



ORGANIZACION LATINOAMERICANA  
DE ENERGIA



CEPAL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA  
LATINA Y EL CARIBE

---

Circulación restringida - OLADE  
1-011-HC-DEPE/92

# Opciones para el Abastecimiento de Hidrocarburos al Istmo Centroamericano

## VERSION PRELIMINAR

## SUJETA A REVISION

Quito, 10 de abril de 1992



## PRESENTACION

Los Ministros de Energía del Istmo Centroamericano, reunidos en Panamá el 29 de noviembre de 1991, solicitaron a OLADE y a la CEPAL, la realización de un estudio en donde se propusieran nuevos esquemas más eficientes para el abastecimiento de hidrocarburos a la subregión y se analizara el papel que el Estado debe asumir en dicho subsector económico. El trabajo será presentado en la próxima Reunión de Ministros de Energía de América Central, a celebrarse en Guatemala los días 29 y 30 de abril de 1992.

El presente documento, resultado de un esfuerzo conjunto entre OLADE y la CEPAL, se presenta a la consideración de los Ministros como respuesta a la anterior solicitud y pretende dar un marco de referencia que permitirá a los países del Istmo Centroamericano ir avanzando en la implantación de un esquema técnica y económicamente adecuado para el abastecimiento de hidrocarburos a la subregión.



	Página
<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>i</b>
<b>1. LA EVOLUCION DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS .....</b>	<b>1</b>
Evolución de la Demanda .....	1
Infraestructura .....	3
Importaciones de Combustibles .....	10
Los Precios de Importaciones y los Precios Internos .....	11
<b>2. ANALISIS ECONOMICO DEL ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS .....</b>	<b>13</b>
Análisis Microeconómico: Inviabilidad Económica de las Refinerías...	13
Análisis Macroeconómico: La Importación Directa de Productos Reduce Costos de Abastecimiento .....	15
<b>3. PROPUESTAS DE ESTRATEGIAS PARA MEJORAR EL FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DE HIDROCARBUROS EN LA SUBREGION .....</b>	<b>18</b>
Estrategia para el Corto Plazo .....	18
Estrategias para el Mediano Plazo .....	20
Políticas Macroeconómicas Generales .....	22
Acciones Inmediatas para la Ejecución de las Estrategias .....	23
<b>ANEXOS</b>	
ANEXO I: Proyección del consumo de hidrocarburos 1992-1996. Embarques de petróleo y derivados - 1990 .....	26
ANEXO II: Análisis Microeconómico ("Net back") .....	33
ANEXO III: Análisis Macroeconómico .....	36



## RESUMEN EJECUTIVO

### Situación Actual

#### Crecimiento de la demanda

1. Debido a la necesidad de incrementar sustancialmente la producción de energía eléctrica a través de generación termoeléctrica, se prevé que el consumo de hidrocarburos aumentará a ritmos superiores a los de años pasados. Para 1996 se estima que a nivel subregional se consumirán 53 millones de barriles de derivados de petróleo, lo que significa una tasa de crecimiento promedio del 4.8% con respecto a 1991. El desarrollo hidroeléctrico y geotérmico de fines de los setenta y comienzos de los ochenta, aunado a que las demandas fueron menores a las estimadas, permitió enfrentar el crecimiento de la demanda de electricidad durante los pasados siete años sin incorporar nuevas centrales. Esta situación ya se ha revertido y por lo tanto, al menos durante los próximos cinco años, el incremento de la demanda de electricidad tendrá que ser satisfecha mayormente mediante generación térmica, tanto de las plantas existentes como de otras adicionales a construir, lo cual incrementará las necesidades de diesel y fuel oil.

2. El abastecimiento de la demanda de hidrocarburos tiene una incidencia elevada sobre las economías de la subregión, requiriendo importantes recursos económicos. Durante 1991 los seis países del Istmo Centroamericano importaron 46 millones de barriles de petróleo y derivados, a un costo de 1.073 millones de dólares; la factura petrolera representó alrededor del 10% del valor de las exportaciones de bienes y servicios de la subregión.

#### Infraestructura petrolera inadecuada

3. Durante los últimos doce años, las inversiones en mejoramiento o ampliación de la infraestructura existente del subsector petrolero (refinerías, almacenamiento y poliductos) fueron reducidas, lo cual no permitió una adecuación de la estructura productiva a las exigencias del mercado interno de productos refinados. Las refinerías generan grandes cantidades de productos pesados, mientras que la demanda requiere básicamente combustibles livianos e intermedios (gasolinas y diesel); esta situación ha provocado, durante las últimas dos décadas, una disminución del factor de utilización medio de la capacidad de refinación de la subregión.

4. La estructura de las refinerías existentes y los precios relativamente bajos de los derivados, en comparación con los de los crudos, han provocado importaciones cada vez mayores de productos limpios y crudos reconstituidos. En efecto, en 1991 el 40% de las importaciones estuvo constituido por productos limpios, el 25% por crudos reconstituidos y el 35% por crudos naturales. Este cambio en las estructuras de las importaciones ha disminuido la utilización del Acuerdo de San José, particularmente en el caso de México, que no suministra derivados ni crudos reconstituidos.

5. La escasa capacidad de almacenamiento, que en general prevalece en los países de la subregión, con la excepción de Panamá, obliga a realizar compras frecuentes. Este hecho, además de incrementar los riesgos de interrupciones en el abastecimiento, incide negativamente en los costos de adquisición del petróleo y sus derivados y aumenta el valor de los fletes pagados. Asimismo

conduce --aunado a la escasez de recursos humanos calificados para negociar las importaciones, las restricciones cambiarias y la demora en los trámites administrativos-- a que algunos países de la subregión paguen precios menos competitivos que otros, por los mismos productos.

### **Ineficiencia económica**

6. Las condiciones en que se desenvuelven actualmente las actividades petroleras en los países de la subregión, emiten señales incorrectas a los mercados, fomentando la ineficiencia económica y aumentando los costos del abastecimiento. La aplicación prácticamente generalizada de criterios de regulación de precios en base a costos medios ("cost plus"), sin considerar los reales costos de oportunidad de los productos petroleros, y la protección a la refinación local a través del pago de beneficios garantizados por encima de sus costos, condujeron a niveles injustificadamente altos de los precios internos (sin incluir cargas fiscales), por encima de los internacionales.

7. Desde el punto de vista microeconómico, las refinerrías existentes en el Istmo Centroamericano no son viables en condiciones de mercado libre. Al establecerse los precios internos en base a sus costos de oportunidad (precios CIF en frontera), la estructura actual de las refinerrías y los precios relativos en el mercado internacional determinan un valor de la producción ("net-back") insuficiente para cubrir el precio del crudo procesado y los costos de refinación, produciéndose una pérdida neta. Si hubieran estado vigentes estas condiciones de mercado y precios, en 1991 las empresas refinadoras de la subregión hubieran incurrido en pérdidas comerciales estimadas dentro de un rango que va, en los distintos países, desde 0.85 hasta 6.09 dólares por barril.

8. A nivel macroeconómico, también se concluye que para los países el mínimo costo global del abastecimiento de hidrocarburos se obtiene a través de la importación de todos los productos refinados que requiere el mercado interno. Este resultado es independiente de la eficiencia operacional de las refinerrías y se mantiene aún con los cambios estructurales en la demanda previsible a mediano plazo (1996). La situación podría revertirse únicamente en el caso que puedan justificarse económicamente las elevadas inversiones requeridas para cambiar la estructura de refinación ("upgrading"), lo que debe analizarse muy cuidadosamente para el caso de mercados pequeños como los de los países del Istmo Centroamericano.

## **Estrategias para Mejorar el Abastecimiento de Hidrocarburos**

### **Reestructuración económica e institucional del subsector petrolero**

9. El establecimiento y consolidación de un mercado libre, competitivo y eficiente en el subsector de los hidrocarburos, al interior de los países y en el conjunto de la subregión, bajo una estricta supervisión de los gobiernos, constituye el elemento central para optimizar el abastecimiento de productos petroleros. Esta estrategia permitirá minimizar los costos con un grado aceptable de seguridad en el suministro y para concretarla se requiere una adecuada armonización de las políticas sectoriales entre los países del área. En el cuadro adjunto se resumen las estrategias propuestas para el corto y mediano plazos.



**ESTRATEGIAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO DE HIDROCARBUROS  
A LOS PAISES DEL ISTMO CENTROAMERICANO**

AREA DE ACCION	E S T R A T E G I A S	
	DE CORTO PLAZO	DE MEDIANO PLAZO
<p><b>1. Comercialización</b></p> <p>Importación/exportación de derivados</p> <p>Distribución, transporte interno y comercialización</p> <p>Precios al consumidor y márgenes de comercialización.</p>	<p>Permitir la libre participación de empresas privadas, públicas y/o mixtas, nacionales e internacionales.</p> <p>Permitir la libre participación de empresas privadas, públicas y/o mixtas, nacionales e internacionales.</p> <p>Regulados, sobre la base de criterios económicos.</p>	<p>Optimizar las facilidades de importación y exportación en el Atlántico y el Pacífico.</p> <p>Consolidar la seguridad en el transporte de hidrocarburos.</p> <p>Optimizar el almacenamiento de productos y los sistemas de poliductos nacionales y subregionales.</p> <p>Desarrollar una reserva estratégica.</p> <p>Desregulados; precios y márgenes de comercialización son fijados por el mercado.</p>
<p><b>2. Industrialización</b></p> <p>Refinación</p>	<p>Eliminar el sistema de "utilidades garantizadas" y otorgar protecciones temporales a reinversiones utilizando mecanismos fiscales.</p>	
<p><b>3. Tributación y Control</b></p> <p>Regulación y supervisión gubernamental</p> <p>Política fiscal</p>	<p>Establecer entidad gubernamental ejecutora del programa.</p> <p>Expedir las leyes, reglamentos y otras normas.</p> <p>Coordinar acciones a nivel subregional.</p> <p>Hacer el seguimiento y evaluar el cumplimiento de programa.</p> <p>Establecer sistemas de información y consulta subregional, en el área.</p> <p>Neutral, sin favorecer a unos productos derivados en detrimento de otros, causando distorsiones artificiales en la estructura de la demanda.</p>	<p>Controlar el cumplimiento de las normas expedidas.</p> <p>Avanzar en la determinación de especificaciones técnicas subregionales.</p> <p>Fomentar y asegurar la competencia.</p> <p>Contrarrestar la acción de monopolios que impiden la competencia (acciones anti-trust).</p> <p>Neutral, sin favorecer a los refinadores en perjuicio de los importadores y viceversa.</p>

10. En el ámbito comercial se propone sentar las bases para el establecimiento de un sólido mercado de libre competencia, lo cual implica, la apertura de los mercados, la desmonopolización de la propiedad y administración de la infraestructura y la desregulación de los precios. Ante los riesgos de cartelización que pueden surgir en esas condiciones, será importante el papel estratégico que podrán jugar algunas empresas estatales nacionales existentes.

11. Se plantea, para la fase de industrialización, la eliminación de los beneficios o rendimientos garantizados y la supresión de esquemas proteccionistas, así como la autonomía de gestión de las empresas públicas. No obstante, en el corto plazo podrá mantenerse transitoriamente algún nivel reducido de protección, si algunos países lo consideran conveniente, siempre que las empresas se comprometan a realizar inversiones importantes que permitan tornar competitivas sus actividades a mediano plazo.

12. En el campo tributario, la estrategia consiste en simplificar la tributación aplicable al subsector de los hidrocarburos, otorgándole el carácter de neutralidad económica, sin que esto signifique necesariamente una reducción de los ingresos fiscales que se obtienen por esta vía. En lo que se refiere a control y normatividad, será necesaria la armonización de normas de calidad a nivel subregional; y, en materia de almacenamiento, deberá aumentarse la capacidad de almacenamiento de crudo y derivados (excepto en Panamá) y especialmente de GLP, incentivando la participación privada en estas nuevas inversiones.

13. Las estrategias, diseñadas para fortalecer al subsector petrolero, sólo tendrán éxito si forman parte, en cada país, de un conjunto de medidas generales de política macroeconómica en el ámbito de la política cambiaria y tributaria y, al mismo tiempo, si se consigue un alto grado de armonización entre las decisiones a nivel subregional.

#### **Acciones inmediatas**

14. Para ejecutar el plan estratégico propuesto, se requiere encarar de inmediato algunas actividades relativas a capacitación y entrenamiento para reforzar la capacidad de los gobiernos a fin de cumplir con sus funciones regulatorias; realización de estudios específicos sobre precios, tributación, marcos legales, entre otros; diseño e implantación de un sistema de información, comunicación y consulta; preparación y ejecución de campañas de sensibilización pública; obtención de apoyo internacional; y, seguimiento y evaluación de los resultados del programa establecido.

15. Se considera necesario conformar un grupo asesor internacional coordinado por OLADE y la CEPAL, así como consolidar, como contraparte subregional, al Comité de Cooperación en Hidrocarburos de América Central (CCHAC) y reforzar en cada país al grupo de contraparte nacional.

# 1. LA EVOLUCION DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

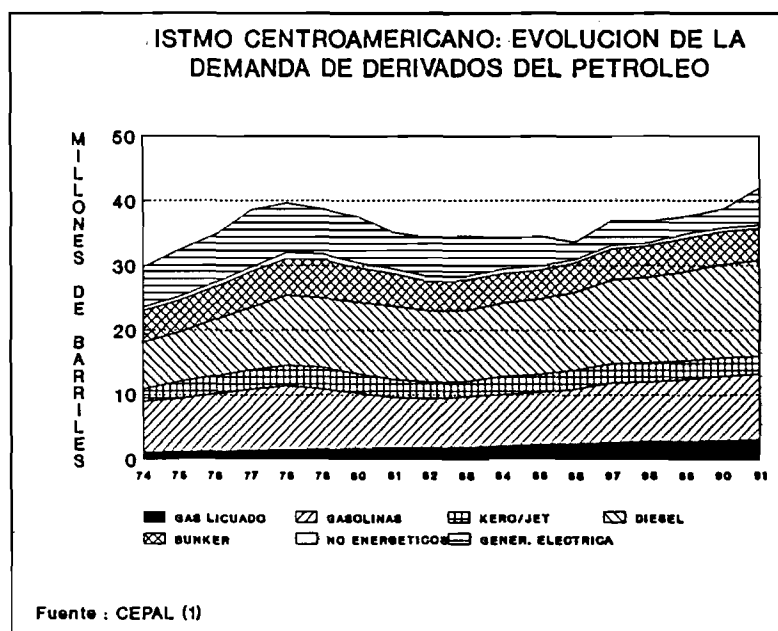
## Evolución de la Demanda

1.1 Los hidrocarburos representan alrededor del 80% de la energía comercial que se utiliza en el Istmo y aproximadamente un tercio del consumo total de energía. Los seis países del Istmo Centroamericano son altamente dependientes de la importación de petróleo crudo, reconstituidos y derivados; como consecuencia de esto, son vulnerables a las fluctuaciones de los precios externos de los hidrocarburos.

1.2 En la evolución de la demanda interna de derivados del petróleo, sin incluir los combustibles usados en la generación eléctrica, se pueden distinguir tres etapas diferenciadas: de 1974 a 1979, se incrementó el consumo a una tasa de 6.1% anual; en el periodo 1979-1982, decreció 3.8% por año; y, a partir de 1982, aumentó en el 3.0% anual, con tasas que oscilaron entre un mínimo de 1.3% negativo en Nicaragua y un máximo de 6% (Costa Rica). La demanda total de derivados de los seis países ascendió en 1991 a 42 millones de barriles (115.000 BPD) (Gráfico 1.1).

1.3 El volumen de combustibles utilizado en la generación de electricidad se mantuvo relativamente constante durante los años setenta, mientras que en la década de 1980 se observó una tendencia decreciente, por la entrada en operación de centrales hidroeléctricas y geotérmicas. Entre 1982 y 1990, el consumo de las plantas termoeléctricas decreció a una tasa del 8.8% anual, habiéndose alcanzado el mínimo histórico de 2.6 millones de barriles en 1989; a partir de ese año, se produjo una recuperación en la demanda de estos productos, la que alcanzó un total de 5.7 millones de barriles en 1991 (42% diesel y 58% bunker). El incremento en la demanda de combustibles en el subsector eléctrico durante 1991, fue motivado en parte por la sequía que se presentó en la región, pero también por efecto de la recuperación económica que se manifiesta en algunos países de la subregión y que se espera se irá consolidando en los próximos años.

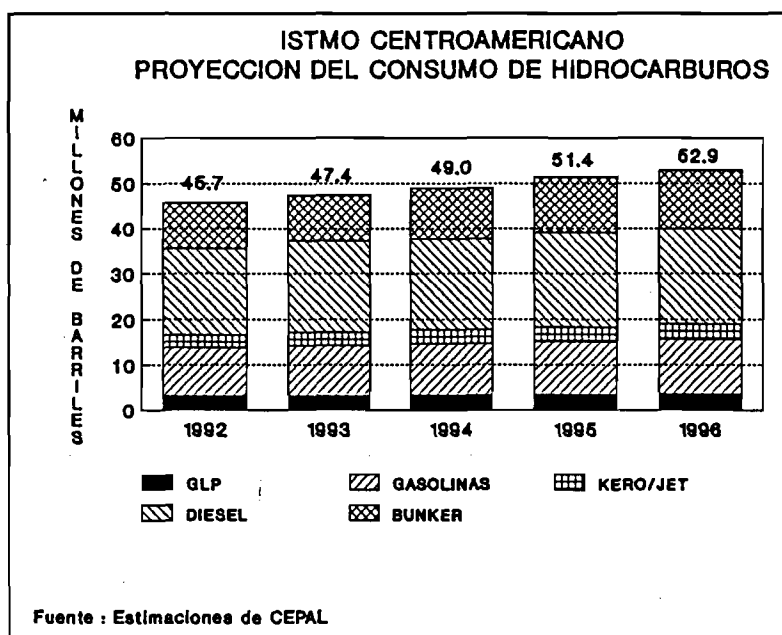
Gráfico 1.1



1.4 El impacto de las importaciones de hidrocarburos se muestra al comparar su monto con el valor de las exportaciones totales. En el quinquenio 1981-1985 representaron, en los seis países, 16% del valor total de las exportaciones, mientras que durante 1991 la proporción fue de 10%. Con respecto a la evolución de la factura petrolera, en 1986 en el Istmo Centroamericano se importaron 34 millones de barriles de productos refinados y petróleo crudo y reconstituido, con un costo cif de 713 millones de dólares; esta cifra equivale a un precio promedio de 21 dólares por barril. En 1991 la importación ascendió a 46 millones de barriles, es decir, el volumen de las importaciones creció a una tasa anual promedio de aproximadamente 6%, mientras que el monto de la factura petrolera del Istmo se elevó a 1,073 millones de dólares, o sea, un crecimiento promedio del orden de 9% anual y un precio promedio de 23.3 dólares por barril.

