadro IV-15

PANAMA: COSTO EX REFINERIA DEL ABASTECIMIENTO CON DIFERENTES CRUDOS, 1985

(Millones de dólares)

	Mezcla MV-I	Mezcla MV-II	Istmo	Tía Juana ligero	Arabe ligero	Bonny ligero	Brass river	Mezcla Libia
1 Costo total neto (2+6)	346.4	335.1	335.8	347.1	346.1	349.3	349.8	345.7
2 Saldo comercial (3-4)	305.0	294.3	295.8	307.6	309.6	308.0	304.4	295.7
3 Importaciones <u>cif</u>	391.8	382.5	374.3	369.9	310.2	420.7	514.0	619.1
Crudo	387.9	377.6	363.1	367.3	303.1	417.8	514.0	619.1
Productos refinados	3.9	4.9	6.2	2.6	7.1	2.9	-	-
4 Exportaciones <u>fob</u>	86.8	88.2	78.5	62.3	0.6	112.7	209.6	323.4
5 Costo de refinación unitario (dólares/barril)	3.02	3.08	3.18	3.23	3.67	3.04	2.72	2.48
6 Costo de refinación	41.4	40.8	40.0	39.5	36.5	41.3	45.4	50.0
7 Operación de refinería para cubrir <u>a/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>b/</u>	<u>c/</u>	<u>c/</u>	<u>c/</u>	<u>c/</u>
8 Porcentajes de utilización de capacidad <u>d/</u>	46.9	45.3	43.1	41.9	34.0	46.6	57.3	69.1
9 Costo de transporte	3.4	3.5	4.0	2.4	15.9	10.3	12.2	16.6
Crudo	2.9	2.3	3.1	2.0	14.9	9.9	12.2	16.6
Productos refinados	0.5	0.7	0.9	0.4	1.0	0.4	-	-

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

- a/ De los tres criterios considerados (cubrir gasolinas, destilados o pesados) se toma el que minimiza el saldo comercial.
- b/ Destilados.
- c/ Pesados.
- d/ Destilación primaria.

Estas diferencias son aún menores si se considera el costo total ex-refinería, es decir, incluyendo el costo de refinación del crudo procesado.

Es interesante señalar que la factura petrolera en el caso de importación directa de los productos, con cierre de las refinerías, resulta en general algo superior a la correspondiente a los crudos considerados, para todos los países. Si bien deberían compararse los costos totales, esto no puede hacerse, ya que no pudieron efectuarse los cálculos de inversiones adicionales en almacenamiento y transporte de derivados para todos los países debido a la falta de información sobre infraestructura petrolera.

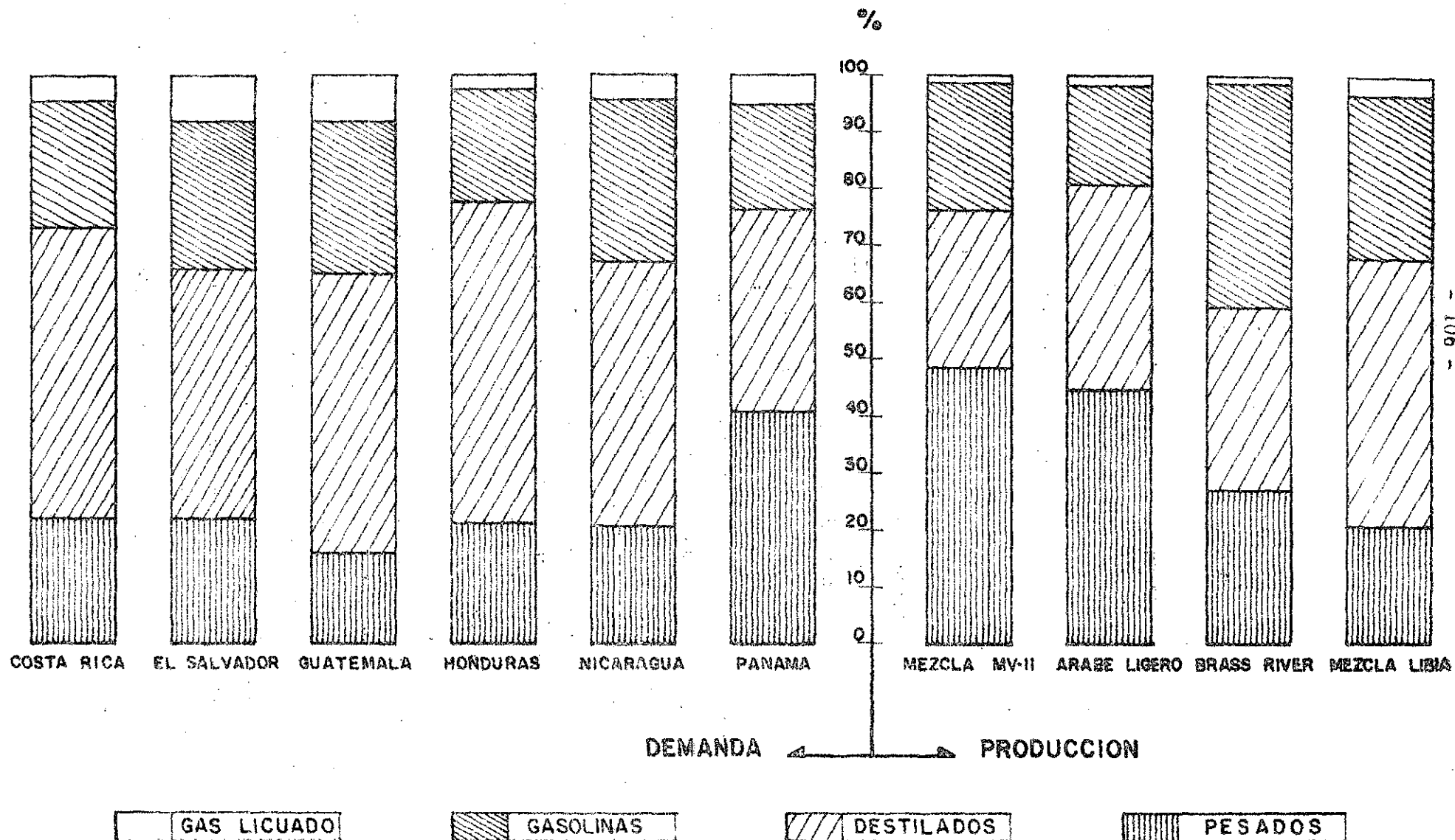
Es así como la mezcla México-Venezuela II aparece como la mejor opción, aunque con márgenes tan estrechos con respecto a algunos crudos de otras áreas lejanas, principalmente Africa, que resultan competitivos casi con igualdad de ventajas (sin considerar los beneficios financieros del Acuerdo de San José), crudos como el Bonny Light o el Brass River, ambos de Nigeria, o la mezcla de Libia. Estos crudos se adaptan mejor a la estructura de la demanda de los países de la región (véase el gráfico IV-1) y tienen muy bajo contenido de azufre.

Son precisamente estos beneficios de tipo financiero del Acuerdo de San José los que inclinan la balanza hacia el lado de los crudos de México y Venezuela. En efecto, el ahorro por concepto de intereses en el plazo de cinco años debido a la diferencia entre la tasa del 8% vigente en el Acuerdo, frente a un 11% como valor de referencia en el mercado financiero, para el 20% del precio fob de la mezcla IV-II, representa un valor actualizado equivalente a 0.46 dólares por barril; considerando el financiamiento para proyectos de desarrollo previsto en el Acuerdo a 20 años y 6% anual de interés, el beneficio actualizado se eleva a 1.76 dólares por barril.

Como se ve, es fundamentalmente el financiamiento en la modalidad a largo plazo el que brinda un beneficio que incide sustantivamente en favor del abastecimiento con crudos procedentes de México y Venezuela, además de la garantía de suministro.

Gráfico IV-1

ALTERNATIVA NACIONAL: COMPARACION ENTRE LAS ESTRUCTURAS DE LA PRODUCCION Y DE LA DEMANDA PARA 1985



/Esto refuerza

Esto refuerza la conveniencia de aprovechar plenamente las ventajas del Acuerdo utilizando al máximo posible los fondos generados para el financiamiento de proyectos de desarrollo a un plazo de 20 años.

El volumen de fondos que se generaría en 1985 para la mezcla MV-II, por ejemplo, sería de 238 millones de dólares para los seis países del Istmo, calculado sobre la base del precio fob de la mezcla (29 dólares por barril) y el volumen de crudo total importado por la región (41 millones de barriles). Para esta cantidad de crudo procesado el beneficio financiero equivalente a 0.46 dólares por barril representaría una ventaja de 18.8 millones de dólares en favor de la mezcla MV-II con respecto a las cifras que se presentan en los cuadros, diferencia que se amplía a 72 millones considerando el beneficio correspondiente a la modalidad de 20 años. Nótese que la diferencia entre el saldo comercial más alto (Arabe ligero) con respecto al más bajo (mezcla MV-II) asciende a 52 millones de dólares para toda la región. (Véase más adelante el cuadro IV-16)..

Conviene resaltar las escasas diferencias que resultan entre las cuatro opciones de crudos y mezclas consideradas dentro del área del Acuerdo de San José, tanto en las cifras del saldo comercial como del costo total ex-refinerías, en cada uno de los seis países de la región. En general, la adición de pequeñas cantidades de crudos pesados a las mezclas procesadas brinda incluso leves ventajas económicas respecto al procesamiento de crudos ligeros puros, al menos mezclados hasta el límite aproximado de un 25% que se considera no introduciría dificultades técnicas mayores ni incrementaría sustancialmente los costos de refinación.

En función de la actual estructura de precios en el mercado, podría resultar ventajoso económicamente incrementar fuertemente la utilización de crudos pesados, que son los que actualmente brindan el mayor margen de refinación o valor netback (véase el Anexo I); sin embargo, para aprovechar este margen económico hay que contar con instalaciones adecuadas que las refinerías del Istmo no poseen y que difícilmente se justificaría incorporarlas en las refinerías pequeñas. Precisamente en la alternativa de operación regional coordinada se considerará esta

/posibilidad

posibilidad de ampliación en instalaciones de conversión en la mayor refinería de la región --Panamá-- para poder incrementar la proporción de crudos pesados en la mezcla procesada.

Además de la comparación entre diferentes opciones de abastecimiento de crudo, es importante analizar la estructura de los costos totales, particularmente la incidencia relativa de los costos de refinación y de transporte, así como sus magnitudes absolutas.

La incidencia del costo de refinación varía según el tipo de crudo, el factor de utilización de la refinería y la proporción entre productos refinados localmente y productos importados, pero en general se mantiene en un orden de magnitud del 10% con respecto al costo total neto (descontando los ingresos por exportaciones) ex-refinería. (Véanse nuevamente los cuadros IV-10 a IV-15.)

En cuanto al costo de transporte, su incidencia en el costo total neto varía de acuerdo con la composición del conjunto de crudo y productos que se importan en cada caso, aunque las variaciones sensibles se aprecian según los países tengan sus puertos en el Atlántico o en el Pacífico y también en función del origen de los crudos. En el caso de las mezclas provenientes de México y Venezuela, por ejemplo, el costo de transporte representa alrededor de un 2.5% del costo neto total para países como Costa Rica y Honduras, que reciben tanto crudo como productos en puertos del Atlántico, cifra que se eleva a un 7%-8% para países como El Salvador y Nicaragua, cuyos puertos de recepción están ubicados en el Pacífico. En el caso de crudos de áreas lejanas como Nigeria o Libia, la incidencia del transporte se eleva a valores del orden del 5% a 6% para países sobre el Atlántico y se mantiene en cifras del mismo orden de magnitud que en el caso anterior para países sobre el Pacífico. En Panamá la incidencia es menor debido a que se supone la utilización de barcos mayores que en los otros países.

Más allá de la participación relativa, que no es despreciable, de los costos de transporte, sus valores absolutos resultan también significativos, llegando a cifras de 10 a 15 millones de dólares en el año, según el crudo utilizado, para países como El Salvador, Guatemala y Nicaragua.

/A fin de

A fin de tener una idea global del orden de magnitud de las cifras involucradas en los distintos componentes del costo, en el cuadro IV-16 se presentan los totales de las mismas para el Istmo Centroamericano.

Puede verse que el costo de refinación está, en general, alrededor de cifras del orden de 130 a 140 millones de dólares para casi todos los crudos; esto significa alrededor de un 11% del costo total ex-refinerías. De esta manera, se refuerza aún más la necesidad de realizar estudios de costos de refinación en las refinerías de la región, los que, como ya se ha expresado, se destacan por su ausencia.

Los costos de transporte oscilan entre 36 y 70 millones de dólares para el crudo Tía Juana Ligero y la mezcla de Libia, respectivamente. Un buen valor de referencia sería el correspondiente a la mezcla II proveniente de México y Venezuela: unos 45 millones de dólares. Esta cifra es de un orden de magnitud considerable, propiamente como mercado de fletes --al margen de que represente un 3% del valor cif de las importaciones de crudo y productos o un 4% del costo total-- y está indicando que el tema del transporte de crudo y derivados debe ser tratado con la consideración que su dimensión requiere. Como elemento de referencia, considérese que el costo de un tanquero de unas 30 000 toneladas es de unos 28 millones de dólares.

Esta dimensión puede comprobarse observando el tráfico de carga que genera el comercio de importación y exportación de crudo y derivados para la mezcla MV-II, medido en toneladas. (Véase el cuadro IV-17.) La carga total a transportar en 1985 resulta en 8.3 millones de toneladas, correspondiendo un 77% de la misma a importación de crudo y productos y el 23% restante a exportación de derivados; a su vez, un 88% del tonelaje total lo constituyen productos sucios (importación de crudo y exportación de combustóleo) y el resto a importación y exportación de productos limpios (incluyendo gas licuado).

Un mercado de 8 millones de toneladas y 50 millones de dólares anuales --a niveles de 1985-- se considera de una dimensión suficientemente amplia, como negocio de transporte marítimo, para que se estudien algunas opciones para que los países hagan una gestión racional de la

Cuadro IV-16

ISTMO CENTROAMERICANO: ALTERNATIVAS DE OPERACION NACIONAL. COSTO EX REFINERIAS^{a/}
 DEL ABASTECIMIENTO CON DIFERENTES CRUDOS, 1985 a/

(Millones de dólares)

	Mezcla MV-I	Mezcla MV-II	Istmo	Tía Juana ligero	Arabe ligero	Bonny ligero	Brass river	Mezcla Libia
1 Costo total neto (2+5)	1 183.7	1 170.5	1 174.7	1 200.8	1 131.4	1 197.3	1 192.0	1 185.7
2 Saldo comercial (3-4)	(1 045.3)	(1 032.7)	(1 037.7)	(1 073.3)	(1 034.5)	(1 061.5)	(1 064.2)	(1 047.8)
3 Importaciones <u>cif</u>	1 398.0	1 390.7	1 377.5	1 330.9	1 085.1	1 342.2	1 394.9	1 416.7
Crudo	1 207.7	1 194.6	1 205.3	1 083.9	626.7	1 263.9	1 188.0	1 364.3
Productos refinados	190.3	196.1	172.2	247.0	458.4	78.3	206.9	52.4
4 Exportaciones <u>fob</u>	352.7	358.0	339.8	357.1	0.6	280.7	330.7	368.9
5 Costo de refinación	138.4	137.8	137.0	127.0	96.9	135.8	128.7	137.9
6 Costo de transporte	44.0	44.6	46.4	35.8	57.8	67.7	62.9	70.0
Crudo	34.3	34.2	35.8	25.4	39.3	61.5	51.5	64.8
Productos refinados	9.7	10.4	10.6	10.4	18.5	6.2	11.4	5.2

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

^{a/} Considerando que los seis países utilizan el mismo crudo en cada caso y que no hay transferencias intrarregionales de productos.

Cuadro IV-17

ISTMO CENTROAMERICANO: ALTERNATIVA NACIONAL: TONELAJE A TRANSPORTAR EN EL CASO
DEL ABASTECIMIENTO CON LA MEZCLA MV-II, 1985

(Miles de toneladas)

Flujo	Origen o destino	Istmo Centroamericano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1 Tonelaje total (2+3)		8 280.3	1 241.1	1 186.8	1 436.1	1 114.9	1 038.2	2 263.2
2 Importación		6 386.4	932.3	845.3	1 165.6	824.1	774.3	1 844.8
Crudo	México- venezuela	5 659.6	806.6	806.6	806.6	705.8	705.8	1 828.2
Productos limpios	Curaçao	623.3	113.7	18.1	316.4	116.0	59.1	-
Gasolinas		66.3	-	-	66.3	-	-	-
Destilados		557.0	113.7	18.1	250.1	116.0	59.1	-
LPG	Curaçao	103.5	12.0	20.6	42.6	2.3	9.4	16.6
3 Exportación		1 893.9	308.8	341.5	270.5	290.8	263.9	418.4
Combustóleo	Caribe	1 644.4	278.2	307.5	270.5	250.6	258.6	279.0
Productos limpios ^{a/}	Caribe	249.5	30.6	34.0	-	40.2	5.3	139.4

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Gasolinas solamente.

contratación de fletes o inclusive, a más largo plazo, puedan encargarse eventualmente del transporte de crudo y productos.

Finalmente, como referencia para comparación con la alternativa regional, en el cuadro IV-18 se presentan las cifras de costos correspondientes al abastecimiento con la mezcla MV-II para el año 1990, y en el cuadro IV-19 el tonelaje de carga resultante del comercio exterior de crudo y productos para el mismo año.

4. Alternativa de operación regional coordinada de refinerías para el año 1990

a) Hipótesis básicas

En esta alternativa no se considera el cierre de ninguna de las cinco refinerías centroamericanas pequeñas, sino una operación coordinada en que la refinería de Panamá trabaja como refinería de balance cubriendo los faltantes de livianos y destilados medios que se producen en los demás países, los que operan sus refinerías para equilibrar únicamente su demanda de pesados.

Las cinco refinerías centroamericanas trabajarían entonces a un bajo nivel de utilización de capacidad procesando la mezcla MV-II hasta un volumen que permita equilibrar su demanda de productos pesados. La refinería de Panamá deberá satisfacer su propia demanda más los faltantes de LPG, gasolinas y destilados de los países centroamericanos, procesando la mezcla MV-III (30% Maya, 30% Bachaquero, 20% Istmo y 20% Tía Juana Ligero) e incorporando unidades de conversión para cubrir la demanda utilizando esta mayor proporción (60%) de crudos pesados.

Las plantas de conversión a instalar en Panamá son una unidad de hidrocrqueo y una unidad de coqueo retardado. Este resultó ser el esquema de refinación más adecuado para la estructura de la demanda que debe satisfacer la refinería. También se efectuaron los cálculos para un craqueo catalítico combinado igualmente con coqueo, los que en términos económicos arrojan resultados relativamente similares aunque con un desequilibrio bastante mayor en cuanto a excedentes de gasolina y coque residual; estos cálculos no se presentan en el presente informe ya que no agregarían mayores elementos de juicio al análisis.

Cuadro IV-18

ISTMO CENTROAMERICANO: ALTERNATIVA NACIONAL. COSTO EX REFINERIAS
DEL ABASTECIMIENTO CON LA MEZCLA MV-II, 1990

(Millones de dólares)

	Istmo Centroamericano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1 Costo total neto (2+6)	1 339.3	201.0	161.8	273.4	168.1	148.8	386.7
2 Saldo comercial (3-4)	1 198.2	180.6	141.4	253.0	150.2	130.9	342.1
3 Importaciones <u>cif</u>	1 566.9	226.0	199.4	297.1	198.8	179.8	465.8
Crudo	1 275.7	168.8	174.5	173.8	147.6	152.3	458.7
Productos refinados	291.2	57.2	24.9	123.3	51.2	27.5	7.1
4 Exportaciones <u>fob</u>	368.7	45.4	58.0	44.1	48.6	48.9	123.7
5 Costo de refinación unitario (dólares/ barril)	3.23 ^{a/}	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	2.77
6 Costo de refinación	141.6	20.4	20.4	20.4	17.9	17.9	44.6
7 Operación de refinería para cubrir <u>b/</u>	-	<u>c/</u>	<u>c/</u>	<u>c/</u>	<u>c/</u>	<u>c/</u>	<u>c/</u>
8 Porcentajes de utiliza- ción de capacidad <u>d/</u>	77.0 ^{a/}	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	55.1
9 Costo de transporte	49.2	4.9	13.3	12.8	4.0	9.8	4.4
Crudo	34.8	3.4	9.1	8.4	2.9	7.6	3.4
Productos refinados	14.4	1.5	4.2	4.4	1.1	2.2	1.0

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Valores medios para la región.

b/ De los tres criterios considerados (cubrir gasolinas, destilados o pesados) se toma el que minimiza el saldo comercial.

c/ Destilados.

d/ Destilación primaria.

Cuadro IV-19

ISTMO CENTROAMERICANO: ALTERNATIVA NACIONAL: TONELAJE A TRANSPORTAR EN EL CASO DEL ABASTECIMIENTO CON LA MEZCLA MV-II, 1990

(Miles de toneladas)

Flujo	Origen o destino	Istmo Centroamericano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1 Tonelaje total (2+3)		9 092.4	1 283.6	1 207.9	1 517.4	1 169.3	1 085.2	2 829.0
2 Importación		7 135.3	1 027.2	888.0	1 265.3	904.4	805.6	2 244.8
Crudo	México-Venezuela	6 052.0	806.6	806.6	806.6	705.8	705.8	2 220.6
Productos limpios	Curaçao	946.4	201.3	52.4	409.3	194.8	88.6	-
Gasolinas		101.4	-	-	96.6	-	4.8	-
Destilados		845.0	201.3	52.4	312.7	194.8	83.8	-
LPG	Curaçao	136.9	19.3	29.0	49.4	3.8	11.2	24.2
3 Exportación	Caribe ^{a/}	1 957.1	256.4	319.9	252.1	264.9	279.6	584.2
Combustóleo		1 710.7	250.4	300.9	252.1	243.7	279.6	384.0
Productos limpios ^{b/}		246.4	6.0	19.0	-	21.2	-	200.2

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Estimaciones.

b/ Gasolinas solamente.

El transporte de productos desde Panamá a los países centroamericanos se efectúa por vía marítima; no se consideraron otros medios de transporte.

No se estudió el problema del precio de transferencia de los productos refinados en Panamá, como parámetro clave para la asignación equitativa de los beneficios derivados de la operación regional coordinada, debido a que la complejidad del tema lo pone fuera del alcance de este trabajo.

La determinación de la capacidad requerida para las distintas unidades de la refinería de Panamá se efectuó mediante un modelo sencillo de simulación de la operación física de la misma.

Finalmente, los cálculos de la alternativa regional se efectuaron para el año 1990.

b) Resultados obtenidos

La producción de las refinerías centroamericanas es la que corresponde a la mezcla MV-II bajo el criterio de operación de cubrir pesados, para el año 1990. (Véase el Anexo II.)

Las cifras correspondientes a la simulación de operación de la refinería de Panamá son las que aparecen más adelante en el gráfico IV-2, donde también se indican, debajo de cada bloque, las capacidades de cada unidad por día operativo.

Puede verse que con el esquema de refinación propuesto pueden cubrirse las demandas de destilados medios y productos pesados, produciéndose un excedente de gasolinas de un 13% en relación con la demanda y un faltante del 50% en el gas licuado. La estructura de la producción resulta (excluyendo el gas de refinería) en un 3.6% de gas licuado, 24.6% de gasolinas, 50.6% de destilados, 15.2% de pesados y 6% de carbón residual.

Para lograr esta estructura de producción con la mezcla de crudos utilizada como alimentación, se requiere instalar una unidad de hidrocrqueo de 24 000 barriles por día y una unidad de coqueo retardado de 18 600 barriles por día. Asimismo, resultan insuficientes las unidades existentes de fraccionamiento de naftas, reformación y vacío, cuya capacidad debe expandirse.

/Gráfico IV-2

La carga de crudo es de prácticamente 30 millones de barriles en el año, con un 60% de crudos pesados y el 40% restante de crudos medios. Dado que en las refinerías centroamericanas se procesa la mezcla MV-II, que posee un 25% de pesados, la mezcla media resultante para el Istmo Centroamericano contendría algo más del 51% de cru os pesados --Maya y Bachaquero por partes iguales-- y el resto constituido, también en partes iguales, por Istmo y Tía Juana Ligero. (Véase el cuadro IV-20.)

El crudo procesado total en la región suma cerca de 40 millones de barriles, unos 4 millones menos que en la alternativa de operación nacional independiente, de los cuales la refinería de Panamá estaría procesando un 75%.

Los costos y beneficios de la ampliación de refinería se calcularon en forma incremental en relación con la alternativa de no ampliación. Las inversiones en refinación, por lo tanto, se determinan por diferencia respecto a las que deberían hacerse en la alternativa nacional, es decir, las que corresponden únicamente al reemplazo de las unidades existentes al término de su vida útil (véase el cuadro IV-21); esta estimación de inversión se efectuó sobre la base del sistema de Nelson.

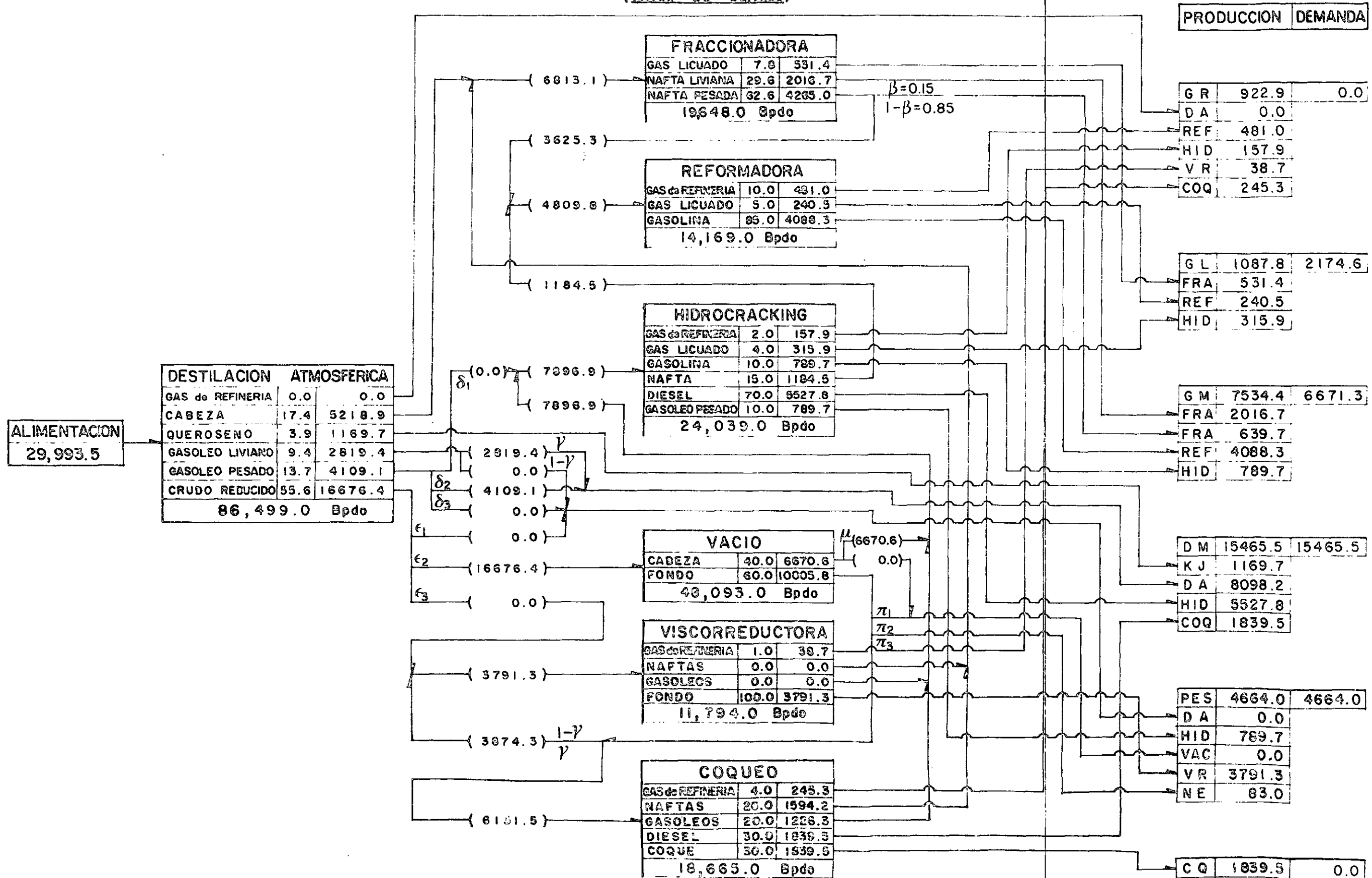
La estimación de la inversión en almacenamiento adicional en Panamá se determinó en función de las capacidades requeridas por la operación de la refinería en relación con la existente actualmente. Se estima necesario incrementar en 1.3 millones de barriles la capacidad de almacenamiento de crudo para contar con una reserva de 30 días, y en unos 600 000 barriles cada una las de diesel y gasolinas, para tener una reserva de 45 días. El costo de estas ampliaciones sería de 19.5 millones de dólares.

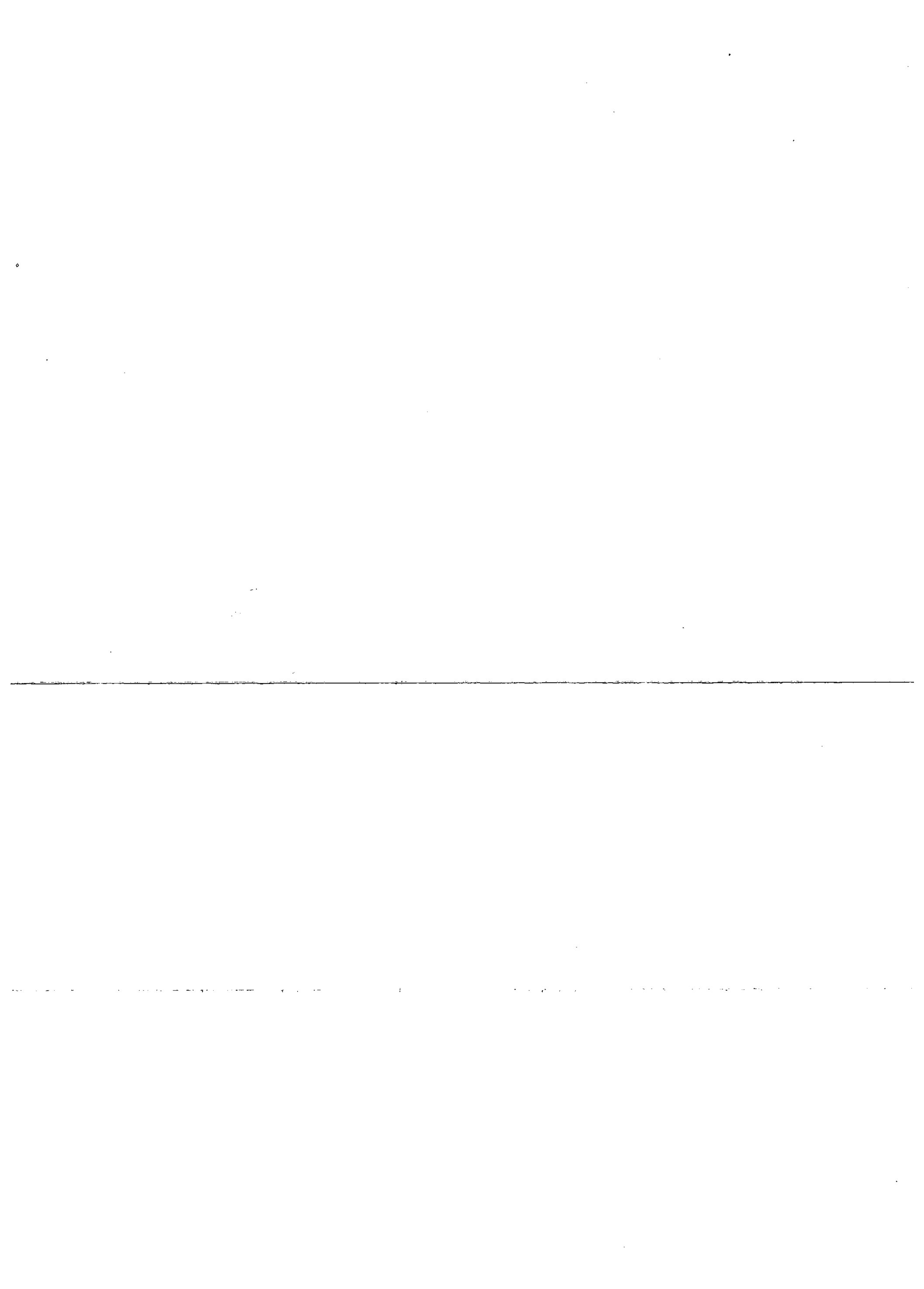
El costo de refinación a plena capacidad se elevaría de los 2.50 dólares por barril actuales a unos 3.50 dólares por barril, debido a costos directos de las nuevas unidades y a la expansión en la capacidad de algunas de las existentes. Si se incluye el costo de capital de las

Gráfico IV-2

ALTERNATIVA REGIONAL: SIMULACION DE OPERACION DE LA REFINERIA DE PANAMA AMPLIADA, 1990

(Milas de barriles)





Cuadro IV-20

ISTMO CENTROAMERICANO: ALTERNATIVA REGIONAL: CANTIDAD Y COMPOSICION
DEL CRUDO PROCESADO, 1990

	Istmo Centroamericano		Panamá		Centroamérica		Miles de barriles				
	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Miles de barriles	%	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua
1 Total (2+3)	39 881.0	100.0	29 993.5	100.0	9 887.5	100.0	2 470.3	1 791.4	2 447.9	1 830.3	1 347.6
2 Pesados	20 467.9	51.3	17 996.1	60.0	2 471.8	25.0	617.6	447.8	612.0	457.6	336.8
Maya	10 233.9	25.6	8 998.0	30.0	1 235.9	12.5	308.8	223.9	306.0	228.8	168.4
Bachaquero	10 234.0	25.7	8 998.1	30.0	1 235.9	12.5	308.8	223.9	306.0	228.8	168.4
3 Medios	19 413.1	48.7	11 997.4	49.0	7 415.7	75.0	1 852.7	1 343.6	1 835.9	1 372.7	1 010.8
Istmo	9 706.5	24.3	5 996.7	20.0	3 707.8	37.5	926.3	671.8	917.9	686.4	505.4
Tía Juana											
Ligero	9 706.6	24.4	5 998.7	20.0	3 707.9	37.5	926.4	671.8	918.0	686.3	505.4

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

Cuadro IV-21

PANAMA: CALCULO DE INVERSIONES EN LA REFINERIA

Unidad	Factor de servicio	Referencia		Refinería actual		Refinería ampliada		Costo incremental (millones de dólares)
		Capacidad (miles de barriles diarios)	Costo (millones de dólares)	Capacidad (miles de barriles diarios)	Costo (millones de dólares)	Capacidad (miles de barriles diarios)	Costo (millones de dólares)	
Destilación atmosférica	0.95	63.0	18.5	84.2	22.3	86.5	22.7	0.4
Vacío	0.95	31.0	9.5	12.6	5.3	48.1	12.7	7.4
Coqueo	0.90	12.6	21.5	-	-	18.7	27.7	27.7
Hydrocracking	0.90	18.8	43.8	-	-	24.0	51.3	51.3
Reformadora de naftas	0.93	15.7	21.9	8.0	14.1	14.2	20.5	6.4
Fraccionadora de naftas	0.95	6.3	5.7	16.8	10.7	19.6	11.8	1.1

Detalle de inversiones

Costo incremental del total de las unidades en Estados Unidos	94.3
Costo incremental del total de las unidades en Panamá (factor de localización = 1.5)	141.4
Instalaciones generales (50%)	70.7
Tanques de almacenamiento	19.5
Inversión total	231.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Gas Journal y estimaciones propias.

Nota: Las capacidades están expresadas en día operativo y los costos de unidades son para los Estados Unidos.

inversiones adicionales, el costo total de refinación se eleva a 4.50 dólares por barril. (Véase el cuadro IV-22.)

Además de las inversiones en Panamá, efectuando un somero análisis de la infraestructura existente en los demás países de la región, se infiere la necesidad de efectuar algunas inversiones adicionales en almacenamiento y poliductos para Nicaragua y en almacenamiento para Guatemala debido al mayor volumen de productos refinados importados. En Nicaragua se estima necesario un incremento de 250 000 barriles en la capacidad de almacenamiento de gasolina y diesel, con una inversión de 1.9 millones de dólares, y un poliducto de 6 pulgadas entre Corinto y Managua (unos 160 kilómetros aproximadamente) con un costo de 12 millones de dólares. En Guatemala habría necesidad de una ampliación de la capacidad de almacenamiento en gasolina y diesel de unos 300 000 barriles en total, a un costo de 2.2 millones de dólares.

Es necesario destacar que las estimaciones de expansión de la capacidad de almacenamiento y transporte por ductos indicadas precedentemente son aproximaciones gruesas debido a la falta de información precisa en varios países del área sobre la infraestructura existente.

Sobre la base de los costos de inversión y operación estimados de la manera expresada, puede calcularse el costo total de la alternativa regional. (Véase el cuadro IV-23.) Asimismo, en el cuadro IV-24 se detalla el tonelaje a transportar por países y productos para dicha alternativa.

5. Resultados comparativos de las alternativas regional y nacional para 1990

Un análisis comparativo entre las alternativas de operación a 1990 indicó que el saldo comercial neto de la regional (incluyendo el costo de transporte intrarregional) resulta inferior en 104 millones de dólares al correspondiente a la alternativa nacional, mientras que el costo total de la regional --incluyendo la anualidad equivalente de todas las inversiones adicionales-- se encuentra unos 50 millones por debajo con respecto a la alternativa nacional.

Cuadro IV-22

PANAMA: CALCULO DEL COSTO DE REFINACION DE LA
REFINERIA AMPLIADA

Unidad	Costo directo/ barril de pro- ducto procesado (dólares de 1956)	Indice de Nelson	Carga a la unidad/ carga de crudo	Costo directo/ barril de crudo procesado (dólares de 1983)
Hydrocracking	0.60	5.75	0.263	0.91
Coqueo	0.25	5.75	0.204	0.29
Vacio	0.07	5.75	0.432 ^{a/}	0.17
Reformadora de naftas	0.33	5.75	0.075 ^{a/}	0.14
Fraccionadora de naftas	...	5.75	0.035 ^{a/}	0.04 ^{b/}

Detalle del costo de refinación

Costo de refinación directo total de la ampliación	1.55
Costo de refinación total de la refinería actual operando al 100% de capacidad	2.50
Beneficio por utilización del gas de refinería adicional que se obtiene con la ampliación	(0.52) ^{c/}
Subtotal	3.53
Costo de capital	0.97
Costo total de refinación	4.50

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de W.L. Nelson, Guide to Refinery Operating Costs (Process Costimating).

Nota: El costo directo incluye mano de obra, combustible, electricidad, mantenimiento, catalizadores y otros. Excluye costo de capital.

a/ Se refiere a la ampliación de las unidades existentes.

b/ Cifra estimada.

c/ Representa un 2% de gas de refinería adicional evaluado al precio del combustible que sustituye (26.00-25.00 dólares/barril).

Cuadro IV-23

ISTMO CENTROAMERICANO: COSTO TOTAL EN REFINERIAS DE LA ALTERNATIVA REGIONAL, 1990

(Millones de dólares)

	Istmo Centro- americano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1 Costo total regional (9+10+6-2)	1 289.6	<u>a/</u>	<u>a/</u>	<u>a/</u>	<u>a/</u>	<u>a/</u>	<u>a/</u>
2 Saldo comercial extra- regional (4-3)	(1 082.9)	(76.5)	(62.8)	(84.7)	(54.7)	(44.5)	(759.7)
3 Importaciones extra- regionales <u>cif</u>	1 132.4	76.5	62.8	84.7	54.7	44.5	809.2
Crudo	1 100.0	71.4	53.5	72.8	52.9	40.2	809.2
LPG	32.4	5.1	9.3	11.9	1.8	4.3	-
4 Exportaciones extra- regionales <u>fob</u>	49.5	-	-	-	-	-	49.5
Gasolinas	29.3	-	-	-	-	-	29.3
Carbón residual	20.2	-	-	-	-	-	20.2
5 Costo de transporte extrarregional	24.6	2.3	5.8	5.5	1.3	3.4	6.3
Crudo	17.0	1.4	2.8	3.5	1.0	2.0	6.3
LPG	7.6	0.9	3.0	2.0	0.3	1.4	-
6 Costo de transporte intrarregional <u>b/</u>	11.0	0.7	3.4	2.6	1.3	3.0	-
LPG	2.3	0.1	1.0	0.6	0.1	0.5	-
Gasolinas	2.4	0.1	0.7	0.6	0.2	0.8	-
Destilados	6.3	0.5	1.7	1.4	1.0	1.7	-

/(Continúa)

Cuadro IV-23 (Conclusión)

	Istmo Centro- americano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
7 Porcentajes de utilización de la capacidad <u>c/</u>	-	42.3	30.7	41.9	35.8	26.4	100.0
8 Costo unitario de refinación (dólares/barril)	-	5.41	6.66	5.44	6.01	7.41	3.50
9 Costo de refinación <u>d/</u>	164.6	13.4	11.9	13.3	11.0	10.0	105.0
10 Costo incremental de capital <u>e/</u>	31.1	-	-	0.3	-	1.7	29.1
Poliductos y almace- namiento	4.5	-	-	0.3	-	1.7	2.5
Ampliación refinería	26.6	-	-	-	-	-	26.6

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

- a/ El costo total para cada país depende del precio de transferencia de los productos desde Panamá a los demás países.
- b/ Desde Panamá.
- c/ Destilación primaria.
- d/ Excluyendo costo de capital por ampliaciones.
- e/ Anualidad equivalente (11% interés, 20 años).

Cuadro IV-24

ISTMO CENTROAMERICANO: ALTERNATIVA REGIONAL: TONELAJE A TRANSPORTAR, 1990

(Miles de toneladas)

Flujo	Origen o destino	Istmo Centroamericano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1 Tonelaje total (2+3)		8 335.0	772.9	570.9	1 015.5	641.8	528.4	4 805.5
2 Importación		7 814.3	772.9	570.9	1 015.5	641.8	528.4	4 284.8
Crudo	México- Venezuela	5 650.4	341.2	247.4	338.1	252.8	186.1	4 284.8
Productos limpios		2 027.5	408.0	289.1	623.5	380.8	326.1	-
Gasolinas	Panamá	528.4	83.3	88.3	186.5	65.8	104.5	-
Destilados	Panamá	1 499.1	324.7	200.8	437.0	315.0	221.6	-
LPG		136.4	23.7	34.4	53.9	8.2	16.2	-
	Panamá	39.7	6.9	10.0	15.7	2.4	4.7	-
	Curaçao	96.7	16.8	24.4	38.2	5.8	11.5	-
3. Exportación	Caribe ^{a/}	520.7	-	-	-	-	-	520.7
Productos limpios ^{b/}		101.9	-	-	-	-	-	101.9
Carbón residual		418.8	-	-	-	-	-	418.8

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Estimaciones.

b/ Gasolinas solamente.

En relación con los otros componentes del costo, se aprecia una sensible disminución --del orden de 30%-- en los costos totales de transporte; si bien el costo del transporte extrarregional (importaciones de crudo y derivados) se reduce a la mitad, el costo del transporte intrarregional (movimiento de derivados entre Panamá y los demás países) compensa parcialmente esa disminución obteniéndose un ahorro neto como el indicado precedentemente. Asimismo se observa un incremento del 16% en los costos totales de refinación, siempre con respecto a la alternativa nacional.

Considerando los costos y beneficios incrementales de la operación regional frente a la nacional, los primeros ascienden a unos 374 millones de dólares --23 millones como costo adicional de refinación, 31 millones como costo anual equivalente de las inversiones, 11 millones por el costo del transporte intrarregional y 320 millones debido a los menores volúmenes de exportaciones-- mientras los segundos son esencialmente los 435 millones de ahorro en las importaciones cif --correspondiendo 410 millones a la disminución de las importaciones fob y unos 25 millones a la disminución en el costo de transporte de las mismas-- arrojando una relación beneficio/costo de 1.13, lo que estaría indicando en forma preliminar la viabilidad económica de la alternativa regional. (Véase el cuadro IV-25.)

La reducción indicada --en la alternativa regional con respecto a la nacional-- tanto en las importaciones totales de crudo y derivados como en las exportaciones de derivados son consecuencia de la mejor adaptación a nivel regional de la estructura de producción a la demanda. En efecto con un volumen sensiblemente menor de crudo importado en la alternativa regional --30 millones de barriles frente a 43.8 millones de la alternativa nacional-- se cubre más eficazmente la demanda del Istmo tanto en su cantidad como en su estructura, eliminándose las importaciones de gasolinas y destilados medios y los excedentes de combustóleo. Como producto refinado se importa únicamente gas licuado, quedando por otra parte un pequeño excedente de gasolinas y carbón residual, este último debido a la operación de la unidad de coqueo retardado.

Finalmente, conviene señalar que el tonelaje total de importación y exportación de crudo y productos a transportar se reduce en un 3% con respecto a la alternativa nacional, resultando una cifra de 8.3 millones de toneladas.

