

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.763
8 de septiembre de 1999

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**ISTMO CENTROAMERICANO: DIAGNÓSTICO DE LA
INDUSTRIA PETROLERA**

(Proyecto BID/FOMIN/CEPAL)

Notas explicativas

En el presente documento se han adoptado las convenciones siguientes:

- Un signo menos (-) indica déficit o disminución, salvo que se especifique otra cosa.
- El punto (.) se usa para separar los decimales.
- La raya inclinada (/) indica un año agrícola o fiscal (por ejemplo, 1970/1971).
- El guión (-) puesto entre cifras que expresen años (por ejemplo, 1971-1973) indica que se trata de todo el período considerado, ambos años inclusive.
- La palabra “toneladas” indica toneladas métricas, y la palabra “dólares” se refiere a dólares de los Estados Unidos, salvo indicación contraria.
- Salvo indicación contraria, las referencias a tasas anuales de crecimiento o variación corresponden a tasas anuales compuestas.
- Debido a que a veces se redondean las cifras, los datos parciales y los porcentajes presentados en los cuadros no siempre suman el total correspondiente.
- En algunas partes de este documento se ha preferido enumerar los países en orden geográfico (de norte a sur) en lugar del orden alfabético habitual en los estudios de las Naciones Unidas. Con ello sólo se pretende facilitar la comprensión del análisis, dadas las peculiares características físicas de la región.

En los cuadros se emplean además los siguientes signos:

- Tres puntos (...) indican que los datos faltan o no constan por separado.
- La raya (—) indica que la cantidad es nula o insignificante.
- Un espacio en blanco indica que el concepto de que se trata no es aplicable.

ÍNDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN	1
1. Aspectos institucionales	1
2. Condiciones de base	2
3. Estructura	3
4. Estrategias	5
5. Resultados	7
INTRODUCCIÓN	9
I. ASPECTOS INSTITUCIONALES DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS	11
A. ENTES NORMATIVOS NACIONALES	11
B. ENTES REGULADORES NACIONALES	13
C. ORGANISMOS REGIONALES	16
1. Sector energía	16
2. La relación de los organismos sectoriales y el sistema de integración regional	18
D. PROYECTOS REGIONALES EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS.....	19
II. CONDICIONES DE BASE: ASPECTOS TÉCNICOS	21
A. OFERTA	21
1. Exploración, explotación y producción	21
2. Infraestructura existente	23
3. Características del suministro de hidrocarburos	38
B. CONSUMO	46
1. Consumo total.....	46
2. Consumo final	46
3. Consumo para generación de electricidad	48

	<u>Página</u>
C. BALANCE DE DERIVADOS	49
1. Utilización de las refinerías	49
2. Balance de refinación	50
D. NORMAS Y ESPECIFICACIONES	52
1. Las especificaciones vigentes.....	52
2. Las acciones regionales del CCHAC en materia de normalización	54
E. NUEVOS COMBUSTIBLES	54
1. Orimulsión.....	55
2. Carbón	55
3. Gas natural.....	56
4. Gasificación del coque.....	56
III. CONDICIONES DE BASE: ASPECTOS LEGALES Y DE COMERCIO REGIONAL.....	57
A. LEGISLACIONES PERTINENTES	57
1. Aspectos generales de la legislación de hidrocarburos.....	57
2. Aspectos generales de la legislación sobre defensa de la competencia y de los consumidores	62
3. Aspectos generales de las leyes de medio ambiente.....	66
B. EL COMERCIO REGIONAL	73
1. Antecedentes.....	73
2. Situación actual	73
3. Tratados vigentes de comercio internacional en hidrocarburos	75
IV. ESTRUCTURA	76
A. GRADO DE CONCENTRACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA.....	76
1. Importación y refinación	76
2. Almacenamiento	84
3. Transporte.....	87
4. Distribución minorista de derivados líquidos.....	90

	<u>Página</u>
5. Distribución minorista de GLP.....	94
B. NUEVOS AGENTES EN LA INDUSTRIA	95
C. GRADO DE INTEGRACIÓN VERTICAL	96
D. BARRERAS A LA ENTRADA	98
1. Mercados nacionales.....	98
2. Mercado regional.....	101
V. ESTRATEGIAS	103
A. PRECIOS DE LOS DERIVADOS	103
1. La formación de los precios internos de los derivados.....	103
2. Impuestos y aranceles.....	109
3. Subsidios	112
4. Protección fiscal de las refinerías	113
5. Los márgenes y la estructura de precios al consumidor	114
B. OTRAS ESTRATEGIAS EMPRESARIALES	117
1. Gestión regional de las empresas multinacionales	117
2. Estrategias particulares en algunos países.....	118
VI. RESULTADOS	120
A. EFICIENCIA DE LOS PRECIOS DE IMPORTACIÓN	120
B. EFICIENCIA EN LOS PRECIOS FINALES AL CONSUMIDOR.....	121
C. NIVEL DE COMPETENCIA EN LOS MERCADOS NACIONALES	123
D. EFECTOS AMBIENTALES: LA CALIDAD DEL AIRE EN LAS ZONAS METROPOLITANAS DE LA REGIÓN.....	124
E. PRÁCTICAS ANTICONCEPTIVAS.....	124
F. ASPECTOS INSTITUCIONALES	125

RESUMEN

1. Aspectos institucionales

Los aspectos regulatorios de los segmentos de la industria relacionados con el suministro de petróleo están bajo la responsabilidad de una instancia específica en cada uno de los países de la región. En el caso de Costa Rica y Nicaragua, se trata de un ente autónomo y descentralizado, mientras que en los otros cuatro países corresponde a una dirección o unidad especializada, perteneciente a un ministerio de energía o a un ministerio globalista (economía, industria o recursos naturales). En estos últimos casos, las instancias reguladoras forman parte de la administración central, por lo que no cuentan con recursos propios, sino que se financian totalmente con presupuesto del gobierno; adicionalmente, no gozan de autonomía ni de independencia funcional. Con raras excepciones, estas instancias tienen bajos salarios para su personal, con fuertes limitaciones presupuestarias para realizar sus funciones. La dotación de recursos humanos varía de 74 personas en Guatemala (por razones de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos) a ocho personas en Panamá. El resto de los países tiene entre 14 y 25 personas cada uno.

El organismo regional de subsector hidrocarburos es el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC), creado en 1991. Participan en dicho comité las instancias encargadas de la regulación del subsector hidrocarburos. Pueden mencionarse como sus principales logros, las aprobaciones ministeriales de los estatutos del organismo y de una estrategia regional para el subsector petrolero. En la práctica, el CCHAC ha venido funcionando adecuadamente; sin embargo, la falta de su personería jurídica le ha impedido convertirse en una instancia regional reconocida, con mayor peso en sus decisiones, y con recursos propios provenientes de cuotas de los países (como sucede con el foro regional del subsector eléctrico).

2. Condiciones de base

El abastecimiento de hidrocarburos al Istmo Centroamericano se efectúa principalmente por la costa del Atlántico (57.9%), en menor medida desde el Pacífico (39%) y marginalmente por vía terrestre (3.4%), en función de la ubicación de los puertos de la región, la infraestructura de transporte y la ubicación de los principales centros urbanos. Con respecto al transporte, existe un predominio de la modalidad automotor por carreteras, mientras que el cabotaje regional es prácticamente nulo y la infraestructura ferroviaria es escasa y obsoleta. Por su parte, el transporte por ducto sólo se ha desarrollado en Costa Rica. Los oleoductos de Guatemala y Panamá están dedicados a la exportación o trasiego de crudos y, por consiguiente, no inciden en las actividades *downstream*.

En cuanto a la refinación, el sistema está conformado por cinco plantas que operan en cada uno de los países, con excepción de Honduras, cuya refinería paró en 1991. Se trata de pequeñas refinerías, tipo *hydroskimming*. En general, puede decirse que las instalaciones industriales de las cinco refinerías de la región muestran una operación de alta calidad técnica y

administrativa; son notables los dispositivos y políticas de seguridad y el cuidado del medio ambiente.

La capacidad de almacenamiento del Istmo Centroamericano alcanzó, a fines de 1998, un volumen de 4 millones de barriles para crudos, lo cual representó 40.3 días de consumo, y de 11 millones de barriles entre los diferentes derivados, incluyendo gas licuado de petróleo (GLP). Este último presenta el menor nivel en número de días de consumo, pues alcanza sólo 23.8 en el ámbito regional. Por otro lado, en toda la región se reportan 2 174 estaciones, el mayor número en Guatemala (608), y el menor en Nicaragua (225).

Respecto de los aspectos legales relacionados con la industria petrolera, los Estados han aprobado nuevas leyes que integran los principales aspectos de la importación y comercialización de hidrocarburos, así como también de las actividades de exploración y explotación. A la fecha, solamente El Salvador y Honduras carecen de leyes de comercialización de hidrocarburos.

Por otra parte, todos los países de la región tienen leyes de protección al consumidor; sin embargo, sólo Costa Rica y Panamá han aprobado leyes de defensa de la competencia. Con el propósito de revertir, mitigar y controlar los problemas ambientales, se han creado marcos legales para la protección de la naturaleza, los cuales en alguna medida han considerado los convenios y tratados internacionales suscritos por los países. El tema del medio ambiente es relativamente nuevo en los países de la región; en la década de los noventa fueron aprobadas la mayoría de las leyes generales sobre este tema.

En materia de comercio, no existe ningún tratado específico para hidrocarburos suscrito por los seis países de la región; sin embargo, en el ámbito del comercio general los tratados tienen larga historia. Los países del Istmo, excluyendo Panamá, suscribieron en 1960 el Tratado General de Integración Económica Centroamericana, por medio del cual acordaron establecer el Mercado Común Centroamericano (MCCA) y se comprometieron además a constituir una unión aduanera entre sus territorios, para lo cual adoptaron un arancel centroamericano uniforme. El propósito de largo plazo era que todos los productos que se originaran en cualquiera de los cinco países tuvieran libre acceso a todo el MCCA. Los derivados del petróleo fueron originalmente exceptuados; sin embargo, el 17 de septiembre de 1999, el Consejo de Ministros de Integración Económica, formado por los cinco países de Centroamérica, acordaron eliminar dicha decisión.

El único tratado comercial internacional en materia de hidrocarburos vigente en el ámbito regional es el "Programa de Cooperación San José para los Países del Istmo Centroamericano y el Caribe (Acuerdo de San José)", suscrito por los presidentes de México y Venezuela el 3 de agosto de 1980. Este programa tiene el propósito de atender el consumo petrolero interno de los países de la región y contribuir al financiamiento de proyectos de desarrollo en los países beneficiarios del Acuerdo. Desde su suscripción inicial, ha venido siendo renovado anualmente por los gobiernos signatarios.

3. Estructura

A fin de determinar el grado de competencia en la industria petrolera del Istmo Centroamericano, se ha analizado su estructura, caracterizada por el grado de concentración en los diferentes segmentos de la cadena de abastecimiento, la entrada de nuevos agentes, el grado de integración vertical y las barreras a la entrada. Por su radio de acción, se distinguen tres grupos de empresas: multinacionales, regionales y nacionales. Esta clasificación no concuerda necesariamente con la estructura y origen de su capital, pues en varias empresas regionales y nacionales el capital es foráneo.

Las cinco refinerías de la región importan directamente tanto crudo como productos, mientras que varias empresas con instalaciones de almacenamiento (propias o arrendadas) importan directamente sólo derivados. Del análisis de este segmento de la industria se constata que existen 26 agentes diferentes dedicados a estas actividades, entre los que sobresale la presencia de tres grandes empresas multinacionales (Esso, Shell y Texaco). Las empresas regionales únicamente aparecen en la importación de GLP, con participación destacada de los conglomerados de capital mexicano. En cuanto a las empresas nacionales, sobresalen por su tamaño, grado de integración y capital estatal, la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) y Petronic; el resto de empresas nacionales se puede dividir en grandes y pequeñas. Las primeras han construido plantas de almacenamiento de dimensiones considerables para el tamaño de los mercados nacionales y, por lo general, la mayor parte del capital proviene de inversionistas de fuera de la región. Dentro de las empresas grandes destacan las empresas diversificadas (generadoras de electricidad e ingenios azucareros), cuyo principal giro no es la comercialización de combustibles. Muchas de las pequeñas compañías son empresas diversificadas, de reciente ingreso y en franca expansión. Por el tamaño de estas empresas es más evidente la participación de inversionistas locales. Finalmente, existe un mayor número de empresas en los países del norte, especialmente Guatemala.

Para el caso de los derivados líquidos, las tres principales empresas (Texaco, Esso y RECOPE) controlan 76.6% de las importaciones y refinación. Por países, los mayores índices de concentración se observan en Costa Rica y Panamá, donde existe una empresa en situación monopólica, ya sea por una ley del país o por un contrato ley. Luego sigue el caso de Nicaragua, con sólo tres empresas en los segmentos de importación y refinación. El valor inferior de concentración se da en Honduras, mientras que los otros dos países se sitúan en posiciones intermedias.

En el caso del GLP, las tres empresas más importantes controlan 74.3% de la importación/refinación de este combustible en la región. Adicionalmente, dos grupos mexicanos (E. Zaragoza y M. Zaragoza) poseían 61.8% del mercado regional en 1998. Las empresas multinacionales tenían 23.1%, y el 15.1% restante era manejado por varias pequeñas empresas. Cabe resaltar que los índices de concentración son superiores a los del mercado de combustibles líquidos, como resultado del menor número de firmas importadoras de GLP.

La participación de las empresas en el segmento del almacenamiento es en buena medida un reflejo de la situación que muestran los segmentos de importación/refinación de derivados petroleros, ya que en los cinco países referidos sobresale la alta participación de las multinacionales, y es aún más acentuada en ciertos casos, dependiendo de la propiedad de las

refinerías. En el ámbito regional, las empresas multinacionales cuentan con más del 60% de la capacidad de almacenamiento para todos los productos, con excepción del GLP, en que intervienen mayoritariamente las empresas nacionales y regionales.

Un factor importante para el análisis de la estructura de una industria es la entrada de nuevos agentes, que daría una idea del grado de facilidad de las firmas ajenas a este entorno para instalarse en el mercado, superando las barreras que dificultan su entrada en dicha industria. Como se ha mencionado, el almacenamiento es un eslabón clave en la cadena de suministro de hidrocarburos. En general, los nuevos agentes en la región son: a) empresas petroleras multinacionales que han aprovechado nuevas oportunidades de negocios; b) productores independientes de electricidad que, apalancados con sus consumos de combustible para la generación de electricidad, se han diversificado en la distribución mayorista, y c) otras empresas, en particular las nacionales. El total de nuevos agentes que ha entrado en la industria petrolera del Istmo Centroamericano se elevó a 29 durante el período 1990-1998. De ellos, 20 corresponden a hidrocarburos líquidos y el resto a GLP.

Ante la dificultad de contar con un índice que mida el grado de integración vertical de las empresas en la cadena de abastecimiento de derivados líquidos, se ha calculado el porcentaje de la importación/refinación de cada empresa que vende bajo su propio emblema. Por lo tanto, se estudiaron las tres empresas multinacionales y RECOPE, las cuales representan 87% del total en el segmento importación/refinación. En el ámbito regional sobresale la empresa Esso, que vende bajo su propio emblema 86.5% de sus compras. En el extremo opuesto se encuentra la Shell, que compra a otras empresas petroleras parte de su suministro, para cubrir su vasta red de estaciones de servicio. En el caso de la empresa Texaco, vende bajo su emblema el 67.4% de su importación/refinación.

El análisis de la estructura de la industria petrolera en la región se complementa con la identificación de las barreras, es decir, los obstáculos creados por las firmas existentes en el mercado para tratar de protegerse frente a las posibilidades de entrada de otras firmas. En este sentido, se distinguen tres tipos de obstáculos: disposiciones legales, estructura de costos y estrategias desarrolladas por estas empresas.

Dentro de las disposiciones legales se encuentra el tratamiento preferencial para refinerías, la concesión legal monopólica (caso de Costa Rica), las regulaciones para el establecimiento de estaciones de servicio, las restricciones para presentar solicitudes ante el regulador, la ausencia en las leyes de acceso a las instalaciones por parte de terceros, y la segmentación del mercado del GLP. En el caso de la estructura de costos, se pueden mencionar como barreras a la entrada las ventajas por la propiedad de terminales de almacenamiento para importación, la propiedad de ductos y la integración vertical de las principales empresas. Las estrategias de las firmas existentes que constituyen barreras son las inversiones en estaciones de servicio lujosas (lo cual es una estrategia común de las empresas petroleras multinacionales) y la presión sobre los poderes políticos.

En el mercado regional existen barreras específicas, pero también hay otras derivadas de los mercados nacionales, todas de tipo legal. Estos obstáculos son: la existencia de aranceles diferentes en los países, las ventajas legales de algunos agentes en los mercados nacionales, la

falta de definición de las especificaciones de los combustibles, y los procedimientos diferentes de importación.

4. Estrategias

Existe una gran diversidad de esquemas de formación de precios en el Istmo Centroamericano, tales como regulación de precios máximos al consumidor, mediante el sistema de precios paridad de importación (SPPI); regulación de precios máximos de facturación a las compañías distribuidoras —mediante el SPPI— con el resto de la cadena liberada; regulación de monopolio basada en flujos de caja y, por último, formación de precios en mercado libre en toda la cadena de suministro, para una parte o la totalidad de los productos.

En principio, el SPPI trata de simular los costos de un abastecimiento competitivo; sin embargo, sólo es útil en la medida en que las fórmulas respectivas utilicen los parámetros adecuados; de no ser así, este sistema se transforma en un medio para garantizar utilidades superiores al nivel de riesgo involucrado.

En Nicaragua se utiliza el SPPI para regular los precios máximos al consumidor del gas licuado y la kerosina, usando como referencia al precio de la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USGC), más un premio; el resto de los productos está totalmente liberado. En Honduras la regulación llega también hasta el consumidor final, aunque abarca prácticamente a todos los productos. El precio de referencia fob es el Posting Caribe. En El Salvador existe también la regulación mediante el SPPI; sin embargo, se aplica sólo para definir los precios máximos de las gasolinas sin plomo especial y regular, los diesel para vehículos y el industrial, el kerosene, el *jet fuel* y el GLP que los importadores y refinadores pueden facturar a las compañías distribuidoras, dejando en libertad el resto de la cadena de abastecimiento. Los precios se revisan semanalmente sobre la base Platt's USGC más un premio.

En Panamá también se regulan únicamente los precios máximos de facturación de la refinería a las compañías distribuidoras. El precio de referencia fob es el Posting Caribe. Sin embargo, a diferencia de los demás países que también utilizan el SPPI, el resto de los parámetros de la fórmula están definidos con criterios muy competitivos. En contraste, en Guatemala se estableció el libre mercado en todas las fases del negocio, con el propósito de que la competencia refleje los precios internacionales. Estas condiciones de libre mercado han propiciado la aparición de nuevos agentes en todas las etapas del negocio.

Por último, en Costa Rica, la RECOPE es el monopolio estatal a cargo del abastecimiento hasta la venta en planta. Tanto el precio final al consumidor como los márgenes involucrados están regulados por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP). La fijación ordinaria se hace a principio de año, basada en una estimación del precio promedio o "precio coctel". A lo largo del año se ajusta si éste se desvía más de 5% del precio de referencia internacional. El proceso está en función del flujo de caja de la RECOPE.

La manera de gravar los combustibles es muy diferente en cada país. Dos de ellos mantienen aranceles relevantes a la importación, otros dos los han eliminado y en los restantes es muy bajo. Por otra parte, existen impuestos específicos en cinco países, e impuestos al valor

agregado. Además, la magnitud de los montos es también muy diferente. En general, la política fiscal de los países de la región se ha basado en la utilización los combustibles como fuente básica de ingresos públicos. Con variaciones porcentuales, el rasgo común es que los impuestos a los combustibles tienen una alta participación en el presupuesto nacional.

Los subsidios en los combustibles líquidos han sido eliminados en la mayoría de los países, con excepción de El Salvador, donde se aplica uno para el diesel destinado al transporte público. En el caso del GLP, se mantienen todavía los subsidios para ciertas presentaciones en algunos países. La protección fiscal de las refinerías existe en dos países. En Guatemala, la refinería goza de preferencias arancelarias frente a la importación de derivados, gracias a un contrato que finaliza en el 2002. En Panamá, la refinería recibió una tarifa de protección a la importación de derivados, en un contrato firmado en 1992, por 20 años.

Con objeto de comparar los elementos que determinan la formación de precios al consumidor final de los combustibles, se calcularon las estructuras del diesel y las gasolinas superior y regular, sin plomo, correspondientes al primer semestre de 1999, para las ciudades capitales de los seis países de la región. La desagregación de la estructura se realizó considerando tres rubros generales. El primero comprende todo tipo de impuestos, aranceles y recargos, entre ellos, los realizados para cubrir subsidios cruzados entre combustibles. El segundo se refiere al agregado de los márgenes ganados a lo largo de la cadena de abastecimiento, e incluye, además, los costos asociados (transporte marítimo, descarga del buque tanque, almacenamiento, gastos financieros, etc.), con excepción del precio de referencia fob USGC, correspondiente al tercer elemento de la estructura de precios. Visto de otra forma, la suma de estos dos últimos es el precio al consumidor sin impuestos.

Es especialmente importante destacar que Guatemala, Costa Rica y Honduras poseen los márgenes globales más bajos del Istmo Centroamericano, aun cuando tienen estructuras de mercado diferentes. El primero se caracteriza por ser el único con mercado libre en toda la cadena, y por contar con el mayor número de agentes de la región distribuidos en todos los eslabones. Si bien en el segundo país existe un monopolio estatal en la importación y refinación, tiene en común con el tercero la existencia de precios regulados hasta el nivel del consumidor final. En el otro extremo, los mayores márgenes se presentan en El Salvador, con niveles muy superiores a los de los otros dos países, que tienen altos precios antes de impuestos.

Por las características oligopólicas y la debilidad de cada país, individualmente las empresas multinacionales han tenido la capacidad de ejercer las presiones necesarias para mantener privilegios arancelarios o beneficios en las estructuras de precios, cuando éstos han estado regulados. En consecuencia, para romper esta estructura, los gobiernos deben también empezar por considerar que el mercado es uno solo y tomar las medidas requeridas en el contexto del SICA.

Por otra parte, en algunos países la competencia se ha centrado en servicios adicionales, como tarjetas de crédito, bancos, comida rápida y tiendas de conveniencia, así como la oferta de ventajas en seguridad y comodidad para los clientes, lo que incrementa la inversión y, consecuentemente, dificulta la entrada de distribuidores independientes. Esta es la razón por la cual la mayoría de los distribuidores son arrendatarios y no dueños.

5. Resultados

Para determinar el grado de eficiencia en los precios de los derivados del petróleo, se ha considerado conveniente estudiar primeramente los precios de importación. En ese sentido, en las fórmulas de cinco países está fijado el precio fob de los hidrocarburos: Honduras y Panamá utilizan como referencia el llamado Posting Caribe, mientras que El Salvador y Nicaragua usan como referencia el precio USGC, adicionado de una prima que lo aproxima al primero. Por su parte, en Costa Rica se utiliza el precio USGC y en Guatemala el precio está totalmente liberado.

A este respecto, es importante mencionar que la Costa del Golfo de los Estados Unidos es el único mercado en la región donde los precios se forman por la concurrencia de muchos oferentes y muchos compradores. Por el contrario, el Caribe no puede considerarse un mercado, y el llamado Posting Caribe no es más que una publicación de ofertas de algunas empresas refinadoras y comercializadoras. El diferencial entre ambos precios puede ser de más de dos dólares por barril.

En los análisis anuales realizados por la CEPAL sobre los precios fob y cif pagados en los seis países del Istmo Centroamericano, sistemáticamente se ha encontrado que la empresa RECOPE, que utiliza los mecanismos de mercado (licitación) tanto para la compra de los productos como para la contratación del servicio de transporte marino, reporta valores fob muy cercanos al precio USGC publicado por el Platt's. El resto de países tiene precios superiores.

Con respecto a la eficiencia de los precios finales al consumidor, conviene mencionar que con excepción de Costa Rica y Guatemala, el resto de países utiliza un SPPI a fin de simular condiciones de competencia. Sin embargo, el sistema funciona siempre y cuando los valores asignados a los diferentes factores representen condiciones competitivas. En caso contrario, se estarían asegurando rentas oligopólicas o monopólicas para algunos actores. Con relación a las fórmulas del SPPI, se encontró que en muchos países los valores para los factores no representan necesariamente condiciones competitivas, y en algunos casos hasta están duplicados. En este sentido, conviene resaltar los resultados de los márgenes de la industria petrolera nacional de Guatemala y Costa Rica, que no usan el sistema SPPI y tienen los menores valores, mientras que El Salvador tiene el mayor.

Por otra parte, el análisis de la estructura de la industria petrolera en los países del Istmo Centroamericano indica situaciones muy alejadas de un mercado de competencia efectiva. En la región se han encontrado mercados monopólicos en Costa Rica y Panamá; mercados oligopólicos fuertes en Guatemala, Honduras y El Salvador, y un mercado con firma dominante en Nicaragua.

De estos análisis sobresalen dos elementos relacionados con la posibilidad de aumentar la competencia en los mercados nacionales. En primer lugar, el tamaño del mercado es un factor clave, pues permite que haya un mayor número de agentes que trabaja eficientemente. Y, en segundo, la posibilidad del acceso a tanques de almacenamiento, en forma voluntaria y negociada entre las partes, puede coadyuvar a aumentar la competencia.

En mercados tan concentrados, con una industria tradicionalmente propicia a los carteles y a las colusiones, el Estado debe contar con leyes antimonopólicas para la defensa del bienestar de la sociedad. En este sentido, las comisiones encargadas de aplicar dichas leyes deben disponer de

los recursos y la autonomía necesarios. Sin embargo, en América Central sólo dos países cuentan con estas herramientas de reciente creación. La falta de una legislación adecuada y de su correcta aplicación ha favorecido en algunos países las colusiones entre las firmas existentes, o el mantenimiento de márgenes elevados con respecto a un mercado más competitivo.

También conviene mencionar la debilidad de la mayoría de las DGH o sus equivalentes, ante agentes muy poderosos y grupos de interés: empresas multinacionales, gremios de transportistas y de estaciones de servicio. Un punto clave es el apoyo político a las gestiones emprendidas por estas DGH. La experiencia ha demostrado que, a pesar de contar con el soporte de los responsables directos, los ministros responsables de este subsector están expuestos a fuertes influencias de tipo político, diplomático, gremial, popular, etc. Esto ha permitido que en algunos países las empresas petroleras hayan conseguido de las autoridades, por medio de presiones, beneficios que no hubieran podido obtener en un mercado con mayor nivel de competencia.

INTRODUCCIÓN

El sector energético de los países del Istmo Centroamericano ha estado sometido, en los últimos años, a todo un proceso de reforma, como parte de un movimiento global que abarca todo el aparato estatal. Es así que, al inicio de los años noventa, la mayoría de los gobiernos de la región comenzaron un proceso de liberalización de sus respectivos subsectores de hidrocarburos, seguido por el de las industrias eléctricas.

En todos los casos estos procesos fueron similares, encaminados a una separación de las tareas normativa, regulatoria y empresarial del Estado, una disminución de la presencia pública en los aspectos empresariales u operativos, un incremento en la participación de agentes privados, una promoción de la competencia en aquellos segmentos en que, al menos teóricamente, era posible su introducción, etcétera.

Sin embargo, existen algunas diferencias en ambos subsectores. En primer lugar, la industria petrolera maneja un bien totalmente transable (derivados del petróleo), sin segmentos que presenten características de monopolio natural, mientras que en la industria eléctrica existen algunos segmentos con estas características. Otra diferencia notable fue que en los procesos de liberalización de los mercados de hidrocarburos de la región, los gobiernos tuvieron que negociar (o lidiar) con las poderosas empresas petroleras instaladas. En el caso de la industria eléctrica, los gobiernos tuvieron más margen de maniobra, pues se trataba de empresas públicas. Sin embargo, el tamaño de los mercados es una variable de mucha importancia en ambas industrias, de forma que condiciona fuertemente los resultados esperados.

Por la importancia que posee el suministro petrolero en economías pequeñas (importadoras netas de derivados), y con la voluntad política de avanzar hacia una integración energética regional más profunda, las autoridades responsables del subsector hidrocarburos en el Istmo Centroamericano solicitaron al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) la ejecución de un proyecto para la armonización e integración del mercado de hidrocarburos de la región. El BID, con fondos del Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN), aprobó dicha cooperación regional, mediante una asistencia técnica no reembolsable. También a solicitud de los países, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) actúa como organismo ejecutor.

Este documento presenta el diagnóstico de la industria petrolera en el Istmo Centroamericano, con base en la información proporcionada por las Direcciones Generales de Hidrocarburos (DGH) o equivalentes. En su elaboración se ha utilizado la cadena de razonamiento: condiciones de base-estructuras-estrategias-resultados (CSSP), concebida por E. Mason, de la Universidad de Harvard. Este modelo postula que existen relaciones causales entre las estructuras de un mercado, los comportamientos o estrategias de las empresas situadas sobre este mercado, y sus resultados.

Consecuentemente, el documento se divide en seis capítulos. El primero trata los aspectos institucionales ligados con la industria petrolera, en particular los temas normativos y regulatorios. Pese a tratarse de una industria potencialmente competitiva, pero tradicionalmente

con altos índices de concentración, se ha utilizado el término “ente regulatorio” para referirse a las unidades responsables de la fiscalización y supervisión del subsector hidrocarburos en cada país. Los siguientes dos capítulos abarcan las condiciones de base: uno sobre los aspectos técnicos, como las características de la oferta y la demanda, mientras que el otro se concentra en los aspectos legales y de comercio regional.

El cuarto capítulo analiza las estructuras de las respectivas industrias, en un intento por definir el tipo de relaciones competitivas que mantienen las empresas en dichas industrias. El quinto capítulo aborda las estrategias que aplican las empresas para aislarse de la competencia de las otras firmas, en particular en lo concerniente a los precios. Finalmente, el sexto capítulo se refiere a los resultados en términos de eficiencia asignativa, estructural, ambiental, entre otros.

Conviene mencionar que este documento sobre el diagnóstico de la industria petrolera en el Istmo Centroamericano, en una primera versión, fue revisado por las DGH o equivalentes de los seis países de América Central, quienes remitieron sus observaciones. Una segunda versión del documento fue discutida durante la reunión regional con los funcionarios anteriormente citados y la CEPAL, la cual se llevó a cabo en México, D. F., en diciembre de 1999. Posteriormente, esta versión fue nuevamente revisada por los directores generales de hidrocarburos o equivalentes antes de la Reunión Ministerial que se realizó en Tegucigalpa, Honduras en febrero del 2000. En esta reunión se acordó que los directores generales de hidrocarburos volvieran a revisar el documento, y algunos remitieron sus observaciones. La presente versión corresponde a este último paso en el proceso de consulta con las autoridades nacionales del subsector hidrocarburos.

La coordinación general del trabajo estuvo a cargo de Fernando Cuevas. Para la elaboración de los diferentes capítulos hicieron aportes los consultores del proyecto BID/FOMIN/CEPAL, señores Félix Betancourt, Edgardo Díaz Araujo, Jaime Azuara y Luis Fernández, el experto del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania, responsable de la base de datos de hidrocarburos, así como los funcionarios de la CEPAL, señores Fernando Cuevas, Hugo Ventura y Rosa María Barba. El documento fue revisado por un panel asesor conformado por los señores Jorge La Peña, John Foster y John Gustavson. La Unidad de Servicios Editoriales de la oficina de la CEPAL en México prestó su valiosa colaboración.

Finalmente, la CEPAL deja constancia expresa de su reconocimiento a las diferentes instancias nacionales de contraparte del proyecto BID/FOMIN/CEPAL.

I. ASPECTOS INSTITUCIONALES DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

El sector energético en América Central presenta, desde hace pocos años, un nuevo esquema institucional, como resultado de los diferentes procesos de reforma. A continuación se estudian las instancias gubernamentales, normativas y reguladoras del sector en general, y de la industria petrolera en particular.

A. ENTES NORMATIVOS NACIONALES

En cinco países existen instancias normativas para todo el sector energía. En los casos de Costa Rica y Guatemala, dichas instancias son el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) y el Ministerio Energía y Minas (MEM), respectivamente. En Honduras y Nicaragua los aspectos normativos corresponden a las Comisiones Nacionales de Energía (CNE), mientras que en Panamá están a cargo de la Comisión de Política Energética (CPE). Todas estas comisiones tienen poca trayectoria dada su reciente creación o reactivación. Por su parte, en El Salvador no existe una entidad que vele por todo el sector, sino una separación entre los subsectores de electricidad y petróleo.

En referencia a los aspectos normativos del subsector hidrocarburos, a continuación se resumen las funciones de las instituciones encargadas en la región (véase el cuadro 1).

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: ENTES NORMATIVOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA

País	Ministerio	Comisión
Guatemala	Ministerio de Energía y Minas (MEM)	
El Salvador	Ministerio de Economía	
Honduras		Comisión Nacional de Energía (CNE) y Gabinete Energético
Nicaragua		Comisión Nacional de Energía (CNE)
Costa Rica	Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE)	
Panamá		Comisión de Política Energética (CPE)

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

En Guatemala, el MEM es el encargado de dictar las políticas del sector. A través de la Dirección General de Hidrocarburos, supervisa y fija las normas para todas las actividades relacionadas con los hidrocarburos. Además, esta Dirección tiene bajo su responsabilidad la supervisión de las actividades de exploración y explotación petrolera.

En El Salvador, el ente responsable de las políticas y regulación del subsector hidrocarburos es el Ministerio de Economía, por medio de la Dirección de Hidrocarburos y Minas. En la reforma del sector energía, iniciada en los años noventa, se planteaba la creación de la Comisión Reguladora de Electricidad e Hidrocarburos (CREH), propuesta que fue desechada. La reforma se tradujo en la creación de un organismo regulador, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

Por su parte, en Honduras se creó, en 1992, la Comisión Nacional de Energía (CNE), encargada de "coordinar los planes, políticas y estrategias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía". Durante los primeros años la comisión tuvo escasa actividad y no fue sino hasta 1998 cuando se reactivó. Dentro de esta última reorganización, la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) tomaría un papel más protagónico. La CNE está integrada por el Presidente de la República o su designado, quien la preside, los secretarios de la SERNA, finanzas, industria y comercio, obras públicas, transporte y vivienda, así como por un representante del Banco Central.

Sin embargo, también existe un Gabinete Energético, creado en 1996, el cual es presidido por el Presidente de la República, y compuesto por los ministros de industria y comercio, finanzas, obras públicas, transporte y vivienda, y recursos naturales y ambiente. La secretaría del Gabinete Energético es ejercida por la SERNA. De esta forma, existe cierta duplicidad entre el Gabinete Energético y la CNE.

En Nicaragua, el marco del sector energético quedó establecido mediante la aprobación de varias leyes, en abril de 1998. Se dictó la creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE), encargada de la formulación de la política y planificación del sector energético. La CNE es un organismo interinstitucional cuya función principal es la formulación de los objetivos, políticas, estrategias y directrices generales de todo el sector, así como su planificación indicativa, a fin de procurar el desarrollo y óptimo aprovechamiento de los recursos del país. La CNE es presidida por un delegado designado por el Presidente del país, e integrada por el Ministro de Economía y Desarrollo, el Director del Instituto Nicaragüense de Energía (ente regulador) y dos representantes de la sociedad civil nombrados también por el Presidente.

En Costa Rica, el MINAE tiene el papel rector en el sector energético y es el encargado de dictar las políticas respectivas, incluyendo todas las etapas de la cadena del subsector hidrocarburos. Con el propósito de coordinar y hacer operativas las políticas, el MINAE dirige al Consejo Subsectorial de Energía, en el cual participan las principales instituciones y empresas públicas del sector: el Ministerio de Ciencia y Tecnología, el Ministerio de Planificación y Política Económica, la ARESEP, la RECOPE y el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). La Dirección Sectorial de Energía funge como Secretaría Técnica de dicho Consejo.

Por último, en Panamá, al igual que en Nicaragua, los últimos cambios en el sector de la energía se dieron en el ámbito de la reestructuración del subsector eléctrico. Con la aprobación

del marco institucional para la prestación de dicho servicio (ley No. 6, 3 de febrero de 1997), se creó la Comisión de Política Energética (CPE), adscrita al Ministerio de Planificación y Política Económica (MIPPE), cuya finalidad es formular las políticas globales y definir la estrategia del sector. Para los hidrocarburos y combustibles se establece claramente el ámbito de acción de esta comisión en la exploración, explotación, producción, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, refinación, exportación, importación, comercialización y cualquier otra actividad relacionada con el petróleo y sus derivados, carbón, gas natural y demás fuentes energéticas. La CPE está conformada por el Ministro del MIPPE, quien la preside, así como por los ministros de Comercio e Industria, y Hacienda y Tesoro. Cuenta con un Director Ejecutivo, nombrado por el Presidente para un período de cinco años y con el personal profesional, técnico y administrativo que se considere conveniente.

B. ENTES REGULADORES NACIONALES

Sólo dos países —Costa Rica y Nicaragua— han encargado dichos aspectos a un ente autónomo y descentralizado; en el primer país, dedicado a todos los servicios públicos, y en el segundo, con dedicación exclusiva al sector energía. En los restantes cuatro países la fiscalización del subsector hidrocarburos está en manos de una dirección o unidad especializada de un ministerio (véase el cuadro 2).

A continuación se describen los aspectos más importantes de las funciones de los entes regulatorios de la industria petrolera en cada país.

En Guatemala, el MEM, a través de la Dirección General de Hidrocarburos, tiene a su cargo las tareas de inspección, fiscalización, control, registro, información y otorgamiento de permisos y autorizaciones para todas las etapas del sector hidrocarburífero, incluidas la supervisión de las actividades de exploración y explotación petrolera.¹

El Ministerio de Economía de El Salvador, a través de la Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM), en funciones desde 1992, se encarga de regular, fiscalizar y controlar las operaciones de descarga de petróleo y derivados, así como la cantidad y calidad de éstos mediante pruebas directas en todas las etapas de la cadena de abastecimiento. Adicionalmente, calcula los precios de paridad de importación y supervisa los precios al consumidor. La DHM se vincula con la Dirección de Protección al Consumidor, también dependiente del Ministerio de Economía, quien es la autoridad competente respecto de la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos del Petróleo. Asimismo, se coordina con este organismo la realización de sondeos periódicos de precios al consumidor, y se efectúa un seguimiento para detectar anomalías.

¹ Las relaciones de los entes reguladores de la industria petrolera con las instancias responsables del medio ambiente se presentan en el apartado correspondiente a los aspectos legales.

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: ENTES REGULADORES DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

País	Ámbito de acción		
	Multisectorial	Energía	Hidrocarburos
Guatemala			Dirección General de Hidrocarburos (DGH)/ Ministerio de Energía y Minas
El Salvador	Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM)/ Ministerio de Economía		
Honduras			Unidad Técnica del Petróleo y todos sus derivados (UTP) y la Dirección de Energía/ Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
Nicaragua		Dirección General de Hidrocarburos/Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	
Costa Rica	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y el MINAE		
Panamá			Dirección General de Hidrocarburos (DGH)/ Ministerio de Comercio e Industria

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

En el caso de Honduras no existe una sola instancia relacionada con la industria petrolera. Por una parte, la antigua Comisión Administradora del Petróleo (CAP) fue sustituida por la Unidad Técnica de Petróleo y todos sus derivados (UTP), dependiente de la Subsecretaría de Recursos Naturales y Energía de la SERNA, como resultado de la última reorganización llevada a cabo durante el segundo semestre de 1998. La UTP está conformada por personal técnico de la SERNA y las Secretarías de Industria y Comercio, y Finanzas; cuenta además con la asesoría técnica del Banco Central. Esta unidad tiene las funciones de supervisión de la aplicación del sistema de precios de paridad de importación; el seguimiento de las tendencias del mercado internacional de los derivados del petróleo; la supervisión de los costos y márgenes para todas las etapas de la cadena de la industria, y el control de la calidad de los productos. Esta última función no la desempeña aún.²

Por otro lado, la SERNA tiene una Dirección de Energía, la cual atiende, entre otras cosas, el diseño de los planes de explotación petrolera y la definición del marco legal para la contratación de las concesiones. En la actualidad trabaja en un proyecto de ley petrolera.

² No obstante, se prevé el inicio de esta actividad para mediados del año 2000.

Existen también algunas duplicaciones legales. El decreto PCM 013-98, por medio del cual se creó la UTP, no derogó el decreto 94-83 que fundó la CAP. Lo mismo sucede con el acuerdo 697-86, todavía vigente, que faculta a la antigua Secretaría de Economía y Comercio para realizar análisis de laboratorio de los derivados, a fin de verificar que se mantengan dentro de las normas y especificaciones establecidas en su reglamento. Adicionalmente, la Ley de Protección al Consumidor otorga a dicha secretaría la función de ejercer el control de calidad, peso y medida de los bienes y servicios que se ofrezcan en el país.