1.5 Basándose en la estimación de la CEPAL del consumo para los próximos cinco años (Cuadros I.1, I.2, I.3 y I.4 del Anexo I) se puede apreciar que para el año 1996, se estarán consumiendo en el Istmo aproximadamente 53 millones de barriles, es decir, 26% más que en 1991. (Gráfico 1.2)

Gráfico 1.2



1.6 La estructura de la demanda cambió poco durante los últimos años. El diesel continuó siendo el producto de mayor consumo y su empleo se siguió expandiendo hasta representar el 39% en 1990. La demanda de la gasolina, segundo producto en importancia (25%), también continuó en ascenso, salvo en Nicaragua donde disminuyó apreciablemente (Cuadro 1.1). Durante los dos últimos años el bunker representó el 19% del consumo de hidrocarburos en la región. En Nicaragua este rubro rebasó el 35% como consecuencia de la generación termoeléctrica; en Honduras pasó de 10% a 17% entre 1986 y 1990, a causa de la demanda industrial.

1.7 La demanda per cápita de derivados en el Istmo, se ha reducido paulatinamente, desde cerca de 2 barriles por persona por año en 1978, hasta 1.3 bbl/persona en 1990. Panamá tiene la demanda per cápita más alta de la región (2.7 bbl) seguida de Costa Rica (2.2 bbl). El resto de los países se sitúan alrededor de 1 barril por persona por año.

**Cuadro 1.1**

**Istmo Centroamericano: Estructura del Consumo**  
(Millones de barriles)

PRODUCTO	1980	%	1985	%	1990	%	1995	%
Gas L.P.	1.8	4.8	2.4	6.9	3.0	7.7	3.6	6.9
Gasolinas 8	8.5	22.6	8.0	23.2	9.9	25.4	11.6	22.3
Kero/Jet	3.0	8.0	2.7	7.8	2.9	7.5	3.2	6.2
Diesel	12.8	34.1	13.0	37.6	15.1	39.0	20.7	39.8
Bunker	10.6	28.3	7.8	22.5	7.3	19.0	12.3	23.7
No energ.	0.8	2.2	0.7	2.0	0.5	1.4	0.6	1.2
<b>TOTAL</b>	<b>37.5</b>	<b>100</b>	<b>34.6</b>	<b>100</b>	<b>38.8</b>	<b>100</b>	<b>52.0</b>	<b>100</b>

Nota: Datos reales para 1980, 1985 y 1990, y estimados para 1995

Fuente: CEPAL (1)

1.8 Las políticas energéticas de algunos países, consistente en construir centrales generadoras basadas en recursos autóctonos (hidroeléctricas y geotérmicas) posibilitaron disminuir los consumos de hidrocarburos durante el período 1982-1990. Esto provocó algunas alteraciones dentro de los mercados petrolíferos nacionales; al aumentar los excedentes de producción de bunker fue preciso disminuir la producción de las refinerías, dado que los excedentes de este producto solamente se pueden exportar a precios antieconómicos.

1.9 A nivel sectorial, el mayor consumo de combustibles corresponde al del sector transporte con un 50% del total. El sector industria (incluyendo la generación de energía eléctrica), consume el 34% de los refinados y el sector doméstico y el comercial, consumen el 6% cada uno. El resto (4%), es consumido por los sectores agricultura, pesca, minería y construcción, tal como se aprecia en el Cuadro 1.2.

### Infraestructura

1.10 Las instalaciones petroleras de producción, almacenamiento, transporte y expendio de hidrocarburos es antigua e ineficiente en la mayoría de los países, sobre todo en el aspecto de refinación. Las refinerías existentes fueron diseñadas para satisfacer estructuras de consumo que prevalecían hace quince o más años.

1.11 La situación de las instalaciones portuarias limita, en algunos casos, el tamaño del barco que puede atracar. Tal es, por ejemplo, el caso de Guatemala: el azolvamiento de la bahía de Amatique, en el Atlántico, cada vez disminuye más el calado permisible.

## Cuadro 1.2

### Istmo Centroamericano: Consumo Sectorial de Hidrocarburos (Miles de Bep - 1990)

SECTOR	GLP	GASOLINAS	KERO/TURBO	DIESEL	FUEL-OIL	OTROS	TOTAL	%
Transporte	4	8051	1226	10136	0	0	19417	50
Industrial	237	148	97	3341	8001	1208	13032	34
Residencial	1658	0	719	3	52	0	2432	6
Comercial	156	257	300	712	887	0	2313	6
Agric., cons.	10	236	106	1044	125	38	1558	4
TOTAL	2065	8692	2448	15236	9065	1246	38752	100

Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética (SIEE)

1.12 Es manifiesta la escasa capacidad de almacenamiento por lo que el suministro se tiene que realizar con embarques pequeños y frecuentes. Al analizar las importaciones de petróleo y reconstituido para 1991, éstas no alcanzaron los 350.000 barriles por embarque, excepción hecha de Panamá y Guatemala. Las importaciones de derivados fueron menores a 200.000 barriles por embarque, excepción hecha de Costa Rica y los embarques de GLP no llegaron a 100.000 Bls. (Cuadro I.5 del Anexo I).

1.13 La mayor parte del transporte interno de productos refinados se realiza por medio de camiones cisterna. Si se llevara a cabo la construcción de poliductos, cuya factibilidad en algunos casos ya se ha evaluado, mejoraría dicho transporte y se economizarían gastos.

#### La refinación y el almacenamiento

1.14 No se han producido variaciones importantes en la capacidad instalada ni en el equipamiento técnico de las refineras de América Central, en los últimos años. En general, las refineras son de tipo sencillo conformadas por unidades de destilación atmosférica, tratamiento de destilados y reformadores catalíticos. Las refineras de Escuintla (Guatemala), Puerto Cortés (Honduras) y Bahía las Minas (Panamá), son operadas por TEXACO, mientras que las de Acajutla (El Salvador) y Managua (Nicaragua), son operadas por ESSO. La única refinería operada por una empresa estatal es la de RECOPE en Costa Rica (Cuadro 1.3).

1.15 En la mayoría de los países, las plantas operan a base de utilidades garantizadas por los gobiernos, lo que repercute en mayores costos del abastecimiento; si se les dejara competir libremente, es posible que algunas no fueran competitivas.

### Cuadro 1.3

#### Istmo Centroamericano: Capacidad de Refinación, 1991

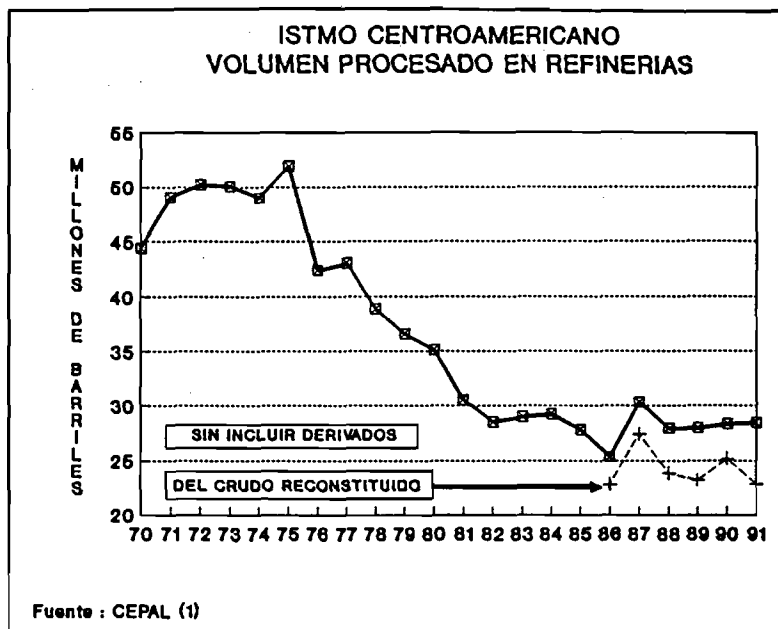
PAIS	LOCALIZA- CION	EMPRESAS	UNIDADES (Barriles/día calendario)					Demanda derivad. (bls./ día)	Deman- da/Ca- pacid. (%)
			Destil. atmosf.	Reductor de visc.	Vacío	Tratamien- destilad.	Reform. catalít.		
Costa Rica	Moín	RECOPE	15.500	6.500 a/	600	3.100	1.200	19.414	125
El Salvador	Acajutla	ESSO/SHELL	16.000		1.900	6.500	2.900	19.055	119
Guatemala	Escuintla	TEXACO	17.000			2.400	3.000	29.638	174
Honduras	Puerto Cortés	TEXACO	14.000			4.700	1.800	14.885	106
Nicaragua	Managua	ESSO	14.000		1.900	4.500	2.800	12.022	86
Panamá	Bahía Las Minas	TEXACO	80.000	20.000	12.000	26.000	12.000	20.044	25
TOTAL			156.500	26.500	16.400	47.200	23.700	115.058	74
TOTAL (Sin Panamá)			76.500	6.500	4.400	21.200	11.700	95.014	124

Fuente: CEPAL (1)

1.16 La estructura anticuada de las refinerías locales y las cláusulas de los contratos con los propietarios, explican el interés económico en aumentar el grado de utilización de las instalaciones, mediante el procesamiento de crudos reconstituídos, que contienen una mayor proporción de productos livianos y una menor producción de bunker. A nivel regional, la participación de las refinerías locales en el abastecimiento de derivados ha estado decreciendo continuamente en los últimos 20 años. (Gráfico 1.3 y 1.4).

1.17 En los últimos años las capacidades de almacenamiento casi no aumentaron en relación con la demanda. En 1990 la región solo contaba con almacenamiento para un consumo de 43 días de petróleo crudo, 70 días de gasolina y 56 días de diesel. Como casos extremos destacan la capacidad de 27 días de consumo de gas licuado, frente a los 98 días de bunker. El almacenamiento en El Salvador cubría apenas un consumo de 44 días de gasolina, 30 días de diesel y 30 días de crudo. En Honduras la capacidad es limitada, pese a que es el único país donde recientemente se incrementó la capacidad de almacenamiento de derivados. La capacidad de los otros países es algo mejor con respecto a los derivados, pero insuficiente para el crudo. (Gráfico 1.5).

Gráfico 1.3



1.18 El poder de negociación de los responsables de las importaciones en el mercado internacional depende de la disponibilidad de almacenamiento suficiente y en sitios estratégicos. Este poder es reducido en la subregión. Si solo se realizan importaciones para cubrir la demanda inmediata de cada país, las posibilidades de acelerar o demorar la adquisición se limitan y se pierde flexibilidad para aprovechar las ventajas económicas de un mercado que presenta oportunidades a corto plazo. Los seis países compran derivados en embarques pequeños, muchas veces de las mismas fuentes, y no disponen de la flexibilidad necesaria para aprovechar las oportunidades que ofrece el "mercado de compradores". La escasa capacidad de almacenamiento conlleva mucho riesgo de interrupciones del abastecimiento, con las consiguientes repercusiones económicas y políticas; el costo de fletes y seguros aumenta al reducirse los volúmenes de las importaciones e incrementar la frecuencia de los embarques. Esto repercute de manera directa en los costos de compra del petróleo y sus derivados.

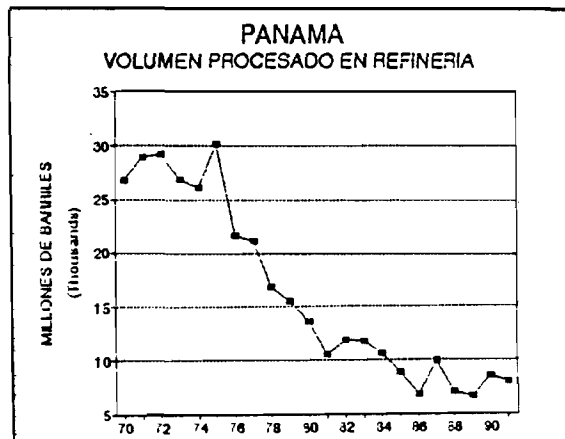
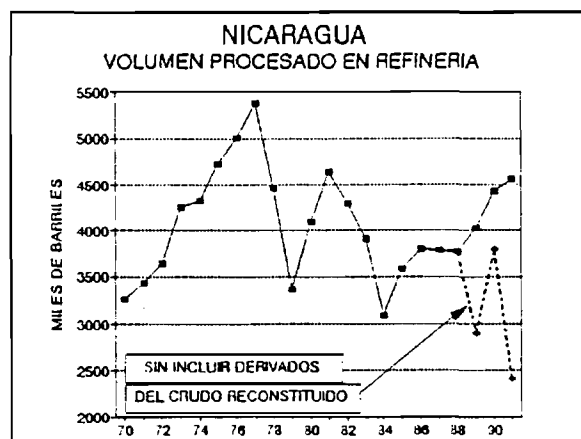
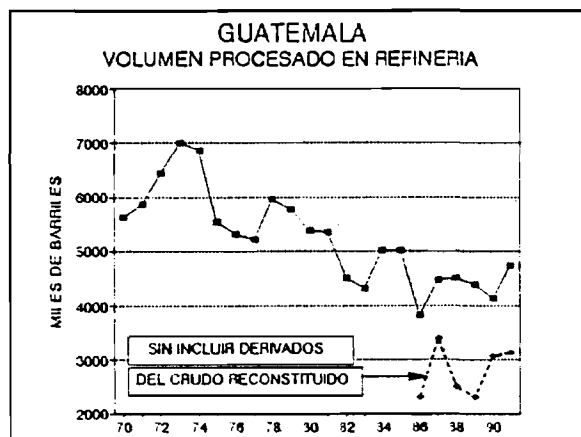
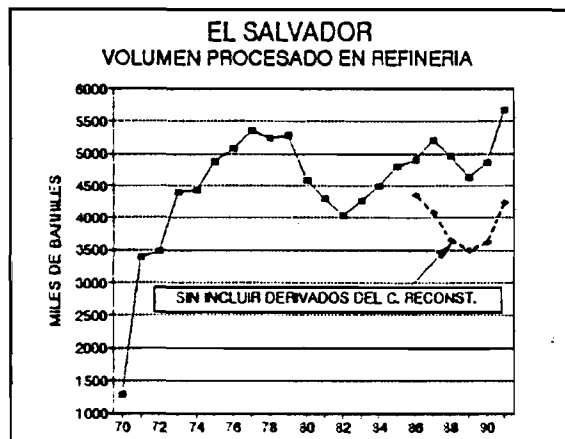
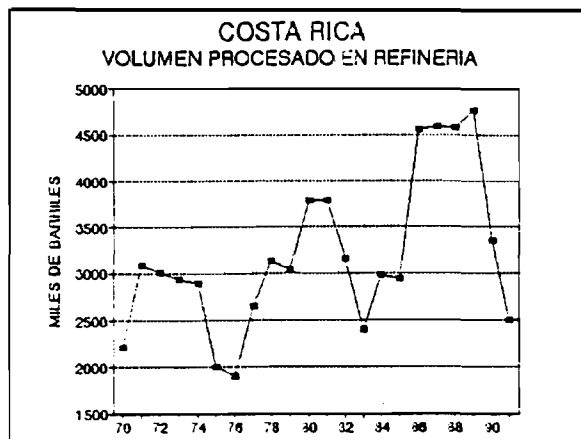
1.19 A continuación se presenta una breve descripción de la infraestructura existente en cada país.

- i) Costa Rica. Tiene una refinería con una capacidad de 15,500 barriles por día y cuenta con tanques de almacenamiento en operación, que permiten la distribución de productos a granel a revendedores y usuarios finales. Un poco más de la mitad de los tanques se ubican en la refinería de Moín, y almacenan los productos generados por ésta y los importados mediante buques.

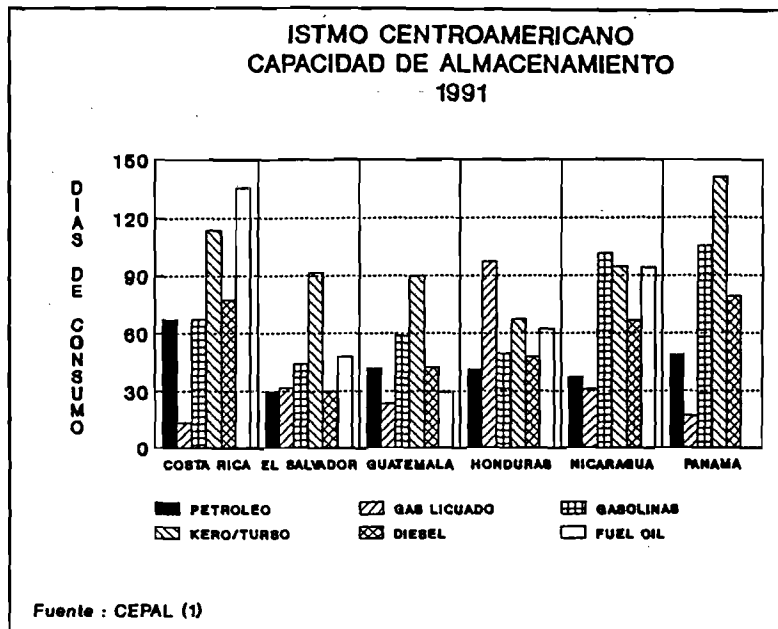
Se dispone de un sistema de tuberías para transportar hasta 13,000 barriles por día de productos limpios, desde la refinería de Moín hacia tres planteles de distribución, localizados a lo largo del sistema. Desde éstos se abastece a revendedores o usuarios finales por medio de camiones cisterna.



Gráfico 1.4



Fuente: CEPAL (1)



- ii) El Salvador. El abastecimiento de crudos a la Terminal Acajutla se realiza por tubería submarina. El diseño y el calado de la terminal permiten atracar, buques de una capacidad de hasta 320.000 barriles. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento restringe y condiciona una programación adecuada de las compras. Los volúmenes de importación oscilan entre 200.000 barriles y 270.000 barriles/embarque, con una periodicidad de 20 a 30 días. La capacidad de almacenamiento de crudo es de 420.000 barriles.

El sistema de abastecimiento para productos limpios permite una descarga más rápida y eficiente. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento sigue siendo el factor restrictivo de los volúmenes a importar. En el caso del GLP, la capacidad máxima de acopio es de 37.000 barriles, incrementada recientemente con una esfera de 20.000 barriles. La refinería existente tiene una capacidad operativa de 16.000 barriles por día.

- iii) Guatemala. La refinería de Escuintla, cuya capacidad para procesar es de 17.000 barriles por día, recibe crudo por una línea desde el Puerto San José.

La mayoría de los productos consumidos en la ciudad de Guatemala se transportan mediante camiones cisterna desde la refinería de Escuintla y el Puerto San José. La construcción de una línea de poliductos desde el Puerto San José, hacia la ciudad capital, produciría muchos beneficios para el país, por ejemplo ahorros en la compra, mantenimiento y costos de operación de equipos de transporte. Adicionalmente, la red de poliductos reduciría los riesgos de derrames y contaminación ambiental durante el transporte, y elevaría el valor turístico de la zona al liberar el flujo de camiones cisterna de la carretera que va de la capital hacia la costa del Pacífico.