Cuadro IV-25

RESULTADOS COMPARATIVOS DE LAS ALTERNATIVAS DE REFINACION
NACIONAL Y REGIONAL PARA 1990

(Millones de dólares)

	Alternativa	
	Nacional	Regional
Costo total ex refineries	1 339.3	1 289.6
Saldo negativo comercial extrarregional	1 198.2	1 082.9
Importaciones extrarregionales <u>cif</u>	1 566.9	1 132.4
Crudo	1 275.7	1 100.0
LPG	44.8	32.4
Gasolinas	29.1	-
Destilados	217.3	-
Exportaciones extrarregionales <u>fob</u>	368.7	49.5
Gasolinas	69.7	29.3
Combustible	299.0	-
Carbón residual	-	20.2
Costo total de refinación ^{a/}	141.6	164.6
Costo incremental de capital ^{b/}	-	31.1
Ampliación refinería	-	26.6
Poliductos y almacenamiento	-	4.5
Costo del transporte intrarregional ^{c/}	-	11.0
LPG	-	2.3
Gasolinas	-	2.4
Destilados	-	6.3
Costo del transporte extrarregional	49.2	24.6
Crudo	34.8	17.0
LPG	9.5	7.6
Gasolinas	0.5	-
Destilados	4.4	-
Tonelaje a transportar ^{d/}	9 092.4	8 335.0
Importación	7 135.3	7 814.3
Exportación	1 957.1	520.7

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Excluye costo de capital de las ampliaciones.

b/ Anualidad equivalente (11% interés, 20 años).

c/ Desde Panamá a los países centroamericanos.

d/ Miles de toneladas. Intra y extrarregional.

/Anexo I

Anexo I

EL MERCADO PETROLERO MUNDIAL

1. Consideraciones generales

El carácter netamente importador de petróleo de los países del Istmo Centroamericano conduce a la necesidad de conocer, en términos generales, las características de la evolución del mercado en el cual se desenvuelven.

Los países de la región no poseen, hasta el momento, reservas comprobadas de petróleo, con excepción de Guatemala que presenta modestos niveles de reservas y producción aunque con buenas perspectivas de volúmenes mayores en el futuro.

Las características del estilo de desarrollo de la región han determinado, como puede verse en el capítulo correspondiente, los aspectos salientes de su problemática energética. En particular, el desarrollo de su infraestructura económica en base a tecnologías importadas del mundo industrializado, ha conducido a una marcada dependencia de los hidrocarburos, los que cubren la mayor parte (alrededor de un 70%) del consumo de energía comercial y una porción apreciable (un 35%) del consumo energético total a pesar de ser un recurso inexistente en la mayoría de los países del área. De esta manera ha sido trasplantado a estos países el proceso de transición energética hacia el petróleo observado a escala mundial desde comienzos del presente siglo.

A fin de ilustrar esta violenta expansión del consumo de petróleo en la economía mundial, en el cuadro 1 se indica la evolución de la estructura estimada por fuentes del abastecimiento energético mundial. Se aprecia cómo los hidrocarburos --petróleo y gas natural-- constituyeron, a comienzos de la década de los setenta, cerca del 70% del suministro de energía comercial, el que un siglo antes era cubierto en su totalidad por carbón y lignito. Fue en particular a comienzos de siglo cuando se produjo la explosiva penetración del petróleo en el mercado energético mundial, al amparo de un precio estabilizado durante más de medio siglo, en un nivel tan bajo que transformó a los hidrocarburos en la fuente de energía comercial más barata.

Cuadro 1

EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DEL ABASTECIMIENTO
DE ENERGIA COMERCIAL

(Porcentajes)

	Total	Carbón lignito	Petróleo	Gas natural	Hidroeléctrica y nuclear
1860	100.0	100.0	-	-	-
1880	100.0	97.7	2.3	-	-
1900	100.0	94.5	4.1	1.0	-
1920	100.0	83.3	10.9	2.1	3.8
1940	100.0	67.2	21.5	5.3	6.0
1960	100.0	47.1	34.5	12.0	6.4
1970	100.0	26.8	43.5	21.4	6.3
1973	100.0	26.4	45.3	21.8	6.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de Carlos E. Suárez, "Panorama de la energía en el mundo", VIII Curso Argentino y V Latinoamericano de Economía de la Energía, Barioche, Argentina, 1976.

/Así como

Así como el carácter netamente abierto de las economías y, en general, de las sociedades centroamericanas ha conducido a la dependencia de los hidrocarburos mediante la introducción del proceso de transición energética de las economías industrializadas, los sucesivos cambios y situaciones producidos posteriormente en el mercado petrolero también impactaron en forma marcada a los países del Istmo, así como lo hace la coyuntura actual y como seguramente lo harán en el futuro los acontecimientos que se produzcan en dicho mercado, ya que al menos en las próximas dos o tres décadas la región continuará dependiendo en gran medida de los hidrocarburos.

Es decir, que los países del Istmo Centroamericano, como importadores netos de petróleo, se encuentran participando en un mercado sobre cuya evolución, en sus características y parámetros esenciales, no pueden influir o sólo pueden hacerlo en menor medida, quedando fuera de su control la orientación de las fuerzas económicas del mercado o las acciones políticas de alguna significación. Esto plantea, con marcada agudeza para estos países, la necesidad de conocer ampliamente el mercado mundial de petróleo a fin de detectar y concretar las mejores oportunidades y aprovechar al máximo el escaso margen de maniobra de que disponen.

Si bien el estudio que aquí se presenta no pretende de ninguna manera agotar todas las posibilidades en cuanto a abastecimiento y refinación de hidrocarburos, se considera imprescindible brindar un panorama de la evolución reciente y las características principales del mercado petrolero mundial.

Precisamente en este anexo se describe dicho panorama, el que por fuerza no puede ser exhaustivo dada la envergadura del tema y el objetivo para el cual se introduce en el trabajo, que es el de delinear un marco de referencia adecuado para ampliar y facilitar la comprensión del estudio en su conjunto.

2. Reservas

Los volúmenes de reservas petroleras muestran, como una de sus características esenciales, una desigual distribución en el mundo estando concentrados en muy pocas áreas varias de las cuales --como dato al margen-- constituyen actualmente focos de tensión política mundial.

En efecto, la presencia de yacimientos petroleros está ligada a la existencia de cuencas sedimentarias (aunque ésta es condición necesaria pero no suficiente), cuya localización geográfica es obra exclusiva de la naturaleza, habiendo resultado de la misma que la repartición de las reservas de petróleo tenga prácticamente un signo inverso al desarrollo económico y social de los países, concentrándose en su mayor parte en las áreas más subdesarrolladas del planeta.

Cerca de un 80% de las reservas comprobadas mundiales de petróleo se encuentra en el tercer mundo, en particular en el área del Medio Oriente que posee el 55% del total mundial, donde a su vez las reservas se concentran mayoritariamente (cerca del 90%) en cuatro países: Arabia Saudita, Kuwait, Irán e Irak. Sólo estos cuatro países son dueños de casi la mitad (48%) de las reservas comprobadas mundiales.

En el cuadro 2 se indican las cifras de las reservas comprobadas de petróleo al primero de enero de 1984, agrupadas según grupos de países en función de su posición política y económica en el mercado mundial: los países, esencialmente subdesarrollados, miembros^{1/} del cartel productor, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP); el bloque principal consumidor, los países principalmente industrializados miembros^{2/} de la Agencia Internacional de Energía (AIE) --aunque algunos de ellos son también fuertes productores pero, en general, son importadores netos--, los países socialistas y, finalmente, otros países que están fuera de los grupos anteriores.

1/ Arabia Saudita, Irán, Kuwait, Irak, Emiratos Arabes Unidos, Qatar, Libia, Argelia, Nigeria, Gabón, Ecuador, Venezuela, Indonesia y Zona Neutral o Dividida.

2/ Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, España, Estados Unidos, Francia, Gran Bretaña, Grecia, Holanda, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, Noruega, Nueva Zelanda, Portugal, Suecia, Suiza y Turquía.

Cuadro 2

RESERVAS COMPROBADAS AL 1 DE ENERO DE 1984,
SEGUN GRUPOS DE PAISES

	Reservas		Producción 1983 ^{a/}		Reservas/ producción (años)
	Millones de bbl	Porcen- tajes	Millones de bbl	Porcen- tajes	
<u>Total mundial</u>	<u>669 303</u>	<u>100.0</u>	<u>20 076</u>	<u>100.0</u>	<u>33.3</u>
<u>OPEP</u>	<u>448 320</u>	<u>67.0</u>	<u>6 383</u>	<u>31.8</u>	<u>70.2</u>
Arabia Saudita	166 000	24.9	1 778	8.9	93.3
Kuwait	63 900	9.5	333	1.7	192.0
Irán	51 000	7.6	951	4.7	53.6
Irak	43 000	6.4	330	1.6	130.2
Venezuela	24 850	3.7	654	3.3	38.0
Otros	99 570	14.9	2 337	11.6	42.6
<u>AIE</u>	<u>59 233</u>	<u>8.8</u>	<u>5 649</u>	<u>28.1</u>	<u>10.5</u>
Estados Unidos	27 300	4.1	3 737 ^{b/}	18.6	7.3
Gran Bretaña	13 150	2.0	825	4.1	15.9
Noruega	7 660	1.1	219 ^{b/}	1.1	35.0
Canadá	6 730	1.0	570 ^{b/}	2.8	11.8
Otros	4 393	0.6	298	1.5	14.7
<u>Países socialistas</u>	<u>84 600</u>	<u>12.7</u>	<u>5 455</u>	<u>27.2</u>	<u>15.5</u>
URSS	63 000 ^{c/}	9.4	4 522	22.5	13.9
China	19 100	2.9	769	3.9	24.8
Otros	2 500	0.4	164	0.8	15.2
<u>Otros países</u>	<u>77 150</u>	<u>11.5</u>	<u>2 589</u>	<u>12.9</u>	<u>29.8</u>
México	48 000	7.2	986	4.9	48.7
Otros América Latina y el Caribe <u>d/</u>	7 151	1.1	492	2.5	14.5
Varios	21 999	3.2	1 111	5.5	19.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Gas Journal, 26 de diciembre de 1983.

a/ Cifras estimadas.

b/ Sobre la base de cifras de Oil & Energy Trends, diciembre de 1983.

c/ Incluye reservas comprobadas y probables.

d/ Excluye México, Venezuela y Ecuador.

/En el mismo

En el mismo cuadro se presentan las cifras de la producción estimada para 1983 y la relación reservas/producción. Con respecto a este último parámetro, cabe señalar que es solamente un indicador de la intensidad de explotación de las reservas y no una previsión de su período de agotamiento. Por ejemplo, si esta relación es de 20 años para un país o región dados, no significa que sus reservas petroleras se agotarán en 20 años; solamente es un indicador de la duración de las reservas comprobadas si se mantiene el nivel actual de producción y no se incorporan nuevos descubrimientos o revalorizaciones de reservas existentes en función de la evolución de la tecnología y los precios. En la realidad, tanto la producción como las reservas, presentan variaciones en el transcurso del tiempo, de modo que su relación también puede variar, como se verá más adelante.

Analizando las cifras del cuadro citado pueden apreciarse claramente dos aspectos importantes: el primero, la ya mencionada distribución desigual de los recursos petroleros en el mundo y, el segundo, la también desigual --y de sentido contrario a la anterior-- intensidad de la explotación de dichos recursos. Los mayores consumidores mundiales, los países industrializados occidentales agrupados en la AIE y la URSS, cuentan con una pequeña proporción de las reservas mundiales --alrededor de un 9% cada uno frente al 67% de la OPEP-- a pesar de lo cual constituyen en conjunto los mayores productores con un 50% de la producción mundial, indicando una elevada intensidad de explotación de sus recursos petroleros.

Esta desigualdad en el ritmo de explotación se refleja precisamente en los valores de la relación reservas/producción. Mientras la OPEP, que como bloque ostenta la mayor parte de la producción mundial, aunque su nivel actual se encuentra apenas un 13% por encima de la producción de la AIE, presenta una relación reservas/producción de 70 años; el valor correspondiente a la AIE es de unos 10 años y el de los países socialistas de algo más de 15 años. Si se consideran los dos mayores productores mundiales a nivel de países individuales, la URSS y los Estados Unidos en ese orden, y siendo el primero exportador y el segundo importador neto, su relación reservas/producción es de 14 y 7 años, respectivamente indicando

/una explotación

una explotación muy intensiva de sus propios recursos; Estados Unidos sólo posee el 4% de las reservas mundiales, pero es el segundo productor mundial con un 19% del total, y la URSS posee algo más del 9% de las reservas, pero es el primer productor con más del 22% de la producción mundial. En el otro extremo, Arabia Saudita, dueña de la cuarta parte de las reservas comprobadas del orbe, sólo produce un 9% del total mundial.

En cuanto al resto de los países no incluidos en los tres grupos anteriores, se destaca claramente México, que posee un 7% de las reservas mundiales, luego de los importantes descubrimientos en 1975-1976, con una relación reservas/producción de unos 49 años.

Si se considera la distribución por áreas geopolíticas, las reservas están concentradas fundamentalmente en el Medio Oriente, los países socialistas y América Latina, en ese orden, totalizando entre las tres áreas un 80% de las reservas petroleras mundiales. Asimismo, la producción se encuentra concentrada en un 70% en tres áreas: el bloque socialista, Estados Unidos y Canadá y Medio Oriente. (Véase el cuadro 3.)

Con respecto a América Latina, cabe señalar que, a pesar de que la región es exportadora neta de petróleo, la mayor parte de su consumo es abastecida por importaciones desde fuera del área (un 80%), y la casi totalidad de sus exportaciones es hacia países fuera de la región (un 90%), hecho que demuestra el gran potencial existente en cuanto a la integración de los países latinoamericanos en un mercado petrolero regional.

La distribución regional de las reservas comprobadas y la intensidad de su explotación no han sido siempre como las que reflejan los cuadros precedentes para la situación actual. No hay que olvidar que el descubrimiento inicial del petróleo como fuente energética se produce a fines del siglo pasado en los Estados Unidos, de modo que en las primeras décadas del presente siglo las mayores reservas mundiales se encuentran en dicho país, que se convierte naturalmente en el mayor productor y consumidor mundial.

En el gráfico 1 se presenta la evolución de la distribución regional de las reservas petroleras desde 1920 hasta la fecha, y se aprecia claramente el proceso histórico del descubrimiento de las mayores áreas petroleras del mundo. Hasta comienzos de la década de los cuarenta

Cuadro 3

DISTRIBUCION DE LAS RESERVAS COMPROBADAS POR AREAS
GEOGRAFICAS AL 1 DE ENERO DE 1984

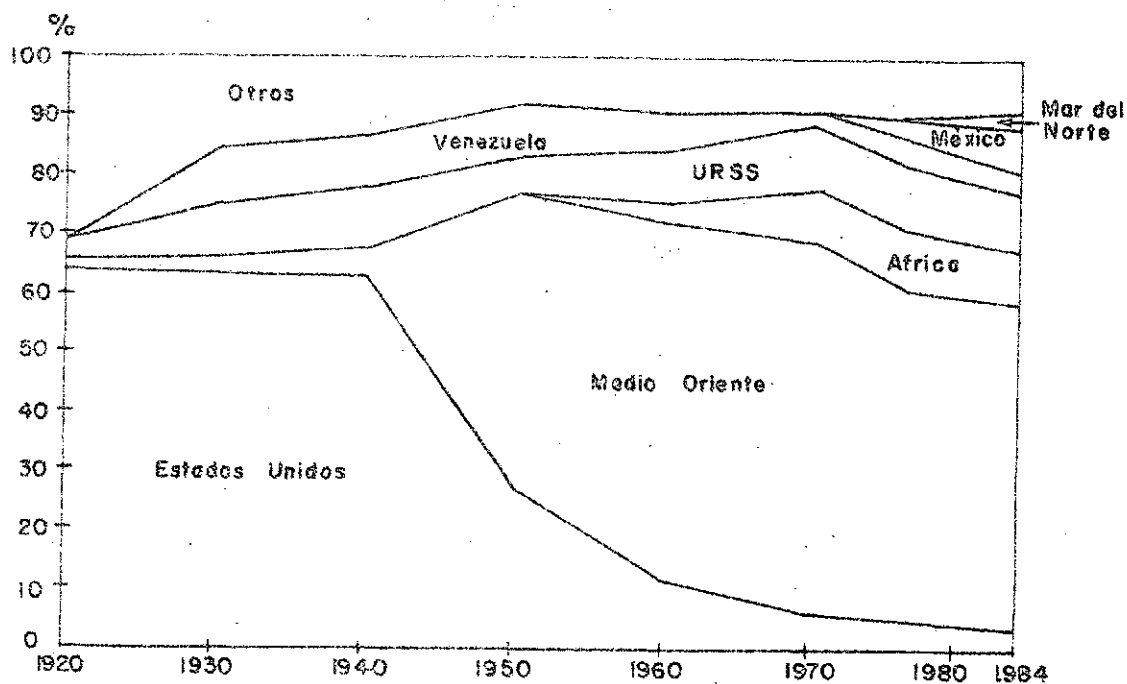
	Reservas		Producción (1983) ^{a/}		Reservas/ producción (años)
	Millones de bbl	Porcen- tajes	Millones de bbl	Porcen- tajes	
<u>Total mundial</u>	<u>669 303</u>	<u>100.0</u>	<u>20 076</u>	<u>100.0</u>	<u>33.3</u>
Medio Oriente	370 101	55.3	4 275	21.2	86.6
Africa	56 907	8.5	1 661	8.3	34.3
América Latina y el Caribe	81 677	12.2	2 219	11.1	36.8
Estados Unidos y Canadá	34 030	5.1	4 307	21.5	7.9
Europa Occidental	23 019	3.4	1 171	5.8	19.7
Asia	17 213	2.6	835	4.2	20.6
Oceanía	1 756	0.3	153	0.8	11.5
Países Socialistas	84 600	12.6	5 455	27.1	15.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Gas Journal, 26 de diciembre de 1983.

a/ Cifras estimadas.

Gráfico 1

EVOLUCION DE LA DISTRIBUCION REGIONAL DE LAS RESERVAS MUNDIALES DE PETROLEO.



FUENTE: CEPAL, sobre la base de informaciones de Víctor Bravo, Panorama Mundial de la Industria del Petróleo, 1978, y Oil and Gas Journal, 26 de diciembre de 1983

más del 60% de las reservas mundiales se encontraba en territorio de los Estados Unidos. Sin embargo, durante ese mismo período se va produciendo la difusión a nivel mundial del consumo masivo de hidrocarburos vía desarrollo y exportación de tecnologías basadas en su uso intensivo --aún en 1960 la mayor parte del abastecimiento mundial de energía comercial provenía del carbón (véase nuevamente el cuadro 1)--, lo que produce, simultáneamente con la violenta expansión del mercado, una intensificación de la prospección en distintas zonas del mundo: el petróleo es, desde las primeras décadas del siglo XX, uno de los recursos del subsuelo más buscados, convirtiéndose verdaderamente en el "oro negro".

Es así como aparecen, a finales de los años veinte y comienzos de los treinta, las reservas venezolanas, que constituyen en esa época una importante fuente de aprovisionamiento fuera de los Estados Unidos y la primera área exportadora importante del mundo. Continuando en orden cronológico aparecen, en la década de los cuarenta, las inmensas reservas del Medio Oriente que pasan a ser desde 1950 el mayor reservorio mundial y la principal zona exportadora. En los sesentas surgen las reservas africanas y más recientemente, en 1975-1976, los grandes yacimientos de México --que pasa al primer lugar en América Latina en cuanto a reservas, producción y exportación-- y del Mar del Norte, que jugaron un papel estratégico en los últimos años por estar fuera del área de la OPEP y desplazar parte del abastecimiento proveniente de la misma hacia el mundo industrializado, particularmente en el caso del Mar del Norte, cuyas reservas pertenecen precisamente a países miembros de la AIE (fundamentalmente Gran Bretaña y Noruega).

La incorporación de nuevos descubrimientos sigue un ritmo vertiginoso hasta 1970, estabilizándose posteriormente en niveles de crecimiento menores a pesar de las reservas de México y del Mar del Norte. En las dos décadas que van desde 1920 hasta 1940 las reservas mundiales se triplican pasando de 11 200 a 30 200 millones de barriles; sin embargo, el ritmo de incremento se duplica en los veinte años siguientes, triplicándose las reservas en cada una de las dos décadas comprendidas entre

/1940 y 1960,

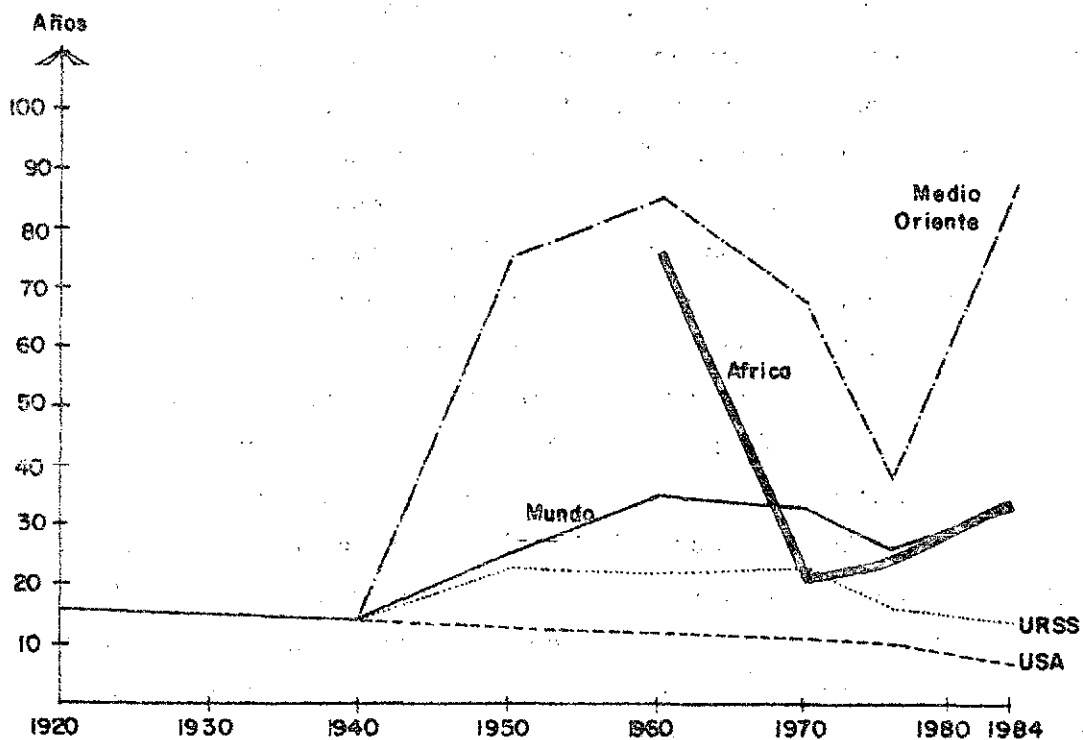
1940 y 1960, llegando a 265 700 millones de barriles en este último año. En la década de los sesenta las reservas comprobadas se duplicaron, pasando a 543 600 millones de barriles en 1970, año a partir del cual estabilizan su ritmo de crecimiento hasta llegar a los 669 300 millones de barriles actuales (incremento de un 23% en 14 años).

La intensidad de la explotación en relación con las reservas se estabiliza en las zonas consumidoras y se acelera bruscamente a partir de 1960 en las zonas exportadoras, fundamentalmente en el Medio Oriente y en Africa, que ven declinar fuertemente su relación reservas/producción hasta mediados de la década de los setenta, ya que los nuevos descubrimientos no compensan los niveles crecientes de producción. (Véase el gráfico 2.) A partir de ese momento, la relación reservas/producción se recupera en dichas áreas exportadoras debido más que a incrementos sustanciales en las reservas, que realmente no se dan, a la fuerte disminución de la producción provocada fundamentalmente por la menor demanda en los países industrializados importadores netos y por la utilización de nuevas reservas (México y Mar del Norte) que, como ya se ha indicado, desplazan parte del abastecimiento proveniente de los países del Medio Oriente, Africa y América Latina miembros de la OPEP, además de otras razones que se considerarán más adelante, al analizar la evolución de la producción.

Mientras tanto, en los dos países mayores productores y consumidores, Estados Unidos y la URSS, el nivel de producción se mantiene elevado y no es totalmente compensado por nuevos descubrimientos, agotando paulatinamente sus reservas, como se observa en la tendencia lenta pero sostenidamente declinante de la relación reservas/producción. (Véase nuevamente el gráfico 2.)

Grafico 2

EVOLUCION DE LA RELACION RESERVAS - PRODUCCION



FUENTE: CEPAL, sobre la base de informaciones de Victor Bravo, Panorama Mundial de la Industria del Petróleo, Bariloche, 1978, y Oil and Gas Journal, 26 de diciembre de 1978.

3. Demanda

La demanda de derivados de petróleo se ha visto afectada en la última década por la variación de las condiciones del mercado, por algunas acciones de los países industrializados y, en los últimos cinco años, por la aguda crisis económica mundial.

En efecto, la demanda fuerte y sostenidamente creciente desde comienzos del siglo recibe un primer impacto transitorio a raíz del boicot petrolero y del brusco incremento de los precios en 1973-1974, principalmente en el mundo industrializado. A partir de 1975, la demanda en los países desarrollados se recupera hasta 1979, cuando sufre una contracción sostenida, comenzando a estabilizarse recién en 1983 como un síntoma del inicio de una nueva recuperación.

La marcada contracción en la demanda de los mayores consumidores del mercado mundial, los países industrializados, se debe a un conjunto de factores, aunque sus causas fundamentales son la reducción producida por la implementación de acciones concretas de conservación de energía y la profunda crisis económica internacional, con el agravante del fuerte impacto de una nueva y brusca escalada de los precios en 1979-1980.

Esta baja en la demanda de los países industrializados --la que constituye alrededor del 80% del total mundial--, junto con un cambio estructural en el origen de los abastecimientos de crudo en dichos países, favorecido por la aparición de otras áreas exportadoras fuera de la OPEP, así como ciertas acciones estratégicas de tipo político y económico, conducen a un debilitamiento en la posición del cartel productor y a la baja de precios que se produce a fines de 1982 y comienzos de 1983, proceso que se considerará más adelante con mayor detalle.

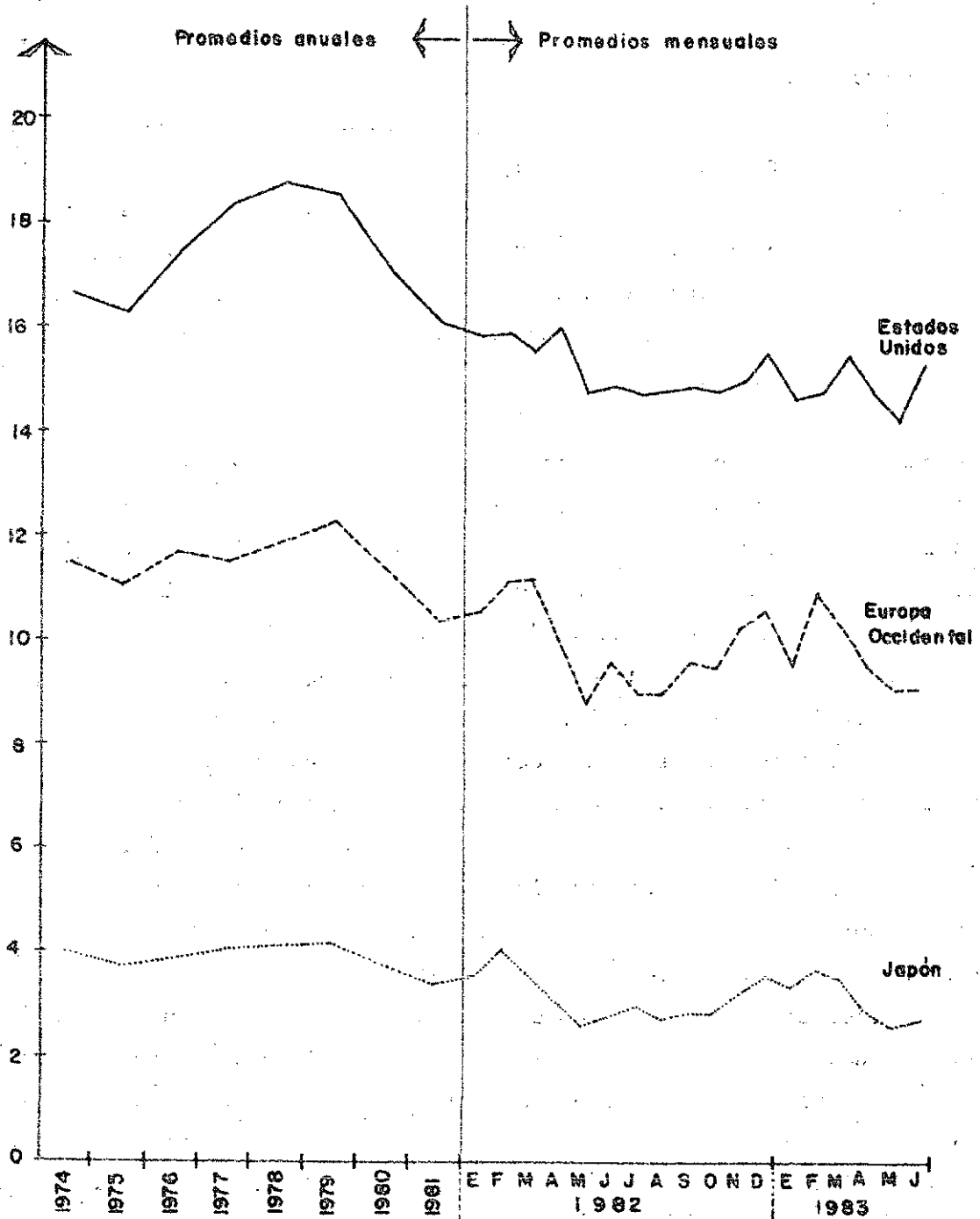
Considerando los mayores consumidores del mundo industrializado, se aprecia una caída cercana al 20% en la demanda interna de los Estados Unidos --país que por sí solo consume casi el 45% del petróleo total empleado por los países desarrollados-- en el período 1978-1982, del 17% en Europa Occidental para el mismo lapso y del 24% en el Japón en el período 1979-1982.

En el gráfico 3 se presenta la evolución de la demanda diaria promedio de productos petroleros, desde 1974 hasta junio de 1983, para los países

Gráfico 3

EVOLUCION DE LA DEMANDA DE PRODUCTOS PETROLEROS EN LOS PAISES INDUSTRIALIZADOS

MILLONES Bbl/día



FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Energy Trends, diciembre de 1983.

citados anteriormente. En dicho gráfico pueden apreciarse claramente los aspectos indicados en la evolución de la demanda interna en el mundo industrializado.

Paralelamente, en los países subdesarrollados la situación evoluciona con características diferentes. En efecto, la demanda en estos países es creciente hasta 1981 (último año para el que se disponen datos globales); en función de algunos datos disponibles para América Latina, podría haber ocurrido una caída en la demanda global del mundo subdesarrollado en 1982/1983 debido fundamentalmente a la recesión económica.

En estos países, contrariamente a los industrializados, el problema esencial no es de exceso o derroche en el consumo de energía, sino lo totalmente opuesto. Si bien existe ineficiencia en el uso de energía y algunos desequilibrios que deben corregirse, la existencia de grandes mayorías de población marginadas del aprovechamiento de los frutos del progreso que casi no consumen hidrocarburos; el bajo grado de industrialización, y su poca capacidad técnica, económica y financiera para acometer los proyectos requeridos para producir transformaciones apreciables --capacidad debilitada aún más por la aguda crisis actual--, hacen que el margen de maniobra en relación a la reducción en su demanda de petróleo sea intrínsecamente pequeño. Aun el aprovechamiento de este reducido espacio se ve dificultado en muchos países por otra de las características del subdesarrollo: la debilidad institucional en el sector energía, con el consiguiente entorpecimiento y demora en la toma de decisiones estratégicas.

De esta manera, el crecimiento de las economías subdesarrolladas trae aparejado, en forma natural, un incremento fuerte en la demanda de energía, particularmente de petróleo, la que sólo puede contraerse sensiblemente, en general, durante períodos de recesión aguda como la actual coyuntura. Por otra parte, también incide el hecho de que en los períodos de expansión el crecimiento de dichas economías se realiza a tasas muy superiores a las economías industrializadas.

Esta diferente evolución de la demanda en los países industrializados y subdesarrollados provoca un gradual cambio estructural en la distribución mundial del consumo de derivados de petróleo. (Véase más adelante el cuadro 4.)

/La participación

La participación de los países subdesarrollados en la demanda mundial (excluyendo los países de economías centralmente planificadas) ha crecido en forma sostenida, pasando de un 14% en 1973 a un 23% en 1981. Particularmente notable es el incremento en África y Medio Oriente que, en conjunto, duplican su participación entre 1973 y 1981.

Además de los aspectos comentados precedentemente en cuanto a la evolución de la demanda mundial de petróleo en cantidad, es necesario destacar un cambio estructural que se ha producido en cuanto a su calidad, es decir, al tipo de productos consumidos.

En el cuadro 5 se indica la evolución de la estructura por productos de la demanda mundial (excluyendo los países socialistas) de derivados de petróleo. Se aprecia el cambio estructural producido, volcándose la demanda hacia los productos livianos y los destilados medios, principalmente estos últimos a expensas de un menor consumo relativo de productos pesados.

Esto determina la necesidad de una adecuación general, de la estructura de refinación a nivel mundial, a la nueva estructura de la demanda, necesidad reforzada por la presencia cada vez mayor en el mercado de crudos pesados y, en muchos casos, con alto contenido de azufre y otros productos indeseables.

Este cambio estructural se da particularmente en los países industrializados, como se aprecia en el cuadro 6 para 1982, en relación a 1974, destacándose algunos casos como Japón, Gran Bretaña, España, Noruega y Suecia, entre otros.

Cuadro 4

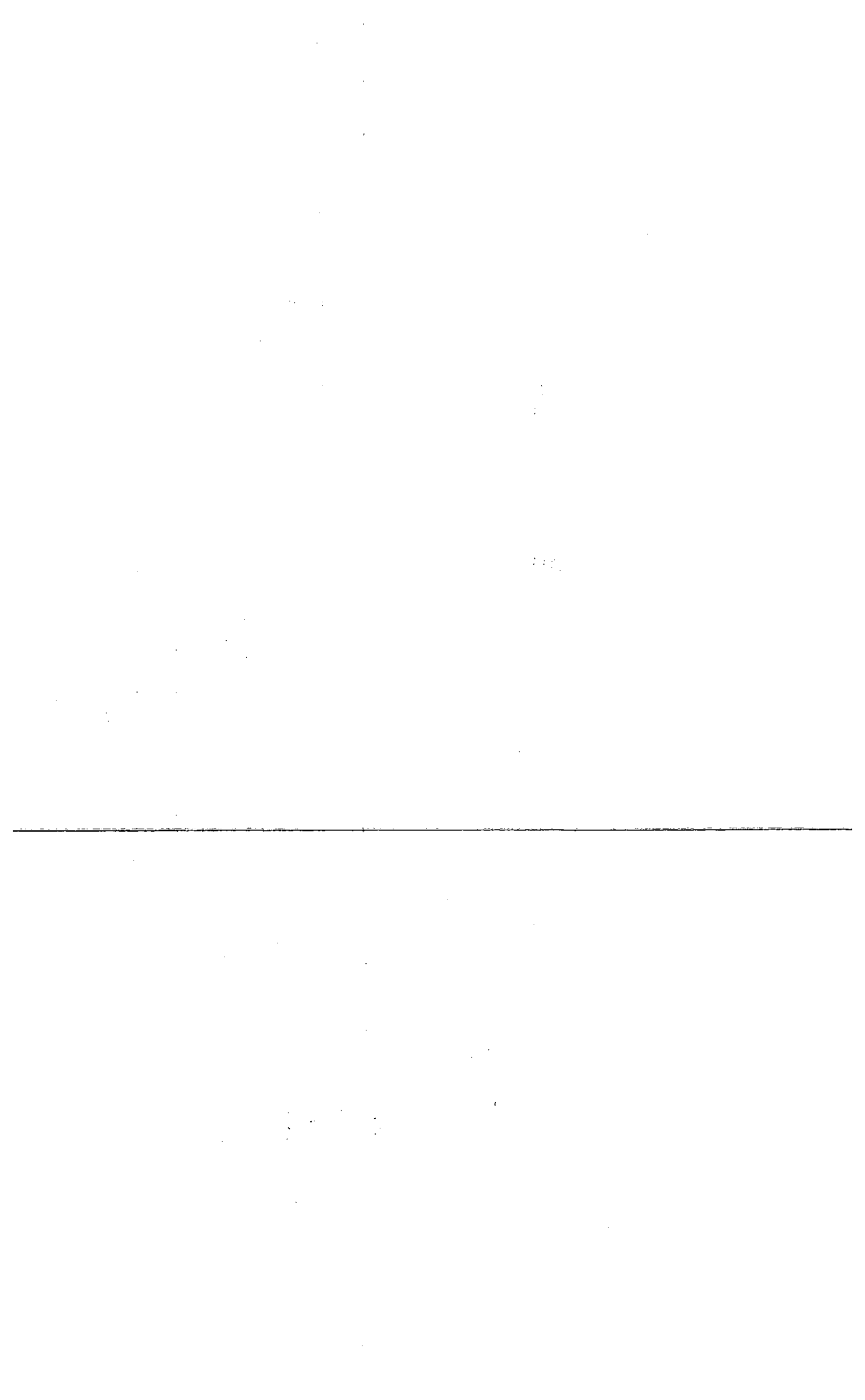
DEMANDA MUNDIAL DE DERIVADOS DE PETROLEO POR AREAS^{a/b/}

	1973		1975		1977		1979		1980		1981		1982	
	Millones de bbl/día	%	Millones de bbl/día	%	Millones de bbl/día	%	Millones de bbl/día	%	Millones de bbl/día	%	Millones de bbl/día	%	Millones de bbl/día	%
<u>Demanda total</u>	<u>43.7</u>	<u>100.0</u>	<u>41.4</u>	<u>100.0</u>	<u>45.9</u>	<u>100.0</u>	<u>48.1</u>	<u>100.0</u>	<u>46.0</u>	<u>100.0</u>	<u>43.9</u>	<u>100.0</u>		<u>100.0</u>
<u>Países industrializados</u>	<u>37.5</u>	<u>85.8</u>	<u>34.5</u>	<u>83.5</u>	<u>37.6</u>	<u>82.0</u>	<u>38.6</u>	<u>80.1</u>	<u>36.1</u>	<u>78.5</u>	<u>33.8</u>	<u>76.9</u>		
Estados Unidos	16.4	37.5	15.3	37.0	17.2	37.5	17.1	35.6	16.2	35.3	15.1	34.4		
Europa Occidental	13.9	31.8	12.4	30.0	13.1	28.6	13.9	28.9	12.9	28.0	12.0	27.3		
Japón	4.9	11.2	4.5	10.9	5.0	10.9	5.1	10.6	4.6	10.0	4.4	10.0		
Canadá	1.6	3.7	1.6	3.9	1.6	3.5	1.7	3.5	1.7	3.7	1.6	3.6		
Otros	0.7	1.6	0.7	1.7	0.7	1.5	0.7	1.5	0.7	1.5	0.7	1.6		
<u>Países subdesarrollados</u>	<u>6.2</u>	<u>14.2</u>	<u>6.9</u>	<u>16.5</u>	<u>8.3</u>	<u>18.0</u>	<u>9.5</u>	<u>19.9</u>	<u>9.9</u>	<u>21.5</u>	<u>10.1</u>	<u>23.1</u>		
América Latina	2.9	6.6	3.2	7.7	3.6	7.8	4.1	8.5	4.2	9.1	4.2	9.6		
Africa y Medio Oriente	1.5	3.4	1.8	4.3	2.3	5.0	2.7	5.7	2.9	6.3	3.0	6.8		
Asia	1.8	4.2	1.9	4.5	2.4	5.2	2.7	5.7	2.8	6.1	2.9	6.7		

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Petroleum Economist, septiembre de 1982.

a/ Demanda interna. Excluye las ventas a bordo de buques y el combustible de refinerías.

b/ Excluye a la URSS, Europa del Este y China.



Cuadro 5

DEMANDA MUNDIAL DE DERIVADOS DEL PETROLEO POR PRODUCTOS^{a/b/}

	Demanda total	Gasolinas y naftas	Queroseno	Gas/ diesel oil	Combus- tóleo	Otros
<u>1973</u>						
Millones de barriles/día	43.7	14.5	2.9	10.2	11.3	4.8
Porcentajes	100.0	33.2	6.6	23.3	25.9	11.0
<u>1975</u>						
Millones de barriles/día	41.4	14.1	2.8	9.8	10.2	4.5
Porcentajes	100.0	34.1	6.8	23.7	24.6	10.8
<u>1977</u>						
Millones de barriles/día	45.9	15.5	3.1	11.2	10.9	5.2
Porcentajes	100.0	33.8	6.8	24.4	23.7	11.3
<u>1979</u>						
Millones de barriles/día	48.1	16.3	3.4	12.4	10.8	5.2
Porcentajes	100.0	33.9	7.1	25.8	22.5	10.7
<u>1980</u>						
Millones de barriles/día	46.0	16.0	3.3	11.9	9.9	4.9
Porcentajes	100.0	34.8	7.2	25.9	21.5	10.6
<u>1981</u>						
Millones de barriles/día	43.9	15.3	3.2	11.5	8.8	5.1
Porcentajes	100.0	34.9	7.3	26.2	20.0	11.6
<u>1982</u>						
Millones de barriles/día						
Porcentajes	100.0					

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Petroleum Economist, septiembre de 1982.

a/ Demanda interna. Excluye las ventas a bordo de buques y el combustible de refinerías.

b/ Excluye la URSS, Europa del Este y China.

Cuadro 6

ESTRUCTURA DE LA DEMANDA DE PRODUCTOS PETROLEROS EN PAISES INDUSTRIALIZADOS

(Porcentajes)

	1974				1982			
	Gasolin linas	Diesel y gasolina	Fuel oil pesado	Otros	Gasolin linas	Diesel y gasolina	Fuel oil pesado	Otros
Alemania	15.0	45.5	20.6	18.9	21.6	44.5	13.3	20.6
Austria	20.0	21.5	47.2	11.3	24.9	25.6	38.4	11.1
Bélgica	12.4	40.6	35.8	11.2	16.0	42.7	27.7	13.6
España	12.6	19.2	64.0	4.2	17.3	29.7	42.1	10.9
Finlandia	11.0	37.3	42.7	9.0	13.8	40.2	33.7	12.3
Francia	14.5	38.1	33.0	14.4	22.0	38.5	20.2	19.3
Gran Bretaña	17.6	20.4	39.4	22.6	28.6	24.9	24.1	22.4
Grecia	12.7	31.5	49.2	6.6	14.5	31.8	35.7	18.0
Holanda	14.4	26.9	15.4	43.3	21.5	26.5	18.5	33.5
Italia	13.7	24.5	53.7	8.1	16.4	31.4	41.7	10.5
Noruega	15.8	36.8	25.0	22.4	24.1	42.3	13.1	20.5
Suecia	14.1	35.7	46.9	3.3	23.0	39.5	33.2	4.3
Estados Unidos	39.3	17.7	15.8	27.2	42.8	17.5	11.0	28.7
Canadá	35.4	32.6	18.3	13.7	40.6	29.8	12.4	17.2
Japón	9.6	5.8	51.3	33.3	17.6	11.0	40.3	31.1
Australia	38.6	22.3	23.4	15.7	48.3	26.5	12.7	12.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Energy Trends, diciembre de 1983.

4. Flujos de importación/exportación

Como consecuencia de la baja en la demanda de los países industrializados, importadores netos de petróleo, se observa una marcada caída en sus importaciones desde 1979, acentuada por la puesta en producción de las importantes reservas del Mar del Norte. Los volúmenes diarios promedio de importación de crudo comienzan a elevarse nuevamente a partir de marzo-abril de 1983 en el caso de los Estados Unidos y de Europa Occidental, no así en el Japón donde todavía en el primer semestre de 1983 se mantiene una tendencia declinante (véase el gráfico 4).

En el caso de Gran Bretaña, debido precisamente a la producción creciente en el Mar del Norte, las importaciones netas declinan en forma fuerte y sostenida desde 1975, pasando a ser exportador neto a partir de 1981.

Combinado con esta baja en los volúmenes globales de las importaciones netas de los países industrializados se va produciendo un cambio en su composición por país de origen, intensificándose la utilización de crudos provenientes de áreas exportadoras fuera de la OPEP (México, Mar del Norte e inclusive la Unión Soviética en el caso de Europa Occidental), disminuyendo aún más la dependencia del cartel productor.