Otros entes gubernamentales participan también en temas relacionados con la industria petrolera. Por ejemplo, la Dirección General de Transporte de la Secretaría de Obras Públicas, Transporte y Vivienda autoriza y registra las unidades de transporte de combustibles, y es también la autoridad de aplicación para el otorgamiento de las licencias y autorizaciones de instalación y funcionamiento de las estaciones de servicio, previo dictamen de la Alcaldía Municipal. Por su parte, la Dirección General de Protección al Consumidor de Industria y Comercio controla la calibración y metrología de bombas de las estaciones de servicio, y supervisa los precios de venta al consumidor de los combustibles. La localización de las estaciones también requiere autorización municipal. La UTP mantiene asimismo vinculación con la Dirección Ejecutiva de Ingresos, en materia fiscal, y con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en lo referente a la información sobre suministro de combustible para generación eléctrica.

Por otra parte, en Nicaragua, la ley No. 271 de reforma a la ley orgánica del INE confiere a este instituto, como única función, todo lo relacionado con la regulación del sector energía, para lo cual le establece, entre otros, los objetivos de velar por los derechos de los consumidores de energía, fiscalizar el cumplimiento y poner en vigencia normas y regulaciones tendientes a aprovechar la energía en forma eficiente y racional. En cuanto a sus funciones en el ámbito de los hidrocarburos, por medio de la DGH, se mencionan: otorgar, prorrogar y cancelar las licencias de operación para la importación, exportación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos; autorizar la ampliación, rehabilitación y construcción de nuevas instalaciones petroleras; aprobar, publicar y controlar los precios de los combustibles regulados, y negociar los contratos de exploración y explotación petrolera. Punto importante constituye el hecho de que el INE permanece como ente autónomo del Estado, gozando de autonomía orgánica, financiera y administrativa.

En el caso de Costa Rica se encuentra una multiplicidad de instancias relacionadas con la industria petrolera. En primer lugar, la ARESEP tiene una amplia participación en las actividades de regulación. Su antecesor, el Servicio Nacional de Electricidad (SNE), con más de 60 años de funcionamiento, incorporaba dentro de sus funciones, además de la electricidad, la regulación de los hidrocarburos y otros servicios. A fines de 1996 la SNE fue transformada en la ARESEP, reafirmando su calidad de ente autónomo, con amplias facultades para regular precios de los hidrocarburos y combustibles, y velar por su calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima. Por lo tanto, la ARESEP tiene la responsabilidad de fijar, sobre la base de estudios técnicos, los precios internos de los combustibles, las tarifas de transporte terrestre y los márgenes de comercialización de distribuidores y expendedores. Por otra parte, en el propio MINAE hay dos dependencias relacionadas con el subsector:

1) La Dirección General de Hidrocarburos, responsable de promover la actividad exploratoria, organizar las rondas de licitación de bloques, administrar los contratos y controlar la ejecución de los programas acordados. Las actividades de exploración y explotación petrolera están reglamentadas por la Ley de Hidrocarburos, que sólo trata de las actividades *upstream*. En particular, esta ley establece los términos contractuales y los aspectos tributarios y fiscales.

2) La Dirección de Transporte y Comercialización de Combustibles (DGTCC), encargada de otorgar las autorizaciones de suministro, almacenamiento y transporte de combustibles.

Adicionalmente, el Ministerio de Economía Industria y Comercio Exterior (MEIC), por medio de la Oficina Nacional de Normas y Unidades de Medida, se encarga del control legal de los equipos de expendio de combustibles y de la elaboración de las normas de especificaciones de los combustibles.

Finalmente, en Panamá, la Dirección General de Hidrocarburos, dependencia del Ministerio de Comercio e Industria (MICI), fue creada por la ley 2-82, y tenía como objetivos fomentar la inversión privada en exploración y explotación de petróleo, así como regular y controlar las ventas de los productos y su precio al consumidor. Actualmente, en forma más integral, la ley 8-87, denominada Ley de Hidrocarburos, le confiere la potestad de coordinar las acciones para ejecutar la política nacional de hidrocarburos, bajo un esquema de libre mercado.

Con excepción de Nicaragua y Costa Rica, en lo que se refiere al ente ARESEP, en el resto de los países las instancias mencionadas forman parte de la administración central, no cuentan con recursos propios sino que se financian totalmente con fondos comunes del presupuesto general del gobierno. Tampoco gozan de autonomía o independencia funcional. Con raras excepciones, estas instancias tienen bajos salarios para su personal, falta de recursos materiales (computadoras, servicios de revistas especializadas), limitaciones presupuestarias para realizar misiones, etcétera. Los recursos humanos dedicados a la regulación de la industria petrolera en cada país, localizados en una o varias instituciones, presentan fuertes variaciones (véase el cuadro 3). Así, en un extremo está Guatemala, que cuenta con el mayor número de personas (74), en razón a su actividad de exploración y explotación de hidrocarburos, adicional a todo el segmento *downstream* de la industria. En el otro extremo se encuentra Panamá, con la Dirección General de Hidrocarburos más reducida de la región. El resto de países cuenta entre 14 y 23 personas cada uno.

C. ORGANISMOS REGIONALES

1. Sector energía

No existe un ente u organismo regional sólido en el cual se traten los problemas energéticos del sector en su conjunto. El Foro Regional Energético de América Central (FREAC), conformado por los ministros responsables del sector energía en cada uno de los países, discutió algunos de los principales temas energéticos de la región y encaminó algunas acciones, cuyo seguimiento fue delegado a los dos entes regionales: el CCHAC y el Consejo de Electrificación de América

Central (CEAC). Vale la pena observar que, en su última reunión anual, realizada el 20 de noviembre de 1996 en Guatemala, en ocasión de la Reunión de Ministros de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), los ministros de energía aprobaron la estrategia centroamericana de combustibles y consideraron la conveniencia de promover un gasoducto regional. Desde esa fecha el FREAC no ha tenido ninguna actividad.

Cuadro 3

PERSONAL DE LAS DIRECCIONES GENERALES DE HIDROCARBUROS (DGH)
O EQUIVALENTES

	Total	Profesionales	Técnico y de apoyo
Guatemala	74	24	50
El Salvador	19	11	8
Honduras	14	9	5
Nicaragua	21	17	4
Costa Rica	23	15	8
Panamá	8	5	3

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

En el caso del CEAC, se trata de un ente de larga trayectoria, cuyos estatutos fueron aprobados y ratificados por los poderes ejecutivos y las asambleas de los seis países de la región. Tiene una agenda aprobada por los gobiernos, y actualmente coordina la iniciativa de la creación de un mercado eléctrico regional, lo cual se llevará a cabo en los próximos años.

La creación del CCHAC se remonta a 1991. En él participan las instancias encargadas de la regulación del subsector hidrocarburos (véase el cuadro 4). Durante sus ocho años de existencia, sus principales logros han sido las aprobaciones, por parte de los ministerios, de los estatutos del organismo y de una estrategia regional para el subsector petrolero. La primera acción constituye un paso esencial para la consolidación del CCHAC como un organismo regional con autonomía y personalidad jurídica.

El objetivo fundamental del CCHAC es la integración regional para buscar una gestión eficiente de los hidrocarburos en los Estados miembros. Sin embargo, el proceso de constitución como foro regional fue suspendido, pues en el momento de iniciar los trámites de aprobación en cada uno de los países, por medio de las presidencias de las repúblicas y de los poderes legislativos, los gobiernos de la región decidieron crear la Secretaría General del Sistema de la Integración Centroamericana (SG-SICA), que unificó todos los organismos especializados regionales.

En la práctica el CCHAC ha venido funcionando adecuadamente, principalmente gracias a la voluntad expresa de los directores generales de hidrocarburos, en especial de las personas

que han tenido a su cargo la Secretaría *pro tempore* de dicho foro. Sin embargo, la falta de personalidad jurídica le ha impedido convertirse en una instancia regional reconocida, con mayor peso en sus decisiones, y con recursos propios provenientes de cuotas de los países (como sucede con el CEAC). En su forma actual, el CCHAC ha recibido el apoyo de la CEPAL, de la República Federal de Alemania y, recientemente, del BID. Sin embargo, para poder avanzar significativamente en la construcción de un mercado regional de hidrocarburos, el CCHAC debe pasar a una etapa superior de organización institucional.

Cuadro 4

INSTITUCIONES REPRESENTADAS ANTE EL CCHAC

País	Institución
Guatemala	Dirección General de Hidrocarburos, del Ministerio de Energía y Minas (MEM)
El Salvador	Dirección de Hidrocarburos y Minas, del Ministerio de Economía
Honduras	Unidad Técnica del Petróleo y todos sus derivados (UTP), de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA)
Nicaragua	Dirección General de Hidrocarburos, del Instituto Nicaragüense de Energía (INE)
Costa Rica	Dirección Sectorial de Energía, dependencia del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE)
Panamá	Dirección General de Hidrocarburos, del Ministerio de Comercio e Industria

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

Otro organismo regional de muy reciente creación es la Asociación Coordinadora de Entidades Reguladoras de Energía Eléctrica de Centroamérica (ACERCA), integrada por los entes reguladores del subsector eléctrico de los seis países del Istmo.

2. La relación de los organismos sectoriales y el sistema de integración regional

Durante la Cumbre Presidencial celebrada en la ciudad de Panamá en 1997, los presidentes de los seis países aprobaron las directrices para la reforma institucional de la integración regional, que persiguen la incorporación total, estructurada y orgánica de los órganos y secretarías especializados del SICA. Para cumplir con lo anterior, los países de la región han venido discutiendo un tratado único, el cual sustituye con un solo texto los anteriores protocolos y convenios que regían la integración.

A partir de las directrices mencionadas se ha estructurado un nuevo marco organizativo, con modificaciones sustanciales como la unificación de las secretarías en una sola sede y en un ente único de servicios; la estructuración de una nueva Secretaría General a cargo del SICA, con tres grandes direcciones (económica, social y ambiental); la organización de un Comité de

Enlace; la fusión de los comités consultivos, y la introducción de un mecanismo de financiamiento automático y de un presupuesto único para todo el sistema de integración.

En el proyecto de tratado único se ha fijado un horizonte de integración más amplio, pasando de un esquema intergubernamental a otro cada vez más comunitario, en el que hay más espacios en común para el ejercicio conjunto de la soberanía. Al referirse al horizonte, se especifica que la aspiración es avanzar a etapas superiores del proceso de integración, considerando el principio de diferencias de velocidades, de tal manera que los Estados que así lo deseen podrán avanzar más rápido y con mayor profundidad.

Las iniciativas de integración que están en una etapa más avanzada —como es el caso de la energía eléctrica, cuyo convenio para la conformación de un mercado regional ya fue ratificado por las seis asambleas— conservarán su autonomía y no tendrán que regirse mediante el presupuesto único; sin embargo, periódicamente deberán informar al SICA sobre el avance de sus procesos. En el caso del CCHAC la situación es diferente, pues al no haber aprobado los poderes legislativos de los seis países su convenio regional, el organismo se encuentra en una posición difícil, ya que opera en la práctica, pero con poco peso político y sin respaldo institucional regional. A la fecha no se ha definido cuál sería el mejor procedimiento para su participación dentro del SICA.

D. PROYECTOS REGIONALES EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

Los proyectos del ámbito regional que actualmente están en ejecución o programación son los siguientes:

1) Programa para el Mejoramiento del Abastecimiento de Hidrocarburos al Istmo Centroamericano (Proyecto CEPAL-GTZ). Constituye el primer proyecto regional que se ha venido realizando en este subsector. Se inició en 1986 y se ha llevado a cabo con apoyo del gobierno alemán, y la CEPAL como unidad ejecutora. La última fase de dicho proyecto culminará en diciembre de 1999. Entre los resultados más importantes pueden mencionarse: la elaboración de una base de datos y su actualización sistemática; los estudios anuales sobre el subsector; las reuniones y seminarios regionales para discutir problemas y temas de interés para el subsector, y el apoyo a la constitución del CCHAC.

2) Proyecto OLADE-CEPAL-GTZ. En una segunda fase, llevada a cabo entre 1997 y 1998, se realizó un estudio de prefactibilidad para el gasoducto México-Istmo Centroamericano. En una tercera fase, a realizarse entre noviembre de 1998 y marzo del 2000, se tiene contemplado elaborar un estudio del suministro de gas natural desde Colombia y Venezuela.

3) Proyecto Armonización del Mercado de Hidrocarburos en el Istmo Centroamericano. Su objetivo es impulsar una serie de acciones para el establecimiento de un mercado regional de hidrocarburos y cuenta con financiamiento del BID, por medio del FOMIN. Comenzó a fines de 1998 y tendrá una duración de tres años. El presente diagnóstico es una de las acciones para la realización del proyecto.

4) Proyecto de Uso Racional de Hidrocarburos y Protección Ambiental. Tiene como finalidad contribuir al desarrollo sostenible del subsector de hidrocarburos y coadyuvar a una utilización racional de los hidrocarburos en la región. Entre las acciones contempladas está el desarrollo de una metodología para evaluar el parque automotor y diagnosticar y divulgar experiencias sobre transporte y protección ambiental. Es financiado por la Sociedad Alemana de Cooperación Técnica (GTZ) y se estima que comenzará en el último trimestre de 1999.

5) Propuesta de Proyecto: Armonización del Marco Regulatorio y Técnico para el Suministro de GLP. El objetivo principal de esta propuesta es procurar la adaptación de normas para fomentar una operación confiable en el suministro de GLP. Actualmente está en etapa de negociación con la agencia alemana GTZ. La Matriz de Planificación (MPP) ya fue aprobada por las autoridades de los seis países del Istmo Centroamericano y de la República Dominicana.

II. CONDICIONES DE BASE: ASPECTOS TÉCNICOS

En este capítulo se analizan las condiciones de base con relación a los aspectos técnicos de la industria petrolera en el Istmo Centroamericano, tales como oferta, consumo, balance de derivados, normas y especificaciones de los derivados, y nuevos combustibles.

A. OFERTA

1. Exploración, explotación y producción

Con excepción de Guatemala, en el resto de los países las actividades de exploración son aún incipientes. A continuación se resume la situación de cada país.

a) Guatemala

Este es el único país de la región que realiza actividades de exploración, explotación y producción de petróleo. Se contaba, hasta 1998, con un total de 19 600 km de líneas sísmicas y 120 pozos perforados. En la actualidad existen 32 pozos activos en siete campos que produjeron, en ese mismo año, un promedio de 25 490.82 barriles por día (bpd). La zona petrolera se encuentra ubicada al norte del país, principalmente en los departamentos de El Petén y Alta Verapaz. El principal campo productor es el denominado Xan, al norte de El Petén, operado por la empresa contratista Basic Resources Int. Limited (Bahamas). Las reservas probadas de hidrocarburos en 1998 ascendieron a 526 millones de barriles (MMbl), con una proyección de 925 MMbl en el año 2005. Las reservas probables ascienden a 1 828 MMbl de crudo.

Dada la calidad del crudo,³ éste no se consume en el país ni en la región; sólo un volumen pequeño se procesa para la producción de asfaltos y el resto es exportado. Para estas operaciones juega un papel importante un oleoducto y la minirrefinería La Libertad. Además, se han encontrado indicios de crudos livianos en otras áreas, por ejemplo en la cuenca de Amatique, donde se tienen cinco pozos de tipo estructural que reportan una calidad de crudo de 23°-40° API. La cuenca del Pacífico también ha sido explorada, y los trabajos en tres pozos orientan hacia la producción de gas natural.

³ El crudo pesado de Guatemala tiene en promedio un peso específico de 16° API, 6% de azufre, 8.7% del volumen en destilados (gasolina 2.45%, kerosina 0.63%, diesel 5.56%). El volumen total de crudo procesado en el período 1994-1998 fue de 3 518 000 barriles, de los cuales se produjeron 86 400 bl de naftas, 22 200 bl de kerosina y 196 600 bl de diesel, en su mayor parte utilizados para los procesos internos de la refinería. Esto quiere decir que si se procesara toda la producción actual (\pm 30 000 bpd) se obtendrían 735 bpd de naftas, 190 bpd de kerosina y 1 668 bpd de diesel.

b) El Salvador

No se han registrado actividades de exploración. El único estudio existente a la fecha fue realizado con la cooperación de las Naciones Unidas hace más de 20 años, y comprendió investigaciones sísmicas y geología superficial. Recientemente varias compañías han manifestado interés por realizar exploraciones, pero la falta de una legislación en esa materia ha dificultado las negociaciones.

c) Honduras

Han sido pocas las actividades de exploración/explotación; sin embargo, no han sido relegadas, ya que entre 1920 y 1983 las compañías Texaco, Esso y Shell realizaron actividades de exploración, habiendo evaluado 29 pozos (13 marítimos y 16 terrestres) con resultados no comerciales, aun cuando sus perforaciones apenas alcanzaron los 1 000 pies. En 1997, con asistencia de la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA), se firmó un convenio a fin de obtener un plan maestro de exploración y explotación petrolera. A la luz de este convenio se realizaron estudios de exploración, con resultados positivos en la zona marítima. Actualmente se inicia la promoción de las actividades de exploración.⁴

d) Nicaragua

El INE ha compilado y evaluado toda la información y estudios petroleros realizados durante el período 1960-1979 en las plataformas continentales del Pacífico y el Caribe de Nicaragua. La información total existente consiste en reportes de evaluación, registro de 34 pozos perforados y aproximadamente 37 000 km de recubrimiento sísmico marino, 2D en ambas plataformas continentales. Actualmente se inicia la promoción de la campaña de exploración petrolera, seguida de la primera ronda de licitación internacional.

e) Costa Rica

Las actividades de búsqueda de petróleo datan de fines del siglo pasado y los esfuerzos se han mantenido, pero hasta la fecha no se han encontrado yacimientos que justifiquen una explotación comercial; sin embargo, las buenas condiciones geológicas indican que no se debe descartar la posibilidad de que el país tenga capacidad petrolera. Para la actividad exploratoria, el territorio nacional se ha dividido en 26 grandes bloques terrestres y marinos, con una superficie no mayor de 2 000 km² cada uno. Cuatro de estos bloques ya han sido adjudicados a la compañía estadounidense MKJ para su explotación en el Caribe costarricense. La Secretaría Técnica Ambiental (SETENA) aprobó, en marzo de 1999, los estudios de impacto ambiental para la sísmica marina, pero ha quedado pendiente la aprobación de dichos estudios para el bloque

⁴ El estudio preparado por la JICA está disponible para los interesados, con un costo de 20 000 dólares. El 70% de los ingresos que se obtengan de la venta de esos estudios será reembolsado a la JICA, y el restante 30% es para el Gobierno de Honduras.

terrestre. Por otra parte, ya se ha autorizado el concurso internacional para la adjudicación de 22 bloques más, 14 terrestres y ocho marinos.

f) Panamá

Las pocas actividades de exploración se llevaron a cabo entre 1919 y 1989; el país ha sido dividido en ocho cuencas sedimentarias y se han realizado perforaciones en 36 pozos exploratorios, sin que se tengan reportes que confirmen la posibilidad de una producción comercial.

2. Infraestructura existente ⁵

a) Puertos de recepción de hidrocarburos

Todos los productos llegan a la región por vía marítima, con excepción de tres productos mexicanos: un importante volumen de GLP y una cantidad marginal de diesel y *fuel oil*, que llegan por carro tanque a Tecún Umán, única terminal terrestre de la región, en la frontera de Guatemala con México. Un resumen de los puertos petroleros de la región, ordenados por país y por su ubicación, se muestra en el mapa 1 (también aparecen los operadores instalados en cada puerto, los productos manejados y los volúmenes reportados durante 1998).

En su mayor parte las operaciones petroleras de descarga se hacen a través de boyas y, en algunos casos, por medio de muelles específicos (casos de Acajutla en El Salvador, Corinto en Nicaragua, Moín en Costa Rica y Bahía de las Minas en Panamá). En algunos casos la empresa petrolera arrienda instalaciones a una autoridad portuaria, y en otros es dueña de las instalaciones. Durante 1998, 22 puertos (12 en el océano Atlántico y 10 en el Pacífico) reportaron actividades petroleras, las cuales fueron realizadas por 26 operadores, tres de ellos con participación directa en la importación de crudos y derivados en cinco países.

Como puede deducirse, los puertos marítimos tienen una importancia relevante para el subsector hidrocarburos, ya que a través de ellos ingresa casi la totalidad de los crudos y productos derivados del petróleo que requieren los países de la región. En consecuencia, los hidrocarburos representan un segmento importante de la carga manejada por los puertos; por ejemplo, en 1998, 40.2% de la carga total recibida correspondió a hidrocarburos.

La infraestructura de la región con relación al transporte marítimo no corresponde a la ventajosa situación geográfica que posee. Como consecuencia de las distorsiones de su estructura logística, las actividades de exportación-importación se realizan a costos y precios muy superiores a los estándares internacionales. No hay infraestructura apropiada para atender adecuadamente los servicios portuarios, lo cual incrementa directamente en los costos de los fletes, carga, descarga y almacenamiento. Todo esto provoca graves desequilibrios en los costos de los usuarios finales de los servicios, que van en contra de la competitividad.

⁵ Salvo cuando se especifique lo contrario, las cifras que se mencionan están referidas a 1998.

b) La infraestructura para el transporte terrestre de combustibles

A continuación se señalan algunos de los problemas y características de la infraestructura de transporte de los países de la región: i) existe un predominio del transporte automotor por carreteras; ii) el cabotaje regional es prácticamente nulo; iii) la infraestructura ferroviaria es escasa y obsoleta, y iv) el transporte por carretera carece de un marco legal moderno y una política común que, en el contexto de la desregulación y la apertura del mercado de servicios, induzca a un cambio sustancial en la estructura empresarial vigente.⁶ En resumen, los servicios de transporte disponibles se encuentran muy lejos de satisfacer los niveles de calidad que requiere el comercio exterior, situación que afecta al mercado regional de hidrocarburos. En seguida se describen los principales aspectos de la red vial, los servicios de transporte terrestre, el transporte por ductos y los ferrocarriles.

i) La infraestructura vial. Así como la vía marítima es el principal medio de transporte para la importación del crudo y derivados del petróleo requerido por la región, de igual manera el transporte por carretera constituye el medio más utilizado para la distribución de los productos al consumidor, por lo que requiere una atención muy especial.

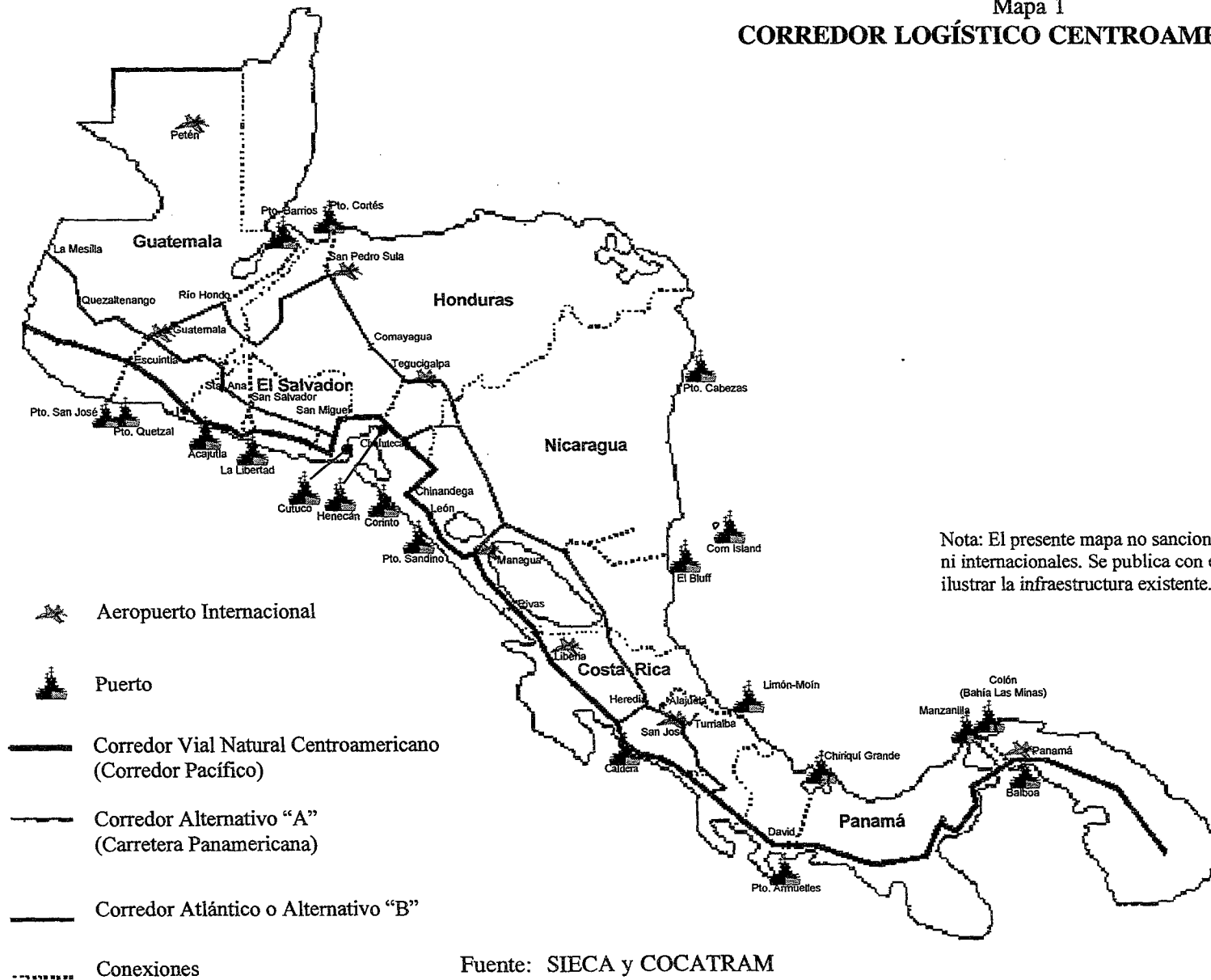
Por la importancia que la infraestructura vial tiene en el comercio regional, los cinco países signatarios del Tratado General de Integración conceptualizaron el sistema primario de transportes de la región en el Estudio Centroamericano de Transportes (ECAT), a inicios de la década de los sesenta. Dicha red contempla dos carreteras transistmicas: la Panamericana y el Corredor Natural, y cuatro carreteras interoceánicas: Puerto Quetzal-Santo Tomás de Castilla (en Guatemala); Acajutla-Puerto Cortés (entre El Salvador y Honduras); San Lorenzo-Puerto Cortés (en Honduras), y Caldera-Puerto Limón/Moín (en Costa Rica). La mayor parte de esas carreteras quedó concluida en la década de los setenta (véase el mapa 1).⁷

Por problemas de diversa índole, especialmente durante la década de los ochenta, las labores de mantenimiento fueron descuidadas. Según estimaciones de la Secretaría de Integración Económica Centroamericana (SIECA), aun antes de que el huracán Mitch asolara la región, el estado de la red vial centroamericana era preocupante, con sólo un 20% en buen estado. Los países han venido examinando nuevas opciones para el desarrollo y mantenimiento vial; por ejemplo, en los ámbitos nacionales se han concesionado algunas carreteras: i) en Guatemala, la Autopista Palín-Escuintla, con el compromiso del concesionario de dar mantenimiento al tramo hecho por el gobierno y realizar la construcción del tramo de autopista Escuintla-Puerto Quetzal, y ii) en Costa Rica, la concesión, por 12 años, de la rehabilitación y mantenimiento de la carretera Bernardo Soto, cuya obra todavía no se inicia.

⁶ Véase SIECA (1999), *El Corredor Logístico Centroamericano: Un salto cualitativo en la dotación de servicios al comercio exterior de la región*. Documento preparado para la Comisión de Ministros de Transporte (COMITRAM).

⁷ *Ibíd.*

Mapa 1
CORREDOR LOGÍSTICO CENTROAMERICANO



Nota: El presente mapa no sanciona fronteras nacionales ni internacionales. Se publica con el único propósito de ilustrar la infraestructura existente.

Fuente: SIECA y COCATRAM

Por otra parte, se han establecido fondos de conservación vial con recursos provenientes de cargos a los combustibles y fondos de estructuras institucionales descentralizadas, lo cual está dando resultados positivos para activar y mejorar el mantenimiento de la red vial. En este momento ya funcionan fondos de conservación en Guatemala, Costa Rica y Honduras, y se tienen los anteproyectos y proyectos requeridos para El Salvador y Nicaragua.

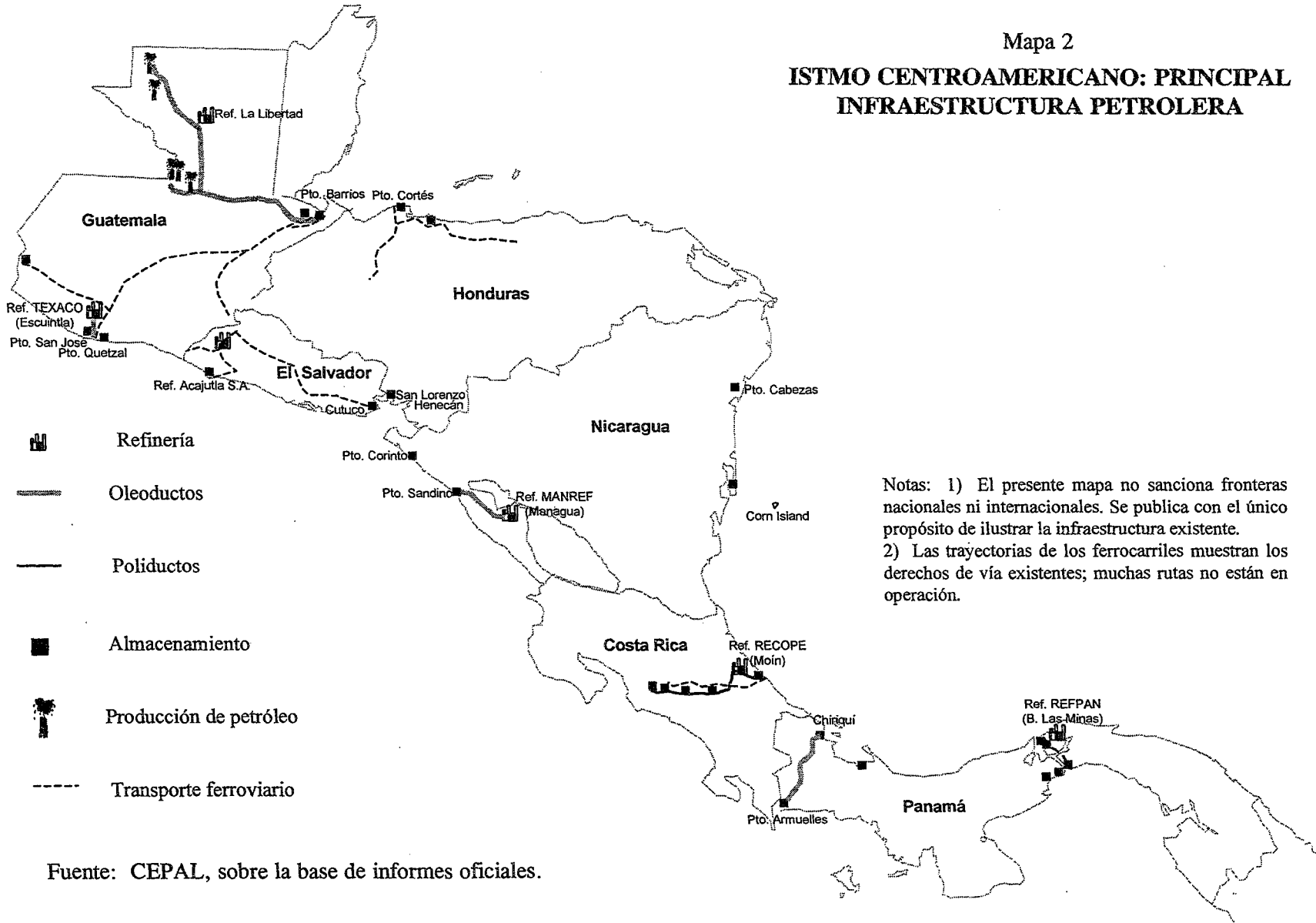
Panamá no ha participado en el estudio sobre el Corredor Logístico Centroamericano; sin embargo, dicha estrategia de transportes contempla la coordinación e integración con la infraestructura panameña. Este país está desarrollando varios proyectos; por ejemplo, ya fue realizada la doble vía Panamá-David-Frontera; está en construcción la ampliación de la vía interamericana en el trayecto Panamá-Santiago; se sometieron a concesión y están en construcción los Corredores Norte y Sur (27.8 y 19.8 km, respectivamente) y la autopista Panamá-Colón (53 km), los cuales operarán mediante el sistema de cobro de peaje. Además, la compañía Petroterminales de Panamá (PTP), que gestiona el oleoducto transístmico, obtuvo la concesión para desarrollar los puertos terminales (Charco Azul en el Pacífico y Chiriquí Grande en el Atlántico) y la respectiva carretera, con lo cual se tendría una nueva vía interoceánica de carga seca. La PTP ha seguido además una interesante política de diversificación; hace algunos años entró en el negocio la generación independiente de electricidad.

En resumen, puede notarse una interesante dinámica en el desarrollo de las redes viales, donde indudablemente destaca la integración y sinergia de los desarrollos portuario y vial impulsados por Panamá. Aunque con avances, persiste el mal estado físico de la red carretera, particularmente en Honduras y Nicaragua, sobre todo luego del huracán Mitch. Todavía falta mucho para hacer realidad el Corredor Logístico; entre las asignaturas pendientes están la incorporación de Panamá y la armonización respectiva con el desarrollo portuario (llevado por la Comisión Centroamericana de Transporte Marítimo [COCATRAM], que incluye a Panamá).

ii) Transporte por ductos. Por lo general, el transporte por ductos es el medio más eficiente y económico para la movilización terrestre de combustibles. Por razones de diversa índole, sólo Costa Rica ha alcanzado un desarrollo aceptable de sistemas de poliductos al servicio de su consumo local y es en este país donde existen planes para construir nuevos poliductos. Los oleoductos de Guatemala y Panamá están dedicados a la exportación o trasiego de crudos y por consiguiente no tienen consecuencias en las actividades *downstream*. A continuación se resume la infraestructura de ductos existente en la región (véase el mapa 2).

1) En Guatemala los principales oleoductos están asociados con la explotación petrolera (actividades o *upstream*). Hay un oleoducto de alrededor de 475 km y 10 pulgadas de diámetro para el transporte de crudo pesado de exportación, desde las zonas de producción y refinación. Es propiedad de la compañía Basic, y sirve principalmente para transportar los crudos de esa compañía desde la zona productora en El Petén hasta la terminal Piedras Negras, en Puerto Barrios. En las condiciones actuales de operación, permite un flujo máximo de 30 000 bpd; sin embargo, en la temporada de invierno el volumen transportado disminuye sensiblemente por el efecto de la temperatura en la viscosidad del crudo, por lo cual se considera que ya es insuficiente para el manejo de la producción.

Mapa 2
**ISTMO CENTROAMERICANO: PRINCIPAL
 INFRAESTRUCTURA PETROLERA**



Notas: 1) El presente mapa no sanciona fronteras nacionales ni internacionales. Se publica con el único propósito de ilustrar la infraestructura existente.
 2) Las trayectorias de los ferrocarriles muestran los derechos de vía existentes; muchas rutas no están en operación.

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

En las otras etapas de la cadena industrial la compañía Texaco posee un pequeño oleoducto de 25 km, que va del Puerto de San José a su refinería, ubicada en el departamento de Escuintla, a alrededor de 60 km de la ciudad capital. Actualmente, la empresa Poliductos del Pacífico S.A., subsidiaria de la estadounidense El Paso Energy, tiene la intención de desarrollar un proyecto de poliductos en el sur del país, entre las localidades del Puerto de San José y Amatitlán.

2) El Salvador y Honduras cuentan con pequeños ductos para las operaciones de carga y descarga en las terminales. En el primer caso, instalados en el puerto para las operaciones de la refinería de Acajutla. En estos países tampoco existen propuestas para desarrollar futuros sistemas de poliductos para el transporte de los derivados a los principales centros de consumo.

3) En Nicaragua, la refinería en Managua recibe el crudo de los buques tanque que descargan en boyas marinas y es conducido de Puerto Sandino a la refinería, a través de un oleoducto de 57 km de longitud y 6 pulgadas de diámetro. La compañía Esso es propietaria tanto del ducto como de la refinería. En este país no hay perspectivas para la construcción de poliductos; sin embargo, representa un caso diferente al de sus vecinos, ya que la demanda mayor de energéticos (67% excepto *fuel oil*) está localizada en la ciudad de Managua, la Región Sur y sus zonas de influencia, las cuales son abastecidas por la refinería ubicada en la capital.

4) Costa Rica ha desarrollado una infraestructura importante en ductos para transporte de los productos energéticos, tanto para el suministro de crudo que requiere la refinería y de las importaciones de derivados que realiza, como del transporte de productos elaborados por RECOPE. El ducto más importante opera desde 1967 y suministra los destilados (gasolina, kerosina y diesel) a las zonas de consumo más importantes del país. Este poliducto consta de dos tramos de 6 pulgadas de diámetro por 120 km de longitud, entre Limón y El Alto (líneas 1 y 2); un tramo de 6 pulgadas de diámetro y 48 km entre El Alto y La Garita (línea 3); un tramo de 6 pulgadas de diámetro y 64 km de longitud, entre la Garita y Barranca (línea 4), además de un ramal desde La Garita al aeropuerto internacional, de 6 pulgadas de diámetro por 19.5 km. Esto representa un sistema troncal de 232 km de longitud, que parte del océano Atlántico y llega muy cerca del océano Pacífico.

Actualmente el poliducto se encuentra saturado; por tal motivo, RECOPE ha realizado el estudio técnico económico para uno nuevo, de 12 pulgadas de diámetro por 167 km de longitud, paralelo al actual entre Limón y La Garita. Dicho poliducto está proyectado para manejar un volumen de hasta 67 000 bpd de destilados (gasolinas, kerosina, Jet A-1 y diesel), de acuerdo con la demanda estimada para el año 2025; este proyecto requiere una inversión aproximada de 40 millones de dólares, con base en una referencia de costos de 1994. Del estudio de factibilidad se concluye que este proyecto es prioritario, de alta rentabilidad y rápida recuperación de la inversión (sólo cuatro años); además es necesario para asegurar la confiabilidad y oportunidad de suministro, descongestionar el tráfico carretero, abatir el costo de transporte, así como disminuir los gastos de mantenimiento de carreteras e incrementar su seguridad. Como problema específico, urge resolver el problema de los asentamientos humanos a lo largo del poliducto actual, ya que se observan numerosas construcciones habitacionales que invaden el derecho de vía.

5) En Panamá no hay ningún ducto al servicio de las actividades petroleras internas del país; sin embargo, existe un oleoducto concesionado a la compañía Petroterminal de Panamá (PTP), cuya función original fue solucionar el problema del transporte del crudo de Alaska hacia la costa este de los Estados Unidos, como resultado de una disposición gubernamental de consumir obligatoriamente dicho petróleo dentro de ese país. Esta situación se presentó debido a que la producción era mayor que el consumo de la costa del Pacífico (área de California) y no existía un ducto que atravesara el territorio estadounidense. En tales circunstancias se inició el movimiento de este crudo, primero a través del canal, para lo cual se construyó una terminal de tres tanques, con una capacidad de 2.4 MMbl. Sin embargo, por el volumen de los trasiegos y las necesarias operaciones de transbordo de los superpetroleros, las operaciones se tornaron ineficientes y costosas; ello determinó la construcción de un oleoducto transísmico. Así nació la empresa PTP, con capital mixto (44% del estado, 56% de la empresa estadounidense Northville).

Esta empresa posee las siguientes instalaciones: un oleoducto con una longitud de 131 km y 40 pulgadas de diámetro; dos terminales gigantescas (Charco Azul en el Pacífico y Chiriquí Grande en el Atlántico); dos estaciones de bombeo, y una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 5.6 MMbl, incluyendo la capacidad del oleoducto. Inició operaciones en 1981, con lo cual se liberó el congestionamiento del canal; llegó a mover hasta 24 MMbl de crudo por mes. Su construcción duró 15 meses, con un costo aproximado de 380 millones de dólares. El oleoducto trabajó a plena capacidad hasta 1987, cuando sucedió el accidente del tanquero Exxon Valdez en Alaska. A partir de entonces, varias grandes petroleras (Exxon, Mobil y Arco) abandonaron sus operaciones, reduciendo los trasiegos, hasta el retiro de la última petrolera en 1996 (British Petroleum), con lo cual se suspendieron totalmente las actividades del oleoducto. Durante el período referido se transportaron 1.8 billones de barriles de petróleo, que dejaron importantes regalías al gobierno y a la empresa (0.1 y 0.8 dólares/bl, respectivamente).