Actualmente se dispone de una infraestructura de almacenamiento en el Atlántico para 35.100 barriles de GLP y 553.800 barriles de derivados, y en el Pacífico para 540.000 barriles de crudo y 180.900 barriles de derivados.

Esta infraestructura cubre los requerimientos del consumo, pero se necesita de un abastecimiento muy regularizado de petróleo y derivados, ya que en situaciones imprevistas (guerra, desastres naturales, etc.) se pondría en peligro el abastecimiento normal, lo que afectaría indudablemente el desarrollo económico del país.

- iv) Honduras. El abastecimiento de crudo y productos limpios se efectúa desde los barcos a los tanques de la refinería ubicada en Puerto Cortés. Recientemente se agregó la planta de almacenamiento ubicada en Tela, exclusiva para recibir productos refinados, y distante 60 kilómetros de Puerto Cortés.

El transporte de los productos refinados importados y los procesados en la refinería se efectúa por medio de camiones a Tegucigalpa, uno de los principales centros de consumo, distante 400 km desde el punto de abastecimiento. La refinería tiene capacidad de procesar 14.000 barriles por día.

- v) Nicaragua. El crudo se importa por Puerto Sandino, y los productos limpios por el de Corinto en la costa del Pacífico y por Puerto Cabezas y Bluff en la Costa del Atlántico. La refinería tiene capacidad para procesar 14.000 barriles por día.

Nicaragua cuenta con una capacidad de almacenamiento de productos de 896.000 barriles. Aproximadamente el 62% de esta capacidad se encuentra en la refinería. Otra parte (22%), se ubica en la central termoeléctrica "Nicaragua", donde se recibe bunker, importado y nacional, por medio del oleoducto que une Puerto Sandino con la refinería de Managua. El resto (16%) se distribuye en terminales localizados en los puertos receptores. Los tanques de la refinería y del Puerto de Corinto se dedican a la distribución de productos del lado del Pacífico.

El almacenamiento en los puertos del Atlántico es solo para el abastecimiento de derivados a esta región del país. No es factible importar productos por esta costa para llevarlos al mercado de mayor demanda, ubicado en el área del Pacífico, debido a que las condiciones de los caminos existentes no permiten la circulación de vehículos pesados. A causa de esta limitante, en 1990 la refinería solo suministró 3.000 de los 123.000 barriles consumidos en la zona atlántica.

- vi) Panamá. La refinería, ubicada en la Costa Atlántica, tiene una capacidad de 80.000 barriles por día, y fue diseñada para satisfacer principalmente la demanda de bunker de los barcos que cruzan el canal, cuya demanda ha disminuido. El resultado es que actualmente está sobredimensionada para ese propósito, pero resulta insuficiente para cubrir el consumo de productos refinados que el país requiere. Eventualmente el cierre de las refinerías de baja conversión en los Estados Unidos, que no se han modernizado para adecuarse a las nuevas exigencias de calidad imperantes en ese país, pudiera restituir a Panamá la demanda externa de bunker.

La capacidad de almacenamiento de crudos y derivados del país, es de 4.6 millones de barriles, de los cuales, un poco más de un millón corresponden a petróleo crudo. En la capacidad total se incluye el volumen recientemente incrementado del terminal ubicado en el área canalera en el Atlántico, construido en 1943, que cuenta con 35 tanques subterráneos de almacenaje. Con esta adición, se aumentó el volumen en 1.2 millones de barriles, de los cuales 648.000 barriles son para GLP y 550.000 para bunker.

### Importaciones de Combustibles

1.20 Las importaciones de hidrocarburos de los seis países del Istmo durante los últimos años se indican en el Cuadro 1.4. Durante 1991 ascendieron a 46 millones de barriles (126.000 barriles por día). De este volumen, 40% correspondió a productos limpios, 25% a crudos reconstituidos, y 35% a crudos naturales. Continúa la tendencia a reducir la importación de crudos naturales, sobre todo de las calidades pesadas, en tanto que aumentan las compras de productos limpios y de crudos livianos y mezclados con derivados en forma de petróleo reconstituido.

**Cuadro 1.4**

#### **Istmo Centroamericano: Importaciones de Hidrocarburos (Millones de Barriles)**

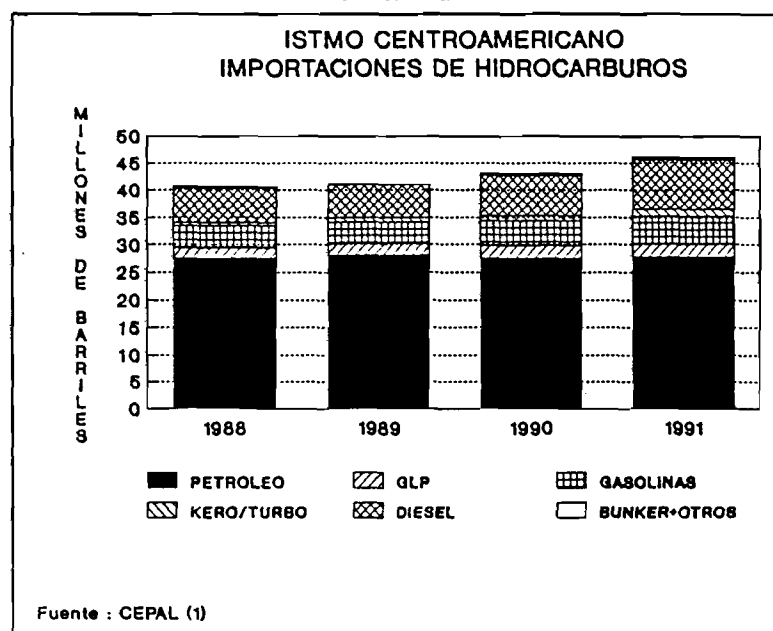
PRODUCTO	1988	%	1989	%	1990	%	1991	%
Naturales	20.3		17.5		18.5		16.1	
Reconst.	7.2		10.7		9.1		11.7	
Petróleo (*)	27.5	68	28.2	69	27.6	64	27.8	60
GLP	1.9		2.1		2.2		2.4	
Gasolinas	4.0		3.9		4.6		5.1	
Kero/Turbo	.6		.8		1.0		.8	
Diesel	6.4		6.1		7.4		9.2	
Bunker	.2		0		.4		.3	
Otros	.2		.04		.03		.6	
TOTAL	40.8		41.1		43.2		46.2	

(\*) Incluye crudos naturales y reconstituidos.

Fuente: CEPAL (1)

1.21 Venezuela sigue siendo el principal abastecedor de hidrocarburos a los países centroamericanos, con una participación, en 1991 de 41%; le siguen Estados Unidos (22%), Ecuador (18%), que ya habrían superado a México en 1990, y cuya participación disminuyó apreciablemente por tercer año consecutivo, ubicándose en 14%. Respecto de los derivados del petróleo, incluyendo los contenidos en el reconstituido, Venezuela había mantenido la supremacía absoluta como abastecedor de la región. Sin embargo, en 1990 y 1991 compartió el primer lugar con los Estados Unidos, en 1991 abasteció 43% cada uno, frente a 52% y 27% hace dos años. La creciente importancia de los Estados Unidos se debe principalmente a Guatemala en 1990 y a Costa Rica en 1991; este último país triplicó sus compras de productos refinados estadounidenses en detrimento de sus adquisiciones de reconstituido y derivados venezolanos; también influyeron, aunque en menor medida, las preferencias de El Salvador y Panamá.

Gráfico 1.6



1.22 La discrepancia entre las estructuras de producción y consumo de derivados y la baja demanda relativa de bunker sigue limitando la participación de las refineras locales en el suministro de productos refinados y, en consecuencia, el abastecimiento se complementa mediante importaciones de los derivados faltantes. En 1991, por ejemplo, la demanda regional de gasolina ascendió a 10 millones de barriles y la de diesel, (incluyendo el empleado para generación eléctrica) a 17 millones de barriles, frente a una producción de 5 millones de barriles de gasolina y 8.7 millones de barriles de diesel. En contraste, se produjeron 11 millones de barriles de bunker en las refineras del área y solo se consumieron 8 millones. Por esta razón, se exportó el excedente de este producto. Los precios relativamente bajos de los derivados, en comparación con los observados en los crudos, ofrecen incentivos económicos a los países para reducir la producción de sus refineras y aumentar la importación de productos limpios.

### Los Precios de Importación y los Precios Internos

1.23 Algunos países del área no tienen control sobre las compras de crudos y derivados, tampoco existe un sistema de comunicaciones entre los órganos de supervisión de importaciones, debido a esta circunstancia, se están efectuando compras a distintos precios FOB, en iguales periodos. Tomando como ejemplo el diesel, el producto de mayor importación, se observa que entre 1989 y 1991 Costa Rica, El Salvador y Nicaragua compraron a un precio FOB más bajo que el promedio centroamericano, y muy cerca al precio PLATT's para la Costa del Golfo. Los demás países están en promedio 2.40 dólares por barril arriba de ese precio. De lo anterior se deduce que Guatemala, Honduras y Panamá, que importaron 14 millones de barriles de diesel durante ese periodo, pagaron 34 millones de dólares adicionales.

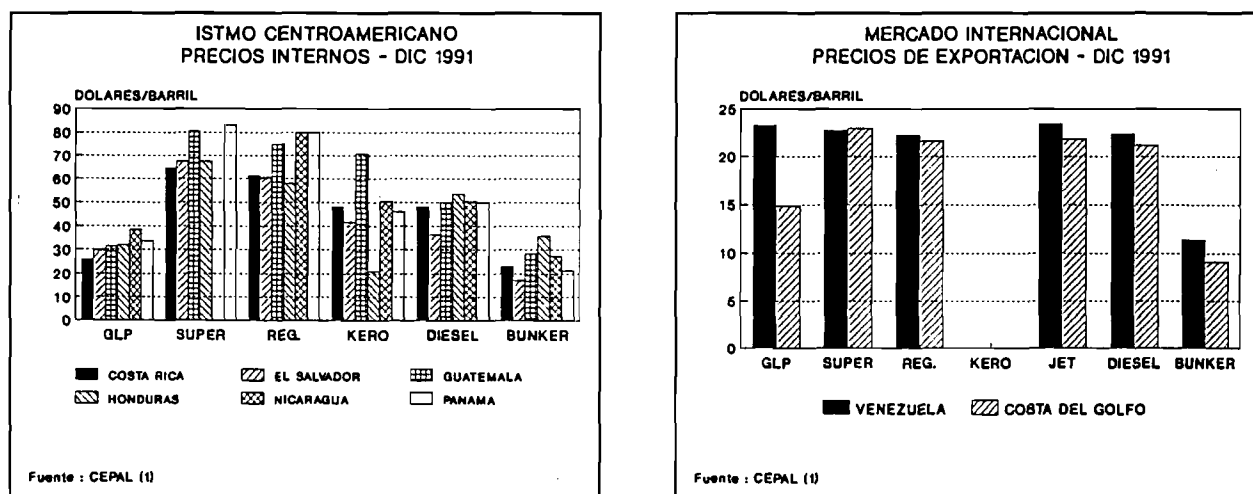
1.24 Las diferencias en los costos de importación entre los países, comparados con los promedios internacionales, demuestran la importancia del poder de negociación de los compradores y su flexibilidad para abastecerse en el momento más oportuno, al no tener limitaciones por falta de

capacidad de almacenamiento, escasez de divisas o demora por trámites administrativos, razones principales de que se paguen precios menos competitivos. En general, los precios internos (incluidos los ex-refinerías) superan en alto grado a los valores CIF de importación (excepción hecha del kerosene en Honduras) lo cual tiene un impacto negativo sobre todas las actividades económicas de la región.

1.25 No existe un sistema uniforme en la región para la fijación de los precios internos de cada uno de los combustibles. Las distintas metodologías y criterios aplicados, hacen que se generen muchas diferencias entre los precios, que en términos generales, debieran ser muy parecidos (Gráfico 1.7). En algunos casos persiste el subsidio para el diesel y el GLP; lo cual provoca problemas de mal uso de los combustibles y una desviación de los subsidios. En el caso del GLP, que está subsidiado para los hogares de escasos recursos, se ha generalizado el mal uso empleándolo en sectores como el industrial o transporte. De igual forma ocurre con el diesel, que aunque se han hecho esfuerzos para llevarlo a su verdadero valor económico, persisten aún interferencias en su precio lo que provoca distorsión en el sistema económico. Al mismo tiempo, esto impide apreciar la eficiencia de las actividades de comercialización, transporte y distribución de hidrocarburos.

Las diferencias significativas para los precios internos en países vecinos, fomenta el contrabando y una mala asignación de los recursos. Por estas mismas distorsiones introducidas por los diferentes mecanismos internos, existen discrepancias fuertes entre dichos precios internos y el nivel de los precios internacionales.

Gráfico 1.7



2.1 A efectos de analizar la eficiencia económica del abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano es necesario efectuar un doble análisis, desde el punto de vista micro y macroeconómico. El suministro de productos petroleros al mercado interno involucra dos actividades con características económicas distintas, la refinación local y la importación directa, cuyos resultados son considerados en forma conjunta en un análisis global; por esta razón se hace necesario complementar este enfoque con un análisis de carácter microeconómico para la refinación.

### **Análisis Microeconómico: Inviabilidad Económica de las Refinerías<sup>1</sup>**

2.2 A nivel microeconómico, no existen condiciones comerciales favorables a la operación de las refinerías existentes en la subregión, si las mismas deben trabajar en condiciones de competencia y sin subsidios gubernamentales vía precios o garantía de utilidades. Los precios relativos de los derivados en relación al petróleo crudo, en el mercado internacional hacen que el valor neto de la producción (net-back) obtenida por cada barril de crudo procesado, deducidos ya los costos de refinación, sea insuficiente para cubrir el precio pagado por dicho barril de crudo.

2.3 Las refinerías existentes, de baja conversión tipo "hydroskimming", producen fuel oil en proporciones importantes, que oscilan en un rango del 30 al 50%, generando una degradación económica importante de la carga de crudo, ya que el precio relativo del fuel oil respecto al petróleo está en un nivel de 66% (FOB Estados Unidos, costa del Golfo, para 1991). Esta degradación no alcanza a ser compensada por el beneficio que generan los productos intermedios y livianos, principalmente gasolinas y diesel, cuyos rendimientos oscilan entre 42 y 55% y los precios en relación al crudo varían entre 134 y 152%, resultando una pérdida neta global por barril procesado.

2.4 La refinación local generaría pérdidas, en las condiciones actuales del mercado, salvo que se mantuvieran subsidios gubernamentales y precios internos artificialmente altos. Las pérdidas, fluctúan entre US\$0.85 por barril para la refinería del El Salvador, hasta US\$6.09 por barril para la de Honduras (Gráfico 2.1).

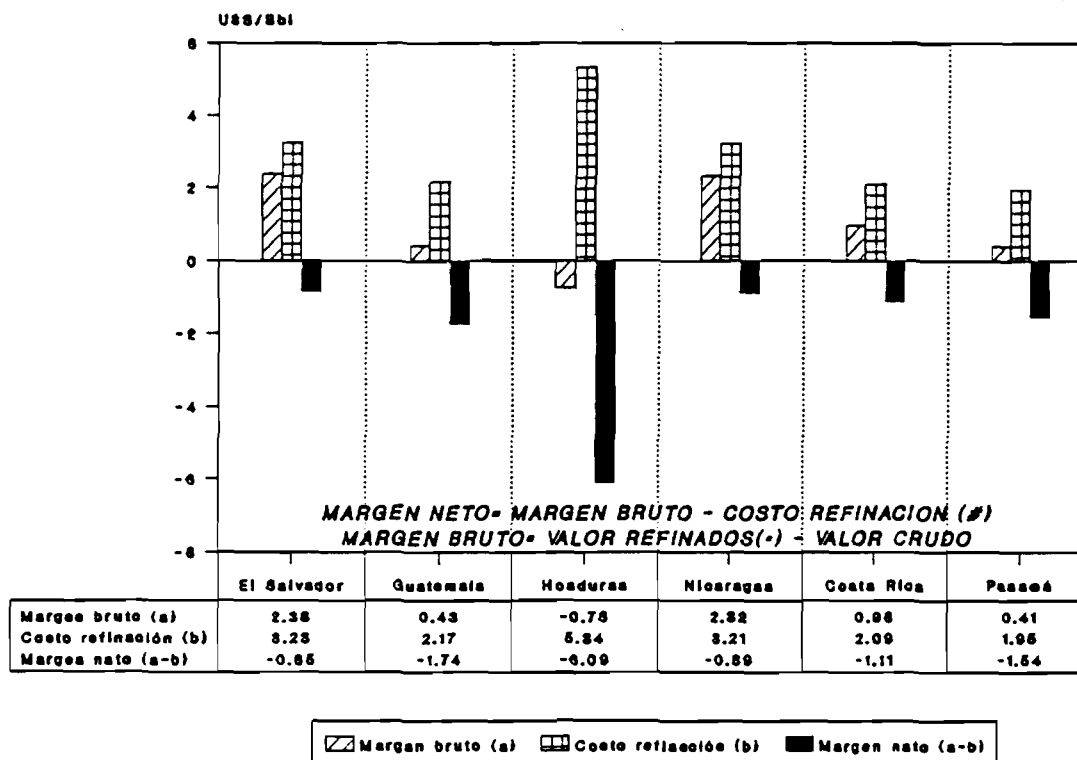
2.5 Esta situación no es nueva, ni tampoco se limita a los crudos utilizados en las refinerías de la subregión, siendo un problema que está presente desde hace alrededor de una década y que ha provocado la reducción y reconversión de la capacidad de refinación a nivel mundial, ocasionando el cierre de una cantidad importante de refinerías de baja conversión, eficientes operativamente pero inviables económicamente. El margen neto del refinador para muchos crudos ligeros y pesados, valorizado con el mismo método net-back, era negativo para refinerías de destilación atmosférica según datos de junio de 1983 (Gráfico 2.2). Asimismo, a principios de febrero de 1992, casi una década después, los crudos Arabe Ligero y Arabe Pesado, por ejemplo, presentaron una situación similar, con pérdidas netas de 1.88 y 4.39 US\$ por barril, respectivamente, valorizados a precios oficiales en Rotterdam, según la publicación Energy Detente.

2.6 En el futuro, al menos para el mediano plazo es difícil prever que la estructura de precios relativos entre crudo y derivados en el mercado internacional pueda revertirse. Por el contrario, las regulaciones de control ambiental indican que el mercado de fuel oil podrá ser aún más castigado, disminuyendo sus precios, ya que habrá mayores restricciones para quemar este tipo de combustibles sobre todo si contienen una mayor proporción de azufre y metales. Esto permite suponer que las pérdidas económicas para refinerías de baja conversión para el futuro previsible podrán mantenerse e incluso aumentar.

