NACIONES UNIDAS

COMISION ECONOMICA
PARA AMERICA LATINA
Y EL CARIBE - CEPAL

Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.340
11 de septiembre de 1997

ORIGINAL: ESPAÑOL

ISTMO CENTROAMERICANO: INFORME SOBRE ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS, 1996

97-9-56

INDICE

PRESENTACION

Este informe sobre el abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano durante 1996 fue elaborado en el marco del proyecto de asistencia técnica que ejecuta la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de un convenio con la República Federal de Alemania.

Se expone una actualización de la estructura de la demanda de derivados del petróleo, de las actividades de refinación y almacenamiento, así como de la procedencia de las importaciones de hidrocarburos y los costos de abastecimiento. También se detalla el marco de la cooperación regional del subsector, y las actividades realizadas durante 1996 en cumplimiento de este proyecto. Finalmente, se presentan los avances en los procesos de reforma en los respectivos subsectores petroleros nacionales.

RESUMEN

La demanda total de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano se redujo (3.4%) de 65.2 millones de barriles en 1995 a 63 millones en 1996, tras un crecimiento sostenido de 11% promedio anual durante el primer quinquenio de los noventa. Este comportamiento se explica principalmente por la drástica disminución del consumo para generación de electricidad y, en menor medida, a que se atenuó significativamente la tasa de crecimiento de la demanda final. Unicamente en Nicaragua aumentó el consumo en 1996 (6.4%). La demanda total de hidrocarburos en la región pasó de 65.2 millones de barriles en 1995 a 63 millones en 1996.

El consumo final de derivados del petróleo, que excluye los combustibles utilizados para la generación de electricidad, totalizó 53.1 millones de barriles, creciendo así 2.7%, muy por debajo del índice alcanzado en 1995 (8.1%) y en la primera mitad de los años noventa (7.6%). La desaceleración del crecimiento económico y el fuerte incremento en los precios del petróleo explican ese resultado.

El consumo de combustibles para la generación de electricidad declinó 26.7%, situándose en 9.9 millones de barriles, caída que contrasta con el crecimiento anual del 35.7% ocurrido entre 1990 y 1995, y se explica, además de las razones expuestas, por una mayor disponibilidad de agua en los embalses y la entrada en operación de una central hidroeléctrica en Costa Rica. Como resultado, la participación de los hidrocarburos en la producción de electricidad fue de 15.7%, alejándose del récord alcanzado en 1995 (20.7%), pero manteniéndose todavía por arriba de la cifra observada en 1990 (7.6%).

En 1996 las importaciones totales de hidrocarburos ascendieron a 74.9 millones de barriles, es decir, un promedio de 205,000 barriles por día, lo que arroja un aumento de 0.3% en relación con 1995. Del volumen importado, 54.4% correspondió a productos limpios, 30.4% a crudos naturales y 15.2% a crudos reconstituidos. El diesel sigue a la cabeza de las compras foráneas (37.4%), seguido por el *fuel oil* (19.1%), la gasolina premium (19.1%), el gas licuado (11.4%), la gasolina regular (8.1%) y otros productos (6.9%). Por primera vez, las adquisiciones de gasolina premium rebasaron a las de gasolina regular.

A pesar de que las importaciones en volumen se ampliaron en forma marginal (0.3%), su valor total se elevó 16.5%, alcanzando los 1,821 millones de dólares (cif), debido al alza ostensible de los precios del petróleo en los mercados internacionales. Valga destacar que el aumento de la factura petrolera en los últimos tres años ha sido de 50% y su ponderación respecto de las exportaciones totales de bienes y servicios también se ha incrementado (9.1% en 1996 contra 8.1% en 1995). La morosidad de las exportaciones ha contribuido a ese fenómeno.

Venezuela continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano (42.4%), seguido por Ecuador (19.9%), los Estados Unidos, (17%), Colombia (6.1%) y México (3.6%). Cabe destacar que Ecuador y Colombia expandieron su participación (17.6% y 3.8% en 1995, respectivamente), y los Estados Unidos la redujeron (19.9% en 1995). Costa Rica, a través de su empresa estatal, continuó importando derivados del petróleo a los precios

fob más bajos de la región, similares a los reportados en *Platt's* para la Costa del Golfo de los Estados Unidos, y con fletes muy competitivos.