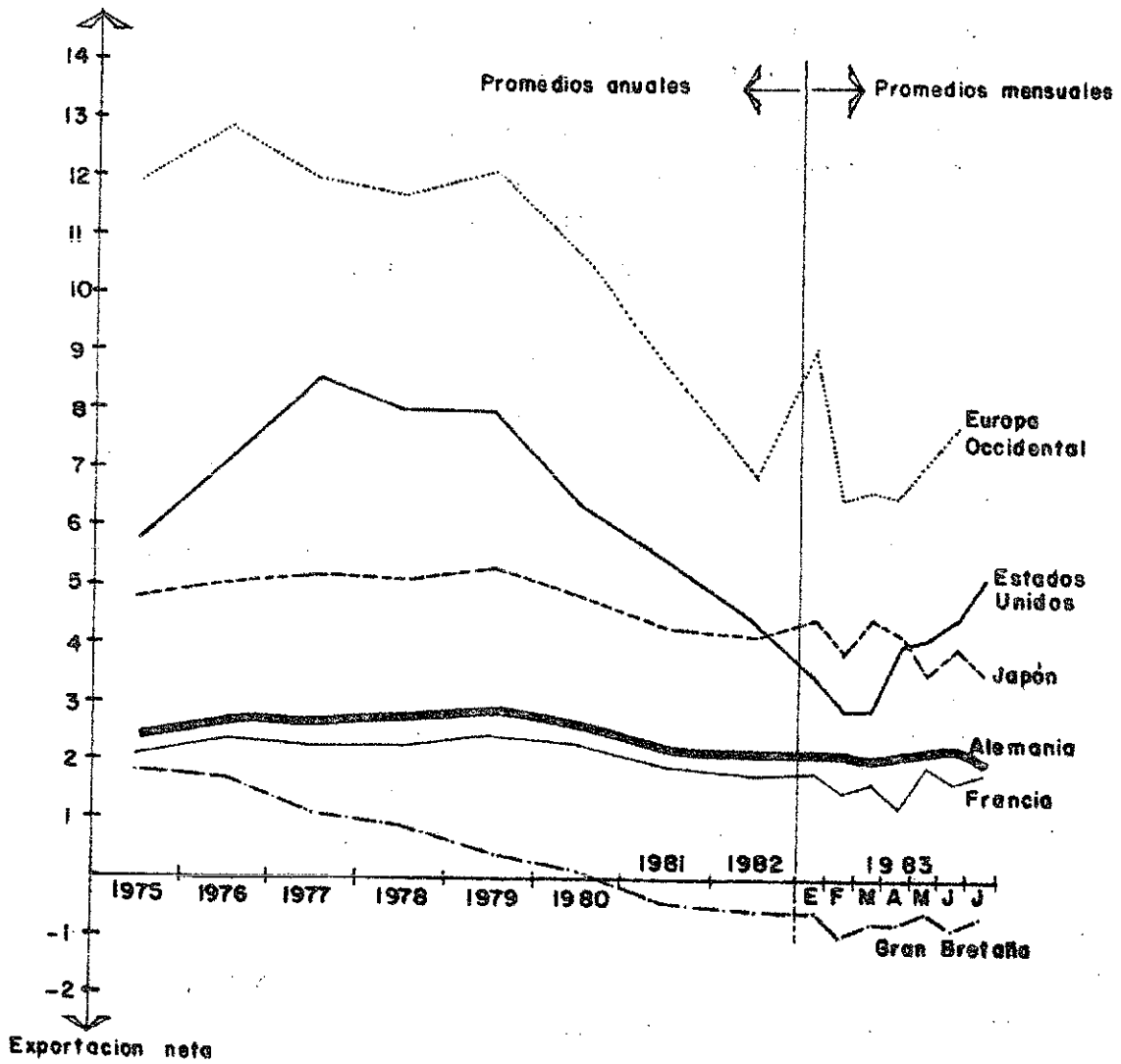
Este cambio estructural en el origen de las importaciones es particularmente notable en el caso de los Estados Unidos. Las importaciones norteamericanas de petróleo crudo provenientes de la OPEP disminuyen fuertemente su participación: considerando los tres últimos años, pasan de un 67% del total de las importaciones de crudo en 1981 a cerca del 42% en 1983 (véase el cuadro 7). Se destaca claramente al observar el cuadro que el lugar que en 1981 tenía Arabia Saudita como principal proveedor de los Estados Unidos, cubriendo casi la cuarta parte de sus importaciones de crudo, hoy lo tiene México con una proporción similar.

Asimismo, el país que ocupaba el segundo lugar en las compras norteamericanas de crudo, Nigeria, es desplazado en 1983 por otro país no miembro de la OPEP: Gran Bretaña. Sin embargo, las importaciones

Grafico 4

IMPORTACIONES NETAS DE CRUDO Y DERIVADOS

MILLONES bbl/día



FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Energy Trends, diciembre de 1983.

Cuadro 7

ESTADOS UNIDOS: ESTRUCTURA DE LAS IMPORTACIONES
DE PETROLEO CRUDO, SEGUN ORIGEN

	1981		1982		1983 ^{a/}	
	Miles de bbl/día	%	Miles de bbl/día	%	Miles de bbl/día	%
<u>Total</u>	<u>4 830</u>	<u>100.0</u>	<u>3 892</u>	<u>100.0</u>	<u>3 475</u>	<u>100.0</u>
<u>OPEP</u>	<u>3 255</u>	<u>67.4</u>	<u>1 915</u>	<u>49.2</u>	<u>1 446</u>	<u>41.6</u>
Arabia Saudita	1 189	24.6	568	14.6	225	6.5
Argelia	264	5.5	81	2.1	114	3.3
Indonesia	361	7.5	251	6.4	331	9.5
Emiratos Arabes	144	3.0	129	3.3	25	0.7
Libia	368	7.6	37	1.0	-	-
Nigeria	653	13.5	541	13.9	340	9.8
Venezuela	193	4.0	161	4.1	175	5.0
Otros ^{b/}	83	1.7	147	3.8	236 ^{c/}	6.8
<u>No-OPEP</u>	<u>1 575</u>	<u>32.6</u>	<u>1 977</u>	<u>50.8</u>	<u>2 029</u>	<u>58.4</u>
México	486	10.1	726	18.7	821	23.6
Gran Bretaña	368	7.6	434	11.2	368	10.6
Noruega	133	2.7	119	3.1	89	2.6
Canadá	157	3.3	215	5.4	274	7.9
Otros	431	8.9	483	12.4	477 ^{d/}	13.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Energy Trends, diciembre de 1983, y Petroleum Economist, marzo y diciembre de 1983.

a/ Enero-septiembre.

b/ Irán, Irak, Gabón y Ecuador.

c/ Sólo incluye Irán, Gabón y Ecuador.

d/ Incluye posibles importaciones de Irak (miembro de la OPEP).

de este último país en volumen se mantienen estables, creciendo su peso relativo debido a la caída del total de las importaciones, mientras las compras de crudo mexicano crecen en un 70% entre 1981 y 1983.

Mientras las importaciones de crudo de los Estados Unidos caen en un 28% entre 1981 y 1983, sus compras a países de la OPEP lo hacen en un 56% --el doble--, en tanto que --por el contrario-- sus compras a países no miembros de la OPEP crecen en un 29% para el mismo lapso.

Asimismo conviene destacar que en los tres años considerados (véase nuevamente el cuadro 7), entre un 70% y un 80% de las importaciones norteamericanas de crudo de la OPEP provinieron de cuatro países: Arabia Saudita --un país árabe moderado en su posición política en el conflicto del Medio Oriente-- y Nigeria, Indonesia y Venezuela, países externos a esa región.

El cambio en el origen de las importaciones de petróleo crudo para los países de Europa Occidental no es tan marcado como en el caso norteamericano --aunque sí es apreciable--, al menos en los años 1982 y 1983 para los que se dispone de información (véase el cuadro 8). Como un aspecto importante adicional cabe destacar la participación creciente de la Unión Soviética como proveedor de Europa Occidental. Un dato adicional que confirma lo anterior es que las exportaciones soviéticas de crudo y derivados a los países de la OECD en el primer semestre de 1982 fueron superiores en casi un 145% a las correspondientes al mismo período de 1981, luego de una caída de un 14% en el período 1978-1981.^{3/}

Como consecuencia directa de la fuerte caída de las compras de los países industrializados a los países miembros de la OPEP, éstos sufren el impacto económico de una sensible disminución en sus ingresos por exportaciones. En efecto, luego de un agudo incremento en los ingresos anuales totales de la OPEP entre 1978 y 1980 --los que crecen en más del 140% a pesar de una caída del 11% en el volumen de las exportaciones debido al fuerte aumento de precios-- se produce una baja en los mismos del orden del 28% en el período 1980-1982 (véase más adelante el cuadro 9).

^{3/} Véase, "Soviet Union, sharp rise in oil exports to West", Petroleum Economist, febrero de 1983, pág. 51.

Cuadro 8

ORIGEN DE LAS IMPORTACIONES BRUTAS DE CRUDO PARA CINCO
DE LOS MAYORES IMPORTADORES EUROPEOS a/

	1982		1983 ^{b/}	
	Miles de bbl/día	Porcen- tajes	Miles de bbl/día	Porcen- tajes
<u>Total</u>	<u>5 197</u>	<u>100.0</u>	<u>4 771</u>	<u>100.0</u>
<u>OPEP</u>	<u>3 433</u>	<u>66.1</u>	<u>2 848</u>	<u>59.7</u>
Arabia Saudita	1 419	27.3	691	14.5
Argelia	279	5.4	275	5.8
Indonesia	1		7	0.1
Irán	387	7.4	439	9.2
Irak	128	2.5	115	2.4
Kuwait	47	0.9	50	1.0
Libia	409	7.9	446	9.3
Nigeria	365	7.0	437	9.2
Emiratos Arabes	273	5.3	203	4.3
Venezuela	125	2.4	185	3.9
<u>No-OPEP</u>	<u>1 764</u>	<u>33.9</u>	<u>1 923</u>	<u>40.3</u>
México	242	4.7	290	6.1
Noruega	203	3.9	306	6.4
Gran Bretaña ^{c/}	575	11.1	631	13.2
URSS	233	4.5	275	5.8
Otros ^{d/}	511	9.7	421	8.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de datos de Oil & Energy Trends,
diciembre de 1983.

a/ Francia, Alemania, Gran Bretaña, España y Holanda.

b/ Promedio enero-septiembre.

c/ Gran Bretaña es exportador neto (exporta más de lo que importa).

d/ Puede incluir posibles importaciones de productores menores de
la OPEP (Qatar, Gabón, Ecuador).

/Los países

Los países de la OPEP que sufren un mayor impacto sobre sus ingresos son Irak, con una caída del 63% en el período indicado --en este caso el problema se agudiza por la fuerte caída en la producción debido a la guerra con Irán--, Kuwait, con una disminución del 44%, Nigeria 45%, Libia 38% y Argelia 32%.

Cuadro 9

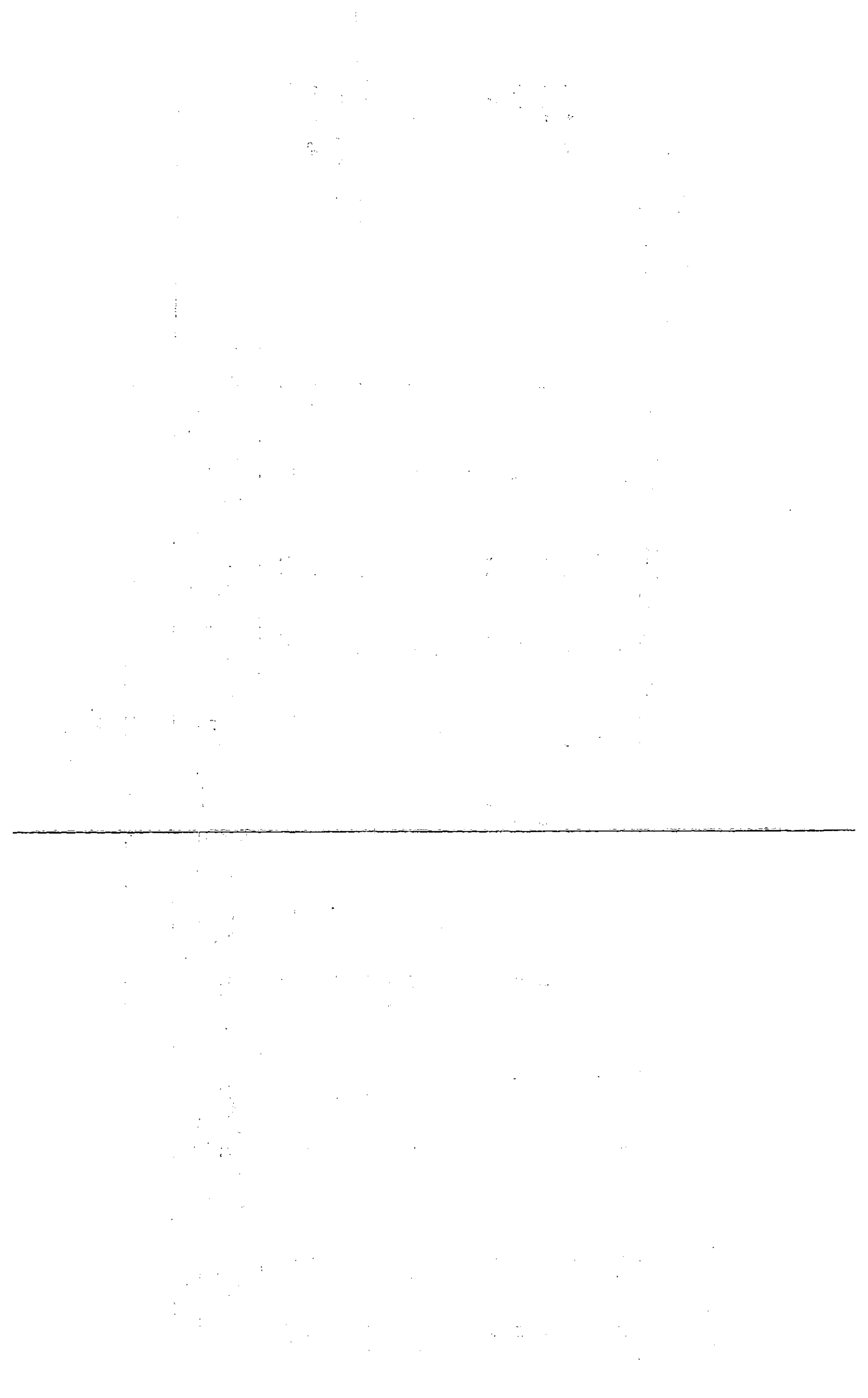
EXPORTACIONES E INGRESOS DE LA ORGANIZACION DE PAISES EXPORTADORES DE PETROLEO (OPEP)^{a/}

	1974		1978		1979		1980		1981		1982 ^{b/}	
	Millones de bbl/día	Miles de millones de dólares	Millones de bbl/día	Miles de millones de dólares	Millones de bbl/día	Miles de millones de dólares	Millones de bbl/día	Miles de millones de dólares	Millones de bbl/día	Miles de millones de dólares	Millones de bbl/día	Miles de millones de dólares
<u>Total</u>	<u>29.6</u>	<u>90.5</u>	<u>27.9</u>	<u>115.8</u>	<u>28.8</u>	<u>195.2</u>	<u>24.7</u>	<u>278.8</u>	<u>20.8</u>	<u>252.9</u>	<u>16.9</u>	<u>201.9</u>
Arabia Saudita	8.5	22.6	8.1	34.6	9.2	57.5	9.6	102.0	9.8	113.2	6.3	76.0
Emiratos Arabes Unidos	1.7	5.5	1.8	8.0	1.8	12.9	1.7	19.5	1.5	18.7	1.3	16.0
Irán	5.7	17.5	4.5	20.9	2.6	19.1	1.1	13.5	0.8	8.6	1.6	19.0
Irak	1.8	5.7	2.4	9.6	3.3	21.3	2.4	26.0	0.7	10.4	0.7	9.5
Kuwait	2.4	7.0	2.1	8.0	2.5	16.7	1.6	17.9	1.1	14.9	0.9	10.0
Qatar	0.5	1.6	0.5	2.0	0.5	3.6	0.5	5.4	0.4	5.3	0.4	4.2
Argelia	0.9	3.7	1.1	4.6	1.0	7.5	0.9	12.5	0.8	10.8	0.8	8.5
Libia	1.5	6.0	2.0	8.6	2.0	15.2	1.7	22.6	1.1	15.6	1.1	14.0
Nigeria	2.2	8.9	1.8	8.2	2.2	16.6	1.9	25.6	1.3	18.3	1.1	14.0
Gabón	0.2	-	0.2	0.5	0.2	1.4	0.2	1.8	0.1	1.6	0.1	1.5
Venezuela	2.8	8.7	1.9	5.6	2.1	13.5	1.8	17.6	1.8	19.9	1.6	16.5
Ecuador	0.2	-	0.1	0.4	0.1	1.0	0.1	1.4	0.1	1.5	0.1	1.2
Indonesia	1.2	3.3	1.4	4.8	1.3	8.9	1.2	12.9	1.2	14.1	0.9	11.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Petroleum Economist, junio de 1983.

a/ Incluye productos petroleros.

b/ Cifras preliminares.



5. Producción

Si se analiza la evolución de la producción mundial de petróleo desde las primeras décadas del presente siglo, se observa un cambio en su distribución regional concordante con la evolución de las reservas comprobadas según ha sido oportunamente comentado.

Hasta comienzos de la década de los cuarenta más del 60% de la producción provenía de los Estados Unidos que era también el poseedor de las mayores reservas mundiales. A medida que se suceden los descubrimientos y surgen las áreas exportadoras importantes, la estructura de la producción por zonas va cambiando y perdiendo peso relativo los Estados Unidos aunque, no obstante, continúa siendo el primer productor mundial --hasta 1975 en que pasa a segundo término después de la URSS-- a nivel de países individuales.

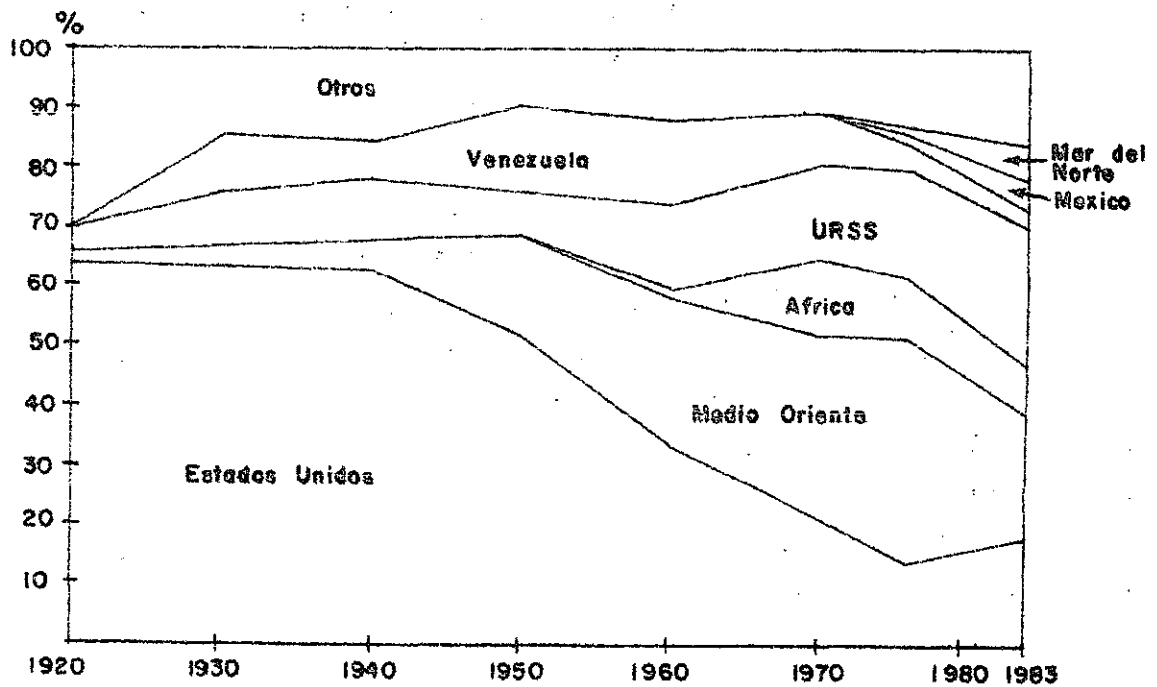
En el gráfico 5 se representa la evolución de la distribución regional de la producción mundial de petróleo desde 1920 hasta 1983. Pueden verse los cambios mencionados en el párrafo precedente, así como los que ocurren a partir de 1975-1976 con el incremento de la producción en México y el Mar del Norte y la caída en la producción de las áreas exportadoras tradicionales --Medio Oriente, Africa y Venezuela-- posterior a 1980. Con estos cambios se llega a 1983, en que los países del Medio Oriente muestran una participación conjunta en la producción mundial inferior a la del mayor productor individual --la URSS-- y apenas por encima de la de los Estados Unidos, aunque aquella región continúa siendo la mayor área exportadora del mundo. Igualmente es destacable el hecho de que las relativamente recientes áreas productoras de México y el Mar del Norte contribuyen hoy con un 10% de la producción mundial.

En definitiva, la situación actual es tal que las mayores reservas de petróleo del mundo no son las que cubren la mayor parte de la producción, explotándose intensivamente las reservas fuera del área de la OPEP, principalmente en los propios países industrializados.

De acuerdo a lo que se ha visto al analizar las reservas, la demanda y las importaciones, la evolución reciente de dichas variables resulta en una caída de la producción de las áreas exportadoras asociadas a la

Grafico 8

EVOLUCION DE LA DISTRIBUCION REGIONAL DE LA PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO



FUENTE: CEPAL, sobre la base de informaciones de Víctor Bravo, Panorama Mundial de la Industria de Petróleo, Bariloche, 1978, y Oil and Gas Journal, 26 de diciembre de 1983

OPEP, cartel que pierde peso relativo como productor y exportador en el juego de las fuerzas del mercado lo que, junto con algunos problemas políticos internos, conduce a la actual situación recesiva del mercado petrolero.

La tendencia decreciente de la participación de la OPEP en la producción mundial se acelera después de 1977 --básicamente debido al incremento en la producción de los yacimientos del Mar del Norte, México e inclusive en los países socialistas--, contrayendo dicha organización su volumen de producción desde 1980 para tratar de equilibrar el mercado y sostener así el nivel de los precios, caída que al fin no puede evitarse y se produce a comienzos de 1983.

De este modo, la producción mundial sufre una declinación sostenida a partir de 1979 --cae en 16% entre ese año y 1983-- y también un cambio estructural. (Véase el cuadro 10 y el gráfico 5.) La OPEP pasa de cubrir un 53% de la producción en 1973 a sólo el 31% en 1983, mientras los países occidentales industrializados agrupados en la AIE, los países socialistas (fundamentalmente la URSS) y los otros países fuera de estos tres grupos (principalmente México) incrementan notablemente su participación relativa.

El cambio estructural que se aprecia en el cuadro 10 como resultado del juego relativo de las distintas variables que definen el comportamiento del mercado (entre ellas la misma producción) refleja la evolución de los volúmenes producidos por los distintos grupos político-económicos en la década transcurrida entre 1973 y 1983. Efectivamente, en dicho lapso, mientras la producción total del mundo disminuye un 6% acorde con la caída en la demanda, la de la OPEP lo hace en casi el 45%; en el mismo período la producción del bloque de la AIE crece un 12%, la de los países socialistas un 47% y la de los otros países (grupo que incluye a México) lo hace en un 134%.

A nivel de países, los principales productores mundiales, que también son los mayores consumidores, mantienen niveles altos de producción --aun a costa del agotamiento paulatino de sus reservas--; los países no miembros de la OPEP ponen en explotación sus nuevas reservas e incrementan rápidamente su producción (como México y Gran Bretaña) aunque la estabilizan

Cuadro 10

EVOLUCION DE LA PRODUCCION MUNDIAL PROMEDIO DIARIA DE PETROLEO SEGUN BLOQUES DE PAISES

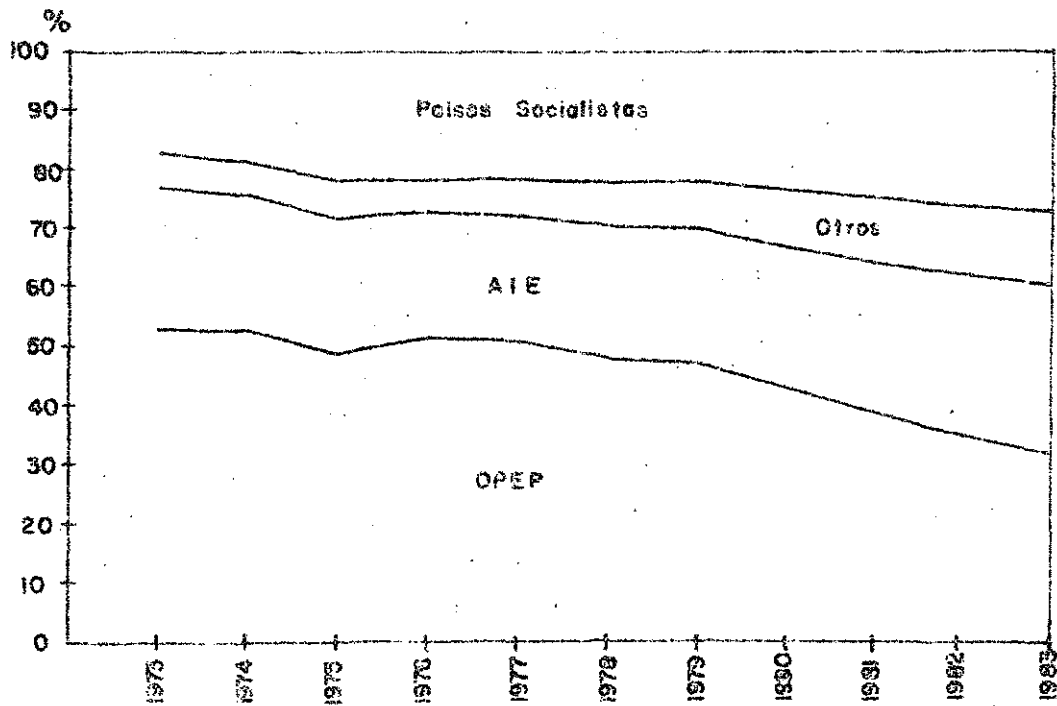
	Total mundial		OPEP		AIE		Países socialistas		Otros	
	Miles de bbl/día	Porcentajes	Miles de bbl/día	Porcentajes	Miles de bbl/día	Porcentajes	Miles de bbl/día	Porcentajes	Miles de bbl/día	Porcentajes
1973	58 107	100.0	31 003	53.4	13 925	24.0	10 141	17.4	3 038	5.2
1974	58 205	100.0	30 729	52.8	13 484	23.2	11 003	18.9	2 989	5.1
1975	55 266	100.0	27 156	49.2	12 785	23.1	11 831	21.4	3 494	6.3
1976	59 787	100.0	30 738	51.4	12 651	21.2	12 611	21.1	3 787	6.3
1977	61 874	100.0	31 252	50.6	13 261	21.4	13 188	21.3	4 173	6.7
1978	62 471	100.0	29 807	47.7	14 107	22.6	13 888	22.2	4 669	7.5
1979	65 226	100.0	30 929	47.4	14 807	22.7	14 281	21.9	5 209	8.0
1980	62 176	100.0	26 963	43.3	14 852	23.9	14 603	23.5	5 758	9.3
1981	58 533	100.0	22 741	38.8	14 831	25.3	14 606	25.0	6 355	10.9
1982	55 446	100.0	18 617	33.6	14 807	26.7	14 658	26.4	7 364	13.3
1983 ^{a/}	54 671	100.0	17 122	31.3	15 551	28.4	14 894	27.2	7 104	13.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Energy Trends, diciembre de 1983 y Petroleum Economist, noviembre de 1983.

a/ Corresponde a 10 meses (enero-octubre).

Gráfico 3

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO SEGUN BLOQUES
DE PAISES



FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Energy Trends, y Petroleum Economist, diciembre de 1983.

en 1983 sin duda para evitar caídas mayores en los precios --después de todo son productores de petróleo aunque no sean miembros de la OPEP--; por su parte, los países del cartel productor disminuyen fuertemente su producción, caída agravada en algunos casos por razones no económicas como la ya prolongada guerra entre Irán e Irak. La evolución reciente de la producción de algunos de los principales países productores se representa en el gráfico 7, donde pueden verse los aspectos salientes comentados precedentemente.

Además de la estructura global por bloques de países, es interesante considerar las relaciones de producción al interior de cada uno de los grupos que participan en forma determinante en el juego político-económico de la oferta y la demanda en el mercado mundial: la OPEP y la AIE.

En el primero de los casos, la producción está netamente dominada por uno de sus miembros (Arabia Saudita), manteniendo una elevada participación en el total de la misma y también una apreciable influencia en la orientación político-estratégica de la organización. Este país mantiene una participación relativamente estable en la producción de la OPEP, oscilando entre el 25% y el 30% en el período 1973/1983 con excepción del lapso que va de 1980 a 1982 cuando incrementa su producción para cubrir la abrupta caída en la de Irán e Irak (principalmente la del primero, segundo exportador mundial hasta 1978), debido a la guerra entre ambos países. (Véase el cuadro 11 y el gráfico 8.)

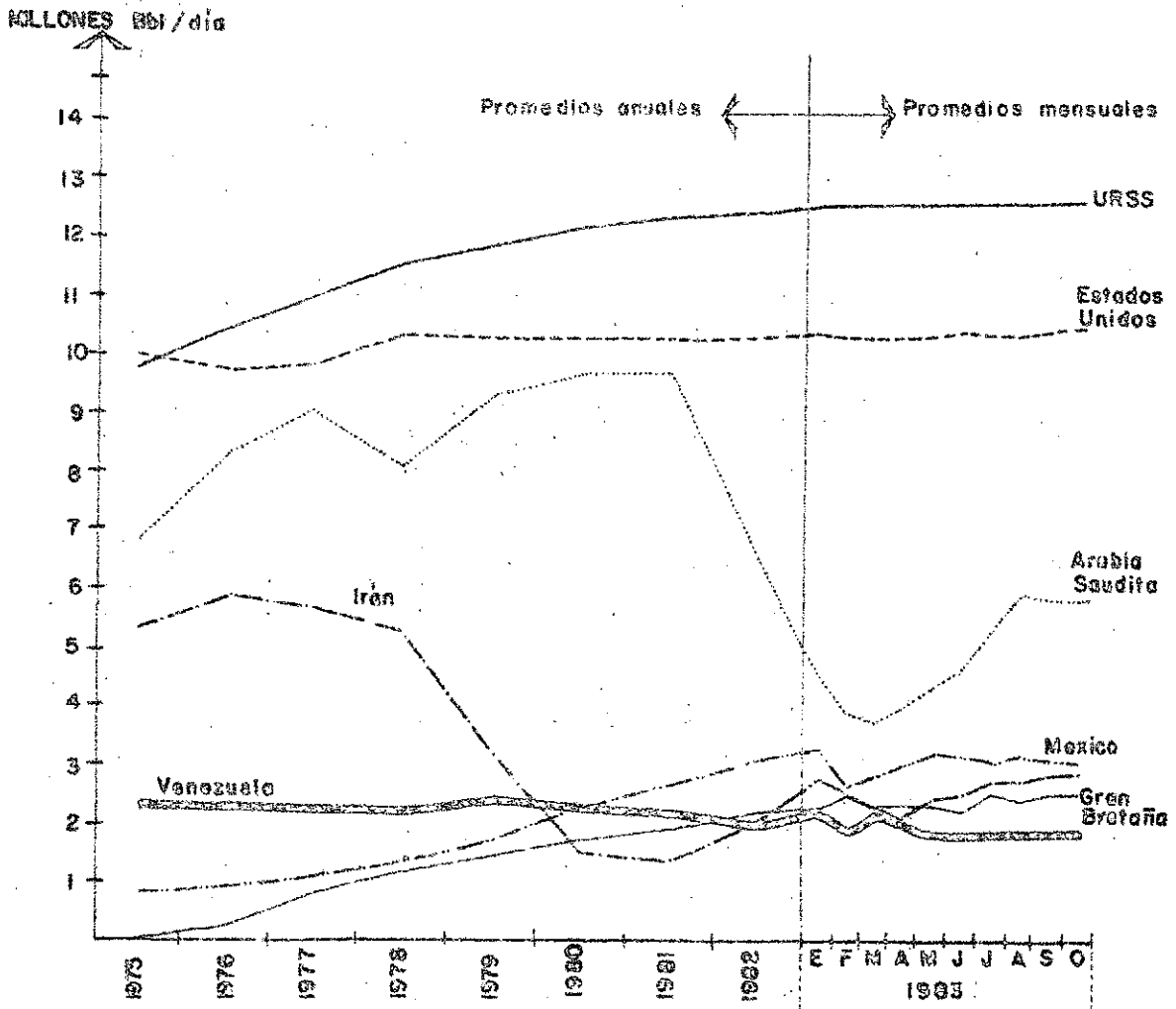
Irán, segundo país en importancia como productor dentro de la OPEP, pierde transitoriamente ese liderazgo al comienzo de la mencionada guerra, pero lo recupera a partir de 1982.

Asimismo, es destacable la tendencia francamente declinante de la producción de Venezuela, país que junto con Ecuador son los socios latino-americanos de la organización. Los volúmenes de crudos venezolanos puestos a disposición del mercado disminuyen en un 46% en los últimos diez años, es decir, a un ritmo similar al del total de la OPEP. Otro caso de fuerte contracción en la producción es el de Kuwait, que en 1973 tenía una producción similar a la de Venezuela, mientras que en 1983 llega a tener la

/Gráfico 7

Gráfico 7

EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE LOS PRINCIPALES PAISES PRODUCTORES .



FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Energy Trends, diciembre de 1983.

Cuadro 11

EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO DE LOS PAISES MIEMBROS DE LA OPEP

(Miles de barriles por día)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983 ^{a/}
<u>Total</u>	<u>31 003</u>	<u>30 729</u>	<u>27 156</u>	<u>30 738</u>	<u>31 252</u>	<u>29 807</u>	<u>30 929</u>	<u>26 963</u>	<u>22 741</u>	<u>18 617</u>	<u>17 122</u>
Arabia Saudita	7 596 ^{b/}	8 479 ^{b/}	6 827	8 344	9 017	8 066	9 251	9 631	9 624	6 320	4 686
Irán	5 861	6 022	5 350	5 883	5 663	5 242	3 168	1 467	1 316	1 955	2 460
Kuwait	3 020 ^{b/}	2 546 ^{b/}	1 838	1 912	1 784	1 894	2 213	1 389	924	670	863
Irak	2 018	1 971	2 262	2 415	2 348	2 562	3 477	2 646	897	887	915
Emiratos Arabes Unidos <u>c/</u>	1 548	1 679	1 663	1 936	1 998	1 830	1 830	1 702	1 482	1 216	1 115
Qatar	570	518	438	497	445	487	508	471	405	328	263
Libia	2 175	1 521	1 480	1 933	2 063	1 983	2 092	1 830	1 180	1 204	1 059
Argelia	1 097	1 009	983	1 075	1 152	1 161	1 154	1 105	1 010	825	680
Nigeria	2 054	2 255	1 783	2 067	2 085	1 897	2 302	2 058	1 440	1 295	1 223
Gabón	150	202	223	223	222	209	204	175	151	154	159
Ecuador	209	176	161	188	183	202	214	204	210	209	213
Venezuela	3 366	2 976	2 346	2 294	2 238	2 166	2 356	2 165	2 108	1 895	1 819
Indonesia	1 339	1 375	1 307	1 504	1 686	1 635	1 591	1 576	1 606	1 347	1 265
Zona neutral	<u>d/</u>	<u>d/</u>	495	467	368	473	569	544	388	312	386

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Energy Trends, diciembre de 1983 y Petroleum Economist, diciembre de 1983.

a/ Corresponde al promedio diario enero-octubre.

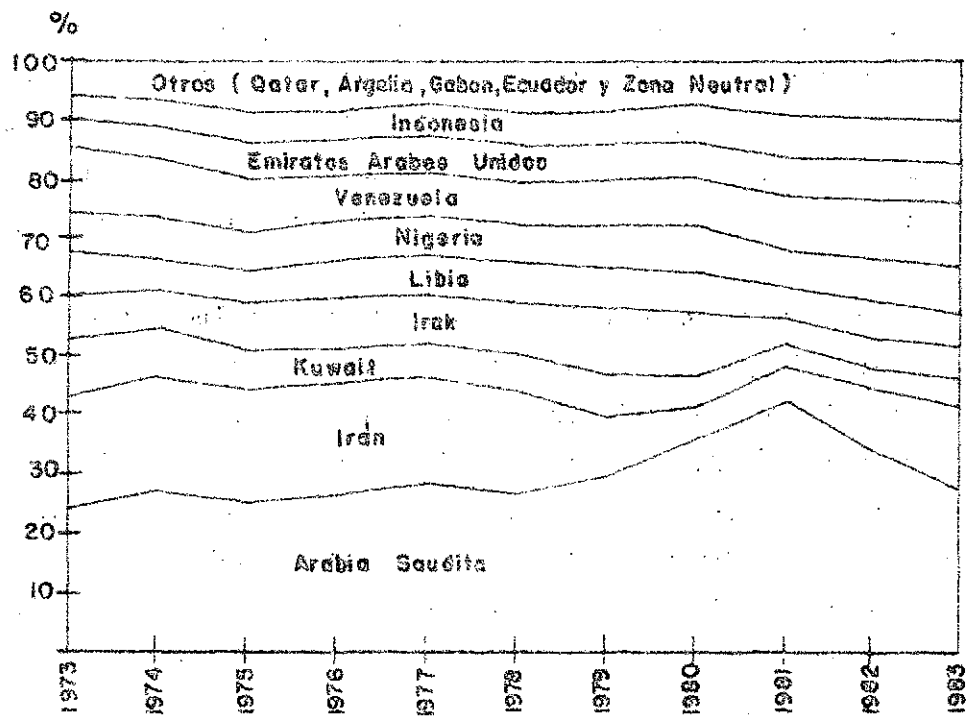
b/ Incluye parte de la zona neutral.

c/ Abu Dhabi, Dubai y Sharjah.

d/ Incluido en Arabia Saudita y Kuwait.

Gráfico 0

ESTRUCTURA POR PAISES DE LA PRODUCCION DE PETROLEO EN LA OPEP



FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Energy Trends, y Petroleum Economist, diciembre de 1983.

mitad de la correspondiente a ese país, significando una reducción de más del 70% en una década.

Por su parte, la estructura interna de la producción de la AIE muestra, igualmente a lo que sucede con el consumo, el abrumador peso de los Estados Unidos, país que en 1983 cubrió más del 65% del total de la Agencia, a pesar de mostrar una tendencia declinante en la última década --la cifra fue cercana al 80% en 1973-- esencialmente por el estancamiento en sus volúmenes de extracción y por el fuerte incremento en la producción de Gran Bretaña y Noruega (yacimientos del Mar del Norte), países que sin duda han contribuido fuertemente a aumentar el autoabastecimiento petrolero del grupo industrializado y a disminuir la dependencia de importaciones del área de la OPEP. (Véase el cuadro 12 y el gráfico 9.)

Hacia 1983 el 95% de la producción de petróleo del grupo fue aportado por cuatro de los 22 países miembros de la AIE: Estados Unidos, Gran Bretaña, Canadá y Noruega. Prácticamente lo único que ha cambiado en los últimos diez años es la estructura relativa entre estos cuatro países.

Finalmente, en relación a la producción de petróleo, interesa observar su distribución por regiones geopolíticas, principalmente para poner de manifiesto el papel de América Latina en el contexto mundial.

En la evolución de esta distribución regional se aprecia la tendencia declinante a partir de 1978 en la producción y en la participación porcentual del Medio Oriente y Africa en el total mundial, junto con el estancamiento en las cifras correspondientes a Canadá y Estados Unidos, así como el repunte en los casos de Europa Occidental, América Latina y los países socialistas. (Véase el cuadro 13.)

Particularmente en América Latina se produjo una reversión de la tendencia declinante de su producción petrolera observada hasta 1975 --debida esencialmente a la contracción en la producción de Venezuela-- en función del fuerte incremento en la explotación de las nuevas reservas mexicanas.

Cuadro 12

PRODUCCION DE PETROLEO DE LOS PAISES MIEMBROS DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA

(Miles de barriles diarios)

	Total AIE	Alemania	Australia	Austria	Canadá	Estados Unidos	Gran Bretaña	Noruega	Otros ^{a/}
1973	13 925	118 <u>b/</u>	390	45 <u>b/</u>	2 116	10 946	8	32	270 <u>b/</u>
1974	13 484	115 <u>b/</u>	386	43 <u>b/</u>	1 195	10 462	8	35	260 <u>b/</u>
1975	12 785	113	418	41	1 736	10 007	31	190	249
1976	12 651	109	417	38	1 589	9 736	246	278	238
1977	13 261	107	430	36	1 608	9 797	776	279	228
1978	14 107	100	434	36	1 576	10 269	1 094	357	241
1979	14 807	94	437	35	1 772	10 207	1 597	407	258
1980	14 852	92	384	29	1 694	10 216	1 645	529	263
1981	14 831	90	393	27	1 533	10 148	1 832	506	302
1982	14 807	85	373	26	1 517	10 236	2 121	499	323
1983 <u>c/</u>	15 551	84	401	24	1 561	10 238	2 303	617	323

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Energy Trends, Diciembre de 1983 y Petroleum Economist, noviembre de 1983.

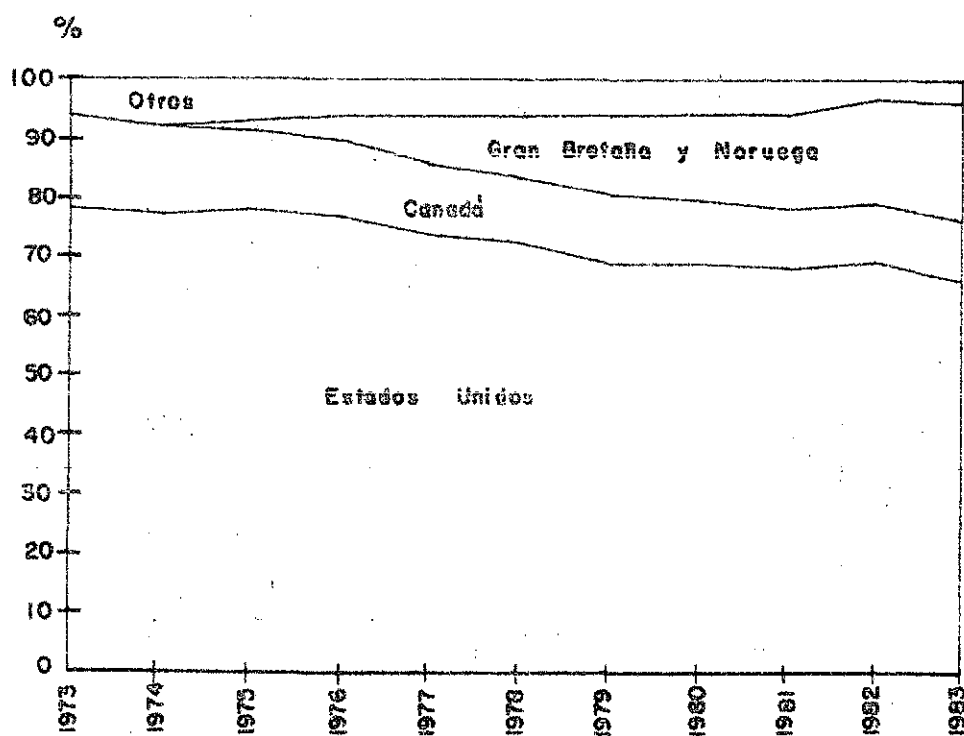
a/ Corresponde al resto de los países de Europa Occidental, incluyendo Turquía y Yugoslavia (éste último no es miembro de la AIE). No se dispone de series históricas sobre la posible producción de petróleo en otros miembros no europeos de la AIE.

b/ Cifras estimadas.

c/ Corresponde a 10 meses (enero-octubre).

Gráfico 9

PARTICIPACION DE LOS PRINCIPALES PRODUCTORES EN LA PRODUCCION DE LA AIE



FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Energy Trends, y Petroleum Economist, diciembre de 1983.

Cuadro 13

PROMEDIO DIARIO DE LA PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO SEGUN ZONAS GEOGRAFICAS

	1970	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983 ^{a/}
<u>Total</u>												
Miles de barriles/día	47 760	58 107	58 205	55 266	59 787	61 874	62 471	65 226	62 176	58 533	55 446	54 671
Porcentajes	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
<u>Medio Oriente</u>												
Miles de barriles/día	14 060	21 157	21 756	19 459	22 071	22 226	21 112	21 535	18 345	15 565	12 229	11 286
Porcentajes	29.4	36.4	37.4	35.2	36.9	35.9	33.8	33.0	29.5	26.6	22.1	20.6
<u>Africa</u>												
Miles de barriles/día	6 220	5 907 ^{b/}	5 456 ^{b/}	4 995	5 865	6 261	6 082	6 691	6 203	4 916	4 592	4 318
Porcentajes	13.0	10.2	9.4	9.0	9.8	10.1	9.7	10.3	10.0	8.4	8.3	7.9
<u>Canadá y Estados Unidos</u>												
Miles de barriles/día	12 690	13 062	12 457	11 743	11 325	11 405	11 845	11 979	11 910	11 681	11 753	11 799
Porcentajes	26.6	22.5	21.4	21.2	18.9	18.4	19.0	18.4	19.2	20.0	21.2	21.6
<u>Europa Occidental</u>												
Miles de barriles/día	550	473 ^{c/}	641 ^{c/}	624	909	1 426	1 828	2 391	2 558	2 757	3 054	3 340
Porcentajes	1.1	0.8	1.1	1.1	1.5	2.3	2.9	3.7	4.1	4.7	5.5	6.1
<u>América Latina</u>												
Miles de barriles/día	5 390	5 161 ^{d/}	4 850 ^{d/}	4 392	4 482	4 582	4 884	5 417	5 811	6 229	6 520	6 448
Porcentajes	11.3	8.9	8.3	7.9	7.5	7.4	7.8	8.3	9.3	10.6	11.8	11.8

/(Continúa)

Cuadro 13 (Conclusión)

	1970	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983 ^{a/}
Países socialistas												
Miles de barriles/día	7 450	10 141	11 003	11 831	12 611	13 188	13 888	14 281	14 603	14 606	14 658	14 894
Porcentajes	15.6	17.5	18.9	21.4	21.1	21.3	22.2	21.9	23.5	25.0	26.4	27.2
Otros												
Miles de barriles/día	1 400	2 206	2 250	2 222	2 524	2 786	2 832	2 932	2 745	2 779	2 640	2 586
Porcentajes	3.0	3.7	3.5	4.2	4.3	4.6	4.6	4.4	4.4	4.7	4.7	4.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Energy Trends y de Petroleum Economist.

a/ Corresponde a 10 meses (enero-octubre).

b/ Cifras estimadas para Egipto y otros productores menores.

c/ Cifras estimadas.

d/ Incluye estimaciones para Brasil, Trinidad y otros productores menores.