---

<sup>1</sup> En el anexo II se incluye la información detallada para el análisis microeconómico.

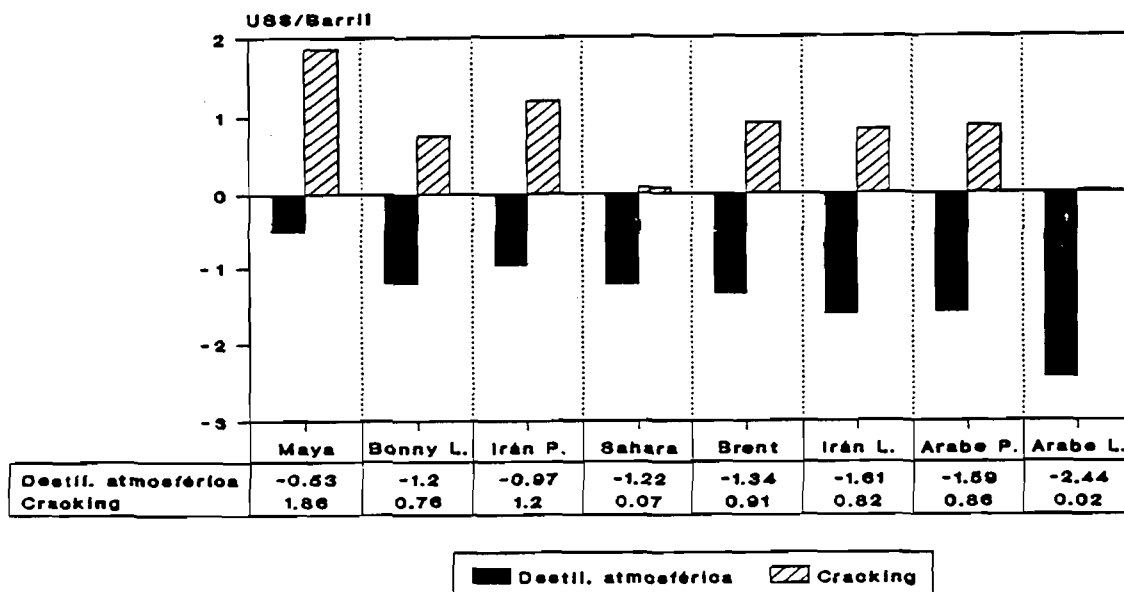
**Gráfico 2.1**  
**ISTMO CENTROAMERICANO**  
**MARGENES Y COSTOS DE REFINACION.AÑO 1991**



Fuente: OLADE/CEPAL.

(#) En base a 98% de utilización de capacidad.  
(\*) Calculado en base a precios en frontera.

**Gráfico 2.2**  
**MARGEN NETO DE REFINACION. 1983**



Fuente: Platt's Oilgram Price Report,  
10 de Junio de 1983. Crudos valorizados  
en Rotterdam, precios oficiales, 8/6/83.



## **Análisis Macroeconómico: La Importación Directa de Productos Reduce Costos de Abastecimiento<sup>2</sup>**

2.7 El análisis macroeconómico corrobora los resultados obtenidos en base al enfoque microeconómico, concluyéndose que los costos mínimos para el abastecimiento de productos petroleros para los países de la subregión se obtienen en la opción de importar totalmente los productos refinados, frente a la alternativa de operar con distintos factores de utilización las refinerías existentes. Cabe señalar que este es un análisis en base a costos ("cost plus"), incluyendo los costos de importación de crudo y derivados, costos totales de refinación, descontando los ingresos producidos por la exportación de excedentes de productos pesados.

2.8 Para 1991, en los casos de Costa Rica, Guatemala y Nicaragua, el costo unitario del abastecimiento de hidrocarburos es prácticamente constante cualquiera sea la utilización de la capacidad de refinación. Para El Salvador y Honduras, las curvas presentan pendientes suaves, lo cual evidencia que a medida que se utilizan capacidades de refinación más altas, los costos del suministro aumentan. Finalmente, para el caso de Panamá la curva de costos del suministro muestra una pronunciada pendiente que demuestra un encarecimiento en el abastecimiento de productos refinados, en la medida en que se obtienen los refinados empleando en más alta proporción la capacidad instalada de la refinería. Todas las curvas presentan una discontinuidad precisamente en el punto de factor de utilización nulo, debido a la eliminación del costo fijo (Gráfico 2.3).

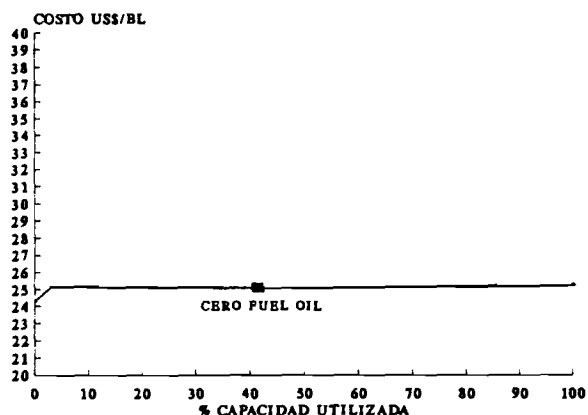
2.9 En 1996, teniendo en cuenta el cambio que se producirá en la estructura de la demanda, como consecuencia del mayor consumo de combustibles para generación termoeléctrica, se confirma que el mínimo costo del suministro de hidrocarburos a los países del Istmo Centroamericano se alcanza cuando se importan totalmente los productos refinados (Gráfico 2.4).

---

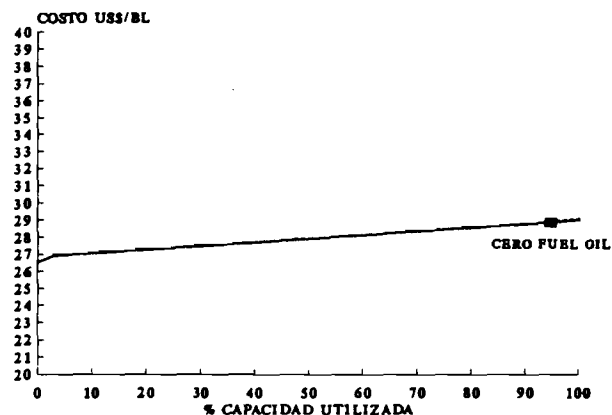
<sup>2</sup> En el anexo III se presentan el modelo y los datos utilizados así como los resultados obtenidos.

**Gráfico 2.3**  
**Costos del Abastecimiento de Petróleo y Derivados**  
**Año 1991**

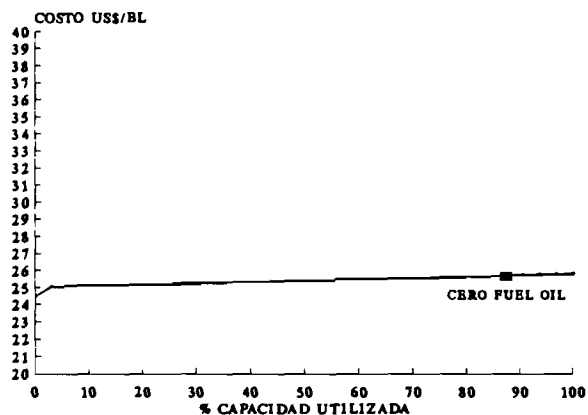
**COSTA RICA**



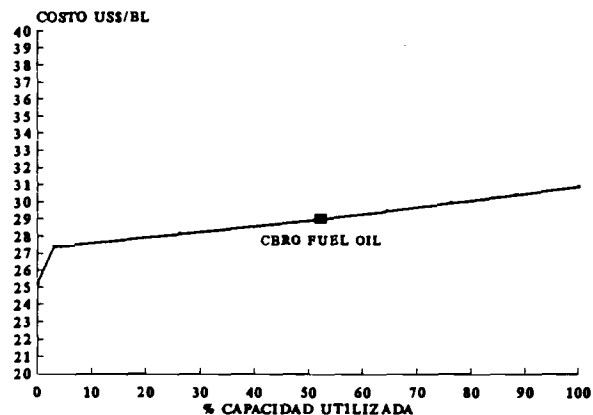
**EL SALVADOR**



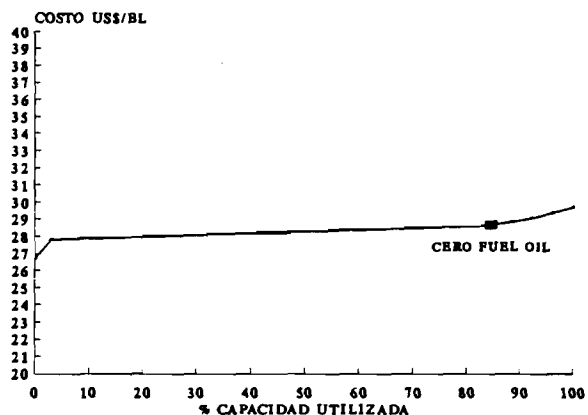
**GUATEMALA**



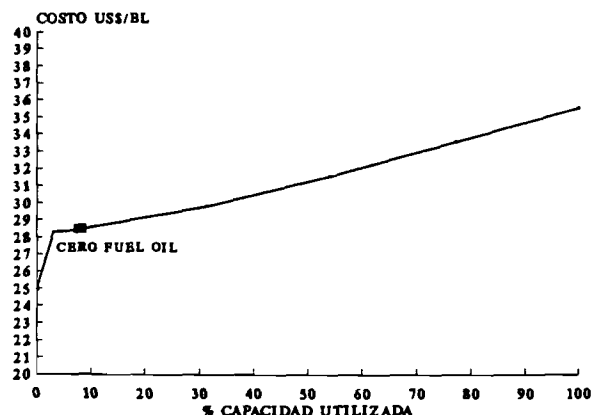
**HONDURAS**



**NICARAGUA**



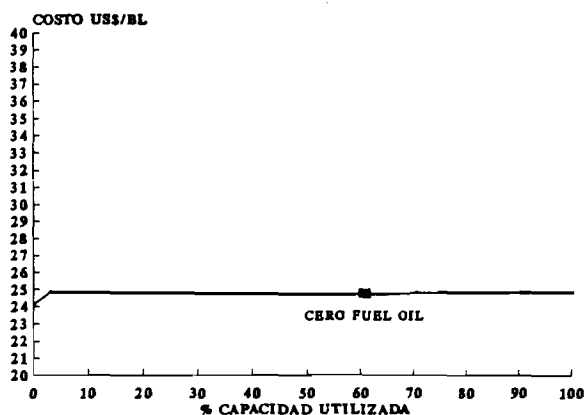
**PANAMA**



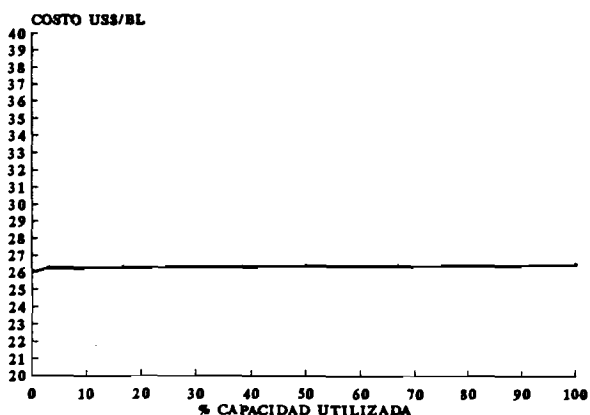
Fuente : OLADE/CEPAL

## Gráfico 2.4 Costos del Abastecimiento de Petróleo y Derivados Año 1996

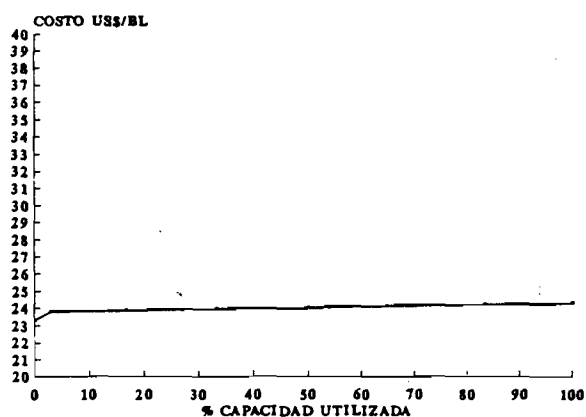
COSTA RICA



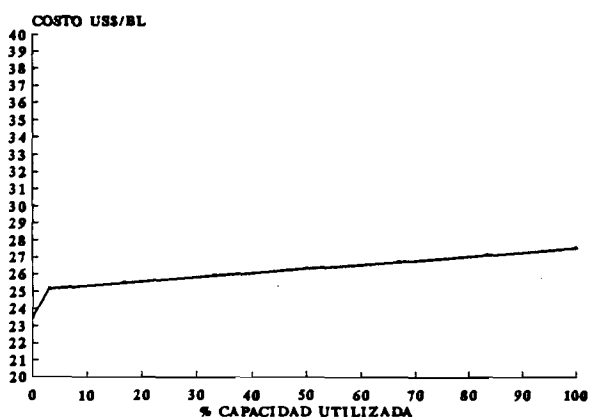
EL SALVADOR



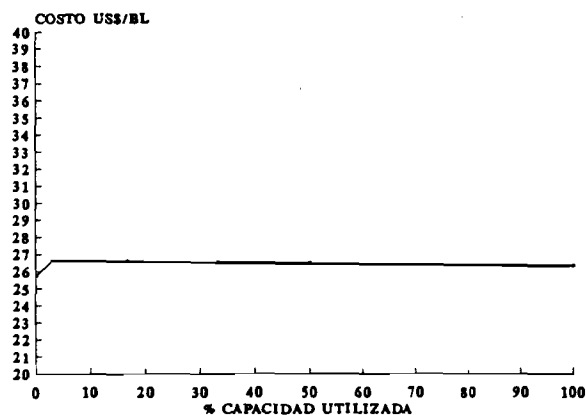
GUATEMALA



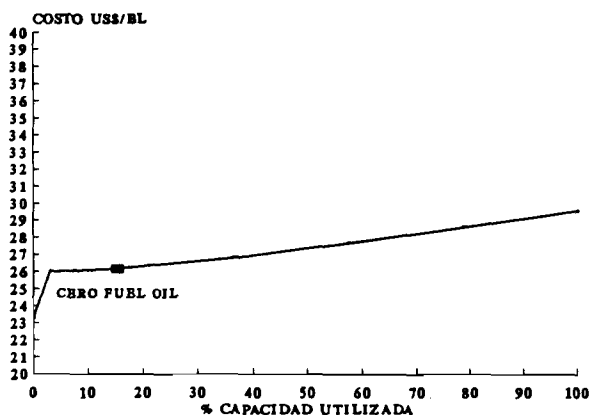
HONDURAS



NICARAGUA



PANAMA



Fuente : OLADE/CEPAL



### **3. PROPUESTAS DE ESTRATEGIAS PARA MEJORAR EL ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS EN LA SUBREGION**

3.1 Las áreas de acción a corto y mediano plazo para asegurar el abastecimiento a costo mínimo de los hidrocarburos que demandan los países del Istmo Centroamericano, de manera eficaz y eficiente, garantizando la disponibilidad y seguridad en el suministro para el consumo local, requieren decisiones estratégicas fundamentales que se deberán tomar en las áreas de comercialización, industrialización, tributación y control. Este conjunto de estrategias constituye un plan que busca armonizar las políticas entre los países del Istmo Centroamericano, a efectos de establecer y consolidar a mediano plazo un mercado libre, competitivo y eficiente en el subsector de los hidrocarburos, al interior de los países y en el conjunto de la subregión.

3.2 Para alcanzar este objetivo se contempla como necesario, en general, avanzar previamente por un periodo de transición, que en términos generales no debería tener una duración mayor a cinco años. Las acciones en este periodo de transición se caracterizan fundamentalmente por la adopción de algunas medidas de política económica tendientes a la apertura y liberalización de los mercados, aunque aceptando una protección industrial (de carácter temporal) a las refinerías, en aquellas situaciones en las cuales se precise efectuar nuevas inversiones para expansión o modernización.

#### **Estrategia para el Corto Plazo**

##### **Comercialización**

3.3 En la comercialización de petróleo crudo y derivados se propone comenzar a sentar las bases para el establecimiento de un sólido mercado de libre competencia. Esto implica el diseño e implantación de una política de precios coherente, económica y financieramente eficiente desde el punto de vista de la producción, comercialización y utilización de los productos derivados.

##### *a) Apertura del mercado*

3.4 Es conveniente liberar la importación (y/o exportación) de petróleo y derivados, desmonopolizando esta actividad, de tal manera que cualquier empresa del sector público o privado, pueda adquirir hidrocarburos en el mercado, nacional o internacional, almacenarlos, transportarlos y comercializarlos interna o externamente.

##### *b) Desmonopolización de la propiedad y administración de la infraestructura*

3.5 La infraestructura clave necesaria para el bombeo y descarga, almacenamiento y transporte de los hidrocarburos debe ser accesible a los agentes económicos interesados en participar competitivamente en el mercado. En este sentido, sería conveniente establecer la legislación apropiada que permita el uso de la infraestructura, mediante el pago de la tarifa de servicios a los propietarios, evitando que se impida la acción competitiva de otras empresas.

3.6 Las empresas existentes (o las que se formen) dedicadas a la comercialización de hidrocarburos deben tener libertad para construir tanques o esferas de almacenamiento, plantas envasadoras de LPG, oleoductos, poliductos y estaciones de servicio, observando para el efecto las especificaciones y normas de seguridad estándares existentes para la industria.

#### *c) Política de precios*

3.7 En esta etapa de corto plazo los precios al consumidor, así como los márgenes de comercialización, transporte y distribución, permanecerán regulados por el Estado, aunque ajustando la política de precios a criterios económicos, sobre la base de los precios de frontera.

### **Industrialización**

3.8 Como parte de la estrategia de corto plazo será posible avanzar hacia una liberalización de las actividades de refinación, mediante la renegociación de los contratos de administración de las refinerrías, eliminando de éstos el concepto de beneficios o rendimientos garantizados. Las utilidades de las refinerrías deben ser generadas sobre la base de una operación óptima, en condiciones de libre mercado. No obstante, en esta etapa de transición, todavía pueden mantenerse esquemas de protección transitorios para promover nuevas inversiones en ampliación o modernización de instalaciones, utilizando mecanismos fiscales no discriminatorios en relación a otras actividades económicas.

### **Tributación**

3.9 En este campo es necesario simplificar la tributación vigente, aplicable a los subsectores de industrialización, comercialización (interna y externa) y transporte de hidrocarburos, otorgándole el carácter de neutralidad económica, a los efectos de evitar las perturbaciones que el actual sistema ejerce sobre las señales de los precios relativos en los mercados internos.