Otra razón del paro de actividades fue el incremento de la demanda en California, y la decisión del Gobierno de los Estados Unidos de exportar a terceros países; Japón decidió consumir tales excedentes. Actualmente el oleoducto está disponible para trabajar en los dos sentidos y se le da un mantenimiento normal. Además, Petroterminal ha propuesto al Gobierno de Panamá desarrollar un puerto en el Atlántico para manejo de productos, lo cual significaría un 14% adicional de las acciones para el gobierno. La concesión inicial de 20 años se renegoció en 1995 y abarcará hasta el año 2017.

iii) Ferrocarriles. La infraestructura ferroviaria en todos los países de la región es muy escasa y totalmente obsoleta (todos de vía angosta). Conviene mencionar que, después del transporte por ductos, el ferrocarril es el medio más económico de transportación terrestre. Varios países tienen la intención de reactivar su infraestructura ferroviaria, por lo cual se presenta a continuación la situación en la región.

1) Guatemala es el país con mayor avance en proyectos ferroviarios; recientemente concesionó dicha infraestructura a la Compañía Desarrolladora Ferroviaria (CODEFE). Las consecuencias en el subsector hidrocarburos pueden ser importantes, dado que se cuenta con derechos de vía e infraestructura parcial para el enlace interoceánico (Puerto Barrios-Guatemala-Escuintla-San José) y el enlace con México (Escuintla-Tecún Umán), el cual podría jugar un papel fundamental cuando se suscriba el tratado de libre comercio con México, y

facilitaría el acceso de los países de la región al mercado del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLC). Además, existe un derecho de vía hasta la frontera con El Salvador (Zacapa-Angiatú), muy cercano a la cementera salvadoreña (CESSA). Recientemente se puso en operación la ruta Puerto Barrios-Ciudad de Guatemala, la cual permitió a la empresa Cementos Progreso importar carbón y poner a operar una línea de producción con ese producto. Se espera incorporar el tramo Guatemala-San José al final de 1999, el cual será utilizado por un generador independiente de electricidad (Teco/Coastal) para transportar sus insumos de carbón. Esta misma vía sería utilizada por otro generador de electricidad ante una eventual utilización de la orimulsión. De esta manera, en el corto plazo se vislumbra la disponibilidad de este medio masivo de transporte, más económico, que podría también utilizarse para el suministro de los derivados a los principales centros de consumo del país, con algunas implicaciones regionales.

2) En El Salvador los ferrocarriles están a cargo de la empresa estatal Ferrocarriles Nacionales de El Salvador (FENADESAL), empresa adscrita a la Comisión Ejecutiva Portuaria Autónoma (CEPA). Existe el derecho de vía y la infraestructura parcial para enlazar la frontera con Guatemala y el Puerto de Acajutla (Angiatú-Metapán-Santa Ana-Ciudad Arce-Sonsonate-Acajutla). Esta ruta pasa por la zona de ubicación de las cementeras (Metapán), la cual podría eventualmente representar una ruta regional interoceánica, si se diera en un futuro el enlace con Guatemala. Además también existe la vía hacia el Golfo de Fonseca: Ciudad Arce-Nejapa-San Salvador-Cojutepeque-San Vicente-La Unión. En cuanto al transporte de combustibles, en la actualidad se utiliza el ferrocarril para suministrar el *fuel oil* desde el Puerto de Acajutla hasta la planta del generador independiente de electricidad Nejapa Power (de la empresa Coastal). Como puede verse, la reactivación del ferrocarril ofrece grandes posibilidades al subsector hidrocarburos. Existen planes para una futura concesión ferroviaria, pero todavía no han sido dados a conocer los plazos ni los términos.

3) En Honduras también se encuentra en operación un pequeño ferrocarril de vía angosta, pero que sirve para el movimiento de la cosecha bananera en la zona atlántica. Se cuenta con derechos de vía e infraestructura parcial en la ruta La Ceiba-Puerto Cortés-San Pedro Sula. Aquí se tiene un área de oportunidad atractiva para la integración subregional (Puerto Cortés-Tela-Puerto Barrios).

4) En Nicaragua no existen ferrocarriles en operación y tampoco se identificaron planes o proyectos para el corto y mediano plazos.

5) En Costa Rica operó un ferrocarril de vía angosta entre Puerto Limón y San José, pero en la actualidad esta vía férrea está fuera de operación, aunque con posibilidades de rehabilitación y modernización. Se cuenta con derechos de vía e infraestructura parcial en la ruta Limón-Turrialba-Cartago-San José.

6) En Panamá la vía férrea que conecta a Colón con la Ciudad de Panamá está siendo modernizada y adaptada para una vía ancha por la compañía Kansas City Railroad, poseedora de la concesión respectiva.

iv) Flotillas para el transporte por carreteras. En general, puede decirse que, con excepción de Costa Rica, cuyo sistema de poliductos la sitúa en otro nivel de desarrollo, los servicios de transporte están lejos de proporcionar la calidad que requiere la región para su

desarrollo y fortalecimiento; no se vislumbra la evolución de los servicios logísticos y de infraestructura. El servicio requerido para las actividades de suministro y distribución de productos del petróleo es proporcionado por las uniones de transportistas y por las propias compañías que producen e importan los derivados. Además, puede identificarse un grupo menor de propietarios de estaciones de servicio, que también poseen unidades cisterna para el suministro de sus estaciones. Con excepción de algunas unidades modernas adquiridas por las compañías distribuidoras, el parque vehicular es muy antiguo y está en malas condiciones.

c) Refinación ⁸

El sistema de refinación está compuesto por cinco plantas que operan en cada uno de los países, con excepción de Honduras, cuya refinería paró en 1991 (véase el cuadro 5).

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: REFINERÍAS EN OPERACIÓN

País	Nombre	Compañía	Localidad
Guatemala	Texas Petroleum Company	Texaco	Escuintla
El Salvador	Refinería Petrolera Acajutla S.A.	Esso/Shell	Acajutla
Nicaragua	Manref	Esso	Managua
Costa Rica	Refinadora Costarricense de Petróleo	RECOPE	Moín
Panamá	Refinería Panamá S.A.	Texaco	Bahía Las Minas

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

Se trata de pequeñas refinerías, tipo *hydroskimming*, ⁹ cuyo índice de operación en barriles por día está en función de la demanda de *fuel oil*, que es el producto de menor valor agregado, cuando debería orientarse a los destilados de mayor valor (véase el cuadro 6). En general, puede decirse que las instalaciones industriales de las cinco refinerías de la región muestran una operación de mucha calidad técnica y administrativa; son notables los dispositivos y políticas de seguridad y el cuidado del medio ambiente. La operación es controlada con sistemas de control distribuido (SCD), y el buen mantenimiento hace que el tiempo de corrida de operación y la confiabilidad en el cumplimiento de sus programas se realice sin contratiempos. Salvo los casos de Costa Rica y Panamá, no se conocen los planes de desarrollo o de expansión de las refinerías, y para las cinco plantas tampoco se conocen los índices de gestión y productividad; sin embargo,

⁸ No se incluye en esta descripción la minirrefinería La Libertad, en Guatemala, que produce principalmente asfaltos y mejora el crudo local que luego es exportado.

⁹ Esta estructura se considera obsoleta, sin márgenes económicos que justifiquen su operación; la mayoría de estas instalaciones han salido del mercado en otras regiones.

dado el tipo de tecnología utilizado, sería muy difícil que pudieran subsistir en un mercado libre. Los beneficios arancelarios han servido de protección en la mayoría de los casos.

Cuadro 6

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y PROCESOS PRINCIPALES

(Barriles por día)

País	Destilación atmosférica	Destilación vacío	Reformación catalítica	Tratamiento	Viscorreductora
Total	129 000	3 700	21 200	55 700	33 500
Guatemala	17 000	0	3 000	2 400	0
El Salvador	18 000	1 900	2 900	6 500	0
Nicaragua	18 500	2 000	3 100	4 500	0
Costa Rica	15 500	600	1 200	3 100	6 500
Panamá	60 000	0	11 000	39 200	27 000

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

La situación en cada país se presenta a continuación:

i) Guatemala. La compañía Texaco opera la refinería (Texpet), la cual tiene una capacidad de 17 000 bpd y está localizada en Escuintla, a unos 60 km de la ciudad de Guatemala. Suministra parte de los derivados que demanda el país, y en los últimos años ha cubierto tan sólo el 33.3%. El crudo que descargan los buques tanque en el Puerto de San José es recibido en la refinería a través de un oleoducto.

El esquema de la refinería es muy sencillo: tiene una torre atmosférica con un *preflash* (predestilación), una sección de estabilización, una planta hidrosulfuradora de naftas que alimenta una planta reformadora catalítica de 3 000 bpd de capacidad, una planta hidrosulfuradora de destilados intermedios y otras instalaciones de tratamiento con sosas. Asimismo, cuenta con instalaciones para generar electricidad para su autoconsumo, y otros servicios necesarios para su operación; además, suministra *fuel oil* por ducto a una planta termoeléctrica estatal ubicada en las cercanías de la refinería.

ii) El Salvador. La Refinería Petrolera Acajutla, S. A. (RASA) está localizada en el puerto que da origen a su nombre. Es propiedad de las transnacionales Esso y Shell (en proporciones de 70% y 30%, respectivamente) y es operada por la primera empresa. Tiene una capacidad de proceso de crudo de 18 000 bpd, cuenta con unidades de destilación atmosférica, destilación al vacío, hidrosulfurización de naftas y destilados intermedios, y con una planta de reformación catalítica. Además de los servicios auxiliares y tanques de almacenamiento, cuenta con un moderno sistema de control distribuido (SCD).

iii) Nicaragua. En Nicaragua la compañía Esso es propietaria de la refinería Manref, ubicada en la periferia de Managua. Empezó a operar con capacidad de proceso de crudo de 6 500 bpd, y ha tenido posteriormente varias ampliaciones. En 1969-1970 se realizó una ampliación para incrementar el proceso de crudo a 14 000 bpd; en 1972-1973 se adicionó la planta de asfaltos; en 1974 inició operaciones una planta de solventes y se instaló un sistema de control distribuido (SCD) para mejorar la operación de las instalaciones, y en 1997 se realizaron mejoras que permitieron eliminar cuellos de botella, con lo que se incrementó el proceso de crudo a 18 500 bpd. Durante 1999 se concluirán nuevos trabajos de ampliación que permitirán alcanzar un proceso de 21 000 bpd.

iv) Costa Rica. La RECOPE, situada en el puerto de Moín, ha estado fuera de operación desde hace más de un año, cuando se iniciaron los trabajos de modernización que permitirían incrementar el proceso de 15 000 a 25 000 bpd. El proyecto completo de ampliación requiere inversiones del orden de 131 millones de dólares, que se ejecutarían en dos etapas; la primera etapa se ha subdividido a su vez en dos fases.

En la primera etapa se incluyen las nuevas unidades de hidrotratamiento de nafta y diesel y la planta de reformación catalítica; la actual planta reformadora de naftas se adapta para transformarla en una planta de isomerización de pentano-hexanos. Asimismo, se incrementan los servicios auxiliares (vapor, energía eléctrica, aire, etc.) y el *Off Site* (véase el cuadro 7).

Cuadro 7

COSTA RICA: PRIMERA FASE DE LA MODERNIZACIÓN
DE LA RECOPE

Procesos	Capacidades (miles de bpd)	
	Actual	Proyectada
Destilación atmosférica	15	25
GASCON	1.9	3.56
Destilación al vacío	1.6	1.6
Hidrotratamiento de nafta	1.3	12 (nueva)
Reformación catalítica	1.2	10 (nueva)
Isomerización	-	1.3 (nueva)
Tratamiento cáustico de GLP	1	1
Tratamiento cáustico de nafta ligera	1	1
Hidrotratamiento de kerosina	2.2	3.5
Hidrotratamiento de diesel	-	15 (nueva)
Reductora de viscosidad	5.1	6.5
Tratamiento con aminas	-	518.30 t/día
Separador de aguas amargas	-	258.40 t/día
Recuperación de azufre	-	36.5 t/día
Tratamiento de sosas gastadas	-	9.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

Por falta de recursos económicos se decidió iniciar la fase uno de la primera etapa, en la que sólo se incluye la ampliación de las unidades atmosféricas de crudo, de la planta de concentración de gases (GASCON) y de la planta viscorreductora, incluyendo al mismo tiempo un nuevo sistema eléctrico, un cuarto de control y un sistema de control distribuido (SCD) nuevos. Esta fase, actualmente en ejecución, comenzó a inicios de 1998, con un programa inicial de ocho meses de duración; sin embargo, por retraso de las compañías contratistas, es posible que se prolongue hasta inicios del año 2000, fecha en que se espera opere nuevamente la refinería.

Los tipos de crudo que se procesarían con la nueva ampliación son los de mejor calidad en el mercado internacional, como es el caso del crudo mexicano olmeca y el crudo oriente. Para las condiciones de operación después de terminados los trabajos de la primera fase, habrá que evaluar tanto la calidad como la cantidad de crudo más rentable, considerando las limitaciones del esquema de refinación: si se opera a capacidad de diseño (25 000 bpd) se obtendrían excedentes de productos primarios, como naftas, kerosina y diesel, que no podrán ser en su caso hidrotratados y reformados en su totalidad por falta de capacidad, ya que en esta fase los procesos mencionados no tendrán incremento del diseño. En todo caso tendría que buscarse mercado para los excedentes de producción, por lo que convendría avanzar en las negociaciones para posibilitar la colocación de esos productos en los países vecinos.

En opinión de los técnicos de RECOPE, el cuello de botella para el arranque de la fase uno podría ser la finalización del aislamiento de las tuberías.

Cuando el proyecto se haya cumplido en su totalidad, la refinería será más rentable; sin embargo, se prevén ciertas dificultades para la adquisición de naftas crudas precursoras de carga al proceso de la nueva planta de reformación, cuya capacidad de diseño demandará la importación contemplada de estas naftas, difíciles de conseguir en el mercado internacional de hidrocarburos.

v) Panamá. La refinería de Panamá fue instalada por la compañía Texaco en 1956, y su principal área de negocios ha sido el abastecimiento de *fuel oil* a la Zona del Canal. En 1995 se realizaron ampliaciones para incrementar el proceso de crudo, de 55 a 60 miles de barriles por día en destilación primaria, incluyendo la instalación de una planta nueva con capacidad de 27 000 bpd, y una nueva planta de estabilización de gas licuado. Adicionalmente, la capacidad de las plantas de hidrotratamiento de nafta, querosina y diesel, y el proceso de reformación catalítica se elevaron de 8 000 a 11 000 bpd. También se efectuaron ampliaciones en el área de servicios, así como la instalación de un moderno sistema de control distribuido (SCD). La inversión aproximada de esta modernización fue de 78 millones de dólares, concebida para minimizar la importación de los derivados de alto valor agregado (GLP, gasolinas, kero-jet, y diesel). Pero como consecuencia también aumentaron las producciones de asfalto y *fuel oil*, por lo que ahora están en la necesidad de exportar 85% de la producción de *fuel oil* y 18% de la producción de diesel. Esta situación podría volverse más crítica para la refinería, ya que la ley permite a las compañías generadoras de electricidad importar la cantidad de combustibles que requieran, libres de arancel. Actualmente, la refinería trabaja al 60% de su capacidad debido a la alta producción de *fuel oil* que no puede colocar en el mercado.

d) Almacenamiento

La capacidad de almacenamiento del Istmo Centroamericano alcanzó, a fines de 1998, un volumen de 4 millones de barriles para crudos (véase el cuadro 8), lo cual representó 40.3 días de consumo. En los cálculos de las reservas en días, en el caso del crudo, se estimó el consumo promedio para condiciones normales de operación de las refinerías, con corridas de operación de 330 días año, aceptadas como promedio internacional. Para el crudo y los derivados se presentan los siguientes comentarios.

i) Crudo. En el ámbito regional, los días disponibles para almacenamiento se consideran dentro del estándar promedio para los países importadores. En particular, cada país de la región tiene niveles aceptables de almacenamiento; Panamá posee la mayor capacidad, pero con menos días disponibles de suministro; sin embargo, su situación geográfica y su volumen disponible de almacenamiento le permiten operar sin problemas.

ii) Derivados líquidos. Todos los países tienen una capacidad de almacenamiento aceptable para cada derivado en particular y un buen nivel de días disponibles para abastecimiento. Sin embargo, la relación de sus consumos/capacidades de almacenamiento obliga a realizar compras frecuentes, lo cual encarece los fletes como efecto de la economía de escala por uso de buques tanque pequeños, con lo cual los riesgos de desabasto se incrementan, los costos de las adquisiciones de hidrocarburos también crecen y los trámites administrativos y restricciones cambiarias dificultan la obtención de mejores precios de oportunidad.

iii) GLP. En promedio, en la región el almacenamiento es suficiente para 24 días de consumo, bastante inferior a las disponibilidades existentes en los demás productos. La situación es especialmente crítica en Nicaragua y Guatemala, que sólo cuentan con 15.6 y 17.6 días de consumo, respectivamente. Estos países dependen parcialmente de suministros terrestres (desde México) y, en el caso de El Salvador, de suministros desde el Puerto Cutuco (en el Golfo de Fonseca). El almacenamiento limitado, el suministro a través de embarcaciones pequeñas y flotillas terrestres, además de las operaciones involucradas en la logística de distribución, repercuten en un suministro frágil y muy vulnerable a situaciones externas (como fenómenos naturales), especialmente para los consumidores residenciales. Particularmente en los casos de Nicaragua y Guatemala, se prevé que pronto la industria tendrá que invertir en tanques de almacenamiento. En el primer país existe interés del grupo Tropigas en construir una terminal marítima para recepción del GLP.¹⁰ En el segundo, actualmente el grupo Z está construyendo en el puerto de San José una terminal y área de recepción para el almacenamiento de GLP.

¹⁰ Conviene aclarar que Tropigas obtuvo el correspondiente permiso ambiental emitido por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARENA) para la construcción de una terminal ubicada en el río Tamarindo que desemboca en las cercanías de Puerto Sandino. No obstante, nunca presentó la solicitud al INE para la autorización de la construcción de dicha terminal. A mediados del presente año, expresaron su interés por construir una terminal para recepción y almacenamiento de GLP en Corinto y al momento se encuentra en preparación el estudio de impacto ambiental para obtener el respectivo permiso ambiental y continuar con los trámites.

Cuadro 8

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO, 1998

	Crudo	GLP	Gasolinas	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil
Total						
Volumen (miles de barriles)	4 033.8	381.0	2 733.6	1 024.6	3 893.7	3 033.7
Consumo (miles de barriles/día)	100.1	16.0	54.0	12.7	84.6	45.1
Capacidad (días de consumo)	40.3/ (36)	23.8	50.6	80.7	46.0	67.3
Guatemala						
Volumen (miles de barriles)	611.1	93.8	622.4	112.3	987.5	735.3
Consumo (miles de barriles/día)	45.5	5.3	15.4	2.2	18.8	12.9
Capacidad (días de consumo)	39.4/ (39)	17.6	40.5	51.7	52.4	57.2
El Salvador						
Volumen (miles de barriles)	920.8	105.9	353.3	67.5	732.5	351.2
Consumo (miles de barriles/día)	19.4	3.8	8.1	1.8	13.2	9.1
Capacidad (días de consumo)	47.5/ (55)	27.8	43.8	37.5	55.5	38.7
Honduras						
Volumen (miles de barriles)		49.4	318.8	167.5	520.0	520.0
Consumo (miles de barriles/día)		1.0	6.7	1.8	13.9	5.7
Capacidad (días de consumo)		47.5	47.8	95.1	37.5	92.0
Nicaragua						
Volumen (miles de barriles)	871.2	17.2	205.5	39.7	400.4	387.5
Consumo (miles de barriles/día)	17.0	1.1	3.1	0.9	8.6	7.8
Capacidad (días de consumo)	51.2/ (67)	15.6	66.3	46.1	46.6	49.7
Costa Rica						
Volumen (miles de barriles)	618.8	53.9	697.8	97.8	649.5	288.2
Consumo (miles de barriles/día)	1.0	1.8	11.8	2.2	14.1	3.7
Capacidad (días de consumo)	621/ (43)	30.0	58.9	44.5	45.9	77.4
Panamá						
Volumen (miles de barriles)	1 012.0	60.9	535.8	539.7	603.6	751.6
Consumo (miles de barriles/día)	47.2	2.9	8.9	3.9	15.9	6.0
Capacidad (días de consumo)	21.5/ (18)	80.8	60.2	140.1	37.8	125.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. Las cifras en paréntesis corresponden a días de consumo de crudo de acuerdo con capacidad de diseño de las refinerías. El cuadro se refiere al almacenamiento primario que es el ubicado en refinerías, terminales marítimas, instalaciones conectadas por ductos e instalaciones de recepción primaria de las importaciones terrestres. Sólo se toman en cuenta los almacenamientos disponibles para los mercados internos. Quedan excluidas las zonas francas en Panamá.

De los casos nacionales, merece la atención el de Nicaragua, donde la capacidad agregada de almacenamiento es suficiente para un alto número de días de consumo. Sin embargo, la Esso controla en gran medida la capacidad de almacenamiento de productos limpios, la cual sobrepasa ampliamente las necesidades actuales del país. Podría decirse que hay capacidad subutilizada que podría compartirse mediante arrendamiento. Petronic,¹¹ a su vez, tiene tanques de almacenamiento cerca de Puerto Sandino, con capacidad de 180 000 bl no utilizados actualmente. Además posee material para construir otros 400 000 bl.

Por su parte, Costa Rica no tiene restricciones en almacenamiento en el corto plazo, con excepción del GLP, cuyo crecimiento del 13% anual (promedio de los últimos tres años) obligará a RECOPE a construir esferas adicionales en muy corto tiempo.

iv) Zonas libres de petróleo. En Panamá existen, además de la capacidad local, las denominadas zonas francas o zonas libres de petróleo (ZLP), que son una especie de recintos cerrados con controles aduaneros, en donde se realizan actividades de importación, exportación, reexportación, almacenaje, refinación, trasiego, venta a naves que cruzan el canal, importación con destino al mercado doméstico y, en general, se opera y manipula petróleo crudo, semiprosesado o cualquiera de sus derivados. En las siete zonas francas existentes hay una capacidad de almacenamiento de 13.8 millones de barriles.

Muchas empresas petroleras utilizan las instalaciones de la ZLP para sus operaciones de comercialización a nivel continental. Por ejemplo, Glencore (usuario de zona libre) las utiliza como base para sus operaciones en Centro y Sudamérica. Esta firma arrienda capacidad de almacenamiento al concesionario Petroterminal, lo cual incluye todos los tanques en Puerto Armuelles (en el Pacífico), que utiliza como terminal de productos (los tanques grandes de techo flotante para diesel y los pequeños para *fuel oil*). También son usuarios de las zonas libres las flotas navieras y flotas pesqueras.

e) **Distribución y estaciones de servicio**

En toda la región se reportan 2 174 estaciones. El mayor número corresponde a Guatemala (608), a continuación Panamá (433), Costa Rica (315), Honduras (313), El Salvador (280) y Nicaragua (225) (véase el cuadro 9). Estas cifras están en buena medida correlacionadas con los niveles de consumo y con la situación socioeconómica de los países. Al examinar los índices de servicios por habitante, los primeros lugares corresponden a Panamá y Costa Rica, con 157 y 86 estaciones por millón de habitantes, respectivamente. Los restantes cuatro países presentan situaciones muy semejantes, que varían entre 46 (El Salvador) y 52 (Guatemala) estaciones por cada millón de habitantes. Una mejor utilización de las estaciones se estaría dando en Costa Rica, donde, en promedio, cada estación vendió 998 000 galones de diesel y gasolinas; en el otro extremo estaría Nicaragua, con solamente 497 000. En cuanto a la dispersión, en los extremos están los casos de El Salvador y Nicaragua, que reportan 13.3 y 1.7 estaciones por cada 1 000 km², respectivamente. Este índice está muy relacionado con la población y la densidad demográfica.

¹¹ Las instalaciones de Petronic fueron subarrendadas a Glencore en junio de 1999.

Con respecto a los productos vendidos en las estaciones, obsérvese la alta participación del diesel, de 48% en promedio en toda la región. En cuanto a la venta de gasolinas de alto octanaje (tipo *Premium*), en promedio en toda la región sólo representa un 37%; sin embargo, se observan grandes diferencias entre países, en que los extremos están representados por Panamá (89%) y Nicaragua (15%), en el consumo de gasolinas de alto octanaje.

Cuadro 9

ISTMO CENTROAMERICANO: DISTRIBUCIÓN Y ESTACIONES DE SERVICIO

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Total	2 174	608	280	313	225	315	433
Ventas/estación (10 ³ gal)	690	655	88	650	497	998	556
Estaciones/1 000 km ²	4.4	5.6	13.3	2.8	1.7	6.2	5.7
Estaciones/millón hab.	62.3	52.6	46.4	50.9	47.2	86.3	156.7
Diesel (%)	48	45	52	53	61	44	47
Premium (%)	37	64	44	86	15	53	89

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial. Los datos del número de estaciones de servicio están actualizados a junio de 1999, mientras que lo relacionado con ventas corresponde al año 1998.

Nota: Con excepción de El Salvador y Nicaragua, en los otros países las ventas promedio anuales por estación fueron estimadas. El porcentaje de diesel corresponde a una estimación de las ventas de ese producto en las estaciones de cada país con respecto al total de ventas, mientras que el porcentaje de *Premium* corresponde a la porción de gasolinas de alto octanaje vendidas con respecto al total de gasolinas. Las ventas por estación pueden estar sobreestimadas, ya que en algunos países no fue posible descontar las ventas mayoristas.

3. Características del suministro de hidrocarburos

a) Logística de las importaciones

El abastecimiento de hidrocarburos al Istmo Centroamericano se efectúa principalmente por la costa del Atlántico (57.9%), en menor medida desde el Pacífico (39%) y marginalmente por vía terrestre (3.4%). Ello está en función de la ubicación de los puertos de la región, la infraestructura de transporte y la localización de los principales centros urbanos. Tres países son abastecidos principalmente por el Atlántico y tres por el Pacífico (véase el cuadro 10); sin embargo, debe aclararse que la mayor parte de los buques petroleros que descargan en los puertos del Pacífico previamente han pasado por el Canal del Panamá.

En los países que poseen refinerías, su producción es complementada con importaciones de productos limpios, que son llevadas a cabo solamente por la empresa propietaria de la refinería (caso de Costa Rica) o bien con la participación de otros operadores.

En cuanto a gasolinas, diesel y *fuel oil*, el operador de la refinería siempre representa un papel preponderante en la satisfacción de la demandas locales, con posiciones que van desde un 36.7% (en el caso de gasolinas en Guatemala) hasta un 100% (Costa Rica y Panamá). El acomodo y participación de los operadores que no poseen refinerías están en función de las capacidades de almacenamiento de sus instalaciones.

Cuadro 10

ISTMO CENTROAMERICANO: DESEMBARQUE DE
LAS IMPORTACIONES PETROLERAS, 1998

(Porcentajes)

	Atlántico	Pacífico	Terrestre
Total	57.6	39.0	3.4
Guatemala	31.8	55.0	13.2
El Salvador	...	98.5	1.5
Honduras	86.8	13.1	0.1
Nicaragua	3.1	95.4	1.5
Costa Rica	99.6	0.4	0.0
Panamá	100

En el suministro del GLP, con excepción de Costa Rica, la mayor participación no corresponde a los operadores de las refinerías sino a empresas importadoras especializadas en el producto, entre las cuales sobresale por su presencia en la región el grupo Tropicgas. A continuación se detallan los principales aspectos de la logística de la importaciones en cada país.

En Guatemala, las importaciones provienen de la costa del Pacífico (55%), desde el Atlántico (31.8 %) y por la vía terrestre (13.2%), de la siguiente forma:

- i) Por ambas costas Texaco realiza importaciones, ya sea de productos limpios y *fuel oil* en Puerto Barrios, como de crudo y *fuel oil* en San José.
- ii) Por San José, la Esso importa productos limpios, y Copensa *fuel oil*, gasolinas y diesel.

- iii) Por Puerto Barrios, la Quinta Compañía importa diesel y gasolina.
- iv) Por Puerto Santo Tomás de Castilla, la Shell recibe productos limpios; Gas Pacífico, GLP; y GENOR, *fuel oil*.
- v) Por Puerto Quetzal, Enron importa *fuel oil* sólo para autoconsumo en generación eléctrica.
- vi) Por Tecún Umán, Liquisa, Quinta Compañía Alka Wenker y Cemasa adquieren productos limpios y la mayoría de las distribuidoras de GLP lo importan por esta aduana.

Las importaciones de GLP se efectúan tanto por vía marítima como terrestre. Aunque los precios tienden a ser equivalentes, pues México vende a precios USGC más costo de transporte, la importaciones vía marítima de otras fuentes son ligeramente más favorables. Por otra parte, Texpet, con su propia producción y con la ventaja que le da la ausencia de arancel, ofrece mejores precios, por lo cual monopoliza el mercado a granel para el comercio y la industria. Las empresas del grupo Tropigas y otros pequeños importadores satisfacen principalmente la demanda de los mercados minoristas.

Por su parte, en El Salvador el abastecimiento se hace en su mayoría por la costa pacífica (98.5%) y marginalmente por la vía terrestre (1.5%), de donde proviene parte de las importaciones de GLP. En el océano Pacífico, del Puerto de Acajutla reciben sus importaciones la refinería Rasa y las empresas Texaco, Coastal y Puma. La CEL importa el diesel a través de los puertos de Cutuco y Acajutla. Tropigas importa el GLP a través de dos vías: 1) el Puerto Cutuco en el Golfo de Fonseca, desde el cual alimenta también el mercado de Nicaragua, y 2) la frontera con Guatemala (La Hachadura), por vía terrestre, donde se recibe GLP proveniente de México.

En Honduras, la mayor parte de las importaciones llegan por la costa del Atlántico (86.8%), seguida por la del Pacífico (13.1%) y marginalmente por vía terrestre (0.1%). Las importaciones de líquidos se realizan a través de dos terminales: Texaco en Puerto Cortés, en el Atlántico, y Petrosur en San Lorenzo, en el Golfo de Fonseca. Los demás importadores son "arrendatarios de hospitalidad" de Texaco. El GLP lo importa principalmente Gas Caribe por el puerto de Omoa, en el Atlántico. Además participan en las importaciones Texaco y Tropigas. Elgas-Dippsa ingresó al mercado en enero de 1999.

El caso inverso se presenta en Nicaragua, pues el abastecimiento se hace principalmente por la costa pacífica (95.4%) y sólo una pequeña proporción llega por la costa atlántica y por vía terrestre (3.1% y 1.5%, respectivamente). Las principales importaciones corresponden al crudo reconstituido para cargar la refinería, diesel, gasolina regular, gasolina súper y GLP. Las gasolinas y el diesel llegan a Corinto (a 150 km de Managua), donde existen instalaciones de la Esso, Shell y Petronic. Por Puerto Sandino (60 km de Managua) se importa el crudo mediante una monoboya, y se transporta a la refinería en Managua por un oleoducto. El GLP lo importa Tropigas por dos vías: 1) en mar abierto, por medio de barcas, frente a Puerto Sandino, con altos costos de transbordo y conflictos de licencia ambiental, y 2) desde Puerto Cortés, Honduras, por vía terrestre.

Casi la totalidad de los hidrocarburos en Costa Rica se importan desde el Atlántico, en el puerto Moín, donde se encuentra ubicada la RECOPE, aunque se reportan algunas muy pequeñas importaciones desde el Pacífico. La logística de abastecimiento es a partir de un poliducto que lleva los productos limpios hacia instalaciones situadas en los centros de distribución (Moín, El Alto, La Garita y Barranca), donde se venden a los grandes consumidores y a las empresas que participan en la distribución minorista de los derivados. El puerto recibe en la actualidad dos embarques por semana y tiene capacidad máxima para cargueros de 40 000 toneladas. RECOPE tiene planes para construir otra terminal con capacidad para atender cargueros de 60 000 toneladas, así como disminuir el número de embarques, reducir los costos de trasiego y conseguir mejores tarifas en el flete marítimo.

En el caso de Panamá, 100% del suministro proviene del Atlántico. La refinería abastece la totalidad del mercado, con excepción del GLP, que no alcanza a cubrir la refinería y es primordialmente importado por Petroport, filial de Tropigas.

b) Volumen, valor y estructura de las importaciones

A principios de los años noventa, los países del Istmo mostraron una tendencia a reducir la importación de crudos naturales, ya que la competitividad de los productos refinados en el mercado mundial se elevó, dando como resultado que los precios de los derivados fueran relativamente más bajos que los de los crudos. Sin embargo, en los últimos años se observa una fuerte disminución de la proporción de las importaciones de crudos reconstituidos en contraposición con un incremento en los crudos naturales (véase el cuadro 11).

En 1998 se importaron un total de 92 099 miles de barriles de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano. Con respecto a la proporción de las importaciones totales, la mayor parte corresponde a derivados del petróleo (61.6%), seguido de crudos naturales (31.8%) y crudos reconstituidos (6.6%). Si se consideran los productos contenidos en el petróleo reconstituido, los derivados del petróleo representaron 64.3% del total importado en la región en el mismo año. Cabe destacar que en este año aumentó la participación de los derivados en Costa Rica, por el cierre temporal de su refinería que se encuentra en expansión.

Con relación a la estructura del volumen de las importaciones de derivados del petróleo, destaca en los últimos años la reducción en la participación del diesel, que pasó de 50% a principios de los noventa a 37% en 1996 y 1997, aunque en 1998 tuvo un incremento del 39.1%, por el consumo en la generación de electricidad. Además, aunque las gasolinas han mantenido una cuarta parte de las importaciones del combustible, ha habido un notorio desplazamiento hacia aquellas de mayor octanaje.

Cuadro 11

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS

(Miles de barriles)

Año	Crudo	Natural	Reconstituido	Derivados
1990	27 579	18 478	9 101	15 603
1991	28 698	16 785	11 913	18 350
1992	35 876	23 603	12 274	21 866
1993	32 885	20 446	12 439	27 930
1994	29 160	15 125	14 035	38 914
1995	29 697	19 228	10 469	44 943
1996	34 176	22 799	11 377	40 979
1997	36 017	29 189	6 827	44 482
1998	35 376	29 327	6 049	56 723
Tasas de crecimiento (%)	3.2	5.9	-4.9	17.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

La relación entre la importación de crudo y la de derivados del petróleo difiere significativamente en cada país. Panamá, por la capacidad no utilizada de su refinera y la exportación masiva de productos pesados, adquiere menor cantidad de derivados. En contraste, Guatemala posee una capacidad de refinación de productos livianos y medianos inferior a la elevada demanda interna.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1998 fue de 1 551 millones de dólares, 19.3% inferior al del año anterior, como resultado de la reducción en los precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales, lo que permitió compensar con creces el aumento en el volumen importado (véanse los cuadros 12 y 13).

Las importaciones de hidrocarburos en proporción con las exportaciones totales se han mantenido alrededor de 8% desde 1993 debido a la actividad externa de la región. Sin embargo, en 1996 y 1998 se presentan variaciones considerables por el aumento y descenso, respectivamente, de los precios de los hidrocarburos (véase el cuadro 14).

c) Origen de las importaciones

Durante la década de los ochenta la procedencia de las importaciones de hidrocarburos había mantenido una estructura relativamente definida. Se caracterizaba por la participación hegemónica de México y Venezuela (alrededor de dos tercios del abastecimiento total de la región), con ligero predominio del último país en virtud del suministro adicional de productos refinados fuera del Convenio de San José. No obstante, a partir de 1989 se presentaron notorios

cambios en el origen de las importaciones, entre los que destacan el crecimiento vertiginoso de los Estados Unidos y Ecuador y el descenso drástico de México. Posteriormente, las fuentes de suministro se diversificaron aún más.

Cuadro 12

ISTMO CENTROAMERICANO: VALOR CIF DE LAS IMPORTACIONES, 1991-1998

(Millones de dólares)

Producto	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Total	1 102.9	1 249.0	1 212.1	1 341.4	1 563.0	1 829.8	1 851.1	1 550.5
Petróleo crudo	318.9	424.9	333.8	235.6	342.3	479.8	546.7	357.0
Reconstituido	273.4	262.6	238.8	261.8	210.0	266.1	161.1	98.1
Gas licuado	63.2	65.3	71.1	76.7	101.3	120.3	125.4	103.0
G. aviación	3.9	10.8	6.7	4.4	10.2	7.9	5.4	4.8
Metil terbutil éter (MTBE)				7.3	7.5	7.6	7.1	3.0
G. premium	68.8	60.4	68.2	81.7	110.3	208.3	235.5	214.4
G. regular	78.4	83.2	99.4	138.3	120.8	91.9	80.3	91.9
Kero/Jet	38.0	43.9	47.9	55.0	61.3	71.9	88.1	77.2
Diesel	252.8	281.9	306.2	396.8	457.6	437.0	433.5	441.5
Fuel oil	3.7	14.1	39.7	82.7	139.3	148.2	158.2	146.5
Asfaltos	2.4	1.7	1.8	1.1	2.0	1.9	0.3	5.2

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 13

ISTMO CENTROAMERICANO: VALOR CIF DE LAS IMPORTACIONES 1998 POR PAÍS

(Millones de dólares)

Producto	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Total	1 550.5	409.0	264.2	208.6	130.7	228.8	309.3
Petróleo crudo	357.0		80.9		87.2	4.4	184.5
Reconstituido	98.1	89.6	8.5				
Gas licuado	103.0	37.7	22.5	10.3	6.5	10.9	15.1
G. aviación	4.8	0.5	0.9	0.3		1.5	1.6
Metil terbutil éter (MTBE)	3.0	3.0					
G. premium	214.4	72.5	29.8	47.7	2.5	46.6	15.3
G. regular	91.9	33.3	11.0	7.2	3.5	32.2	4.8
Kero/Jet	77.2	12.5	5.4	13.7		18.7	26.8
Diesel	441.5	98.1	79.3	101.9	30.5	88.4	43.5
Fuel oil	146.5	53.8	26.2	27.7		22.6	16.3
Asfaltos	5.2				0.5	3.5	1.2

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 14

ISTMO CENTROAMERICANO: COMPARACIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE
HIDROCARBUROS CON LAS EXPORTACIONES TOTALES

(Millones de dólares)

Año	Hidrocarburos importados	Total de exportaciones	Porcentajes (Import./export.)
1991	1 103	11 530	9.6
1992	1 249	13 603	9.2
1993	1 212	14 901	8.1
1994	1 341	17 035	7.9
1995	1 563	19 289	8.1
1996	1 830	19 893	9.2
1997	1 851	22 732	8.1
1998	1 551	24 364	6.4
Tasas de crecimiento	4.4	9.8	-4.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

En los últimos años, Venezuela ha sido el principal abastecedor de hidrocarburos del Istmo (véase el cuadro 15). Ecuador abastece de crudo a El Salvador, Nicaragua y Panamá. Venezuela abastece a toda la región, especialmente a Nicaragua, Guatemala y Panamá.¹² Tomando en consideración sólo el crudo, las importaciones mexicanas han sido pequeñas, concentradas en El Salvador y Panamá.

Respecto de los derivados del petróleo, Venezuela es el abastecedor más importante, aun cuando hay que destacar el papel que en los últimos años han desempeñado las importaciones de los Estados Unidos y Trinidad y Tabago.

En cuanto a las importaciones del gas licuado, México había sido el oferente principal de este producto, pues cubría el 50% de las importaciones de la región. Sin embargo, a partir de 1996 hubo una acusada disminución de estas importaciones, que pasaron de 33% en 1996 a 25% en 1997 y a 9% en 1998.

¹² Costa Rica importaba un volumen importante de crudo venezolano, pero fue suspendido a partir del cierre temporal por la ampliación de la refinería.