De esta manera, dicha región cubre actualmente un 12% de la producción mundial con un volumen de unos 6.5 millones de barriles diarios. Con una demanda del orden de 4 a 4.5 millones de barriles diarios, la región tiene excedentes de petróleo en relación a sus necesidades internas. Sin embargo, debido a su heterogeneidad --el área está integrada por países exportadores netos, dos de ellos asociados a la OPEP, países relativamente autoabastecidos y países importadores netos-- y al comportamiento de estos países exportadores e importadores, América Latina es, a la vez, fuertemente importadora e importante exportadora, enviando la mayor parte de su petróleo hacia afuera y comprando afuera la mayor parte de sus requerimientos, siendo sumamente reducido en términos relativos el comercio intrarregional de hidrocarburos.

6. Precios

Los cambios en el conjunto de las relaciones político-económicas dentro del mercado petrolero que comienzan en la década de los sesenta (la OPEP se crea precisamente en 1960), y se intensifican en la de los setenta --determinados en gran medida por la evolución de las tensiones políticas en el mundo, particularmente una serie de sucesos nacionales y regionales, como la revolución en Libia y el conflicto en Medio Oriente--, producen en 1973 el primer shock sobre los precios del petróleo luego de más de medio siglo de notable estabilidad, iniciándose a partir de esa fecha un período de alza de precios que abarca toda una década.

El petróleo, como muchas otras materias primas provenientes del mundo subdesarrollado, sufrió un proceso secular de deterioro de sus precios relativos en relación a los productos exportados por los países industriales, disminuyendo su precio en términos reales hasta antes de las acciones concertadas de los países productores en 1973. A lo largo de varias décadas --alrededor de medio siglo-- el precio del petróleo se incrementó apenas en 50 centavos de dólar por barril.

La mayor parte de la producción mundial estaba en manos de las compañías llamadas transnacionales, que operaban los yacimientos con muy bajos costos de extracción y llevaban el petróleo hacia los grandes centros de consumo ubicados en los países industrializados, los que sustentaron la enorme expansión de sus economías durante el presente siglo en una fuente de energía barata y segura proveniente en general de las áreas más subdesarrolladas del orbe. Mientras tanto los países poseedores de tales reservas apenas percibían unas mínimas regalías por permitir extraer tan valioso recurso de su subsuelo. Es decir que la historia se repite y el petróleo no fue la excepción frente a lo que en el pasado había ocurrido con otros recursos del subsuelo y diversas materias primas en América Latina y otras latitudes del Tercer Mundo.

La creciente ingerencia de los gobiernos de los países productores para incrementar sustancialmente sus regalías, llegando algunos a nacionalizar sus recursos petroleros va cambiando paulatinamente las reglas del juego, desplazando del poder de decisión a las compañías petroleras y creando una presión de fondo para el alza de los precios.

Si bien el primer salto brusco en el precio del petróleo se produce por decisión de los países productores a partir del embargo petrolero decretado por ellos en octubre de 1973, como represalia con los países industrializados luego de la guerra en el Medio Oriente conocida como del Yom Kippur, este hecho sólo fue la gota de agua que derramó el vaso.

El incremento en los precios del petróleo no fue en realidad --como se pudo comprobar-- la consecuencia directa de un conflicto político-militar localizado en la mayor área exportadora del mundo, sino la revalorización de una materia prima clave en el mundo actual que casi con seguridad se produciría de un modo u otro.

Es así como el precio del crudo de referencia (marker price) de la OPEP pasa de unos dos dólares por barril al primero de enero de 1973 --lo que ya implicaba un pequeño aumento (un 15%) con respecto a la misma fecha del año anterior-- a un valor 40% mayor en septiembre y el 16 de octubre se eleva en un 70% más, volviendo a tener otra alza brusca (130%) en enero de 1974 (Véase el cuadro 14.)

A partir de esa fecha comenzó un período de relativa estabilidad en el mercado, la que se refleja en el reducido aumento de precios ocurrido desde enero de 1974 hasta enero de 1979 (el precio de referencia aumenta sólo un 23%). Sin embargo, la calma no fue más allá y desde ese momento se inició una nueva escalada que prácticamente duplicó el precio del barril de crudo en un año, continuando luego la tendencia alcista, aunque en forma más moderada, durante 1980 y 1981, años en que se produce, luego de casi once meses de estancamiento, un solo incremento --el último antes de la caída-- que lleva al valor pico de 34 dólares el barril.

Cuadro 14

CAMBIOS EN EL PRECIO DEL CRUDO DE REFERENCIA DE LA OPEP
(ARAB LEIGHT 34° API)

(Dólares por barril)

	1972	1973	1974	1975	1977	1979	1980	1981	1983
Enero	1.79 (20) 1.91	2.05	10.84		12.09	13.34	26.00		
Febrero									30.00
Marzo									(15) 29.00
Abril		2.17				14.55	28.00		
Mayo		2.55							
Junio		2.70				18.00			
Julio		2.75			12.70				
Agosto		2.85					30.00		
Septiembre		2.86							
Octubre		2.80 (16) 4.76		11.51				34.00	
Noviembre		4.81	10.46			24.00	32.00		
Diciembre		4.68							

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Petroleum Economist, abril de 1983.

Nota: Los cambios son efectivos al 1 del mes, salvo cuando está especificado el día.

/Desde entonces

Desde entonces el mercado entra en recesión como consecuencia de los hechos oportunamente descritos en relación al juego --absolutamente nada libre-- de la oferta y la demanda, hasta que finalmente el precio se derrumba entre febrero y marzo de 1983 cayendo en 5 dólares por barril (un 15%), estabilizándose luego concordantemente con indicios de una recuperación en la demanda en la segunda mitad del año pasado.

Otro aspecto importante es la evolución de los precios relativos entre productos petroleros y petróleos crudos. La estructura de precios relativos presenta desde hace unos dos años, características muy particulares que prácticamente eliminan o disminuyen sensiblemente el margen económico de refinación para la mayoría de los crudos disponibles en el mercado.

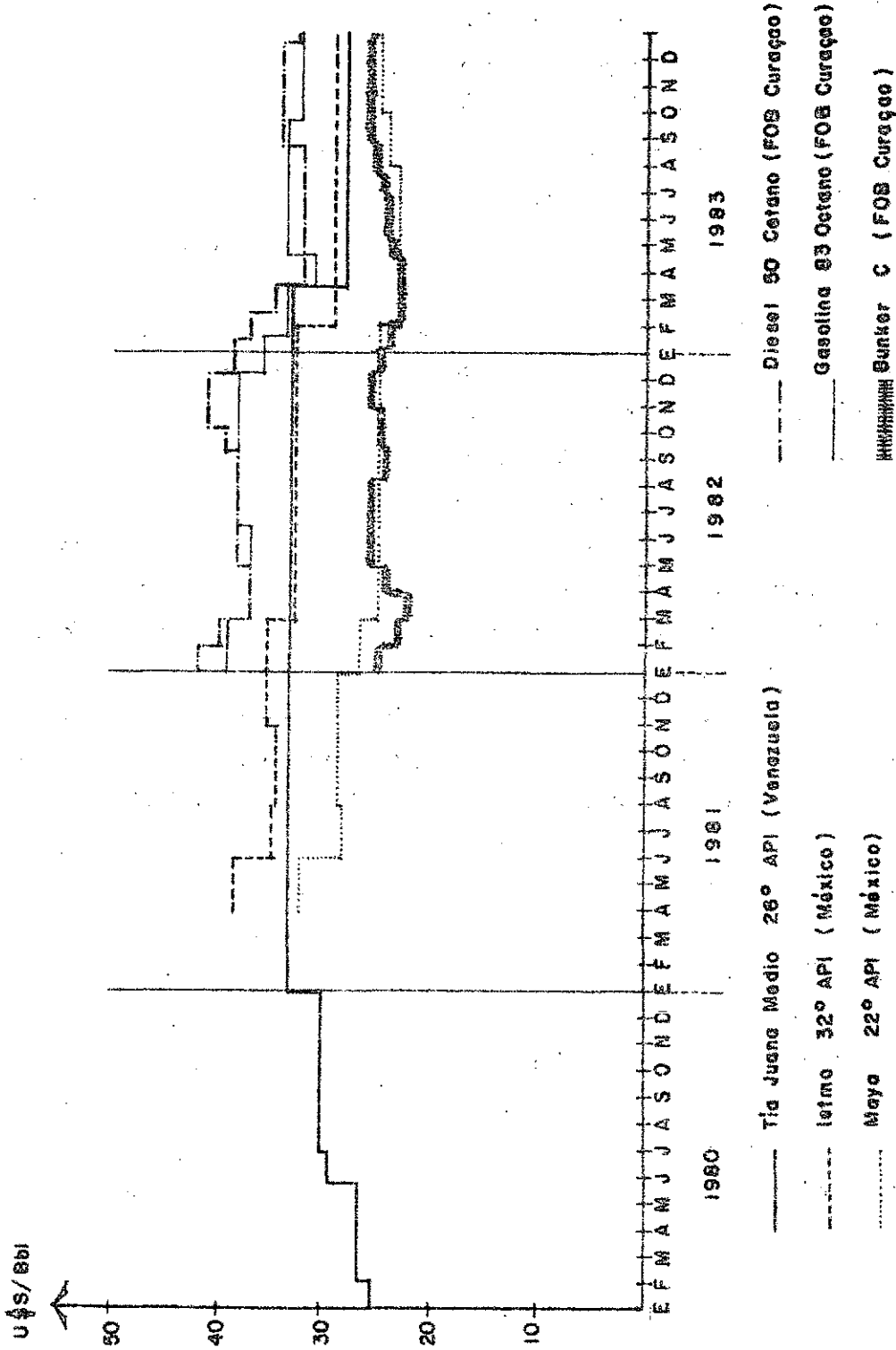
Al margen de las fluctuaciones normales en el precio de los derivados de petróleo, el hecho es que el mayor nivel de precios de los productos livianos y los destilados en relación a los crudos no compensa, en general, la diferencia negativa de estos últimos con respecto a los derivados pesados, produciendo un margen neto de refinación negativo --salvo que se cuente con instalaciones de conversión para transformar los derivados pesados en livianos o destilados--, con la sola excepción de ciertos crudos pesados.

La evolución de los precios de los derivados de petróleo está influenciada por los cambios que se vienen produciendo en la estructura de refinación para adaptarse a la demanda; a medida que entran en operación las nuevas plantas de conversión tienden a disminuir los precios de los productos livianos y estabilizar los de los pesados.

Para ejemplificar esta relación de precios, en el gráfico 10 se representa la evolución reciente de los precios de tres crudos de México y Venezuela, así como de los principales derivados de petróleo en el mercado del Caribe (diesel, gasolina y bunker C). Pueden apreciarse para los dos últimos años las diferencias positivas de la gasolina y el diesel y las negativas del bunker C con respecto a los crudos Tía Juana Medio e Istmo, mientras que para el crudo Maya su precio es siempre

Gráfico 10

EVOLUCION RECIENTE DE LOS PRECIOS DE PETROLEO Y DERIVADOS



FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Energy Trends.

del mismo orden o aun está por debajo del correspondiente al bunker C, lo que hace que este crudo tenga un margen neto de refinación positivo, como se verá más adelante.

Esta situación se refleja, en definitiva, en que para refinerías sin capacidad de conversión secundaria --sobre todo las pequeñas y de mayores costos de refinación-- simplemente no es económica su operación siendo más conveniente comprar directamente productos terminados.

Sin embargo, esta tendencia tiende a revertirse a partir de mediados de 1983 al incrementarse, al menos coyunturalmente, el precio del combustóleo (véase nuevamente el gráfico 10) no pudiendo afirmarse que la situación actual pueda prolongarse indefinidamente.

Además está el caso de ciertos crudos pesados, como se ha visto con el Maya de origen mexicano, que sí tienen margen económico positivo, más aún si se tienen instalaciones de conversión que permiten extraer de ellos un valor adicional. Esto sí es un indicio de una tendencia que se espera se acentúe en el futuro: la mayor disponibilidad y conveniencia de los crudos pesados. En efecto, en virtud de las tendencias estructurales de la demanda mundial, los productos de mayor demanda --y por lo tanto de mayor valor comercial-- fueron y son los livianos y los destilados; por esto es que las cotizaciones de los crudos crecen en función inversa de su densidad y contenido de azufre, como parámetros importantes. El mayor valor de mercado de los crudos ligeros condujo, por lo tanto, a explotar prioritariamente esas reservas las que al ir agotándose cederán paso a los crudos pesados, los que serán los mayormente disponibles en un futuro no muy lejano y cuya refinación brindará condiciones económicas atractivas siempre que se disponga de instalaciones adecuadas.

7. Crudos disponibles en el mercado

A los efectos de ilustrar los tipos y características de petróleos crudos disponibles actualmente en el mercado mundial, en el cuadro 15 se presenta una muestra suficientemente amplia de ellos, procedentes de distintos orígenes, indicándose su graduación API, contenido de azufre en el crudo y en el residuo, rendimientos volumétricos en la destilación atmosférica y sus precios actuales.

Es importante señalar que los rendimientos volumétricos indicados en el cuadro no son totalmente comparables en todos los casos, debido a algunas diferencias en los criterios de ensayo, sobre todo en los rangos de temperatura de cada fracción, de modo que esas cifras deben manejarse con cierta precaución considerando cuando sea necesario la curva de destilación del crudo,^{4/}

Una valorización absoluta de algunos de estos crudos por el método llamado del netback permite conocer sus márgenes económicos de refinación y tener una idea comparativa de la conveniencia de cada uno de ellos. Este método consiste esencialmente en valorizar los productos que se obtienen de cada barril de crudo a los precios del mercado, descontando el flete pagado por el crudo, y comparar esos valores absolutos de refinación con el precio fob del crudo. El valor global de los productos depende de la composición de la producción, debido al diferente precio de cada uno de ellos y, por lo tanto, de la estructura de la refinería.

En el cuadro 16 se presentan estimaciones del margen de refinación para algunos crudos en el caso de Houston y Rotterdam, considerando rendimientos en destilación atmosférica solamente, y también con cracking, información que se encuentra periódicamente en publicaciones especializadas.

Las conclusiones generales que surgen de dicha información son dos: la primera, que en refinerías sencillas tipo hydroskimming, en las que esencialmente cuenta el rendimiento en destilación atmosférica, todos los crudos

^{4/} Datos más completos sobre destilación de crudos y especificaciones de productos resultantes pueden consultarse en: "Guide to export crudes for the 80's", Oil & Gas Journal, varios números, 1983.

Cuadro 15

ALGUNAS CARACTERISTICAS DE CRUDOS DISPONIBLES EN EL MERCADO MUNDIAL

Crudo	°API	Origen	Porcentajes azufre a/		Rendimientos destilación atmosférica (porcentajes en volúmenes)					Precios fob al 1 de noviembre de 1983 (dólares/bbl)
			En el crudo	En el residuo	LPG	Naftas y gasolinas	Queroseno	Gasóleos	Residuo	
Istmo	32.8	México	1.51	2.94	1.20	29.90	12.50	16.00	40.40	29.00
Maya	22.0	México	3.32	5.04	1.50	19.70	9.60	12.80	56.40	25.00
Tía Juana ligero	32.1	Venezuela	1.10	1.87	2.16	20.83	4.64	24.62	47.75	29.84
Ceuta	31.8	Venezuela	1.20	2.05	2.10	22.76	5.28	24.17	45.69	29.58
Leona	24.1	Venezuela	1.50	2.30	0.97	14.39	3.39	26.14	55.11	27.23
Lagomedio	31.5	Venezuela	1.17	1.97	1.96	20.37	4.95	23.57	49.15	30.24
Bachaquero	16.8	Venezuela	2.40	3.00	0.61	7.79	2.11	19.25	70.24	25.00
Oriente	29.2	Ecuador	1.01	1.66	6.20	21.20	6.40	14.70	51.50	28.20
Zakum	40.6	Abu Dhabi ^{b/}	1.05	2.20	7.40	25.60	18.80	29.30	33.70	29.46
Murban	40.5	Abu Dhabi ^{b/}	0.78	1.73	2.10	27.40	16.60	26.00	32.10	29.56
Iran Light	33.8	Irán	1.35	2.42	2.90	38.48	c/	15.32	43.30	28.00
Iran Heavy	31.0	Irán	1.65	2.55	2.38	36.28	c/	14.60	46.74	27.10
Kirkuk	35.1	Irak	1.97	3.76	1.80	22.20	8.70	24.00	43.30	29.18
Basrah Medium	31.1	Irak	2.58	4.38	1.60	18.20	7.50	22.30	50.40	28.30
Kuwait Export	31.4	Kuwait	2.52	c/	2.84	17.97	18.43	14.89	45.87	27.30
Khafji	28.5	Zona neutral	2.85	4.46	3.40	20.40	9.50	13.90	52.80	26.03
Dukhan	41.7	Qatar	1.28	2.58	5.37	31.00	15.83	15.14	32.66	29.49
Marine	35.3	Qatar	1.57	2.73	2.72	25.97	16.28	15.50	39.53	29.30
Berri	37.8	Arabia Saudita	1.19	2.09	2.00	18.80	18.70	21.20	39.30	29.52
Arab Light	33.4	Arabia Saudita	1.79	3.10	1.80	17.40	16.50	19.70	44.60	29.00
Arab Heavy	27.9	Arabia Saudita	2.85	4.34	2.60	14.70	12.40	16.50	53.80	26.00
Sahara Blend	45.5	Argelia	0.05	0.22	c/	42.40	14.10	34.00	9.50	30.50
Zarzaitine	43.0	Argelia	0.07	0.16	3.44	24.07	16.58	23.44	32.47	30.50
Sirtica	43.3	Libia	0.43	1.16	5.00	39.70	c/	29.80	25.50	30.25
Brega	40.4	Libia	0.21	0.41	2.40	23.10	17.40	20.30	36.80	30.50

/(Continúa)

Cuadro 15 (Conclusión)

Crudo	°API	Origen	Porcentajes azufre a/		Rendimientos destilación atmosférica (porcentajes en volúmenes)					Precios fob al 1 de noviembre de 1983 (dólares/bbl)
			En el crudo	En el residuo	LPG	Naftas y gasolinas	Queroseno	Gasóleos	Residuo	
Amna	36.1	Libia	0.15	0.31	2.10	17.00	9.40	38.30	33.20	29.20
Brass River	40.9	Nigeria	0.09	0.14	1.60	39.30	16.90	15.70	26.50	30.00
Bonny Light	36.7	Nigeria	0.12	0.25	2.65	20.85	16.80	27.10	32.60	30.00
Escravos	36.2	Nigeria	0.14	0.27	1.78	20.72	28.55	19.17	29.78	32.00
Forcados	29.7	Nigeria	0.29	0.56	0.70	13.70	9.00	37.80	38.80	29.00
Bonny Medium	25.2	Nigeria	0.23	0.37	0.59	6.31	12.85	34.30	45.95	28.00
Attaka	42.3	Indonesia	0.09	0.11	c/	32.90	29.60	25.00	12.50	30.95
Ardjuna	35.2	Indonesia	0.11	0.20	2.60	32.20	c/	30.40	34.80	30.20
Cinta	33.4	Indonesia	0.08	c/	3.10	10.75	2.04	52.05	32.06	28.25
Ekofisk	43.4	Noruega	0.14	0.40	5.40	32.10	10.60	26.70	25.20	30.25
Forties	36.6	Gran Bretaña	0.30	0.61	3.60	20.02	14.50	20.92	40.96	29.90
Ninian Blend	35.6	Gran Bretaña	0.43	c/	2.60	29.20	11.10	27.10	30.00	29.60
Miri Light	36.3	Malasia	8.25 ^{d/}	0.17	1.15	24.70	15.80	33.09	25.26	29.85
Export	32.5	URSS	1.38	2.59	c/	21.60	6.50	17.80	54.10	29.00
Taching	33.0	China	0.08	0.14	1.80	11.20	7.70	42.40	36.90	28.70

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Journal, Oil & Energy Trends, y Platt's Oilgram Price Report.

a/ En peso.

b/ Emiratos Arabes Unidos.

c/ No disponible.

d/ Partes por millón.

Cuadro 16

VALORIZACION DE CRUDOS POR EL METODO DE NETBACK^{a/}

(Dólares por barril)

Crudo	°API	Origen	Precio oficial	Rotterdam				Houston			
				Destilación atmosférica		Cracking		Destilación atmosférica		Cracking	
				Netback	Margen	Netback	Margen	Netback	Margen	Netback	Margen
Maya	22.0	México	23.00	22.47	(0.53)	24.86	1.86	22.97	(0.03)	25.74	
Forcados	31.0	Nigeria	29.00	28.28	(0.72)	30.75	1.75	28.21	(0.79)	31.19	2.19
Ekofisk	44.0	Noruega	30.25	29.39	(0.86)	30.93	0.68	28.97	(1.28)	30.88	0.63
Irán Heavy	31.0	Irán	26.90	25.93	(0.97)	28.10	1.20	25.43	(1.47)	28.02	1.12
Ninian	35.5	Gran Bretaña	29.35	28.26	(1.09)	30.48	1.13	27.69	(1.66)	30.41	1.06
Forties	36.0	Gran Bretaña	29.75	28.64	(1.11)	30.65	0.90	28.15	(1.60)	30.62	0.87
Bonny Light	37.0	Nigeria	30.00	28.80	(1.20)	30.76	0.76	28.98	(1.02)	31.43	1.43
Sahara Blend	44.0	Argelia	30.50	29.28	(1.22)	30.57	0.07	29.02	(1.48)	30.66	0.16
Brent	36.5	Gran Bretaña	30.00	28.66	(1.34)	30.91	0.91	28.16	(1.84)	30.89	0.89
Zakirn	40.0	Abu Dhabi	29.46	27.99	(1.47)	30.22	0.76	27.63	(1.83)	30.27	0.81
Murban	39.0	Abu Dhabi	29.56	28.06	(1.50)	30.24	0.68	27.64	(1.92)	30.25	0.69
Arab Heavy	27.0	Arabia Saudita	26.00	24.41	(1.59)	26.86	0.86	23.81	(2.19)	26.68	0.68
Irán Light	34.0	Irán	28.00	26.39	(1.61)	28.82	0.82	25.93	(2.07)	28.83	0.83
Arab Light	34.0	Arabia Saudita	29.00	26.56	(2.44)	29.02	0.02	26.05	(2.95)	28.93	(0.07)

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Platt's Oilgram Price Report, 10 de junio de 1983.

a/ Sobre la base de precios vigentes al 8 de junio de 1983.

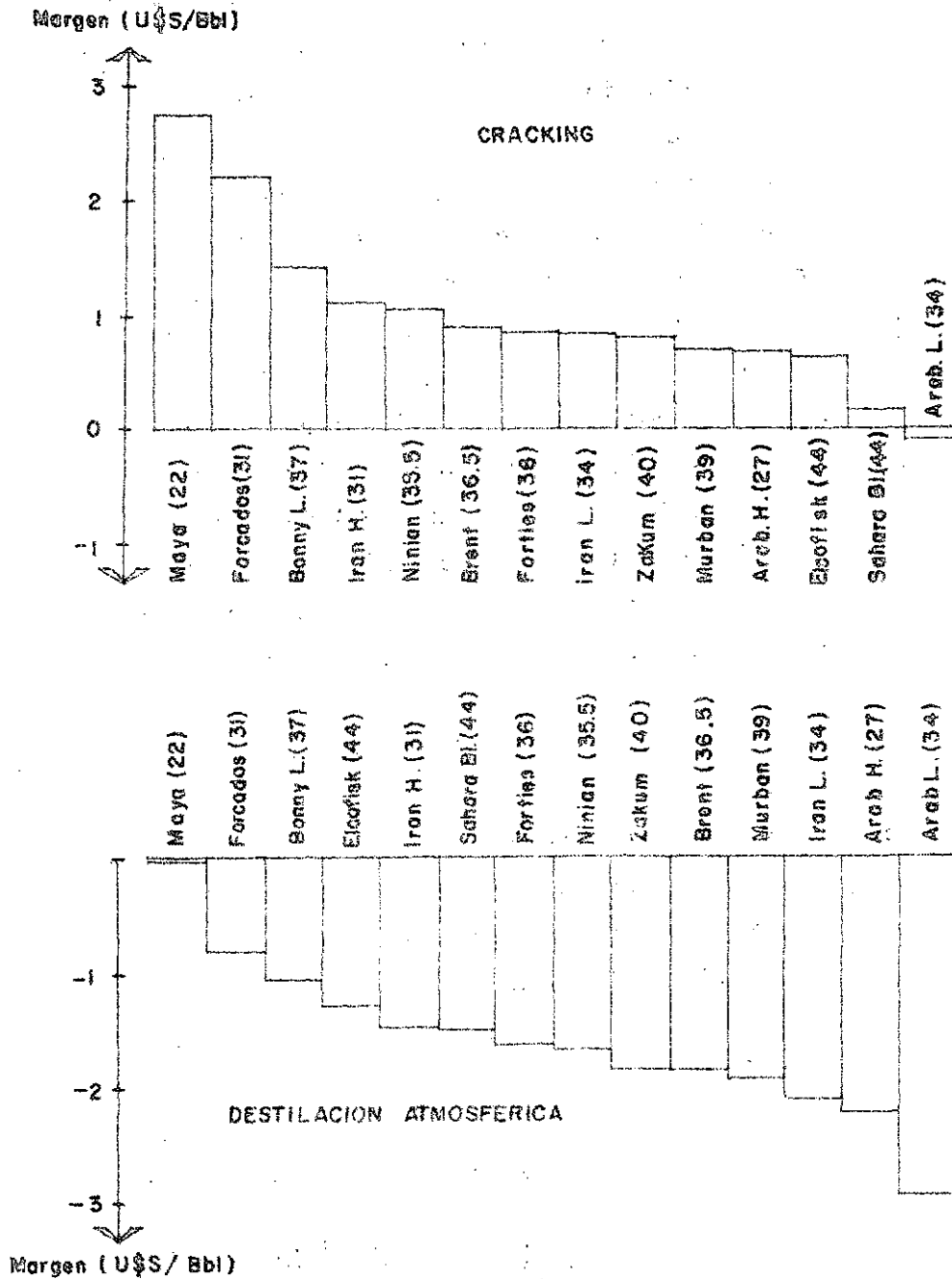
tendrían márgenes de refinación negativos, es decir, que el valor de los productos que se obtienen no llega a compensar el precio del crudo que los origina; la segunda, que en ambos casos (refinerías con sólo destilación y refinerías con cracking) los mejores crudos en cuanto a margen de refinación son, en general, los pesados, destacándose el caso del crudo Maya de origen mexicano. Esto concuerda con los comentarios efectuados en relación a la estructura de precios relativos (punto 6).

A fin de visualizar con mayor claridad el orden de preferencia de los crudos considerados, según su valor netback, en el grafico 11 se representan sus márgenes de refinación en orden decreciente para el caso de Houston.

A pesar de que los datos indicados corresponden a casos específicos de dos centros de refinación en el mundo, debiendo tomarse solamente como ilustrativos, reflejan una situación particular en los precios relativos entre crudo y productos, y el mayor margen económico que ya se puede obtener de los crudos pesados.

Gráfico II

ORDEN DE PREFERENCIA DE CRUDOS EN FUNCION DE SU MARGEN DE REFINACION
SEGUN EL METODO DE "NETBACK" a/



FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras de Platt's Oilgram Price Report, 10 de junio de 1983
a/ Valorizados en Houston, a precios del 8 de junio de 1983.

8. Refinación

Los aspectos salientes de la evolución reciente del sector de refinación a nivel mundial son, por una parte, el notable exceso de capacidad instalada que condujo inclusive a una disminución en 1982 por el cierre de algunas plantas innecesarias y, por otra, el proceso de reconversión de la estructura de refinación --mediante el incremento en la capacidad global de conversión-- a fin de adaptarlo a los cambios producidos en la estructura de la demanda (comentados en el punto 3) y a la utilización de crudos pesados en cada vez mayores proporciones.

Luego de décadas de crecimiento sostenido, la capacidad total de refinación en el mundo (excluyendo a la URSS, China y Europa Oriental) cae en 1982, sobre todo en Europa Occidental, donde dicha capacidad disminuye en casi un 10%, el doble que la disminución en el uso del petróleo. El grado de utilización de la capacidad instalada en dicha región fue de 61.8% en 1982, lo que representa un leve incremento respecto al 59.5% de 1981 --debido a la disminución de capacidad indicada-- comenzando a revertir la caída que se venía produciendo desde 1979, cuando las refinerías europeas operaron a un 69% de su capacidad.^{5/}

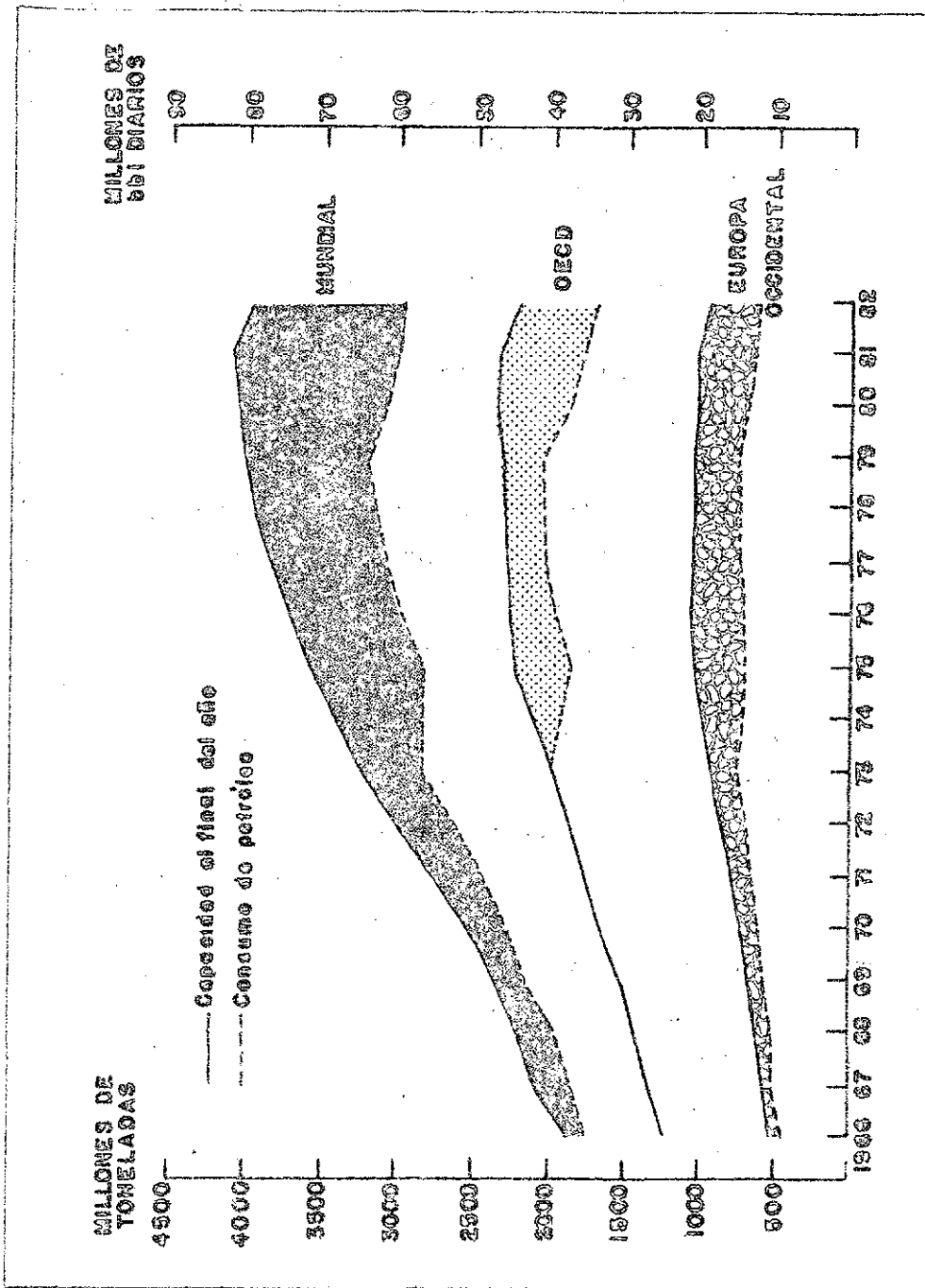
En el caso de los Estados Unidos se observan las mismas tendencias, siendo la disminución de su capacidad de refinación en 1982 menor que la de Europa Occidental (un 6% con respecto al año anterior), aunque las cifras estimadas para 1983 indican una nueva caída del orden del 5%. Las refinerías norteamericanas fueron utilizadas en 1982 a un 69.8% de su capacidad, frente al 87.9% de 1978, declinando en forma sostenida aun hasta 1983 en que las estimaciones para el primer semestre arrojan una cifra del 69%.^{6/}

El incremento en los excedentes de capacidad de refinación en los últimos años puede apreciarse claramente en el gráfico 12 donde se

^{5/} Véase, "World Refining Survey", Petroleum Economist, octubre de 1983.

^{6/} Véase, Oil & Gas Journal, 25 de julio de 1983.

Gráfico 12
CAPACIDAD DE REFINACION Y CONSUMO MUNDIAL DE CRUDOS



FUENTE: Petroleum Economist, octubre de 1983, sobre la base de informaciones de BP Statistics Review of World Energy, 1982.

grafica la evolución de la capacidad y el consumo de petróleo en el mundo (excluyendo el bloque socialista) y en los países industrializados, particularmente a partir de 1979, debido a la caída en la demanda petrolera. Este exceso de capacidad se agudiza debido a los proyectos de ampliaciones o nuevas refinerías de algunas compañías y países, a pesar de los síntomas recesivos del mercado.

Por otra parte, como se ha indicado anteriormente (véanse nuevamente los cuadros 5 y 6), se está produciendo un cambio estructural en la demanda de derivados de petróleo, volcándose preferentemente el mercado hacia los productos livianos y medios, sobre todo los primeros, en detrimento de los pesados. El sector de refinación responde a estos cambios, modificando paulatinamente su estructura --como lo demuestran la cantidad y tamaño de los proyectos de unidades de conversión concluidos recientemente y en construcción-- para aprovechar el margen económico extra que brindan estas operaciones al convertir fracciones pesadas en productos livianos de mayor valor en el mercado. Sin embargo, esto trae aparejado un efecto de realimentación negativa --al menos a corto plazo-- al contribuir a la baja de precios de los productos livianos, debido a la mayor oferta proveniente de unidades de craqueo, y al estabilizarse los precios de los productos pesados, compensándose su menor demanda con los requerimientos de carga para dichas plantas, tendiendo a estrechar los márgenes económicos que hacen atractivos tales proyectos.

Igualmente podría contribuir con un efecto similar la expansión que se viene observando --contrariamente al caso de los países industrializados-- en la capacidad de refinación dentro del área de la OPEP con fines de exportación de productos refinados, particularmente en Arabia Saudita y Kuwait. El primero de estos países tiene tres proyectos de nuevas refinerías por un total de unos 850 000 barriles diarios en destilación primaria a incorporar en los próximos tres años, mientras el segundo de ellos tiene dos proyectos --uno de nueva refinería y otro de ampliación-- por un total superior a los 300 000 barriles diarios.

De todas maneras, los márgenes económicos actuales de refinación son estrechos, cualquiera que sea el tipo de refinerías aunque, en

/principio,

principio, siguen siendo suficientes para justificar plantas de conversión tipo cracking catalítico, cuya necesidad persiste en función de los cambios estructurales en la demanda.

La evolución, con las características indicadas de la capacidad y estructura de refinación a nivel mundial, conduce a la situación actual sintetizada en el cuadro 17, con cifras al 1 de enero de 1984 agrupadas por regiones. De dichos datos surgen algunos aspectos destacables que concuerdan totalmente con la distribución regional y las características de la demanda.

En efecto, puede observarse la alta concentración de la capacidad de destilación primaria en los países industrializados: 67% de la misma (excluyendo el área socialista) se encuentra en Estados Unidos, Canadá, Europa Occidental y Japón. Aún mayor es el grado de concentración de la capacidad de conversión en procesos térmicos y cracking catalítico, así como reforming catalítico, en concordancia con la fuerte demanda de productos livianos --esencialmente gasolinas-- en el área industrializada, mayormente en Estados Unidos y Canadá (fundamentalmente en el primero).

Es así como estos dos países tienen un 36% de la capacidad mundial en procesos térmicos, 58% en cracking catalítico y 46% en reforming catalítico, mientras que esas cifras se elevan a 72%, 80% y 81%, respectivamente, si se adicionan las de Europa Occidental y Japón. Este último país posee muy poca capacidad de conversión debido a su demanda aún fuertemente sesgada hacia los productos pesados, a pesar del cambio estructural producido. (Véase nuevamente el cuadro 6.)

Otro rasgo destacable es el tamaño medio de las refinerías, el que para Estados Unidos y Canadá resulta curiosamente bajo --unos 70 000 barriles diarios-- en relación con el de otras áreas, siendo el promedio de las refinerías europeas occidentales 73% más grande que el norteamericano, 10% superior el de América Latina y casi tres veces mayor el de las refinerías de exportación del Caribe.

Con respecto a estas refinerías del Caribe, que constituyen un punto de interés por su cercanía al Istmo Centroamericano, cabe señalar

Cuadro 17

CAPACIDAD DE REFINACION POR REGIONES AL 1 DE ENERO DE 1984^{a/}

Número de refinерías	Destilación atmosférica		Procesos térmicos		Cracking catalítico		Reforming catalítico		
	Miles de bbl/dc	b/ %	Miles de bbl/dc	b/ %	Miles de bbl/dc	b/ %	Miles de bbl/dc	b/ %	
<u>Total mundial</u>	<u>762</u>	<u>58 147</u>	<u>100.0</u>	<u>4 426</u>	<u>100.0</u>	<u>8 460</u>	<u>100.0</u>	<u>7 899</u>	<u>100.0</u>
<u>Europa Occidental</u>	<u>134</u>	<u>16 232</u>	<u>27.9</u>	<u>1 549</u>	<u>35.0</u>	<u>1 409</u>	<u>16.7</u>	<u>2 275</u>	<u>28.8</u>
Italia	24	3 050	5.2	310	7.0	271	3.2	348	4.4
Francia	19	2 670	4.6	115	2.6	250	3.0	361	4.6
Alemania	27	2 386	4.1	326	7.4	185	2.2	401	5.1
Gran Bretaña	16	2 092	3.6	177	4.0	341	4.0	370	4.7
Otros	48	6 034	10.4	621	14.0	362	4.3	795	10.0
<u>Estados Unidos y Canadá</u>	<u>253</u>	<u>17 737</u>	<u>30.5</u>	<u>1 582</u>	<u>35.7</u>	<u>4 911</u>	<u>58.0</u>	<u>3 595</u>	<u>45.5</u>
<u>Asia y Oceanía</u>	<u>114</u>	<u>10 473</u>	<u>18.0</u>	<u>361</u>	<u>8.2</u>	<u>770</u>	<u>9.1</u>	<u>1 013</u>	<u>12.8</u>
Japón	45	5 020	8.6	81	1.8	443	5.2	557	7.1
Singapur	5	1 101	1.9	134	3.0	-	-	51	0.6
Otros	64	4 352	7.5	146	3.4	327	3.9	405	5.1
<u>América Latina</u>	<u>73</u>	<u>5 659</u>	<u>9.7</u>	<u>366</u>	<u>8.3</u>	<u>1 069</u>	<u>12.6</u>	<u>300</u>	<u>3.8</u>
Brasil	13	1 301	2.2	16	0.4	315	3.7	22	0.3
México	9	1 269	2.2	82	1.9	297	3.5	164	2.1
Venezuela	7	1 224	2.1	36	0.8	179	2.1	6	0.1
Argentina	12	678	1.2	122	2.8	103	1.2	38	0.5
Otros	32	1 187	2.0	110	2.4	175	2.1	70	0.8
<u>Caribe^{c/}</u>	<u>9</u>	<u>2 265</u>	<u>3.9</u>	<u>305</u>	<u>6.9</u>	<u>65</u>	<u>0.8</u>	<u>170</u>	<u>2.2</u>
<u>Medio Oriente</u>	<u>38</u>	<u>3 901</u>	<u>6.7</u>	<u>189</u>	<u>4.3</u>	<u>112</u>	<u>1.3</u>	<u>317</u>	<u>4.0</u>
<u>Africa</u>	<u>41</u>	<u>1 880</u>	<u>3.3</u>	<u>74</u>	<u>1.6</u>	<u>124</u>	<u>1.5</u>	<u>229</u>	<u>2.9</u>

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil & Gas Journal, diciembre 26 de 1983.

a/ Excluye países socialistas. Estos cuentan con 103 refinерías con una capacidad de destilación atmosférica de 17 200 000 bbl/dc. No se dispone de datos sobre capacidad de conversión; b/ dc = días calendario, y c/ Excluye República Dominicana, Puerto Rico y Cuba, incluidos en América Latina.

que no poseen importante capacidad de conversión con relación a su tamaño en destilación primaria, como se observa en el cuadro anterior. Por ejemplo, las mayores refinerías de exportación del área presentan las siguientes capacidades en miles de barriles diarios:

	Destilación atmosférica	Destilación al vacío	Procesos térmicos	Cracking catalítico	Reforming catalítico
Aruba	420	230	205 (Viscorre- ducción)	-	-
Curazao	320	-	60 (Cracking térmico)	40	15
Bahamas	500	94	-	-	-
Trinidad (Pointe-a- Pierre)	275	166	-	25	20
Islas Vírgenes	600	190	40 (Viscorre- ducción)	-	125

contando las mismas, en general, con importante capacidad de tratamiento de naftas y destilados.

En relación con el almacenamiento de crudo y productos, el desarrollo de una importante capacidad en los países industrializados ha jugado también un importante papel estratégico en la evolución de las relaciones internas dentro del mercado petrolero. En efecto, estos países incrementan sustancialmente sus existencias, fundamentalmente entre 1979 y 1981. Tomando el ejemplo del mayor de ellos, Estados Unidos, en ese año llegan a un nivel máximo del orden de los 90 días de consumo, luego de estabilizar e incluso declinar paulatinamente ante los síntomas de distensión en el mercado, aunque se mantienen en general en niveles elevados (75 a 80 días). Es conveniente hacer notar que este comportamiento implica una disminución en el nivel absoluto de las

/existencias

existencias debido a la reducción del consumo desde 1979, lo cual es un efecto secundario positivo para estos países, dado el alto valor de los productos almacenados.

Esta reserva estratégica acumulada en tanques, cuyo valor económico es muy elevado, brindó a los países industrializados su necesaria capacidad de respiración ante un eventual corte brusco en el suministro de petróleo, aunque el costo de tal reserva estratégica fue y es muy elevado.

Con el fin de tener una idea de la magnitud de estas existencias, basta conocer que, considerando a Estados Unidos, Canadá, Japón, Australia y ocho países europeos (Bélgica, Francia, Alemania, Italia, Holanda, España, Suecia y Gran Bretaña), los niveles medidos al 31 de diciembre de cada año fueron de 3 079 millones de barriles en 1979, 3 059 millones en 1980, 2 906 millones en 1981 y 2 615 millones en 1982. Estos volúmenes valorizados con el marker price de la OPEP vigente en cada momento representaron 74 000 millones de dólares en 1979, 98 000 millones en 1980, 99 000 millones en 1981 y 89 000 millones en 1982.

9. Transporte

El flujo de crudo y derivados en el mercado internacional se efectúa esencialmente por vía marítima, siendo el transporte por tubería básicamente nacional o eventualmente intrarregional.

Los rasgos distintivos en el transporte de petróleo por vía marítima son básicamente dos: la relativamente poca incidencia del costo del transporte en el costo cif del crudo debido al alto precio fob del producto y la tendencia declinante de los fletes a partir de 1979, la que presenta indicios de estabilización y ligero repunte en 1983.