#### *a) Impuestos a la importación y exportación*

3.10 Es conveniente unificar los gravámenes y otros recargos que pesan sobre la importación de hidrocarburos. Tanto la materia prima (petróleo crudo y reconstituido) como los productos refinados deben estar sometidos a un gravamen ad valorem único, de tal suerte que no se produzcan protecciones artificiales ni subsidios a las refinerrías locales por esta vía. De igual manera, se establecería un tratamiento tributario neutro para la eventual exportación de crudo y productos refinados.

#### *b) Carga fiscal en el mercado interno*

3.11 En el mercado interno de productos, es importante la vigencia de impuestos neutros, a fin de no alterar las estructuras internacionales de precios relativos. Es necesario fijar un gravamen ad valorem único, de forma tal que no se encarezcan artificialmente, ni abaraten en términos relativos,

los distintos productos. La decisión de establecer impuestos neutros afectaría, de alguna manera, los actuales niveles de incentivos y protecciones, tanto a las actividades productivas como a los sectores sociales. En consecuencia, es necesario establecer mecanismos de compensación directa, si algunos países consideran necesario mantener estos tratamientos especiales.

## **Regulación y control**

### *a) Reforzamiento de entidades reguladoras*

3.12 Es fundamental fortalecer y desarrollar la capacidad reguladora de los gobiernos en cuanto a la aplicación de los principios básicos de la política de precios, control tributario y cumplimiento de normas y especificaciones. Este es un paso de fundamental importancia para contar, en la fase a mediano plazo en la que los mercados funcionarían libremente, con un órgano regulador fuerte e independiente que pueda vigilar que los mecanismos de competencia operen debidamente.

### *b) Desarrollo de sistemas de información*

3.13 Para fines estadísticos y de control tributario, es necesario crear un sistema de información, a nivel estatal, sobre el mercado hidrocarburoso, donde se registren los volúmenes de importación y exportación de crudo y derivados, los precios al por mayor y menor, costos de refinación, almacenamiento y transporte.

### *c) Armonización y control de normas de calidad*

3.14 Con el propósito de facilitar el control de calidad, es necesario establecer especificaciones de calidad uniformes, en los diferentes países de la subregión. Al fijar las normas, es necesario tener en cuenta que las especificaciones innecesariamente altas dificultan la obtención y el transporte de los productos, elevando los costos del suministro. Asimismo, deberán establecerse los mecanismos específicos para realizar el control de calidad en las distintas etapas, así como la fiscalización de bocas de expendio y la atención de reclamos de los consumidores.

## **Estrategias para el Mediano Plazo**

3.15 Las acciones a corto plazo tendrán que complementarse con algunas estrategias a desarrollar a mediano plazo, con el objeto de completar el proceso y alcanzar el objetivo de liberalización total de los mercados.

## **Liberalización completa de la industria de los hidrocarburos**

3.16 Las refinerías ya deberán operar en esta fase de manera competitiva, sin estatutos especiales ni protección alguna. Los propietarios, administradores u operadores de las refinerías localizadas en el Istmo Centroamericano estarían en libertad para:

- a) Programar la operación de las refinerrras utilizando las capacidades existentes de manera económica, sin injerencia estatal en lo referente a volúmenes de producción o tipos de refinados, pero dentro de los estándares de calidad establecidos para el efecto;
- b) Vender la producción a los precios fijados por los propios refinadores en los mercados locales, o exportar libremente sus productos; y,
- c) Efectuar libremente los trabajos de mantenimiento, reparaciones, transformaciones o expansiones que consideren conveniente.

### **Política de precios**

3.17 En esta etapa los precios de venta internos de los hidrocarburos estarían desregulados, de tal manera que éstos sean conformados en condiciones de libre mercado, por la ley de la oferta y la demanda. Tanto las empresas del sector público como las del sector privado (establecidas o a establecerse) estarían en libertad para fijar el precio de venta de los combustibles, a lo largo de la cadena de importación, almacenamiento, transformación, distribución y expendio. No obstante, la libertad de precios, el Estado continuará manejando la política fiscal, siguiendo el criterio de tributación neutra.

### **Prevención y control de la cartelización**

3.18 Es necesario tener en cuenta que la liberalización y apertura total del mercado petrolero -- que es esencialmente oligopólico--trae aparejados serios riesgos de formación de carteles, sobre todo en mercados pequeños como el centroamericano, lo que puede conducir a acuerdos de precios que perjudiquen a los consumidores y por lo tanto a las economías nacionales. Para prevenir y controlar la constitución de acuerdos indebidos que lleven al mercado nuevamente a situaciones monopólicas, se requiere poner en práctica mecanismos legales apropiados y, sobre todo, desarrollar una estrategia dentro del propio mercado a través de empresas estatales o mixtas que actúen de manera independiente.

#### *a) Legislación*

3.19 La legislación anti-trust deberá revisarse y actualizarse, especialmente en relación al mercado petrolero. Paralelamente, los órganos reguladores estatales tendrán que desarrollar una importante capacidad de vigilancia sobre el funcionamiento del mercado, a efectos de detectar anomalías que impidan la libre competencia y aplicar oportunamente las normas legales.

#### *b) El mantenimiento de empresas estatales o mixtas como instrumento antimonopolio*

3.20 Se considera que el principal instrumento para el control anti-monopolio es de carácter económico, ya que en ocasiones la legislación es insuficiente por la dificultad de comprobar fehacientemente, desde el punto de vista legal, los problemas reportados. Estos instrumentos económicos están constituidos fundamentalmente por empresas de capital estatal o mixto que se



los distintos productos. La decisión de establecer impuestos neutros afectaría, de alguna manera, los actuales niveles de incentivos y protecciones, tanto a las actividades productivas como a los sectores sociales. En consecuencia, es necesario establecer mecanismos de compensación directa, si algunos países consideran necesario mantener estos tratamientos especiales.

## **Regulación y control**

### *a) Reforzamiento de entidades reguladoras*

3.12 Es fundamental fortalecer y desarrollar la capacidad reguladora de los gobiernos en cuanto a la aplicación de los principios básicos de la política de precios, control tributario y cumplimiento de normas y especificaciones. Este es un paso de fundamental importancia para contar, en la fase a mediano plazo en la que los mercados funcionarían libremente, con un órgano regulador fuerte e independiente que pueda vigilar que los mecanismos de competencia operen debidamente.

### *b) Desarrollo de sistemas de información*

3.13 Para fines estadísticos y de control tributario, es necesario crear un sistema de información, a nivel estatal, sobre el mercado hidrocarburoso, donde se registren los volúmenes de importación y exportación de crudo y derivados, los precios al por mayor y menor, costos de refinación, almacenamiento y transporte.

### *c) Armonización y control de normas de calidad*

3.14 Con el propósito de facilitar el control de calidad, es necesario establecer especificaciones de calidad uniformes, en los diferentes países de la subregión. Al fijar las normas, es necesario tener en cuenta que las especificaciones innecesariamente altas dificultan la obtención y el transporte de los productos, elevando los costos del suministro. Asimismo, deberán establecerse los mecanismos específicos para realizar el control de calidad en las distintas etapas, así como la fiscalización de bocas de expendio y la atención de reclamos de los consumidores.

## **Estrategias para el Mediano Plazo**

3.15 Las acciones a corto plazo tendrán que complementarse con algunas estrategias a desarrollar a mediano plazo, con el objeto de completar el proceso y alcanzar el objetivo de liberalización total de los mercados.

### **Liberalización completa de la industria de los hidrocarburos**

3.16 Las refinerías ya deberán operar en esta fase de manera competitiva, sin estatutos especiales ni protección alguna. Los propietarios, administradores u operadores de las refinerías localizadas en el Istmo Centroamericano estarán en libertad para:

### **Aprobación de la estrategia**

3.22 Toda vez que las opciones recomendadas implican, para algunos países, cambios sustantivos no solamente en el ámbito de los hidrocarburos, sino también en el tributario, arancelario y cambiario, es importante que el esquema sea analizado y aprobado por los gobiernos de los países del Istmo Centroamericano.

### **Obtención del financiamiento**

3.23 Aprobado el plan estratégico a nivel de los Ministros de Energía de la subregión, puede ser presentado ante distintos organismos de cooperación para financiar los siguientes costos:

- a) Asesoramiento internacional;
- b) Capacitación y entrenamiento;
- c) Estudios específicos y otros servicios de consultoría internacional;
- d) Diseño e implantación del sistema de información, comunicación y consulta, y
- e) Seguimiento y evaluación del avance del programa establecido.

### **Conformación de un grupo asesor internacional**

3.24 Se considera necesaria la conformación de un grupo multidisciplinario de asesoramiento internacional, coordinado por OLADE y la CEPAL, que tendría las siguientes responsabilidades:

- a) Formulación del programa de detalle para la implantación de las estrategias;
- b) Apoyo a los países en la organización de la legislación, normatividad y procedimientos;
- c) Asesoramiento a los señores Ministros de Energía de los países del Istmo Centroamericano, durante el proceso de implantación de las estrategias;
- d) Preparación de propuestas de leyes, decretos y reglamentos; y
- e) Adiestramiento y capacitación a los funcionarios del subsector hidrocarburífero.

### **Constitución de un grupo de contraparte subregional**

3.25 En cada país habrá que conformar un grupo de contraparte con una vinculación directa con los Ministros de Energía, por cuanto ellos serán el enlace entre la administración pública de cada país y el grupo asesor internacional. Estos grupos constituirán a nivel subregional el Comité de

Cooperación en Hidrocarburos de América Central (CCHAC) que ya ha sido establecido por decisión ministerial, y deberán contar con los medios para trabajar eficientemente.

### **Fortalecimiento de los órganos reguladores nacionales**

3.26 El fortalecimiento de los organismos de control nacional implica:

- a) La designación del personal calificado, en el número adecuado al que exigen las funciones encomendadas;
- b) El pago de remuneraciones competitivas;
- c) La capacitación y entrenamiento, y
- d) La modernización de la infraestructura física.

### **Establecimiento de sistemas de información, comunicación y consulta**

3.27 El plan estratégico propuesto implica una alta coordinación de acciones y decisiones en los ámbitos nacional e internacional, la cual sería imposible de llevar a cabo con éxito, a menos que se establezca un eficiente sistema de comunicaciones que garantice el flujo de información horizontal y vertical, en forma ágil y confiable. Es necesario abrir los canales de comunicación, información y consulta, no solamente a nivel de despacho Ministerial, sino también a nivel técnico-administrativo, a fin de fortalecer los organismos de control nacional.

### **Sensibilización de la opinión pública**

3.28 Se debe diseñar y ejecutar una campaña de difusión pública que permita sensibilizar a los sectores políticos, universidades, cámaras de la producción y otras fuerzas sociales, mediante la realización de seminarios y foros, la publicación de artículos especializados y una amplia discusión de la temática en la prensa escrita, radio y televisión.

### **Búsqueda de apoyo internacional**

3.29 El apoyo internacional, a través de las Cancillerías de los respectivos países, debe fundamentarse en la presentación del plan, sus objetivos y alcances principalmente a los gobiernos de Estados Unidos, Venezuela, México, Ecuador y Colombia, dado el papel que estos países pueden desempeñar ante las empresas petroleras internacionales y los tradicionales suplidores de crudo de la subregión.



## **ANEXOS**



## **ANEXO I**

### **Proyección del consumo de hidrocarburos 1992-1996 Embarques de petróleo y derivados - 1990**





### Cuadro I.1

Istmo Centroamericano : Proyección del consumo de hidrocarburos por productos  
(Miles de barriles)

Producto	Tasa %(*)	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
GLP	5.95	2980	3157	3345	3544	3755	3979	4215
Gasolinas	3.41	9861	10197	10545	10905	11276	11661	12059
Kero/Jet	1.73	2922	2973	3024	3076	3130	3184	3239
Diesel	3.48	14456	14959	15480	16018	16576	17153	17750
Bunker	1.37	5089	5159	5229	5301	5374	5447	5522
Total		35308	36445	37623	38844	40110	41423	42784
= Datos reales(2)		(*) Tasa Promedio 1982-1990 (2)						

#### Combustible utilizado en generación eléctrica (1)

	1992	1993	1994	1995	1996
Diesel	3322	3789	3222	3497	3219
Bunker	4765	4792	5664	6456	6926

Consumo total de hidrocarburos (Incluyendo generación eléctrica) Miles de Barriles						
Producto		1992	1993	1994	1995	1996
GLP		3236	3341	3450	3563	3680
Gasolinas		10546	10888	11243	11611	11993
Kero/Jet		2941	3037	3136	3238	3345
Diesel		18941	19915	19874	20694	20981
Bunker		10046	10244	11294	12270	12931
Total		45710	47425	48996	51376	52929

(1) Fuente: CEPAL, Nota de Secretaría, XVII Reunión del GRIE, feb 1992

(2) Fuente: CEPAL, Abastecimiento de hidrocarburos. Datos actualizados a 1990.

## Cuadro I.2

Istmo Centroamericano : Proyección del consumo de hidrocarburos por países  
(Miles de barriles)

### Estructura del consumo (sin generación eléctrica)

País	Consumo(2)		Porcentaje		Estimado
	1982	1990	1982	1990	92-96
Costa Rica	4184	6703	14.8	18.7	19.7
El Salvador	3729	5139	13.2	14.3	15.3
Guatemala	7300	9431	25.8	26.3	27.3
Honduras	3862	5445	13.6	15.2	14.2
Nicaragua	3654	3399	12.9	9.5	8.5
Panamá	5594	5737	19.8	16.0	15.0
Total Istmo	28323	35854	100.0	100.0	100.0

### Consumo estimado (sin generación eléctrica)

País	1992	1993	1994	1995	1996
Costa Rica	7412	7652	7902	8160	8428
El Salvador	5756	5943	6137	6338	6546
Guatemala	10271	10605	10950	11308	11680
Honduras	5342	5516	5696	5882	6075
Nicaragua	3198	3302	3409	3521	3637
Panamá	5643	5827	6017	6213	6418
Total Istmo	37623	38844	40110	41423	42784

### Consumo estimado (incluyendo generación eléctrica)

País	1992	1993	1994	1995	1996
Costa Rica	8585	9209	8868	9510	9526
El Salvador	7847	8118	8783	9279	8812
Guatemala	10980	11610	12056	12552	13098
Honduras	6382	6173	6430	6867	7243
Nicaragua	4426	4483	4688	4917	5385
Panamá	7489	7833	8172	8250	8865
Total Istmo	45710	47425	48996	51376	52929

(2) Fuente: CEPAL, Abastecimiento de hidrocarburos. Datos actualizados a 1990.

Cuadro I.3

## Estimación del consumo de combustibles para generación eléctrica (1)

(Miles de barriles)

	1992		1993		1994		1995		1996	
	Bunker	Diesel	Bunker	Diesel	Bunker	Diesel	Bunker	Diesel	Bunker	Diesel
Costa Rica	363	810	407	1150	235	731	417	933	370	728
El Salvador	672	1419	673	1502	679	1967	1060	1881	1051	1215
Guatemala	659	50	816	189	1043	63	1244	0	1418	0
Honduras	785	255	531	126	622	112	720	265	814	354
Nicaragua	1228	0	1181	0	1270	9	1371	25	1590	158
Panamá	1058	788	1184	822	1815	340	1644	393	1683	764
Total Istmo	4765	3322	4792	3789	5664	3222	6456	3497	6926	3219

(1) Fuente: CEPAL, Nota de Secretaría, XVII Reunión del GRIE, feb 1992

(2) Fuente: CEPAL, Abastecimiento de hidrocarburos. Datos actualizados a 1990.

## Estructuras del consumo por productos

(Sin incluir generación eléctrica)

	C.Rica	E.Salv.	Guat.	Hond.	Nicar.	Panam.
GLP	4.4	10.3	12.0	2.8	6.1	13.1
Gasolinas	30.3	28.1	27.5	22.0	27.2	32.1
Kero/Jet	6.0	6.0	5.9	13.9	7.8	9.8
Diesel	44.1	39.2	40.8	43.5	45.9	37.3
Bunker	15.1	16.4	13.8	17.8	13.0	7.7
Total	100	100	100	100	100	100

## METODOLOGIA

## I. - Por tipo de producto

- La proyección del consumo por tipo de combustibles, se basa en el consumo de 1990 empleando las tasas promedio de crecimiento del periodo 1982-1990, obteniéndose una primera aproximación del consumo total sin generación eléctrica.
- Se calculó tasa de crecimiento 1992-1996, obteniéndose 3.3%.
- Se calcularon estructuras del consumo por cada producto y país, empleando los datos del consumo de 1991.
- Se obtuvo el consumo total, incluyendo generación eléctrica. La tasa de crecimiento resultante es de 3.73% anual.

## II. - Por País

- Se asume un escenario de crecimiento del consumo por país, basándose en el comportamiento de la estructura del consumo en el periodo 1982-1990.
- Se modificó la estructura tomando en consideración las perspectivas de crecimiento económico de cada país.
- Con base al consumo total sin generación eléctrica, se distribuyó por país, utilizando la estructura adoptada.
- Se agregó el consumo en energía eléctrica del cuadro I.3, para obtener el consumo total.