Cuadro 15

ISTMO CENTROAMERICANO: ORIGEN DE LAS IMPORTACIONES
DE HIDROCARBUROS, 1998

(Miles de barriles)

Procedencia	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Crudo y reconstituido</u>							
Total	36 376	5 601	6 592		6 295	284	16 603
Arabia Saudita	360						360
Colombia	2 860		1 049		1 527	284	
Ecuador	11 985		3 334		47		8 604
México	2 661		1 589				1 073
Perú	527		199				328
Trinidad y Tabago	360						360
Venezuela	16 624	5 601	422		4 722		5 879
<u>Derivados</u>							
Total	56 723	15 718	8 556	10 524	2 067	13 166	6 692
Bélgica	221					221	
Belice	8	8					
Brasil	481					481	
Caribe	1 856	803	363		30	385	290
Colombia	261						261
Ecuador	3 247	1 711	1 536				
El Salvador	1 632	1 627		5			
España	9						9
Estados Unidos	15 829	3 722	1 392	2 958	296	3 870	3 631
Francia	693	72	59	39		523	
Guatemala	179		179				
Honduras	150		52		98		
Jamaica	27						27
Japón	770	367	239	164			
México	1 148	1 082			30	36	
Nicaragua	4					4	
Noruega	815			599		181	35
Panamá	1 301	311	268	380	472		
Provincia China de Taiwán	756	380	161	180	36		
Reino Unido	268					268	
República de Corea	310	50	216		43		
Trinidad y Tabago	3 857	1 794	576	1 135	59	83	209
Venezuela	22 493	3 791	3 511	4 659	1 002	7 113	2 230
No identificado	409		4	405			

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

B. CONSUMO

1. Consumo total

En el período 1990-1998 el consumo total de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano experimentó un fuerte crecimiento del 9.6% anual (véase el cuadro 16). En 1998 la demanda total de derivados del petróleo en 1998 fue de 79.8 millones de barriles, lo que representó un aumento de 15.5% con respecto al año anterior. Este comportamiento se explica principalmente por el fuerte aumento del consumo para la generación de electricidad y, en menor medida, a que se reactivó el consumo final gracias al mejor desempeño de la economía. En Panamá y Nicaragua se dieron las alzas más notables de 1998 (20.9% y 20.2%, respectivamente), mientras que en El Salvador el consumo sólo aumentó 7.7%.

Cuadro 16

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO TOTAL DE HIDROCARBUROS, 1991-1998

(Miles de barriles)

Año	Consumo total	Consumo final	Consumo para la generación de electricidad
1990	38 469	35 666	2 803
1991	42 477	36 510	5 967
1992	49 540	40 708	8 832
1993	51 901	43 408	8 493
1994	59 649	47 589	12 060
1995	64 794	51 015	13 779
1996	62 559	52 077	10 482
1997	69 097	55 524	13 573
1998	79 838	62 198	17 639
Tasas de crecimiento	9.6	7.2	25.9

Fuente: CEPAL, con base en cifras oficiales.

2. Consumo final

Los requerimientos de derivados del petróleo, sin incluir los combustibles usados en la generación eléctrica, han evolucionado en etapas claramente diferenciadas, relacionadas con el comportamiento de los precios del crudo en el mercado internacional y con la actividad económica de la región.

Durante el período 1990-1998, la tasa de crecimiento del consumo final de hidrocarburos en la región (7.2% promedio anual) fue 1.7 veces la correspondiente al indicador de la actividad económica (4.2%). Si bien esta relación depende del desarrollo de los medios de transporte, del peso que las ramas con uso intensivo de energía (especialmente la cementera) tengan en la estructura de la actividad económica, del producto energético usado para la cocción de alimentos, de la eficiencia en el uso de los combustibles y de otros factores, no deja de ser indicativa del gran peso que los hidrocarburos tienen en la región.

Si se excluyen los combustibles utilizados en la generación de electricidad, entre 1990 y 1998 la estructura de la demanda regional de derivados del petróleo muestra una tendencia expansiva en la participación de las gasolinas y del gas licuado. Se observa que la tasa de crecimiento de ambos productos para el período mencionado fue cercana a 9%. De esta manera, la participación de la demanda del gas licuado pasó de 8.4% en 1990 a 9.4% en 1998, mientras que la participación de las gasolinas se ubicó entre 27.6% y 31.7% en el mismo lapso.

Una trayectoria inversa se observa en las kerosinas, cuya demanda creció entre 1990 y 1998 a una tasa promedio (5.9%) inferior a la del consumo final de hidrocarburos y, por ende, su participación pasó de 8.2% a 7.4%. Por su parte, la penetración del *fuel oil* en el consumo final de hidrocarburos ha sido baja y con tendencia al descenso. Durante la década de los noventa la participación de este combustible se ha reducido de 13.4% a 10.4%.

El diesel es el producto más demandado, con una participación relativamente estable de 40% en el consumo final de la región entre 1990 y 1998, y una tasa de crecimiento de 6.6%. Si bien este combustible registra el mayor consumo en cada país, su participación evolucionó de forma heterogénea. Disminuyó en Costa Rica y Guatemala, aumentó en Nicaragua y Panamá y no mostró una tendencia clara en el resto. En 1998 la participación del diesel en el consumo final de hidrocarburos fue del 46.7% en Honduras y cercano a 50% en Nicaragua, mientras que en los otros países representó poco menos de 37% (véase el cuadro 17).

Cuadro 17

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO FINAL DE HIDROCARBUROS, 1998

(Miles de barriles)

	Total	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel oil	Otros
Total	62 198	5 826	19 706	4 620	24 237	6 438	1 369
Guatemala	16 811	1 942	5 607	792	6 014	1 947	506
El Salvador	10 742	1 380	2 947	661	3 926	1 611	217
Honduras	7 776	380	2 437	643	3 630	609	78
Nicaragua	5 048	400	1 141	315	2 519	582	92
Costa Rica	11 614	655	4 324	803	4 325	1 297	209
Panamá	10 207	1 068	3 250	1 406	3 824	393	266

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

3. Consumo para generación de electricidad

Entre 1990 y 1995, el requerimiento de hidrocarburos para generación de electricidad se elevó drásticamente (37.5% promedio anual), a causa de las sequías de 1991 y 1994, el alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica (6.4%) derivado del mejoramiento de la actividad económica, así como por la ausencia de nuevos proyectos hidroeléctricos. Sin embargo, en 1996 la situación cambió de forma radical. La generación hidroeléctrica se amplió 18.4%, principalmente gracias a la mayor disponibilidad de agua en los embalses y, en menor grado, a la entrada en operación de varios proyectos pequeños de generación hidroeléctrica y geotérmica en Costa Rica (100 MW en total). Además, también en algunos países se han realizado obras que permitieron incrementar los volúmenes de algunos embalses.

Durante los primeros cinco años de la década de los noventa, la mayor penetración del diesel se debió a la saturación de las centrales de vapor existentes, así como al uso intensivo y a adiciones de turbinas de gas y máquinas diesel. La marcada reducción en 1996 y 1997 es atribuible principalmente a que la generación con turbinas de gas disminuyó a menos de la mitad, aunque en 1998 el consumo repuntó. Algunos datos que ilustran la participación de la termoelectricidad se mencionan a continuación.

a) En 1998 la producción de electricidad consumió 17.6 millones de barriles de combustibles, 37.7% de los cuales correspondió al diesel (véase el cuadro 18). Este volumen fue 30% superior al del año anterior, en que se presentó un crecimiento ligeramente menor. Cabe destacar que el consumo de hidrocarburos en plantas eléctricas ubicadas en Guatemala y Panamá representó en 1998 casi la mitad (46.4%) del total de combustibles destinados a esta actividad en el Istmo Centroamericano, mientras que el de Costa Rica sólo significó 5%.

Cuadro 18

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE HIDROCARBUROS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1998

(Miles de barriles)

	Total	Diesel	<i>Fuel oil</i>
Total	17 458	6 658	10 798
Guatemala	4 399	863	3 535
El Salvador	2 592	894	1 697
Honduras	2 885	1 431	1 454
Nicaragua	2 893	638	2 255
Costa Rica	897	834	62
Panamá	3 792	1 998	1 795

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

b) Mientras que en 1990, 3.7% del diesel y 30.9% del combustible pesado consumidos en los seis países de la región se destinaban a la generación de electricidad, en 1995 las proporciones se elevaron a 26.1% y 52.9%, respectivamente. En los tres años siguientes la participación del *fuel oil* ascendió, en tanto que la del diesel disminuyó 11.5% en 1996, 14.2% en 1997 y 21.5% en 1998.

C. BALANCE DE DERIVADOS

1. Utilización de las refinerías

El factor de utilización promedio del parque de refinación durante los últimos cinco años, con base en el crudo anual procesado en cada una de ellas, en relación con sus respectivas capacidades de diseño, fue de 73.4% (véase el cuadro 19). Se incluye en estos resultados el incremento registrado en Panamá y Nicaragua por razones de ampliación o mejoras realizadas. La refinería de Panamá tiene el más bajo aprovechamiento de su capacidad (60%), seguida por la de Costa Rica (66.8%), aunque hay que tomar en cuenta que ésta estuvo fuera de operación casi todo el año de 1998; de lo contrario, su promedio hubiera sido de alrededor del 82%. Los porcentajes de utilización en las demás refinerías son aceptables tomando en cuenta que están calculados con base en año de calendario y no en año de operación, que daría índices más altos.

La baja proporción del búnker en la demanda total durante la década de los ochenta limitó la participación de las refinerías locales en el suministro a la región. Sin embargo, la fuerte demanda de combustible para la generación de electricidad indujo, a partir de 1991, un aumento apreciable en el grado de utilización de las refinerías. Ello no ha bastado para resolver el déficit regional entre las estructuras de producción y consumo, ya que la demanda de destilados también se ha elevado.

Cuadro 19

ISTMO CENTROAMERICANO: FACTORES DE UTILIZACIÓN DE LAS REFINERÍAS, 1994-1998

(Porcentajes)

Año	Total	Guatemala	El Salvador	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1994	67.3	88.0	92.1	96.3	72.4	41.7
1995	69.2	94.8	81.9	84.4	95.0	45.9
1996	75.7	85.8	83.8	87.2	80.7	66.6
1997	77.3	91.4	86.7	84.3	79.3	67.8
1998	77.3	91.2	107.8	92.0	6.4	78.6
Promedio	73.4	90.2	90.5	88.8	66.8	60.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

Con respecto a Panamá, a partir de 1992 la refinería incrementó en 60% su producción, impulsada por el aumento en las ventas para el consumo externo. Sin considerar este país, el conjunto de las cuatro refinerías restantes utilizó 50 500 (93.5%) de los 54 000 barriles diarios de capacidad durante 1998, frente a 59 000 (85.5%) de los 69 000 disponibles el año previo; el descenso en la capacidad se debe al cierre temporal de la refinería de Costa Rica. El aumento en la actividad de refinación se debió principalmente a que en Nicaragua y El Salvador se elevó el volumen de crudo procesado, de 15 600 barriles en 1997 a 17 000 y 18 000 en 1998, respectivamente.

Hay que considerar que la producción total de derivados se modifica por los requerimientos internos de búnker. Por lo tanto, una mayor demanda para generación termoeléctrica se traduce en una mayor utilización de las refinerías; por el contrario, cuando la demanda relativa de búnker es baja, se abastece con importaciones de los derivados faltantes. Uno de los puntos críticos de la refinación en la región lo constituye el hecho de tener que producir el búnker indispensable para el mercado interno, sin excedentes.

2. Balance de refinación

El crudo procesado en las refinerías de la región muestra un crecimiento de 3.2% durante el período 1990-1998 (véase el cuadro 20). Como se puede apreciar, alrededor del 40% de la producción corresponde al *fuel oil*, mientras que 30% y 20% son diesel y gasolinas, respectivamente. Los mayores rendimientos de estos derivados son consecuencia de la participación en el proceso de crudos reconstituidos con alto porcentaje de dichos productos, destinados principalmente al parque de vehículos y a la generación eléctrica.

Es conveniente señalar que en el balance de proceso y producción de la refinería no se reportan los consumos internos ni las mermas; por tal razón, la suma de productos reportados no alcanza el 100% con respecto al proceso correspondiente. Además, no existe información suficiente ni homogénea sobre los insumos recibidos en las refinerías (tipo de crudo, precios cif y fob), lo cual dificulta el análisis comparativo sobre la eficiencia de los procesos de refinación y los patrones de las funciones de producción.

El balance de la región, considerando la producción de refinería, las importaciones, el consumo y las exportaciones de derivados, muestra cómo ha venido decreciendo la participación de las refinerías, que en 1990 produjeron alrededor del 72% del consumo interno y en 1998 sólo llegaron a producir 43% (véase el cuadro 21).

Cuadro 20

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE DE REFINACIÓN

(Miles de barriles)

Año	Crudo procesado	Total producido	GLP	Gasolina	Kero/Jet	Diesel	Fuel	Otros
1990	28 349	27 484	747	5 234	2 062	8 216	10 948	277
1991	28 332	27 592	717	5 185	1 756	8 657	11 662	215
1992	35 626	34 304	786	6 195	1 866	10 690	14 422	345
1993	32 462	31 756	726	6 206	1 556	9 376	13 430	462
1994	28 921	27 732	619	5 112	1 484	8 472	11 525	520
1995	30 067	28 954	500	5 901	1 274	9 176	11 207	898
1996	34 424	33 508	662	6 629	1 355	9 326	14 842	611
1997	36 385	35 492	577	6 211	1 258	10 507	15 990	934
1998	36 533	34 719	687	5 778	1 342	9 719	16 561	631
Crecimiento (%)	3.2	3.0	-1.0	1.2	-5.2	2.1	5.3	10.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 21

ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE DE PETRÓLEO

(Miles de barriles)

Año	Producción	Importación	Consumo	Exportación
1990	27 484	15 603	38 360	3 895
1991	27 592	18 350	42 341	3 256
1992	34 304	21 866	49 349	6 544
1993	31 756	27 930	51 641	7 285
1994	27 732	38 914	59 205	6 384
1995	29 354	44 943	64 683	9 139
1996	33 425	40 979	62 559	11 044
1997	35 476	44 482	69 098	9 893
1998	34 719	56 723	79 838	11 303
Crecimiento (%)	3.0	17.5	9.6	14.2

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

D. NORMAS Y ESPECIFICACIONES

1. Las especificaciones vigentes

La calidad de los productos que se comercializan en el Istmo Centroamericano se rigen, en la mayoría de los países, utilizando las normas y procedimientos establecidos por la American Society for Testing and Materials (ASTM). Recientemente los países de la región han venido aprobando nuevas normas con el propósito de eliminar las lagunas existentes, ajustarse a la iniciativa regional de armonización, mejorar los aspectos de seguridad, especialmente en lo referente al GLP, y reducir la emisión de contaminantes; esto último en el caso de las gasolinas sin plomo y en la reducción del contenido de azufre en el diesel y las gasolinas.

Las direcciones y oficinas encargadas de los subsectores hidrocarburos han apoyado la iniciativa para adoptar normas semejantes para los derivados del petróleo, lo cual constituye un paso fundamental para avanzar en la integración del subsector y posibilitar el desarrollo de un mercado regional. Una primera acción fue el estudio sobre la armonización de las especificaciones de los hidrocarburos en los países de la región,¹³ elaborado en el marco del proyecto de hidrocarburos CEPAL/GTZ. En dicho estudio se analizaron las especificaciones vigentes en cada uno de los países para los principales productos refinados (gasolinas, diesel, combustible de aviación, combustóleo y GLP), lo cual permitió identificar las coincidencias y hacer las recomendaciones particulares para cada producto.

A la fecha se puede constatar que en la mayor parte de los países se han emitido por decreto de Asamblea Nacional las normas y especificaciones que deben cumplir los productos energéticos, pero aún quedan varias acciones pendientes. De la revisión de las normativas vigentes en cada uno de los países se derivan las siguientes observaciones:

a) En Guatemala fue aprobado recientemente el Reglamento de la Ley de Comercialización (acuerdo gubernativo No. 522-99 de julio de 1999). Este reglamento trata todo lo relacionado con las licencias, supervisión e inspección de las actividades de comercialización de hidrocarburos. Están aún pendientes de oficializar las normas y especificaciones de los combustibles, por lo que en el momento existe un vacío legal sobre el tema de las especificaciones; sin embargo, las autoridades, conjuntamente con los importadores, han asumido un acuerdo verbal al adoptar las especificaciones contenidas en el derogado decreto 180-85, que básicamente son las normas ASTM. Las nuevas normas serán aprobadas mediante acuerdos que emitirá el Ministerio de Energía y Minas.

b) En El Salvador, las normas técnicas fueron establecidas en 1998, por medio de acuerdos ejecutivos del Ministerio de Economía, que especifican para todos los derivados de petróleo las normas ASTM. En particular para las gasolinas, establece octanajes RON (*research octane number*) mínimos de 87 para la regular y de 95 para la especial o superior.

¹³ Véase CEPAL (1993), *Istmo Centroamericano: Estudio sobre la armonización de las especificaciones de los productos derivados del petróleo* (LC/MEX/R.347), 2 de septiembre.

c) En Honduras, el acuerdo 697-86 establece las normas de calidad de los productos líquidos. Del acuerdo 191-95 se puede establecer que sólo se autoriza la gasolina sin plomo en sus dos presentaciones: gasolina superior de 92 octanos, y gasolina regular de 87 octanos. Se ha constituido un Comité Técnico del Petróleo para elaborar normas y especificaciones técnicas para combustibles líquidos y gaseosos.

d) En Nicaragua, las normas están establecidas en el acuerdo No. 9-97 del INE y corresponden a las ASTM para todos los derivados de petróleo. En particular cabe mencionar que la gasolina regular es de 87 RON y la súper de 95 RON, ambas sin plomo y con un máximo de azufre de 0.1% en peso, en tanto que el diesel liviano (automotor) tiene un contenido de azufre máximo de 0.5% en peso.

e) En Costa Rica, las normas están establecidas en el decreto No. 26482-MEIC para las gasolinas, y en el decreto 26130-MINAE para el diesel, las cuales son el resultado de ajustes de las normas ASTM. La gasolina regular es de 88 RON y la súper 94 RON, ambas sin plomo y con un máximo de azufre en su peso de 0.15% y 0.1%, respectivamente. Con respecto al diesel, éste reducirá su contenido de azufre paulatinamente, pasando de 1% en 1997 a 0.5% en 1998 y posteriormente a 0.05% en el año 2003.

f) Sólo Panamá ha mantenido el uso del plomo en las gasolinas, aunque se tiene programada la eliminación de dicho aditivo para el año 2001. La Comisión Panameña de Normas (COPANIT) ha establecido las especificaciones del diesel y las gasolinas, y queda pendiente la normalización del *fuel oil*. Actualmente en Panamá se distribuyen gasolinas con y sin plomo, de 87 y 95 octanos RON.

Con respecto a las diferencias de las especificaciones entre países, destacan los siguientes puntos:

a) Entre las principales diferencias en las gasolinas, las más importantes son el octanaje en los dos tipos de gasolina, el azufre total máximo, el destilado al 10% y al 50%, el contenido de gomas preformadas y el azufre total en porcentaje de peso.

b) En cuanto al diesel, se encuentran diferencias en las especificaciones referidas al índice de cetano y azufre total en porcentaje de peso en Nicaragua con respecto a los otros países. Costa Rica establece la especificación más rigurosa en porcentaje total de azufre (0.05% peso). En cuanto a destilación, las diferencias están en la temperatura final de ebullición, en Honduras y en El Salvador.

c) En el combustible de aviación (AV-JET) se encuentran diferencias en las especificaciones referidas a la destilación, punto de destello, punto de congelación, porcentaje de aromáticos, y punto de humo, entre las más significativas.

d) En la kerosina las diferencias más significativas se encuentran en las especificaciones correspondientes al contenido de azufre total en porcentaje peso, el punto de inflamación y el color visual.

e) En el *fuel oil* se observan diferencias en las especificaciones más importantes, como las referidas al peso total de azufre y a la viscosidad. Hay algunas otras especificaciones también importantes que no han sido establecidas, como es el caso del contenido de metales, el Conran (Carbón Conradson), el porcentaje de asfaltenos, y el contenido de agua y sedimento. En este combustible el país que mejores especificaciones ha establecido es El Salvador.

f) En cuanto al GLP, existen variaciones pequeñas en algunas especificaciones importantes, como las referidas a la composición de la mezcla propano/butano e hidrocarburos más pesados (pentanos +p), así como al contenido de azufre volátil. Algunas otras especificaciones no se aplican en algunos países. Los países con mejores especificaciones son Guatemala y El Salvador.

Todo lo anterior refleja que aún no se ha logrado una homogeneización absoluta en cuanto a las especificaciones.

2. Las acciones regionales del CCHAC en materia de normalización

El CCHAC ha venido dando seguimiento al proceso de armonización de las especificaciones, con algunos avances que se resumen a continuación:

a) En 1995 el CCHAC presentó a los países una propuesta regional para las especificaciones de los combustibles que regirán en el Istmo a partir del año 2000. Los países han analizado y aprobado dicha propuesta; sin embargo, a la luz de las acciones llevadas a cabo en cada uno de ellos, difícilmente se podrá cumplir esta meta.

b) También en 1995, y como parte de las acciones que coordina la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD), se presentó una propuesta para la eliminación gradual del plomo en las gasolinas. Todos los países, con excepción de Panamá, cumplieron este objetivo.

En conclusión, todavía esta lejana la meta propuesta por el CCHAC de la homogeneización absoluta (o por lo menos parcial) de las especificaciones. La razón probable es la debilidad del organismo para dar seguimiento al proceso, verificar el avance y asistir a los países que tengan problema en la modificación y adopción de las nuevas normas. La razón subyacente podría ser la falta de interés para avanzar en este proceso, ya que los hidrocarburos pertenecen al grupo de productos excluidos del comercio intrarregional. Además, el CCHAC no participa en de las comisiones técnicas de integración, una de las cuales tiene el mandato de homologar la nomenclatura de los productos petroleros, punto de partida básico para la formación del mercado regional de hidrocarburos.

E. NUEVOS COMBUSTIBLES

Es interesante acotar que —con la única excepción de las iniciativas del gas natural— no ha existido ninguna acción o política por parte de los entes u oficinas encargados del sector energía

o el subsector hidrocarburos para la entrada de nuevos combustibles a la región. A finales de los setenta existieron algunas iniciativas para utilizar alcoholes de origen vegetal; sin embargo, dichos proyectos no fueron exitosos.

Los nuevos combustibles que han entrado a la región no han sido promovidos por las empresas instaladas en el subsector hidrocarburos, sino que más bien correspondieron a iniciativas de los nuevos agentes que han incursionado en la industria eléctrica. Los generadores independientes que se están instalando tienen incentivos para lograr una operación más eficiente a un menor costo, por lo que han buscado alternativas y opciones más favorables. A continuación se presenta un breve resumen de esas iniciativas.

1. Orimulsión ¹⁴

A partir de 1999 estarían operando en Guatemala algunas unidades del operador Constellation, grupo estadounidense que recientemente compró los activos de generación de una vieja central termoeléctrica (La Laguna). Se trata de un proyecto piloto, en el cual, si después de cierto período de operación el combustible satisface todos los requerimientos del generador independiente, éste podría suscribir un contrato de suministro a largo plazo. Una empresa estatal venezolana llamada BITOR, filial de PDVSA, es la encargada de comercializar este producto.

2. Carbón

La inquietud por este producto energético surgió en Costa Rica, donde existía el propósito de utilizar las reservas carboníferas de Talamanca como combustible industrial. Lamentablemente diversas pruebas realizadas en la Cementera de Cartago recomendaron no utilizar dicho combustible, por su alto contenido de humedad. Posteriormente, en Guatemala, con financiamiento de la Corporación Financiera del BID, se ha iniciado la construcción de la primera carboeléctrica de la región (Proyecto San José, 120 MW), la cual entrará a operar a finales de 1999. Además, la industria cementera recientemente amplió una línea de producción que opera en base a carbón. En ambos proyectos el ferrocarril juega un papel importante, ya que es el medio para el transporte terrestre del carbón. Adicionalmente debe mencionarse que, en El Salvador, el plan de expansión de mínimo costo del sistema eléctrico considera la entrada de grandes carboeléctricas a partir del 2002.

¹⁴ El nombre "orimulsión" proviene de una región del Orinoco, en Venezuela, en donde se encuentran las mayores reservas mundiales de bitumen y crudos extra pesados. Bitor, filial de la empresa estatal venezolana PDVSA, extrae el bitumen en la forma de una emulsión primaria, la cual es procesada y convertida en orimulsión, que es una mezcla 70:30 de bitumen y agua con agentes emulsionadores. Algunas características de la orimulsión son: 29% de contenido de agua; viscosidad 1 200 milipascales a 5°C y 600 a 30°C; 29.7 MJ/kg de poder calorífico bruto; 2.7% de contenido de azufre; 300 ppm de contenido de vanadio; 70 ppm de contenido de sodio; 350 ppm de contenido de magnesio; 0.25% de cenizas; punto de centelleo de 130°C, y punto de fusión 3°C.

3. Gas natural

Existen dos iniciativas, una de México y otra de Colombia, para introducir el gas natural en el Istmo Centroamericano. Nuevamente es en el subsector eléctrico donde se ha despertado el interés por la utilización de este producto. Tanto las instituciones gubernamentales como las empresas privadas y grupos de inversionistas han manifestado mucho interés por desarrollar ambos proyectos;¹⁵ sin embargo, la concreción de éstos requerirá un gran esfuerzo de coordinación regional, en la cual deben estar involucradas las industrias de hidrocarburos y electricidad.

Para el caso del primer proyecto, en la Cumbre Presidencial de Tuxtla Gutiérrez III, celebrada en El Salvador en julio de 1998, los presidentes de los seis países del Istmo Centroamericano y el Presidente de México coincidieron en la importancia del proyecto y decidieron apoyarlo e impulsarlo. Los ministerios de energía de Guatemala y México han venido discutiendo los términos para la suscripción de un convenio bilateral de interconexión gasífera. En el caso del segundo proyecto existe una empresa transnacional interesada en desarrollar por su cuenta y riesgo el gasoducto. Esta empresa tiene operaciones de generación de electricidad en Panamá, Nicaragua y Guatemala. En Colombia participa en el transporte de gas natural.

4. Gasificación del coque

Se tiene conocimiento de que algunos nuevos agentes de la industria eléctrica evalúan la viabilidad de ciclos combinados, cuyo proceso de combustión se basaría en la gasificación del coque, residuo sólido de la refinación del petróleo. El principal obstáculo que enfrentarán proyectos de este tipo es el aspecto ambiental; sin embargo, debe reconocerse que la presión para desarrollarlos aumentaría en la medida en que se postergue la entrada de combustibles alternativos. Además, un escenario de precios bajos del coque también motivará a los inversionistas a seleccionar dicho combustible.

¹⁵ Véase CEPAL (1999), *Gasoducto Regional México-Istmo Centroamericano* e IRHE (1998), *Gasoducto Colombia-Panamá*.

III. CONDICIONES DE BASE: ASPECTOS LEGALES Y DE COMERCIO REGIONAL

En este capítulo se presentan los aspectos legales relacionados, directa o indirectamente, con la industria petrolera, así como los temas relativos al comercio regional, de forma que se complemente el análisis de las condiciones de base de esta industria en el Istmo Centroamericano.

A. LEGISLACIONES PERTINENTES

Las facultades del Estado en el subsector se habían venido estableciendo, en su mayoría, sobre la base de una serie de leyes, decretos y acuerdos ministeriales que, analizados en su conjunto, no necesariamente obedecían a políticas y objetivos coherentes.¹⁶ Esto se ha tratado de corregir en algunos países, con la aprobación de nuevas leyes que integran los principales aspectos de la importación y comercialización de hidrocarburos, así como también de las actividades de exploración y explotación. A continuación se presenta la situación y aspectos particulares en cada uno de los países.

1. Aspectos generales de la legislación de hidrocarburos

En exploración y explotación, solamente Nicaragua y Costa Rica poseen leyes modernas y de reciente aprobación. En cuanto a leyes de comercialización de hidrocarburos, con excepción de El Salvador y Honduras, el resto de los países cuentan con ellas. En seguida se hace un análisis por país, el cual incluye la legislación específica del subsector, así como los principales procedimientos administrativos.

a) Guatemala

i) Aspectos legales. Actualmente se encuentran vigentes la Ley de Hidrocarburos, decreto 109-83, sancionada en 1983, en materia de exploración y explotación, y la Ley de Comercialización de Hidrocarburos, aprobada en 1997 mediante el decreto 109-97. Esta ley derogó la Ley Reguladora de la Comercialización de Hidrocarburos, decreto 130-83 y su reglamento, contenido en el acuerdo gubernativo 216-95. El reglamento de la nueva ley de comercialización también fue aprobado en julio de 1999.

Los principios de la Ley de Comercialización son simples y precisos: i) propiciar el establecimiento de un mercado de libre competencia en materia de petróleo y derivados;

¹⁶ Véase CEPAL (1997), *Istmo Centroamericano: Comparación de las leyes, reglamentos y proyectos de reforma del subsector hidrocarburos*, México, 27 de octubre.

ii) agilizar los procedimientos relativos a las autorizaciones y funcionamiento de las diversas actividades de la industria del petróleo; iii) velar por el cumplimiento de normas que fomenten y aseguren la comercialización, evitando las conductas contrarias a la libre y justa competencia; iv) velar por el cumplimiento de normas que protejan la integridad física de las personas, sus bienes y su medio ambiente, y v) establecer parámetros para garantizar la cantidad y la calidad de los productos.

Sin embargo, la refinería Texpet ha gozado de preferencias arancelarias frente a la importación de derivados, gracias a un contrato de transformación, con duración de 40 años, celebrado en 1962. En efecto, la refinería está exenta del arancel de importación del 5% para la materia prima (petróleo crudo natural y reconstituido), así como del correspondiente a la compra de equipo, mientras que los derivados deben pagar el 10%.

ii) Procedimientos administrativos. La nueva Ley de Comercialización de Hidrocarburos determina con claridad los requisitos para la obtención de las licencias de importador y exportador, sobre bases objetivas y no discriminatorias. Además, establece el control de las operaciones de importación y exportación en manos de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH). La importación no requiere autorización previa de la DGH, pero la exportación sí la necesita, y ésta puede ser denegada por razones de abastecimiento o distorsión de precios en la comercialización interna.

El procedimiento de importación se considera como sencillo y eficaz, no así para el caso de autorizaciones de exportación, lo que impone demoras excesivas a las operaciones de exportación y reexportación. Las licencias de refinación y transformación también se tramitan ante la DGH. Por otra parte, la ley especifica las condiciones de otorgamiento de la licencia sobre bases objetivas y no discriminatorias. Igual criterio sigue la ley en materia de almacenamiento, transporte y autorización de estaciones de servicio. Con respecto a éstas, no se establecen límites de distancias mínimas en el otorgamiento de licencias respectivas. Los expendedores han manifestado su conformidad con el nuevo procedimiento y con los criterios adoptados, destacando la celeridad y eficiencia en la tramitación de estas autorizaciones. Las tarifas de flete interno son libres; no hay impuestos específicos para el transporte de petróleo o derivados.

b) El Salvador

i) Aspectos legales. Está en proceso de elaboración una ley de comercialización. En la Asamblea se encuentra pendiente de aprobación la Ley General de Hidrocarburos, cuya gestión ya no tiene sentido porque dicho proyecto da la competencia a la Comisión Reguladora de Electricidad e Hidrocarburos (CREH).

ii) Procedimientos administrativos. Las importaciones de combustibles son fiscalizadas y controladas por la Dirección de Hidrocarburos y Minas (DHM). La regulación se realiza a través de acuerdos gubernamentales.

El procedimiento de importación es sencillo, en general no hay dificultades en los trámites de importación y la aduana se considera una de las más eficientes de la región. Por su parte, las

exportaciones de combustibles están liberalizadas, con excepción de las correspondientes al diesel y al gas licuado, por ser productos subsidiados.

Con respecto a la regulación del transporte, los transportistas no están obligados a presentar a la DHM ningún tipo de información. Las tarifas de flete interno están liberalizadas, excepto las del diesel para autobuses de transporte público y el GLP envasado, que son fijadas por medio de resolución del Ministerio de Economía. La distribución minorista requiere una autorización del Ministerio de Economía. En esta etapa, la DHM realiza inspecciones de verificación de condiciones de seguridad de las instalaciones y materiales, sistemas contra incendio, etc. La operación de los expendios es controlada únicamente en lo relativo a la cantidad y calidad del combustible que se suministra al consumidor.

El procedimiento para autorizar nuevas instalaciones o ampliaciones se encuentra establecido en la Ley Reguladora del Depósito, Transporte y Distribución de Productos de Petróleo y su reglamento de aplicación.

c) Honduras

i) Aspectos legales. Hoy se encuentra vigente la Ley de Hidrocarburos, decreto 194-84, sancionada en 1984 para aspectos de exploración y explotación de petróleo, y se han aprobado varios acuerdos que han modificado la estructura de precios, tarifas al transporte, así como los impuestos aplicables a los hidrocarburos. Actualmente, se encuentra en proceso de discusión una ley de comercialización de petróleo y sus derivados, cuyo proyecto fue enviado al Congreso Nacional en 1996, pero ha sido retirado para lograr un nuevo consenso.

ii) Procedimientos administrativos. La instalación o ampliación de instalaciones de refinación o almacenamiento requieren la autorización de la SERNA, y los agentes deben estar registrados en la Secretaría de Industria y Comercio. Existe libertad para la importación de hidrocarburos, pero los agentes deben registrarse en la Secretaría de Finanzas. La UTP no interviene directamente en el proceso de importación; sin embargo, con el propósito de efectuar el seguimiento de costos y márgenes, las petroleras deben informar continuamente sobre las transacciones realizadas y programadas. El Banco Central programa y asigna las divisas requeridas para el pago de las importaciones petroleras.

En materia de transporte, las empresas involucradas no tienen obligación de presentar a la UTP ningún tipo de información. La Dirección General de Transporte (dependencia del Ministerio de Obras Públicas, Transporte y Vivienda) autoriza y registra las unidades de transporte de combustibles. Las tarifas de flete interno son fijadas por acuerdo gubernamental, previo dictamen de la UTP, y no hay impuestos específicos para el transporte de petróleo o derivados.

La distribución minorista requiere una autorización de la Dirección General de Transporte. Al no existir una normativa transparente, es muy difícil obtener licencias para nuevas estaciones de servicio, y el trámite de dichas licencias puede durar cuatro años o incluso más. Para ese fin existe una comisión formada por los mismos agentes del mercado, la cual interviene en el trámite de aprobación de estas licencias. El objetivo es restringir la discrecionalidad de la

autoridad gubernamental en el otorgamiento de licencias. Sin embargo, este comité introduce un elemento de control de tipo corporativo que no contribuye a la transparencia o neutralidad del procedimiento. En definitiva, el procedimiento es restrictivo, discrecional, opaco y corporativo. Por otra parte, la regulación vigente establece una distancia mínima obligatoria de 500 metros entre estaciones.

d) Nicaragua

Aspectos legales. En cuanto a la exploración y explotación, el país cuenta con la ley No. 286, Ley Especial de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobada en 1998, que establece los permisos de reconocimiento superficial y los contratos de concesión, de producción compartida y otras modalidades aceptadas internacionalmente. Por su parte, la comercialización de hidrocarburos se rige por la ley No. 277, Ley de Suministro de Hidrocarburos, sancionada también en 1998. La nueva ley se funda en un modelo de liberalización de las actividades de importación, exportación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización.

El INE es el único organismo de regulación y fiscalización y cuenta con recursos propios derivados de un cargo fijado por los hidrocarburos vendidos y con un porcentaje de facturación de energía eléctrica al consumidor. La regulación prevé el otorgamiento de licencias para el inicio de las actividades, así como autorizaciones para las ampliaciones, rehabilitaciones y construcción de nuevas instalaciones. Las actividades de importación, almacenamiento y refinación están sujetas a condiciones especiales referidas a mantenimiento e inventarios mínimos. Las autoridades están facultadas para declarar la utilidad pública de instalaciones, de acuerdo con las normas constitucionales.

En la ley No. 277 se estableció el uso potencial por terceros de las instalaciones disponibles y no usadas de los titulares de licencias. Los interesados negociarían el precio del servicio de las capacidades disponibles con los propietarios u operadores de instalaciones que tengan la capacidad para transporte por ductos y almacenamiento de hidrocarburos, siempre y cuando no existan razones económicas o técnicas que lo impidan.

e) Costa Rica

i) Aspectos legales. Las actividades de exploración y explotación están reguladas por la Ley de Hidrocarburos, No. 7399, la cual establece el dominio absoluto, inalienable e imprescriptible del Estado sobre los yacimientos de hidrocarburos. El decreto No. 24735, reglamento de la Ley de Hidrocarburos, regula cada una de las etapas de la actividad.

Ahora bien, la ley No. 7356 de 1993 establece el monopolio estatal de la importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo y sus derivados, inclusive combustibles, asfaltos y naftas destinados a satisfacer la demanda nacional. El Estado ha concedido la administración de ese monopolio a la empresa pública RECOPE para el desempeño de estas actividades, condicionado a que su capital accionario pertenezca en su totalidad al Estado.

La regulación de la distribución minorista y estaciones de servicios está establecida en el decreto No. 24 865, el cual determina los requisitos que deben contemplar las instalaciones y la solicitud para su construcción, previendo asimismo el control de su operación posterior. La reglamentación es muy precisa y completa. La RECOPE no puede participar en este segmento de la industria petrolera.

ii) Procedimientos administrativos. Las leyes establecen con claridad las responsabilidades de los agentes y la competencia del MINAE y la ARESEP.

iii) Situación de la RECOPE. El hecho de que esta empresa ejerza el monopolio de la importación, la refinación y la distribución mayorista del petróleo y sus derivados hace que la situación del país sea diferente de las que se dan en el resto de los países del Istmo Centroamericano. La excesiva limitación de las funciones empresariales es el mayor problema que enfrenta. Por una parte, realiza aportes al Tesoro Nacional; por otra, encuentra fuertes obstáculos al aumento de sus ingresos, dado que sus precios y tarifas requieren el visto bueno de una autoridad gubernamental independiente. A estas limitaciones se suma la imposibilidad de suscribir contratos de colaboración y alianzas estratégicas con otras empresas nacionales o extranjeras, la que se derivaría de su condición de empresa monopólica, según la interpretación que se hace de las normas en vigencia. Las limitaciones señaladas provocan una situación de desfinanciamiento que a su vez genera dificultades para concluir el proyecto de modernización actual (en las etapas y fases faltantes), o para iniciar un proyecto de ampliación del poliducto.

f) Panamá

i) Aspectos legales. El sector de hidrocarburos está regido por la ley 8 del 16 de junio de 1987, cuyo objetivo es fomentar y regular las actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento y comercialización del petróleo y del gas. Estas actividades son consideradas de utilidad pública e interés social y corresponden al Estado, quien podrá celebrar contratos de operación y comercialización con empresas nacionales o extranjeras. La ley establecía que tales contratos debían ser aprobados por la Asamblea Legislativa. Sin embargo, en noviembre de 1988 la Corte Suprema de Justicia declaró la inconstitucionalidad de esta disposición.

Para refinación, los contratos de operación son otorgados por períodos de 25 años con la obligación de satisfacer la demanda nacional. Los contratistas tienen derecho a operar ductos e instalaciones de almacenamiento. La operación del transporte por ductos y el almacenamiento de hidrocarburos constituyen un servicio público y por ende los contratistas están obligados, cuando tengan capacidad, a transportar y almacenar hidrocarburos extraídos por terceros sin discriminación.

La liberalización del subsector hidrocarburos se realizó por medio del decreto 29/92 y sus posteriores modificaciones (decretos 38/92 y 4/93), en donde se establecen los aranceles de importación de los productos derivados del petróleo, y mediante el cual se crearon las zonas libres de petróleo. Los concesionarios de dichas zonas pueden construir puertos, muelles, varaderos, lugares de embarque y desembarque de naves y aeronaves, y estaciones ferroviarias de carga y descarga terrestre. Los beneficios del concesionario están relacionados con un régimen

fiscal atractivo (8.5% de impuesto sobre la renta) y con facilidades de internación de productos, ya que el petróleo crudo y sus derivados entran a las zonas francas sin pagar impuesto, derecho, gravamen y demás contribuciones fiscales relacionadas con su importación. Las obligaciones del concesionario están especificadas en la ley (decreto 29-92) e incluye entre otras la obligatoriedad de inversión en la zona libre, una suma que en cada caso es especificada por el Consejo de Gabinete, y cumplir las garantías y disposiciones establecidas en el código fiscal y las leyes del país. Un concesionario de una zona puede tener varios usuarios en subarriendo, y la DGH otorga el permiso de usuario de zona libre. Tanto el contrato de arrendamiento como el de usuario de zona libre requieren autorización del Consejo de Gabinete.

Además, mediante la ley No. 31 de diciembre de 1992 se aprobó un nuevo contrato con la Refinería Panamá, por un plazo de 20 años, el cual elimina la garantía de rentabilidad que se manejaba en los anteriores contratos y contempla una protección del 20% sobre el valor cif de los productos derivados para el primer año, que deberá decrecer un punto por año hasta llegar a un mínimo del 5%. Por su parte, la empresa contratada se compromete a efectuar un programa de ampliación y modernización de la refinería, el cual incluye inversiones por alrededor de 77 millones de dólares.