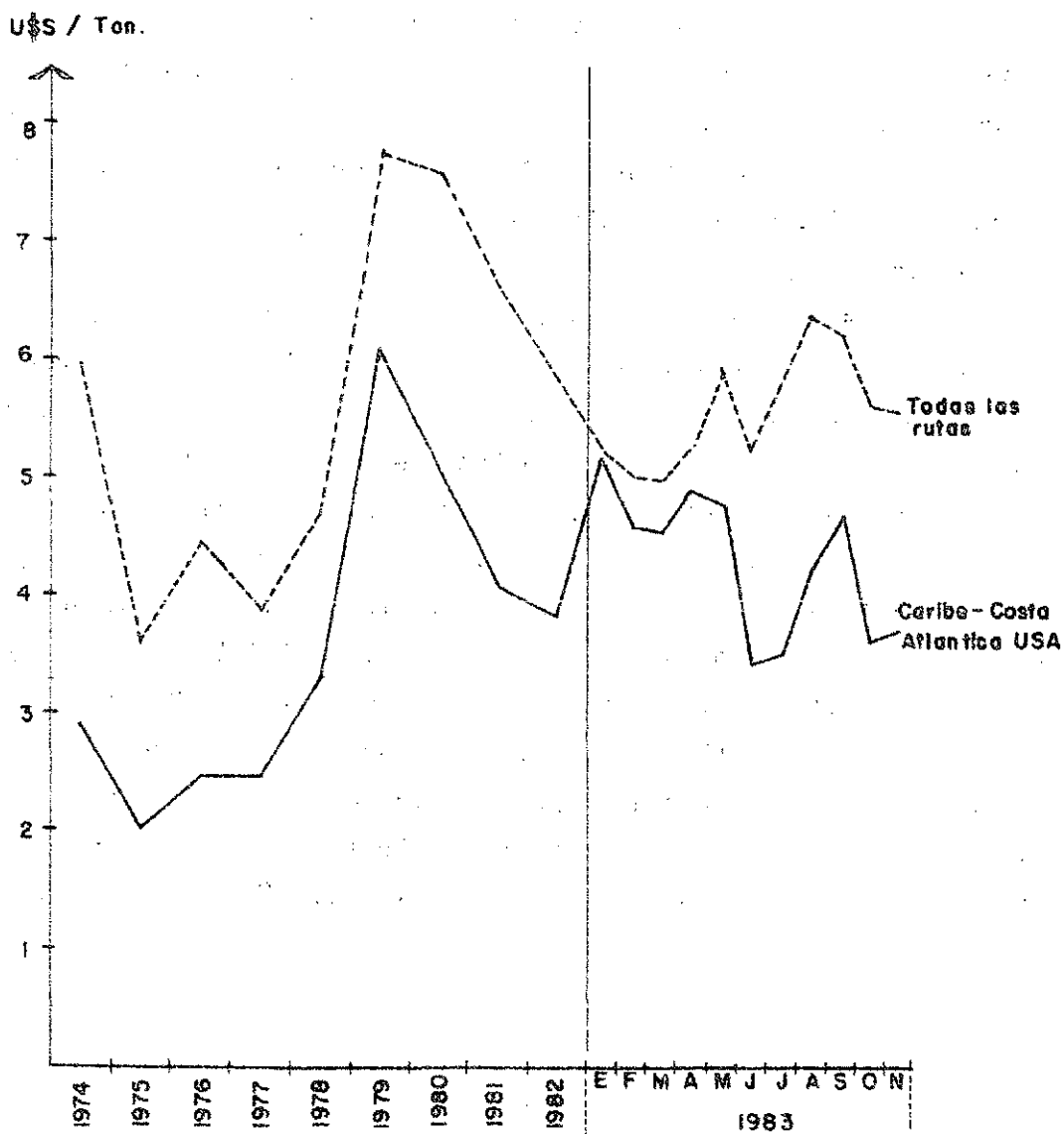
(Véase el gráfico 13.)

Las cifras representadas en el gráfico son meramente indicativas, ya que son valores medios anuales o mensuales de fletes en el mercado spot en diferentes rutas y con distintos tipos de barcos. Sin embargo, sirven para ilustrar las dos características apuntadas precedentemente.

Tomando las rutas entre el Caribe y la Costa Atlántica de Estados Unidos, que serían las más similares en distancia a las que actualmente surten de petróleo al Istmo Centroamericano, vemos que el flete medio en las mismas oscila entre unos 3.5 a 5 dólares por tonelada, unos 50 a 70 centavos por barril, es decir, entre 1.5% y 2% del precio cif medio en la costa atlántica centroamericana. Incluso en mayores distancias, el uso de barcos de mayor tonelaje permite economías de escala, reduciendo la incidencia de los fletes a valores que difícilmente pueden exceder el 6% a 8% del costo total de los crudos. (Véase el gráfico 13.)

Gráfico 13

EVOLUCION DE LOS FLETES PROMEDIO EN EL MERCADO "SPOT" PARA
TANQUEROS a/



FUENTE: CEPAL, sobre la base de cifras de Oil and Energy Trends, diciembre de 1983.

a/ Para transporte de productos sucios (petróleo crudo, combustóleo)

Anexo II

ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO NACIONAL. CALCULO DE LOS COSTOS
DE LA FACTURA PETROLEERA TOTAL, POR PAISES, CON DIFERENTES
CRUDOS Y CRITERIOS DE OPERACION DE REFINERIAS

1. Costa Rica

Cuadro 1

COSTA RICA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 69 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

		Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero	
Costo neto total		US\$	150.6	145.5	145.8	151.2	147.7	149.3	148.9	
Importación de crudo		Bbl	2 676.8	4 686.0	4 614.0	5 057.7	3 518.4	3 646.4	5 033.5	
		US\$	84.1	135.4	133.8	153.5	104.3	114.5	158.1	
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	66.5	10.1	12.0	(2.4)	43.4	34.8	(26.6)	(9.2)
	Gas licuado	Bbl	180.2	152.7	144.6	116.8	180.8	99.0	117.9	92.1
		US\$	4.8	4.1	3.9	3.6	4.8	2.6	3.1	2.5
	Gasolinas	Bbl	-	-	-	-	-	-	35.8	-
		US\$	-	-	-	-	-	-	1.2	-
	Destilados medios	Bbl	1 585.3	1 155.8	1 163.8	946.1	1 425.3	712.3	313.9	218.3
		US\$	53.3	39.6	40.1	32.6	49.1	24.6	10.8	7.5
	Pesados	Bbl	315.6	(1 266.4)	(1 194.4)	(1 392.6)	(396.4)	282.9	(1 579.6)	(615.9)
US\$		8.4	(33.6)	(31.6)	(38.6)	(10.5)	7.6	(41.7)	(19.2)	
Producción	Gas licuado	Bbl	42.8	70.3	76.4	106.2	42.2	124.0	105.1	130.9
	Gasolinas	Bbl	1 052.0	1 052.0	1 052.0	1 052.0	1 052.0	1 052.0	1 016.2	1 052.0
	Destilados medios	Bbl	872.7	1 272.2	1 264.2	1 481.9	1 002.7	1 715.7	2 114.1	2 209.7
	Pesados	Bbl	709.4	2 291.4	2 219.4	2 417.6	1 421.4	742.1	2 604.6	1 640.9
Operación de refinería	Barriles/día calendario		7 333.7	12 838.4	12 641.1	13 856.7	9 639.5	9 990.1	16 000.0	13 790.4
	Porcentajes		45.8	80.2	79.0	86.6	60.2	62.4	100.0	86.2

Cuadro 2

COSTA RICA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 70 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir destilados medios

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	147.0	144.0	144.6	150.3	144.8	147.9	154.3	148.1
Importación de crudo		Bbl	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 160.5	5 840.0	5 530.8
		US\$	183.4	168.8	169.4	177.3	173.0	162.0	180.9	173.7
Subtotal		US\$	(36.4)	(24.8)	(24.8)	(27.0)	(28.2)	(14.1)	(26.6)	(25.6)
Gas licuado		Bbl	129.6	135.4	123.7	100.4	152.9	47.5	117.9	79.2
		US\$	3.5	3.6	3.3	2.7	4.1	1.3	3.1	2.1
Importación (exportación) derivados	Gasolinas	Bbl	(1 243.1)	(259.1)	(279.5)	(162.7)	(694.2)	(436.8)	35.8	(103.9)
		US\$	(41.5)	(8.7)	(9.3)	(5.4)	(23.2)	(14.6)	1.2	(3.5)
	Destilados medios	Bbl	524.2	842.4	827.8	716.9	763.6	-	313.9	-
		US\$	18.0	28.9	28.5	24.7	26.3	-	10.8	-
	Pesados	Bbl	(522.6)	(1 830.8)	(1 784.0)	(1 766.5)	(1 334.4)	(25.2)	(1 579.6)	(778.0)
		US\$	(16.4)	(48.6)	(47.3)	(49.0)	(35.4)	(0.8)	(41.7)	(24.2)
Producción	Gas licuado	Bbl	93.4	87.6	99.3	122.6	70.1	175.5	105.1	143.8
	Gasolinas	Bbl	2 295.1	1 311.1	1 331.5	3 362.1	1 746.2	1 488.8	1 016.2	1 155.9
	Destilados medios	Bbl	1 903.8	1 585.6	1 600.2	1 711.1	1 664.4	2 428.0	2 114.1	2 428.0
	Pesados	Bbl	1 547.6	2 855.8	2 809.0	2 791.5	2 359.4	1 050.2	2 604.6	1 803.0
Operación de refinería	Barriles/día calendario		16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	14 138.4	16 000.0	15 152.8
	Porcentajes		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	88.4	100.0	94.7

Cuadro 3

COSTA RICA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 71 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

			Brasil river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	150.2	149.0	149.5	152.6	149.0	148.1	153.0	151.5
Importación de crudo		Bbl	3 867.9	2 096.1	2 131.0	2 144.4	2 537.1	5 036.9	2 293.2	3 144.2
		US\$	121.5	60.6	61.8	65.1	75.2	158.1	71.2	98.2
Importación (exporta- ción) deri- vados	Subtotal	US\$	28.7	88.4	67.7	87.5	73.8	(10.0)	81.8	53.3
	Gas licuado	Bbl	161.1	191.6	186.8	178.0	192.6	51.7	131.0	141.3
		US\$	4.3	5.1	5.0	4.9	5.1	1.4	4.8	3.9
	Gasolinas	Bbl	(468.1)	581.4	566.1	606.0	293.4	(401.1)	652.1	394.9
		US\$	(15.6)	19.6	19.1	20.5	9.9	(13.4)	22.0	13.3
	Destilados medios	Bbl	1 167.1	1 858.9	1 844.1	1 799.7	1 704.9	58.2	1 596.1	1 047.7
		US\$	40.0	63.7	63.6	62.1	58.8	2.0	55.0	36.1
	Pasados	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	
Producción	Gas licuado	Bbl	61.9	31.4	36.2	45.0	30.4	171.3	41.4	81.7
	Gasolinas	Bbl	1 520.1	470.6	485.9	446.0	758.6	1 453.1	399.9	657.1
	Destilados medios	Bbl	1 260.3	569.1	583.9	628.3	723.1	2 369.8	831.9	1 380.3
	Pasados	Bbl	1 025.0	1 025.0	1 025.0	1 025.0	1 025.0	1 025.0	1 025.0	1 025.0
Operación de refine- ría	Barriles/día calendario		10 595.3	5 742.7	5 838.4	5 875.1	6 951.0	13 799.7	6 296.4	8 614.2
	Porcentajes		66.2	35.9	36.5	36.7	43.4	86.2	39.4	53.8

Cuadro 4

COSTA RICA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

1
72
1

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

			Byass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Isrmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	187.1	180.9	184.7	190.4	186.7	184.9	194.1	188.8
Importación de crudo		Bbl	3 206.1	5 612.5	5 526.3	5 840.0	4 214.0	4 367.4	5 840.0	5 840.0
		US\$	100.7	162.2	160.3	177.3	124.9	137.1	180.9	183.4
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	86.4	18.7	24.4	13.1	61.8	47.8	13.2	5.4
	Gas licuado	Bbl	252.7	219.8	210.1	181.4	253.4	155.5	198.9	152.2
		US\$	6.7	5.9	5.6	4.8	6.8	4.1	5.3	4.1
	Gasolinas	Bbl	-	-	-	45.3	-	-	243.8	39.4
		US\$	-	-	-	1.5	-	-	8.2	1.3
	Destilados medios	Bbl	2 031.8	1 553.2	1 562.8	1 365.9	1 876.0	1 022.1	962.9	513.2
		US\$	70.1	53.6	53.9	47.1	64.7	35.2	33.2	17.7
	Pesados	Bbl	358.4	(1 536.5)	(1 322.2)	(1 455.5)	(366.5)	319.2	(1 268.6)	(567.8)
	US\$	9.6	(40.8)	(35.1)	(40.3)	(9.7)	8.5	(33.5)	(17.7)	
Producción	Gas licuado	Bbl	51.3	84.2	93.9	122.6	50.6	148.5	105.1	151.8
	Gasolinas	Bbl	1 260.0	1 260.0	1 260.0	1 214.7	1 260.0	1 260.0	1 016.2	1 220.6
	Destilados medios	Bbl	1 045.2	1 523.8	1 514.2	1 711.1	1 201.0	2 054.9	2 114.1	2 653.8
	Pesados	Bbl	849.6	2 744.5	2 658.2	2 791.5	1 702.5	888.8	2 604.6	1 903.8
Operación de refinería	Barriles/día calendario		8 783.8	15 376.7	15 140.5	16 000.0	11 545.2	11 965.5	16 000.0	16 000.0
	Porcentajes		54.9	96.1	94.6	100.0	72.2	74.8	100.0	100.0

Cuadro 6

COSTA RICA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 74 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istimo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	186.6	185.3	185.4	188.8	184.9	183.8	189.7	188.5
Importación de crudo		Bbl	4 558.5	2 470.3	2 511.4	2 527.8	2 990.1	5 840.0	2 708.5	3 705.5
		US\$	143.2	71.4	72.8	76.7	88.6	183.3	83.9	116.4
Importación (exportación) deri- vados	Subtotal	US\$	43.4	113.9	112.6	112.1	96.3	0.5	105.8	72.1
	Gas licuado	Bbl	231.1	266.9	261.3	250.9	268.1	105.4	255.2	207.7
		US\$	6.2	7.1	7.0	6.7	7.2	2.8	6.8	5.7
	Gasolinas	Bbl	(531.5)	705.4	687.4	734.3	366.0	(424.8)	788.7	485.5
		US\$	(17.7)	23.8	23.2	24.8	12.4	(14.2)	26.7	16.4
	Destilados medios	Bbl	1 590.9	2 406.3	2 388.9	2 336.5	2 224.8	329.3	2 096.5	1 450.3
		US\$	54.9	83.0	82.4	80.6	76.7	11.4	72.3	50.0
	Pesados	Bbl	-	-	-	-	-	19.6	-	-
		US\$	-	-	-	-	-	0.5	-	-
	Producción	Gas licuado	Bbl	72.9	37.1	42.7	53.1	35.9	198.6	48.8
Gasolinas		Bbl	1 791.5	554.6	572.6	525.7	894.0	1 684.8	471.3	774.5
Destilados medios		Bbl	1 486.1	670.7	688.1	740.5	852.2	2 747.7	980.5	1 626.7
Pesados		Bbl	1 208.0	1 208.0	1 208.0	1 208.0	1 208.0	1 188.4	1 208.0	1 208.0
Operación de refine- ría	Barriles/día calendario		12 489.0	6 767.9	6 880.5	6 923.8	8 192.1	16 000.0	77 420.5	10 152.1
	Porcentajes		78.1	42.3	43.0	43.3	51.2	100.0	46.4	63.5

2. El Salvador

Cuadro 7

EL SALVADOR: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 77 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	128.6	124.8	124.9	129.0	126.1	126.2	133.7	126.3
Importación de crudo		Bbl	2 603.1	4 556.8	4 486.8	4 918.3	3 421.4	3 545.9	5 840.0	4 894.7
		US\$	84.2	136.2	134.5	153.8	104.8	114.5	186.3	158.2
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	44.4	(11.4)	(9.6)	(24.8)	21.3	11.7	(52.6)	(31.9)
	Gas licuado	Bbl	277.4	250.6	242.7	215.7	277.9	198.4	213.9	191.7
		US\$	9.5	8.6	8.3	7.4	9.5	6.8	7.4	6.5
	Gasolinas	Bbl	-	-	-	-	-	-	6.8	-
		US\$	-	-	-	-	-	-	0.2	-
	Destilados medios	Bbl	871.4	482.8	490.6	278.9	744.9	551.6	(394.1)	(428.8)
		US\$	30.9	17.1	17.3	9.9	26.4	1.8	(13.4)	(14.6)
	Pesados	Bbl	142.2	(1 396.3)	(1 326.2)	(1 518.9)	(550.2)	110.4	(1 772.6)	(763.7)
	US\$	4.0	(37.1)	(35.2)	(42.1)	(14.6)	3.1	(46.8)	(23.8)	
Producción	Gas licuado	Bbl	41.6	68.4	76.3	103.3	41.1	120.6	105.1	127.3
	Gasolinas	Bbl	1 023.0	1 023.0	1 023.0	1 023.0	1 023.0	1 023.0	1 016.2	1 023.0
	Destilados medios	Bbl	848.6	1 237.2	1 229.4	1 441.1	975.1	1 668.4	2 114.1	2 148.8
	Pesados	Bbl	689.8	2 228.3	2 158.2	2 350.9	1 382.2	1 721.6	2 604.6	1 595.7
Operación de refinería	Barriles/día calendario		7 131.8	12 484.4	12 292.6	13 474.8	9 373.7	9 714.8	16 000.0	13 410.1
	Porcentajes		44.6	78.0	76.8	84.2	58.6	60.7	100.0	83.8

Cuadro 8

EL SALVADOR: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

1
78
-

Criterio de operación de refinería: Cubrir destilados medios

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	128.5	123.9	124.1	129.0	124.8	126.0	132.7	129.2
Importación de crudo		Bbl	5 276.1	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	3 655.7	4 751.4	3 918.0
		US\$	170.6	174.5	175.1	182.7	178.9	113.1	151.6	126.7
Subtotal		US\$	(42.1)	(50.6)	(51.0)	(53.7)	(54.1)	7.9	(13.9)	2.5
		Bbl	234.6	231.4	219.7	196.4	248.9	194.7	233.5	271.1
Importación (exportación) derivados		US\$	8.0	7.9	7.5	6.7	8.5	6.6	8.0	9.3
		Bbl	(1 050.5)	(288.1)	(308.5)	(191.7)	(723.2)	(31.7)	196.3	204.1
Gasolinás		US\$	(35.1)	(9.6)	(10.3)	(6.4)	(24.1)	(1.1)	6.8	7.1
		Bbl	-	134.4	119.8	8.9	55.6	-	-	-
Destilados medios		US\$	-	4.8	4.2	0.3	2.0	-	-	-
		Bbl	(566.2)	(2 023.6)	(1 977.0)	(1 959.5)	(1 527.4)	88.1	1 287.1	(445.3)
Pesados		US\$	(15.0)	(53.7)	(52.4)	(54.3)	(40.5)	2.4	(33.7)	(13.9)
		Bbl	84.4	87.6	99.3	122.6	70.1	124.3	85.5	101.9
Producción		Bbl	2 073.5	1 311.1	1 331.5	1 214.7	1 746.2	1 054.7	826.7	818.9
		Bbl	1 720.0	1 585.6	1 600.2	1 711.1	1 664.4	1 720.0	1 720.0	1 720.0
		Bbl	1 398.2	2 855.8	2 809.0	2 791.5	2 359.4	743.9	2 119.1	1 277.3
		Bbl	14 455.1	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	10 015.6	13 017.5	10 734.2
Operación de refinería			90.3	100.0	100.0	100.0	100.0	62.6	81.4	67.1

EL SALVADOR: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985
(Miles de barriles/millones de dólares)

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

	Brass river	Mezcla W-VI	Mezcla MV-I	Tifa Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total	US\$ 128.4	127.5	127.8	129.7	127.5	126.1	130.4	129.2
Importación de crudo	Bbl 3 139.6	1 701.4	1 729.7	1 740.6	2 059.4	4 088.5	1 865.5	2 552.1
	US\$ 101.5	50.8	51.9	54.4	63.1	132.1	59.5	82.5
Subtotal	US\$ 26.9	76.7	75.9	75.3	64.4	(6.0)	70.9	46.7
Gas licuado	Bbl 268.8	293.5	282.6	282.4	294.3	180.0	285.4	252.6
	US\$ 9.2	10.0	10.0	9.6	10.2	6.1	9.7	8.6
Gasolinas	Bbl (210.9)	641.0	626.6	651.0	407.2	(156.5)	699.4	489.6
	US\$ (7.0)	22.2	21.8	22.9	14.1	(5.2)	24.2	16.9
Destilados medicos	Bbl 696.5	1 258.1	1 246.1	1 210.0	1 133.1	(203.6)	1 044.7	599.6
	US\$ 24.7	44.5	44.1	42.8	40.1	(6.9)	37.0	21.2
Pesados	Bbl -	-	-	-	-	-	-	-
	US\$ -	-	-	-	-	-	-	-
Gas licuado	Bbl 50.2	25.5	29.4	36.6	24.7	139.0	33.6	66.4
Gasolinas	Bbl 1 233.9	382.0	394.4	362.0	615.8	1 179.5	324.6	533.4
Destilados medicos	Bbl 1 023.5	461.9	473.9	510.0	586.9	1 923.6	675.3	1 120.4
Pesados	Bbl 832.0	832.0	832.0	832.0	832.0	832.0	832.0	832.0
Barriles/año calendario	8 601.6	4 661.4	4 738.9	4 768.8	5 642.2		5 111.0	6 992.1
Porcentajes	53.8	29.1	29.6	29.8	35.3		31.9	43.7

Cuadro 10

EL SALVADOR: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

		Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total	US\$	146.0	142.0	142.3	146.5	143.4	151.0	143.5
Importación de crudo	Bbl	2 926.2	5 122.5	5 043.9	5 528.8	3 846.2	5 840.0	5 502.4
	US\$	94.6	153.1	151.2	172.9	117.8	186.3	177.9
Subtotal	US\$	51.4	11.1	(8.9)	(26.4)	25.6	(35.3)	(34.4)
Gas licuado	Bbl	366.2	336.2	327.3	296.9	366.8	307.9	269.9
	US\$	12.5	11.5	11.2	10.1	12.5	10.5	9.2
Gasolinas	Bbl	-	-	-	-	-	133.8	-
	US\$	-	-	-	-	-	4.6	-
Destilados medios	Bbl	1 020.1	583.2	592.0	354.0	877.8	(140.1)	(441.6)
	US\$	36.1	20.7	21.0	12.5	31.1	(4.8)	(15.0)
Pesados	Bbl	100.6	(1 628.9)	(1 550.1)	(1 766.8)	(677.8)	(1 728.6)	(917.8)
	US\$	2.8	(43.3)	(41.1)	(49.0)	(18.0)	(45.6)	(28.6)
Gas licuado	Bbl	46.8	76.8	85.7	116.1	46.2	105.1	143.1
Gasolinas	Bbl	1 150.0	1 150.0	1 150.0	1 150.0	1 150.0	1 016.2	1 150.0
Destilados medios	Bbl	953.9	1 390.8	1 382.0	1 620.0	1 096.2	2 114.1	2 415.6
Pesados	Bbl	775.4	2 504.9	2 426.1	2 642.8	1 553.8	2 604.6	1 793.8
Barriles/día calendario		8 017.0	14 032.4	13 818.9	15 147.4	10 537.5	16 000.0	15 075.1
Porcentajes		50.1	87.7	86.4	94.7	65.9	100.0	94.2

Cuadro 11

EL SALVADOR: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de Barriles/millones de dólares)

Criterio de operación de refinería: Cubrir destilados medios

	Braso river	Mezcla MW-II	Mezcla MW-I	Tía Juana ligero	Ustmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total	US\$ 142.9	141.4	141.7	146.6	142.4	143.3	150.7	144.4
Importación de crudo	Bbl 5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	4 195.5	5 453.0	4 496.6
	US\$ 188.8	174.5	175.1	182.7	178.9	135.5	174.0	145.4
Subtotal	US\$ (45.9)	(33.1)	(33.4)	(36.1)	(26.5)	(7.8)	(23.3)	(1.0)
Gas licuado	Bbl 319.6	325.4	313.7	290.4	342.9	270.4	314.8	296.1
	US\$ 10.9	11.1	10.7	9.9	11.7	9.2	10.7	10.1
Gasolinas	Bbl (1 145.1)	(161.1)	(181.5)	(64.7)	(595.2)	(60.4)	201.3	210.2
	US\$ (38.2)	(5.4)	(6.1)	(2.2)	(19.9)	(2.0)	7.0	7.3
Destilados medios	Bbl 70.2	388.4	373.8	262.9	309.6	-	-	-
	US\$ 2.5	13.8	13.2	9.3	11.0	-	-	-
Pesados	Bbl (671.6)	(1 979.8)	(1 933.0)	(1 915.9)	(1 483.4)	22.2	(1 556.1)	(589.9)
	US\$ (21.1)	(52.6)	(51.2)	(53.1)	(39.3)	0.6	(41.0)	(18.4)
Gas licuado	Bbl 93.4	87.6	99.3	122.6	70.1	142.6	98.2	116.9
Gasolinas	Bbl 2 295.1	1 311.1	1 331.5	1 214.7	1 746.2	1 210.4	948.3	939.8
Destilados medios	Bbl 1 903.8	1 585.6	1 600.2	1 711.1	1 664.4	1 974.0	1 974.0	1 974.0
Pesados	Bbl 1 547.6	2 855.8	2 809.0	2 791.5	2 359.4	853.8	2 432.1	1 465.9
Operación de refinería	Bbl 16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	11 494.5	14 939.7	12 319.5
Porcentajes	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	71.8	93.4	77.0

Cuadro 12

EL SALVADOR: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

1
82
1

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	145.9	145.3	145.2	147.6	145.0	143.3	148.3	147.1
Importación de crudo		Bbl	3 305.7	1 791.4	1 821.2	1 832.6	2 168.3	4 304.7	1 964.1	2 687.1
		US\$	106.9	53.5	54.6	57.3	66.4	139.0	62.7	86.9
Importación (exportación) deri- vados	Subtotal	US\$	39.0	91.8	90.6	90.3	78.6	4.3	85.6	60.2
	Gas licuado	Bbl	360.1	386.1	382.0	374.5	387.0	266.6	377.6	343.1
		US\$	12.3	13.2	13.0	12.8	13.2	9.1	12.9	11.7
	Gasolinas	Bbl	(149.1)	747.8	734.8	768.8	501.7	(91.9)	808.2	588.4
		US\$	(5.0)	25.9	25.4	26.6	17.4	(3.1)	28.0	20.4
	Destilados medios	Bbl	896.4	1 487.6	1 475.0	1 437.0	1 356.0	(51.3)	1 263.0	794.4
		US\$	31.7	52.7	52.2	50.9	48.0	(1.7)	44.7	28.1
	Pesados	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	
Producción	Gas licuado	Bbl	52.9	26.9	31.0	38.5	26.0	146.4	35.4	69.9
	Gasolinas	Bbl	1 299.1	402.2	415.2	381.2	648.3	1 241.9	341.8	561.6
	Destilados medios	Bbl	1 077.6	486.4	499.0	537.0	618.0	2 025.3	711.0	1 179.6
	Pesados	Bbl	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0	876.0
Operación de refinería	Barriles/día calendario		9 056.7	4 907.9	4 989.6	5 020.8	5 940.5	11 793.7	5 381.1	7 361.9
	Porcentajes		56.6	30.7	31.2	31.4	37.1	73.7	33.6	46.0

3. Guatemala

Cuadro 13

GUATEMALA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

	Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total	US\$ 227.5	223.0	223.3	229.0	223.8	225.5	233.2	226.3
Importación de crudo	Bbl 4 765.9	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0
	US\$ 153.6	173.8	174.4	182.0	178.3	188.4	185.7	188.2
Subtotal	US\$ 73.9	49.2	48.9	47.0	45.5	37.1	47.5	38.1
Gas licuado	Bbl 489.7	478.4	466.7	443.4	495.9	367.4	460.9	414.2
	US\$ 13.6	13.3	13.0	12.5	13.8	10.2	12.3	11.5
Importación (exportación) deri- vados	Bbl -	501.9	541.5	658.3	126.8	188.2	856.8	652.4
	US\$ -	19.1	18.4	22.3	4.3	6.4	29.1	22.1
Destilados medios	Bbl 1 985.3	1 853.4	1 838.8	1 727.9	1 774.6	691.3	1 324.9	875.2
	US\$ 65.3	64.1	63.6	59.8	61.4	23.9	45.9	30.3
Pesados	Bbl (187.0)	(1 779.8)	(1 733.0)	(1 715.5)	(1 283.4)	(112.4)	(1 528.6)	(827.8)
	US\$ (5.0)	(47.3)	(45.9)	(47.6)	(34.0)	(3.4)	(40.3)	(25.8)
Gas licuado	Bbl 76.3	87.6	99.3	122.6	70.1	198.6	105.1	151.8
Gasolinas	Bbl 1 873.0	1 311.1	1 331.5	1 214.7	1 746.2	1 684.8	1 016.2	1 220.6
Destilados medios	Bbl 1 553.7	1 585.6	1 600.2	1 711.1	1 664.4	2 747.7	2 114.1	2 563.8
Pesados	Bbl 1 263.0	2 855.8	2 809.0	2 791.5	2 359.4	1 188.4	2 604.1	1 903.8
Barriles/día calendario	13 057.3	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0
Porcentajes	81.6	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Cuadro 14

GUATEMALA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

Criterio de operación de refinería: Cubrir destilados medios

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	227.8	223.0	223.3	229.0	223.8	225.9	233.2	226.3
Importación de crudo		Bbl	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0	5 840.0
		US\$	188.2	173.8	174.4	182.0	178.3	188.4	185.7	188.2
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	39.6	49.2	48.9	47.0	45.5	37.1	47.5	38.1
	Gas licuado	Bbl	472.6	478.4	466.7	443.4	495.9	367.4	460.9	414.2
		US\$	13.1	13.3	13.0	12.5	13.8	10.2	12.8	11.5
	Gasolinas	Bbl	(422.1)	561.9	541.5	658.3	126.8	188.2	856.8	152.4
		US\$	(14.1)	19.1	18.4	22.3	4.3	6.4	29.1	22.1
	Destilados medios	Bbl	1 535.2	1 853.4	1 838.8	1 727.9	1 774.6	691.3	1 324.9	875.2
		US\$	53.1	64.1	63.6	59.8	61.4	23.9	45.9	30.3
	Pasados	Bbl	(471.6)	(1 779.8)	(1 733.0)	(1 715.5)	(1 283.4)	(112.4)	(1 528.6)	(827.8)
US\$		(12.5)	(47.3)	(45.9)	(47.6)	(34.0)	(3.4)	(40.3)	(25.8)	
Producción	Gas licuado	Bbl	93.4	87.6	99.3	122.6	70.1	198.6	105.1	151.8
	Gasolinas	Bbl	2 295.1	1 311.1	1 331.5	1 214.7	1 746.2	1 684.8	1 016.2	1 220.6
	Destilados medios	Bbl	1 903.8	1 585.6	1 600.2	1 711.1	1 664.4	2 747.7	2 114.1	2 563.8
	Pesados	Bbl	1 547.6	2 855.8	2 809.0	2 791.5	2 359.4	1 188.4	2 604.6	1 903.8
Operación de refinería	Barriles/día calendario		16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0	16 000.0
	Porcentajes		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Cuadro 15

GUATEMALA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTORA PETROLERA, 1965

(Miles de barriles/millones de dólares)

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

		Byase river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tfa Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total	US\$	227.4	225.4	225.5	228.4	225.4	226.0	229.5	228.7
Importación de crudo	Bbl	4 060.4	2 200.4	2 237.0	2 251.0	2 663.4	5 287.5	2 412.6	3 300.6
	US\$	130.9	65.5	66.8	70.2	81.3	170.6	76.7	106.4
Subtotal	US\$	26.5	159.9	158.7	158.2	144.1	55.4	152.8	122.3
Gas licuado	Bbl	501.0	533.0	528.0	518.7	534.0	386.2	522.6	480.2
	US\$	13.9	14.8	14.7	14.4	14.8	10.7	14.7	13.3
Gasolina	Bbl	277.3	1 379.0	1 363.0	1 404.8	1 076.7	347.6	1 453.2	1 183.2
	US\$	9.4	46.8	46.2	47.6	36.5	11.8	49.5	40.1
Destilados medios	Bbl	2 115.3	2 841.6	2 826.1	2 779.4	2 679.9	951.2	2 565.7	1 990.0
	US\$	73.2	98.3	97.8	95.2	92.8	32.9	88.8	68.9
Pesados	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas licuado	Bbl	65.0	33.0	32.0	47.3	32.0	179.8	43.4	85.8
Gasolina	Bbl	1 595.7	494.0	510.0	468.2	796.3	1 525.4	419.8	689.8
Destilados medios	Bbl	1 323.7	597.4	612.9	659.6	759.1	2 487.8	873.3	1 449.0
Pesados	Bbl	1 076.0	1 076.0	1 076.0	1 076.0	1 076.0	1 076.0	1 076.0	1 076.0
Barriles/día calendario		11 124.4	6 028.5	6 128.8	6 167.1	7 297.0	14 486.2	6 609.9	9 042.7
Porcentajes		69.5	37.7	38.2	38.5	45.6	90.5	41.3	56.5

Cuadro 18

GUATEMALA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 90 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	257.5	255.3	255.5	258.9	255.5	256.0	259.7	259.0
Importación de crudo		Bbl	\$ 517.0	2 447.9	2 488.6	12 504.2	2 962.9	5 840.0	2 683.9	3 671.8
		US\$	145.6	72.8	74.3	78.1	90.5	188.4	85.3	118.3
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	111.9	182.5	181.2	180.8	165.0	67.6	174.4	140.7
	Gas licuado	Bbl	570.7	606.3	600.7	590.4	607.4	444.4	594.7	547.5
		US\$	15.8	16.8	16.7	16.6	16.9	13.2	16.5	15.2
	Gasolinas	Bbl	353.8	1 579.5	1 561.6	1 608.1	1 243.1	444.2	1 662.0	1 361.6
		US\$	12.0	53.5	53.0	54.5	42.2	15.1	56.4	46.2
	Destilados medios	Bbl	2 430.5	3 238.4	3 221.1	3 169.3	3 058.6	1 155.3	2 931.4	2 291.1
		US\$	84.1	112.1	111.5	109.7	105.9	40.0	101.5	79.3
	Pesados	Bbl	-	-	-	-	-	8.6	-	-
US\$		-	-	-	-	-	0.2	-	-	
Producción	Gas licuado	Bbl	72.3	36.7	42.3	52.6	35.6	198.6	48.3	95.5
	Gasolinas	Bbl	1 775.2	549.5	567.4	520.9	885.9	1 684.8	467.0	767.4
	Destilados medios	Bbl	1 472.5	664.6	681.9	733.7	844.4	2 747.7	971.6	1 611.9
	Pesados	Bbl	1 197.0	1 197.0	1 197.0	1 197.0	1 197.0	1 188.4	1 197.0	1 197.0
Operación de refinería	Barriles/día calendario		12 375.3	6 706.6	6 818.1	6 860.8	8 117.5	16 000.0	7 353.2	10 059.7
	Porcentajes		77.3	41.9	42.6	42.9	50.7	100.0	46.0	62.9

4. Honduras



Cuadro 19

HONDURAS: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 93 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

		Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero	
Costo neto total		US\$	129.5	125.0	125.6	129.5	126.2	127.9	132.4	128.2
Importación de crudo		Bbl	2 053.4	3 594.7	3 559.5	3 879.8	2 699.0	2 797.2	4 637.9	3 861.2
		US\$	64.8	103.8	102.6	118.3	79.6	88.1	144.3	121.8
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	64.7	21.2	23.0	11.2	46.6	39.8	(11.9)	6.4
	Gas licuado	Bbl	69.1	48.1	41.8	20.5	69.6	6.9	18.5	1.6
		US\$	1.9	1.3	1.4	0.6	1.9	0.2	0.5	-
	Gasolinas	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
		US\$	-	-	-	-	-	-	-	-
	Destilados medios	Bbl	1 577.6	1 271.1	1 277.2	1 110.2	1 477.8	930.9	568.1	551.9
		US\$	54.6	44.0	44.2	38.4	51.1	32.2	19.7	19.1
	Pesados	Bbl	305.8	(907.8)	(852.5)	(1 004.5)	(240.4)	280.8	(1 218.5)	(408.8)
US\$		8.2	(24.1)	(22.6)	(27.8)	(6.4)	7.6	(32.1)	(12.7)	
Producción	Gas licuado	Bbl	32.9	53.9	60.2	81.5	32.4	95.1	83.5	100.4
	Gasolinas	Bbl	807.0	807.0	807.0	807.0	807.0	807.0	807.0	807.0
	Destilados medios	Bbl	669.4	975.9	969.8	1 136.8	769.2	1 316.1	1 678.9	1 695.1
	Pesados	Bbl	544.2	1 757.8	1 702.5	1 854.5	1 090.4	569.2	2 068.5	1 258.8
Operación de refinería	Barriles/día calendario		5 625.8	9 848.5	9 752.1	10 629.6	7 394.5	7 663.6	12 706.6	10 578.6
	Porcentajes		40.2	70.3	69.7	75.9	52.8	54.7	90.8	75.6

Cuadro 20

HONDURAS: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 76 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir destilados medios

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	128.4	122.9	123.2	129.1	122.9	126.4	132.6	126.5
Importación de crudo		Bbl	5 110.0	5 110.0	5 110.0	5 110.0	5 110.0	4 775.8	5 110.0	5 110.0
		US\$	161.2	147.6	148.1	155.8	150.7	150.5	159.0	161.2
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	(32.8)	(24.7)	(24.9)	(26.7)	(27.8)	(24.1)	(26.4)	(34.7)
	Gas licuado	Bbl	20.2	25.4	15.1	(5.3)	40.7	(60.4)	10.0	(30.9)
		US\$	0.6	0.7	0.4	(0.1)	1.1	(1.4)	0.3	(0.7)
	Gasolinas	Bbl	(1 201.2)	(340.2)	(358.1)	(255.9)	(720.9)	(570.8)	(82.1)	(261.0)
		US\$	(40.1)	(11.4)	(12.0)	(8.5)	(24.1)	(19.1)	(2.7)	(8.7)
	Destilados medios	Bbl	581.1	859.6	846.9	749.8	790.7	-	397.2	3.7
		US\$	20.1	29.8	29.3	26.0	27.4	-	13.7	0.1
	Pesados	Bbl	(504.2)	(1 648.8)	(1 607.9)	(1 592.6)	(1 214.4)	(121.9)	(1 429.1)	(815.9)
US\$		(13.4)	(43.8)	(42.6)	(44.1)	(32.2)	(3.6)	(37.7)	(25.4)	
Producción	Gas licuado	Bbl	81.8	76.7	86.9	107.3	61.3	162.4	92.0	132.9
	Gasolinas	Bbl	2 008.2	1 147.2	1 165.1	1 062.9	1 527.9	1 377.8	889.1	1 068.0
	Destilados medios	Bbl	1 665.9	1 387.4	1 400.1	1 497.2	1 456.4	2 247.0	1 849.8	2 243.3
	Pesados	Bbl	1 354.2	2 498.8	2 457.9	2 442.6	2 064.4	971.9	2 279.1	1 665.9
Operación de refinería	Barriles/día calendario		14 000.0	14 000.0	14 000.0	14 000.0	14 000.0	13 084.4	14 000.0	14 000.0
	Porcentajes		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	93.5	100.0	100.0

Cuadro 21

HONDURAS: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 95 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	129.1	127.8	125.9	130.5	127.1	127.2	131.2	130.4
Importación de crudo		Bbl	3 207.5	1 738.2	1 767.2	1 778.2	2 104.0	4 176.9	1 905.8	2 607.4
		US\$	101.2	50.2	51.2	54.2	62.0	131.6	59.3	82.2
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	27.9	77.6	76.7	76.3	65.1	(4.4)	71.9	48.2
	Gas licuado	Bbl	50.7	75.9	72.0	64.7	76.8	(40.0)	67.7	34.2
		US\$	1.4	2.1	2.0	1.8	2.1	(0.9)	1.9	1.1
	Gasolinas	Bbl	(453.6)	416.8	404.1	437.1	177.9	(398.0)	475.4	262.1
		US\$	(15.1)	14.1	13.7	14.8	6.0	(13.3)	16.1	8.9
	Destilados medios	Bbl	1 201.3	1 775.1	1 762.8	1 726.0	1 647.4	281.8	1 557.1	1 102.4
		US\$	41.6	61.4	61.0	59.7	57.0	9.8	53.9	38.2
	Pesados	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
		US\$	-	-	-	-	-	-	-	-
	Producción	Gas licuado	Bbl	51.3	26.1	30.0	37.3	25.2	142.0	34.3
Gasolinas		Bbl	1 260.6	390.2	402.9	369.9	629.1	1 205.0	331.6	554.9
Destilados medios		Bbl	1 045.7	471.9	484.2	521.0	599.6	1 965.2	689.9	1 144.6
Pesados		Bbl	850.0	850.0	850.0	850.0	850.0	850.0	850.0	850.0
Operación de refinería	Barriles/día calendario		8 787.7	4 762.2	4 841.6	4 871.8	5 764.4	11 443.6	5 221.4	7 143.6
	Porcentajes		62.8	34.0	34.6	34.8	41.2	81.7	37.3	51.0

Cuadro 22

HONDURAS: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 96 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tfa Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	156.6	151.4	151.7	156.3	152.8	154.8	159.9	154.5
Importación de crudo		Bbl	2 463.1	4 311.8	4 245.6	4 653.8	3 237.5	3 355.3	5 110.0	4 631.6
		US\$	77.7	124.6	123.1	141.8	95.5	105.7	159.0	146.1
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	78.9	26.8	28.6	14.5	57.3	49.1	0.9	8.4
	Gas licuado	Bbl	79.6	54.3	46.8	21.3	80.2	4.9	27.0	(1.4)
		US\$	2.2	1.5	1.3	0.6	2.2	0.1	0.7	-
	Gasolinas	Bbl	-	--	-	-	-	-	78.9	-
		US\$	-	--	-	-	-	-	2.7	-
	Destilados medios	Bbl	2 028.0	1 660.3	1 667.7	1 467.4	1 908.3	1 252.3	981.2	797.7
		US\$	70.2	57.5	57.7	50.8	66.0	43.3	34.0	27.6
	Pesados	Bbl	242.3	(1 213.5)	(1 147.1)	(1 329.5)	(412.9)	212.2	(1 384.1)	(614.9)
US\$		6.5	(32.2)	(30.4)	(36.9)	(10.9)	5.7	(36.5)	(19.2)	
Producción	Gas licuado	Bbl	39.4	64.7	72.2	97.7	38.8	114.1	92.0	120.4
	Gasolinas	Bbl	968.0	968.0	968.0	968.0	968.0	968.0	889.1	968.0
	Destilados medios	Bbl	803.0	1 170.7	1 163.3	1 363.6	922.7	1 578.7	1 849.8	2 033.3
	Pesados	Bbl	652.7	2 108.5	2 042.1	2 224.5	1 307.9	682.8	2 279.1	1 509.9
Operación de refinería	Barriles/día calendario		6 748.2	11 813.2	11 631.8	12 750.1	8 869.9	9 192.6	14 000.0	12 689.3
	Porcentajes		48.2	84.4	83.1	91.1	63.4	65.7	100.0	90.6

Cuadro 24

HONDURAS: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 98 -

Criterio de operación de refinería: Cubir pesados

		Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero	
Costo neto total		US\$	156.2	155.1	155.0	157.9	154.4	154.3	158.5	157.6
Importación de crudo		Bbl	3 377.4	1 830.0	1 860.7	1 872.4	2 215.3	4 398.0	2 006.7	2 745.4
		US\$	106.5	52.9	53.9	57.1	65.3	138.6	62.4	86.6
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	49.7	102.2	101.1	100.8	89.1	15.7	96.1	71.0
	Gas licuado	Bbl	65.0	91.5	87.4	79.7	92.4	(30.5)	82.9	47.6
		US\$	1.8	2.5	2.4	2.2	2.6	(0.7)	2.6	1.3
	Gasolinas	Bbl	(359.3)	557.1	543.8	578.5	305.6	(300.8)	618.8	394.2
		US\$	(12.0)	18.9	18.4	19.6	10.4	(10.0)	21.0	13.4
	Destilados medios	Bbl	2 730.0	2 334.2	2 321.2	2 282.4	2 199.6	761.7	2 104.6	1 625.8
		US\$	59.9	80.8	80.3	79.0	76.1	26.4	72.8	56.3
	Pesados	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
US\$		-	-	-	-	-	-	-	-	
Producción	Gas licuado	Bbl	54.0	27.5	31.6	39.3	26.6	149.5	36.1	71.4
	Gasolinas	Bbl	1 327.3	410.9	424.2	389.5	662.4	1 268.8	349.2	573.8
	Destilados medios	Bbl	1 101.0	496.9	509.8	548.6	631.4	2 069.3	726.4	1 205.2
	Pesados	Bbl	895.0	895.0	895.0	895.0	895.0	895.0	895.0	895.0
Operación de refinería	Barriles/día calendario		9 253.2	5 014.5	5 097.8	5 130.0	6 069.3	12 049.3	5 497.8	7 521.6
	Porcentajes		66.1	35.8	36.4	36.6	43.4	86.1	39.3	53.7