### Cuadro 1.4

Istmo Centroamericano : Proyección del consumo de Hidrocarburos  
Por países y por productos  
(Miles de barriles)

País: Costa Rica	Consumo estimado (Incluyendo generación eléctrica)				
	1992	1993	1994	1995	1996
GLP	327	338	349	360	372
Gasolinas	2249	2322	2398	2476	2558
Kero/Jet	442	457	472	487	503
Diesel	4081	4527	4219	4535	4448
Bunker	1485	1565	1431	1652	1646
Total(Sin G.E.)	7412	7652	7902	8160	8428
Total(Inc.G.E.)	8585	9209	8868	9510	9526

País: El Salvador	Consumo estimado (Incluyendo generación eléctrica)				
	1992	1993	1994	1995	1996
GLP	591	611	631	651	673
Gasolinas	1618	1671	1725	1782	1840
Kero/Jet	345	357	368	380	393
Diesel	3676	3832	4373	4366	3781
Bunker	1616	1648	1686	2100	2125
Total(Sin G.E.)	5756	5943	6137	6338	6546
Total(Inc.G.E.)	7847	8118	8783	9279	8812

País: Guatemala	Consumo estimado (Incluyendo generación eléctrica)				
	1992	1993	1994	1995	1996
GLP	1237	1277	1319	1362	1407
Gasolinas	2820	2912	3007	3105	3207
Kero/Jet	608	627	648	669	691
Diesel	4242	4517	4532	4616	4767
Bunker	2073	2276	2550	2801	3026
Total(Sin G.E.)	10271	10605	10950	11308	11680
Total(Inc.G.E.)	10980	11610	12056	12552	13098

Istmo Centroamericano : Proyección del consumo de Hidrocarburos  
Por países y por productos  
(Miles de barriles)

País:	Consumo estimado				
Honduras	(Incluyendo generación eléctrica)				
	1992	1993	1994	1995	1996
GLP	147	152	157	162	167
Gasolinas	1177	1216	1255	1296	1339
Kero/Jet	745	769	794	820	847
Diesel	2577	2523	2588	2822	2995
Bunker	1736	1513	1636	1767	1895
Total(Sin G.E.)	5342	5516	5696	5882	6075
Total(Inc.G.E.)	6382	6173	6430	6867	7243

País:	Consumo estimado				
Nicaragua	(Incluyendo generación eléctrica)				
	1992	1993	1994	1995	1996
GLP	195	201	208	215	222
Gasolinas	868	896	926	956	987
Kero/Jet	249	257	266	274	283
Diesel	1469	1517	1576	1643	1829
Bunker	1644	1611	1714	1829	2063
Total(Sin G.E.)	3198	3302	3409	3521	3637
Total(Inc.G.E.)	4426	4483	4688	4917	5385

País:	Consumo estimado				
Panamá	(Incluyendo generación eléctrica)				
	1992	1993	1994	1995	1996
GLP	738	762	787	812	839
Gasolinas	1813	1872	1933	1996	2062
Kero/Jet	552	570	588	607	627
Diesel	2895	2998	2587	2713	3160
Bunker	1492	1632	2277	2122	2176
Total(Sin G.E.)	5643	5827	6017	6213	6418
Total(Inc.G.E.)	7489	7833	8172	8250	8865

Fuente : Elaboración de la CEPAL

**Cuadro I.5**

**Istmo Centroamericano : Embarques de petróleo y derivados 1990**  
(Miles de barriles)

País	Producto	Volumen Anual	Cantidad Embarques	(A)	(B)	A/B
				Vol.Prom.X Embarque	Barco Mayor	% Utilizac.
Costa Rica	Petróleo	3049	16	191	265.5	0.72
	Derivados	4163	23	181	301.9	0.60
	GLP	270	15	18		
El Salvador	Petróleo	4861	19	256	286	0.89
	Derivados	893	8	112	151.4	0.74
	GLP	213	16	13		
Guatemala	Petróleo	3933	12	328	349.7	0.94
	Derivados	4945	39	127	192	0.66
	GLP (1)	1056	11	96		
Honduras	Petróleo	3107	14	222	225.5	0.98
	Derivados	2478	29	85	241.8	0.35
	GLP	59	7	8		
Nicaragua	Petróleo	4446	20	222	268.4	0.83
	Derivados	347	20	17	45.7	0.38
	GLP	18	3	6		
Panamá	Petróleo	8175	23	355	394.5	0.90
	Derivados	546	6	91	236.9	0.38
	GLP	617	35	18		

Fuente: CEPAL, Datos estadísticos actualizados a 1990

(1) No incluye el GLP importado por tierra

## **ANEXO II**

### **Análisis microeconómico ("Net back")**





**CUADRO II.1**

**Capacidades de Refinación.      Días de Operación :      330**

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEM	HONDUR	NICARAG	PANAMA
--	------------	-------------	--------	--------	---------	--------

BLS/D	15,500	16,000	17,000	14,000	14,000	80,000
1000 BLS A	5,115	5,280	5,610	4,620	4,620	26,400
85% CAP.	4,348	4,488	4,769	3,927	3,927	22,440

COSTOS FIJOS Y VARIABLES (AL 85% DE CAPACIDAD)						
C. FIJOS	6,167	2,142	5,902	11,653	4,868	23,796
C. VARIABL	0.67	2.75	0.93	2.37	1.97	0.8861
FIJOS/BL	1.42	0.48	1.24	2.97	1.24	1.06

TOTAL/BL	2.09	3.23	2.17	5.34	3.21	1.95
----------	------	------	------	------	------	------

RENDIMIENTOS:	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEM	HONDUR	NICARAG	PANAMA
LPG	1.0%	5.5%	1.2%	1.8%	4.2%	1.0%
GASOLINAS	17.4%	20.1%	17.5%	18.5%	19.5%	16.8%
KERO/TURBO	8.1%	5.4%	7.2%	8.3%	5.6%	5.1%
DIESEL	24.8%	33.9%	36.9%	30.0%	31.5%	25.7%
FUEL OIL	48.5%	31.7%	34.2%	35.8%	37.7%	49.7%
PERDIDAS Y G.	0.2%	3.4%	3.0%	5.6%	1.5%	1.7%
	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

**PRECIOS FOB (EN LA COSTA DEL GOLFO DE LOS ESTADOS UNIDOS)**

	US \$/BL
LPG	16.05
GASOLINAS	27.34
KERO/TURBO	25.51
DIESEL	24.26
FUEL OIL	11.95
PERDIDAS Y G.	17.14
CRUDO	18.04

**RELACION DE RECONSTITUIDOS A CRUDOS**

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEM	HONDUR	NICARAG	PANAMA
RELACION PRECIOS %	N.A.	120.7%	114.4%	117.3%	120.0%	N.A.
CRUDO	100.0%	44.7%	41.8%	25.7%	0.0%	100.0%
RECONSTITUIDO	0.0%	55.3%	58.2%	74.3%	100.0%	0.0%
CARGA, PRECIO FOB:	18.04	20.11	19.55	20.36	21.65	18.04

## COSTOS DE FLETES Y SEGUROS

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEM	HONDUR	NICARAG	PANAMA
CRUDO/RECON	1.11	1.60	1.31	1.15	1.40	0.78
DERIVADOS(SIN LPG)	1.29	4.06	1.42	1.67	5.41	0.90
LPG	5.57	11.15	6.20	10.39	16.31	12.11

## SEGUROS

CRUDO Y DERIVADOS	0.09%
LPG	0.12%

## PRECIOS CIF DE CRUDO Y DERIVADOS

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEM	HONDUR	NICARAG	PANAMA
LPG	21.64	27.22	22.27	26.46	32.38	28.18
GASOLINAS	28.65	31.42	28.78	29.03	32.77	28.26
KERO/TURBO	26.82	29.59	26.95	27.20	30.94	26.43
DIESEL	25.57	28.34	25.70	25.95	29.69	25.18
FUEL OIL	13.25	16.02	13.38	13.63	17.37	12.86
PERDIDAS Y G.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CRUDO	19.17	19.66	19.37	19.21	19.46	18.84
CARGA (CIF)	19.17	21.72	20.88	21.53	23.06	18.84
CARGA: FLETE Y SEGUROS	1.13	1.62	1.33	1.17	1.42	0.80

## PRECIOS "CIF" DE LOS PRODUCTOS MULTIPLICADOS POR LOS RENDIMIENTOS

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEM	HONDUR	NICARAG	PANAMA
LPG	0.22	1.50	0.27	0.48	1.36	0.28
GASOLINAS	4.99	6.32	5.04	5.37	6.39	4.75
KERO/TURBO	2.17	1.60	1.94	2.26	1.73	1.35
DIESEL	6.34	9.61	9.48	7.79	9.35	6.47
FUEL OIL	6.43	5.08	4.58	4.88	6.55	6.39
PERDIDAS Y G.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SUMAS:	20.14	24.10	21.31	20.77	25.39	19.24
CARGA CIF	19.17	21.72	20.88	21.53	23.06	18.84
MARGEN BRUTO	0.98	2.38	0.43	(0.75)	2.32	0.41
COSTO TOTAL/BL	2.09	3.23	2.17	5.34	3.21	1.95
BENEFICIO/BL	(1.11)	(0.85)	(1.74)	(6.09)	(0.89)	(1.54)

## NET BACK Y DIFERENCIAS:

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEM	HONDUR	NICARAG	PANAMA
NET BACK (FOB)	16.93	19.25	17.81	14.27	20.76	16.50
PRECIO REAL FOB DE LA CARGA	18.04	20.11	19.55	20.36	21.65	18.04
DIFERENCIAS:	(1.11)	(0.85)	(1.74)	(6.09)	(0.89)	(1.54)

**ANEXO III**  
**Análisis Macroeconómico**



Se detallan en este anexo la lógica del programa de computación y los datos e hipótesis básicos que sirvieron de base para las simulaciones efectuadas para 1991 y 1996.

### Lógica del programa de computación

El programa fue estructurado con la siguiente lógica:

- a) Una refinería cualquiera recibe una carga y la procesa. En los cálculos se diferencia claramente el crudo, el reconstituido y sus respectivos precios.

**Cuadro III.1**

#### Relación de precios entre crudos y reconstituidos - 1991

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEMALA	HONDURAS	NICARAGUA	PANAMA
Relación Precios %	N.A.	120.7%	114.4%	117.3%	120.0%	N.A.
Cargas de refinerías						
Crudo	100.0%	44.7%	41.8%	25.7%	0.0%	100.0%
Reconstit.	0.0%	55.3%	58.2%	74.3%	100.0%	0.0%

Fuente: CEPAL (1)

**Cuadro III.2**

#### Relación de precios entre crudos y reconstituidos - 1996

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEMALA	HONDURAS	NICARAGUA	PANAMA
Relación Precios %	120%	120%	120%	120%	120%	120%
Cargas de refinerías						
Crudo	100.0%	44.7%	41.8%	25.7%	0.0%	100.0%
Reconstit.	0.0%	55.3%	58.2%	74.3%	100.0%	0.0%

Fuente: Estimaciones OLADE/CEPAL

- b) Obtenidos los productos se compara esta oferta interna con la demanda nacional.

Si existe un déficit se importan los derivados, si existe un superávit se exportan los derivados al precio FOB.

Para valorar los productos importados, a los precios CIF se agregan los beneficios esperados por el importador, equivalentes al costo de oportunidad del capital empleado. Para este fin se consideran:

- i) Un tiempo medio de 45 días entre ingresos y egresos;
  - ii) La tasa PRIME en el mercado de Estados Unidos (New York), que fue del 8.38 % para 1991; y,
  - iii) Un "spread" del 10%.
- c) Se calculan los costos variables, se añaden los costos fijos y se determinan los costos totales de refinación.
- d) Se calculan los "precios ex-refinería", tomando en cuenta tanto los costos unitarios por barril, como las utilidades de los refinadores.
- e) La simulación se realiza para las siguientes alternativas de suministro:
- Importación total de derivados. En este caso, la refinería no opera y solo se contabilizan los costos fijos;
  - Operación de la refinería a un nivel tal que garantiza un equilibrio entre producción y la demanda de fuel oil. Esta alternativa se denomina "cero exceso de fuel oil";
  - Operación al 100% de capacidad de la refinería; y,
  - Operación de la refinería en puntos intermedios.

Como se puede advertir, a fin de poder evaluar las alternativas de producción interna vs. la importación de productos se incluyen en cada caso las utilidades respectivas, para tener bases conceptualmente comparables.

### **Parámetros utilizados**

En el programa de simulación se utilizaron los siguientes parámetros:

a) *Estructuras de refinación*

Se tomaron en cuenta los coeficientes promedios de refinación, que estuvieron vigentes durante 1991, y que son los siguientes:

### Cuadro III.3

#### Istmo Centroamericano: Estructuras de refinación (Datos porcentuales)

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEMALA	HONDURAS	NICARAGUA	PANAMA
LPG	1.0	5.5	1.2	1.8	4.2	1.0
Gasolinas	17.4	20.1	17.5	18.5	19.5	16.8
Kero/turbo	8.1	5.4	7.2	8.3	5.6	5.1
Diesel	24.8	33.9	36.9	30.0	31.5	25.7
Fuel oil	48.1	30.1	34.2	35.8	35.9	49.3
No energéticos	0.4	1.6	0.0	0.0	1.8	0.4
Pérd. (Gananc)	0.2	3.4	3.0	5.6	1.5	1.7
	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: CEPAL (1)

#### b) Estructuras de demanda y cargas de refinarias

Se trabajó con las estructuras de demanda correspondientes a 1991.

### Cuadro III.4

#### Istmo Centroamericano: Estructuras de demanda (Datos porcentuales - 1991)

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEMALA	HONDURAS	NICARAGUA	PANAMA
LPG	4.1	8.1	10.4	2.7	4.4	10.3
Gasolinas	28.4	22.2	23.6	21.8	19.8	25.4
Kero/turbo	5.6	4.8	5.1	13.8	5.7	7.8
Diesel	44.4	39.7	42.2	43.0	33.8	39.8
Fuel oil	15.9	24.0	17.1	17.6	35.3	15.9
No energéticos	1.6	1.2	1.6	1.1	1.0	0.8
	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Demanda 1991 Miles de Bls.	7.086	6.955	10.818	5.433	4.388	7.316

Fuente: CEPAL (1)

### Cuadro III.5

#### Istmo Centroamericano: Estructuras de demanda (Datos Porcentuales - 1996)

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEMALA	HONDURAS	NICARAGUA	PANAMA
LPG	3.9	7.6	10.7	2.3	4.1	9.5
Gasolinas	26.8	20.9	24.5	18.5	18.3	23.3
Kero/Turbo	5.3	4.5	5.3	11.7	5.3	7.1
Diesel	46.7	42.9	36.4	41.3	34.0	35.6
Fuel Oil	17.3	24.1	23.1	26.2	38.3	24.5
	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Demanda Global Miles de Bls.	9.526	8.812	13.098	7.243	5.385	8.865

Fuente: Proyecciones de CEPAL

#### c) *La matriz de precios FOB*

Se utilizó una matriz de precios FOB, para los derivados, válida para el entorno internacional de los países del Istmo Centroamericano, para 1991.

### Cuadro III.6

#### Precios "FOB" Promedios de hidrocarburos en la Costa del Golfo - 1991

	(US\$/BL)
LPG	16.05 (1)
Gasolinas	27.34 (1)
Kero/turbo	25.51 (1)
Diesel	24.26 (1)
Fuel oil	11.95 (1)
No energéticos	17.14
Crudo	18.04 (2)

Fuente: (1) Planificación Corporativa de PETROECUADOR, sobre la base del Platt's Oilgram  
US. Marketscam.  
(2) CEPAL (1)



d) *Procedencia de las importaciones de crudo y derivados*

Se tomaron en cuenta los volúmenes de importación de hidrocarburos, correspondiente a 1991.

**Cuadro III.7**

**Istmo Centroamericano: Procedencia de las importaciones - 1991**

Crudo y reconstituido						
	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEMALA	HONDURAS	NICARAGUA	PANAMA
TOTAL ANUAL	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Caribe	0.0%	0.0%	6.7%	0.0%	0.0%	0.0%
Colombia	13.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Ecuador	11.9%	0.0%	35.1%	0.0%	0.0%	80.7%
EUA	0.0%	0.0%	4.9%	0.0%	0.0%	0.0%
México	49.3%	44.7%	0.0%	43.2%	0.0%	0.0%
Venezuela	25.4%	55.3%	53.3%	56.8%	100.0%	19.3%
Productos Refinados						
	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEMALA	HONDURAS	NICARAGUA	PANAMA
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
No ident.			1.2%	5.1%		
Aruba		3.8%				11.2%
Caribe			0.9%	12.4%		
Colombia	3.4%					
Costa Rica					0.6%	0.1%
Curazao	2.0%					
Ecuador	3.0%					
EUA	37.9%	72.8%	80.6%	42.9%		42.8%
Guatemala		0.9%			1.8%	
Honduras					5.3%	
México	4.6%	4.4%	17.4%	1.3%		0.5%
Puerto Rico		9.7%				3.3%
Trinidad						3.1%
Venezuela	49.1%	8.3%		38.4%	92.4%	38.9%

Fuente: CEPAL (1)

e) *Costo de los fletes y seguros*

Se discriminó el costo de los fletes, tomando en cuenta embarques i) de petróleo crudo y petróleo reconstituido, ii) derivados hidrocarbúricos, excepto gas licuado de petróleo y iii) adquisiciones de gas licuado de petróleo.

**Cuadro III.8**

**Istmo Centroamericano: Costo de fletes en dólares por barril - 1991**

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEMALA	HONDURAS	NICARAGUA	PANAMA
Crudo/Reconst.	1.11	1.60	1.31	1.15	1.40	0.78
Derivados sin GLP	1.29	4.06	1.42	1.67	5.41	0.90
Gas Licuado GLP	5.57	11.15	6.20	10.39	16.31	12.11

Fuente: CEPAL (1)

Se utilizó el 0.09% sobre el valor FOB para calcular el seguro, en los embarques de petróleo y derivados (excepto LPG). Para los embarques de LPG se consideró el 0.12% sobre el FOB.

**Cuadro III.9**

**Istmo Centroamericano: Costos operacionales y utilidades de las refinerías - 1991**

	COSTA RICA	EL SALVADOR	GUATEMALA	HONDURAS	NICARAGUA	PANAMA
COSTOS FIJOS *Miles de US\$	6.167	2.142	5.902	11.653	4.868	23.796
COSTOS VARIAB. *US\$/ barril carga	0.67	2.75	0.93	2.37	1.97	0.89
UTILIDADES *US\$/BL	--	2.83	1.28	0.80	1.87	0.83
COSTO VARIABLE MAS UTILIDAD US\$/BL	0.67	5.58	2.21	3.17	3.48	17.2

Para 1996 se considera que los beneficios del refinador son iguales a los beneficios del importador. A largo plazo, en condiciones de libre competencia los beneficios de los distintos sectores económicos son iguales.