También se contempló la eliminación de aranceles para generación de electricidad, en principio solamente para el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE, institución pública que estuvo a cargo del servicio de electricidad hasta 1998) y posteriormente a cualquier generador de electricidad (decreto ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998). La Refinería Panamá S.A. se ha opuesto a este decreto, por considerar que viola el acuerdo firmado. Por su parte, el gobierno estima que está facultado para fijar aranceles, tasas y demás disposiciones, de acuerdo con las potestades que le otorga la Constitución política.

ii) Procedimientos administrativos. Los procedimientos administrativos para la autorización de nuevos agentes dentro del mercado panameño son ágiles; esto se comprueba con el número de importadores y agentes que se han instalado en el país, en su mayoría con contratos para operar dentro de alguna de las zonas francas existentes en el país. En cuanto a nuevas estaciones de servicio, es posible prever algunos conflictos derivados de los distintos criterios y requisitos que han establecido las municipalidades.

2. Aspectos generales de la legislación sobre defensa de la competencia y de los consumidores

Todos los países de la región cuentan con leyes de protección al consumidor; sin embargo, sólo Costa Rica y Panamá han aprobado leyes de defensa de la competencia.

a) Guatemala

El país sólo cuenta con una Ley de Protección al Consumidor, instrumentada en el decreto No. 1/85, cuyo objeto es controlar y evitar el alza inmoderada de los precios de los productos y servicios esenciales para la población, así como establecer los delitos económicos y las sanciones correspondientes. No obstante, el artículo 16 de dicha norma excluye de ella las disposiciones

contenidas en la Ley de Comercialización de Hidrocarburos (decreto 109-97), puesto que en esta última se definen las infracciones y sanciones en las que pueden incurrir los operadores en la comercialización de hidrocarburos.

La Ley de Protección al Consumidor indica en su artículo 8 que "queda a cargo del Ministerio de Economía, de los demás Ministerios de Estado y/o sus dependencias, la inspección, fiscalización y control para la consecución de los fines que se establece en la presente ley". Conforme al artículo 15 del reglamento de dicha ley, en el Ministerio de Energía y Minas debe funcionar una Comisión Reguladora de Precios. Para el debido cumplimiento de sus atribuciones, esta Comisión queda facultada para requerir de las dependencias y entidades descentralizadas del Estado, así como de las personas individuales o jurídicas, cualquier información sobre sus existencias, compras y ventas de productos, o la que considere necesaria para el cumplimiento de su cometido.

b) El Salvador

La Ley de Protección al Consumidor está vigente desde el mes de noviembre de 1996, y tiene por objeto salvaguardar el interés de los consumidores, estableciendo normas que lo protejan del fraude o abuso dentro del mercado.

c) Honduras

La Ley de Protección al Consumidor, sancionada en noviembre de 1989, indica que la Dirección General de Producción y Consumo de la Secretaría de Industria y Comercio es el organismo encargado de administrar la aplicación de dicha ley, su reglamento y demás disposiciones complementarias. Existe un anteproyecto de reforma de la ley; asimismo, se han sancionado una serie de normas referidas a la defensa del consumidor vinculadas con los requisitos de normalización de productos, control de calidad, publicidad, promoción, ofertas, garantías, etc. Sin embargo, estas normas no abarcan la sanción de prácticas anticompetitivas ni la prevención de procesos de concentración que restrinjan las condiciones de competencia en el mercado.

d) Nicaragua

Nicaragua sólo cuenta con la Ley de Defensa de los Consumidores, No. 182 de 1994. En su artículo 40 señala que corresponde al Ministerio de Economía y Desarrollo (MEDE) la competencia y aplicación de dicha ley. Esta norma se limita a regular la calidad de los bienes y servicios, información y publicidad, protección contractual y operaciones de créditos y responsabilidades. En materia de defensa de la competencia, sólo hay referencias accidentales para los casos de escasez (art. 8).

Por otra parte, debe destacarse la aprobación del Reglamento Centroamericano sobre Prácticas Desleales de Comercio, mediante acuerdos ministeriales del Ministerio de Economía MEDE No. 100196-1. Este cuerpo legal tiene por objeto desarrollar las disposiciones establecidas

en los acuerdos de la Organización Mundial de Comercio (OMC), así como las disposiciones del protocolo de Guatemala y del convenio sobre el Régimen Arancelario y Aduanero Centroamericano. Los procedimientos prevén la investigación sobre prácticas desleales y la imposición de derechos *antidumping* o derechos compensatorios. Asimismo, otorgan legitimación para solicitar la investigación a los representantes de la rama de la producción nacional afectada y luego detalla el trámite a seguir. Se prevé el procedimiento para las relaciones comerciales intrarregionales, en que la autoridad investigadora confiere derechos de intervención a la SIECA.

e) **Costa Rica**

Costa Rica cuenta con una Ley de Promoción de la Competencia y Defensa Efectiva del Consumidor, sancionada bajo el No. 7 472, en enero de 1995. La ley se aplica a todos los agentes económicos, con excepción de los prestadores de servicios públicos, en virtud de una concesión, y de los monopolios del Estado creados por ley en áreas tales como seguros, depósitos bancarios, destilación y comercialización de alcoholes, distribución de combustibles, así como en los servicios telefónicos, de telecomunicaciones, distribución eléctrica y agua.

Se establece la prohibición genérica de los monopolios públicos y privados y de las prácticas monopólicas que impidan o limiten la competencia, el acceso de competidores al mercado o la expulsión del mismo. En particular, se establece la prohibición de desarrollar prácticas monopólicas absolutas. Se considera práctica monopólica absoluta todo acto, convenio o contrato entre agentes competidores encaminado a fijar, elevar, concertar o manipular los precios; establecer la obligación de producir, distribuir o comercializar una cantidad restringida de bienes o servicios, y establecer, concentrar o coordinar ofertas o abstenciones en licitaciones, concursos, remates o subastas públicas.

La ley define asimismo como prácticas monopólicas relativas aquéllas cuyo objeto o efecto sea o pueda ser el desplazamiento indebido de otros agentes del mercado, el impedimento sustancial de su acceso, o el establecimiento de ventajas exclusivas a favor de una persona. Las prácticas monopolísticas relativas se consideran violaciones de la ley en aquellos casos en los que se demuestre que los agentes intervinientes poseen poder sustancial en el mercado relevante, y se realicen en vinculación con los bienes correspondientes o relacionados con dichos mercados. Además, se fijan los criterios para la definición de mercado relevante, así como para determinar si un agente económico posee un poder sustancial en un mercado relevante dado.

De igual modo, la ley contiene normas y definiciones en materia de concentraciones cuando se encaminen a disminuir, dañar o impedir la competencia o libre concurrencia respecto de bienes o servicios iguales o sustancialmente relacionados. Finalmente, se prohíben las prácticas de comercio desleal enumeradas por la ley y cualquier otra que distorsione la transparencia del mercado.

La ley No. 7 472, en su parte referente a la defensa del consumidor, indica que todos los consumidores son beneficiarios de la misma, y los productores y los comerciantes, tanto del sector público como del privado, están obligados a cumplirla. La ley enumera una serie de derechos fundamentales e irrenunciables de los consumidores. Asimismo, señala las funciones

del Poder Ejecutivo y las obligaciones de los comerciantes. El incumplimiento de las obligaciones faculta al interesado para acudir a la Comisión Nacional del Consumidor, órgano de máxima desconcentración adscrito al Ministerio de Economía, Industria y Comercio. Le corresponde velar por el cumplimiento de la ley y demás normas que garanticen la defensa efectiva del consumidor, siempre que no se le haya atribuido en forma expresa a la Comisión para Promover la Competencia.

La otra autoridad de aplicación es la Comisión para Promover la Competencia, órgano desconcentrado del Ministerio de Economía, Industria y Comercio. Actúa de oficio o a pedido de parte. Su intervención es de instancia única y obligatoria para acudir a la vía judicial. Si bien este cuerpo legal parece en principio adecuado para establecer un mercado de competencia en materia de hidrocarburos, el subsector se encuentra absolutamente excluido de su aplicación. Por ello, una nueva ley de comercialización de hidrocarburos que elimine las fuertes restricciones y monopolios legales actualmente vigentes deberá contener también la derogación de la norma que excluye al sector de la aplicación de la legislación *antitrust* aquí reseñada.

f) Panamá

Panamá ha regulado, a través de la ley No. 29/96, la defensa de la competencia, la protección del consumidor y las prácticas de *dumping*. La norma regula las actividades o prácticas monopólicas prohibidas, las prácticas monopólicas absolutas y las concentraciones económicas prohibidas.

Las personas sujetas a la ley son todos los agentes económicos, ya sean personas naturales o jurídicas, privadas o públicas, así como entidades lucrativas o sin fines de lucro que participen en la actividad económica. Quedan excluidas de su ámbito de aplicación aquellas actividades económicas que la Constitución y otras leyes nacionales reservan exclusivamente al Estado. En lo que no se vincule a dichas actividades, el Estado y sus dependencias se encuentran obligados a acatar las disposiciones contenidas en dicha ley.

Este cuerpo legal define también la posición monopólica, estableciendo que la misma sólo tendrá carácter de infracción cuando se haya alcanzado mediante prácticas prohibidas. Se consideran ilícitas las prácticas monopólicas absolutas, definidas como aquellas combinaciones, arreglos, convenios o contratos entre agentes económicos competidores o potenciales competidores con el propósito de adueñarse de la renta de las transacciones del mercado (por ejemplo: fijar, manipular, concertar o imponer el precio de venta o compra de bienes o servicios; acordar la reducción de la producción; distribuir o asignar los segmentos de un mercado existente).

Asimismo, la ley establece la categoría de prácticas monopólicas relativas, que serían consideradas violatorias de la ley si se demostrara que el agente posee un poder sustancial en el mercado pertinente, y que dichas prácticas se realizaron respecto de bienes y servicios pertenecientes a ese mercado.

El mercado pertinente será determinado en el caso concreto, de acuerdo con los siguientes criterios fijados en la ley: la posibilidad de sustituir el bien o servicio de que se trate por otros y la

capacidad de contar con bienes y servicios sucedáneos; los costos de distribución del bien, sus insumos, complementos y sustitutos; los costos y posibilidades de acudir a mercados distintos, y las restricciones normativas que limiten el acceso de los consumidores.

El poder sustancial de un agente económico en un mercado pertinente (o relevante) será determinado sobre la base de su participación en dicho mercado y su capacidad de fijar precios unilateralmente o de restringir el abastecimiento, sin que sus competidores puedan efectiva o potencialmente contrarrestar esta capacidad, así como de la existencia de barreras de entrada, el poder de competidores, el acceso a las fuentes de insumo, el comportamiento reciente y otros criterios.

En el capítulo III de la ley se regula la concentración económica, definida como toda fusión, adquisición de control o cualquier acto en virtud del cual se agrupan sociedades, asociaciones, acciones, partes sociales, fideicomisos, establecimientos o activos en general que se realicen entre proveedores, clientes o agentes competidores entre sí. Las concentraciones prohibidas son aquellas cuyo efecto sea o pueda ser la disminución, restricción, daño o impedimento de la libre competencia económica y concurrencia de bienes y servicios iguales, similares o sustancialmente relacionados. Se exceptúa la concentración de un agente económico en estado de insolvencia que pruebe haber buscado comprador no competidor.

La ley No. 29 del 1 de febrero de 1996 habla, en su título II, sobre la protección al consumidor. Los beneficiarios son todos los consumidores de bienes y servicios finales y quedan obligados a cumplirla todos los proveedores. La ley enumera las obligaciones del proveedor y la función del Estado; sin embargo, no se hacen explícitos los derechos de los consumidores.

La autoridad de aplicación de la ley es la Comisión de Libre Competencia y Asuntos del Consumidor. Es una entidad pública, con personalidad jurídica propia, que posee autonomía e independencia en el ejercicio de sus funciones y se encuentra adscrita al Ministerio de Comercio e Industria. La ley prevé un procedimiento de verificación de concentraciones y un procedimiento voluntario de consulta sobre viabilidad. En el ámbito jurisdiccional se crean juzgados que conocerán en forma exclusiva las causas relativas a las actividades regladas por la ley y que actuarán como Tribunal de Apelación de la Autoridad Administrativa. Los juzgados tienen competencia en las causas por daños y perjuicios derivados de las prácticas reguladas por la Ley.

3. Aspectos generales de las leyes de medio ambiente

a) Las marcos legales nacionales del medio ambiente y la coordinación con el subsector hidrocarburos

Con el propósito de corregir, mitigar y controlar los problemas ambientales que afectan a los países, se han creado marcos legales para la protección del ambiente, los cuales en alguna medida han considerado los convenios y tratados internacionales que en la materia han suscrito los países. El tema del medio ambiente es relativamente nuevo en la región; en la década de los noventa fueron aprobadas la mayoría de las leyes generales del ambiente. Las regulaciones sobre cada recurso natural se encuentran separadas, como es el caso del subsector petrolero, por lo cual

es necesario hacer un esfuerzo de coordinación que permita asegurar el eficiente cumplimiento de las regulaciones nacionales. No es tarea fácil, pues en algunos casos la legislación presenta deficiencias, incongruencias, duplicidades y superposiciones en su parte sustantiva, y en otros todavía falta la aprobación de algunas reglamentaciones.

Un punto interesante es el surgimiento de otros agentes relacionados directamente con el uso y la conservación de los recursos naturales dentro y fuera de las áreas protegidas, principalmente grupos de campesinos, colonos e indígenas de las zonas rurales, organizaciones no gubernamentales (ONG) y el sector privado.

Los entes encargados del medio ambiente juegan un papel importante en la concesión de permisos y en la supervisión de las actividades petroleras. Por esa razón las direcciones u oficinas a cargo del sector hidrocarburos han buscado mecanismos para mantener una comunicación fluida con las autoridades del medio ambiente. En dos países, Honduras y Costa Rica, esta coordinación es más fácil, ya que tanto las actividades ambientales como las petroleras dependen de un mismo ministerio (véase de nuevo el cuadro 2). A continuación se hace un breve recuento de las principales actividades de la gestión del medio ambiente en la industria petrolera de los países de la región.

i) Guatemala. La Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente (decreto 68-86) creó la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), con rango ministerial, cuya función es la formulación y aplicación de la política nacional, así como asesorar y coordinar todas las acciones para la protección y mejoramiento del medio ambiente. Sus objetivos específicos son la protección, conservación y mejoramiento de los recursos naturales del país, la prevención del deterioro y mal uso o destrucción de los mismos, y la restauración del medio ambiente en general. Adicionalmente, orienta los sistemas educativos, ambientales y culturales hacia la formación de recursos humanos capacitados en ciencias ambientales; diseña la política ambiental y hace la promoción de tecnologías apropiadas y del aprovechamiento de fuentes limpias para la obtención de energía.

La ley dispone medios para que la acción popular pueda denunciar ante la autoridad todo hecho que genere contaminación y deterioro de recursos naturales o que afecte a los niveles de calidad de vida. El encargado de la aplicación de las sanciones impuestas por infracciones a las disposiciones de la ley es la CONAMA, encargada también de dictaminarlas.

Antes de dar inicio a cualquier actividad de hidrocarburos o de ampliación de las mismas, el responsable de un proyecto debe presentar ante la autoridad competente un estudio de impacto ambiental (EIA), realizado por una empresa registrada y calificada por la autoridad respectiva. El plazo para resolver un EIA por parte de la CONAMA es de 60 días hábiles, a partir de la presentación del estudio.

Para la coordinación interinstitucional, recientemente se suscribió un convenio entre el MEM y la CONAMA para crear una Unidad Técnica Medioambiental en el ámbito del Ministerio. Está compuesta por seis profesionales (dos por cada una de las direcciones del MEM: Hidrocarburos, Minería y Energía y un coordinador). Además de la CONAMA, también ha tenido un papel importante —especialmente en la autorización de permisos para las actividades

de exploración y explotación— la Comisión Nacional de Áreas Protegidas (CONAP), organismo que se rige por una ley especial de áreas protegidas.

En el marco de esa coordinación se presentan iniciativas para reglamentar las actividades del sector. Así, el MEM tiene actualmente en propuesta el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, cuyo objetivo consiste en establecer normas y disposiciones para el desarrollo de las actividades de exploración, explotación, transporte y actividades conexas en el aprovechamiento de los hidrocarburos, con el fin de que no originen un impacto ambiental o social en los ecosistemas de interés nacional.

Entre algunas actividades y avances que se reportan se puede mencionar el reglamento con normas ISO-14000 y las discusiones sobre el reglamento de emisiones y contaminantes específicos en las actividades de refinación. En cuanto al control de emisiones a grandes industrias, se están realizando seguimientos y se practican análisis PM_{10} para determinar las concentraciones de partículas en suspensión. Se había aprobado un reglamento de emisiones del parque automotor, cuya aplicación ha quedado suspendida.

ii) El Salvador. La Ley del Medio Ambiente (decreto No. 223) fue promulgada en mayo de 1998 y el Ministerio de Medio Ambiente fue creado el 1 de junio de 1997. Este Ministerio está compuesto por seis direcciones: Políticas y Normas; Calidad Ambiental; Patrimonio Natural; Informática; Participación Ciudadana, y Jurídica. Por su reciente promulgación, la ley no tiene reglamento aprobado, lo cual requerirá un decreto ejecutivo. Las reglas y normas específicas para cada sector se harán en coordinación con la autoridad sectorial competente y conocedora, que en el caso de los hidrocarburos es la DHM.

Los principios fundamentales de la ley siguen las directrices generales presentes en la mayoría de las legislaciones internacionales, particularmente las de los países centroamericanos. La ley postula que el desarrollo económico debe ser compatible con el medio ambiente, asegurando la sostenibilidad de los recursos naturales, y establece el principio de que el que contamina paga (ya sea mediante la restauración o la compensación). Asimismo, incorpora la participación de la población en la gestión ambiental y determina el derecho a ser informada. Adicionalmente establece un sistema de evaluación ambiental, con los siguientes instrumentos: evaluación ambiental estratégica, evaluación de impacto ambiental, programa ambiental, permiso ambiental, diagnósticos ambientales, auditorías ambientales y consulta pública.

En ese sentido, toda persona natural o jurídica debe presentar el correspondiente estudio de impacto ambiental y obtener el permiso correspondiente antes de ejecutar proyectos y obras de todas las actividades de la cadena de hidrocarburos. El procedimiento de aprobación comprende una consulta pública de los estudios de impacto ambiental. Antes de la aprobación, los estudios deberán ser de conocimiento del público, a costa del titular, en un plazo de 10 días hábiles, para que cualquier persona pueda expresar su opinión por escrito y sea publicada en los periódicos de circulación nacional. Para los proyectos que afecten a la comunidad, el Ministerio deberá llevar a cabo audiencias públicas en el municipio afectado.

iii) Honduras. La regulación ambiental es función de la SERNA, a través de las Direcciones de Gestión Ambiental, y de Evaluación y Control (DECA). La primera de ellas tiene funciones de gestión y se orienta hacia la divulgación y promoción de principios de protección

ambiental, así como a la elaboración de normas para el manejo de sustancias y emisiones. La segunda lleva cabo las preauditorías, establece términos de referencia, otorga las licencias ambientales, y se encarga del seguimiento y control. Las directrices y políticas generales las establece el Consejo Consultivo de Medio Ambiente (COCOMA).

El sistema de protección ambiental también contempla la participación de la Procuraduría de Ambiente (parte del Poder Ejecutivo), la cual representa al Estado en los aspectos ambientales, y la Fiscalía de Ambiente (parte del Poder Judicial), la cual tutela los derechos de los ciudadanos, por oficio o denuncia. Las ONG y los ciudadanos en general actúan a través de la Fiscalía y no pueden emprender una acción directa.

El proceso de otorgamiento de licencia ambiental comienza con una preauditoría, para predecir el posible impacto, dependiendo de la fragilidad del ecosistema. Si se determina la necesidad de un EIA, se establecen los términos de referencia; en caso contrario, la DECA establece medidas de mitigación. Con base en los términos de referencia se hace el estudio de impacto ambiental, el cual incorpora los comentarios de todas las instituciones involucradas, dependiendo de la naturaleza del proyecto. Por ley, este proceso dura un mes y concluye con su publicación y el otorgamiento de la licencia. Cuando el proyecto es susceptible de provocar un gran impacto se convoca a un foro público. La normatividad ambiental no es punitiva y se fundamenta en la educación y la mitigación; no existe el principio de indemnización (quien contamina paga).

iv) Nicaragua. En Nicaragua, el 27 de marzo de 1986 se estableció la Ley General del Medio Ambiente y de Recursos Naturales (No. 127), que establece la normativa para la conservación, protección, mejoramiento y restauración del medio ambiente y de los recursos naturales, para de esta forma asegurar su uso racional y sostenible.

La rectoría de las actividades esta a cargo del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARENA), que es la institución encargada de establecer los procedimientos para el otorgamiento del permiso ambiental, como documento obligatorio para los proyectos que requieran estudio de impacto ambiental. No obstante, la Ley de Hidrocarburos establece que el INE, en su Unidad Ambiental, es el que inicia el proceso de otorgamiento de la licencia ambiental para las concesiones petroleras, por lo que se presenta una contradicción de competencias. En esencia, la ley establece qué actividades requieren permiso ambiental, entre las cuales están los proyectos petroleros en todas las etapas de la cadena.

v) Costa Rica. El Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de crear los instrumentos necesarios para conseguir un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, según la ley No. 7 554, Ley Orgánica del Ambiente. Entre sus fines se encuentran la satisfacción de las necesidades humanas básicas, sin limitar las opciones de las generaciones futuras, la promoción de los esfuerzos necesarios para prevenir y minimizar los desafíos que puedan causarse al ambiente, así como el establecimiento de principios que orienten las actividades de la Administración Pública en materia ambiental, incluyendo los mecanismos de coordinación para una labor eficiente y eficaz.

La ley creó también el Consejo Nacional de Ambiente, integrado por el Presidente de la Nación y varios Ministerios. El Consejo a la vez está apoyado por dos secretarías, una de

ejecución y otra técnica; esta última la integran representantes de distintos sectores. Se crearon los Consejos Regionales Ambientales, como máxima instancia regional desconcentrada con participación de la sociedad civil, encargados de promover la mayor participación ciudadana en el análisis y discusión de las políticas ambientales que afecten a la región, atender denuncias ambientales y gestionar ante los órganos pertinentes las acciones respectivas.

Se creó también la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) como órgano de desconcentración máxima del MINAE, cuyo propósito fundamental es armonizar el impacto ambiental con los procesos productivos; es el ente encargado de aprobar o rechazar actividades de materia ambiental mediante la evaluación inicial, el estudio de impacto ambiental, y la audiencia pública. Las personas que ofrezcan los servicios de consultoría para la elaboración, evaluación y análisis complementario de EIA deben estar inscritas en los libros de registro de la SETENA.

El Reglamento de la Ley del Ambiente (decreto No. 25 705 de 1997) regula el proceso y los procedimientos que deben cumplir los proyectos de toda actividad referida al petróleo, para su autorización. Otras instancias con importante participación son los Consejos Regionales Ambientales, en los que la participación ciudadana forma parte del análisis y las discusiones de las políticas ambientales en general que puedan afectar a la región. Los Consejos Regionales atienden también las denuncias ambientales de la sociedad y gestionan las acciones ante las autoridades.

vi) Panamá. La Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) fue creada por la ley 41 de 1998, Ley General del Ambiente de la República de Panamá, y apenas se están dando los primeros pasos para ponerla en práctica, con una propuesta de Estrategia Nacional del Ambiente, de marzo de 1999. La ley 41-98 constituye el estatuto jurídico que define el carácter y contenido de las políticas ambientales, fijando las prerrogativas, atribuciones y límites de la gestión ambiental, y regulando además los elementos orgánicos, funcionales de procedimiento de la institucionalidad ambiental.

Actualmente la ANAM se dedica a diseñar los reglamentos de ejecución de esta ley, a fin de hacerla operativa y poderla aplicar en su totalidad, consolidando así el proceso jurídico de despliegue de la gestión ambiental. En este proceso son tres las áreas clave para iniciar el proceso de reglamentación, y están contenidas en un borrador de reglamento o marco conceptual. En primer lugar, el sistema de evaluación de impacto ambiental mediante un estudio de impacto ambiental para todos los proyectos. Actualmente se hacen estudios de impacto ambiental en Panamá y aun se hacían antes de la aprobación de la ley 41, por lo que la propuesta de reglamento pretende recoger las experiencias adquiridas, mejorando o corrigiendo los errores detectados en su aplicación. En segundo lugar, el procedimiento para dictar las normas de calidad ambiental y límites máximos permisibles; la ANAM es la encargada de dirigir los procesos de elaboración de propuestas de normas de calidad ambiental, con la participación de las autoridades competentes y la comunidad organizada. Y en último lugar, los mecanismos formales de participación ciudadana. En Panamá esta participación en la formulación de políticas y en los procesos de toma de decisión de la administración pública es un fenómeno de reciente introducción, con resultados muy positivos y convenientes para el desarrollo de distintas actividades económicas y sociales del país. La ANAM ha dispuesto llevar a cabo talleres multisectoriales que coadyuven a lograr consensos necesarios para este apoyo, con espacios de

participación claramente delimitados a fin de mantener un nivel de jerarquía que obligue a los agentes a acatarlo.

Hasta ahora se ha trabajado sin reglamento, aplicando los principios del borrador del reglamento y utilizando la capacidad institucional existente. En el marco de dicho borrador, los proyectos ya ejecutados requerirán adecuación y tendrán tres años para hacer la auditoría ambiental y establecer un plan de mutuo acuerdo entre el interesado y la ANAM, preferiblemente voluntario. El ejemplo más claro ha sido la privatización de las plantas eléctricas, para lo cual se hicieron auditorías ambientales y se incluyeron los compromisos en los contratos.

b) Las actividades regionales

A nivel regional, la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD) es la responsable de coordinar las acciones e iniciativas sobre medio ambiente. El objetivo de la CCAD es mantener y preservar el ambiente natural de la región. La estrategia quedó definida con la suscripción, en agosto de 1994 de la Alianza Centroamericana para el Desarrollo Sostenible (ALIDES).

Dentro de su amplia agenda de trabajo destacan el seguimiento que la CCAD hace sobre los EIA y la preparación de una propuesta para dichos estudios, que contará con los principios, contenidos mínimos, metodologías, regulación de la prestación de servicios de consultoría, mecanismos de consulta a la sociedad civil y otros aspectos que deban incluirse en estos procesos.

Una de las grandes preocupaciones de la región es la protección, conservación y recuperación de los recursos forestales. Se estima que la cobertura forestal de la región en 1996 era de 181.2 millones de hectáreas (35% del territorio total). Los bosques desaparecen a un ritmo de 388 000 ha/año. Entre 1990 y 1995 se perdieron 2 284 000 hectáreas por causas diversas y profundas, que incluyen desde los patrones culturales hasta el ajuste estructural en las economías. La utilización de la leña para cocinar es en promedio del 62%, y llega a representar un 85% en Guatemala. La pobreza de los países de la región, sumada al subdesarrollo y al crecimiento demográfico sin alternativas ni oportunidades de empleo o producción, son las principales causas de esta reducción.¹⁷

Para la conservación de las áreas generalmente se han creado los Sistemas Nacionales de Áreas Protegidas (SINAP), y en el ámbito regional se han agrupado bajo el Sistema Centroamericano de Áreas Protegidas (SICAP), que cuenta con un total de 704 áreas protegidas, de las cuales 391 tienen declaratoria y 313 están en la etapa de propuesta. Dentro de la gran variedad de recursos del SICAP se encuentran alrededor de 32 sitios de importancia

¹⁷ Véase CCAD (1998), *Estado del Ambiente y los Recursos Naturales en Centroamérica*.

internacional, 17 sitios Ramsar ¹⁸, ocho sitios de Patrimonio Mundial y ocho Reservas de la Biosfera. De acuerdo con los datos de 387 áreas protegidas declaradas, 33% de ellas tienen una extensión menor a las 1 000 hectáreas, y el 60% están por debajo de las 5 000 hectáreas. Tan sólo cuatro áreas superan las 500 000 hectáreas (en Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá). ¹⁹

c) Convenios y tratados internacionales en materia del medio ambiente

Todos los países de la región han suscrito la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático (Protocolo de Kioto), cuyo objetivo principal es contribuir a la solución de la problemática ambiental asociada al calentamiento atmosférico global. A nivel regional y dentro la jurisdicción de la CCAD se ha instituido el Consejo Centroamericano de Cambio Climático y de los Programas de País sobre Cambio Climático, el cual busca la coordinación de esfuerzos nacionales y regionales para garantizar un cumplimiento efectivo de los compromisos contraídos y promover foros regionales de discusión y búsqueda de posiciones comunes sobre temas de negociación en el marco del Convenio. Aunque éste es un tema altamente sensible al uso de hidrocarburos, el CCHAC todavía no ha sido invitado a participar en las actividades del Consejo.

Los países del Istmo Centroamericano han ratificado también como marco político global el Convenio sobre la diversidad biológica. Otras acciones regionales fueron la suscripción del Convenio para la conservación de la biodiversidad y la protección de las áreas silvestres prioritarias en América Central, lo cual ha requerido el establecimiento de prioridades de carácter regional, de acuerdo con los diferentes objetivos nacionales y locales.

Los países de la región han suscrito otros convenios internacionales; algunos se citan a continuación, haciendo la salvedad de que algunos pueden no haber sido firmados por los seis países:

- i) Convenio sobre la prevención de la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias.
- ii) Protocolo de 1978 relativo a la Convención internacional para la prevención de la contaminación del mar por barcos.
- iii) Acuerdo sobre la cooperación regional para el combate contra la contaminación del Pacífico sudeste por hidrocarburos y otras sustancias nocivas en casos de emergencias; Protocolo para la protección del Pacífico sudeste contra la contaminación proveniente de fuentes terrestres.

¹⁸ La Convención de Humedales, firmada en Ramsar, Irán, en 1971, es un tratado intergubernamental que da un marco de referencia para la acción nacional y la cooperación internacional para la conservación y aprovechamiento de tierras húmedas. Actualmente existen 116 Partes Contratantes en esta Convención, con 1 005 zonas húmedas, que se traducen en 71.7 millones de hectáreas incluidas en la Lista Ramsar de Humedales de Importancia Internacional.

¹⁹ *Ibidem*.

- iv) Protocolo de cooperación para combatir los derrames de hidrocarburos en la región del Gran Caribe.
- v) Protocolo para la protección del Pacífico sudeste contra la contaminación radioactiva.
- vi) Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación.
- vii) Acuerdo regional sobre movimiento transfronterizo de desechos peligrosos.

B. EL COMERCIO REGIONAL

1. Antecedentes

En materia de hidrocarburos no existe ningún tratado específico suscrito por los seis países de la región; sin embargo, en el ámbito del comercio general los tratados tienen larga historia, por ejemplo, el establecimiento del MCCA y la creación de los primeros entes de integración, en la década de los sesenta. Los países (excluyendo Panamá) suscribieron en 1960 el Tratado General de Integración Económica Centroamericana, por medio del cual acordaron establecer el MCCA y se comprometieron además a constituir una unión aduanera entre sus territorios; para ello adoptaron un arancel centroamericano uniforme. El propósito de largo plazo era que todos los productos que se originaran en cualquiera de los cinco países ²⁰ tendrían libre acceso a todo el MCCA. Desde un inicio quedaron exceptuados, por tiempo indefinido, los productos básicos de exportación hacia terceros países: café, banano, algodón, azúcar y ganado, que representan una importante proporción de las producciones nacionales y aglutinan una porción considerable de la población económicamente activa. Además, quedaron exceptuados del libre comercio artículos y productos especiales como los derivados del petróleo, vehículos motorizados, artefactos eléctricos, equipos ensamblados en el Istmo y otros artículos.

Sin embargo, el 17 de septiembre de 1999, el Consejo de Ministros de Integración Económica, conformado por los cinco países de Centroamérica, acordaron mediante la resolución No. 44-99 (COMIECO-XIII) excluir los productos derivados del petróleo de la lista mencionada anteriormente.

2. Situación actual

En los años ochenta, los países de la región iniciaron una transición hacia una apertura externa, con lo cual han ampliado y mejorado su inserción en el mercado mundial y han profundizado en el proceso de integración regional: se ha avanzado en la liberalización gradual y parcial del régimen de importaciones y se ha reducido el sesgo antiexportador. Los países reconocen que la

²⁰ Los primeros tratados de integración fueron suscritos únicamente por Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica.

existencia de aranceles a la importación constituye una evidente barrera al comercio intrarregional y por eso han iniciado programas generales de desgravación. Algunos puntos importantes se mencionan a continuación:

a) Panamá se ha integrado paulatinamente con el resto de los países centroamericanos. Actualmente forma parte del SICA y ha suscrito acuerdos individuales de libre comercio con cada uno de los países de la región.

b) Los seis países se han incorporado al Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT) y a la OMC.

c) Se han modernizado y actualizado las leyes y reglamentos de comercio.

d) Se han modificado las legislaciones nacionales y regionales sobre normas de origen, las controversias comerciales, las salvaguardias, las prácticas comerciales desleales, las normas técnicas y el arancel externo común.

e) En términos arancelarios, todos los países han suscrito calendarios nacionales de desgravación arancelaria para llegar a las metas establecidas de techo y piso para el arancel externo común.

f) Costa Rica tiene vigente un tratado de libre comercio con México desde 1996, y Nicaragua suscribió su acuerdo con México en 1997.

g) Los países centroamericanos han suscrito un acuerdo comercial con la República Dominicana.

h) Los países de Triángulo Norte (El Salvador, Guatemala y Honduras) discuten un tratado de libre comercio con México.

i) Está en proceso la negociación para poner en marcha tratados comerciales entre Chile y los países centroamericanos.

j) Varios países han aprobado o bien discuten leyes de inversión extranjera: Guatemala aprobó recientemente su ley de inversión extranjera; Guatemala y Honduras discuten sus anteproyectos de zonas francas; El Salvador cuenta con leyes tanto de inversión extranjera como de zonas francas aprobadas, y los demás países ya cuentan con legislación sobre este tema.

k) Se han emprendido reformas referentes a las zonas francas.

Finalmente, debe señalarse que formalmente no existen programas de cooperación para atender contingencias de abastecimiento de hidrocarburos con los países de la región. Sin embargo, en la práctica ha sido valiosa la coordinación que se ha realizado en el seno del CCHAC. Por ejemplo, tras el paso del huracán Mitch en noviembre de 1998, la coordinación entre las Direcciones Generales de Hidrocarburos (DGH) o sus equivalentes permitió atender los suministros de GLP.

3. Tratados vigentes de comercio internacional en hidrocarburos

El único tratado vigente en el ámbito regional es el “Programa de Cooperación San José para los Países del Istmo Centroamericano y el Caribe (Acuerdo de San José)”, suscrito por los Presidentes de México y Venezuela el 3 de agosto de 1980. Este programa tiene el propósito de atender el consumo interno petrolero de los países de la región ²¹ y contribuir al financiamiento de proyectos de desarrollo en los países beneficiarios del acuerdo. Desde su suscripción inicial, ha venido siendo renovado anualmente por los gobiernos signatarios.

La base legal del programa no es un contrato entre los otorgantes y los beneficiarios, sino que consiste en una declaración conjunta y unilateral de los presidentes de México y Venezuela. Establece el propósito de dichos países para: a) atender, en partes iguales, el consumo interno neto petrolero importado por los países; b) contribuir al financiamiento oficial correspondiente, para lo cual, a través de sus entidades financieras de los gobiernos, se otorgarán créditos a los beneficiarios (inicialmente hasta por un monto del 30% de sus respectivas facturas petroleras), y c) los suministros se efectuarán con arreglo a contratos comerciales que establezcan por separado México y Venezuela con los gobiernos de los países beneficiarios, y a los precios de venta en sus respectivos mercados internacionales. El volumen máximo para la región y las cuotas por país son revisados periódicamente. ²²

A pesar de la importancia que ha tenido este programa de cooperación, la tendencia observada en la región había sido la de utilizar cada vez menos los suministros de petrolíferos dentro del acuerdo. Entre las principales causas es posible mencionar: i) los países de la región han requerido mayores importaciones de productos limpios y reconstituidos, no incluidos en el acuerdo; ii) con excepción de Costa Rica, y como resultado de la liberalización del mercado de hidrocarburos, en los restantes países las compras ya no se hacen con intervención estatal, y iii) las condiciones de comercialización de los productos petrolíferos dentro del acuerdo son con frecuencia más costosas que las de otros oferentes.

Teniendo en cuenta todo esto, los países signatarios del acuerdo introdujeron algunos cambios. En 1995 aceptaron incluir las importaciones realizadas por los agentes privados, así como los productos limpios. Cada país beneficiario debe notificar oficialmente a México y a Venezuela cuáles son los agentes privados autorizados para realizar importaciones. Por otra parte, se deben establecer los mecanismos para verificar que los productos se destinen exclusivamente a los mercados locales.

²¹ Además de los países centroamericanos, incluye Belice y varios países del Caribe.

²² Véase CEPAL (1994), *Utilización y beneficios del acuerdo de San José para el Istmo Centroamericano* (LC/MEX/L.247), 13 de julio.

IV. ESTRUCTURA

A fin de determinar el grado de competencia en la industria petrolera del Istmo Centroamericano se ha analizado su estructura, caracterizada por el grado de concentración en los diferentes segmentos de la cadena de abastecimiento, la entrada de nuevos agentes, el grado de integración vertical y las barreras a la entrada. Para ello se ha seguido la cadena de los procesos: desde las actividades de refinación e importación de productos limpios, hasta la distribución al consumidor mayorista y al vendedor detallista. Asimismo se ha identificado la mayoría de empresas que participan en varias etapas y en varios países, con el propósito de que éstas sean contabilizadas como un solo agente, lo cual permite obtener información más precisa sobre la estructura de la industria. Sin embargo, por falta de datos estadísticos, no se pudo hacer el análisis desglosado para cada uno de los derivados.

Por su radio de acción, se distinguen tres grupos de empresas: multinacionales, regionales²³ y nacionales. Las primeras tienen operaciones petroleras en todos o casi todos los países del Istmo Centroamericano, además de una fuerte presencia a nivel mundial. Las empresas regionales tienen su principal mercado en el Istmo Centroamericano y se han orientado casi exclusivamente a un solo producto (GLP). Las empresas nacionales desarrollan sus operaciones petroleras solamente en un país de la región.

Esta clasificación no concuerda necesariamente con la estructura y origen del capital de las empresas. Tanto en el caso de las multinacionales como en varias de las empresas con operaciones a niveles regional y nacional, el capital es mayoritariamente foráneo. Por ejemplo se pueden citar las petroleras Copensa y Puma (argentinas); la comercializadora de GLP Tropigas (mexicana), y las productoras de electricidad Enron, Nejapa Power y GGG (estadounidenses).

A. GRADO DE CONCENTRACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA

1. Importación y refinación

En países importadores netos de hidrocarburos, la competencia se da entre la refinería, cuando ésta existe, y los importadores de derivados, por lo que es conveniente analizar ambos dentro de una misma categoría. Esto es aún más evidente cuando las refinerías utilizan crudo reconstituido (con excepción de Panamá), ya que se comportan como separadoras de los constituyentes del crudo, con algún proceso adicional para llevarlos a especificaciones (reformación para incrementar el octanaje de las naftas, por ejemplo). Con esta figura, lo que hacen las refinerías es importar derivados en forma de crudo reconstituido, además de sus importaciones directas.