5. Nicaragua



Cuadro 25

NICARAGUA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

- 101 -

		Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero	
Costo neto total		US\$	128.8	124.7	125.1	129.4	126.4	126.3	133.2	126.3
Importación de crudo		Bbl	2 804.1	4 908.7	4 833.3	5 110.0	3 685.6	3 819.8	5 110.0	5 110.0
		US\$	90.5	146.3	144.6	159.5	112.7	123.1	162.7	164.8
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	38.3	(21.6)	(19.5)	(30.1)	13.7	3.2	(29.5)	(38.5)
	Gas licuado	Bbl	137.1	108.4	99.8	74.7	137.8	52.1	90.0	49.1
		US\$	4.6	3.6	3.3	2.5	4.6	1.7	3.0	1.6
	Gasolinas	Bbl	-	-	-	39.1	-	-	212.9	34.0
		US\$	-	-	-	1.4	-	-	7.4	1.2
	Destilados medios	Bbl	910.9	492.3	500.7	327.8	774.6	27.8	(24.8)	(418.3)
		US\$	32.2	17.4	17.7	11.6	27.4	1.0	(0.8)	(14.2)
	Pesados	Bbl	53.9	(1 603.3)	(1 527.8)	(1 645.6)	(692.0)	19.7	(1 482.1)	(868.9)
US\$		1.5	(42.6)	(40.5)	(45.6)	(18.3)	0.5	(39.1)	(27.1)	
Producción	Gas licuado	Bbl	44.9	73.6	82.2	107.3	44.2	129.9	92.0	132.9
	Gasolinas	Bbl	1 102.0	1 102.0	1 102.0	1 062.9	1 102.0	1 102.0	889.1	1 068.0
	Destilados medios	Bbl	914.1	1 332.7	1 324.3	1 497.2	1 050.4	1 797.2	1 849.8	2 243.3
	Pesados	Bbl	743.1	2 400.3	2 324.8	2 442.6	1 489.0	777.3	2 279.1	1 665.9
Operación de refinería	Barriles/día calendario		7 682.5	13 448.5	13 241.9	14 000.0	10 097.5	10 465.2	14 000.0	14 000.0
	Porcentajes		54.9	96.1	94.6	100.0	72.1	74.8	100.0	100.0

Cuadro 26

NICARAGUA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 102 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir destilados medios

		Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$ 128.7	124.6	124.9	129.4	125.6	126.3	132.9	127.3
Importación de crudo		Bbl 5 110.0	5 110.0	5 110.0	5 110.0	5 110.0	3 878.9	5 041.4	4 157.2
		US\$ 164.8	152.3	152.8	159.5	156.3	125.0	160.5	134.1
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$ (36.1)	(27.7)	(27.9)	(30.1)	(30.7)	1.3	(27.6)	(6.8)
	Gas licuado	Bbl 100.2	105.4	95.1	74.7	120.7	50.1	91.3	73.9
		US\$ 3.4	3.5	3.2	2.5	4.1	1.7	3.1	2.5
	Gasolinas	Bbl (906.2)	(45.2)	(63.1)	39.1	(425.9)	(17.0)	224.8	233.2
		US\$ (30.3)	(1.5)	(2.1)	1.4	(14.2)	(0.6)	7.8	8.1
	Destilados medios	Bbl 159.1	437.6	424.9	327.8	368.7	-	-	-
		US\$ 5.6	15.5	15.0	11.6	13.0	-	-	-
	Pesados	Bbl (557.2)	(1 701.8)	(1 660.9)	(1 645.6)	(1 267.4)	7.7	(1 451.5)	(558.2)
US\$ (14.8)		(45.2)	(44.0)	(45.6)	(33.6)	0.2	(38.3)	(17.4)	
Producción	Gas licuado	Bbl 81.8	76.7	86.9	107.3	61.3	131.9	90.7	108.1
	Gasolinas	Bbl 2 008.2	1 147.2	1 165.1	1 062.9	1 527.9	1 119.0	877.2	868.8
	Destilados medios	Bbl 1 665.9	1 387.4	1 400.1	1 497.2	1 456.4	1 825.0	1 825.0	1 825.0
	Pesados	Bbl 1 354.2	2 498.8	2 457.9	2 442.6	2 064.4	789.3	2 248.5	1 355.2
Operación de refinería	Barriles/día calendario	14 000.0	14 000.0	14 000.0	14 000.0	14 000.0	10 627.1	13 812.1	11 389.6
	Porcentajes	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	75.9	98.7	81.4

Cuadro 27

NICARAGUA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 103 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	128.6	128.2	128.3	130.2	127.9	126.3	130.8	130.0
Importación de crudo		Bbl	3 007.5	1 629.9	1 657.0	1 667.4	1 972.8	3 916.5	1 787.0	2 444.8
		US\$	97.0	48.6	49.6	52.0	60.3	126.2	56.9	78.9
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	31.6	79.6	78.7	78.2	67.6	0.1	73.9	51.1
	Gas licuado	Bbl	133.9	157.6	153.8	147.0	158.3	48.8	149.8	118.4
		US\$	4.5	5.3	5.2	4.9	5.3	1.6	5.0	4.1
	Gasolinas	Bbl	(80.0)	736.1	724.2	755.2	512.1	(27.9)	791.1	591.0
		US\$	(2.7)	25.4	25.0	26.1	17.7	(0.9)	27.3	20.4
	Destilados medios	Bbl	844.5	1 382.5	1 371.0	1 336.5	1 262.8	(17.7)	1 178.1	751.7
		US\$	29.8	48.9	48.5	47.2	44.6	(0.6)	41.6	26.6
	Pesados	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
US\$		-	-	-	-	-	-	-	-	
Producción	Gas licuado	Bbl	48.1	24.4	28.2	35.0	23.7	133.2	32.2	63.6
	Gasolinas	Bbl	1 182.0	365.9	377.8	346.8	589.9	1 129.9	310.9	511.0
	Destilados medios	Bbl	980.5	442.5	454.0	488.5	562.2	1 842.7	646.9	1 073.3
	Pesados	Bbl	797.0	797.0	797.0	797.0	797.0	797.0	797.0	797.0
Operación de refinería	Barriles/día calendario		8 239.7	4 465.5	4 539.7	4 568.2	5 404.9	10 730.1	4 895.9	6 698.1
	Porcentajes		58.9	31.9	32.4	32.6	38.6	76.6	35.0	47.8

Cuadro 28

NICARAGUA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 104 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

		Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero	
Costo neto total	US\$	134.3	130.9	131.3	135.7	132.5	131.9	139.6	131.8	
Importación de crudo	Bbl	3 022.9	5 110.0	5 110.0	5 110.0	3 973.2	4 117.9	5 110.0	5 110.0	
	US\$	97.5	152.3	152.8	159.5	121.5	132.7	162.7	164.8	
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	36.8	(21.4)	(21.5)	(23.8)	11.0	(0.8)	(23.1)	(33.0)
	Gas licuado	Bbl	153.6	125.4	115.1	94.7	154.3	62.0	110.0	69.1
		US\$	5.2	4.2	3.9	3.2	5.2	2.1	3.7	2.3
	Gasolinas	Bbl	-	40.8	22.9	125.1	-	-	298.9	120.0
		US\$	-	1.4	0.8	4.3	-	-	10.3	4.1
	Destilados medios	Bbl	1 022.5	620.6	607.9	510.8	875.6	70.6	158.2	(235.3)
		US\$	36.1	21.9	21.5	18.1	30.9	2.5	5.6	(8.0)
	Pesados	Bbl	(142.1)	(1 839.8)	(1 798.9)	(1 783.6)	(946.2)	(179.0)	1 620.1	(1 006.9)
US\$		(4.5)	(48.9)	(47.7)	(49.4)	(25.1)	(5.4)	(42.7)	(31.4)	
Producción	Gas licuado	Bbl	48.4	76.7	86.9	107.3	47.7	140.0	92.0	132.9
	Gasolinas	Bbl	1 188.0	1 147.2	1 165.1	1 062.9	1 188.0	1 188.0	889.1	106.8
	Destilados medios	Bbl	985.5	1 387.4	1 400.1	1 497.2	1 132.4	1 937.4	1 849.8	2 243.3
	Pesados	Bbl	801.1	2 498.8	2 457.9	2 442.6	1 605.2	838.0	2 279.1	1 665.9
Operación de refinería	Barriles/día calendario		8 281.9	14 000.0	14 000.0	14 000.0	10 885.5	11 281.9	14 000.0	14 000.0
	Porcentajes		59.2	100.0	100.0	100.0	77.8	80.6	100.0	100.0

Cuadro 29

NICARAGUA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 105 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir destilados medios

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	131.7	130.9	131.3	135.7	132.0	131.8	139.6	132.5
Importación de crudo		Bbl	5 110.0	5 110.0	5 110.0	5 110.0	5 110.0	4 267.8	5 110.0	4 574.0
		US\$	164.8	152.3	152.8	159.5	156.3	137.6	162.7	147.6
Importación (exporta- ción) deri- vados	Subtotal	US\$	(33.1)	(21.4)	(21.5)	(23.8)	(24.3)	(5.8)	(23.1)	(15.1)
	Gas licuado	Bbl	120.2	125.4	115.1	94.7	140.7	56.9	110.0	83.1
		US\$	4.0	4.2	3.9	3.2	4.7	1.9	3.7	2.8
	Gasolinas	Bbl	(820.2)	40.8	22.9	125.1	(339.9)	(43.3)	298.9	232.1
		US\$	(27.4)	1.4	0.8	4.3	(11.3)	(1.4)	10.3	8.0
	Destilados medios	Bbl	342.1	620.6	607.9	510.8	551.7	-	158.2	-
		US\$	12.1	21.9	21.5	18.1	19.5	-	5.6	-
	Pesados	Bbl	(695.2)	(1 839.8)	(1 798.9)	(1 783.6)	(1 405.4)	(209.5)	(1 620.1)	(832.1)
US\$		(21.8)	(48.9)	(47.7)	(49.4)	(37.2)	(6.3)	(42.7)	(25.9)	
Producción	Gas licuado	Bbl	81.8	76.7	86.9	107.3	61.3	145.1	92.0	118.9
	Gasolinas	Bbl	2 008.2	1 147.2	1 165.1	1 062.9	1 527.9	1 231.3	889.1	956.0
	Destilados medios	Bbl	1 665.9	1 387.4	1 400.1	1 497.2	1 456.4	2 008.0	1 849.8	2 008.0
	Pesados	Bbl	1 354.2	2 498.8	2 457.9	2 442.6	2 064.4	868.5	2 279.1	1 491.0
Operación de refine- ría	Barriles/día calendario		14 000.0	14 000.0	14 000.0	14 000.0	14 000.0	11 692.6	14 000.0	12 531.5
	Porcentajes		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	83.5	100.0	89.5

Cuadro 30

NICARAGUA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

		Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero	
Costo neto total		US\$	135.2	134.9	134.9	136.6	134.7	133.4	137.2	136.3
Importación de crudo		Bbl	2 486.8	1 347.6	1 370.1	1 378.7	1 631.2	3 238.3	1 477.6	2 021.5
		US\$	80.2	40.2	41.0	43.0	49.9	104.4	47.0	65.2
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	55.0	94.7	93.9	93.6	84.8	29.0	90.2	71.1
	Gas licuado	Bbl	162.2	181.8	178.7	173.0	182.4	91.9	175.4	149.4
		US\$	5.4	6.1	6.0	5.8	6.1	3.1	5.9	5.0
	Gasolinas	Bbl	210.7	885.5	875.6	901.2	700.3	253.7	930.9	765.5
		US\$	7.3	30.6	30.2	31.1	24.2	8.8	32.2	26.4
	Destilados medios	Bbl	1 197.3	1 642.1	1 632.6	1 604.1	1 543.1	484.4	1 473.1	1 120.6
		US\$	42.3	58.0	57.7	56.7	54.5	17.1	52.1	39.7
	Pesados	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
US\$		-	-	-	-	-	-	-	-	
Producción	Gas licuado	Bbl	39.8	20.2	23.3	29.0	19.6	110.1	26.6	52.6
	Gasolinas	Bbl	977.3	302.5	312.4	286.8	487.7	394.3	257.1	422.5
	Destilados medios	Bbl	810.7	365.9	375.4	403.9	464.9	1 523.6	534.9	887.4
	Pesados	Bbl	659.0	659.0	659.0	659.0	659.0	659.0	659.0	659.0
Operación de refinería	Barriles/día calendario		6 813.2	3 692.1	3 753.7	3 777.3	4 469.0	8 872.1	4 048.2	5 538.4
	Porcentajes		48.7	26.4	26.8	27.0	31.9	63.4	28.9	39.6

6. Panamá



Cuadro 31

PANAMA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

- 109 -

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	309.8	298.9	307.4	310.6	303.4	304.4	309.7	308.7
Importación de crudo		Bbl	5 113.8	8 117.9	8 039.3	8 750.6	6 392.1	7 186.9	9 905.2	9 148.9
		US\$	157.1	231.6	238.2	262.5	187.0	220.4	302.1	281.1
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	152.7	67.3	69.2	48.1	116.4	84.0	7.6	27.6
	Gas licuado	Bbl	360.5	316.3	297.2	262.6	379.3	236.8	272.8	244.0
		US\$	9.4	8.3	7.8	6.9	9.9	6.2	7.2	6.4
	Gasolinas	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
		US\$	-	-	-	-	-	-	-	-
	Destilados medios	Bbl	1 919.9	1 387.0	1 384.2	1 023.1	1 765.3	202.0	1.3	(429.4)
		US\$	66.1	47.7	47.6	35.2	60.8	7.0	-	(14.6)
	Pesados	Bbl	2 891.6	422.2	517.7	224.8	1 711.2	2 651.9	13.4	1 339.4
US\$		77.2	11.3	13.8	6.0	45.7	70.8	0.4	35.8	
Producción	Gas licuado	Bbl	165.5	209.7	228.8	263.4	146.7	289.2	253.2	282.0
	Gasolinas	Bbl	1 911.0	1 911.0	1 911.0	1 911.0	1 911.0	1 911.0	1 911.0	1 911.0
	Destilados medios	Bbl	1 667.1	2 200.0	2 202.8	2 563.9	1 821.7	3 385.0	3 585.7	4 016.4
	Pesados	Bbl	1 266.4	3 695.8	3 600.3	3 893.2	2 406.8	1 466.1	4 104.6	2 778.6
Operación de refinería	Barriles/día calendario		14 010.4	22 240.8	22 025.5	23 974.2	17 512.6	19 690.1	27 137.5	25 065.5
	Porcentajes		17.5	27.8	27.5	30.0	21.9	24.6	33.9	31.3

Cuadro 32

PANAMA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 110 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir destilados medios

		Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero	
Costo neto total		US\$	306.0	294.3	305.0	307.6	296.3	304.1	311.2	308.9
Importación de crudo		Bbl	11 003.1	13 236.2	13 091.2	12 242.3	12 586.0	7 615.7	9 908.8	8 170.8
		US\$	338.1	377.6	387.9	367.3	368.1	233.6	302.2	251.1
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	(32.1)	(83.3)	(82.9)	(59.7)	(71.8)	70.5	9.0	57.8
	Gas licuado	Bbl	169.0	186.8	149.3	101.1	235.7	219.5	273.0	276.3
		US\$	4.4	4.9	3.9	2.6	6.2	5.8	7.2	7.2
	Gasolinas	Bbl	(2 209.0)	(1 180.4)	(1 262.8)	(806.8)	(1 868.0)	(114.0)	1.2	205.9
		US\$	(73.8)	(39.4)	(42.2)	(26.9)	(62.4)	(3.8)	-	6.9
	Destilados medios	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
		US\$	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pesados	Bbl	1 401.4	(1 836.0)	(1 677.9)	(1 277.9)	(587.0)	2 564.4	68.6	1 635.7
US\$		37.4	(48.8)	(44.6)	(35.4)	(15.6)	68.5	1.8	43.7	
Producción	Gas licuado	Bbl	357.0	339.2	376.7	424.9	290.3	306.5	253.0	249.7
	Gasolinas	Bbl	4 120.0	3 091.4	3 173.8	2 717.8	3 779.0	2 025.0	1 909.8	1 705.1
	Destilados medios	Bbl	3 587.0	3 587.0	3 587.0	3 587.0	3 587.0	3 587.0	3 587.0	3 587.0
	Pesados	Bbl	2 716.6	5 954.0	5 795.9	5 395.3	4 705.0	1 553.6	4 049.4	2 482.3
Operación de refinería	Barriles/día calendario		30 145.5	36 263.6	37 510.1	33 540.5	34 482.2	20 864.9	27 147.4	22 385.8
	Porcentajes		37.7	45.3	46.9	41.9	43.1	26.1	33.9	28.0

Cuadro 33

PANAMA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1985

(Miles de barriles/millones de dólares)

- III -

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	304.4	297.5	306.9	310.2	297.8	295.7	309.6	308.4
Importación de crudo		Bbl	16 726.6	9 064.5	9 215.3	9 273.1	10 971.7	20 186.3	9 938.5	13 596.8
		US\$	514.0	258.6	273.0	278.2	320.9	619.1	303.1	417.8
Importación (exporta- ción) deri- vados	Subtotal	US\$	(209.6)	38.9	33.9	32.0	(23.1)	(323.4)	6.5	(109.4)
	Gas licuado	Bbl	(17.5)	291.5	265.0	231.9	274.2	(286.3)	272.2	118.8
		US\$	(0.4)	7.7	6.9	6.1	7.2	(6.6)	7.1	2.9
	Gasolinas	Bbl	(4 363.4)	(231.0)	(287.8)	(119.1)	(1 381.1)	(3 456.5)	(4.9)	(938.8)
		US\$	(145.7)	(7.7)	(9.6)	(4.0)	(46.1)	(115.4)	(0.2)	(31.3)
	Destilados medios	Bbl	(1 865.9)	1 130.5	1 062.0	870.0	460.1	(5 920.7)	(10.7)	(2 382.0)
		US\$	(63.5)	38.9	36.6	29.9	15.8	(201.4)	(0.4)	(81.0)
	Pesados	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
US\$		-	-	-	-	-	-	-	-	
Producción	Gas licuado	Bbl	543.5	235.0	261.0	294.1	251.8	812.3	253.8	417.2
	Gasolinas	Bbl	6 274.3	2 142.0	2 198.8	2 030.1	3 292.7	5 367.5	1 915.9	2 849.8
	Destilados medios	Bbl	5 452.9	2 456.5	2 525.0	2 717.0	3 126.9	9 507.7	3 597.7	5 969.0
	Pesados	Bbl	4 118.0	4 118.0	4 118.0	4 118.0	4 118.0	4 118.0	4 118.0	4 118.0
Operación de refine- ría	Barriles/día calendario		45 826.3	24 834.2	25 247.4	25 405.8	30 059.5	55 304.9	27 228.8	37 251.5
	Porcentajes		57.3	31.0	31.6	31.8	37.6	69.1	34.0	46.6

Cuadro 34

PANAMA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

Criterio de operación de refinería: Cubrir gasolinas

- 112 -

			Brase river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	362.5	354.4	360.9	363.9	355.5	357.4	363.4	362.3
Importación de crudo		Bbl	5 876.1	9 285.2	9 208.1	9 994.5	7 345.5	8 259.0	11 310.8	10 518.6
		US\$	180.6	264.9	272.8	299.8	214.9	253.3	345.0	323.2
Importación (exportación) deri- vados	Subtotal	US\$	181.9	89.5	88.1	64.1	140.6	104.1	18.4	39.1
	Gas licuado	Bbl	451.8	400.6	381.1	312.7	476.6	309.7	351.2	320.5
		US\$	11.8	10.5	10.0	8.2	12.5	8.1	9.2	8.4
	Gasolinas	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
		US\$	-	-	-	-	-	-	-	-
	Destilados medios	Bbl	2 441.4	1 933.6	1 834.0	1 428.6	2 263.5	467.0	262.5	(260.7)
		US\$	84.0	66.6	63.1	49.2	77.9	16.1	9.0	(8.9)
	Pesados	Bbl	3 223.8	462.8	563.0	249.6	1 878.4	2 994.2	9.0	1 484.4
	US\$	86.1	12.4	15.0	6.7	50.2	79.9	0.2	39.6	
Producción	Gas licuado	Bbl	190.2	241.4	260.9	329.3	165.4	332.3	290.8	321.5
	Gasolinas	Bbl	2 196.0	2 196.0	2 196.0	2 196.0	2 196.0	2 196.0	2 196.0	2 196.0
	Destilados medios	Bbl	1 915.6	2 423.4	2 523.0	2 928.4	2 093.5	3 890.0	4 094.5	4 617.7
	Pesados	Bbl	1 455.2	4 216.2	4 116.0	4 429.4	2 800.6	1 684.8	4 670.0	3 194.6
Operación de refine- ría	Barriles/día calendario		15 852.3	25 438.9	25 227.7	27 382.2	20 124.7	22 627.4	30 988.5	28 818.1
	Porcentajes		19.8	31.8	31.5	34.2	25.2	28.3	38.7	36.0

Cuadro 35

PANAMA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 113 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir destilados medios

			Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$	359.4	342.1	362.0	361.0	345.3	356.2	363.3	361.9
Importación de crudo		Bbl	13 365.0	16 077.5	15 901.5	14 870.3	15 287.7	9 250.0	12 035.9	9 924.8
		US\$	410.7	458.7	471.2	446.1	447.2	283.7	367.1	305.0
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$	(51.3)	(116.6)	(109.2)	(85.1)	(101.9)	72.5	(3.8)	56.9
	Gas licuado	Bbl	210.5	271.9	166.8	143.4	285.0	258.6	315.3	316.7
		US\$	5.5	7.1	4.4	3.8	7.5	6.8	8.3	8.3
	Gasolinas	Bbl	(2 792.0)	(1 696.1)	(1 551.8)	(1 128.4)	(2 477.3)	(264.4)	(140.5)	124.4
		US\$	(93.2)	(56.6)	(51.8)	(37.7)	(82.7)	(8.8)	(4.7)	4.2
	Destilados medios	Bbl	-	-	-	-	-	-	-	-
		US\$	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pesados	Bbl	1 361.6	(2 526.5)	(2 334.6)	(1 848.0)	(1 009.4)	2 791.9	(282.0)	1 664.2
US\$		36.4	(67.1)	(61.8)	(51.2)	(26.7)	74.5	(7.4)	44.4	
Producción	Gas licuado	Bbl	431.5	370.1	475.2	498.6	357.0	383.4	326.7	325.3
	Gasolinas	Bbl	4 988.0	3 892.1	3 747.8	3 324.4	4 673.3	2 460.4	2 336.5	2 071.6
	Destilados medios	Bbl	4 357.0	4 357.0	4 357.0	4 357.0	4 357.0	4 357.0	4 357.0	4 357.0
	Pesados	Bbl	3 317.4	7 205.5	7 013.6	6 527.0	5 688.4	1 887.1	4 961.0	3 014.8
Operación de refinería	Barriles/día calendario		36 616.4	44 047.9	43 565.8	40 740.5	41 884.1	25 343.8	32 975.1	27 191.2
	Porcentajes		45.8	55.1	54.5	50.9	52.4	31.7	41.2	34.0

Cuadro 36

PANAMA: ESTIMACION DEL COSTO DE LA FACTURA PETROLERA, 1990

(Miles de barriles/millones de dólares)

- 114 -

Criterio de operación de refinería: Cubrir pesados

		Brass river	Mezcla MV-II	Mezcla MV-I	Tía Juana ligero	Istmo	Mezcla Libia	Arabia ligero	Bonny ligero
Costo neto total		US\$ 360.3	351.1	360.4	363.7	349.6	348.1	363.5	361.8
Importación de crudo		Bbl 19 074.2	10 336.7	10 508.7	10 574.6	12 511.6	23 218.4	11 333.3	15 505.1
		US\$ 589.2	294.9	311.4	317.2	366.0	712.1	345.7	476.5
Importación (exportación) derivados	Subtotal	US\$ (228.9)	56.2	49.0	46.5	(16.4)	(364.0)	17.8	(114.7)
	Gas licuado	Bbl 19.7	372.1	342.5	293.0	342.1	(295.0)	350.6	163.6
		US\$ 0.5	9.8	9.0	7.7	9.0	(6.8)	9.2	4.3
	Gasolinas	Bbl (4 975.6)	(216.4)	(327.5)	(134.7)	(1 575.4)	(3 994.6)	(5.2)	(1 068.0)
		US\$ (166.1)	(7.2)	(10.9)	(4.5)	(52.6)	(133.4)	(0.2)	(35.7)
	Destilados medios	Bbl (1 861.2)	1 555.8	1 477.6	1 258.6	791.2	(6 578.9)	254.3	(2 449.7)
		US\$ (63.3)	53.6	50.9	43.3	27.2	(223.8)	8.8	(83.3)
	Pesados	Bbl -	-	-	-	-	-	-	-
US\$ -		-	-	-	-	-	-	-	-
Producción	Gas licuado	Bbl 622.3	269.9	299.5	349.0	299.9	937.0	291.4	478.4
	Gasolinas	Bbl 7 171.6	2 412.4	2 523.5	2 330.7	3 771.4	6 190.6	2 201.2	3 264.0
	Destilados medios	Bbl 6 218.2	2 801.2	2 879.4	3 098.4	3 565.8	10 935.9	4 102.7	6 806.7
	Pesados	Bbl 4 679.0	4 679.0	4 679.0	4 679.0	4 679.0	4 679.0	4 679.0	4 679.0
Operación de refinería	Barriles/día calendario	52 258.1	28 319.7	28 791.0	28 971.5	34 278.4	63 612.1	31 050.1	42 479.7
	Porcentajes	65.3	35.4	36.0	36.2	42.8	79.5	38.8	53.1

Anexo III

DATOS BASICOS Y PROYECCIONES DE LA
DEMANDA DE ENERGIA

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PARAMETROS DEL MODELO DE
PROYECCION DE LA ENERGIA TOTAL COMERCIAL

	Zo	α	R ^{a/}
Costa Rica	0.0758	1.2847	0.998
El Salvador	0.0805	1.4172	0.970
Honduras	0.1258	1.4316	0.976
Nicaragua	1.5800	0.9600	0.860
Panamá	0.4879	1.3516	0.930

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Coeficiente de correlación.

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCIONES TENDENCIALES Y AJUSTADAS DEL CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL

(TCal)

	<u>Producto interno bruto</u>			<u>Consumo neto</u> (año base)	<u>Proyección tendencial</u>		<u>Proyección ajustada</u>	
	1982	1985	1990		1985	1990	1985	1990
Costa Rica	8 666 ^{a/}	8 620 ^{a/}	10 239 ^{a/}	9 604 ^{b/}	8 622	10 755	8 622	10 755
El Salvador	2 782 ^{c/}	2 712 ^{c/}	2 995 ^{c/}	6 884 ^{d/}	5 910	6 800	6 666	7 556
Guatemala	3 204 ^{e/}	3 171 ^{e/}	3 501 ^{e/}	10 331 ^{f/}	10 920 ^{f/}	12 200 ^{f/}	10 600 ^{f/}	12 200 ^{f/}
Honduras	1 990 ^{g/}	1 979 ^{g/}	2 350 ^{g/}	6 480 ^{b/}	6 587	8 424	6 587	8 424
Nicaragua	5 527 ^{h/}	5 471 ^{h/}	6 040 ^{h/}	6 780 ^{b/}	6 250	6 875	6 594	7 219
Panamá	1 530 ^{i/}	1 624 ^{i/}	1 929 ^{i/}	7 908 ^{j/}	9 795 ^{j/}	12 585 ^{j/}	8 581 ^{j/}	10 837 ^{j/}

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

^{a/} Millones de colones a precios de 1966.^{b/} 1981.^{c/} Millones de colones a precios de 1962.^{d/} 1982.^{e/} Millones de quetzales a precios de 1958.^{f/} Incluye sólo hidrocarburos y electricidad.^{g/} Millones de lempiras a precios de 1966.^{h/} Millones de córdobas a precios de 1958.^{i/} Millones de balboas a precios de 1960.^{j/} No incluye consumo a bordo ni exportaciones.

COSTA RICA: AJUSTE DE ESTRUCTURAS RELATIVAS DEL CONSUMO
NETO DE ENERGIA COMERCIAL a/

Producto	j=1 Residencial y comercial			j=2 Transporte			j=3 Industria y agro			j=4 Otros		
	γ_{i1}	ν_{i1}	r	γ_{i2}	ν_{i2}	r	γ_{i3}	ν_{i3}	r	γ_{i4}	ν_{i4}	r
Y_{1j} - Electricidad	51.21	0.106	0.82 ^{b/}	0.91	-0.527	-0.92	8.11	0.214	0.90	100.0	-	-
Y_{2j} - Gas licuado	2.51	0.557	0.95	-	-	-	0.85	-	-	-	-	-
Y_{3j} - Gasolina	-	-	-	55.57	-0.166	-0.86 ^{c/}	-	-	-	-	-	-
Y_{4j} - Queroseno y turbocombustible	81.82	-0.691	-0.79 ^{b/}	3.67	-	-	1.0 ^{d/}	-	-	-	-	-
Y_{5j} - Diesel	-	-	-	43.37	0.123	0.94 ^{c/}	12.0	-	-	-	-	-
Y_{6j} - Combustóleo	-	-	-	-	-	-	32.74 ^{e/}	-	-	-	-	-
Y_{8j} - Carbón mineral y coque	-	-	-	-	-	-	0.08 ^{d/}	-	-	-	-	-
Y_{10j} - Carbón de leña	13.86	-0.289	-0.98	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Y_{11j} - Residuos vegetales	-	-	-	-	-	-	76.60	-0.274	-0.91	-	-	-
Z_j - Energía comercial	15.96 ^{f/}	-	-	45.37 ^{f/}	-	-	38.30 ^{f/}	-	-	0.37 ^{f/}	-	-

Nota: $Z_j = \gamma_j \nu_{ij}$; $Y_{ij} = \gamma_{ijt} \nu_{ij}$, y r = coeficiente de correlación.

a/ El período considerado en el cálculo es 1965-1981, excepto donde se indique.

b/ 1968-1981.

c/ Sin 1973.

d/ Estimación adoptada como constante.

e/ 1974-1980.

f/ 1967-1981.

EL SALVADOR: AJUSTE DE ESTRUCTURAS RELATIVAS DEL CONSUMO
NETO DE ENERGIA COMERCIAL a/

Producto	j=1 Residencial y comercial			j=2 Transporte			j=3 Industria y agro			j=4 Otros		
	γ_{i1}	ν_{i1}	r	γ_{i2}	ν_{i2}	r	γ_{i3}	ν_{i3}	r	γ_{i4}	ν_{i4}	r
Y_{1j} - Electricidad	29.35	0.202	0.96	-	-	-	6.59	0.320	0.92 ^{b/}	71.50 ^{c/}	-	-
Y_{2j} - Gas licuado	11.40	0.358	0.97	-	-	-	0.80 ^{d/}	-	-	-	-	-
Y_{3j} - Gasolina	-	-	-	53.85	-0.073	-0.89	0.38 ^{d/}	-	-	2.41 ^{c/}	-	-
Y_{4j} - Queroseno y turbocombustible	63.11	-0.390	-0.95	5.91	-	-	0.87 ^{d/}	-	-	0.66 ^{c/}	-	-
Y_{5j} - Diesel	-	-	-	37.49	0.108	0.94	17.30	-0.263	-0.75	16.85 ^{c/}	-	-
Y_{6j} - Combustóleo	-	-	-	-	-	-	34.15	-	-	8.53 ^{c/}	-	-
Y_{8j} - Carbón mineral y coque	-	-	-	-	-	-	0.17 ^{d/}	-	-	-	-	-
Y_{10j} - Carbón de leña	5.14	-0.522	-0.98	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Y_{11j} - Residuos vegetales	-	-	-	-	-	-	39.54	-	-	-	-	-
Z_j - Energía comercial	5.24	0.373	0.91 ^{e/}	31.33	0.117	0.85 ^{e/}	63.48	-0.166	-0.95 ^{e/}	3.39 ^{e/}	-	-

Nota: $Z_j = \gamma_j + \nu_j$; $Y_{ij} = \gamma_{ijt} + \nu_{ijt}$, y r = coeficiente de correlación.

a/ El período considerado en el cálculo es 1970-1982, excepto donde se indique.

b/ 1972-1982.

c/ Estimación adoptada como constante.

d/ 1977-1982.

e/ 1974-1982.

Cuadro 5

HONDURAS: AJUSTE DE ESTRUCTURAS RELATIVAS DEL CONSUMO
NETO DE ENERGIA COMERCIAL a/

Producto	j=1 Residencial y comercial			j=2 Transporte			j=3 Industria y agro			j=4 Otros		
	γ_{i1}	ν_{i1}	r	γ_{i2}	ν_{i2}	r	γ_{i3}	ν_{i3}	r	γ_{i4}	ν_{i4}	r
Y_{1j} - Electricidad	17.32	0.243	0.91	-	-	-	11.61 ^{b/}	-	-	10.74 ^{c/}	-	-
Y_{2j} - Gas licuado	31.66	-0.429	-0.96 ^{d/}	-	-	-	0.37 ^{b/}	-	-	-	-	-
Y_{3j} - Gasolina	-	-	-	62.81	-0.169	-0.97 ^{e/}	2.78 ^{b/}	-	-	12.29 ^{c/}	-	-
Y_{4j} - Queroseno y turbocombustible	65.27	-0.108	-0.90	8.81 ^{f/}	-	-	-	-	-	8.27 ^{c/}	-	-
Y_{5j} - Diesel	-	-	-	37.76	0.116	0.96 ^{e/}	28.19 ^{b/}	-	-	63.12 ^{c/}	-	-
Y_{6j} - Combustóleo	-	-	-	-	-	-	25.53 ^{b/}	-	-	5.58 ^{c/}	-	-
Y_{8j} - Carbón mineral y coque	-	-	-	-	-	-	0.15 ^{b/}	-	-	-	-	-
Y_{10j} - Carbón de leña	9.43	-0.180	-0.87	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Y_{11j} - Residuos vegetales	-	-	-	-	-	-	31.37 ^{b/}	-	-	-	-	-
Z_j - Energía comercial	12.75	-	-	45.10	-0.117	-0.90 ^{e/}	34.41	0.079	0.84 ^{e/}	3.52	0.201	0.78 ^{e/}

Nota: $Z_j = \gamma_j \nu_{ij}$; $Y_{ij} = \gamma_{ijt} \nu_{ij}$, y r = coeficiente de correlación.

a/ El período considerado en el cálculo es 1970-1981, excepto donde se indique.

b/ 1980-1981.

c/ 1977-1981.

d/ 1976-1981.

e/ 1971-1981.

f/ 1978-1981.

NICARAGUA: AJUSTE DE ESTRUCTURAS RELATIVAS DEL CONSUMO
NETO DE ENERGIA COMERCIAL a/

Producto	j=1 Residencial y comercial			j=2 Transporte			j=3 Industria y agro			j=4 Otros		
	γ_{i1}	ν_{i1}	r	γ_{i2}	ν_{i2}	r	γ_{i3}	ν_{i3}	r	γ_{i4}	ν_{i4}	r
Y_{1j} - Electricidad	32.64	0.156	0.92	-	-	-	12.65	-	-	10.38 ^{b/}	-	-
Y_{2j} - Gas licuado	16.07	0.089	0.69	-	-	-	0.95	-	-	-	-	-
Y_{3j} - Gasolina	-	-	-	48.54	-	-	2.89	-	-	29.47 ^{b/}	-	-
Y_{4j} - Queroseno y turbocombustible	36.30	-0.258	-0.91	7.18	-	-	0.73	-	-	2.15	-	-
Y_{5j} - Diesel	-	-	-	44.28	-	-	19.02 ^{b/}	-	-	56.52 ^{b/}	-	-
Y_{6j} - Combustóleo	-	-	-	-	-	-	19.74	-	-	1.48	-	-
Y_{8j} - Carbón mineral y coque	-	-	-	-	-	-	0.02	-	-	-	-	-
Y_{10j} - Carbón de leña	16.88	-0.085	-0.67	-	-	-	0.85	-	-	-	-	-
Y_{11j} - Residuos vegetales	-	-	-	-	-	-	43.15 ^{b/}	-	-	-	-	-
Z_j - Energía comercial	10.60	-	-	32.87	-	-	45.00 ^{b/}	-	-	11.53 ^{b/}	-	-

Nota: $Z_j = \gamma_j \nu_{ij}$; $Y_{ij} = \gamma_{ijt} \nu_{ij}$, y r = coeficiente de correlación.

a/ Para el sector residencial y comercial, la proyección por producto se hizo con datos de 1972-1981. El resto de las proyecciones se hizo tomando la estructura de 1981 como constante, con ligeras modificaciones para el año de 1990 en los casos que se indique.

b/ Ligeramente modificado para el año de 1990.

PANAMA: AJUSTE DE ESTRUCTURAS RELATIVAS DEL CONSUMO
NETO DE ENERGIA COMERCIAL a/

Producto	j=1 Residencial y comercial			j=2 Transporte			j=3 Industria y agro			j=4 Otros		
	γ_{11}	ν_{11}	r	γ_{i2}	ν_{i2}	r	γ_{i3}	ν_{i3}	r	γ_{i4}	ν_{i4}	r
Y_{1j} - Electricidad	46.29	0.121	0.97	-	-	-	10.49	-	-	15.00 ^{b/}	-	-
Y_{2j} - Gas licuado	47.24	-0.145	-0.91 ^{e/}	-	-	-	2.00 ^{d/}	-	-	-	-	-
Y_{3j} - Gasolina	-	-	-	82.35	-0.098	-0.87 ^{e/}	-	-	-	-	-	-
Y_{4j} - Queroseno y turbocombustible	14.47	-0.532	-0.94	9.99	-1.082	-0.96 ^{e/}	0.20 ^{c/}	-	-	-	-	-
Y_{5j} - Diesel	-	-	-	16.53	0.304	0.92 ^{e/}	11.88	0.389	0.91	50.00 ^{b/}	-	-
Y_{6j} - Combustóleo	-	-	-	-	-	-	49.87	-0.270	-0.82	35.00 ^{b/}	-	-
Y_{8j} - Carbón mineral y coque	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Y_{10j} - Carbón de leña	1.32	-0.526	-0.95	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Y_{11j} - Residuos vegetales	-	-	-	-	-	-	30.24	-	-	-	-	-
Z_j - Energía comercial	16.05	-	-	59.83	-0.127	-0.88 ^{e/}	24.39	0.155	0.89 ^{e/}	0.63	0.699	0.97 ^{f/}

Nota: $Z_j = \gamma_j t \nu_{ij}$; $Y_{ij} = \gamma_{ijt} \nu_{ij}$, y r = coeficiente de correlación.

a/ El período considerado en el cálculo es 1970-1982, excepto donde se indique.

b/ Corresponden al consumo no identificado, el cual se estimó que representa el 1% del consumo de energía comercial.
1972-1982.

c/ Estimado como 1982.

d/ 1971-1982.

e/ 1973-1982, corresponde todo a electricidad del Sector Público.

Cuadro 3

COSTA RICA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL POR SECTORES^{a/}

	Total (TCal)	Residencial y comercial		Transporte		Industrial		Otros ^{b/}	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1965	3 165	542	17.12	1 312	41.45	1 294	40.89	17	0.54
1966	3 489	576	16.51	1 335	39.69	1 511	43.31	17	0.49
1967	3 738	646	17.28	1 674	44.79	1 400	37.45	18	0.48
1968	4 139	701	16.94	1 363	45.01	1 553	37.52	22	0.53
1969	4 445	766	17.23	2 012	45.27	1 654	37.21	13	0.29
1970	5 108	832	16.29	2 272	44.48	1 989	38.94	15	0.29
1971	5 469	915	16.73	2 394	42.13	2 233	40.83	17	0.31
1972	6 069	987	16.26	2 597	42.79	2 465	40.62	20	0.33
1973	6 702	1 042	15.55	2 879	42.96	2 759	41.16	22	0.33
1974	6 592	1 069	16.22	3 098	46.99	2 402	36.44	23	0.35
1975	7 178	1 133	15.79	3 361	46.82	2 656	37.00	28	0.39
1976	7 651	1 246	16.29	3 698	48.33	2 678	35.00	29	0.38
1977	8 651	1 277	14.76	4 046	46.77	3 296	38.10	32	0.37
1978	9 458	1 381	14.60	4 505	47.63	3 534	37.37	38	0.40
1979	9 700	1 383	14.26	4 622	47.65	3 655	37.68	40	0.41
1980	9 765	1 517	15.54	4 587	46.97	3 624	37.11	37	0.38
1981	9 604	1 501	15.63	4 032	41.98	4 038	42.05	33	0.34
1982	8 170	1 518	18.58	3 611	44.20	2 978	36.45	63	0.77
1985 ^{c/}	8 622	1 376	15.96	3 912	45.37	3 302	38.30	32	0.37
1990 ^{c/}	10 755	1 716	15.96	4 880	45.37	4 119	38.30	40	0.37

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

^{a/} No incluye consumo propio de la refinería.^{b/} Se refiere a consumo de electricidad en el sector público.^{c/} Proyecciones.

Cuadro 9

COSTA RICA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL

	Total (TCal)	Electricidad		Gas licuado		Queroseno		Carbón de leña	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1965	542	338	62.36	18	3.32	120	22.14	66	12.18
1966	576	364	63.20	22	3.82	123	21.35	67	11.63
1967	646	395	61.15	23	4.33	155	23.99	68	10.53
1968	701	426	60.77	33	4.71	172	24.54	70	9.98
1969	766	468	61.10	39	5.09	182	24.54	71	9.27
1970	832	514	61.78	50	6.01	196	23.56	72	8.65
1971	915	565	61.75	63	6.88	213	23.28	74	8.09
1972	937	622	63.02	75	7.60	215	21.78	75	7.60
1973	1 042	656	62.96	88	8.44	221	21.21	77	7.39
1974	1 069	715	66.88	88	8.23	188	17.59	78	7.30
1975	1 133	764	67.43	99	8.74	190	16.77	80	7.06
1976	1 246	835	67.01	116	9.31	214	17.18	81	6.50
1977	1 277	846	66.25	138	10.81	210	16.44	83	6.50
1978	1 381	917	66.40	159	11.51	220	15.93	85	6.16
1979	1 383	883	64.21	207	14.97	202	14.60	86	6.22
1980	1 517	1 043	68.75	218	14.37	167	11.01	89	5.87
1981	1 501	1 130	75.28	195	12.99	95	5.66	91	6.06
1982	1 518	1 250	82.35	108	7.11	68	4.48	92	6.06
1985 a/	1 376	972	70.62	133	13.67	137	9.97	79	5.74
1990 a/	1 716	1 220	71.07	260	15.16	145	8.46	91	5.31

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.
a/ Proyecciones.

Cuadro 10

COSTA RICA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR TRANSPORTE

	Total (TCal)	Electricidad		Gasolinas		Turbocombustible		Diesel	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1965	1 312	9	0.69	679	51.75	46	3.51	578	44.05
1966	1 385	9	0.65	691	49.89	46	3.32	639	46.14
1967	1 674	8	0.48	743	44.38	52	3.11	871	52.03
1968	1 863	9	0.48	797	42.78	68	3.65	989	53.09
1969	2 012	9	0.45	853	42.39	75	3.73	1 075	53.43
1970	2 272	10	0.44	984	43.31	68	2.99	1 210	53.26
1971	2 304	10	0.44	1 023	44.40	68	2.95	1 203	52.21
1972	2 597	10	0.38	1 151	44.32	55	2.12	1 381	53.18
1973	2 879	9	0.31	1 332	46.27	95	3.30	1 443	50.12
1974	3 098	8	0.26	1 279	41.29	98	3.16	1 713	55.29
1975	3 361	8	0.24	1 339	39.84	106	3.15	1 908	56.77
1976	3 698	9	0.24	1 431	38.70	133	3.60	2 125	57.46
1977	4 046	9	0.22	1 501	37.10	168	4.15	2 368	58.53
1978	4 505	8	0.18	1 639	36.38	194	4.31	2 664	59.13
1979	4 622	9	0.19	1 538	33.28	220	4.76	2 855	61.77
1980	4 587	7	0.15	1 386	30.22	224	4.88	2 970	64.75
1981	4 032 a/	10	0.25	1 207	29.94	169	4.19	2 638	65.43
1982	3 611 b/	6	0.17	1 165	32.26	161	4.46	2 270	62.86
1985 c/	3 912	7	0.18	1 305	33.37	144	3.67	2 456	62.78
1990 c/	4 880	8	0.16	1 563	32.04	179	3.67	3 130	64.13

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Incluye 8 TCal de alcohol.

b/ Incluye 7 TCal de alcohol y 2 TCal de combustóleo.

c/ Proyecciones.