Fuente: OLADE/CEPAL

Cuadro III.10

## Resultados para Costa Rica - 1991

Capacidad Utilizada	CERO FUEL OIL							
	0.0%	3.0%	20.7%	41.4%	56.1%	70.7%	85.4%	100.0%
Carga 1.000 Bis/Año	0	170	1,171	2,342	3,171	4,000	4,829	5,658
Crudo	0	170	1,171	2,342	3,171	4,000	4,829	5,658
Reconstituido	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción Obtenida								
Lpg	0	2	12	23	32	40	48	57
Gasolinas	0	30	204	408	552	696	840	984
Kero/Turbo	0	14	95	190	257	324	391	458
Diesel	0	42	290	581	786	992	1,198	1,403
Fuel Oil	0	82	563	1,127	1,525	1,924	2,323	2,721
No Energéticos	0	1	5	9	13	16	19	23
Pérdidas (Gan.anc.)	0	0	2	5	6	8	10	11
Producción - Demanda Interna (Datos En 1.000 Bis/Año)								
Lpg	(291)	(289)	(279)	(267)	(259)	(251)	(242)	(234)
Gasolinas	(2,012)	(1,983)	(1,809)	(1,605)	(1,461)	(1,316)	(1,172)	(1,028)
Kero/Turbo	(397)	(383)	(302)	(207)	(140)	(73)	(6)	61
Diesel	(3,146)	(3,104)	(2,856)	(2,565)	(2,360)	(2,154)	(1,949)	(1,743)
Fuel Oil	(1,127)	(1,045)	(563)	0	399	797	1,196	1,595
No Energéticos	(113)	(113)	(109)	(104)	(101)	(97)	(94)	(91)
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	6,287	6,250	6,033	5,780	5,601	5,421	5,242	5,063
Gasolinas	57,665	56,819	51,826	45,986	41,854	37,722	33,590	29,457
Kero/Turbo	10,644	10,275	8,099	5,555	3,754	1,953	153	(1,567)
Diesel	80,454	79,377	73,026	65,599	60,343	55,087	49,831	44,575
Fuel Oil	14,929	13,848	7,465	0	(4,764)	(9,528)	(14,291)	(19,055)
No Energéticos	2,091	2,079	2,005	1,918	1,857	1,796	1,735	1,674
Crudo	0	3,253	22,447	44,894	60,779	76,664	92,548	108,433
Reconstituido	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrocarburos	172,070	171,901	170,901	169,733	169,424	169,115	168,807	168,579
	*	*	*	*	*	*	*	MINIMO
Costos Fijos	0	6,167	6,167	6,167	6,167	6,167	6,167	6,167
Costos Variables	0	114	785	1,569	2,125	2,680	3,235	3,791
Utilidad Del Refinador	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Mas Beneficios	172,070	178,181	177,853	177,469	177,716	177,962	178,209	178,537
	MINIMO	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	24.28	24.26	24.12	23.95	23.91	23.87	23.82	23.79
C. Operación + Utilid./Bl.	0.00	0.89	0.98	1.09	1.17	1.25	1.33	1.41
Costo Por Barril	24.28	25.15	25.10	25.05	25.08	25.11	25.15	25.20

**Resultados para Costa Rica – 1996**

Capacidad Utilizada	CERO FUEL OIL							
	0.0%	3.0%	30.3%	60.6%	70.4%	80.3%	90.1%	100.0%
Carga 1.000 Bls/Año	0	170	1,713	3,426	3,984	4,542	5,100	5,658
Crudo	0	170	1,713	3,426	3,984	4,542	5,100	5,658
Reconstituido	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción Obtenida								
Lpg	0	2	17	34	40	45	51	57
Gasolinas	0	30	298	596	693	790	887	984
Kero/Turbo	0	14	139	278	323	368	413	458
Diesel	0	42	425	850	988	1,126	1,265	1,403
Fuel Oil	0	82	824	1,648	1,916	2,185	2,453	2,721
No Energéticos	0	1	7	14	16	18	20	23
Pérdidas (Gananc.)	0	0	3	7	8	9	10	11
Producción – Demanda Interna (Datos En 1.000 Bls/Año)								
Lpg	(372)	(370)	(354)	(337)	(332)	(326)	(321)	(315)
Gasolinas	(2,553)	(2,523)	(2,255)	(1,957)	(1,860)	(1,763)	(1,666)	(1,569)
Kero/Turbo	(505)	(491)	(366)	(227)	(182)	(137)	(92)	(47)
Diesel	(4,449)	(4,407)	(4,024)	(3,599)	(3,461)	(3,322)	(3,184)	(3,046)
Fuel Oil	(1,648)	(1,566)	(824)	0	268	537	805	1,073
No Energéticos	0	1	7	14	16	18	20	23
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	8,039	8,003	7,669	7,298	7,177	7,056	6,936	6,815
Gasolinas	73,154	72,308	64,613	56,072	53,290	50,509	47,728	44,947
Kero/Turbo	13,542	13,174	9,820	6,098	4,886	3,674	2,462	1,250
Diesel	113,760	112,684	102,896	92,032	88,494	84,956	81,419	77,881
Fuel Oil	21,837	20,755	10,919	0	(3,206)	(6,413)	(9,619)	(12,825)
No Energéticos	0	(12)	(117)	(235)	(273)	(311)	(350)	(388)
Crudo	0	3,253	32,834	65,667	76,359	87,050	97,742	108,433
Reconstituido	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrocarburos	230,333	230,165	228,632	226,932	226,727	226,522	226,318	226,113
	*	*	*	*	*	*	*	MINIMO
Costos Fijos	0	6,167	6,167	6,167	6,167	6,167	6,167	6,167
Costos Variables	0	114	1,148	2,296	2,669	3,043	3,417	3,791
Utilidad Del Refinador	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Mas Beneficios	230,333	236,445	235,947	235,394	235,563	235,732	235,901	236,070
	MINIMO	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	24.18	24.16	24.00	23.82	23.80	23.78	23.76	23.74
C. Operación + Utilid./Bl.	0.00	0.66	0.77	0.89	0.93	0.97	1.01	1.05
Costo Por Barril	24.18	24.82	24.77	24.71	24.73	24.75	24.76	24.78

**Resultados para El Salvador – 1991**

Capacidad Utilizada	CERO FUEL OIL							
	0.0%	3.0%	47.5%	95.0%	96.2%	97.5%	98.7%	100.0%
Carga 1.000 Bis/Año	0	175	2,773	5,546	5,619	5,693	5,766	5,840
Crudo	0	78	1,239	2,479	2,512	2,545	2,578	2,610
Reconstituido	0	97	1,533	3,067	3,107	3,148	3,189	3,230
Producción Obtenida								
Lpg	0	10	153	305	309	313	317	321
Gasolinas	0	35	557	1,115	1,129	1,144	1,159	1,174
Kero/Turbo	0	9	150	299	303	307	311	315
Diesel	0	59	940	1,880	1,905	1,930	1,955	1,980
Fuel Oil	0	53	835	1,669	1,691	1,714	1,736	1,758
No Energéticos	0	3	44	89	90	91	92	93
Pérdidas (Gananc.)	0	6	94	189	191	194	196	199
Producción – Demanda Interna (Datos En 1.000 Bis/Año)								
Lpg	(563)	(554)	(411)	(258)	(254)	(250)	(246)	(242)
Gasolinas	(1,544)	(1,509)	(987)	(429)	(415)	(400)	(385)	(370)
Kero/Turbo	(334)	(324)	(184)	(34)	(30)	(26)	(22)	(18)
Diesel	(2,761)	(2,702)	(1,821)	(881)	(856)	(831)	(806)	(781)
Fuel Oil	(1,669)	(1,616)	(835)	0	22	44	66	89
No Energéticos	(83)	(81)	(39)	5	6	8	9	10
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	15,686	15,418	11,440	7,194	7,081	6,968	6,855	6,743
Gasolinas	49,635	48,503	31,719	13,803	13,327	12,851	12,375	11,900
Kero/Turbo	10,106	9,820	5,574	1,041	920	800	680	559
Diesel	80,054	78,332	52,801	25,549	24,825	24,102	23,378	22,654
Fuel Oil	27,356	26,492	13,678	0	(265)	(530)	(794)	(1,059)
No Energéticos	1,811	1,750	848	(90)	(110)	(131)	(151)	(171)
Crudo	0	1,539	24,362	48,725	49,372	50,018	50,665	51,312
Reconstituido	0	2,258	35,732	71,464	72,413	73,362	74,311	75,259
Hidrocarburos	184,648	184,112	176,155	167,685	167,563	167,441	167,319	167,198
	*	*	*	*	*	*	*	MINIMO
Costos Fijos	0	2,142	2,142	2,142	2,142	2,142	2,142	2,142
Costos Variables	0	482	7,625	15,250	15,453	15,655	15,858	16,060
Utilidad Del Refinador	0	496	7,847	15,694	15,902	16,111	16,319	16,527
Costos Mas Beneficios	184,648	187,231	193,769	200,771	201,060	201,349	201,638	201,927
	MINIMO	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	26.55	26.47	25.33	24.11	24.09	24.07	24.06	24.04
C. Operación + Utilid./Bl.	0.00	0.45	2.53	4.76	4.82	4.88	4.93	4.99
Costo Por Barril	26.55	26.92	27.86	28.87	28.91	28.95	28.99	29.03

## Resultados para El Salvador - 1996

Capacidad Utilizada	0.0%	3.0%	16.7%	33.3%	50.0%	66.7%	83.3%	100.0%
Carga 1.000 Bis/Año	0	175	974	1,946	2,920	3,894	4,866	5,840
Crudo	0	78	435	870	1,305	1,740	2,175	2,610
Reconstituido	0	97	538	1,076	1,615	2,153	2,691	3,230
Producción Obtenida								
Lpg	0	10	54	107	161	214	268	321
Gasolinas	0	35	196	391	587	783	978	1,174
Kero/Turbo	0	9	53	105	158	210	263	315
Diesel	0	59	330	660	990	1,320	1,650	1,980
Fuel Oil	0	53	293	586	879	1,172	1,465	1,758
No Energéticos	0	3	16	31	47	62	78	93
Pérdidas (Gananc.)	0	6	33	66	99	132	165	199
Producción - Demanda Interna (Datos En 1.000 Bis/Año)								
Lpg	(670)	(660)	(616)	(563)	(509)	(456)	(402)	(349)
Gasolinas	(1,842)	(1,806)	(1,646)	(1,450)	(1,255)	(1,059)	(864)	(668)
Kero/Turbo	(397)	(387)	(344)	(291)	(239)	(186)	(134)	(81)
Diesel	(3,780)	(3,721)	(3,450)	(3,120)	(2,790)	(2,460)	(2,131)	(1,801)
Fuel Oil	(2,124)	(2,071)	(1,831)	(1,538)	(1,245)	(952)	(659)	(366)
No Energéticos	0	3	16	31	47	62	78	93
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	18,229	17,967	16,772	15,315	13,858	12,400	10,944	9,486
Gasolinas	57,875	56,768	51,726	45,580	39,431	33,282	27,137	20,987
Kero/Turbo	11,735	11,455	10,179	8,624	7,069	5,513	3,958	2,402
Diesel	107,142	105,459	97,788	88,441	79,087	69,733	60,386	51,032
Fuel Oil	34,023	33,178	29,329	24,637	19,942	15,248	10,556	5,861
No Energéticos	0	(48)	(267)	(534)	(801)	(1,068)	(1,335)	(1,602)
Crudo	0	1,539	8,554	17,102	25,656	34,210	42,758	51,312
Reconstituido	0	2,254	12,526	25,045	37,571	50,098	62,616	75,143
Hydrocarburos	229,004	228,573	226,607	224,211	221,813	219,416	217,020	214,623
	*	*	*	*	*	*	*	MINIMO
Costos Fijos	0	2,142	2,142	2,142	2,142	2,142	2,142	2,142
Costos Variables	0	482	2,677	5,353	8,030	10,707	13,383	16,060
Utilidad Del Refinador	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Mas Beneficios	229,004	231,196	231,426	231,705	231,985	232,265	232,545	232,825
	MINIMO	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	25.99	25.94	25.72	25.44	25.17	24.90	24.63	24.36
C. Operación + Utilid./Bl.	0.00	0.30	0.55	0.85	1.15	1.46	1.76	2.07
Costo Por Barril	25.99	26.24	26.26	26.29	26.33	26.36	26.39	26.42

Cuadro III.14

## Resultados para Guatemala - 1991

Capacidad Utilizada	CERO FUEL OIL							
	0.0%	3.0%	43.6%	87.2%	90.4%	93.6%	96.8%	100.0%
Carga 1.000 Bls/Año	0	186	2,705	5,409	5,608	5,807	6,006	6,205
Crudo	0	78	1,130	2,261	2,344	2,427	2,511	2,594
Reconstituido	0	108	1,574	3,148	3,264	3,380	3,495	3,611
Producción Obtenida								
Lpg	0	2	32	65	67	70	72	74
Gasolinas	0	33	473	947	981	1,016	1,051	1,086
Kero/Turbo	0	13	195	389	404	418	432	447
Diesel	0	69	998	1,996	2,069	2,143	2,216	2,290
Fuel Oil	0	64	925	1,850	1,918	1,986	2,054	2,122
No Energéticos	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas (Gananc.)	0	6	81	162	168	174	180	186
Producción - Demanda Interna (Datos En 1.000 Bls/Año)								
Lpg	(1,125)	(1,123)	(1,093)	(1,060)	(1,058)	(1,055)	(1,053)	(1,051)
Gasolinas	(2,553)	(2,520)	(2,080)	(1,606)	(1,572)	(1,537)	(1,502)	(1,467)
Kero/Turbo	(552)	(538)	(357)	(162)	(148)	(134)	(119)	(105)
Diesel	(4,565)	(4,497)	(3,567)	(2,569)	(2,496)	(2,422)	(2,349)	(2,276)
Fuel Oil	(1,850)	(1,786)	(925)	0	68	136	204	272
No Energéticos	(173)	(173)	(173)	(173)	(173)	(173)	(173)	(173)
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	25,630	25,579	24,891	24,151	24,097	24,043	23,988	23,934
Gasolinas	75,177	74,218	61,240	47,304	46,279	45,253	44,228	43,202
Kero/Turbo	15,212	14,843	9,843	4,474	4,079	3,684	3,289	2,894
Diesel	120,030	118,224	93,791	67,552	65,622	63,691	61,760	59,830
Fuel Oil	25,321	24,450	12,661	0	(813)	(1,627)	(2,440)	(3,253)
No Energéticos	3,289	3,289	3,289	3,289	3,289	3,289	3,289	3,289
Crudo	0	1,507	21,893	43,786	45,397	47,008	48,619	50,230
Reconstituido	0	2,380	34,575	69,151	71,695	74,239	76,783	79,327
Hidrocarburos	264,659	264,489	262,184	259,708	259,644	259,580	259,517	259,453
	*	*	*	*	*	*	*	MINIMO
Costos Fijos	0	5,902	5,902	5,902	5,902	5,902	5,902	5,902
Costos Variables	0	173	2,515	5,030	5,215	5,401	5,586	5,771
Utilidad Del Refinador	0	238	3,462	6,924	7,178	7,433	7,688	7,942
Costos Mas Beneficios	264,659	270,802	274,063	277,564	277,940	278,316	278,692	279,068
	MINIMO	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	24.46	24.45	24.24	24.01	24.00	24.00	23.99	23.98
C. Operación + Utilid./Bl.	0.00	0.58	1.10	1.65	1.69	1.73	1.77	1.81
Costo Por Barril	24.46	25.03	25.33	25.66	25.69	25.73	25.76	25.80

Cuadro III.15

## Resultados para Guatemala – 1996

Capacidad Utilizada	0.0%	3.0%	16.7%	33.3%	50.0%	66.7%	83.3%	100.0%
Carga 1.000 Bis/Año	0	186	1,034	2,068	3,103	4,137	5,171	6,205
Crudo	0	78	432	864	1,297	1,729	2,161	2,594
Reconstituido	0	108	602	1,204	1,806	2,408	3,009	3,611
Producción Obtenida								
Lpg	0	2	12	25	37	50	62	74
Gasolinas	0	33	181	362	543	724	905	1,086
Kero/Turbo	0	13	74	149	223	298	372	447
Diesel	0	69	382	763	1,145	1,527	1,908	2,290
Fuel Oil	0	64	354	707	1,061	1,415	1,768	2,122
No Energéticos	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas (Gananc.)	0	6	31	62	93	124	155	186
Producción – Demanda Interna (Datos En 1.000 Bis/Año)								
Lpg	(1,401)	(1,399)	(1,389)	(1,377)	(1,364)	(1,352)	(1,339)	(1,327)
Gasolinas	(3,209)	(3,176)	(3,028)	(2,847)	(2,666)	(2,485)	(2,304)	(2,123)
Kero/Turbo	(694)	(681)	(620)	(545)	(471)	(396)	(322)	(247)
Diesel	(4,768)	(4,699)	(4,386)	(4,005)	(3,623)	(3,241)	(2,860)	(2,478)
Fuel Oil	(3,026)	(2,962)	(2,672)	(2,318)	(1,965)	(1,611)	(1,257)	(904)
No Energéticos	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	31,210	31,160	30,934	30,657	30,381	30,105	29,828	29,552
Gasolinas	92,370	91,432	87,160	81,952	76,742	71,531	66,324	61,114
Kero/Turbo	18,711	18,349	16,703	14,697	12,690	10,683	8,676	6,669
Diesel	122,538	120,772	112,728	102,924	93,114	83,304	73,500	63,690
Fuel Oil	40,485	39,633	35,752	31,021	26,288	21,554	16,823	12,090
No Energéticos	0	0	0	0	0	0	0	0
Crudo	0	1,507	8,373	16,742	25,115	33,488	41,857	50,230
Reconstituido	0	2,489	13,833	27,657	41,489	55,322	69,146	82,979
Hidrocarburos	305,314	305,344	305,482	305,650	305,819	305,987	306,155	306,323
MINIMO	*	*	*	*	*	*	*	*
Costos Fijos	0	5,902	5,902	5,902	5,902	5,902	5,902	5,902
Costos Variables	0	173	962	1,923	2,885	3,847	4,809	5,771
Utilidad Del Refinador	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Mas Beneficios	305,314	311,419	312,346	313,476	314,606	315,736	316,866	317,996
MINIMO	*	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	23.31	23.31	23.32	23.34	23.35	23.36	23.37	23.39
C. Operación + Utilid./Bl.	0.00	0.46	0.52	0.60	0.67	0.74	0.82	0.89
Costo Por Barril	23.31	23.78	23.85	23.93	24.02	24.11	24.19	24.28



Cuadro III.16

## Resultados para Honduras - 1991

Capacidad Utilizada	CERO FUEL OIL							
	0.0%	3.0%	26.1%	52.3%	64.2%	76.1%	88.1%	100.0%
Carga 1.000 Bls/Año	0	153	1,335	2,671	3,281	3,890	4,500	5,110
Crudo	0	39	343	686	843	1,000	1,157	1,313
Reconstituido	0	114	992	1,985	2,438	2,891	3,344	3,797
Producción Obtenida								
Lpg	0	3	24	48	59	70	81	92
Gasolinas	0	28	247	494	607	720	833	945
Kero/Turbo	0	13	111	222	272	323	374	424
Diesel	0	46	401	801	984	1,167	1,350	1,533
Fuel Oil	0	55	478	956	1,175	1,393	1,611	1,829
No Energéticos	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas (Gananc.)	0	9	75	150	184	218	252	286
Producción - Demanda Interna (Datos En 1.000 Bls/Año)								
Lpg	(147)	(144)	(123)	(99)	(88)	(77)	(66)	(55)
Gasolinas	(1,184)	(1,156)	(937)	(690)	(577)	(465)	(352)	(239)
Kero/Turbo	(750)	(737)	(639)	(528)	(477)	(427)	(376)	(326)
Diesel	(2,336)	(2,290)	(1,936)	(1,535)	(1,352)	(1,169)	(986)	(803)
Fuel Oil	(956)	(901)	(478)	(0)	218	437	655	873
No Energéticos	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)	(60)
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	3,971	3,896	3,320	2,669	2,372	2,075	1,778	1,481
Gasolinas	35,178	34,336	27,840	20,502	17,152	13,801	10,451	7,100
Kero/Turbo	20,864	20,510	17,780	14,695	13,287	11,878	10,470	9,061
Diesel	62,021	60,800	51,385	40,749	35,892	31,036	26,180	21,323
Fuel Oil	13,333	12,568	6,667	0	(2,609)	(5,217)	(7,826)	(10,434)
No Energéticos	1,151	1,151	1,151	1,151	1,151	1,151	1,151	1,151
Crudo	0	757	6,592	13,184	16,194	19,203	22,213	25,223
Reconstituido	0	2,543	22,157	44,315	54,431	64,548	74,664	84,781
Hidrocarburos	136,519	136,561	136,891	137,264	137,870	138,475	139,080	139,686
	MINIMO	*	*	*	*	*	*	*
Costos Fijos	0	11,653	11,653	11,653	11,653	11,653	11,653	11,653
Costos Variables	0	363	3,165	6,330	7,775	9,220	10,666	12,111
Utilidad Del Refinador	0	123	1,068	2,137	2,625	3,112	3,600	4,088
Costos Mas Beneficios	136,519	148,700	152,778	157,384	159,922	162,461	164,999	167,538
	MINIMO	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	25.13	25.14	25.20	25.26	25.38	25.49	25.60	25.71
C. Operación + Utilid./Bl.	0.00	2.23	2.92	3.70	4.06	4.41	4.77	5.13
Costo Por Barril	25.13	27.37	28.12	28.97	29.44	29.90	30.37	30.84