²³ Se trata de empresas con operaciones solamente en el Istmo Centroamericano.

a) Agentes en operación

Las cinco refinerías de la región importan directamente tanto crudo como productos, mientras que varias empresas con instalaciones de almacenamiento (propias o arrendadas) compran directamente sólo derivados. Del análisis de este segmento de la industria se constata que existen 26 agentes diferentes dedicados a estas actividades (véase el cuadro 22), con las siguientes características.

i) Se observa la presencia de tres grandes empresas multinacionales (Esso, Shell y Texaco) en estas actividades, particularmente en los tres países del norte; en tanto que en Nicaragua sólo participan dos de ellas (Esso y Shell), en Panamá sólo una (Texaco) y en Costa Rica ninguna.

ii) Las empresas regionales únicamente aparecen en la importación de GLP, donde destacan los dos conglomerados de capital mexicano (de los hermanos Zaragoza).

iii) En cuanto a las empresas nacionales, sobresalen por su tamaño, grado de integración y capital estatal, la RECOPE y, en menor medida, Petronic, esta última recién cedida en contrato de arrendamiento a Glencore.

iv) El resto de empresas nacionales se ha dividido en grandes y pequeñas. Las primeras han construido instalaciones de almacenamiento de dimensiones considerables para el tamaño de los mercados nacionales y, por lo general, la mayor parte del capital proviene de inversionistas de fuera de la región.

v) Dentro de las empresas nacionales grandes destacan las empresas diversificadas (generadoras de electricidad e ingenios azucareros), cuyo principal giro no es la comercialización de combustibles. En este subgrupo también son mayoritarias las inversiones foráneas; sin embargo, pueden identificarse algunos casos donde la participación de los capitales nacionales es significativa.

vi) Finalmente aparecen las pequeñas compañías, muchas de ellas empresas diversificadas, de reciente ingreso y en franca expansión en el mercado de los hidrocarburos. Por el tamaño de estas empresas es más evidente la participación de inversionistas locales.

vii) En cuanto al número de empresas, destaca un mayor número en los países del norte, especialmente Guatemala, lo cual contrasta con un número ostensiblemente menor en los tres países del sur.

b) Índices de concentración del segmento de importación/refinación

Considerando las características especiales de los combustibles gaseosos, se ha examinado en forma separada la participación de las empresas en el mercado de hidrocarburos líquidos y en el de GLP, tanto a nivel nacional como regional (véanse los cuadros 23 y 24). Como índices de concentración se han utilizado los siguientes:

Cuadro 22

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPORTADORES DE CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Total derivados líquidos	26	20	9	9	4	1	2
1. Multinacionales	3	3 Esso Shell Texaco*	3 Esso* Shell* Texaco	3 Esso Shell Texaco	2 Esso* Shell	0	1 Texaco*
2. Nacionales							
a) Grandes no diversificadas	5	1 Copena	1 Puma	1 Petrotela/ Petrosur	1 Petronic	1 RECOPE*	0
Diversificadas (eléctricas)	11	5 Enron Ingenios (1) Sidegua GGG (Eegsa) Genor	2 CEL Nejapa Power/ Coastal	3 Elcosa Emce Lufussa	0	0	1 Petrotermi- nales
b) Pequeñas	7	7 Alka Wenker Liquisa Darsa Quinta Compañía Maranatha** Cemasa Centro Químico	0	0	0	0	0
Total GLP	12	5	4	3	3	1	2
Multinacionales		Texaco	Rasa (2)	Texaco,	Esso,		Texaco,
Regionales		G. del Pacífico (3) G. Metropolitano (3) Gas del Istmo (3)	Tropigas (3)	Gas Caribe (3)	Tropigas (3)		Petroport (3)
Nacionales		Gas Z (4) G. Nacional (4) Guategas Lancasco**	Coinver Diana	Dipsa/Elf**	Petronic/ Enigas	RECOPE	

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Notas: 1) De los siete ingenios que generan electricidad en Guatemala, sólo cuatro efectúan importaciones (de *fuel oil*).

2) Se marcan con asterisco las empresas propietarias de refinerías. La Refinería Rasa es propiedad de Esso y Shell.

3) Se refiere a las empresas del grupo E. Zaragoza.

4) Se refiere a las empresas del grupo M. Zaragoza.

5) Únicamente aparecen aquellas empresas que realizaron importaciones para los mercados locales durante 1998. Se marcan con dos asteriscos las empresas que inician operaciones de importación en 1999. No aparecen los agentes que operan en las zonas francas de Panamá.

1) El índice de concentración de las tres firmas más grandes (CR3), que mide en cada país y en la región el porcentaje del mercado en poder de dichas firmas.²⁴

2) El índice de concentración de Herfindahl-Hirschman (HHI), que es igual a la suma de cuadrados de los porcentajes de participación de cada uno de los agentes.²⁵

En el caso de los derivados líquidos, en el ámbito regional, las tres principales empresas (Texaco, Esso y RECOPE) controlan el 76.6% de las importaciones y refinación. Por países, los mayores índices de concentración se observan en Costa Rica y Panamá, donde existe una empresa en situación monopólica, ya sea por la constitución del país o por un contrato ley. Luego sigue el caso de Nicaragua, con sólo tres empresas en los segmentos en estudio. El valor inferior de concentración se da en Honduras, con un CR3 de 66.4%, mientras que los otros dos países varían entre 78% y 80.2%. Sin embargo, conviene mencionar que todos los índices HHI son iguales o superiores a 1 962.

En el caso del GLP, las tres empresas más importantes controlan el 74.3% de la importación/refinación de este combustible en la región. Adicionalmente, dos grupos mexicanos²⁶ tenían 61.8% del mercado regional en 1998. Así, el grupo E. Zaragoza, con el grupo Tropigas, compuesto por la misma Tropigas, Gas del Pacífico, Gas Caribe, Petroport y Gas Metropolitano, tenía el 49.8% del mercado, mientras que el grupo M. Zaragoza, conformado por Hidrogas y Gas Nacional Z, poseía el 12%.²⁷ Las empresas multinacionales tenían el 23.1% y el restante 15.1%, era manejado por varias pequeñas empresas. Con respecto a los índices de concentración, se constata que son superiores a los del mercado de combustibles líquidos, debido al menor número de firmas importadoras de GLP. Todos los HHI son superiores a 2 898.

²⁴ Generalmente en los mercados con bajo grado de concentración tiene más sentido referirse a los índices CR4 y CR8, es decir, los índices de concentración de las cuatro u ocho firmas más grandes, respectivamente. En los países del Istmo Centroamericano, por existir siempre tres o menos firmas dominantes en el mercado de hidrocarburos, se ha elegido el CR3.

²⁵ El HHI es uno de los índices de concentración más utilizados. Como referencia, obsérvese los índices reportados por el *Census of Manufactures*, del Departamento de Comercio de los Estados Unidos, para 1987, de algunas industrias representativas:

	<u>CR4</u>	<u>CR8</u>	<u>HHI</u>
Refrigeración doméstica	85	98	2 256
Neumáticos	69	87	1 897
Licores	53	75	883
Papel	44	69	743
Refinación de petróleo	32	52	435
Libros	24	38	259

(Tomado de Perloff, Jeffrey y Van't Veld, Klass, *Modern Industrial Organization*, Harper, 1994).

²⁶ Véase el *Estudio Especial sobre el Mercado y Normas Técnicas para el Manejo del GLP*, Proyecto CEPAL-GTZ, informe preparado por los consultores Connor Adams y William Matthews, 1 de octubre de 1996.

²⁷ Calculado como el 36.6% (participación en el mercado local) del 32.9% que corresponde a su participación en el mercado regional.

Cuadro 23

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS E ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN DE LA INDUSTRIA EN LA IMPORTACIÓN Y REFINACIÓN DE DERIVADOS LÍQUIDOS (%)

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Participación de las empresas (%)</u>							
Total	100	22.6	15.8	11.9	9.0	14.9	25.8
1. Multinacionales	72.1	(78.0)	(80.2)	(66.4)	(89.7)	(0)	(100)
Esso	20.3	(17.2)	(45.8)	(15.4)	(81.9)		
Shell	10.4	(20.8)	(19.6)	(15.8)	(7.8)		
Texaco	41.4	(40.0)	(14.8)	(35.2)			(100)
2. Nacionales	27.9	(22.0)	(19.8)	(33.6)	(10.3)	(100)	(0)
a) Grandes	27.0	(18.0)	(19.8)	(33.6)	(10.3)	(100)	(0)
No diversificadas	17.7	Copensa (0.8)	Puma (0.6)	Petrotela (13.9)	Petronic (10.3)	RECOPE (100)	
Diversificadas							
(eléctricas)	9.3	(17.2)	(19.2)	(19.7)	(0)	(0)	(0)
b) Pequeñas	0.9	(4.0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
<u>Índice de concentración</u>							
CR3 (%)	76.6	78.0	80.2	66.4	100	100	100
HHI	2 248	2 529	2 793	1 962	6 875	10 000	10 000
							0

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Notas: Los valores entre paréntesis son porcentajes de las participaciones nacionales. Los valores sin paréntesis están referidos a los porcentajes de participación en el mercado regional. Todos se basan en datos de 1998.

Sobre los resultados de dichos cuadros, se plantea una serie de observaciones de la situación en cada uno de los países.

i) Guatemala. La refinería Texpet, filial de Texaco, tiene su producción comprometida para sus estaciones de distribución, y vende sus excedentes a las otras dos multinacionales (Shell y Esso), a algunos generadores de electricidad y a la industria cementera. La refinería ha venido perdiendo participación en el mercado; sin embargo, todavía domina el mercado de hidrocarburos líquidos, con un 30% basado en su producción de diesel y *fuel oil*, y en menor medida gasolina. Sumando su producción con las importaciones de gasolina, Texaco tiene el 40% del segmento en análisis. A continuación le siguen la Shell con 20.8%, apoyado en las importaciones de gasolinas y diesel, y la Esso, con 17.2%, por sus importaciones de gasolinas, diesel y kerosene. En total, las tres multinacionales controlan 78% de la importación/refinación de los hidrocarburos líquidos.

Cuadro 24

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS E ÍNDICES DE
CONCENTRACIÓN EN LA IMPORTACIÓN Y REFINACIÓN DE GLP

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
<u>Participación de las empresas (%)</u>							
Total	100	32.9 (100)	22.1 (100)	8.4 (100)	6.8 (100)	11.3 (100)	18.5 (100)
Multinacionales	23.1	Texaco (3.1)	Rasa (37.9)	Texaco (31.6)	Esso (32.2)		Texaco (47.7)
Regionales	49.8	Grupo Tropigas (50.4)	Tropigas (61.9)	Gas Caribe (68.4)	Tropigas (60.4)		Petroport (52.3)
Nacionales	27.1	M. Zaragoza (36.6) Otras (9.9)	Coinver (0.1) Diana (0.1)	Dipsa/Elf (0)	Enigas (7.4)	RECOPE (100)	
<u>Índices de concentración</u>							
CR3 (%)	74.3	90.1	99.8	100	100	100	100
HHI	2 898	3 922	4 665	5 677	4 785	10 000	5 011

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Notas. Los valores entre paréntesis son porcentajes de las participaciones nacionales. Los valores sin paréntesis están referidos a los porcentajes de participación en el mercado regional. Se basa en datos de 1998.

Conviene mencionar la parte correspondiente a la importación directa de los grandes consumidores: industria (Sidegua), ingenios²⁸ y generadores eléctricos (Enron, GGG y Genor), que suman el 17.2%, fundamentalmente de *fuel oil*. Los siete nuevos importadores independientes (Copensa, Quinta Compañía, Liquisa, Cemasa, Darsa, Centro Químico y Alka Wenker) representan en conjunto 4.8%, valor alcanzado en un lapso de sólo dos años, con una dinámica constante de penetración.

Copensa es una empresa local independiente de capital neerlandés, argentino (grupo Soldati) y guatemalteco, con algunos meses de operación. Tiene una terminal en San José, e importa y distribuye gasolina, diesel y *fuel oil* a la industria y a estaciones de servicio, tanto independientes, como de emblema. Su visión es integrarse comercialmente en la región (por ejemplo, con la empresa Puma de El Salvador). Por su parte, Quinta Compañía, empresa guatemalteca, importa productos de México, vía Tecún Umán, y tiene terminal en Puerto Barrios. Liquisa es una empresa también guatemalteca que inició operaciones hace 10 años como transportador de combustibles desde Tecún Umán, y desde hace sólo dos años actúa también como distribuidor minorista. La empresa lleva el producto hasta la estación de servicio, por lo que se perfila como un distribuidor integrado verticalmente.

En GLP, el negocio pertenece a un conjunto amplio de importadores independientes, bastante competido e integrado verticalmente, hasta la distribución detallista. Sobresale Gas del Pacífico, con 37.7% del mercado que, junto con otra empresa de su mismo conglomerado,

²⁸ Interesante ha sido el proceso de redefinición de negocios de los ingenios, que han pasado de ser únicamente productores de azúcar a vendedores de energía, por medio de sistemas de cogeneración.

tendrían 50.4% del mercado. Por otra parte, Texpet, con su propia producción y la ventaja que le da la ausencia de arancel, ofrece mejores precios, por lo cual monopoliza el mercado a granel en el comercio y la industria.

No obstante el alto número de empresas participantes, la industria está altamente concentrada (índice HHI de 2 529). En los hidrocarburos líquidos las tres multinacionales mencionadas tienen el 78% del mercado. Los índices de concentración son los segundos más bajos de la región, pero todavía muy distantes de los requeridos para un mercado con alto grado de competencia. En los hidrocarburos gaseosos, la concentración es mayor; sin embargo, es la más baja de la región, con un HHI de 3 922. Las tres empresas principales cubren 90.1% del mercado.

ii) El Salvador. El mayor importador de hidrocarburos es la refinería (Rasa, S. A. de C. V.). Si se considera la participación de Esso y Shell en la propiedad de la refinería, dichas empresas tienen, respectivamente, 45.8% y 19.6% del mercado de hidrocarburos líquidos. Por su parte, la empresa Texaco pasó, en 1994, de ser cliente de la refinería a tener su propia terminal, primero con almacenamiento de diesel, y más recientemente, para gasolina y kerosene/jet, lo que le ha permitido plantear una competencia más directa y ofrecer productos propios. En 1998 Texaco alcanzó el 14.8% del mercado.

Recientemente han entrado importadores más pequeños, como la empresa estadounidense Coastal, con 3% de las importaciones, concentrado en diesel y *fuel oil*, originalmente para autoconsumo en su planta de generación eléctrica Nejapa Power. También se han incorporado la empresa Puma, con diesel, que ha alcanzado menos del 1% de las importaciones en seis meses de operación (Puma, de capital mayoritariamente argentino, del mismo grupo accionario de Copensa en Guatemala), y la empresa eléctrica CEL²⁹ que importa diesel para autoconsumo. Es importante anotar que Rasa, durante los últimos tres años, ha exportado de forma creciente *fuel oil* a Guatemala, vía terrestre, con destino a empresas cogeneradoras de electricidad (ingenios).

El mayor importador de GLP es Tropigas, con 61.9% del segmento en análisis. La segunda posición corresponde a Rasa, cuya producción e importaciones tienen en conjunto el 37.9% del mercado. Muy pequeñas son las participaciones de las empresas Coinver y Diana.

En la importación y refinación de hidrocarburos líquidos, este país presenta los terceros índices de concentración más bajos, con un índice HHI de 2 793. Las tres multinacionales mencionadas tienen 80.2% del mercado. En los hidrocarburos gaseosos la concentración es aún mayor, dos empresas tienen 99.8% del mercado, y el HHI es de 4 665.

iii) Honduras. En Honduras no existe refinería, de forma que los distribuidores mayoristas presentes en el mercado son los que realizan las importaciones de productos: Texaco, Shell, Esso, y Petrotela/Petrosur, esta última de capital nacional. Las tres primeras atienden tanto al mercado mayorista como a sus estaciones de servicio, con 66.4% de las importaciones totales. Por su parte, Petrotela participa con 13.9%

²⁹ En julio de 1999 CEL vendió sus activos de generación termoeléctrica a la empresa norteamericana Duke Energy, la cual continuará importando los combustibles para autoconsumo.

Los generadores eléctricos importan para sus propias necesidades (Emce, Lufussa y Elcosa), y representan el 19.7% del total. Emce dejó de alquilar las instalaciones de almacenamiento a Texaco, pues logró arrendar otras instalaciones propiedad de la municipalidad de Tela. Esta empresa no sólo importa para autogeneración sino que, por medio de su subsidiaria Hondupetrol, vende al mercado mayorista. La dinámica y el crecimiento reciente de Emce se explica por las facilidades financieras que ha obtenido con la transnacional Glencore, que incluirían un crédito rotatorio, con plazo de 150 días y tasas de interés favorables. En el caso del GLP, dos empresas (Gas del Caribe y Texaco) controlan la totalidad de las importaciones de este combustible para el país.

En la importación de hidrocarburos líquidos, la industria hondureña presenta los valores de concentración más bajos de la región, con un índice HHI de 1 962. En los hidrocarburos gaseosos la concentración es mayor (la cuarta más alta de la región), con un HHI de 5 677.

iv) Nicaragua. La empresa Esso, propietaria de la refinería, posee 81.9% del segmento en análisis; la otra multinacional que también realiza importaciones es la Shell, con una participación de 7.8%. Estas empresas, y la empresa pública Petronic (ahora bajo contrato con Glencore) satisfacen la totalidad del mercado nicaragüense. Ante esa situación, el panorama de la industria es de alta concentración, con un CR3 del 100% y un HHI de 6 875, que la sitúa en tercer lugar, con concentraciones sólo superadas por Costa Rica y Panamá. La posición de firma dominante de la Esso es notoria.

En el mercado del GLP también se presenta un panorama de tres empresas: Tropigas, Esso y Enigas, que poseen 60.4%, 32.2% y 7.4%, respectivamente, de las importaciones y la refinación. El HHI es de 4 785, el tercero más bajo de la región.

v) Costa Rica. Para abastecer el mercado de combustibles, en calidad de monopolio estatal, la RECOPE importa crudo para procesar en su refinería de Moín, así como productos terminados, con lo cual esta empresa maneja la totalidad de los combustibles que se importan en el país.

vi) Panamá. La Refinería Panamá (propiedad de Texaco) abastece todo el mercado, con excepción del GLP. El gas que no alcanza a cubrir la refinería es primordialmente importado por Petroport, filial de Tropigas. Por lo tanto, este país presenta también una situación monopólica en los segmentos analizados correspondientes a los hidrocarburos líquidos, y una alta concentración en el caso del GLP, el más alto de la región, después del caso de Costa Rica. Sin embargo, la Refinería de Panamá no sólo satisface el mercado nacional, sino que cuenta con una importante actividad de exportación de derivados, tanto para el resto de América Central como para la zona canalera.

Ahora bien, con respecto a los índices de concentración, conviene mencionar que el Departamento de Justicia (DOJ) y la Federal Trade Commission (FTC) de los Estados Unidos ponen especial cuidado en los procesos de fusión cuando los mercados tienen un índice HHI superior a 1 000, pues podría tratarse de mercados muy concentrados, y por lo tanto, no muy competitivos. En el Istmo Centroamericano, todos los índices calculados de HHI son superiores a 1 000. Asimismo, de acuerdo con una publicación del National Regulatory Research Institute de

los Estados Unidos,³⁰ al tomar en cuenta las participaciones de las empresas en los segmentos en estudio, en el mercado de hidrocarburos líquidos, en Nicaragua se tendría una situación de firma dominante, mientras que en Guatemala, El Salvador y Honduras se daría una estructura de oligopolio fuerte. En los casos de Costa Rica y Panamá las situaciones serían monopólicas. Ahora bien, en el mercado de GLP se daría la vertiente de firma dominante en todos los países, con excepción de Costa Rica, donde existe un monopolio.

2. Almacenamiento

La participación de las empresas en el segmento del almacenamiento es en buena medida un reflejo de la situación que muestran los segmentos de importación/refinación de derivados petroleros, ya que en los cinco países referidos sobresale la alta participación de las multinacionales, y es aún más acentuada en casos concretos, dependiendo de la propiedad de las refinerías. En el ámbito regional, las empresas multinacionales cuentan con más del 60% de la capacidad de almacenamiento para todos los productos, con excepción del GLP, en que intervienen mayoritariamente las empresas nacionales y regionales (véase el cuadro 25).

Cuadro 25

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN REGIONAL DE LAS EMPRESAS EN EL ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

	Total	GLP	Gasolinas	KeroJet	Diesel	Fuel oil	Petróleo crudo
Istmo	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales	67.6	27.6	62.9	80.9	58.0	67.9	80.2
Esso	20.6	12.6	15.3	11.0	17.5	16.8	33.2
Shell	7.1	3.7	10.9	4.9	9.9	1.7	6.8
Texaco	39.9	11.3	36.7	65.0	30.6	49.4	40.2
2. Nacionales	32.4	72.4	37.1	19.1	42.0	32.1	19.8
a) Grandes	32.1	72.4	36.8	19.1	41.3	32.1	19.8
No diversifi- cadas	26.8	72.4	36.8	19.1	32.9	16.4	19.8
Diversificadas	5.3				8.4	15.7	
b) Pequeñas	0.3		0.3		0.7		

Fuente: CEPAL, elaboración propia.

³⁰ Véanse: The National Regulatory Research Institute (1996), *Determining when Competition is Workable. A Handbook for State Commissions Making Assessments Required by the Telecommunications Act of 1996*, Michigan, julio, y William G. Shepherd (1997), *The Economics of Industrial Organization*, Prentice Hall, New Jersey. En estas publicaciones se define el oligopolio fuerte como aquella situación en la que existen cuatro firmas principales que, en conjunto, poseen entre 60% y 100% del mercado; en la situación de firma dominante una firma tiene entre 50% o más del mercado, sin rival cercano.

Cuadro 26

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS EN EL
ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS POR PAÍS

	Total	GLP	Gasolinas	KeroJet	Diesel oil	Fuel oil	Petróleo crudo
Guatemala	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales	78.1	10.0	92.1	100	84.9	44.4	100
Esso	13.2		11.7	22.9	32.5		
Shell	15.7		30.9	26.9	27.8		
Texaco	49.2	10.0	49.5	50.2	24.6	44.4	100
2. Nacionales	21.9	90.0	7.9		15.1	55.6	
a) Grandes	20.7	90.0	6.4		12.2	55.6	
No diversificadas	10.9	90.0	6.4		11.1	15.0	
Diversificadas	9.8				1.1	40.6	
b) Pequeñas	1.2		1.5		2.9		
El Salvador	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales	73.1	44.4	100	100	42.1	49.7	100
Esso	46.2	31.1	52.2	70.0	19.0	34.8	70.0
Shell	19.8	13.3	22.3	30.0	8.1	14.9	30.0
Texaco	7.9		25.5		15.0		
2. Nacionales	26.1	55.6			57.9	50.3	
a) Grandes	26.1	55.6			57.9	50.3	
No diversificadas	6.7	55.6			15.0		
Diversificadas	19.4				42.9	50.3	
Honduras	100	100	100	100	100	100	
1. Multinacionales	50.9	14.2	22.0	41.8	45.2	80.8	
Texaco	50.9	14.2	22.0	41.8	45.2	80.8	
2. Nacionales	49.1	85.8	78.0	58.2	54.8	19.2	
a) Grandes	49.1	85.8	78.0	58.2	54.8	19.2	
No diversificadas	49.1	85.8	78.0	58.2	54.8	19.2	
Nicaragua	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales	82.4	88.4	91.1	100	68.2	100	79.4
Esso	78.4	88.4	78.9	100	55.7	100	79.4
Shell	4.0		12.2		12.5		
2. Nacionales	17.6	11.6	8.9		31.8		20.6
a) Grandes	17.6	11.6	8.9		31.8		20.6
No diversificadas	17.6	11.6	8.9		31.8		20.6
Costa Rica	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales							
2. Nacionales	100	100	100	100	100	100	100
a) Grandes	100	100	100	100	100	100	100
Panamá	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales	99.0	43.7	100	100	100	100	100
Texaco	99.0	43.7	100	100	100	100	100
2. Nacionales	1.0	56.3					
a) Grandes	1.0	56.3					
No diversificadas	1.0	56.3					

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Nota: en el caso del GLP, en la clasificación de nacionales se incluyen también las empresas regionales.

Por países, en Costa Rica y Panamá todo el almacenamiento está en poder de las empresas RECOPE y Texaco, respectivamente (véase el cuadro 26). En Nicaragua, la empresa Esso, dueña de la refinería, tiene el 78.4% de la capacidad nacional, con una participación igual o superior al 55% en los tanques de almacenamiento para todos los derivados. Por su parte, la empresa Petronic cuenta con una capacidad de almacenamiento ligeramente superior al 30% para diesel, y de 9% para gasolinas.

En Guatemala, la Texaco tiene aproximadamente el 50% de la capacidad nacional para almacenamiento de gasolinas y KeroJet, pero junto con las otras multinacionales, son mayoritarias en todos los productos líquidos, con excepción del *fuel oil*, en que participan principalmente las empresas nacionales. En El Salvador, la Esso cuenta con la mayor capacidad de almacenamiento también en gasolinas y KeroJet, y junto con las otras empresas multinacionales, dominan la capacidad de esos dos productos, pero no las del diesel y el *fuel oil*, en que participan mayoritariamente las empresas nacionales (en particular las generadoras de electricidad). En tanto que en Honduras se presenta un caso interesante, pues la empresa Texaco, dueña de la antigua refinería, no es mayoritaria en el almacenamiento de derivados limpios, en el que sobresalen las empresas nacionales.

Para el GLP, en todos los países, con excepción de Nicaragua, las empresas nacionales (incluidas las regionales) cuentan con el mayor porcentaje de la capacidad de almacenamiento.

En consecuencia, la estructura del almacenamiento de derivados líquidos corresponde a un monopolio en Costa Rica y Panamá, a una situación de firma dominante en Nicaragua, y a un oligopolio fuerte en el resto de los países. En el caso del GLP, se tiene una firma dominante en todos los países, con excepción de Costa Rica, donde hay un monopolio. Los índices de concentración en el segmento de almacenamiento CR3 y HHI (véase el cuadro 27), en el ámbito regional, son superiores a 76.4% y 2 298, respectivamente. Por países, los mismos índices son superiores a 75.9% y 2 770, respectivamente.

Cuadro 27

ISTMO CENTROAMERICANO: ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN EN
ALMACENAMIENTO POR PAÍS

	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
CR3	76.4	78.1	75.9	99.6	99.9	100	100
HHI	2 298	2 885	2 770	4 776	6 465.3	10 000	9 802

Fuente: CEPAL, elaboración propia.

A fin de cuantificar la capacidad de almacenamiento en terminales de importación, se ha deducido en cada país, donde existen los datos, el volumen de los tanques ligados a la producción de las refinerías. A nivel regional (véase el cuadro 28), las tres empresas multinacionales tienen un poco más de la mitad de la capacidad total para gasolinas, KeroJet y diesel, correspondiendo a las nacionales la diferencia. En cuanto a *fuel oil* y GLP, las nacionales (incluyendo las regionales)

son mayoritarias. Sobresale el caso de la Texaco, la cual tiene la mayor participación en terminales de almacenamiento de gasolinas, KeroJet, y *fuel oil*.

Por países, en el caso de Honduras la situación no varía, pues la refinería está inoperante (véase el cuadro 29). En Panamá no hay capacidad de almacenamiento independiente para el mercado local (no se incluyen las zonas libres de petróleo, pues son para el mercado externo), con excepción del GLP, que pertenece a una empresa nacional. En Costa Rica, el monopolio estatal controla la totalidad del almacenamiento no ligado a la refinería.

Cuadro 28

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN REGIONAL DE LAS EMPRESAS EN EL ALMACENAMIENTO, SIN INCLUIR CAPACIDAD EN REFINERÍAS

(Porcentajes)

	Total	GLP	Gasolinas	KeroJet	Diesel	Fuel oil	Petróleo crudo
Istmo	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales	55.7	5.1	53.9	50.0	48.8	53.5	85.3
Esso	18.7		9.1	9.1	17.8	14.7	41.2
Shell	8.2		17.1	10.7	13.2		
Texaco	28.8	5.1	27.7	30.2	17.8	38.8	44.1
2. Nacionales	44.3	94.9	46.1	50.0	51.2	46.5	14.7
a) Grandes	43.8	94.9	45.4	50.0	50.2	46.5	14.7
No diversificadas	32.3	94.9	45.4	50.0	36.9	14.7	14.7
Diversificadas	11.5				13.3	31.8	
b) Pequeñas	0.5		0.7		1.0		

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

En los otros tres países los resultados son interesantes: en Guatemala, las tres multinacionales controlan mayoritariamente la capacidad de almacenamiento para las gasolinas, KeroJet y el diesel, pero no para el *fuel oil*, en que participan principalmente las empresas nacionales. En El Salvador, también las empresas con operación nacional (CEL y Coastal) controlan mayoritariamente los almacenamientos para diesel y *fuel oil*, mientras que la Texaco posee la totalidad de almacenamiento de gasolinas. En Nicaragua, las multinacionales tienen participación mayoritaria en los almacenamientos de gasolinas y diesel. Petronic cuenta con una capacidad de almacenamiento importante para diesel, aunque también tiene para gasolinas y *fuel oil*.

3. Transporte

Como se explica en el capítulo II, existe una alta disgregación en las actividades de transporte por camión cisterna, donde, además de las multinacionales, muchas empresas poseen flotillas de camión cisterna. No se contó con estadísticas para todos los países; sin embargo, el consenso de las DGH o equivalentes es que, en general, no hay firmas dominantes y existe una sobreoferta de dichos servicios. La situación por país es la siguiente:

Cuadro 29

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS EN EL ALMACENAMIENTO
DE HIDROCARBUROS, SIN INCLUIR REFINERÍAS

(Porcentajes)

	Total	GLP	Gasolinas	KeroJet	Diesel oil	Fuel oil	Petróleo crudo
Guatemala	100	100	100	100	100	100	100
1. Multinacionales	73.5	5.6	90.3	100	82.0	28.1	100
Esso	16.1		14.3	36.2	38.6		
Shell	19.1		38.0	42.6	33.0		
Texaco	38.3	5.6	38.0	21.2	10.4	28.1	100
2. Nacionales	26.5	94.4	9.7		18.0	71.9	
a) Grandes	25.1	94.4	7.9		14.6	71.9	
No diversificadas	13.2	94.4	7.9		13.3	19.4	
Diversificadas	11.9				1.3	52.5	
b) Pequeñas	1.4		1.8		3.4		
El Salvador	100	100	100		100	100	
1. Multinacionales	23.3		100		20.6		
Esso							
Shell							
Texaco	23.3		100		20.6		
2. Nacionales	76.7	100			79.4	100	
a) Grandes	76.7	100			79.4	100	
No diversificadas	19.6	100			20.6		
Diversificadas	57.1				58.8	100	
Honduras	100	100	100	100	100	100	
1. Multinacionales	50.9	14.2	22.0	41.8	45.2	80.8	
Texaco	50.9	14.2	22.0	41.8	45.2	80.8	
2. Nacionales	49.1	85.8	78.0	58.2	54.8	19.2	
a) Grandes	49.1	85.8	78.0	58.2	54.8	19.2	
No diversificadas	49.1	85.8	78.0	58.2	54.8	19.2	
Nicaragua	100	100	100		100	100	100
1. Multinacionales	73.4		78.6		56.6	100	73.7
Esso	67.3		49.6		39.5	100	73.7
Shell	6.1		29.0		17.1		
2. Nacionales	26.6	100	21.4		43.4		26.3
a) Grandes	26.6	100	21.4		43.4		26.3
No diversificadas	26.6	100	21.4		43.4		26.3
Costa Rica	100		100	100	100	100	
1. Multinacionales							
2. Nacionales	100		100	100	100	100	
a) Grandes	100		100	100	100	100	
No diversificadas	100		100	100	100	100	
Panamá	100	100					
1. Multinacionales							
Texaco							
2. Nacionales	100	100					
a) Grandes	100	100					
No diversificadas	100	100					

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a) Guatemala

Existen 2 007 unidades, cuyos propietarios son dos gremiales de transportistas, conformadas por 212 empresas (Gretec y Adetrep tienen 1 600 y 300 asociados, respectivamente). La tarifa es libre y acordada entre las partes.

b) El Salvador

No estuvo disponible el número total de unidades. Éstas son propiedad de las empresas petroleras, de empresarios privados y de los expendedores. El servicio está completamente liberalizado y las tarifas son acordadas entre las partes.

c) Honduras

Se reportaron 365 unidades, de las cuales, 70% pertenece a usuarios independientes; 11% a Cotrapel; 10% a Atrapeno, y 9% a Petrocarga. La capacidad promedio es de 6 486 galones/unidad. Las tarifas son reguladas de acuerdo con las distancias recorridas; y la tarifa promedio actual es de 18.0792 lempiras por kilómetro recorrido, para unidades de 8 000 galones.

d) Nicaragua

Existen 148 unidades, de las cuales 48 pertenecen a las empresas petroleras, 50 a seis empresas transportistas, y 50 a empresarios independientes. La tarifa de transporte terrestre de los derivados de petróleo es regulada mediante acuerdo ministerial del Ministerio de Transporte e Infraestructura (MTI).

e) Costa Rica

Existen 500 unidades, en su mayoría propiedad de pequeños propietarios (afiliados a cooperativas, gremiales), y en menor medida a empresas petroleras. Asotrans tiene 70 socios. Las unidades no deben tener una antigüedad de más de 10 años. Las tarifas son determinadas por la ARESEP, de acuerdo con una función lineal, en radios de hasta 30 km, contados a partir del punto de venta de la RECOPE; en promedio, la tarifa en 1998 fue de 1.82 y 3.50 colones/litro, para productos limpios y negros, respectivamente.

f) Panamá

No estuvo disponible el número de unidades, las cuales son propiedad de las empresas petroleras, de empresarios privados y de los expendedores. La DGH establece el flete de distribución a granel, de acuerdo con fórmulas que toman en cuenta la distancia a la refinería. En 1999, los fletes varían entre 0.0270 y 0.1470 centavos de dólar por galón, para la zona metropolitana y Puerto Armuelles, respectivamente.

4. Distribución minorista de derivados líquidos

En los seis países del Istmo Centroamericano se contaba con 2 174 estaciones a mediados de 1999. El mayor número corresponde a Guatemala (608), y el menor a Nicaragua (225) (véase el cuadro 30). Las multinacionales Esso, Shell y Texaco poseían (directamente o en sociedad con terceros) el 69% de las estaciones instaladas en toda la región; la participación de dichas empresas en las ventas todavía es mayor, puesto que en general sus gasolineras son más grandes y están mejor situadas.

Cuadro 30

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTACIONES DE SERVICIO POR EMPRESAS

	Total		Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
	Cantidad	%						
Total	2 174		608	280	313	225	315	433
Esso	329	(15.1)	104	76	53	47		49
Shell	622	(28.6)	246	123	72	64	30	87
Texaco	554	(25.5)	213	81	90	55	9	106
ACEC	201	(9.2)					201	
Delta	126	(5.8)						126
Dippsa	87	(4.0)			87			
Pet. Nac.	65	(3.0)						65
Petronic	51	(2.3)				51		
Sol	25	(1.1)	25					
La Colina	12	(0.6)	12					
Copena	11	(0.5)			11			
Quetzal	8	(0.4)	8					
Elf	2	(0.1)					2	
Otros	81	(3.7)				8	73	

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial. Los datos del número de estaciones de servicio están actualizados a junio de 1999.

Nota: En Guatemala, las marcas Sol, Quetzal y La Colina corresponden a los importadores Quinta Compañía, Alka Wenker y Liquisa. En Costa Rica, ACEC es la Asociación Costarricense de Expendedores de Combustible.

Descontando la mayor parte de las denominadas empresas diversificadas y los grandes consumidores, las restantes empresas que se dedican a la importación de hidrocarburos participan también en la distribución minorista.

A continuación se presenta un resumen de los principales aspectos de la logística de la distribución.

a) Guatemala

Por el número de estaciones, las empresas dominantes son Shell y Texaco, con 40% y 35%, respectivamente; en un tercer lugar aparece Esso con 17%. Las distribuidoras independientes Quinta Compañía, Alka Wenker y Liquisa todavía están en un proceso inicial de penetración y en su mayoría han dirigido su atención a ciertas zonas del país.

Conviene mencionar que las empresas multinacionales tienen una cantidad reducida de estaciones propias, aunque también existen estaciones independientes con contratos de suministros y franquicia, bajo el emblema de dichas empresas. No obstante, aun estas estaciones de emblema compran gasolina y diesel a distribuidores independientes. Se estima que en la actualidad el 10% de las estaciones son de bandera blanca, y se espera que en el futuro este porcentaje aumente.

b) El Salvador

En 85% de las estaciones participan como propietarias las empresas petroleras multinacionales,³¹ pero incluso las independientes están asociadas con alguna de dichas empresas (no hay estaciones de bandera blanca, como en Guatemala). Sin embargo, conviene mencionar que las multinacionales operan directamente muy pocas estaciones, ya que en la mayoría de los casos las arriendan a terceros. Por la bandera de las estaciones, se registra la siguiente participación: Shell (43.9%), Texaco (28.9%) y Esso (27.1%). Por su parte, las nuevas empresas Coastal y Puma solamente participan en la distribución mayorista a clientes industriales, mercado que también es servido por las multinacionales.

Para el caso de las estaciones de servicio existen dos modalidades de asociación con las multinacionales, ambas con contrato de adhesión y exclusividad de largo plazo:

i) El propietario independiente arrienda a la petrolera, y ésta a su vez hace un contrato de subarriendo con el propietario. Esta figura jurídica es curiosa, pues el propietario se convierte en arrendatario de su propia estación.³²

ii) La empresa petrolera arrienda sus propias estaciones con un contrato de exclusividad de 5 a 15 años.

³¹ La Asociación Salvadoreña de Distribuidores de Petróleo sostiene que la Constitución se está violando, ya que ésta estipula que las estaciones deben ser propiedad de centroamericanos y que ninguna persona natural o jurídica puede tener más de dos estaciones.

³² De acuerdo con la Dirección de Hidrocarburos y Minas de El Salvador, la propiedad es de las compañías y es dada en arrendamiento a una persona, natural o jurídica, ajena a la compañía. La compañía establece un contrato bastante exigente y favorable para ella, pero que si es suscrito por el arrendatario se convierte en obligatorio. Si el arrendatario es despedido por la compañía, esta última lo indemniza utilizando el Código de Comercio, pero a veces la cantidad de la indemnización es inferior a la que estipula la ley. La Dirección de Hidrocarburos no tiene injerencia en la negociación ni en la suscripción de contratos. Los gasolineros quieren denominarse distribuidores, y las compañías no están de acuerdo, por lo que actualmente existe una querrela legal de magnitud tal que los gasolineros no están definidos como distribuidores en el Proyecto de Ley de Comercialización de Hidrocarburos, actualmente en revisión.

c) Honduras

Por la bandera de las estaciones de servicio, se registra la siguiente participación de las empresas petroleras: Texaco (28.8%), Dippsa (27.8%), Shell (23%), Esso (16.9%) y Copena (3.5%). Dippsa es de capital nacional, y pertenece al grupo propietario también de Petrotela y Petrosur. Como puede verse, los mayores distribuidores son también los propietarios de la capacidad de almacenamiento (Texaco y Dippsa).

El 90% de las estaciones está bajo el control de las compañías petroleras³³ y, de éstas, el 75% se arrienda. Las grandes petroleras sólo administran directamente un reducido número de estaciones clave, caracterizadas por un alto volumen de ventas, y además se usan para fines demostrativos. El poco interés de dichas empresas petroleras podría explicarse en el margen minorista regulado, que es inferior al observado en los países vecinos.

Cuando la empresa petrolera es propietaria de la estación de servicio, hay varias formas de contratar. Anteriormente la forma más usual era la de un contrato de arrendamiento supeditado a un contrato accesorio de suministro con exclusividad, ambos con plazos promedio de cinco años. En los últimos años, la tendencia ha sido reducir los plazos de ambos contratos a un año, y la sustitución del compromiso de suministro con exclusividad por un contrato de comisionista (el margen opera como comisión), lo cual refuerza la posición de dominio de la empresa petrolera y le evita el pago de las indemnizaciones establecidas en el decreto No. 549, Ley de Representantes y Distribuidores. En contraste, cuando es la petrolera la que arrienda a un propietario independiente, exigen contratos de 10 a 20 años.

La constitución prohíbe la inversión extranjera en venta al detalle, por lo que las multinacionales deben apelar a terceros. Esta es la razón por la cual Dippsa es la empresa más activa en operación directa de estaciones. Obviamente, esto limita la entrada en este segmento de nuevas empresas extranjeras. Adicionalmente, para las empresas multinacionales, la no existencia de catastro es un elemento de riesgo jurídico que condiciona la inversión en propiedades raíces.

Dadas las restricciones a las multinacionales, las inversiones en estaciones de servicio se han visto reducidas y se ha observado el crecimiento de "bombas de patio" en el sector industrial, cuyo costo es menor. Particularmente Shell se ha inclinado hacia este mercado y en este momento el 42% de sus ventas están concentradas en el sector industrial y el comercial mayor. Con respecto al mercado de grandes consumidores, Emce ha logrado consolidar su posición, hasta el punto de empezar a desplazar a las multinacionales en el mercado del diesel y del *fuel oil*, con una política de precios agresiva.

d) Nicaragua

Las estaciones de servicio tienen distribución exclusiva, aunque no necesariamente son propiedad de las empresas petroleras. Shell tiene 28.4% de las estaciones, Esso 20.9%, Texaco 24.4% y Petronic 22.7%. El 3.6% restante corresponde a estaciones independientes.

³³ La propiedad es en sociedad con un tercero, ante la limitación constitucional que prohíbe la inversión extranjera en la venta al detalle.