Cuadro 11

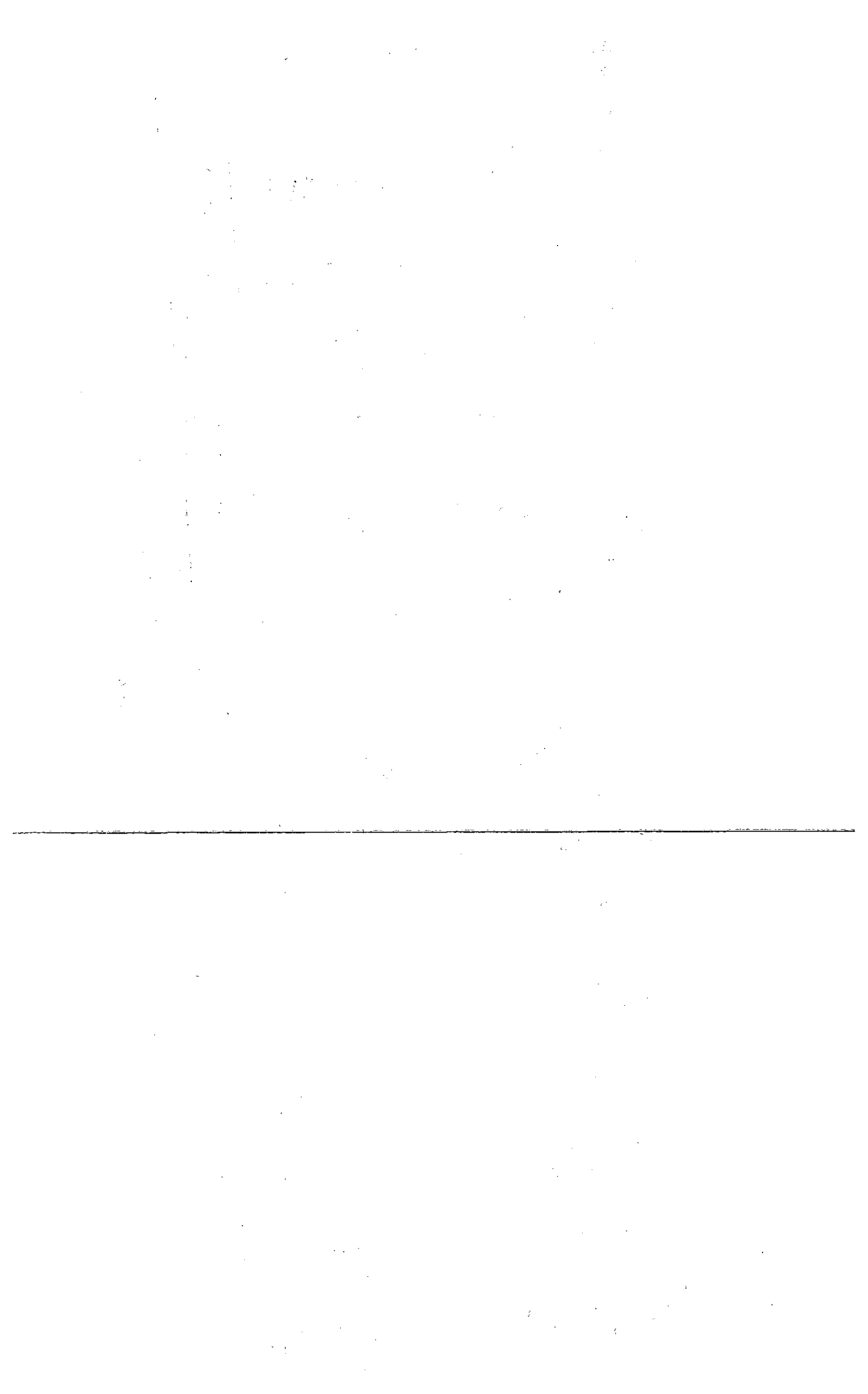
COSTA RICA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR INDUSTRIAL

	Total (TCal)	Electricidad		Diesel		Combustóleo		Residuos vegetales		Gas licuado		Queroseno		Carbón y coque	
		TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes
1965	1 294	113	9.12	178	13.76	393	30.37	601	46.44	3	0.23	-	-	1	0.08
1966	1 511	129	8.54	178	11.78	439	29.05	758	50.17	5	0.33	-	-	2	0.13
1967	1 450	149	10.64	51	3.64	441	31.50	752	53.72	6	0.43	-	-	1	0.07
1968	1 553	173	11.14	75	4.83	497	32.00	800	51.51	6	0.39	-	-	2	0.13
1969	1 654	187	11.31	93	5.62	532	32.16	832	50.30	9	0.54	-	-	1	0.06
1970	1 989	225	11.31	152	7.64	573	28.81	1 023	51.43	14	0.70	-	-	2	0.10
1971	2 233	266	11.91	435	19.46	620	27.76	894	40.04	16	0.72	-	-	2	0.09
1972	2 465	295	11.97	453	18.38	581	23.57	1 116	45.27	18	0.73	-	-	2	0.08
1973	2 759	314	11.38	572	20.73	723	26.20	1 125	40.78	22	0.80	-	-	3	0.11
1974	2 402	344	14.32	231	9.62	730	30.39	1 068	44.46	27	1.12	-	-	2	0.08
1975	2 656	338	12.73	321	12.08	856	32.23	1 110	41.79	28	1.05	-	-	3	0.11
1976	2 678	355	13.26	313	11.69	847	31.63	1 134	42.34	26	0.97	-	-	3	0.11
1977	3 296	425	12.90	543	16.47	1 087	32.98	1 207	36.62	31	0.94	-	-	3	0.09
1978	3 534	488	13.81	528	14.94	1 137	32.17	1 306	36.96	28	0.79	44	1.25	3	0.08
1979	3 655	604	16.52	390	10.67	1 240	33.93	1 359	36.94	22	0.60	46	1.26	3	0.08
1980	3 624	602	16.61	390	10.76	1 299	35.85	1 263	34.85	25	0.69	42	1.16	3	0.08
1981	4 035	649	16.07	477 a/	11.81	1 538	38.08	1 283	31.77	44	1.09	38	0.94	2	0.05
1982	2 978	462	15.51	318	10.68	876	29.42	1 238	41.57	44	1.48	38	1.28	2	0.07
1985 b/	3 302	560	16.97	356	12.00	1 081	32.74	1 201	36.36	28	0.85	33	1.00	3	0.08
1990 b/	4 119	749	18.19	494	12.00	1 349	32.74	1 447	35.14	35	0.85	41	1.00	3	0.08

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Incluye 2 TCal de gasóleo.

b/ Proyecciones.



Cuadro 12

EL SALVADOR: CONSUMO NETO DE ENERGÍA COMERCIAL POR SECTORES^{a/}

	Total (TCal)	Residencial y comercial		Transporte		Industrial ^{b/}		Otros	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	4 624.5	663.7	14.35	1 847.0	39.94	1 886.8	40.80	227.0	4.91
1971	5 261.6	687.7	13.07	1 982.0	37.67	2 387.9	45.38	204.0	3.88
1972	5 690.1	667.8	11.74	2 200.0	38.66	2 586.3	45.45	236.0	4.15
1973	6 369.7	730.7	11.47	2 357.0	37.00	2 690.0	46.47	322.0	5.06
1974	6 534.5	659.5	10.09	2 407.0	36.84	3 206.0	49.06	262.0	4.01
1975	6 933.8	722.7	10.42	2 646.0	38.16	3 284.1	47.37	281.0	4.05
1976	7 420.6	780.2	10.52	3 032.0	40.86	3 322.4	44.47	286.0	3.85
1977	8 144.0	891.8	10.95	3 299.0	40.51	3 674.2	45.11	279.0	3.43
1978	8 985.3	986.6	10.98	3 706.0	41.25	3 951.7	43.98	341.0	3.79
1979	9 093.5	1 069.5	11.76	3 783.0	41.60	3 911.1	43.01	330.0	3.63
1980	7 371.9	1 023.1	13.88	2 978.0	40.39	3 211.8	43.57	159.0	2.16
1981	6 896.1	949.9	13.77	2 819.5	40.89	2 957.4	42.89	169.3	2.45
1982	6 883.7	954.6	13.87	2 923.6	42.47	2 791.9	40.56	213.6	3.10
1985 ^{c/}	6 666.0	968.0	14.53	2 842.0	42.63	2 630.0	39.45	226.0	3.39
1990 ^{c/}	7 556.0	1 201.0	15.89	3 285.0	43.48	2 814.0	37.24	256.0	3.39

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

^{a/} No incluye consumo propio de la refinera.^{b/} Incluye agro y pesca.^{c/} Proyecciones.

Cuadro 13

EL SALVADOR: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL

	Total (TCal)	Electricidad		Gas licuado		Queroseno		Carbón de leña	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	663.7	202.0	30.43	84.0	12.66	344.0	51.83	33.7	5.08
1971	687.7	221.0	32.13	96.0	13.96	347.0	50.46	23.7	3.45
1972	667.8	245.0	36.69	105.0	15.72	293.0	44.62	19.8	2.96
1973	730.7	269.0	36.81	121.0	16.56	323.0	44.20	17.7	2.42
1974	659.5	289.0	43.82	131.0	19.86	223.0	33.81	16.5	2.50
1975	722.7	315.0	43.59	152.0	21.03	240.0	33.21	15.7	2.17
1976	780.2	345.0	44.22	186.0	23.84	234.0	29.99	15.2	1.95
1977	891.8	385.0	43.17	226.0	25.34	266.0	29.83	14.8	1.66
1978	986.6	434.0	43.99	263.0	27.16	270.0	27.37	14.6	1.48
1979	1 069.5	475.0	44.51	310.0	28.99	270.0	25.24	14.5	1.36
1980	1 023.1	483.0	47.21	272.0	26.58	254.0	24.83	14.1	1.38
1981	949.9	474.7	49.97	252.7	26.60	208.4	21.94	14.1	1.49
1982	954.6	494.2	51.77	258.7	27.10	187.6	19.65	14.1	1.48
1985 a/	968.0	475.0	49.08	284.0	29.33	198.0	20.43	11.0	1.16
1990 a/	1 201.0	601.0	50.07	375.0	31.21	213.0	17.75	12.0	0.97

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Proyecciones.

Cuadro 14

EL SALVADOR: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL, SECTOR TRANSPORTE

	Total (TCal)	Gasolinas		Turbocombustible		Diesel		Combustóleo	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	1 847.0	958.0	51.87	114.0	6.17	719.0	38.93	56.0	3.03
1971	1 982.0	1 027.0	51.82	114.0	5.75	790.0	39.86	51.0	2.57
1972	2 200.0	1 130.0	51.36	105.0	4.77	908.0	41.27	57.0	2.59
1973	2 357.0	1 190.0	50.49	153.0	6.49	957.0	40.60	57.0	2.42
1974	2 407.0	1 152.0	47.86	133.0	5.53	1 081.0	44.91	41.0	1.70
1975	2 646.0	1 267.0	47.88	152.0	5.74	1 211.0	45.77	16.0	0.60
1976	3 032.0	1 396.0	46.04	194.0	6.40	1 422.0	46.90	20.0	0.66
1977	3 299.0	1 496.0	45.35	188.0	5.70	1 596.0	48.38	19.0	0.58
1978	3 706.0	1 662.0	44.85	214.0	5.77	1 814.0	48.95	16.0	0.43
1979	3 783.0	1 635.0	43.22	239.0	6.32	1 880.0	49.70	29.0	0.77
1980	2 970.0	1 403.0	47.11	171.0	5.74	1 402.0	47.08	2.0	0.07
1981	2 819.5	1 269.1	45.01	173.0	6.14	1 375.7	48.79	1.7	0.06
1982	2 923.6	1 303.0	44.57	185.8	6.35	1 433.9	49.05	0.9	0.03
1985 a/	2 432.0	1 243.0	43.72	168.0	5.91	1 431.0	50.37	-	-
1990 a/	3 285.0	1 398.0	42.56	194.0	5.91	1 693.0	51.53	-	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Proyecciones.

Cuadro 15

EL SALVADOR: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR INDUSTRIAL^{a/}

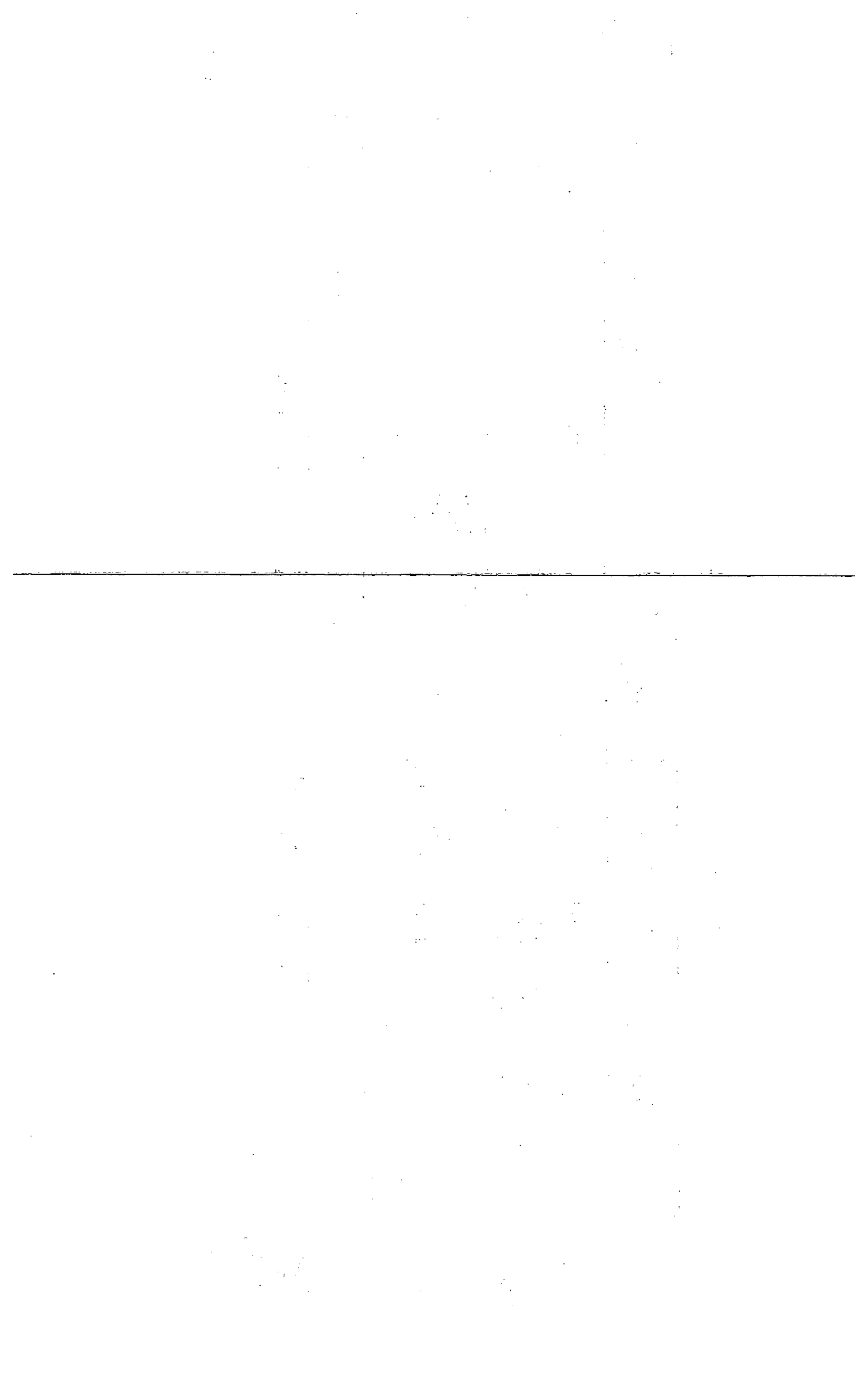
	Total (TCal)	Electricidad		Diesel		Combustóleo		Residuos vegetales		Gas licuado		Gasolina		Queroseno	
		TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes
1970	1 536.8	211.0	11.18	297.0	15.74	597.0	31.64	719.4	38.13	11.0	0.58	17.0	0.90	32.0	1.70
1971	2 387.9	236.0	9.88	331.0	13.86	852.0	35.68	910.7	38.14	13.0	0.54	16.0	0.67	27.0	1.13
1972	2 586.3	271.0	10.48	384.0	14.85	821.0	31.74	1 004.5	38.84	14.0	0.54	17.0	0.66	72.0	2.78
1973	2 966.0	303.0	10.24	400.0	13.51	1 102.0	37.23	1 071.5	36.20	17.0	0.57	17.0	0.57	47.0	1.59
1974	3 206.0	333.0	10.39	420.0	13.10	1 024.0	31.94	1 328.0	41.42	18.0	0.56	11.0	0.34	69.0	2.15
1975	3 284.1	353.0	10.75	365.0	11.11	1 019.0	31.03	1 447.9	44.09	17.0	0.52	13.0	0.40	65.0	1.98
1976	3 322.4	394.0	11.86	353.0	10.62	1 092.0	32.87	1 387.7	41.77	21.0	0.63	11.0	0.33	60.0	1.80
1977	3 674.2	457.0	12.44	313.0	8.52	1 276.0	34.73	1 552.9	42.26	21.0	0.57	17.0	0.46	32.0	0.87
1978	3 951.7	507.0	12.83	291.0	7.36	1 417.0	35.86	1 652.2	41.81	24.0	0.61	14.0	0.35	41.0	1.04
1979	3 911.1	526.0	13.45	278.0	7.11	1 407.0	35.97	1 616.2	41.32	26.0	0.66	16.0	0.41	36.0	0.92
1980	3 211.8	512.0	15.94	375.0	11.68	1 139.0	35.46	1 117.9	34.81	30.0	0.93	14.0	0.44	18.0	0.56
1981	2 957.4	448.7	15.17	341.2	11.54	1 060.1	35.84	1 026.5	34.71	29.3	0.99	17.7	0.60	28.0	0.95
1982	2 791.9	425.1	15.23	228.2	8.17	947.5	33.94	1 130.5	40.49	29.6	1.06	-	-	25.1	0.90
1985 ^{b/}	2 630.0	416.0	15.84	217.0	8.25	898.0	34.15	1 040.0	39.54	21.0	0.80	10.0	0.38	23.0	0.87
1990 ^{b/}	2 814.0	469.0	16.67	209.0	7.42	961.0	34.15	1 113.0	39.54	22.0	0.80	11.0	0.38	24.0	0.87

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

Nota: No se presenta la columna de carbón mineral y coque por ser marginal, pero está incluida en el total.

a/ Incluye agro y pesca.

b/ Proyecciones.



Cuadro 16

EL SALVADOR: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR OTROS^{a/}

	Total (TCal)	Electricidad		Gasolina		Queroseno		Diesel		Combustóleo	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	227.0	74.0	32.60	12.0	5.29	6.0	2.64	68.0	29.96	67.0	29.51
1971	204.0	79.0	38.73	26.0	12.74	10.0	4.90	56.0	27.45	33.0	16.18
1972	236.0	86.0	36.44	7.0	2.96	10.0	4.24	64.0	27.12	69.0	29.24
1973	322.0	93.0	28.88	8.0	2.48	9.0	2.80	204.0	63.35	8.0	2.49
1974	262.0	100.0	38.17	19.0	7.25	31.0	11.83	109.0	41.60	3.0	1.15
1975	281.0	109.0	38.79	18.0	6.41	4.0	1.42	105.0	37.37	45.0	16.01
1976	286.0	128.0	44.76	17.0	5.94	4.0	1.40	134.0	46.85	3.0	1.05
1977	279.0	137.0	49.10	22.0	7.89	2.0	0.72	117.0	41.93	1.0	0.36
1978	341.0	150.0	43.99	10.0	2.93	3.0	0.88	122.0	35.78	56.0	16.42
1979	330.0	154.0	46.67	12.0	3.64	2.0	0.60	112.0	33.94	50.0	15.15
1980	159.0	158.0	99.37	-	-	1.0	0.63	-	-	-	-
1981	169.3 ^{b/}	161.1	95.16	-	-	0.8	0.47	6.4	3.78	-	-
1982	213.6 ^{c/}	157.9	73.92	-	-	1.4	0.66	12.6	5.90	41.7	19.52
1985 ^{d/}	226.0	162.0	71.50	5.0	2.41	2.0	0.66	38.0	16.85	19.0	8.58
1990 ^{d/}	256.0	183.0	71.50	6.0	2.41	2.0	0.66	43.0	16.85	22.0	8.58

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Comprende público y no identificado.

b/ Incluye 1 TCal de gas licuado.

c/ Incluye 6.4 TCal de gas licuado.

d/ Proyecciones.

Cuadro 17

GUATEMALA: CONSUMO NETO DE HIDROCARBUROS^{a/}

	Total (TCal)	Gas licuado		Gasolinas		Queroseno		Diesel		Pesados	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1975	7 299	358	4.90	2 415	33.09	764	10.47	2 533	34.70	1 229	16.84
1976	8 140	363	4.46	2 568	31.55	801	9.84	2 623	32.22	1 785	21.92
1977	9 368	430	4.59	2 962	31.62	880	9.39	3 209	34.25	1 887	20.14
1978	9 838	426	4.33	3 173	32.25	979	9.95	3 369	34.24	1 891	19.22
1979	10 496	477	4.54	3 170	30.20	1 051	10.01	3 570	34.01	2 228	21.23
1980	9 875	474	4.80	2 766	28.01	985	9.97	3 974	40.24	1 676	16.97
1981	9 513	506	5.32	2 491	26.19	1 038	10.91	3 978 ^{b/}	41.82	1 500 ^{b/}	15.77
1982	8 881	532	5.99	2 353	26.49	952	10.72	3 776	42.52	1 268	14.28
1985 ^{c/}	8 762	526	6.00	2 322	26.50	937	10.70	3 724	42.50	1 253	14.30
1990 ^{c/}	9 963	598	6.00	2 640	26.50	1 066	10.70	4 234	42.50	1 425	14.30

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Se excluye el consumo de EXMIBAL.

b/ Cifras estimadas por desconocerse el consumo de EXMIBAL en ese año.

c/ Proyecciones.

Cuadro 18

HONDURAS: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL POR SECTORES^{a/}

	Total (TCal)	Residencial y comercial		Transporte		Industrial		Otros	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	3 633.5	462.0	12.72	1 386.7	38.16	1 624.4	44.71	160.4	4.41
1971	3 700.3	504.3	13.63	1 478.5	39.96	1 552.5	41.95	165.0	4.46
1972	3 985.8	521.1	13.07	1 581.7	39.68	1 708.9	42.88	174.1	4.37
1973	4 344.9	558.0	12.84	1 755.8	40.41	1 838.9	42.32	192.2	4.42
1974	4 403.8	541.4	12.29	1 659.5	37.68	2 014.1	45.74	188.8	4.29
1975	4 831.5	570.5	11.81	1 730.5	35.82	2 314.5	47.90	216.0	4.47
1976	4 913.9	619.9	12.61	1 817.0	36.98	2 231.2	45.41	245.8	5.00
1977	5 434.7	685.9	12.62	1 940.9	35.71	2 481.1	45.65	326.8	6.01
1978	5 941.2	761.1	12.81	2 112.3	35.55	2 697.0	45.40	370.8	6.24
1979	6 456.7	829.1	12.84	2 233.8	34.60	3 007.3	46.58	386.5	5.98
1980	6 757.2	857.9	12.70	2 159.6	31.96	3 353.3	49.62	386.4	5.72
1981	6 480.2	850.1	13.11	2 185.5	33.73	3 099.4	47.83	345.2	5.33
1985 ^{b/}	6 587.0	840.0	12.75	2 134.0	32.39	3 212.0	48.77	401.0	6.09
1990 ^{b/}	8 424.0	1 074.0	12.75	2 631.0	31.23	4 179.0	49.61	540.0	6.41

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

^{a/} No incluye consumo propio de la refinería.^{b/} Proyecciones.

Cuadro 19

HONDURAS: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL^{a/}

	Total (TCal)	Electricidad		Gas licuado		Queroseno		Carbón de leña	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	462.0	92.4	20.00	45.5	9.85	284.1	61.49	40.0	8.66
1971	504.3	100.8	19.99	53.0	10.51	309.3	61.43	40.7	8.07
1972	521.1	110.2	21.15	56.3	10.80	313.2	60.10	41.4	7.95
1973	558.0	122.8	22.01	65.3	11.70	327.7	58.73	42.2	7.56
1974	541.4	131.2	24.23	66.1	12.21	301.1	55.62	43.0	7.94
1975	570.5	144.2	25.23	73.1	12.81	309.4	54.23	43.8	7.68
1976	619.9	163.6	26.39	83.1	13.41	328.6	53.01	44.6	7.19
1977	685.9	199.3	29.05	93.4	13.62	347.8	50.71	45.4	6.62
1978	761.1	215.3	28.29	92.0	12.09	407.6	53.55	46.2	6.07
1979	829.1	257.8	31.09	97.3	11.74	426.9	51.49	47.1	5.68
1980	857.9	282.7	32.95	98.3	11.46	429.0	50.01	47.9	5.58
1981	850.1 ^{b/}	313.7	36.90	92.0	10.82	390.7	45.96	48.9	5.75
1985 ^{c/}	840.0	292.0	34.77	83.0	9.88	416.0	49.49	49.0	5.86
1990 ^{c/}	1 074.0	401.0	37.31	95.0	8.82	518.0	48.26	60.0	5.61

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

^{a/} La gasolina y el diesel están incluidos en el sector transporte.^{b/} Incluye 4.8 TCal de combustóleo.^{c/} Proyecciones.

Cuadro 20

HONDURAS: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR TRANSPORTE^{a/}

	Total (TCal)	Gasolinas		Turbocombustible		Diesel	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	1 386.7	732.0	52.79	51.0	3.68	603.7	43.53
1971	1 478.5	802.9	54.30	75.4	5.10	600.2	40.60
1972	1 521.7	830.5	52.51	76.3	4.82	674.9	42.67
1973	1 755.8	890.2	50.73	88.3	5.03	777.3	44.27
1974	1 659.5	813.9	49.04	91.2	5.50	754.4	45.46
1975	1 730.5	787.5	45.51	111.1	6.42	831.9	48.07
1976	1 817.0	819.2	45.09	121.4	6.68	876.4	48.23
1977	1 940.9	871.3	44.89	138.1	7.12	931.5	47.99
1978	2 112.3	936.6	44.34	175.7	8.32	1 000.0	47.34
1979	2 233.8	962.3	43.08	192.6	8.62	1 078.9	48.30
1980	2 159.6	896.6	41.52	207.6	9.61	1 055.4	48.87
1981	2 185.5	866.2	39.64	190.4	8.71	1 128.9	51.65
1985 <u>b/</u>	2 134.0	838.0	39.26	188.0	8.81	1 108.0	51.93
1990 <u>b/</u>	2 631.0	938.0	37.54	232.0	8.81	1 411.0	53.65

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Incluye gasolina y diesel del sector comercial.

b/ Proyecciones.

Cuadro 21

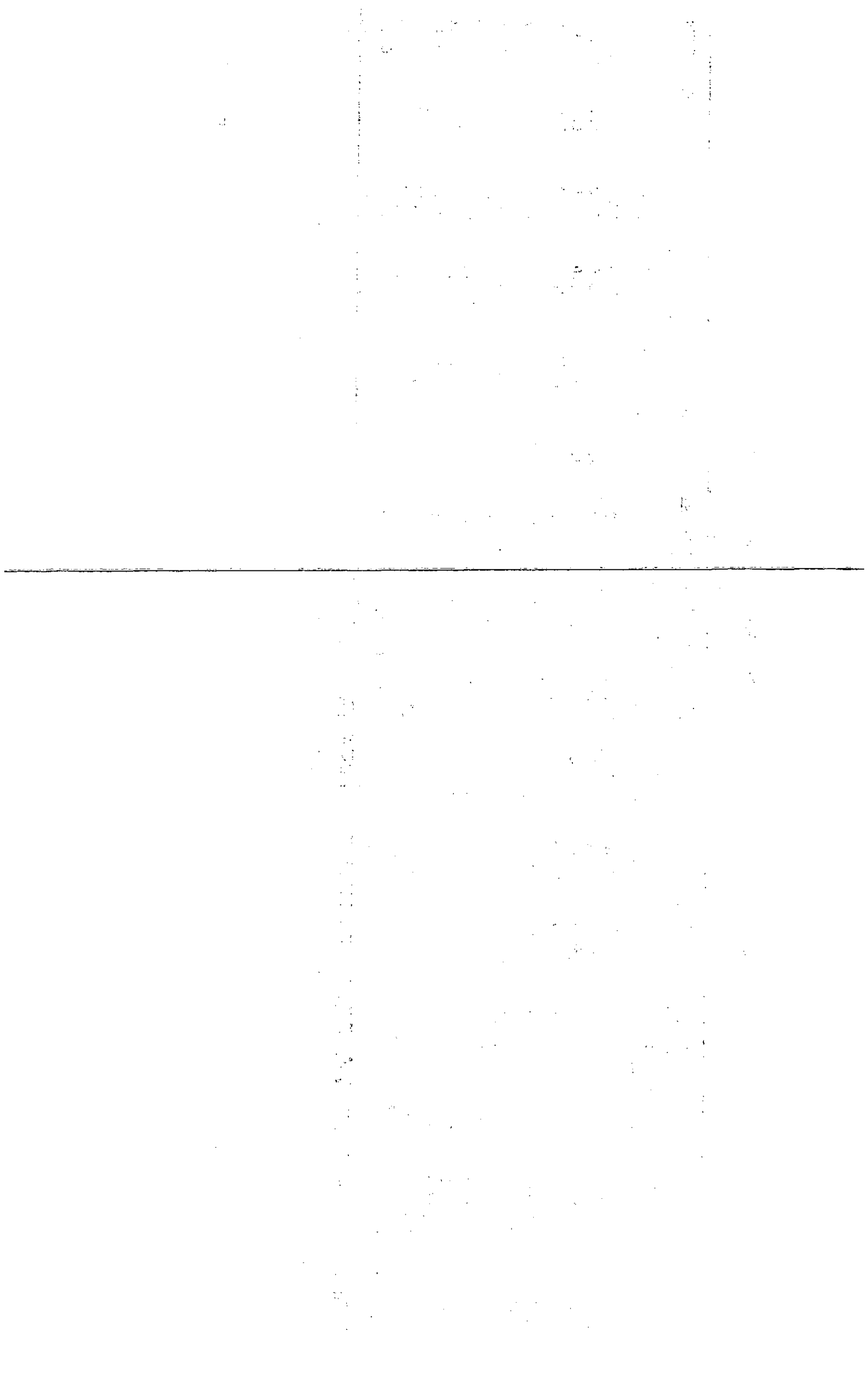
HONDURAS: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR INDUSTRIAL^{a/}

	Total (TCal)	Electricidad		Diesel		Combustible		Residuos vegetales		Gas licuado		Gasolina		Carbón y coque	
		TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes
1970	1 624.4	183.3	11.28	444.2	27.34	627.8	38.65	284.2	17.50	3.6	0.22	78.5	4.83	2.8	0.17
1971	1 552.5	187.0	12.05	441.4	28.43	541.4	34.87	304.6	19.62	4.0	0.26	73.0	4.70	1.1	0.07
1972	1 708.9	187.1	10.95	499.1	29.20	603.4	35.31	334.6	19.58	3.7	0.22	80.0	4.68	1.0	0.06
1973	1 838.9	227.0	12.34	584.7	31.80	622.1	33.83	313.7	17.06	7.5	0.41	82.5	4.49	1.4	0.08
1974	2 014.1	235.8	11.71	563.5	28.23	729.5	36.22	389.4	19.33	8.0	0.40	81.0	4.02	1.9	0.09
1975	2 314.5	253.4	10.95	609.9	26.35	947.7	40.95	414.4	17.90	9.1	0.39	79.0	3.41	1.0	0.04
1976	2 231.2	264.1	11.84	677.5	30.36	753.5	33.77	445.7	19.98	10.4	0.47	78.4	3.51	1.6	0.07
1977	2 481.1	294.2	11.86	828.6	33.39	710.8	28.65	546.6	22.03	10.4	0.42	89.5	3.61	1.0	0.04
1978	2 697.0	291.6	10.81	943.1	34.97	746.8	27.69	591.3	21.92	10.5	0.39	112.4	4.28	1.3	0.05
1979	3 007.3	335.5	11.15	981.6	32.64	909.3	30.24	654.7	21.77	11.9	0.40	110.8	3.68	3.5	0.11
1980	3 353.3	364.1	10.86	964.4	28.76	884.5	26.38	1 033.4	30.81	12.1	0.36	91.4	2.73	3.4	0.10
1981	3 099.4	383.2	12.36	855.7	27.61	765.3	24.69	989.5	31.93	11.8	0.38	87.3	2.82	6.6	0.21
1985 ^{b/}	3 212.0	373.0	11.61	905.0	28.19	820.0	25.53	1 008.0	31.37	12.0	0.37	89.0	2.78	5.0	0.15
1990 ^{b/}	4 179.0	485.0	11.61	1 178.0	28.19	1 067.0	25.53	1 311.0	31.37	16.0	0.37	116.0	2.78	6.0	0.15

Fuente: CEFAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Incluye agro.

b/ Proyecciones.



Cuadro 22

HONDURAS: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR OTROS^{a/}

	Total (TCal)	Electricidad		Gasolina		Queroseno		Diesel		Combustible	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	160.4	14.6	9.1	43.5	27.1	22.0	13.7	72.7	45.3	7.6	4.7
1971	165.0	15.6	9.5	39.3	23.8	24.0	14.5	76.1	46.1	10.0	6.1
1972	174.1	18.1	10.4	37.7	21.6	24.2	13.9	84.2	48.4	9.9	5.7
1973	192.2	16.8	8.7	39.1	20.3	25.4	13.2	99.8	52.0	11.1	5.8
1974	188.8	22.4	11.9	38.4	20.3	23.4	12.4	93.0	49.2	11.6	6.2
1975	216.0	23.1	10.7	43.6	20.2	24.0	11.1	104.0	48.1	21.3	9.9
1976	245.8	24.6	10.7	43.2	17.6	25.5	10.4	129.3	52.6	21.4	8.7
1977	326.8	29.1	8.9	43.9	13.4	26.9	8.2	206.7	63.3	20.2	6.2
1978	370.8	33.2	8.9	45.1	12.3	31.6	8.5	241.1	64.9	19.8	5.4
1979	386.5	39.0	10.1	44.3	11.5	33.1	8.6	250.0	64.7	20.1	5.1
1980	386.4	44.1	11.4	44.6	11.5	33.2	8.6	244.3	63.3	20.2	5.2
1981	345.2	49.7	14.4	44.0	12.8	25.7	7.4	205.1	59.4	20.7	6.0
1985 <u>b/</u>	401.0	43.0	10.7	49.0	12.3	33.0	8.3	253.0	63.1	22.0	5.6
1990 <u>b/</u>	540.0	58.0	10.7	66.0	12.3	45.0	8.3	341.0	63.1	30.0	5.6

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Público.

b/ Proyecciones.

Cuadro 23

NICARAGUA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL POR SECTORES^{a/}

	Total (TCal)	Residencial y comercial		Transporte		Industrial		Otros	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1972	5 199.3	598.5	11.51	1 784.2	34.32	2 526.4	49.74	230.2	4.43
1973	5 752.2	535.3	9.31	2 025.1	35.21	2 959.6	51.45	231.7	4.03
1974	6 338.2	591.5	9.33	2 089.0	32.96	3 393.9	53.55	263.8	4.16
1975	6 541.8	627.1	9.59	2 267.3	34.67	3 352.2	51.24	294.7	4.50
1976	7 453.9	665.0	8.92	2 575.4	34.55	3 891.8	52.21	321.7	4.32
1977	7 974.9	713.9	8.95	2 760.6	34.62	4 114.6	51.59	385.3	4.84
1978	7 487.8	739.0	9.87	2 482.6	33.16	3 777.6	50.45	488.6	6.52
1979	5 839.3	622.5	10.66	1 963.5	33.62	2 836.4	48.57	417.4	7.15
1980	6 420.9	689.0	10.74	2 337.5	36.40	2 737.5	42.63	656.9	10.23
1981	6 779.7	718.5	10.60	2 228.5	32.87	3 050.8	45.00	781.9	11.53
1982	7 000.0	2 280.0	32.57	3 180.0	45.43
1985 ^{b/}	6 594.0	699.0	10.60	2 167.0	32.87	2 967.0	45.00	760.0	11.53
1990 ^{b/}	7 219.0	765.0	10.60	2 373.0	32.87	3 321.0	46.00	760.0	10.53

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ No incluye consumo propio de la refinería.

b/ Proyecciones.

Cuadro 24

NICARAGUA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL

	Total (TCal)	Electricidad		Gas licuado		Queroseno		Carbón de leña	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1972	598.5	212.0	35.42	106.7	17.83	186.0	31.03	93.8	15.67
1973	535.8	174.2	32.51	81.2	15.15	185.9	34.70	94.5	17.64
1974	591.5	223.9	37.85	105.1	17.77	169.0	28.40	94.5	15.98
1975	627.1	250.4	39.93	109.2	17.41	172.3	27.42	95.2	15.18
1976	665.0	283.4	42.62	123.0	18.50	162.7	24.46	95.9	14.42
1977	713.9	318.0	44.54	136.1	19.07	163.2	22.86	96.6	13.53
1978	739.0	330.7	44.75	141.4	19.13	169.6	22.95	97.3	13.13
1979	622.5	278.5	44.74	112.3	18.04	133.7	21.48	98.0	15.74
1980	689.0	324.7	47.13	137.6	19.97	128.0	18.58	98.7	14.32
1981	718.5	332.7	46.30	156.2	21.74	133.7	18.61	95.9	13.35
1982	160.0	100.0	...
1985 <u>a/</u>	699.0	339.0	48.55	140.0	20.06	127.0	18.10	93.0	13.29
1990 <u>a/</u>	765.0	385.0	50.32	156.0	20.36	126.0	16.53	93.0	12.79

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Proyecciones.

Cuadro 25

NICARAGUA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR TRANSPORTE

	Total (TCal)	Gasolinas		Turbocombustible		Diesel	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1972	1 784.2	1 060.7	59.45	168.4	9.44	555.1	31.11
1973	2 025.1	1 243.4	61.40	155.8	7.69	625.9	30.91
1974	2 089.0	1 249.7	59.82	144.1	6.90	695.2	33.28
1975	2 267.8	1 362.1	60.06	199.1	8.78	706.6	31.16
1976	2 757.4	1 525.6	59.24	274.7	10.66	775.1	30.10
1977	2 760.6	1 611.9	58.39	236.1	8.55	912.6	33.06
1978	2 482.6	1 482.1	59.70	187.2	7.54	813.3	32.76
1979	1 963.5	1 136.6	57.89	135.0	6.87	691.9	35.24
1980	2 337.5	1 205.8	51.59	182.6	7.81	949.1	40.60
1981	2 228.5	1 081.6	48.54	160.1	7.18	986.8	44.28
1982	2 280.0	1 030.0	45.18	210.0	9.21	1 040.0	45.61
1985 a/	2 167.0	1 052.0	48.54	156.0	7.18	959.0	44.28
1990 a/	2 373.0	1 152.0	48.54	170.0	7.18	1 051.0	44.28

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Proyecciones.

Cuadro 26

NICARAGUA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR INDUSTRIAL^{a/}

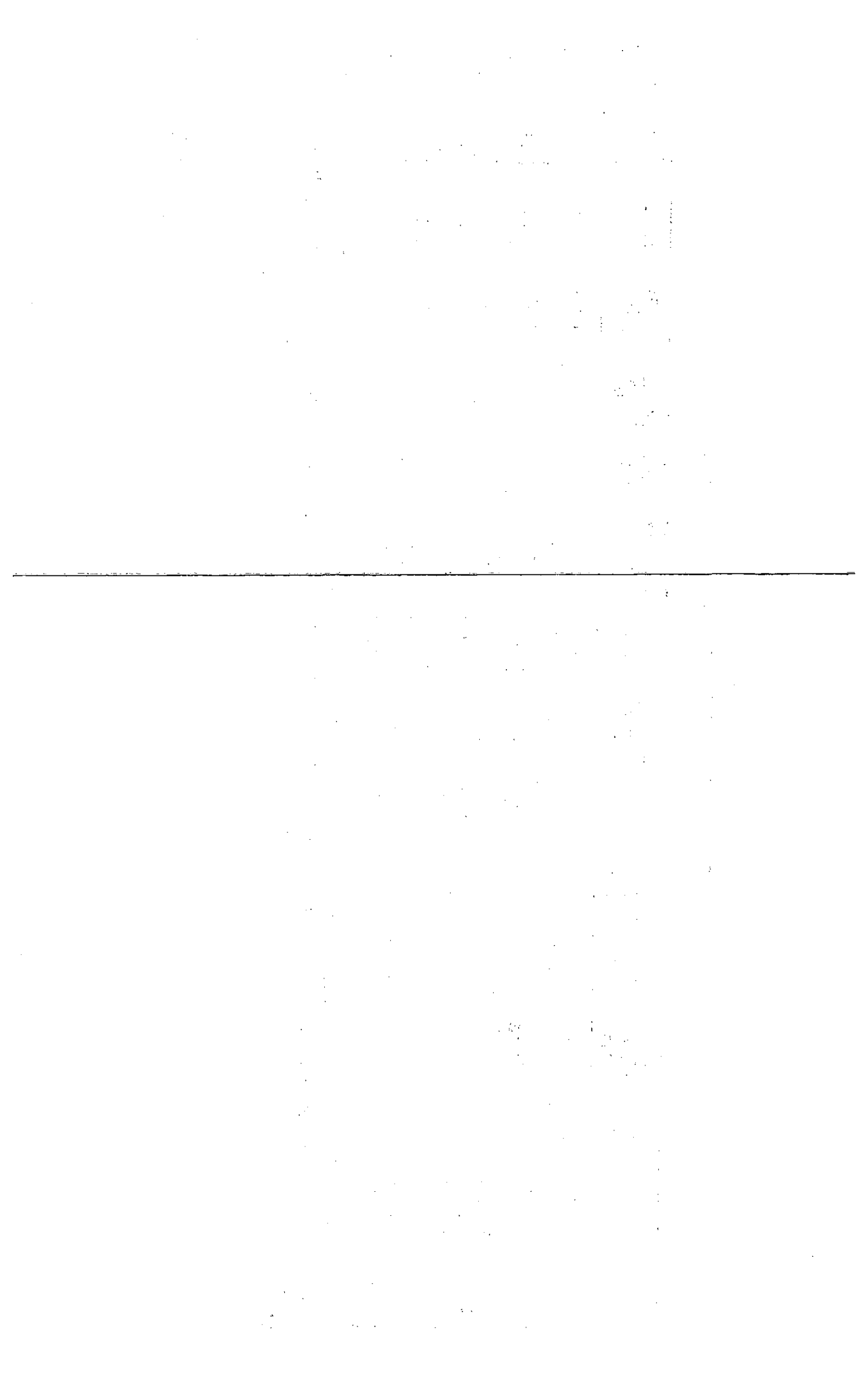
	Total (TCal)	Electricidad		Diesel		Combustóleo		Residuos vegetales		Gas licuado		Gasolina		Queroseno	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1972	2 586.4	311.5	12.04	670.8	25.94	485.7	18.78	905.3	35.00	35.3	1.36	147.5	5.70	9.1	0.35
1973	2 959.6	320.5	10.83	744.5	25.16	714.5	24.14	958.9	32.40	28.6	0.97	160.0	5.41	10.3	0.35
1974	3 393.9	382.9	11.28	985.2	29.03	790.4	23.29	999.5	29.45	38.6	1.13	155.2	4.57	17.4	0.51
1975	3 352.2	385.5	11.50	917.2	27.36	671.4	20.03	1 147.5	34.23	36.5	1.09	157.3	4.69	10.6	0.32
1976	3 891.8	435.3	11.19	1 035.6	26.61	812.4	20.87	1 347.0	34.61	37.2	0.96	178.9	4.60	18.5	0.48
1977	4 114.6	468.4	11.38	1 182.4	28.74	831.9	20.22	1 361.4	33.09	40.8	0.99	180.9	4.40	20.4	0.50
1978	3 777.6	449.3	11.90	1 058.6	28.02	591.8	15.67	1 448.1	38.33	32.4	0.86	150.6	3.99	18.1	0.48
1979	2 836.4	358.4	12.63	589.9	21.11	412.6	14.55	1 326.5	46.77	25.6	0.90	84.1	2.97	7.8	0.28
1980	2 737.5	573.0	13.63	470.9	17.20	596.1	21.78	1 164.9	42.55	24.2	0.88	64.3	2.35	20.0	0.73
1981	3 050.8	385.8	12.65	580.3	19.02	602.3	19.74	1 316.3	43.15	29.0	0.95	88.2	2.89	22.4	0.73
1982	3 180.0	390.0	12.26	560.0	17.61	570.0	17.92	1 530.0	48.11	20.0	0.63	90.0	2.83	10.0	0.31
1985 <u>b/</u>	2 967.0	375.0	12.65	564.0	19.02	586.0	19.74	1 280.0	43.15	28.0	0.95	86.0	2.89	22.0	0.73
1990 <u>b/</u>	3 321.0	420.0	12.65	697.0	21.00	656.0	19.74	1 367.0	41.17	32.0	0.95	96.0	2.89	24.0	0.73

Fuente: CEPAT, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

Nota: No se presentan las columnas de carbón mineral y coque ni la de carbón de leña por ser marginales, pero están incluidas en el total.

a/ Incluye agro.

b/ Proyecciones.



Cuadro 27

NICARAGUA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR OTROS^{a/}

	Total (TCal)	Electricidad		Gasolina		Queroseno		Diesel		Combustible	
		TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes	TCal	Porcentajes
1972	230.2	26.1	11.34	146.1	63.47	2.0	0.87	54.8	23.80	1.2	0.52
1973	231.7	15.2	6.56	164.0	70.78	2.0	0.87	50.1	21.62	0.4	0.17
1974	263.8	20.8	7.88	163.2	61.87	1.9	0.72	75.6	28.66	2.3	0.87
1975	294.7	26.9	9.13	165.3	56.09	2.6	0.88	96.0	32.58	3.9	1.32
1976	321.7	34.2	10.63	176.6	54.90	3.7	1.15	101.5	31.55	5.7	1.77
1977	385.8	44.4	11.51	207.3	53.73	5.8	1.50	121.1	31.39	7.2	1.87
1978	488.6	47.9	9.81	220.6	45.15	11.4	2.33	201.7	41.28	7.0	1.43
1979	417.4	43.9	10.52	211.5	50.67	21.7	5.20	130.2	31.19	10.1	2.42
1980	656.9	62.5	9.52	237.6	36.17	17.7	2.69	329.0	50.08	10.1	1.54
1981	781.9	81.2	10.38	230.4	29.47	16.8	2.15	441.9	56.52	11.6	1.48
1982	220.0	430.0	...	10.0	...
1985 ^{b/}	760.0	79.0	10.38	224.0	29.47	16.0	2.15	430.0	56.52	11.0	1.48
1990 ^{b/}	760.0	87.0	11.37	220.0	29.00	16.0	2.15	426.0	56.00	11.0	1.48

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

^{a/} Público.^{b/} Proyecciones.