Cuadro III.17

## Resultados para Honduras - 1996

Capacidad Utilizada	0.0%	3.0%	16.7%	33.3%	50.0%	66.7%	83.3%	100.0%
Carga 1.000 Bis/Año	0	153	852	1,703	2,555	3,407	4,258	5,110
Crudo	0	39	219	438	657	876	1,094	1,313
Reconstituido	0	114	633	1,265	1,898	2,531	3,164	3,797
Producción Obtenida								
Lpg	0	3	15	31	46	61	77	92
Gasolinas	0	28	158	315	473	630	788	945
Kero/Turbo	0	13	71	141	212	283	353	424
Diesel	0	46	256	511	767	1,022	1,277	1,533
Fuel Oil	0	55	305	610	915	1,220	1,524	1,829
No Energéticos	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas (Gananc.)	0	9	48	95	143	191	238	286
Producción - Demanda Interna (Datos En 1.000 Bis/Año)								
Lpg	(167)	(164)	(151)	(136)	(121)	(105)	(90)	(75)
Gasolinas	(1,340)	(1,312)	(1,182)	(1,025)	(867)	(710)	(552)	(395)
Kero/Turbo	(847)	(835)	(777)	(706)	(635)	(565)	(494)	(423)
Diesel	(2,991)	(2,945)	(2,736)	(2,480)	(2,225)	(1,969)	(1,714)	(1,458)
Fuel Oil	(1,898)	(1,843)	(1,593)	(1,288)	(983)	(678)	(373)	(68)
No Energéticos	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	4,408	4,335	4,002	3,597	3,191	2,785	2,380	1,974
Gasolinas	38,905	38,082	34,330	29,757	25,181	20,606	16,033	11,457
Kero/Turbo	23,053	22,707	21,129	19,207	17,284	15,361	13,438	11,515
Diesel	77,631	76,438	70,999	64,371	57,739	51,107	44,479	37,847
Fuel Oil	25,867	25,119	21,710	17,556	13,399	9,242	5,088	931
No Energéticos	0	0	0	0	0	0	0	0
Crudo	0	757	4,205	8,407	12,611	16,816	21,018	25,223
Reconstituido	0	2,599	14,442	28,874	43,316	57,757	72,190	86,632
Hidrocarburos	169,863	170,035	170,816	171,768	172,721	173,674	174,626	175,579
MINIMO		*	*	*	*	*	*	*
Costos Fijos	0	11,653	11,653	11,653	11,653	11,653	11,653	11,653
Costos Variables	0	363	2,019	4,036	6,055	8,074	10,092	12,111
Utilidad Del Refinador	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Mas Beneficios	169,863	182,051	184,488	187,458	190,430	193,401	196,371	199,343
MINIMO		*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	23.45	23.48	23.58	23.72	23.85	23.98	24.11	24.24
C. Operación+Utilid./Bl.	0.00	1.66	1.89	2.17	2.44	2.72	3.00	3.28
Costo Por Barril	23.45	25.13	25.47	25.88	26.29	26.70	27.11	27.52

Cuadro III.18

## Resultados para Nicaragua - 1991

Capacidad Utilizada	CERO FUEL OIL							
	0.0%	3.0%	42.2%	84.4%	88.3%	92.2%	96.1%	100.0%
Carga 1.000 Bis/Año	0	153	2,157	4,315	4,513	4,712	4,911	5,110
Crudo	0	0	0	0	0	0	0	0
Reconstituido	0	153	2,157	4,315	4,513	4,712	4,911	5,110
Producción Obtenida								
Lpg	0	6	91	181	190	198	206	215
Gasolinas	0	30	421	841	880	919	958	996
Kero/Turbo	0	9	121	242	253	264	275	286
Diesel	0	48	680	1,359	1,422	1,484	1,547	1,610
Fuel Oil	0	55	774	1,549	1,620	1,692	1,763	1,834
No Energéticos	0	3	39	78	81	85	88	92
Pérdidas (Gananc.)	0	2	32	65	68	71	74	77
Producción - Demanda Interna (Datos En 1.000 Bis/Año)								
Lpg	(193)	(187)	(102)	(12)	(4)	5	13	22
Gasolinas	(869)	(839)	(448)	(27)	11	50	89	128
Kero/Turbo	(250)	(242)	(129)	(8)	3	14	25	36
Diesel	(1,483)	(1,435)	(804)	(124)	(61)	1	64	127
Fuel Oil	(1,549)	(1,494)	(774)	0	71	143	214	286
No Energéticos	(44)	(41)	(5)	34	37	41	45	48
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	6,395	6,182	3,394	393	116	(78)	(212)	(346)
Gasolinas	29,130	28,127	15,025	921	(309)	(1,369)	(2,429)	(3,489)
Kero/Turbo	7,917	7,645	4,093	269	(67)	(351)	(635)	(919)
Diesel	45,049	43,582	24,408	3,767	1,865	(30)	(1,550)	(3,069)
Fuel Oil	27,525	26,547	13,762	(0)	(853)	(1,706)	(2,559)	(3,412)
No Energéticos	1,013	949	117	(579)	(640)	(702)	(763)	(824)
Crudo	0	0	0	0	0	0	0	0
Reconstituido	0	3,536	49,764	99,528	104,115	108,702	113,288	117,875
Hydrocarburos	117,029	116,569	110,563	104,299	104,226	104,465	105,140	105,815
	*	*	*	*	MINIMO	*	*	*
Costos Fijos	0	4,868	4,868	4,868	4,868	4,868	4,868	4,868
Costos Variables	0	302	4,250	8,500	8,892	9,283	9,675	10,067
Utilidad Del Refinador	0	287	4,034	8,068	8,440	8,812	9,184	9,556
Costos Mas Beneficios	117,029	122,026	123,716	125,735	126,426	127,429	128,867	130,305
	MINIMO	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	26.67	26.57	25.20	23.77	23.75	23.81	23.96	24.11
C. Operación+Utilid./Bl.	0.00	1.24	3.00	4.89	5.06	5.23	5.41	5.58
Costo Por Barril	26.67	27.81	28.19	28.65	28.81	29.04	29.37	29.70

Cuadro III.19

## Resultados para Nicaragua - 1996

Capacidad Utilizada	0.0%	3.0%	16.7%	33.3%	50.0%	66.7%	83.3%	100.0%
Carga 1.000 Bls/Año	0	153	852	1,703	2,555	3,407	4,258	5,110
Crudo	0	0	0	0	0	0	0	0
Reconstituido	0	153	852	1,703	2,555	3,407	4,258	5,110
Producción Obtenida								
Lpg	0	6	36	72	107	143	179	215
Gasolinas	0	30	166	332	498	664	830	996
Kero/Turbo	0	9	48	95	143	191	238	286
Diesel	0	48	268	536	805	1,073	1,341	1,610
Fuel Oil	0	55	306	611	917	1,223	1,529	1,834
No Energéticos	0	3	15	31	46	61	77	92
Pérdidas (Gananc.)	0	2	13	26	38	51	64	77
Producción - Demanda Interna (Datos En 1.000 Bls/Año)								
Lpg	(221)	(214)	(185)	(149)	(113)	(78)	(42)	(6)
Gasolinas	(985)	(956)	(819)	(653)	(487)	(321)	(155)	11
Kero/Turbo	(285)	(277)	(238)	(190)	(142)	(95)	(47)	1
Diesel	(1,831)	(1,783)	(1,563)	(1,294)	(1,026)	(758)	(490)	(221)
Fuel Oil	(2,062)	(2,007)	(1,757)	(1,451)	(1,145)	(839)	(534)	(228)
No Energéticos	0	3	15	31	46	61	77	92
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	7,149	6,940	5,990	4,833	3,674	2,516	1,358	200
Gasolinas	32,298	31,318	26,854	21,413	15,969	10,525	5,084	(301)
Kero/Turbo	8,831	8,566	7,355	5,880	4,404	2,928	1,453	(19)
Diesel	54,363	52,929	46,396	38,433	30,466	22,499	14,536	6,569
Fuel Oil	35,826	34,870	30,514	25,205	19,893	14,581	9,272	3,960
No Energéticos	0	(47)	(263)	(525)	(788)	(1,051)	(1,314)	(1,577)
Crudo	0	0	0	0	0	0	0	0
Reconstituido	0	3,536	19,650	39,288	58,937	78,587	98,225	117,875
Hidrocarburos	138,467	138,112	136,496	134,526	132,555	130,584	128,614	126,707
*	*	*	*	*	*	*	*	MINIMO
Costos Fijos	0	4,868	4,868	4,868	4,868	4,868	4,868	4,868
Costos Variables	0	302	1,678	3,355	5,033	6,711	8,389	10,067
Utilidad Del Refinador	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Mas Beneficios	138,467	143,282	143,042	142,750	142,457	142,164	141,871	141,642
MINIMO	*	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	25.71	25.65	25.35	24.98	24.62	24.25	23.88	23.53
C. Operación+Utilid./Bl.	0.00	0.96	1.22	1.53	1.84	2.15	2.46	2.77
Costo Por Barril	25.71	26.61	26.56	26.51	26.45	26.40	26.35	26.30

Cuadro III.20

## Resultados para Panamá - 1991

Capacidad Utilizada	CERO FUEL OIL							
	0.0%	3.0%	4.0%	8.1%	31.1%	54.0%	77.0%	100.0%
Carga 1.000 BIs/Año	0	876	1,180	2,360	9,070	15,780	22,490	29,200
Crudo	0	876	1,180	2,360	9,070	15,780	22,490	29,200
Reconstituido	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción Obtenida								
Lpg	0	9	12	24	91	158	225	292
Gasolinas	0	147	198	396	1,524	2,651	3,778	4,906
Kero/Turbo	0	45	60	120	463	805	1,147	1,489
Diesel	0	225	303	606	2,331	4,055	5,780	7,504
Fuel Oil	0	432	582	1,163	4,471	7,779	11,088	14,396
No Energéticos	0	4	5	9	36	63	90	117
Pérdidas (Gananc.)	0	15	20	40	154	268	382	496
Producción - Demanda Interna (Datos En 1.000 Bis/Año)								
Lpg	(754)	(745)	(742)	(730)	(663)	(596)	(529)	(462)
Gasolinas	(1,858)	(1,711)	(1,660)	(1,462)	(335)	793	1,920	3,047
Kero/Turbo	(571)	(526)	(510)	(450)	(108)	234	576	919
Diesel	(2,912)	(2,687)	(2,609)	(2,305)	(581)	1,144	2,868	4,593
Fuel Oil	(1,163)	(731)	(582)	0	3,308	6,616	9,924	13,232
No Energéticos	(59)	(55)	(54)	(49)	(22)	5	31	58
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	21,722	21,470	21,382	21,042	19,108	17,174	15,239	13,305
Gasolinas	53,730	49,475	47,999	42,268	9,674	(21,673)	(52,494)	(83,314)
Kero/Turbo	15,430	14,222	13,804	12,177	2,923	(5,972)	(14,702)	(23,432)
Diesel	75,008	69,209	67,198	59,387	14,963	(27,744)	(69,581)	(111,417)
Fuel Oil	15,304	9,622	7,652	0	(39,532)	(79,063)	(118,595)	(158,127)
No Energéticos	1,081	1,016	994	907	411	(79)	(539)	(999)
Crudo	0	16,501	22,222	44,445	170,838	297,231	423,625	550,018
Reconstituido	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrocarburos	182,276	181,515	181,251	180,225	178,385	179,873	182,953	186,034
	*	*	*	*	MINIMO	*	*	*
Costos Fijos	0	23,796	23,796	23,796	23,796	23,796	23,796	23,796
Costos Variables	0	776	1,045	2,091	8,037	13,982	19,928	25,874
Utilidad Del Refinador	0	727	979	1,958	7,528	13,097	18,667	24,236
Costos Mas Beneficios	182,276	206,814	207,071	208,071	217,745	230,748	245,344	259,940
	MINIMO	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	24.91	24.81	24.77	24.63	24.38	24.59	25.01	25.43
C. Operación + Utilid./Bl.	0.00	3.46	3.53	3.81	5.38	6.95	8.53	10.10
Costo Por Barril	24.91	28.27	28.30	28.44	29.76	31.54	33.54	35.53

Cuadro III.21

## Resultados para Panamá - 1996

Capacidad Utilizada	CERO FUEL OIL							
	0.0%	3.0%	7.5%	15.1%	36.3%	57.5%	78.8%	100.0%
Carga 1.000 Bls/Año	0	876	2,203	4,406	10,604	16,803	23,001	29,200
Crudo	0	876	2,203	4,406	10,604	16,803	23,001	29,200
Reconstituido	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción Obtenida								
Lpg	0	9	22	44	106	168	230	292
Gasolinas	0	147	370	740	1,781	2,823	3,864	4,906
Kero/Turbo	0	45	112	225	541	857	1,173	1,489
Diesel	0	225	566	1,132	2,725	4,318	5,911	7,504
Fuel Oil	0	432	1,086	2,172	5,228	8,284	11,340	14,396
No Energéticos	0	4	9	18	42	67	92	117
Pérdidas (Gananc.)	0	15	37	75	180	286	391	496
Producción - Demanda Interna (Datos En 1.000 Bls/Año)								
Lpg	(842)	(833)	(820)	(798)	(736)	(674)	(612)	(550)
Gasolinas	(2,066)	(1,918)	(1,695)	(1,325)	(284)	757	1,799	2,840
Kero/Turbo	(629)	(585)	(517)	(405)	(89)	228	544	860
Diesel	(3,156)	(2,931)	(2,590)	(2,024)	(431)	1,162	2,755	4,348
Fuel Oil	(2,172)	(1,740)	(1,086)	0	3,056	6,112	9,168	12,224
No Energéticos	0	4	9	18	42	67	92	117
Costos Abastecimiento, Sin Incluir Distribución Y Transporte Interno: 1.000 Us \$ Año								
Lpg	23,732	23,485	23,111	22,490	20,744	18,997	17,250	15,504
Gasolinas	58,382	54,222	47,922	37,462	8,029	(20,705)	(49,176)	(77,647)
Kero/Turbo	16,637	15,456	13,668	10,698	2,342	(5,804)	(13,869)	(21,933)
Diesel	79,472	73,803	65,217	50,961	10,845	(28,199)	(66,846)	(105,494)
Fuel Oil	27,933	22,378	13,966	0	(36,518)	(73,036)	(109,555)	(146,073)
No Energéticos	0	(60)	(151)	(302)	(727)	(1,152)	(1,577)	(2,002)
Crudo	0	16,501	41,492	82,984	199,742	316,501	433,259	550,018
Reconstituido	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidrocarburos	206,156	205,786	205,225	204,294	204,456	206,601	209,487	212,373
	*	*	*	MINIMO	*	*	*	*
Costos Fijos	0	23,796	23,796	23,796	23,796	23,796	23,796	23,796
Costos Variables	0	776	1,952	3,904	9,396	14,889	20,382	25,874
Utilidad Del Refinador	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos Mas Beneficios	206,156	230,358	230,973	231,993	237,649	245,286	253,664	262,043
	MINIMO	*	*	*	*	*	*	*
C. Hidrocarb./Bl.	23.26	23.21	23.15	23.04	23.06	23.31	23.63	23.96
C. Operación+Utilid./Bl.	0.00	2.77	2.90	3.12	3.74	4.36	4.98	5.60
Costo Por Barril	23.26	25.99	26.05	26.17	26.81	27.67	28.61	29.56

## REFERENCIAS

- (1) CEPAL. Estadísticas del Abastecimiento de Hidrocarburos en América Central. Datos actualizados a 1991. LC/MEX/R.344. 31 de marzo de 1992.
- (2) CEPAL. Istmo Centroamericano: Abastecimiento de hidrocarburos. Datos actualizados a 1990. LC/MEX/L.172.
- (3) CEPAL. Informe de la Tercera Reunión Regional sobre el abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano. Montelimar, Nicaragua, 20 a 22 de noviembre de 1991. LC/MEX/L.173 (Sem. 48/4). 10 de diciembre de 1991
- (4) CEPAL. Istmo Centroamericano: Evolución y perspectivas del subsector eléctrico y análisis del desabastecimiento de energía eléctrica en El Salvador, Guatemala y Nicaragua. LC/MEX/R.331 (Sem. 48/3). 15 de noviembre de 1991.
- (5) CEPAL. Nota de la Secretaría. Decimoséptima Reunión del Grupo Regional de Interconexión Eléctrica. Tegucigalpa, Honduras, 19 y 20 de febrero de 1992. LC/MEX/L.181. 14 de febrero de 1992.
- (6) CEPAL. Algunos aspectos relevantes del sector energético en América Central. LC/MEX/R.333; 27 de noviembre de 1991.
- (7) OLADE. Istmo Centroamericano: una visión del sector energético. Noviembre de 1991.
- (8) OLADE. Estudio de las políticas de precios del petróleo y derivados para América Latina y el Caribe, OLADE, junio de 1991.
- (9) OLADE-Banco Mundial. Seminario Centroamericano de Comercialización del Petróleo/Gobierno de Honduras. Octubre 8-11 de 1990.
- (10) Honduras: Problemas y opciones en el sector de energía. Informe del Programa conjunto PNUD/Banco Mundial. Estudios integrales del sector de energía - agosto 1987.
- (11) Progreso económico y social en América Latina/Informe 1991/BID.
- (12) PANAMA: Descripción de los aspectos más relevantes del subsector petrolero, ocurridos en 1991/Hugo Tovar A. y Audo Escudero/Tercera Reunión Regional sobre abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano/CEPAL-Nicaragua/Nov. 20 al 22, 1991.
- (13) Barrier to lower petroleum supply costs in the Caribbean Basin and recommended steps to reduce - eliminate them/ACCORD ENTERPRISES, INC./February 2, 1991.