Petronic tiene estaciones pequeñas en lugares lejanos, lo que explica su baja relación de participación del mercado con respecto al número de estaciones. Históricamente, su política ha sido actuar como moderador de precios,³⁴ penetrando en sitios donde había que romper monopolios locales, con estaciones pequeñas, rápidas de construir y de baja inversión, y como abastecedor para los grandes consumidores. Su contrato de arrendamiento de activos con Glencore, por 10 años, obliga a esta última a remodelar estaciones, construir otras e incorporar nueva tecnología. Lo interesante de la entrada de Glencore es la aparición de un nuevo competidor en los mercados de las multinacionales y no sólo con presencia en segmentos marginales, como actualmente lo hace Petronic.

e) **Costa Rica**

El 63.8% corresponde a las estaciones independientes (generalmente una estación por propietario), vinculadas a la Asociación Costarricense de Expendedores de Combustible (ACEC); un 9.5% corresponde a estaciones independientes, no afiliadas a la ACEC. Por otro lado, la empresa Shell es la que posee el mayor número de estaciones, con 9.5%; le siguen la Texaco con 2.9%, Gasolineras del Norte con 1.6% y Elf con 0.6%. Como se aprecia, la propiedad está muy desconcentrada. la RECOPE no participa en este segmento de distribución minorista.

f) **Panamá**

En este país operan cinco empresas distribuidoras: Texaco, Esso, Shell, Petrolera Nacional y Delta, las dos últimas de capital panameño. Todas compran a la refinería a precios únicos de paridad y distribuyen a las estaciones de servicio. Por el número de estaciones, la participación de las petroleras es la siguiente: Delta con 29.1%, Texaco con 24.5%, Shell con 20%, Petrolera Nacional con 15% y Esso con 11.3%.

El mercado detallista está bien distribuido, con un crecimiento muy dinámico, es muy competido y ninguna empresa petrolera es preponderante. La mayoría de las estaciones es propiedad de concesionarios y una tercera parte pertenece a las empresas petroleras.

En la participación por empresas en las ventas en detalle a los consumidores finales de combustibles líquidos, se observa una situación oligopólica fuerte, aunque es posible distinguir tres casos (véase el cuadro 31).

i) El Salvador y Guatemala son los países con mayor concentración de sus mercados detallistas. Esta situación contrasta con los índices que obtienen al inicio de la cadena (en la importación y refinación) y se explica por el hecho de que los nuevos agentes han centrado sus operaciones principalmente en el mercado de los grandes consumidores. En el caso de Guatemala, aun cuando han aparecido dos nuevas empresas que realizan ventas al detalle, su participación es todavía poco significativa.

³⁴ Petronic tomó bajo su responsabilidad, por instrucciones del Ejecutivo en 1987, una serie de estaciones de servicio ubicadas en lugares de difícil acceso y de constantes conflictos militares, las cuales fueron entregadas al Estado por las multinacionales Esso y Texaco por no ser rentables y por el riesgo que suponía el abastecimiento.

Además de estas empresas que construyeron nuevas bases de almacenamiento, debe añadirse tanto las empresas que arriendan capacidad de almacenamiento a otros agentes, como los grandes clientes industriales (importadores directos), de forma que el total de empresas nuevas que han entrado en la industria petrolera del Istmo Centroamericano se elevó a 29 durante el período 1990-1998 (véase el cuadro 33). De ellas, 20 corresponden a hidrocarburos líquidos y el resto a GLP. Conviene mencionar que, en Honduras, las empresas Elcosa, Esso y Shell arriendan capacidad de almacenamiento a Texaco, mientras que el generador eléctrico Lufusa alquila a Petrosur. En general, estos agentes corresponden a: 1) empresas petroleras multinacionales que han aprovechado nuevas oportunidades de negocios; 2) productores independientes de electricidad que, apalancados con sus consumos de combustible para la generación de electricidad, se han diversificado en la distribución mayorista, y 3) otras empresas, en particular las nacionales.

C. GRADO DE INTEGRACIÓN VERTICAL

Ante la dificultad de contar con un índice que mida el grado de integración vertical de las distintas empresas en la cadena de abastecimiento de derivados líquidos,³⁶ y considerando las características de la cadena de abastecimiento en la región, se ha calculado el porcentaje de la importación/refinación de cada empresa que vende bajo su propio emblema. Para este fin se han hecho algunas aproximaciones, con el objeto de dividir las ventas totales de cada empresa entre ventas bajo su emblema, tanto en estaciones de servicio como a clientes mayoristas, y ventas a otras distribuidoras, que supuestamente sólo realizan ventas detallistas.

En el Istmo Centroamericano se incluyeron las tres empresas multinacionales y la RECOPE, las cuales representan 87% del total en el segmento importación/refinación. En el ámbito regional sobresale la empresa Esso, con 20.3% del segmento importación/refinación, que vende bajo su propio emblema 86.5% de sus compras. En el extremo opuesto se encuentra la Shell, que compra a otras empresas petroleras parte de su suministro para cubrir su vasta red de estaciones de servicio. En el caso de la empresa Texaco, sin considerar sus exportaciones a la zona del Canal, pero incluyendo sus exportaciones al resto de América Central, vende bajo su emblema 67.4% de su importación/refinación.

Por países, sobresalen los siguientes puntos:

1) En Guatemala, la empresa Shell importa prácticamente todo lo que vende bajo su bandera, mientras que la empresa Texaco, dueña de la refinería, vende a otras empresas distribuidoras, de forma que su integración vertical llega a 89.2%. Por su parte, la Esso complementa con compras a la refinería sus requerimientos para el mercado local.

³⁶ En la literatura económica se pueden encontrar algunos índices que miden la integración vertical, pero todos tienen dificultades específicas para su aplicación. Sobre este tema, véase Morvan, Y. (1991), *Fondements d'Economie Industrielle*, Economica, París y W. Shepherd (1999), *op. cit.*

Cuadro 33

ISTMO CENTROAMERICANO: ENTRADA DE NUEVOS AGENTES EN LA IMPORTACIÓN

Período	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1990-1995						
Líquidos	Enron Liquisa Quinta Compañía	Texaco Coastal	Petrotela/Petrosur Elcosa Esso Shell			
GLP	Gas Metropolitano Gas Nacional Guategas		Gas Caribe			
1996-1999						
Líquidos	Alka Wenker Cemasa Darsa Ingenios Centro Químico Copena Genor Maranatha*	Puma	Emce Lufusa	Shell		
GLP	Gas Z Gas Istmo Lancasco*	Diana Coinver	Elfgas-Dippsa*	Zeta Gas*		Petroport

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Nota: Únicamente aparecen aquellas empresas que realizaron importaciones para los mercados locales. Se marcan con asterisco las empresas que inician operaciones de importación en 1999. No aparecen los agentes que operan en las zonas francas de Panamá.

2) En El Salvador las ventas de Texaco corresponden a sus importaciones más una fracción de producto que compra a la refinería. Por otro lado, Esso y Shell venden en el mercado interno 77.7% y 93.7% de lo que importan y producen, respectivamente. Considerando las exportaciones que realizan (*fuel oil* a Guatemala), las ventas totales representan 100% de su importación/producción.

3) En Honduras todas las empresas venden bajo su bandera lo que importan. Los déficit de las multinacionales se deben a aproximaciones en los datos estadísticos y, muy posiblemente, a utilización de inventarios.

4) En Nicaragua la empresa Esso, dueña de la refinería, vende a otras distribuidoras, de forma que sólo realiza 64.7% de sus ventas bajo su propio emblema. Las firmas restantes Shell y Texaco compran a la refinería.

5) En Costa Rica, RECOPE no participa en la distribución minorista, pero sí atiende a la totalidad de clientes mayoristas, con una integración vertical de 31.6%

6) En Panamá, la empresa Texaco, dueña de la refinería, vende bajo su emblema 30.8% de su producción, incluidas las exportaciones que realiza al Istmo Centroamericano, a empresas también del grupo Texaco.

D. BARRERAS A LA ENTRADA

El análisis de la estructura de la industria petrolera en la región se complementa con la identificación de las barreras a la entrada, es decir, los obstáculos que erigen las firmas instaladas en el mercado a fin de protegerse contra las posibilidades de entrada de otras empresas. En este sentido, se distinguen tres tipos de obstáculos: disposiciones legales, estructura de costos y estrategias desarrolladas por las firmas existentes.³⁷ Sobre esa base se analizan las barreras, primero en los mercados nacionales, y luego en el mercado regional.

1. Mercados nacionales

En cada país existe una serie de barreras a la entrada, las cuales se presentan a continuación (véase el cuadro 34).

a) Disposiciones legales

i) Tratamiento preferencial para refinerías. En los casos de Guatemala y Panamá, ambas refinerías gozan de un tratamiento preferencial. En el primer caso, basado en la concesión que finaliza en el año 2002, con un arancel menor para la importación de crudos que los aplicados a la importación de derivados. En el segundo, mediante una tarifa de protección ante las importaciones de derivados, incluida en el contrato ley. Esta medida representa claramente una protección de las refinerías frente a firmas potenciales que quisieran importar derivados para competir en el mercado local de esos dos países. Conviene mencionar que, en el caso de Guatemala,³⁸ esta barrera es relativa, ya que recientemente han entrado nuevos agentes, debido a la pequeña capacidad de la refinería en Guatemala con respecto al tamaño de su mercado local, que no le permite satisfacer toda la demanda, lo que favorece la entrada de otras firmas.

ii) Concesión legal monopólica. Como se mencionó con anterioridad, esta situación se presenta en Costa Rica, donde la constitución del país otorga al Estado la concesión monopólica de la importación, refinación y distribución mayorista de los combustibles, delegada a la empresa

³⁷ De acuerdo con la clasificación presentada por J. S. Bain (1999), en su libro *Barriers to New Competition*, Harvard University Press, 1966. Véase también W. Shepherd, *op. cit.*

³⁸ Los aranceles han sido eliminados en forma temporal, entre agosto y diciembre de 1999, para amortiguar los incrementos de precio al consumidor final, a causa de las alzas en el precio internacional del petróleo.

RECOPE. Por lo tanto, no existe posibilidad alguna para que otra empresa entre en los segmentos definidos anteriormente.

Cuadro 34

ISTMO CENTROAMERICANO: BARRERAS A LA ENTRADA EN LOS
MERCADOS NACIONALES DE HIDROCARBUROS

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Importación	Aranceles preferenciales para refinería.				Monopolio legal.	Tarifa de protección para la refinería.
Refinación					Monopolio legal.	
Almacenamiento			Capacidad excedente de las terminales.	Propiedad de las terminales.	Monopolio legal.	Propiedad de las terminales.
Transporte				Propiedad del oleoducto.	Propiedad del poliducto.	
Distribución al mayorista					Monopolio legal.	
Distribución al minorista		Distancias mínimas. Proceso de licencias. Segmentación del mercado GLP.	Distancias mínimas. Proceso de licencias. Restricciones para empresas extranjeras. Segmentación del mercado GLP.	Distancias mínimas.	Trámites con ARESEP. Segmentación del mercado GLP.	Distancias mínimas. Segmentación del mercado GLP
Estructura de la industria	Falta de acceso a terceros en instalaciones.	Integración vertical de las multinacionales. Falta de acceso a terceros en instalaciones.	Falta de acceso a terceros en instalaciones.	Poder vertical de la firma dominante.	Poder vertical del monopolio. Falta de acceso a terceros en instalaciones.	Poder vertical del monopolio.

Fuente: CEPAL, elaboración propia.

iii) Regulaciones para el establecimiento de estaciones de servicio. En los casos de El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá, existen leyes o decretos que establecen distancias mínimas entre las estaciones de servicio. Esta restricción reduce el número potencial de nuevas estaciones, y hace que el precio no sea tan relevante para la competencia a nivel minorista.

Limitaciones de este tipo deberían justificarse más bien por regulaciones urbanísticas, como localización de escuelas, hospitales, lugares públicos, entre otras.

Por otra parte, en El Salvador se presentan otras dificultades para el ingreso de nuevas estaciones, especialmente para las independientes, por el costo y la escasez de la tierra y las dificultades para la obtención de los permisos, los cuales toman más de dos años. Algo similar sucede en el mercado minorista de Honduras, ya que los procedimientos para obtener una nueva licencia son discrecionales, poco transparentes, lentos y sujetos a la aprobación corporativa de una comisión integrada por los agentes presentes en el mercado. Adicionalmente, en Honduras la constitución prohíbe la inversión extranjera en venta al detalle, por lo cual las multinacionales deben apelar a terceros para cubrir las estaciones de servicio. Obviamente, ello constituye una limitación para la entrada de nuevas empresas extranjeras en este segmento.

iv) Restricciones para presentar solicitudes ante el regulador. En el caso de Costa Rica, solo la asociación ACEC puede solicitar el trámite de revisión de los márgenes ante el ente regulador ARESEP. Las estaciones independientes están inhibidas.

v) Ausencia en las leyes del acceso a las instalaciones por parte de terceros. En todos los países de la región, a excepción de Panamá y Nicaragua, las leyes vigentes no establecen la obligación de acceso a las instalaciones de almacenamiento o ducto por parte de terceros, para los mercados locales. Una norma de este tipo podría facilitar el ingreso de nuevos agentes al mercado, incrementando el nivel de competencia en los otros países. Sin embargo, a pesar de que existe la posibilidad de acceso abierto en Nicaragua, hasta la fecha no ha habido ninguna solicitud al respecto.

vi) Segmentación del mercado del GLP. En los países de la región, con excepción de Guatemala y Nicaragua, en el mercado de GLP hay respeto de marca y similitud en las válvulas, pero no intercambio de los cilindros. Esto restringe la competencia, al encontrarse el mercado fragmentado.

b) Estructura de costos

i) Ventajas por la propiedad de terminales de almacenamiento para importación. El almacenamiento en puertos constituye, en la mayoría de los países, la barrera más importante para el ingreso de nuevos importadores y comercializadores, dada la alta inversión requerida y, en algunos casos, la propiedad de los mejores espacios en las terminales marítimas o la falta de espacio en puertos de aguas profundas. Este efecto es más fuerte aun cuando la empresa se encuentra en posición de firma dominante. También hay capacidad excedente en el almacenamiento, como es el caso de Honduras, lo que dificulta la entrada de nuevos agentes.

ii) Propiedad de ductos. En Nicaragua, la empresa dueña de la refinería posee también el sistema de transporte por oleoducto, lo que le da una ventaja comparativa importante en los costos de transporte y trasiego, en comparación con los importadores de derivados, que deben trasladar sus productos por camión, con mayores costos (tanto por la distancia como por las ventajas del sistema mismo). Una situación similar se da en Costa Rica, donde la empresa pública petrolera es dueña de un poliducto que permite transportar los derivados desde la refinería (en la costa) hasta los centros de consumo; ello le da una ventaja de costos importante ante potenciales

importadores de derivados. Sin embargo, ambos casos son diferentes, en el sentido de que en Nicaragua el oleoducto forma parte de las operaciones de la refinería, mientras que el poliducto de Costa Rica está en el segmento del transporte de derivados.

iii) Integración vertical de las principales empresas. Las tres grandes empresas multinacionales presentan diferentes grados de integración vertical; en algunos casos es total (importación, refinación, distribución mayorista y distribución minorista), mientras que en otros sólo se presenta en algunos segmentos. Estas estructuras verticales permiten a dichas empresas gozar de un cierto "poder vertical", el cual se traduce en la posibilidad de establecer estrategias dominantes. Un ejemplo es el fuerte control ejercido por las grandes empresas distribuidoras mayoristas a las estaciones de servicio, pues generalmente no venden fuera de su bandera. Por ello, las estaciones independientes son de escasa significación, excepto en Guatemala, donde la ley de comercialización impuso la separación de la importación, refinación, almacenamiento, transporte y estaciones de servicio. Adicionalmente, la integración vertical de las transnacionales dificulta la obtención de financiamiento para empresas pequeñas que desean entrar en la industria. Asimismo, obligaría a estos nuevos agentes a tener que invertir en varios segmentos de la cadena de suministro para poder asegurar las ventas de sus importaciones.

c) **Estrategia de las firmas existentes**

i) Inversiones en estaciones de servicio lujosas. En la mayoría de los países se detecta una estrategia común de las empresas petroleras multinacionales, relacionada con fuertes inversiones en estaciones grandes y lujosas, con tiendas de conveniencia y otros servicios de valor agregado. El alto costo de estas estaciones (estimadas algunas en un millón de dólares) puede ser una limitación para la entrada de operadores independientes. Por otro lado, conviene reflexionar que el lujo de dichas estaciones contrasta con el nivel de desarrollo de los países de la región; difícilmente se encuentran estaciones similares en Europa, o incluso en la mayoría de las ciudades de los Estados Unidos. Además de responder a una estrategia de mercadeo de las multinacionales, estas inversiones también constituyen verdaderas barreras a la entrada en el mercado minorista, ya que una empresa que deseara ingresar tendría que hacer fuertes inversiones para poder competir.

ii) Presión sobre los poderes políticos. Algunas empresas petroleras han hecho esfuerzos importantes ante las autoridades de los países a fin de conseguir regulaciones que les sean favorables, frente a los concurrentes o firmas entrantes a la industria; tal es el caso de las reglas proteccionistas para las refinerías.

2. Mercado regional

En el mercado regional existen barreras específicas, pero también hay otras que se derivan de los mercados nacionales, todas de tipo legal.

a) Existencia de aranceles diferentes en los países. Los aranceles para la importación no son los mismos en todos los países de la región. Esta diferencia acarrea desventajas económicas a los agentes localizados en países con altos aranceles.

b) Ventajas legales de algunos agentes en los mercados nacionales. Las protecciones legales del monopolio, en Costa Rica, así como el tratamiento preferencial a las refinerías, en Guatemala y Panamá, constituyen también barreras al comercio regional. En el primer caso, por el principio de reciprocidad, al no permitir que otra empresa opere en dicho país; en los otros dos casos, por darle trato preferencial a estas refinerías.

c) Falta de definición de las especificaciones de los combustibles. No existe en la actualidad una nomenclatura común para los derivados de los hidrocarburos, de forma que los trámites aduaneros no son lo suficientemente ágiles, al tener diferentes definiciones. Esto desincentiva el comercio regional de productos.

d) Procedimientos diferentes de importación. Los trámites para las importaciones de derivados del petróleo son diferentes en los países; en algunos de ellos los procedimientos son muy complejos. Los importadores localizados en esos países estarían en una situación desventajosa con respecto a otras empresas situadas en países cuyos trámites son más ágiles, lo que reduce la competencia en el ámbito regional.

V. ESTRATEGIAS

Entre las estrategias que establecen las firmas dentro de una industria, destaca la relacionada con los precios. En el caso de la industria petrolera en el Istmo Centroamericano, en cinco de los seis países existen precios regulados por el Estado. Si bien es cierto que las fórmulas utilizadas para definir los precios fueron establecidas por los gobiernos, no debe obviarse el fuerte papel ejercido por las empresas petroleras en la negociación de cada uno de los componentes de dichas fórmulas.

A. PRECIOS DE LOS DERIVADOS

1. La formación de los precios internos de los derivados

Existe una gran diversidad de esquemas de formación de precios en el Istmo Centroamericano, tales como regulación de precios máximos al consumidor, mediante el sistema de precios de paridad de importación (SPPI); regulación de precios máximos de facturación a las compañías distribuidoras —mediante el SPPI— con el resto de la cadena liberada; regulación de monopolio basada en flujos de caja y, por último, formación de precios en mercado libre en toda la cadena de suministro, para una parte o la totalidad de los productos. En principio, el SPPI trata de simular los costos de un abastecimiento competitivo; sin embargo, sólo es útil en la medida en que las fórmulas respectivas utilicen los parámetros adecuados; de no ser así, este sistema se transforma en un medio para garantizar utilidades superiores al nivel de riesgo. Para una mejor comprensión, el análisis por país se ha hecho de acuerdo con las particularidades de sus mecanismos de formación de precios, sin seguir el orden geográfico del documento (véase el cuadro 35).

En Nicaragua se utiliza el SPPI para regular los precios máximos al consumidor del gas licuado, la kerosina y el diesel,³⁹ en tanto que el resto de los productos está totalmente liberado. Los precios se revisan cada cuatro semanas, con base en el precio fob de referencia publicado en Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USGC), más un premio de 0.42 dólares por barril. Para el gas licuado, la referencia es Mont Belvieu más un dólar por barril.

³⁹ Este sistema empezó a utilizarse en abril de 1995, en virtud del decreto No. 56-94, e incluyó la gasolina regular con plomo hasta su desaparición del mercado. Recientemente, mediante el decreto No. 106-99, se derogó su aplicación para la kerosina y el diesel, quedando sólo para el GLP.

Cuadro 35

ISTMO CENTROAMERICANO: PARÁMETROS DE LAS FÓRMULAS DE PRECIOS DE PARIDAD DE IMPORTACIÓN

	Nicaragua	Honduras	El Salvador	Panamá
Alcance de la regulación	Precios al consumidor	Precios al consumidor	Precios al distribuidor mayorista	Precios al distribuidor mayorista
Vigencia desde	Abril de 1995	Junio de 1998	Septiembre de 1998 (primera versión en enero de 1994)	Enero de 1993
Período de ajuste	Cada 4 semanas	Quincenal	Semanal	Catorcenal
Productos regulados	GLP Kerosene Diesel	GLP Gasolina regular Gasolina super Kero/Jet Diesel	GLP Gasolina regular Gasolina super Kero/Jet Diesel Fuel oil	GLP Gasolina regular con plomo Gasolina super con plomo Gasolina super Kero/Jet Diesel Fuel oil
Precio de referencia fob, productos líquidos	Platt's USGC + \$ 0.42 / bl	Posting Caribe (Promedio Texaco, Exxon Curaçao y Shell Curaçao)	Platt's USGC + \$ 1.89 / bl	Posting Caribe (Promedio Texaco, Exxon Curaçao, Shell Curaçao y Petrotrin)
GLP	Mont Belvieu + \$ 1.00 / bl	Mont Belvieu + \$ 0.42 / bl	Mont Belvieu	Mont Belvieu + \$1.68 / bl
Flete marítimo, productos líquidos	$WS \times [(PSTR+30)/100] + CP$ WS = Worldscale Amuay- Sandino PSTR = Platt's Spot Tanker Rate, para 30 000 toneladas CP = Peaje Canal de Panamá, publicado en Worldscale	$[WS \times (AFRA \times 1.146) \times 1.8] + CP$ CP WS = Worldscale Curaçao - Acajutla o Curaçao-P. Cortés AFRA = Average Freight Rate Assesment, Medium Range (25 400-45 700 toneladas) CP = Peaje Canal Panamá (\$0.63/bl o cero)	$(WS \times NAFRA \times SIW) + CP$ WS = Worldscale Acajutla- Houston NAFRA = Average Freight Rate Assesment, Narrow Range (30 500 toneladas largas o 31 000 toneladas) SIW = Shipping Intelligence Weekly, para 30 000 toneladas CP = Peaje Canal de Panamá, publicado en Worldscale	$(WS \times AFRA \times FM \times IM)$ WS = Worldscale Curaçao- Cristóbal AFRA = Average Freight Rate Assesment, Medium Range FM = Flete muerto (1.03) IM = Indicador de mercado, ajustable (1.28 para productos limpios y 1.20 para los sucios, aproximadamente)
GLP	\$7.09 /bl	\$ 7.14 / bl	\$ 6.26 / bl (propano + butano)	\$ 5.60 / bl, ajustable

Cuadro 35 (Conclusión)

	Nicaragua	Honduras	El Salvador	Panamá
Seguro, sobre fob+flete	0.0375%	0.06%	0.0375%	0.0375% líquidos y 0.07% GLP
Pérdidas tránsito, sobre cif				
Gasolinas	N.R.	0.50%	0.40%	0.40%
Kero/Jet y diesel	0.30%	0.40% Kero/Jet y 0.00% diesel	0.30%	0.30%
Fuel oil	N.R.	0.20%	0.20%	0.20%
GLP	0.25%	1.00%	0.00%	
Financieros, sobre cif	0.375%, carta de crédito 1%, comisión cambiaria	2.40%, comisión cambiaria y otros 0.75% aproximado, costo financiero (30 días de "Prime Rate + 3")	N.A.	0.25% (sobre fob)
Pérdida almacenamiento gasolinas	N.R.	0.30%	0.20%	0.30%
Kero/Jet y diesel	0.10%	0.20%	0.10%	0.10%
Fuel oil	N.R.	0.20%	0.10%	0.10%
GLP	0.25%	0.30%	0.00%	0.25% (incluye pérdidas en tránsito)
Descarga de buque tanque	\$0.32/bl (originalmente \$0.13/bl)	\$1.974/bl, productos limpios \$2.352/bl, productos sucios \$4.494/bl, GLP (descarga + operación + margen)	\$0.10/bl, prod. limpios \$0.13/bl, prod. sucios \$0.30/bl, GLP	\$0.138/bl, productos líquidos \$0.14/bl, GLP
Operación de terminal	\$1.88/bl (originalmente \$1.44/bl)		\$0.35/bl, prod. líquidos \$0.50/bl, GLP	\$0.285/bl, productos líquidos \$0.812/bl, GLP
Margen de terminal	\$4.12/bl, GLP (operación + margen)		\$1.00/bl, prod. líquidos \$1.50/bl, GLP	\$0.502/bl, productos líquidos \$1.544/bl, GLP
Margen mayorista	\$4.70/bl, diesel \$3.72/bl, kerosene \$13.02/bl, GLP cilindros 100 lbs.	5%, productos líquidos 17%, GLP (sobre precio paridad con impuestos)	N.R.	N.R.
Margen detallista	\$5.71/bl, GLP cilindros 10 y 25 lbs (conglobado mayorista/detallista)	10.35%, gasolinas y diesel 10%, kerosene 7%, GLP (sobre precio de paridad con impuestos más margen mayorista más flete terrestre)	N.R.	N.R.

Fuente: DGH.

NA = No se aplica, NR = No regulado, ND = No disponible.

El flete marítimo de los productos líquidos se simula a partir del costo de referencia Worldscale (para buques tanque de 80 000 toneladas, publicado el 1 de enero de cada año) para la ruta de Amuay Bay (Venezuela) a Puerto Sandino, multiplicado por un factor que permite escalar este costo para buques de menor capacidad y adecuarlo a las condiciones cambiantes del mercado de transporte marítimo durante el año. El factor utilizado para este propósito es el Platt's Spot Tanker Rate para buques de 30 000 toneladas en la zona Caribe-USGC, más 30 puntos que equivalen a un incremento en costos de aproximadamente 15%.⁴⁰ Además, se simula el costo de peaje por el Canal de Panamá. El flete del gas es fijo y se establece en 7.09 dólares por barril.

Además, se simulan los costos de seguros, financieros, de pérdidas en tránsito y de almacenamiento. Considera costos de internación y márgenes de terminal que suman 2.20 dólares por barril, la cifra más alta para estas operaciones si se compara con las fórmulas SPPI de los otros tres países que las usan. Por último, asigna márgenes para el distribuidor mayorista y el detallista en forma global (4.70, 3.72 y 13.02 dólares por barril, para el diesel, la kerosina y el GLP en envases grandes, respectivamente), lo cual ha generado tensiones entre estas dos clases de distribuidores. Comparado con el de Honduras, este margen es bajo.

Por otro lado, los precios que cobra la Esso (*rack* refinería) a los distribuidores por los productos no regulados siguen la misma estructura que la fórmula SPPI para los regulados, con un premio más alto. De esta forma, la refinería valora los productos como si fueran importados, y agrega un margen adicional en el premio.

En Honduras la regulación llega también hasta el consumidor final, aunque abarca prácticamente todos los productos. Aunque el sistema utilizado⁴¹ es muy similar al de Nicaragua, los parámetros difieren significativamente. El precio de referencia fob es el Posting Caribe, promedio de tres empresas (Texaco, Exxon Curaçao y Shell Curaçao), cuyo significado es importante aclarar. Estos precios son preparados unilateralmente por cada compañía y representan una oferta de venta en una refinería o terminal de almacenamiento. A diferencia de los precios Platt's USGC, no se generan en un mercado competitivo abierto. Pueden tomarse como punto inicial de una negociación para llegar a un precio competitivo para una categoría de cliente, pero en sí mismos no representan un verdadero valor de mercado. Para el gas licuado, la referencia es Mont Belvieu más 0.42 dólares por barril.

Se simula el abastecimiento tanto por Puerto Cortés (Atlántico) como por San Lorenzo (Pacífico), seleccionando el más bajo para cada ciudad. El flete se calcula sobre la base del Worldscale y un factor de ajuste de capacidad conocido como AFRA Medium Range (buques tanque de productos sucios con capacidad de 25 400 a 45 700 toneladas), multiplicado por 1.146,⁴² posiblemente como premio para buques limpios (aunque en la fórmula se aplica también para los sucios). Hasta este punto, la fórmula estaría simulando buques tanque del orden de

⁴⁰ Debido a que el factor de corrección de capacidad es cercano a 200 puntos en promedio.

⁴¹ El SPPI se estableció por primera vez en 1992. La versión actual de la fórmula opera desde junio de 1998 y tiene su base legal en el acuerdo 131-98.

⁴² Aunque no se menciona en el acuerdo, este factor equivale a un premio para productos limpios expresado en forma multiplicativa y no aditiva, como originalmente aparece en AFRA. Produce básicamente el mismo efecto que los 30 puntos utilizados en Nicaragua.

35 000 toneladas, que resultan grandes como referencia. Sin embargo, para corregir esto, utiliza un factor adicional muy alto, 1.8 (para buques tanque de 25 000 toneladas sería de aproximadamente 1.1). Para el gas licuado el flete es fijo (7.14 dólares por barril).

Los rubros financieros superan el 3%, con respecto a las cifras de entre 0% y 1.4% de los otros países del área que usan el SPPI. Los parámetros para descarga y almacenamiento son menores o iguales que en Nicaragua, pero mayores que en los otros dos países. El margen del mayorista y el detallista están definidos en términos porcentuales sobre la base del SPPI después de impuestos, es decir, dependen del nivel de precios en los mercados internacionales, incorporando así un riesgo innecesario ⁴³ en los márgenes y en el negocio en sí de los combustibles, el cual puede evitarse fácilmente definiéndolos a partir de una base fija. En abril de 1999 el margen agregado de mayorista y detallista fue superior a 10 dólares por barril para la gasolina, y aproximadamente de 6 dólares para el diesel, frente a 4.70 dólares en Nicaragua para este último producto. El margen del mayorista (5% en productos líquidos) es aparentemente bajo en comparación con el del detallista (aproximadamente 10%); sin embargo, debe considerarse que los importadores son también distribuidores, o bien venden a sus filiales casi el total de sus productos, protegidos con una fórmula de precios que les permite obtener utilidades encubiertas (*upstream*).

En El Salvador existe también la regulación mediante el SPPI; ⁴⁴ sin embargo, se aplica sólo para definir los precios máximos de las gasolinas especial y regular sin plomo, los diesel para automóvil e industrial, el kerosene, el *jet fuel* y el GLP, que importadores y refinadores podrán usar para facturar a las compañías distribuidoras, dejando en libertad el resto de la cadena de abastecimiento. Los precios se revisan semanalmente sobre la base Platt's USGC más un premio de 1.89 dólares por barril, así como Mont Belvieu sin premio para el gas licuado.

El flete del buque tanque se simula a partir del costo de referencia Worldscale para la ruta Acajutla-Houston, multiplicado por dos factores de escala equivalentes, el AFRA Narrow Range para buques de 31 000 toneladas (30 500 toneladas largas), implícitamente de productos sucios, y otro similar obtenido de la publicación Shipping Intelligence Weekly para buques tanque de 30 000 toneladas de productos limpios. En realidad sólo debería aplicarse uno de ellos. Si se adoptara el primero sería válido para el *fuel oil* de manera directa, mientras que para productos limpios se agregaría un factor de corrección como el comentado en los otros países o directamente el que se reporta en AFRA para este fin. El segundo indicador sólo se publica para productos limpios. ⁴⁵ La corrección a buques de menor capacidad (20 000 toneladas, por ejemplo) o la consideración de otras características particulares debe hacerse explícita y transparente, lo que en cualquier caso produciría estimaciones de fletes menores que las calculadas actualmente. En el caso del GLP se usan fletes fijos para propano y butano, 5.82 dólares por barril y 6.70 dólares por barril, respectivamente.

⁴³ Un incremento en el riesgo debe ser compensado por un incremento en el rendimiento y viceversa.

⁴⁴ El SPPI existe desde enero de 1994; sin embargo, la última modificación se realizó mediante el acuerdo No. 519 del 24 de agosto de 1998.

⁴⁵ En la fórmula SPPI se denomina Margen Porcentual de Mercado y se define como el valor porcentual de corrección del Worldscale de conformidad con la demanda real de buques tanque de tipo *medium range*. Se indica que podrá ser sustituida por otra normalmente aceptada en la industria.

En la versión actual de la fórmula dejaron de considerarse costos financieros. El monto agregado de descarga, operación y margen de terminal (1.45 dólares por barril para productos limpios) es menor que en los dos países antes mencionados. Cabe destacar que, si bien en su origen la fórmula permitió definir el precio máximo de venta a otras compañías, especialmente a Texaco, en la actualidad esta empresa realiza sus propias compras externas, utilizando la terminal que construyó, a partir de los fuertes incentivos derivados del uso de la fórmula. La facturación de la refinería (incluyendo sus importaciones) a compañías petroleras se realiza, casi en su totalidad (93% en 1998), a sus propias subsidiarias Esso y Shell, con escasos volúmenes al resto, y limitadas a *fuel oil*, asfalto y gas licuado. Esto sugiere que la regulación de los precios de facturación en el fondo cumple el papel de garantizar la existencia de la refinería, operar el sistema de subsidios cruzados y mantener márgenes extraordinarios en todos los importadores, inclusive sus competidores.

En Panamá también se regulan únicamente los precios máximos de facturación de la refinería a las compañías distribuidoras. Como en el caso de Honduras, el precio de referencia fob es el Posting Caribe (promedio de cuatro compañías). Sin embargo, a diferencia de los demás países que también utilizan el SPPI, el resto de los parámetros de la fórmula está definido con criterios muy competitivos. Por ejemplo, el factor de escala para Worldscale es AFRA Medium Range (25 400 - 45 700 toneladas), multiplicado por un factor de peso muerto (1.03) y un indicador de mercado que se ajusta periódicamente y que este año es de 1.28 para productos limpios (1.20 para los sucios), el cual muy probablemente esté simulando el efecto combinado de un ajuste hacia productos limpios y otro hacia buques tanque un poco más pequeños, del orden de 25 000 toneladas ($1.15 \times 1.10 = 1.265$). Esto claramente sustenta la crítica hacia los criterios de las fórmulas hondureña y salvadoreña con respecto al flete marítimo. Por otra parte, el agregado de los rubros de descarga, operación y margen de terminal es de 0.92 dólares por barril,⁴⁶ frente a 1.45 en El Salvador, 1.97 en Honduras y 2.20 en Nicaragua.

La razón de esto pudiera ser que, dada la protección fiscal que tiene la refinería panameña frente a la importación directa, la fórmula fue concebida para asegurarle, al momento de invertir en la modernización, un margen que cubriera la totalidad de sus costos fijos (compuestos principalmente por la depreciación de planta y equipo) y su tasa de rentabilidad, ya que durante más de una década no ha sido atractivo construir refinerías de baja complejidad, es decir, sin capacidad de conversión de productos pesados. Este margen está garantizado por la utilización del Posting Caribe, que es superior al Platt's USGC en aproximadamente 2 dólares por barril (esta diferencia varía entre productos y a través del tiempo). El resto de las compañías petroleras que operan en Panamá probablemente han aceptado su imposibilidad de importar directamente debido a que los márgenes están liberados y corriente abajo (*downstream*) y además la fórmula que define el precio de facturación es transparente y realista en el resto de sus parámetros. En los otros tres países, en mayor o menor grado, se encuentran márgenes encubiertos.

Para el GLP, la referencia es Mont Belvieu más 1.68 dólares por barril, mientras que el flete se ajusta periódicamente y es de alrededor de 5.60 dólares por barril.

⁴⁶ A diferencia de los otros países, en Panamá, estos rubros se ajustan periódicamente. Por ejemplo, en 1995 la suma fue de 1.02 dólares por barril, frente a 0.92 dólares por barril en 1999.

En contraste, en Guatemala se estableció el libre mercado en todas las fases del negocio (mediante la Ley de Comercialización de Hidrocarburos, decreto 109-97), con el propósito de que la competencia refleje los precios internacionales. Lo más positivo es que las condiciones de libre mercado han propiciado la aparición de nuevos agentes en todas las etapas del negocio.

Por último, en Costa Rica, la RECOPE es el monopolio estatal a cargo del abastecimiento hasta la venta en planta, mientras que el transporte desde este punto hasta la estación de servicio y la distribución minorista la realiza el sector privado. Tanto el precio final al consumidor como los márgenes están regulados por la ARESEP. La fijación ordinaria se hace al menos una vez al año, con base en los costos medios de producción. Por su parte, la fijación extraordinaria se hace con base en una fórmula que considera las variaciones del precio del "coctel"⁴⁷ y el tipo de cambio de la divisa; si éstas superan el 5%, se produce el ajuste correspondiente. La primera fijación está en función del flujo de caja de la RECOPE, y debe asegurar a la empresa una situación financiera saludable. Debe destacarse también que la RECOPE tiene en la actualidad pagos mínimos por servicio de deuda, pero paga un impuesto sobre la renta del 30% sobre las utilidades, el cual no cabría mencionar si éste no afectara al flujo de caja, y en consecuencia, a la determinación de los precios internos. En general, el impuesto de renta es parte del flujo de caja, pero tanto en el año pasado como en el presente la liquidación de este impuesto equivale a cero, ya que se aceptó deducir los costos de inversión de las utilidades.

2. Impuestos y aranceles

La manera de gravar los combustibles es muy diferente en cada país. Dos de ellos mantienen aranceles relevantes a la importación, otros dos los han eliminado y en los restantes casi lo han logrado. Hay impuestos específicos en cinco países y en cuatro se aplican tasas al valor agregado o de venta. Además, la magnitud de los montos es también muy diferente (véase el cuadro 36).

En Guatemala la carga fiscal tiene tres componentes: a) un derecho de importación, que asciende a 10% del precio cif, con excepción de la kerosina, el *jet fuel* y el crudo, en los que se reduce a 5%; b) el impuesto a la distribución interna,⁴⁸ específico y denominado en moneda local, que paga cada distribuidor cuando hace la entrega a la estación de servicio o al consumidor final, y c) impuesto sobre el valor agregado (IVA) del 10%. Se planea disminuir los derechos de importación a 5% en el año 2000.

En El Salvador el arancel para crudo y derivados es de 1% sobre el valor cif⁴⁹ y se tiene proyectado reducirlo a cero. No existe ningún impuesto específico para los hidrocarburos. Sólo se aplica el impuesto a la transferencia de bienes muebles y a la prestación de servicios (equivalente al IVA), que es de 13% sobre el precio final de cada combustible. Adicionalmente existe un recargo por el concepto de regulación y control.

⁴⁷ Se trata de una canasta de derivados.

⁴⁸ Últimas reformas en los decretos 123-97 y 74-98.

⁴⁹ Decreto No. 738 del 21 de junio de 1996.

Cuadro 36

ISTMO CENTROAMERICANO: IMPUESTOS Y ARANCELES A LOS COMBUSTIBLES

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Arancel	10% excepto Kero/Jet y crudo (5%)	1%	15% líquidos 10% GLP		1% excepto <i>jet fuel</i> (16%) y kerosene (9%)	
Impuestos específicos (dólares/gl)					(sobre costo en planta)	
Gasolina regular	0.52 a/		0.7600	0.7755	50 %	0.60
Gasolina super	0.53 a/		0.8000	0.7785	50 %	0.61
Diesel	0.19 a/		0.2600	0.6515	30 %	0.25
Av-gas	0.29 a/		0	0.9027	35 %	
Kerosene	0.07 a/		0	0.4224	0	0.13
Jet fuel	0		0.0542	0.0087	15 %	0.00
<i>Fuel oil</i> (electricidad)				0	0	
<i>Fuel oil</i> (otros usos)	0.08 a/		0.0828	0.1888	0	0.15
GLP	0.07 a/		0	0	0	0
Asfalto	0.07 a/		0	0.4658	15 %	0.08
IVA o similar	10%	13%	15% sobre precio paridad importación	15%, sólo GLP y <i>fuel oil</i> (electricidad)	13% kerosene exento	
Otros		0.0012 dólares/gl (regulación y control)			15% (vialidad), sobre costo total con impuestos. Exentos asfalto, nafta y diesel pesado.	

a/ 1 dólar = 7 quetzales.