Cuadro 28

PANAMA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL POR SECTORES^{a/}

	Total (TCal)	Residencial y comercial		Transporte		Industrial		Otros ^{b/}	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	4 345.3	773.7	17.81	2 072.9	47.70	1 396.1	32.13	71.7	1.65
1971	5 193.4	870.9	16.77	2 708.7	52.16	1 497.6	28.84	82.1	1.58
1972	5 465.9	985.1	18.02	2 810.3	51.42	1 525.3	27.91	105.6	1.93
1973	6 059.0	999.5	16.50	3 064.1	50.57	1 847.6	30.49	178.0	1.78
1974	6 737.7	1 024.0	15.20	3 374.9	50.09	2 106.3	31.26	119.6	1.78
1975	7 103.2	1 066.9	15.02	3 535.1	49.77	2 155.0	30.34	139.2	1.96
1976	7 374.3	1 128.1	15.30	3 693.0	49.94	2 325.3	31.53	170.8	2.32
1977	7 573.0	1 162.5	15.35	3 548.7	46.86	2 544.6	33.60	188.7	2.49
1978	8 192.9	1 216.1	14.85	3 787.1	46.22	2 699.7	32.95	212.6	2.59
1979	8 555.6	1 249.1	14.60	3 745.9	43.78	3 012.6	35.21	237.4	2.77
1980	8 249.2	1 284.1	15.57	3 372.3	40.88	3 177.8	38.52	268.5	3.25
1981	7 806.6	1 339.5	17.16	3 444.3	44.12	2 740.6	35.11	282.2	3.61
1982	7 908.1	1 400.0	17.70	3 412.3	43.15	2 791.3	35.30	304.5	3.85
1985 ^{c/}	8 581.0	1 377.0	16.05	3 581.0	41.73	3 194.0	37.22	343.0	4.00
1990 ^{c/}	10 837.0	1 739.0	16.05	4 313.0	39.84	4 157.0	38.36	515.0	4.75

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ No incluye consumo propio de la refinería.

b/ Sólo comprende el sector público, el cual es totalmente electricidad. Por ser muy aleatorio se excluyó de este sector el consumo no identificado (electricidad y combustóleo), el cual sí aparece cuantificado en el consumo neto total.

c/ Proyecciones.

Cuadro 29

PANAMA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL

	Total (TCal)	Electricidad		Gas licuado ^{a/}		Queroseno		Carbón de leña	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	773.7	371.0	47.95	287.4	37.15	107.0	13.83	3.3	1.07
1971	870.9	430.5	49.43	325.4	37.36	107.0	12.29	3.0	0.92
1972	985.1	493.6	50.11	403.6	40.97	80.3	8.15	7.6	0.77
1973	999.5	554.5	55.48	364.4	36.46	73.4	7.34	7.2	0.72
1974	1 024.0	583.2	57.44	374.5	36.57	54.5	5.34	6.8	0.66
1975	1 066.9	613.4	57.49	407.1	38.16	40.0	3.75	6.4	0.60
1976	1 128.1	651.5	57.75	412.1	36.53	58.5	5.19	6.0	0.53
1977	1 162.5	687.3	59.12	411.6	35.41	58.0	4.99	5.6	0.48
1978	1 216.1	715.7	58.85	432.5	35.56	62.7	5.16	5.2	0.43
1979	1 249.1	765.1	61.25	421.4	33.74	57.8	4.63	4.8	0.38
1980	1 284.1	805.3	62.71	424.9	33.09	49.5	3.86	4.4	0.34
1981	1 339.5	848.9	63.37	431.2	32.19	55.4	4.14	4.0	0.30
1982	1 400.0	899.3	64.23	444.2	31.73	52.5	3.75	4.0	0.29
1985 <u>b/</u>	1 377.0	891.0	64.73	436.0	31.65	46.0	3.31	4.0	0.31
1990 <u>b/</u>	1 739.0	1 158.0	66.58	527.0	30.29	50.0	2.86	4.0	0.27

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ Incluye el gas distribuido.b/ Proyecciones.

Cuadro 30

PANAMA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR TRANSPORTE^{a/}

	Total (TCal)	Gasolinas		Turbocombustible		Diesel	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	2 072.9	1 759.7	84.89	87.3	4.21	225.9	10.90
1971	2 708.7	2 037.4	75.22	86.0	3.17	585.3	21.61
1972	2 810.3	2 099.9	74.72	97.4	3.47	613.0	21.81
1973	3 064.1	2 292.3	74.81	84.3	2.75	687.5	22.44
1974	3 374.9	2 355.6	69.80	69.2	2.05	950.1	28.15
1975	3 535.1	2 357.4	66.69	70.8	2.00	1 106.9	31.31
1976	3 683.0	2 466.1	66.96	43.2	1.17	1 173.7	31.87
1977	3 548.7	2 458.3	69.27	37.9	1.07	1 052.5	29.66
1978	3 787.1	2 582.9	68.20	30.9	0.82	1 173.3	30.98
1979	3 745.9	2 414.8	64.46	28.4	0.76	1 302.7	34.78
1980	3 372.3	2 320.8	68.82	24.4	0.72	1 027.1	30.46
1981	3 44.3	2 176.2	63.18	21.4	0.62	1 246.7	36.20
1982	3 412.3	2 133.8	62.53	20.3	0.59	1 258.2	36.87
1985 <u>b/</u>	3 581.0	2 210.0	61.73	18.0	0.49	1 353.0	37.78
1990 <u>b/</u>	4 313.0	2 557.0	59.21	16.0	0.36	1 745.0	40.43

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

a/ No incluye consumo a bordo.b/ Proyecciones.

Cuadro 31

PANAMA: CONSUMO NETO DE ENERGIA COMERCIAL. SECTOR INDUSTRIAL^{a/}

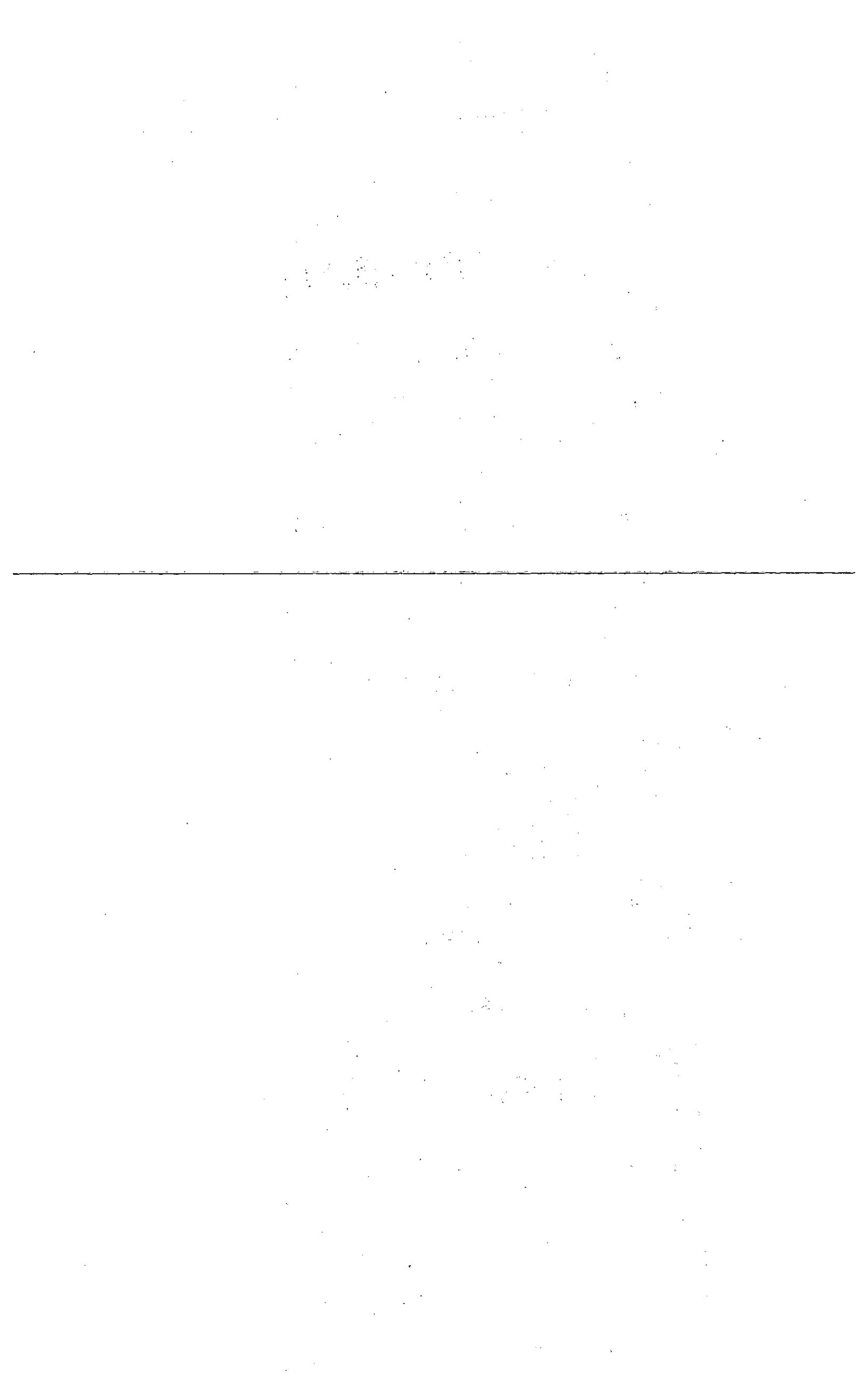
	Total (TCal)	Electricidad		Diesel		Combustóleo		Residuos vegetales		Gas licuado		Queroseno		Carbón y coque	
		TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes	TCal	Porcen- tajes
1970	1 396.1	168.5	12.07	281.2	20.14	564.5	40.43	369.7	26.48	6.2	0.44	0.8	0.06	5.2	0.37
1971	1 497.6	196.5	13.12	260.0	17.36	610.5	40.77	410.9	27.44	7.4	0.49	1.1	0.07	11.2	0.75
1972	1 525.9	197.4	12.94	293.3	19.20	583.6	38.25	376.6	24.68	8.2	0.54	2.6	0.17	64.2	4.21
1973	1 847.6	214.3	11.60	367.4	19.89	780.6	42.25	378.1	20.46	10.6	0.57	2.8	0.15	93.8	5.08
1974	2 106.3	222.6	10.57	444.8	21.12	825.6	39.20	558.8	26.53	15.3	0.73	3.6	0.17	35.6	1.69
1975	2 554.9	236.6	10.98	442.1	20.52	791.2	36.71	658.7	30.57	16.7	0.77	4.5	0.21	5.1	0.24
1976	2 325.3	208.0	8.95	552.1	23.74	701.3	30.16	840.3	36.14	18.6	0.80	4.6	0.20	0.4	0.02
1977	2 544.6	208.9	8.21	621.1	24.41	740.0	29.08	946.0	37.18	23.0	0.90	5.6	0.22	-	-
1978	2 699.7	222.0	8.22	712.4	26.39	700.3	25.94	1 033.0	38.26	25.4	0.94	6.6	0.25	-	-
1979	3 012.6	262.9	8.73	813.4	27.00	810.8	26.91	1 075.4	35.70	44.0	1.46	6.1	0.20	-	-
1980	3 177.8	301.5	9.49	1 169.5	36.80	614.0	19.32	1 036.6	32.62	51.0	1.61	5.2	0.16	-	-
1981	2 740.6	288.1	10.51	958.7	34.98	644.3	23.51	798.2	28.76	55.0	2.01	6.3	0.23	-	-
1982	2 791.3	335.9	12.03	1 007.9	36.11	655.7	23.49	729.8	26.14	56.0	2.01	6.0	0.21	-	-
1985 ^{b/}	3 194.0	335.0	10.49	1 088.0	34.06	735.0	23.01	966.0	30.24	64.0	2.00	6.0	0.20	-	-
1990 ^{b/}	4 157.0	436.0	10.49	1 517.0	36.48	856.0	20.59	1 257.0	30.24	83.0	2.00	8.0	0.20	-	-

Fuente: CEPAL, sobre la base de los balances energéticos del país y proyecciones propias.

Nota: El gas licuado incluye el gas distribuido.

a/ Incluye agro y pesca.

b/ Proyecciones.



Cuadro 32

ISTMO CENTROAMERICANO: ESCENARIOS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE
ELECTRICIDAD. SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL

	Tasa anual acumulativa de crecimiento		Tasa media de crecimiento		
	1970-1982	1979-1982	1983-1984	1985	1986-1990
Costa Rica	7.5	11.7	5.0	5.0	6.0
El Salvador	8.4	1.0	1.0	3.0	5.0
Guatemala	7.9		3.0	4.0	5.3
Honduras	12.2 ^{a/}	10.3 ^{a/}	4.0	6.0	8.0
Nicaragua	6.5 ^{b/}	2.5 ^{c/}	2.5	3.5	4.5
Panamá	6.9	5.5	4.0	4.0	5.0

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

Nota: En Guatemala se incluye también el sector público.

a/ No comprende 1982.

b/ 1972-1981.

c/ 1981.

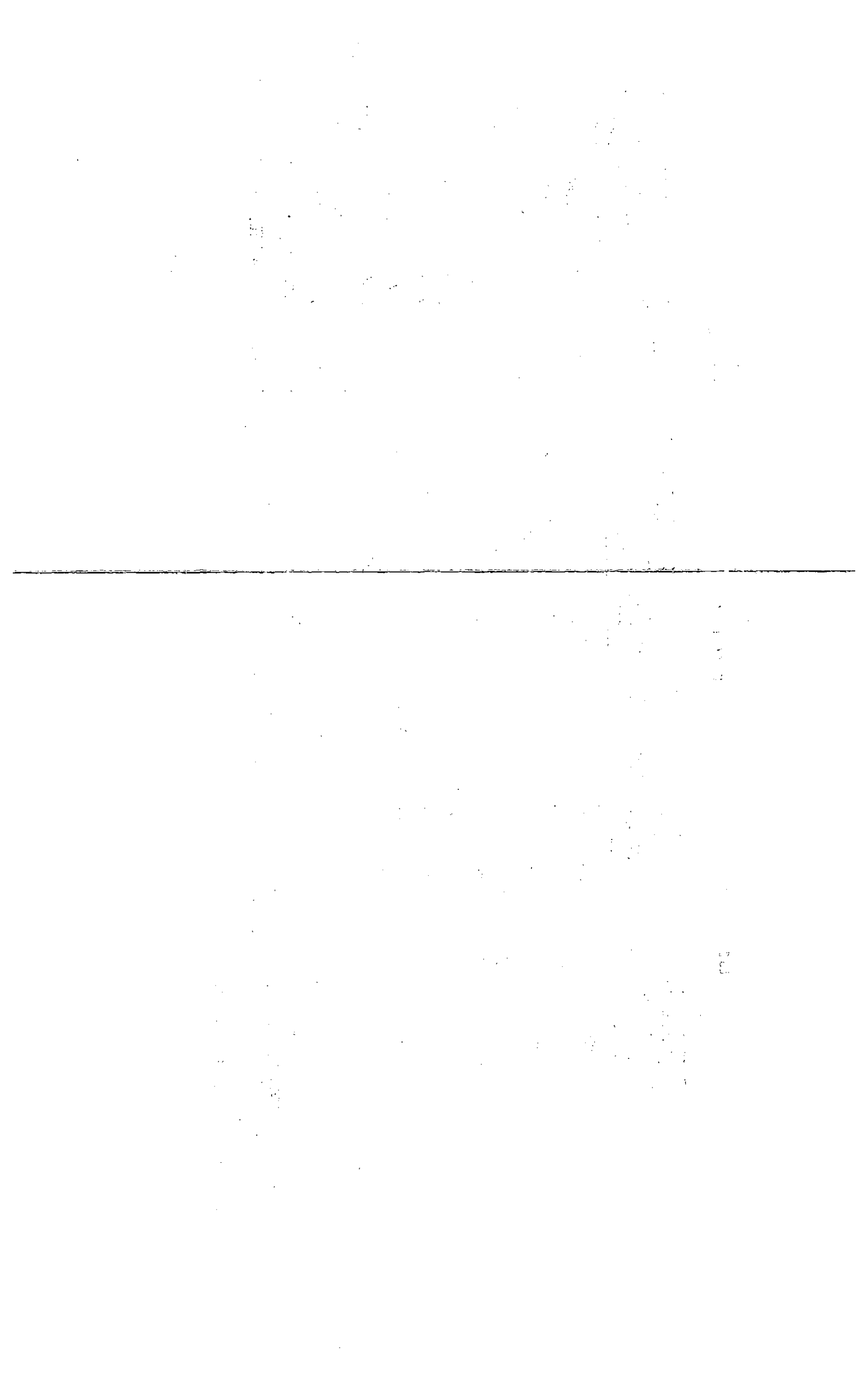
ISTMO CENTROAMERICANO: VARIACION MENSUAL DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

	Guatemala		El Salvador		Honduras		Nicaragua		Costa Rica		Panamá	
	Demanda máxima ^{a/}	Energía mensual ^{b/}	Demanda máxima ^{a/}	Energía mensual ^{b/}	Demanda máxima ^{a/}	Energía mensual ^{b/}	Demanda máxima ^{a/}	Energía mensual ^{b/}	Demanda máxima ^{a/}	Energía mensual ^{b/}	Demanda máxima ^{a/}	Energía mensual ^{b/}
Enero	0.951	8.39	0.851	7.90	0.771	7.27	0.921	8.32	0.936	7.77	0.861	7.67
Febrero	0.941	8.72	0.850	8.20	0.803	7.57	0.970	9.16	0.927	8.96	0.883	7.76
Marzo	0.894	8.28	0.849	8.45	0.880	8.30	0.987	9.32	0.932	7.71	0.901	7.92
Abril	0.910	8.00	0.855	8.08	0.860	8.03	0.988	9.33	0.919	8.26	0.925	8.04
Mayo	0.897	8.05	0.868	8.14	0.906	8.45	0.952	8.99	0.907	8.04	0.959	8.46
Junio	0.869	8.00	0.833	8.15	0.882	8.23	0.862	7.38	0.902	8.48	0.949	8.43
Julio	0.898	8.17	0.840	8.13	0.901	8.23	0.877	7.49	0.908	7.94	0.986	8.85
Agosto	0.894	8.16	0.867	8.13	0.922	8.76	0.859	7.70	0.943	8.47	0.948	8.47
Septiembre	0.931	8.31	0.865	8.30	0.953	9.18	0.912	7.79	0.962	8.54	0.948	8.63
Octubre	0.976	8.30	0.907	8.72	0.970	8.99	0.877	7.25	0.991	8.33	0.960	8.32
Noviembre	0.979	8.75	0.961	8.97	0.980	8.60	0.982	8.36	1.000	8.99	0.970	8.60
Diciembre	1.000	8.87	1.000	8.83	1.000	8.39	1.000	8.91	1.000	8.50	1.000	8.86

Fuente: Actualización de los estudios de mercado. Informe final, citado en "Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano" (E/CEPAL/CCE/SC.5/135; CCE/SC.5/GRIE/VIII/3/Rev.2), septiembre de 1980.

a/ En por uno de la demanda máxima anual.

b/ Porcentajes de la energía anual.



Cuadro 34

ISTMO CENTROAMERICANO: FACTORES DE CARGA

	Potencia mínima/ potencia máxima	Factores de carga			
		1985		1990	
		Estación		Estación	
		Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Costa Rica	0.30	0.60	0.60	0.60	0.60
El Salvador	0.30	0.61	0.63	0.61	0.63
Guatemala	0.30	0.63	0.63	0.63	0.63
Honduras	0.38	0.62	0.69	0.62	0.69
Nicaragua	0.37	0.66	0.64	0.66	0.64
Panamá	0.38	0.69	0.70	0.71	0.73

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras del "Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano" (E/CEPAL/CCE/SC.5/135; CCE/SC.5/GRIE/VIII/3/Rev.2), septiembre de 1980.

Cuadro 35

NICARAGUA: GENERACION TERMICA E IMPORTACION
DE ENERGIA ELECTRICA, 1985

	Unidad	Total	Turbina vapor	Máquinas diesel	Turbina gas
Déficit térmico	GWh	399	394	-	5
Importación	GWh	294 ^{a/}	-	-	-
Generación térmica	GWh	105	100	-	5
Consumo de combustóleo	TCal	280	280	-	-
Consumo de diesel	TCal	22	-	-	22

Fuente: CEPAL, estimaciones propias.

a/ 56 GWh realizados de enero a abril y 238 GWh en el resto del año.

Cuadro 36

HONDURAS: GENERACION TERMICA E IMPORTACION
DE ENERGIA ELECTRICA, 1985

	Unidad	Total	Turbina vapor	Máquinas diesel	Turbina gas
Déficit térmico	GWh	147	-	138	9
Importación	GWh	45 ^{a/}	-	-	-
Generación térmica	GWh	102	-	93	9
Consumo de combustóleo	TCal	198	-	198	-
Consumo de diesel	TCal	44	-	7	37

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Realizadas de enero a abril.

Cuadro 37

COSTA RICA: PROYECCIONES DE CONSUMO
Y GENERACION DE ELECTRICIDAD

(GWh)

	1985	1990
<u>Consumo total</u>	<u>2 297</u>	<u>3 066</u>
Residencial y comercial	1 597	2 137
Industrial y agro	651	871
Otros	49	58
<u>Generación total</u>	<u>2 641</u>	<u>3 526</u>
Sistema nacional interconectado	2 542	3 396
Sistemas aislados (diesel)	24 <u>a/</u>	32 <u>a/</u>
Autoprodutores	75	98
Diesel	50	60
Combustóleo	2	3
Residuos vegetales e hidroelectricidad	23	35

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

a/ Incluye 13 GWh de hidroelectricidad.

Cuadro 38

EL SALVADOR: PROYECCIONES DE CONSUMO
Y GENERACION DE ELECTRICIDAD

(GWh)

	1985	1990
<u>Consumo total</u>	<u>1 324</u>	<u>1 577</u>
Residencial y comercial	603	770
Industrial y agro	484	545
Otros	237	262
<u>Generación total</u>	<u>1 523</u>	<u>1 814</u>
Sistema nacional interconectado	1 432	1 705
Sistemas aislados	-	-
Autoprodutores	91	109
Diesel	91	109
Combustóleo	-	-
Residuos vegetales e hidroelectricidad	-	-

Fuente: Estimaciones de la CRETA

Cuadro 39

GUATEMALA: PROYECCIONES DE CONSUMO
Y GENERACION DE ELECTRICIDAD

(GWh)

	1985	1990
<u>Consumo total</u>	<u>1 381</u>	<u>1 722</u>
Residencial, comercial y público	724	937
Industrial y agro	464	544
<u>Generación total</u>	<u>1 588</u>	<u>1 930</u>
Sistema nacional interconectado	1 565	1 957
Sistemas aislados (diesel)	23	23
Autoprodutores	-	-
Diesel	-	-
Combustóleo	-	-
Residuos vegetales e hidroelectricidad	-	-

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

Cuadro 40

HONDURAS: PROYECCIONES DE CONSUMO
Y GENERACION DE ELECTRICIDAD

(GWh)

	1985	1990
<u>Consumo total</u>	<u>934</u>	<u>1 287</u>
Residencial y comercial	435	639
Industrial y agro	434	564
Otros	65	84
<u>Generación total</u>	<u>1 018</u>	<u>1 403</u>
Sistema nacional interconectado	932	1 296
Sistemas aislados (diesel)	30	30
Autoprodutores	55	77
Diesel	28	38
Combustible	6	8
Residuos vegetales e hidroelectricidad	22	46

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

Cuadro 41

NICARAGUA: PROYECCIONES DE CONSUMO
Y GENERACION DE ELECTRICIDAD

(GWh)

	1985	1990
<u>Consumo total</u>	<u>981</u>	<u>1 159</u>
Residencial y comercial	431	537
Industrial y agro	436	488
Otros	114	134
<u>Generación total</u>	<u>1 129</u>	<u>1 333</u>
Sistema nacional interconectado	1 027	1 213
Sistemas aislados	-	-
Autoprodutores	102	120
Diesel	68	80
Combustóleo	8	9
Residuos vegetales e hidroelectricidad	26	31

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

Cuadro 42

PANAMA: PROYECCIONES DE CONSUMO Y
GENERACION DE ELECTRICIDAD

(GWh)

	1985	1990
<u>Consumo total</u>	<u>1 979</u>	<u>2 624</u>
Residencial y comercial	1 175	1 500
Industrial y agro	390	507
Otros	414	617
<u>Generación total</u>	<u>2 275</u>	<u>3 016</u>
Sistema nacional interconectado	2 105	2 792
Sistemas aislados (diesel)	11	13
Autoprodutores	159	211
Diesel	72	95
Combustóleo	32	19
Residuos vegetales e hidroelectricidad	55	97

Fuente: Estimaciones de la CEPAL.

QUESTION

1. A company's sales are \$100 million and its operating expenses are \$80 million. The company's operating income is \$20 million.



ANSWER

Operating Income = Sales - Operating Expenses = \$100 million - \$80 million = \$20 million.

Anexo IV

ALGUNAS CONSIDERACIONES SOBRE EL METODO DE CALCULO DE LA PRODUCCION
Y EQUIPAMIENTO DE LAS REFINERIAS

Tal como se ha indicado en el capítulo IV, para las cinco refinерías centro-americanas se calculó su producción --debido a su tamaño y estructura-- con base en los rendimientos de los crudos en destilación atmosférica, teniendo en cuenta, cuando fuere necesario, la eventual mezcla de diesel con el residuo atmosférico para lograr la viscosidad requerida para el combustóleo.

Solamente en el caso de la refinерía de Panamá se simuló su operación de acuerdo con su diagrama de refinación, tanto para su estado actual como para el resultante de las ampliaciones propuestas en términos de la instalación de unidades de conversión secundaria.

1. Operación de la actual refinерía de Panamá

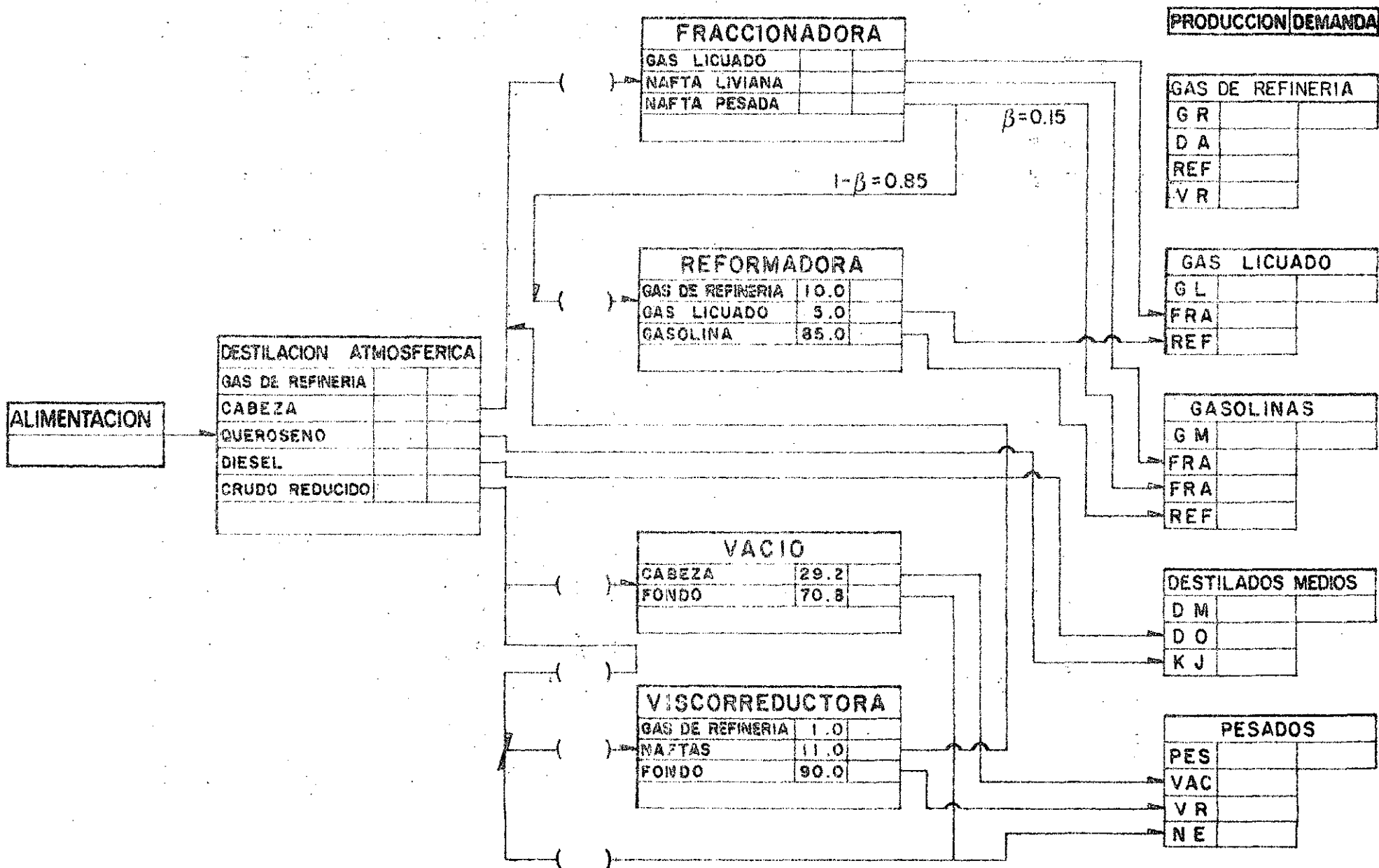
Bajo la alternativa de referencia o de operación nacional aislada, la refinерía actual cubriría su demanda interna, su abastecimiento al Area del Canal y para consumo a bordo, y sus exportaciones regulares, operando aisladamente de las refinерías centroamericanas.

La simulación de esta refinерía se hizo de manera sencilla, considerando solamente las unidades principales (véase el gráfico 1). El crudo se alimenta a la unidad de destilación atmosférica donde se obtiene la cabeza de ligeros, los destilados medios (queroseno y diesel) y el crudo reducido como fondo, una estructura que varía según el crudo en cuestión. La cabeza resultante de este proceso se pasa por la fraccionadora, produciéndose gas licuado, nafta liviana y nafta pesada. El 85% de esta última se lleva a la reformadora catalítica para aumentar su octanaje y producir adicionalmente gas licuado y de refinерía.^{1/} El crudo reducido que queda como remanente de la destilación atmosférica se destila posteriormente al vacío, usando la cabeza resultante (29.2%) como adición al combustóleo. Con el fondo de vacío se cubren primero los requerimientos de asfalto y el resto se pasa a la viscorreductora donde se produce 90% de combustóleo

1/ Los destilados medios reciben como único tratamiento el de desulfuración.

Gráfico 1

PANAMA: ESQUEMA DE SIMULACION DE LA REFINERIA ACTUAL



10 119 80

y 11% de nafta que se lleva a la fraccionadora. Cuando la capacidad de destilación al vacío resulta insuficiente --en los crudos y mezclas más pesados-- se lleva el sobrante de crudo reducido directamente a la viscorreductora que tiene los rendimientos ya descritos. Se estimó como razonable que el combustible producido con la mezcla de productos obtenidos de ambas unidades cumple con las especificaciones de viscosidad. Se supuso que las unidades desulfuradoras de productos destilados medios y livianos tienen la capacidad necesaria para cumplir su propósito.

2. Operación coordinada de la refinería ampliada

a) Simulación de operación

Como se mencionó en el capítulo IV, en la alternativa regional, la refinería de Panamá produce también los faltantes de livianos y destilados medios de Centroamérica, ampliando las unidades existentes y adicionando las de hydrocracking y coqueo retardado. Estas adiciones tienen como objetivo básico convertir productos pesados en ligeros y medios, siendo el diesel el derivado principal requerido en este caso.

La operación de una refinería de este tipo es muy flexible y requiere de información detallada, pudiendo ser simulada por un método de optimización, aunque tal tratamiento queda fuera del alcance de este trabajo.

Se optó por una simulación física mediante criterios razonables de operación que permitieran tener una idea aproximada de las capacidades necesarias y de la producción de las distintas unidades de la refinería para satisfacer la demanda de derivados. Sobre la base anterior, se estimaron las inversiones y costos de operación correspondientes que permitieron realizar el análisis económico de esta alternativa.

Primeramente, se definieron rendimientos típicos para las unidades de la refinería, así como los flujos principales de productos entre ellas. Se estableció como criterio general de operación que se cubriese la demanda de pesados y destilados medios conjuntamente, ya que el criterio de cubrir gasolinas junto con destilados medios no puede ser resuelto satisfactoriamente debido a las limitaciones del método de simulación empleado, de tal manera

/que con la

que con la solución de dos ecuaciones simultáneas que cumplen con este criterio, se obtuvo la cantidad de crudo a procesar y la fracción (γ) del fondo de la unidad de vacío que entra a la planta de coqueo. Con el volumen de crudo requerido se siguió el diagrama de operación (véase el gráfico 2), calculando la alimentación y producción de cada unidad y obteniendo de esta manera la producción de derivados en el conjunto de la refinería y las capacidades que deben tener cada una de las unidades.

En la operación simulada, la fraccionadora y reformadora de naftas trabajan de manera similar a lo ya descrito para la refinería actual, sólo que en este caso reciben insumos adicionales de las nuevas unidades. De especial importancia es el destino del residuo de destilación atmosférica que en este caso se pasa en su totalidad por la unidad de vacío, y la cabeza (40%) resultante de este proceso se alimenta al hydrocracking --en adición a los gasóleos producidos en la unidad de coqueo--, mientras que el fondo sirve para cubrir la demanda de asfaltos, la demanda de combustóleo (previo tratamiento en la viscorreductora) y para alimentar la unidad de coqueo. Las naftas y gasóleos que se producen en la viscorreductora no se separan del fondo, estimando como razonable que con esto el producto total sea un combustóleo que cumpla con la norma de viscosidad.

Como resultado de la operación antes indicada, se obtiene un conjunto de derivados con mayor contenido de productos livianos e intermedios, especialmente de combustible diesel acorde con la estructura de la demanda regional.

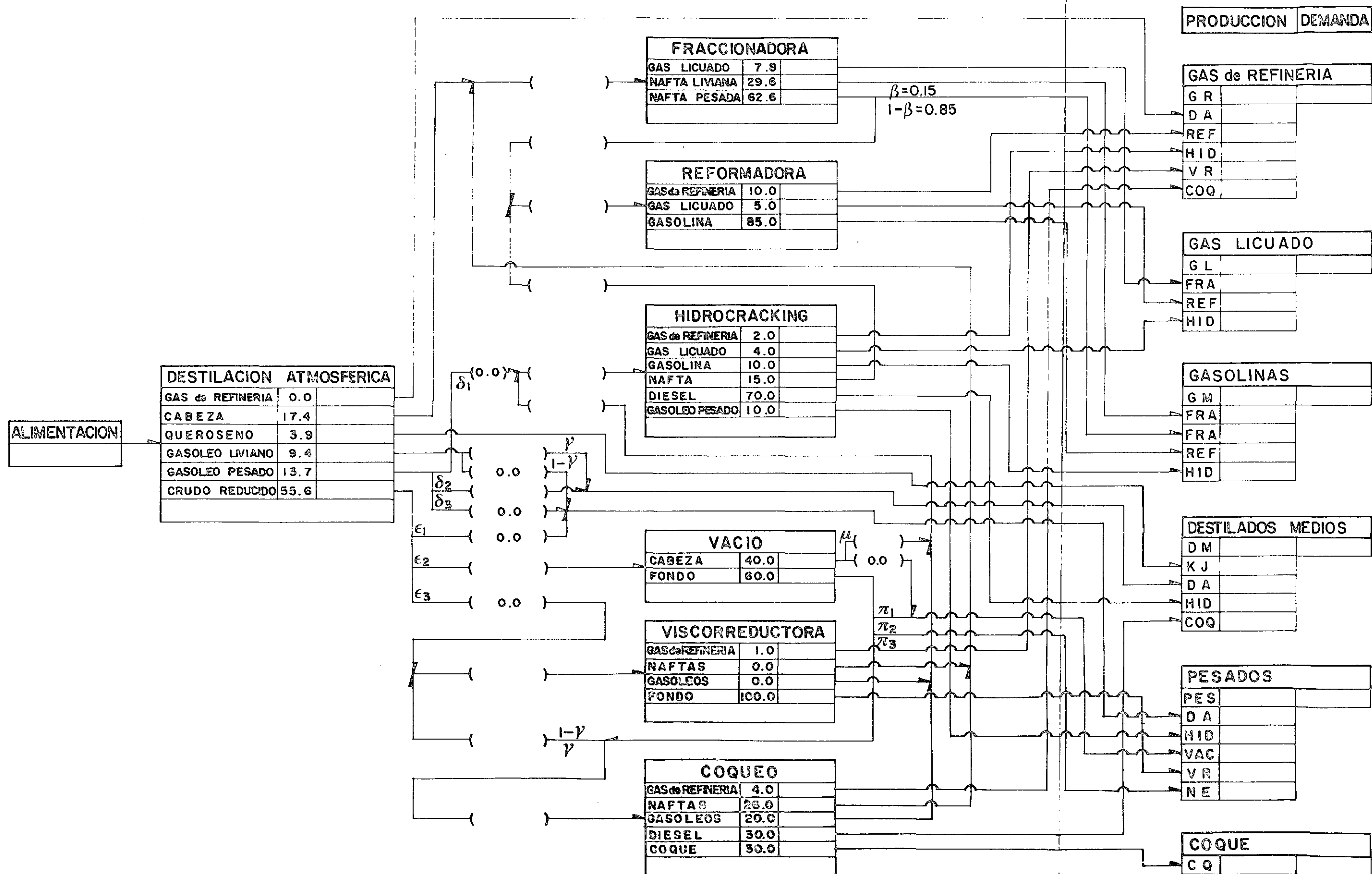
b) Inversiones

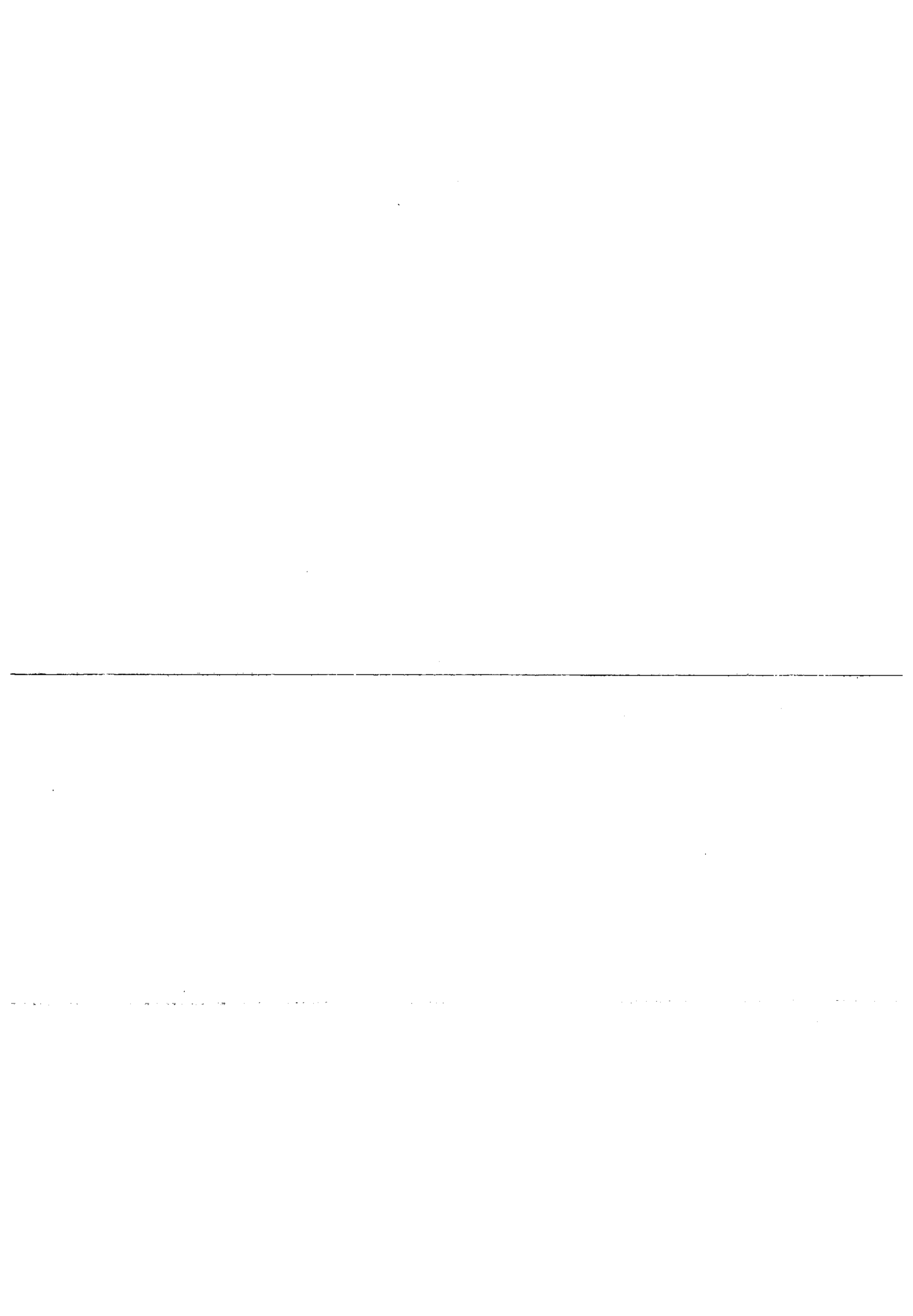
El cálculo de las inversiones requeridas en la refinería se hace tomando como referencia costos de las unidades en los Estados Unidos, para un año y capacidad disponibles. Estos costos se actualizan a 1933 con el índice de construcción de refinerías de Nelson publicado mensualmente en Oil & Gas Journal, y para calcular estos valores para las capacidades requeridas (distintas de la referencia), se toman en cuenta las economías de escala, utilizando la ecuación siguiente:

$$C_B = C_A \left(\frac{V_A}{V_B} \right)^{0.65}$$

donde C_A y C_B son los costos de las unidades de capacidades A y B, mientras que V_A y V_B son sus capacidades respectivas.

ALTERNATIVA REGIONAL: ESQUEMA DE SIMULACION DE OPERACION DE LA REFINERIA DE PANAMA AMPLIADA, 1990





Los costos de las unidades así como los índices de Nelson se refieren a condiciones imperantes en el mercado de los Estados Unidos, y se estima que en los países en desarrollo los costos pueden ser entre un 30% y un 80% más altos. En el caso de Panamá se tomó un 50% que equivale a un factor de localización de 1.5.

Además, los costos mencionados sólo incluyen los comprendidos dentro del área ocupada por la unidad en cuestión. En consecuencia, todas las demás inversiones necesarias para conectar la unidad al resto de la refinería deben ser tomadas en cuenta. Estas instalaciones generales tienen costos que varían entre el 50% y el 70% de las inversiones totales, según se trate de refinerías muy complejas o simples, respectivamente, tomándose en este caso el primer valor. Estos costos incluyen lo referente a producción y distribución de servicios (electricidad, vapor, aire, etc.), adecuación del terreno, instalaciones de expedición de productos, tuberías, y tanques de almacenamiento, excepto los de crudo y diesel que por tener un fuerte déficit fueron considerados por separado.

Por otra parte, las capacidades están expresadas en barriles por día operativo, obtenidas con un factor de servicio que varía entre 0.9 y 0.95, según el tipo de unidad, el cual expresa la fracción de días del año en que efectivamente funciona la unidad.

c) Costos de refinación

Para la refinería actual de Panamá se estimó un costo de 2.50 dólares por barril, operando a plena carga. En la nueva refinería se estimó el costo de refinación y se adicionó a éste los referentes a la ampliación. Para calcular estos últimos se estiman primero los costos directos de operación de cada unidad, tomando un valor medio de los publicados por Nelson en Guide to Refinery Operating Costs (Process Costimating) y corrigiéndolo por el tamaño de planta. Estos valores se actualizaron a 1983 mediante el índice de operación de refinerías del mismo autor, y se transformaron a costo por barril de crudo procesado a través de la proporción que guarda la carga de la nueva unidad, o de la ampliación de la existente, con respecto a la carga de crudo. Estos costos directos incluyen mano de obra, mantenimiento,

/electricidad,

electricidad, combustible, químicos y otros, pero no el costo de capital. Este último se calculó pasando la inversión total a 20 anualidades equivalentes, con una tasa de descuento del 11% y dividiendo las anualidades por la cantidad de barriles a refinar en 1990.

Por otro lado, las nuevas unidades y ampliaciones producen gas de refinación en una cantidad igual al 2% del crudo procesado; el cual tiene un valor que se estima semejante al del combustóleo que sustituye en el proceso. Consecuentemente, debido a que los costos directos de operación ya incluían combustibles, el valor del gas se descontó del costo de refinación.