En Honduras el esquema fiscal es parecido al de Guatemala. El arancel es de 15% para los combustibles líquidos y de 10% para el gas licuado. Existe también un impuesto específico llamado aporte a la conservación del patrimonio vial, atención de programas de interés social y turismo, denominado en dólares. Por último, se grava el impuesto de producción y consumo, que representa el 15% sobre el precio de paridad de importación. Especialmente en este país los hidrocarburos se consideran estratégicos desde el punto de vista fiscal, y aportan 10.5% de los ingresos totales del gobierno

Nicaragua tiene un esquema bastante simple, práctico y de fácil recolección para gravar los hidrocarburos. El arancel de importación es cero tanto para crudo como para derivados. Los productos son gravados con un impuesto específico al consumo (IEC), sean estos refinados internamente o importados; únicamente el gas licuado y el *fuel oil* para generación eléctrica están exentos del IEC, pero deben pagar la tasa de 15% de impuesto general de venta. Como en todos los países del Istmo Centroamericano, los impuestos a los hidrocarburos constituyen una porción importante de los ingresos totales del Estado, y alcanzan aproximadamente 20%. Con un déficit fiscal de 8% del PIB, la política tributaria no cambiará mientras no se condone una fracción importante de la deuda, actualmente en proceso de negociación a raíz del desastre del huracán Mitch.

La carga tributaria de Costa Rica tiene varios componentes: a) derechos arancelarios de importación (DAI) de 1%, excepto para el *jet fuel* (16%) y el kerosene (9%); b) impuesto selectivo al consumo, el cual se cobra sobre el costo en planta; c) impuesto de ventas de 13%, que es cobrado por la RECOPE sobre las ventas que se realizan en planta después de incorporar el DAI (exento el kerosene); d) impuesto de vialidad (CONAVI) de 15% sobre el precio total con impuestos. De la recaudación fiscal originada en los combustibles, los impuestos mencionados participan con 4.4%, 30%, 51.2%, y 13.4%, respectivamente. Además, existen aportes menores de la RECOPE a diversos organismos gubernamentales.

Panamá liberó, en 1997, el arancel de importación de los derivados del petróleo creado en 1992 con el proceso de liberalización del mercado, en un esfuerzo de simplificación fiscal.⁵⁰ En sustitución, estableció un impuesto al consumo de combustibles, de tal forma que el efecto fuera neutro.⁵¹ Por lo tanto, en la actualidad no existen aranceles ni IVA para los hidrocarburos, y las empresas petroleras son los agentes recaudadores de impuestos. No se tiene prevista la creación de un fondo vial proveniente de impuestos, debido a que las carreteras se están construyendo por concesión.⁵²

En general, la política fiscal de los países de la región se ha basado en utilizar los combustibles como fuente básica de ingresos públicos. Con variaciones porcentuales entre países,

⁵⁰ Decreto de Gabinete No. 38 del 8 de agosto de 1997.

⁵¹ Ley No. 6 del 20 de enero de 1998.

⁵² Aunque en Panamá se entiende por "fondo vial" el financiamiento de la construcción de nuevas carreteras vía impuestos, en general este concepto se utiliza para referirse al financiamiento del mantenimiento de la red carretera existente (sin importar si estas carreteras son principales, secundarias o caminos rurales) con recursos recaudados directamente de los usuarios de la red.

el rasgo común es que los impuestos a los combustibles tienen una alta participación en el presupuesto nacional.

3. Subsidios

Los subsidios en los combustibles líquidos han sido eliminados en la mayoría de los países, con excepción de El Salvador, donde se aplica para el diesel destinado al transporte público. En el caso del GLP se mantienen todavía los subsidios para ciertas presentaciones en algunos países.

En El Salvador se subsidia un volumen mensual de 3.6 millones de galones (equivalente a 2 818 barriles diarios o poco más de un millón de barriles anuales) de diesel preferencial para empresas de transporte público de pasajeros, así como el gas licuado destinado al consumo doméstico, en envases de 35 libras o menos. Para apreciar su magnitud en el caso del diesel, cabe mencionar que en 1998 el volumen antes citado representó 26% del consumo final de este combustible, el subsidio unitario significó cerca del 80% del precio en las estaciones de servicio, y el monto del mismo rebasó los 21 millones de dólares (sin considerar cerca de 9 millones más en el caso del gas licuado).

El subsidio es cruzado y se recauda a través de recargos, especialmente a las gasolinas. Éstos son el Margen Especial de Financiamiento (MEF), el Fondo de Estabilización y Fomento Económico (FEFE), ambos fijos, y el Margen de Financiamiento de Subsidios (MFS). Este último es variable y se calcula mediante la diferencia entre los fondos totales requeridos y los percibidos con los primeros dos recargos, ya que no se pretende hacer llegar ingresos adicionales al fisco. Los fondos generados por concepto del MEF y del MFS son captados y administrados por los importadores y el refinador local, bajo la supervisión y auditoría de la Dirección de Hidrocarburos y Minas; se utilizan para compensar de manera automática una parte de los subsidios. El resto se cancela mediante los recursos del FEFE, previa solicitud de reclamación.

Por otra parte, a partir del 30 de septiembre de 1992 desapareció una amplia gama de subsidios cruzados en Panamá, y se ha mantenido exclusivamente el subsidio al gas licuado expendido en cilindros de 25 libras, el cual es asumido por el gobierno y compensado con los ingresos fiscales de los otros combustibles. Este subsidio se calcula cada 14 días, en función del precio de paridad de importación y el precio fijo predeterminado.

En Guatemala existe un precio máximo al consumidor final para los cilindros de gas licuado de 35 libras o menos.

En general, los subsidios cruzados no sólo distorsionan la estructura de precios, sino también propician la corrupción y el mercado negro.⁵³

⁵³ Por ejemplo, en El Salvador cada autobús tiene derecho a 690 galones mensuales de diesel subsidiado. Para recibirlos se inscribe en una estación y se le otorga una tarjeta. El combustible se le entrega en cualquier vehículo (una cisterna, por ejemplo), de tal manera que puede venderlo fácilmente. Se ha detectado la exportación de diesel subsidiado a países vecinos.

4. Protección fiscal de las refinerías

El tipo de refinerías existente en el Istmo Centroamericano, independientemente de su buen manejo técnico, sin capacidad de conversión de productos pesados y con un tamaño pequeño, generalmente carece de márgenes brutos de refinación suficientes para pagar los costos variables.⁵⁴ La refinería Texpet de Guatemala, filial de Texaco, goza de preferencias arancelarias frente a la importación de derivados, mediante un contrato celebrado en 1962, con duración de 40 años. En efecto, la refinería está exenta del arancel de importación para la materia prima (crudo natural y reconstituido), así como el correspondiente a la compra del equipo, mientras que los derivados deben pagar el 10%. Esta protección arancelaria ha permitido que Texpet opere rentablemente a su máxima capacidad, en un mercado muy dinámico en el que cada vez tiene menor peso relativo; así, en 1998, únicamente 30% del mercado nacional fue abastecido por ella. Aun al término de la concesión en el año 2002, la refinería mantendría una protección menor generada por el diferencial entre los aranceles del crudo y derivados (en caso de no modificarse); este factor podría ser suficiente para que la planta, a pesar de estar totalmente depreciada, siguiera operando.

Por otra parte, la Refinería de Panamá, también filial de Texaco, celebró un contrato (ley No. 31, del 31 de diciembre de 1992) mediante el cual se comprometió a llevar a cabo un programa de inversiones por 77.6 millones de dólares, en un plazo no mayor de cinco años, para modernizar sus instalaciones. A cambio recibió una tarifa de protección a la importación de derivados de petróleo para el consumo nacional, que se estableció en 20% del valor cif del producto para el primer año, sujeta a una reducción de 1% anual, hasta llegar a un mínimo del 5%, salvo en el caso del *fuel oil* que sólo se reducirá a 10%. Para el gas licuado se mantiene la tarifa de protección, pero sólo en proporción a la relación porcentual que guarde la producción de la refinería con respecto a la demanda total en el semestre anterior. La única excepción a esta protección arancelaria,⁵⁵ establecida mediante el decreto ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998, es para los combustibles con destino a la generación eléctrica de servicio público, los cuales pueden entrar al país sin impuestos. En consecuencia, Texaco ha iniciado negociaciones con el gobierno para lograr un acuerdo de compensación, por lo que esta compañía considera una violación al contrato ley.

Cabe mencionar que, en junio de 1996, desapareció la protección arancelaria moderada que tenía la refinería de El Salvador, originada en la falta de neutralidad fiscal entre las gasolinas, con arancel de 10%, y el crudo, con 5% (igual que el resto de los derivados). Al entrar en vigor un arancel uniforme (1%), la refinería abandonó rápidamente la importación de crudo reconstituido y se transformó en exportadora de *fuel oil*, especialmente a Guatemala, para mantener la planta con un alto factor de utilización. Sin embargo, aún existe una forma de protección menos clara, no de tipo fiscal, sustentada en el uso de un sistema de precios máximos de facturación a las compañías distribuidoras, basada en una fórmula de paridad de importación que, como se explicó, tiene varios parámetros que no reflejan un abastecimiento competitivo.

⁵⁴ Véase Purvin & Gertz, *Crude Oil & Refining Outlook*.

⁵⁵ Las actividades externas y las emergencias están exentas de estas tarifas: la gasolina de aviación, el *jet fuel* que se venda a aeronaves internacionales, la venta a buques de tráfico internacional y las importaciones que se realicen cuando la refinería mantenga inventarios inferiores a 10 días de consumo.

5. Los márgenes y la estructura de precios al consumidor

Con objeto de comparar los elementos que determinan la formación de precios al consumidor final de los combustibles, se calcularon las estructuras del diesel y las gasolinas superior y regular, sin plomo, correspondientes al primer semestre de 1999, para las capitales de los seis países de la región. La desagregación de la estructura se realizó considerando tres rubros generales. El primero comprende todo tipo de impuestos, aranceles y recargos, entre ellos los que cubren subsidios cruzados entre combustibles. El segundo se refiere al agregado de los márgenes ganados a lo largo de la cadena de abastecimiento, e incluye, además, los costos asociados (transporte marítimo, descarga del buque tanque, almacenamiento, gastos financieros, etc.), con excepción del precio de referencia fob USGC, correspondiente al tercer elemento de la estructura de precios. Visto de otra forma, la suma de estos dos últimos es el precio al consumidor antes de impuestos (véase el cuadro 37).

El segundo rubro mencionado, denominado márgenes y costos adicionales, se calculó sustrayendo de los precios promedio al consumidor (obtenidos de los sondeos a estaciones de servicio realizados por las direcciones de hidrocarburos), el monto de los impuestos y recargos y el precio de referencia USGC. Es natural que este rubro sea diferente en cada país, según las distancias entre los puertos de origen y destino de los hidrocarburos, la magnitud de los volúmenes importados por embarque, así como por las diferencias entre los costos de operación. No obstante, la mayor parte de este monto corresponde a los márgenes agregados de la cadena de abastecimiento (refinación o importación, distribución mayorista, transporte terrestre, y venta al detalle). Aun cuando algunos costos son intrínsecamente diferentes (los fletes, por ejemplo), las grandes diferencias entre países, en el agregado de márgenes y costos adicionales, pueden utilizarse para detectar *grosso modo* diferencias de la competitividad en el proceso de suministro de hidrocarburos.

Es especialmente importante destacar que Guatemala, Costa Rica y Honduras poseen los márgenes globales más bajos del Istmo Centroamericano, aun cuando tienen estructuras de mercado diferentes. El primero se caracteriza por ser el único con mercado libre en toda la cadena y por contar con el mayor número de agentes de la región distribuidos en todos los eslabones. Si bien en el segundo país existe un monopolio estatal en la importación y refinación, tiene en común con el tercero la existencia de precios regulados hasta el nivel del consumidor final. Más aún, Nicaragua tiene márgenes similares a los de estos países en el caso del diesel, debido a que este producto está regulado hasta el último segmento, en contraste con lo que ocurre con las gasolinas que, al estar sin regulación, tienen el segundo margen más alto. Aunque en general el agregado de márgenes del diesel es inferior al de las gasolinas, en Guatemala se mantienen prácticamente iguales para los tres productos.

En el otro extremo, los mayores márgenes se presentan en El Salvador, con niveles muy superiores a los de los otros dos países, que tienen altos precios antes de impuestos: Panamá y, en el caso de las gasolinas, Nicaragua. El Salvador y Panamá tienen en común que regulan únicamente los precios máximos de facturación a las compañías distribuidoras mayoristas. Los altos márgenes tienen relación también con la estructura de mercado en la parte inicial de la cadena, que en diversas formas incide en los siguientes eslabones. En El Salvador, un oligopolio de tres petroleras, con negocios integrados verticalmente y con predominancia de la refinación; en Panamá, un monopolio privado en el abastecimiento inicial (con excepción del gas licuado),

mediante protección arancelaria a la refinería, y en Nicaragua, un mercado de cuasi-monopolio en la importación/refinación.

Cuadro 37

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTRUCTURA DE PRECIOS AL CONSUMIDOR,
ENERO-JUNIO DE 1999

(Dólares por galón)

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Estados Unidos
<u>Gasolina superior sin plomo</u>							
<u>Precio al consumidor</u>	<u>1.59</u>	<u>1.55</u>	<u>1.87</u>	<u>1.84</u>	<u>1.48</u>	<u>1.58</u>	<u>1.16</u>
Impuestos y recargos	0.73	0.43	0.99	0.78	0.61	0.61	0.38
<u>Precio sin impuestos</u>	<u>0.86</u>	<u>1.13</u>	<u>0.89</u>	<u>1.07</u>	<u>0.87</u>	<u>0.97</u>	<u>0.78</u>
Márgenes y costos adicionales	0.39	0.65	0.41	0.59	0.40	0.50	0.30
Precio USGC	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
<u>Gasolina regular sin plomo</u>							
<u>Precio al consumidor</u>	<u>1.53</u>	<u>1.45</u>	<u>1.79</u>	<u>1.73</u>	<u>1.41</u>	<u>1.44</u>	<u>0.98</u>
Impuestos y recargos	0.71	0.41	0.94	0.78	0.58	0.60	0.38
<u>Precio sin impuestos</u>	<u>0.82</u>	<u>1.04</u>	<u>0.85</u>	<u>0.95</u>	<u>0.84</u>	<u>0.84</u>	<u>0.60</u>
Márgenes y costos adicionales	0.39	0.61	0.42	0.53	0.41	0.41	0.17
Precio USGC	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
<u>Diesel</u>							
<u>Precio al consumidor</u>	<u>1.09</u>	<u>0.96</u>	<u>1.14</u>	<u>1.38</u>	<u>1.03</u>	<u>1.05</u>	<u>1.02</u>
Impuestos y recargos	0.33	0.12	0.42	0.65	0.33	0.25	0.44
<u>Precio sin impuestos</u>	<u>0.75</u>	<u>0.84</u>	<u>0.71</u>	<u>0.72</u>	<u>0.70</u>	<u>0.80</u>	<u>0.57</u>
Márgenes y costos adicionales	0.38	0.47	0.34	0.35	0.33	0.43	0.20
Precio USGC	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37

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

Notas: En Panamá la gasolina regular es con plomo. Las cifras de los Estados Unidos fueron estimadas con información de enero a abril de 1999; además, el diesel corresponde al de 0.05% de azufre. El rubro de impuestos de El Salvador incluye el monto que se carga para subsidiar el diesel para transporte público y el gas licuado. En el período analizado estos recargos significaron 0.24 y 0.01 dólares por galón para las gasolinas y el diesel, respectivamente.

Esta situación sugiere que, mientras no se tengan las condiciones mínimas de competencia, la regulación de precios hasta el nivel del consumidor minorista debe considerarse una alternativa importante si se desea mantener márgenes que resulten suficientemente atractivos

para los inversionistas y que, al mismo tiempo, protejan a los consumidores. La regulación de precios a nivel del distribuidor mayorista parece útil, al menos con la práctica actual, especialmente como criterio para asegurar la rentabilidad deseada a las refinerías, sin impacto en la competitividad del mercado.

Por otra parte, en El Salvador los montos de impuestos son mucho más bajos que en el resto de la región, aun cuando se incluya en ellos los altos cargos para subsidios. Le siguen Panamá y Costa Rica, con montos similares en las gasolinas durante el período analizado, aunque éstos provienen de estructuras fiscales totalmente diferentes.⁵⁶ Los impuestos mayores se presentan en Honduras, especialmente en la gasolina, y en Nicaragua, sobre todo en el diesel. Guatemala tiene un gravamen bajo para este último producto, pero alto para el otro. Independientemente del nivel impositivo de cada país, los impuestos a las gasolinas representan el doble o más que los correspondientes al diesel, excepto en Nicaragua, donde la diferencia no es tan marcada. Esto contrasta con la manera de gravar en los Estados Unidos, donde el impuesto federal a los combustibles es mayor para el diesel, y el estatal normalmente es igual para ambos. Pareciera que, en un caso, la política fiscal está influida por criterios de redistribución del ingreso, mientras que en el otro la orientación es ambiental. Además, mientras la manera de gravar en el Istmo contrasta con la de los Estados Unidos, es parecida a la que se aplica en Europa.

Gracias a sus impuestos moderados y bajos márgenes, Costa Rica tiene los precios al consumidor más bajos de la región para el caso de las gasolinas, con una posición muy semejante para el diesel. Entre los factores que contribuyen a mantener esta situación se encuentran los precios de importación competitivos que consigue la RECOPE, los precios en planta determinados en función del flujo de caja de corto plazo (que no consideran las inversiones futuras para reposición y crecimiento),⁵⁷ y los bajos costos de transporte terrestre y trasiego por la disponibilidad de poliductos.

El Salvador cuenta con los precios del diesel más reducidos del Istmo Centroamericano, con una combinación de los impuestos más bajos y los márgenes más altos. En las gasolinas los precios al consumidor son también bajos, aunque menos que en Costa Rica, debido a los elevados cargos que se les aplican para subsidiar en forma cruzada el diesel para transporte público y el gas licuado en envases pequeños.

Los precios en las estaciones de servicio de Guatemala son superiores a los de los dos países antes mencionados, aunque sus niveles son bastante moderados, pues la alta carga tributaria es compensada con los bajos márgenes resultantes de un mercado libre y con condiciones de competencia medianamente desarrolladas.

⁵⁶ En Panamá la estructura fiscal es muy simplificada e insensible para los precios, mientras que en Costa Rica está compuesta de cuatro elementos que reflejan el comportamiento del mercado internacional por el uso de porcentajes sobre el costo en planta.

⁵⁷ La situación financiera de la RECOPE será crucial para el comportamiento futuro de los precios al consumidor.

Honduras tiene los mayores precios de las gasolinas de la región,⁵⁸ así como uno de los más altos en el diesel, debido a las enormes cargas tributarias a que están sujetas, ya que el rubro de márgenes y costos adicionales está en el nivel de los países más bajos, a pesar de que se utiliza una fórmula de paridad de importación con parámetros muy altos. En el diesel la situación es un poco menos dramática.

En Nicaragua los precios de las gasolinas (que no están reguladas) son también elevados tanto por la carga tributaria como por los altos márgenes que tienen las petroleras, provocados por la posición dominante de la refinería. En el caso del diesel, los precios son los más altos de la región, como consecuencia de los cuantiosos impuestos generados en la última revisión importante, ya que los márgenes de este combustible regulado son similares a los más bajos del Istmo.

Por último, en Panamá los precios de la gasolina superior y del diesel están en un rango medio, en niveles muy similares a los de Guatemala, aunque originados por una estructura diferente basada en impuestos moderados y márgenes medianamente altos.

B. OTRAS ESTRATEGIAS EMPRESARIALES

1. Gestión regional de las empresas multinacionales

Como se describió en el capítulo anterior, en el mercado de los combustibles líquidos, las tres empresas multinacionales (Esso, Shell y Texaco) están presentes en todos los países, con excepción de Costa Rica, dentro de estructuras oligopólicas; en el mercado del GLP, el grupo Tropigas tiene una posición dominante. Estas empresas tienen una política comercial regional y consideran que el Istmo Centroamericano es un solo mercado, pero se adaptan a las características económicas, legales e institucionales de cada país.

La organización de las empresas varía en función de las políticas corporativas. Shell tiene una gerencia regional con sede en la República Dominicana, y las gerencias de los países (*Country Managers*) reportan a ella. Las otras, incluyendo el grupo Tropigas, tienen una política comercial regional, pero con independencia administrativa de las empresas nacionales. La Esso mantiene una coordinación regional desde su oficina en Coral Gables, Florida, Estados Unidos.

Por las características oligopólicas y la debilidad de cada país, individualmente las empresas multinacionales han tenido la capacidad de ejercer las presiones necesarias para mantener privilegios arancelarios o beneficios en las estructuras de precios (rentas de monopolio), cuando éstos han estado regulados. En consecuencia, para romper la estructura

⁵⁸ A raíz del huracán Mitch, Honduras mantuvo sin cambio los precios de los combustibles hasta principios de agosto de 1999. Las cifras de precios reportadas en este capítulo corresponden a las que estarían vigentes de no haberse implementado el programa de emergencia de estabilización de precios. Aunque el comportamiento del mercado internacional durante el período analizado (primer semestre de 1999) generó cifras promedio muy semejantes a las fijadas en octubre de 1998, este programa pudiera haber introducido algunas distorsiones en los cálculos de las estructuras de precios aquí presentadas.

oligopólica, los gobiernos deben también considerar que el mercado es uno solo y tomar las medidas requeridas en el contexto del SICA.

2. Estrategias particulares en algunos países

A la fecha se han detectado ciertas estrategias interesantes aplicadas por las empresas petroleras en la región. Por ejemplo, en El Salvador, para poder enfrentarse a las empresas Esso y Shell, propietarias de la refinería, la Texaco introdujo, a partir de 1998, una gasolina con octanaje superior, basando su competencia en la calidad. Esto se da para el caso de la gasolina súper, para la cual Texaco ofrece 97 octanos, mientras que la competencia ofrece principalmente la tradicional, de 95 octanos, con precios similares. En la gasolina regular, en que todos ofrecen el mismo octanaje (90 octanos), la competencia en precios es mayor. Caso similar se da para el diesel, particularmente en el mercado de cupones con descuento, que se ha convertido en un elemento importante para obtener las cuentas del gobierno y de las empresas comerciales con grandes flotas.

En El Salvador, como en otros países, la competencia con las firmas existentes se ha centrado en servicios adicionales, como tarjetas de crédito, bancos, comida rápida y tiendas de conveniencia, así como el ofrecimiento de ventajas en seguridad y comodidad para los clientes, lo que incrementa la inversión y, consecuentemente, dificulta la entrada de distribuidores independientes. Esta es la razón por la cual la mayoría son arrendatarios y no dueños.

En el mercado mayorista de diesel y *fuel oil* de este país, orientado hacia la industria y transportistas independientes (flotas comerciales), la penetración de Coastal y Puma ha sido considerable y rápida. En particular la primera, que ha sabido apalancarse en su autoconsumo para pasar a competir en el mercado y convertirse en un competidor importante. Obviamente, este segmento requiere menos inversiones que el de estaciones de servicio; la prioridad está en el precio y la marca no juega papel alguno.

En Costa Rica, la política de la Shell ha sido agresiva en los últimos años con la compra, arrendamiento y remodelación de estaciones bien ubicadas y alto nivel de ventas, hasta el punto de que, teniendo el 10% de las estaciones, ha logrado un 25% en ventas. Dado que no hay un margen mayorista, el ingreso de la Shell está circunscrito a lo que pueda compartir con la estación, lo que lleva a pensar que su política está orientada a posicionarse para la eventualidad de una liberación de mercado. Texaco ha sido más cautelosa, pero en 1999 inició un programa más agresivo en la construcción de estaciones nuevas. Elf ha concentrado su estrategia en la construcción de estaciones muy modernas.

Por su parte, la ACEC tiene programado lanzar en el futuro una nueva marca independiente (Enersol), la cual importará para sus afiliados lubricantes, productos y equipos. La mayoría de sus estaciones son de tecnología de los años setenta y ochenta, es decir, que no ha habido un proceso de modernización. El elemento externo (Shell, Texaco y Elf) puede ayudar a definir un nuevo paradigma en materia tecnológica y de servicios. Los afiliados de ACEC podrían encontrarse en una situación desventajosa ante las multinacionales, principalmente por la mayor dificultad para obtener los financiamientos para la remodelación de sus estaciones, razón por la cual podrían oponerse a la liberación de márgenes, que sólo beneficiaría a la Shell.

En Guatemala la estrategia de penetración de los nuevos agentes ha sido mediante de la construcción de infraestructura de almacenamiento y nuevas estaciones, tanto para atender los mercados del interior del país como para mercados específicos en la zona metropolitana. Liquisa inaugurará a fines de 1999 la primera terminal de almacenamiento de combustibles de aviación (126 000 galones de capacidad). La Quinta Compañía tiene programado iniciar las operaciones de su nueva terminal de almacenamiento de diesel y gasolina en el cuarto trimestre de 1999 (Santo Tomás de Castilla, en el océano Atlántico, con 130 000 barriles de capacidad inicial, que serán expandidas a 300 000 barriles en el 2001). Las dos empresas mencionadas están construyendo nuevas estaciones de servicio, en su mayor parte en las poblaciones del interior del país. Como se mencionó en el capítulo II, el grupo Z está construyendo una terminal para GLP; de una capacidad de 9 millones de galones. El complejo constará de 9 esferas para el almacenamiento de GLP, con un gasoducto de una longitud de 5 km y un diámetro de 12 pulgadas. La finalización del proyecto está prevista para noviembre del 2000.

VI. RESULTADOS

Con base en la metodología utilizada en este diagnóstico, en el presente capítulo se abordan los resultados del análisis en lo referente a la eficiencia de los precios (tanto de importación como para el consumidor final), el nivel de competencia, el impacto ambiental derivado del consumo de hidrocarburos, la defensa ante prácticas anticompetitivas y los aspectos institucionales.

A. EFICIENCIA DE LOS PRECIOS DE IMPORTACIÓN

Para determinar el grado de eficiencia asignativa en los precios de los derivados del petróleo, se deben analizar los precios al consumidor final, antes y después de impuestos u otros recargos definidos por el Estado. Sin embargo, para este caso específico se ha considerado conveniente estudiar los precios en la primera etapa de la cadena de abastecimiento, es decir, los precios de importación.

En las respectivas fórmulas de cinco de los seis países está fijado el precio fob de los hidrocarburos, por lo que conviene destacar el tipo de precio de referencia utilizado. En este sentido, en la región, Honduras y Panamá utilizan como referencia el llamado Posting Caribe, mientras que El Salvador y Nicaragua usan como referencia el precio USGC, más una prima que lo aproxima al primer valor. En Costa Rica se utiliza también el USGC, mientras que en Guatemala el mercado está totalmente liberado.

A este respecto, es importante mencionar que la Costa del Golfo es el único mercado en la región donde los precios se forman por la concurrencia de muchos oferentes y muchos compradores. Por el contrario, el Caribe no puede considerarse como un mercado, y el llamado Posting Caribe no es más que la publicación de ofertas de algunas empresas refinadoras y comercializadoras. El diferencial entre USGC y Posting Caribe puede ser de más de dos dólares por barril, y es injustificado tener como referencia el segundo, puesto que siempre es posible negociar en función del primero, en los volúmenes que se suelen manejar en la región. Cuando se programan de forma adecuada los embarques y se negocia con tiempo, siempre es posible conseguir precios cercanos al Platt's y éste ha sido precisamente el éxito de la RECOPE (y es muy posible que también las multinacionales obtengan los mismos precios).

Además, en el mercado de la Costa del Golfo no hay economías de escala respecto del precio dentro de las magnitudes que se negocian en la región (cargamentos de aproximadamente 30 000 toneladas). De hecho, los cargamentos típicos registrados en el Platt's son de esta magnitud y, por lo tanto, no parece justificado dar premios apoyados en el argumento de que los cargamentos para la región son muy pequeños.

Para ahondar sobre este tema, la CEPAL ha venido presentando un análisis de los precios fob y cif pagados en los seis países del Istmo Centroamericano en sus reportes anuales sobre el abastecimiento de hidrocarburos en la región. Sistemáticamente se ha encontrado que la empresa

RECOPE, que utiliza los mecanismos de mercado (licitación), tanto para la compra del producto como para la contratación del servicio de transporte marino, reporta valores fob muy cercanos al precio USGC publicado por el Platt's.⁵⁹ El resto de los países tienen precios superiores. Sin embargo, debe anotarse que, en algunos casos, los precios en las facturas no corresponden a los valores de mercado, sino que podrían representar precios de transferencia entre filiales de un mismo grupo.

B. EFICIENCIA EN LOS PRECIOS FINALES AL CONSUMIDOR

Como se mencionó anteriormente, todos los países, con excepción de Costa Rica y Guatemala, utilizan un sistema de precios de paridad de importación (SPPI), con el fin de simular condiciones de competencia, dado que las autoridades nacionales consideraron en su momento que el mercado de hidrocarburos no era competitivo. Sin embargo, el mencionado sistema funciona siempre y cuando los valores asignados a los diferentes factores representen condiciones competitivas, pues en caso contrario se estaría asegurando rentas oligopólicas o monopólicas a algunos agentes.

Con relación a las fórmulas del sistema SPPI, en el capítulo anterior se anotó que en muchos países los valores acordados para los factores no representan necesariamente condiciones competitivas, y en algunos casos hasta están duplicados. Además, se realizó un estudio de los márgenes conglobados en cada uno de los países, a fin de analizar en forma comparativa la situación en la región. Ello correspondió a un enfoque económico de tipo positivo, más que normativo. La comparación de los márgenes en la región con respecto a los existentes en los Estados Unidos, salvando las obvias diferencias, demuestra que existe la posibilidad de reducir sus valores (véase de nuevo el cuadro 37).

De este análisis comparativo destaca que los países con menores márgenes son Guatemala, Costa Rica y Honduras.⁶⁰ Por el contrario, los otros tres países presentan márgenes mayores. Tomando en cuenta las condiciones de base, la estructura de la industria en cada país y las estrategias de las empresas, se tratará de buscar las explicaciones de estos resultados.

El país con los menores márgenes conglobados es Guatemala, donde se tiene una liberalización completa del mercado. Un factor que se considera clave en la explicación de este resultado es el tamaño de su mercado, el mayor de la región. Por otro lado, la cercanía de un país productor le da mayores posibilidades de suministro. También debe considerarse que buena parte de la capacidad de almacenamiento es de propiedad estatal, concesionada a las empresas petroleras. Otro elemento que ha jugado un papel importante es la voluntad política del Gobierno de Guatemala en la aprobación de la ley respectiva y en las negociaciones con los diferentes agentes de la cadena de abastecimiento.

⁵⁹ Véase CEPAL (1999), *Istmo Centroamericano: Informe sobre el abastecimiento de hidrocarburos 1998*, 9 de septiembre. Proyecto CEPAL/GTZ.

⁶⁰ Los resultados deben tomarse con precaución, ya que se utilizaron algunas aproximaciones, ante la falta de datos más confiables.

Con respecto a la estructura de la industria en este país, la Ley de Comercialización provocó una desintegración vertical de las empresas, lo cual también ha representado un factor vital. Por todo esto, Guatemala es el país que cuenta con el mayor número de agentes en la importación/refinación, y el que reporta el mayor número de firmas entrantes en la industria petrolera, durante los últimos nueve años. Tal como se deduce del análisis de los índices de concentración, no existe ninguna empresa dominante, excepto para el caso del *fuel oil*, en el que la refinería tiene la mayor participación. La existencia de mercados subnacionales en Guatemala podría también estar explicando esta situación, ya que cuenta con los departamentos de San Marcos y Quezaltenango, los más poblados, muy cercanos a la frontera con México; le seguiría la región del Atlántico, industrialmente importante, con suministros en esa costa, y por último la zona del Pacífico, con la refinería y el principal punto de importación. Además, es el país con menos barreras a la entrada, pues aun el arancel de protección a la refinería es una barrera muy relativa, dada la pequeña capacidad de la refinería en relación con el tamaño del mercado. Estos resultados se presentan a pesar de que la mayoría del suministro por barco proviene de la Costa del Pacífico, lo cual implicaría fletes más altos por atravesar el Canal de Panamá.

De acuerdo con los márgenes conglobados, sigue Costa Rica, con un tipo de mercado totalmente opuesto, pues existe un monopolio estatal regulado. Estos resultados son posibles por la alta eficiencia de la empresa en la compra de crudos y derivados, mediante la utilización de los mecanismos de mercado. Sin embargo, conviene mencionar que los márgenes de este país son similares a los de Guatemala, a pesar de tener su suministro de crudo y derivados en la Costa del Atlántico (no paga el tránsito por el Canal), de contar con un sistema de poliductos que reducen los costos de transporte local, y de que los precios son fijados con base en los costos medios de producción de la RECOPE. Estos elementos favorables deberían estar produciendo altas utilidades para la RECOPE, las cuales deberían llegar a manos de sus accionistas (el Estado). Sin embargo, éste no parecería ser el caso, ya que en 1998 las utilidades fueron muy bajas y no hubo transferencia directa al Estado, lo cual deja entrever una gran capacidad de mejoras de eficiencia para esta empresa. Aun así, debe mencionarse que los márgenes de detallista son elevados, pero no son captados por la RECOPE, ya que no participa en este segmento, de forma que no corresponderían a utilidades de esta empresa.

En una situación intermedia, Honduras, con una estructura oligopólica fuerte pero con nuevos importadores, sigue en la clasificación, según los márgenes conglobados. El elemento clave que explicaría esta situación es el alquiler voluntario de las instalaciones de almacenamiento de la Texaco a otros importadores, así como el arriendo de los tanques de la municipalidad de Tela. Esto ha permitido la entrada de nuevos agentes en la importación, de forma que los índices de concentración son los menores de la región. También este país cuenta con mercados subnacionales, uno en cada costa, atendidos principalmente por la Texaco, en el Atlántico, y por Petrosur, en el Pacífico.

La capacidad excedente de almacenamiento, que podría haber constituido una importante barrera a la entrada, se ha convertido en el elemento facilitador del ingreso de nuevas empresas. Las otras barreras a la entrada corresponden más al segmento de distribución y comercialización, en el que las firmas han buscado formas de solución.

En la situación más difícil se encontrarían El Salvador y Nicaragua, por sus altos márgenes conglobados. En el caso del primer país, los siguientes factores explicarían tal

situación: 1) el alto grado de concentración de la industria; 2) la utilización de márgenes indebidamente altos en la fórmula de precios SPPI, como la repetición de factores en la simulación del costo de fletes; 3) la existencia de los márgenes más altos en la región para los distribuidores (superiores a los de los detallistas), y 4) la cartelización de las estaciones de servicio. Entre las barreras a la entrada sobresale la integración vertical de las dos empresas copropietarias de la refinería. Sin embargo, los altos márgenes han incentivado la entrada de nuevos agentes.

Con respecto a Nicaragua, conviene mencionar que los márgenes conglobados de los productos liberados son altos, sólo ligeramente inferiores a los de El Salvador. En el caso del diesel, anteriormente regulado, se encontró al nivel del primer grupo de países. El factor clave que explica esta situación es la posición dominante de la Esso en casi todos los segmentos de la cadena de abastecimiento, y con una alta capacidad de almacenamiento. Es el país con el mayor número de barreras a la entrada, y sin ninguna empresa nueva en la industria en los últimos nueve años (Glencore sustituyó a Petronic). No obstante, debe mencionarse que todo el suministro de Nicaragua se realiza por el Pacífico, con fletes más caros, y que se trata del mercado más pequeño del Istmo Centroamericano, factores que tienden a aumentar los costos en general.

Finalmente, Panamá; situado también en el segundo grupo, explicaría sus altos márgenes por la utilización como precio de referencia del Posting Caribe. También influye la tarifa de protección de la refinería, que le otorga una posición de monopolio legal. En este sentido, conviene mencionar que la Comisión de Libre Competencia y Asuntos al Consumidor (CLICAC) ha realizado un estudio sobre la industria de combustibles de Panamá, el cual concluye que la política de precios en vigor ha ocasionado una transferencia de los consumidores a las empresas petroleras, del orden de 73 millones de dólares.⁶¹

C. NIVEL DE COMPETENCIA EN LOS MERCADOS NACIONALES

El análisis de la estructura de la industria petrolera en los países del Istmo Centroamericano indica situaciones muy alejadas de un mercado de competencia efectiva (*workably competitive market*), para no hablar de un mercado perfectamente competitivo, que rara vez se presenta en la realidad. Según la Federal Trade Commission de los Estados Unidos, un mercado de competencia efectiva se da cuando ninguna firma tiene la posibilidad de aumentar el precio en más del 5% por un período largo de tiempo. Un bajo índice de concentración en un mercado sería una prueba de competencia efectiva. En ese sentido, un mercado no concentrado, como se mencionó anteriormente, tiene un HHI inferior a 1 000. Se han encontrado mercados monopólicos en Costa Rica y Panamá; mercados oligopólicos fuertes en Guatemala, Honduras y El Salvador, y un mercado con firma dominante en Nicaragua.

De estos análisis sobresalen dos elementos relacionados con la posibilidad de incrementar la competencia en los mercados nacionales, lo cual implica reducción de precios, mediante la baja en los márgenes conglobados. En primer lugar, el tamaño de un mercado es un factor clave:

⁶¹ Véase CLICAC (1999), *Informe consolidado sobre el mercado del petróleo y sus derivados en Panamá*, 12 de enero.

a mayor tamaño, mayor número de actores con posibilidad de trabajar eficientemente. En segundo, la posibilidad del acceso a tanques de almacenamiento, en forma voluntaria y negociada entre las partes, puede coadyuvar a aumentar la competencia.

D. EFECTOS AMBIENTALES: LA CALIDAD DEL AIRE EN LAS ZONAS METROPOLITANAS DE LA REGIÓN

En lo referente a los efectos ambientales por el consumo de derivados del petróleo, sólo se han hecho evaluaciones para la calidad del aire en las seis capitales de los países del Istmo Centroamericano.⁶² Las principales conclusiones de esos estudios se resumen a continuación:

1) Las medidas tomadas por los países han favorecido una disminución sustancial del plomo en el aire, lo cual ha incidido en una reducción de las enfermedades asociadas.

2) Todas las capitales de la región presentan alta concentración de las partículas totales suspendidas (PTS), superior al índice internacional de referencia (75 microgramos/m³), excesivamente notorio en los centros urbanos de Tegucigalpa y la ciudad de Panamá. El origen de las PTS es muy diverso. Además de los humos de los vehículos, surge el polvo de construcciones, la quema de combustibles, la condensación de elementos volátiles. En los países de la región las PTS representan el principal problema de contaminación del aire.

3) Tres capitales (Guatemala, Tegucigalpa y la ciudad de Panamá) mostraron en sus centros urbanos concentraciones de partículas menores de 10 micras (PM₁₀) superiores al índice internacional de referencia (50 microgramos/m³). Las PM₁₀ son especialmente peligrosas para la salud, ya que quedan adheridas a los pulmones de los seres humanos.

E. PRÁCTICAS ANTICONCEPTIVAS

En mercados tan concentrados, con una industria tradicionalmente propicia a los carteles y a las colusiones, el Estado debe contar con leyes antimonopólicas para la defensa del bienestar de la sociedad. En este sentido, las comisiones encargadas de aplicar dichas leyes deben disponer de los recursos y la autonomía necesarios. Sin embargo, en América Central sólo dos países cuentan con estas herramientas, de reciente creación.⁶³ La falta de una legislación adecuada y de su

⁶² Swisscontact (1998), *Estudio de la calidad del aire en Centroamérica*. Esta investigación fue realizada con financiamiento de la Agencia Suiza para el Desarrollo y la Cooperación (COSUDE). Incluyó el análisis del aire en las capitales de la región. Participaron en la parte técnica del estudio las Universidades Nacionales en Guatemala, Nicaragua y Costa Rica; el Laboratorio de Calidad Integral de la Fundación Salvadoreña de Desarrollo (FUSADES); el Centro de Estudios y Control de Contaminantes (CESCO) en Honduras, y el Instituto Especializado de Análisis (IEA) en Panamá.

⁶³ La Comisión de Libre Competencia y Asuntos al Consumidor (CLICAC) ha recibido denuncias sobre supuestas conductas ilícitas de una de las empresas mayoristas.

correcta aplicación ha favorecido en algunos países las colusiones entre las firmas existentes, o el mantenimiento de márgenes elevados con respecto a un mercado más competitivo.

F. ASPECTOS INSTITUCIONALES

También conviene mencionar la debilidad de la mayoría de las DGH o sus equivalentes, ante agentes muy poderosos y grupos de interés: empresas multinacionales, gremios de transportistas y de estaciones de servicio. Un punto clave es el apoyo político a las gestiones emprendidas por estas direcciones generales de hidrocarburos. La experiencia ha demostrado que, a pesar de contar con el respaldo de los responsables directos, los ministros responsables de este subsector están expuestos a fuertes presiones de tipo político, diplomático, gremial, popular, etc. Esto ha permitido que en algunos países las empresas petroleras hayan conseguido de las autoridades beneficios que no hubieran podido obtener en un mercado con mayor nivel de competencia.