Durante 1996 la refinería de Panamá procesó 37,300 barriles diarios y concluyó el programa de inversiones para su ampliación. Las cuatro refinerías restantes utilizaron el 84.3% de su capacidad total de 64,500 barriles por día, frente al 88.5% del año previo. En septiembre se dio a conocer el proyecto de modernización de la refinería de Costa Rica, que en su primera fase planea extender en dos tercios la capacidad de destilación, mejorar el factor de utilización de la unidad viscorreductora y modificar la unidad de craqueo térmico. En una segunda fase se contempla, entre otras, instalar una unidad de reformado catalítico así como una planta de hidrotratamiento de diesel.

El mercado petrolero internacional se reafirmó nuevamente como un factor de desestabilización de economías altamente dependientes del abastecimiento externo, como las de América Central. Durante 1996 los precios *spot* registraron la mayor tendencia alcista desde 1985, con excepción de 1990, cuando ocurrió la invasión de Iraq a Kuwait. El promedio anual para el WTI fue de 22.05 dólares/b; algunos días las cotizaciones llegaron incluso a rebasar los 25 dólares/b. La tendencia alcista estuvo determinada por tres factores esenciales: las expectativas generalizadas de una oferta abundante, en especial apoyadas en el reingreso de Iraq al mercado internacional, que finalmente no se materializó; la decisión de los refinadores, sobre todo estadounidenses, de operar con inventarios muy bajos para mantener sus márgenes de beneficio en niveles aceptables, y una demanda que excedió las expectativas.

En materia de cooperación regional, sobresale la realización de la IV Reunión del Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC), así como la IX Reunión del Foro Regional Energético de América Central (FREAC), en la que se aprobó la Estrategia Petrolera de Abastecimiento de Hidrocarburos de América Central propuesta por el CCHAC. Por otra parte, se estuvo ejecutando la fase VI del Proyecto de Cooperación CEPAL-República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos del Istmo Centroamericano.

Los países de la región prosiguieron esforzándose por transformar el subsector hidrocarburos y consolidar los cambios emprendidos en años anteriores. En Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua continuaron en revisión las propuestas de leyes de importación y comercialización de los hidrocarburos, a fin de disponer de un marco integral para la fiscalización del subsector. En Costa Rica dos nuevas empresas de distribución de GLP entraron al mercado (Unigas y ELF, que comenzó la construcción de sus instalaciones) y se creó la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), cuyo ámbito de competencias incluye al subsector hidrocarburos, a partir del antiguo Servicio Nacional de Electricidad (SNE). En El Salvador una nueva compañía inició importaciones de propano y la empresa Terminales de Gas del Pacífico empezó la construcción de una nueva terminal marítima para la importación de GLP.

En Guatemala se dieron los primeros pasos para la reforma del marco legal de la exploración y explotación del petróleo. Finalmente, en Nicaragua se eliminó el subsidio al GLP; se definieron normas técnicas para el manejo y suministro de este combustible; se decretó la prohibición de producir, importar o comercializar gasolina con plomo, y se establecieron los procedimientos para solicitar autorizaciones relacionadas con la construcción de instalaciones petroleras.

I. LA SITUACION ACTUAL DEL ABASTECIMIENTO PETROLERO DE LA REGION

1. La demanda de derivados del petróleo

a) El consumo total

La demanda total de derivados del petróleo en el Istmo Centroamericano se redujo 3.4% en 1996, tras un crecimiento sostenido de 11% promedio anual durante el primer quinquenio de los noventa, tasa que en 1995 aún era elevada (9.3%). Este comportamiento se explica principalmente por la drástica disminución del consumo para generación de electricidad y, en menor medida, a que se atenuó significativamente la tasa de crecimiento de la demanda final. En 1996 la demanda sólo aumentó en Nicaragua (6.4%), país que en el período de 1990 a 1995 había experimentado el menor ritmo de la región (6%). En Costa Rica, El Salvador y Honduras se dieron las bajas más notables de 1996 (5.6, 6.1 y 7%, respectivamente), mientras que en los restantes países el consumo total de combustibles descendió alrededor de 2%. La demanda total de hidrocarburos en la región pasó de 65.2 millones de barriles en 1995 a 63 millones en 1996. 1/ Con respecto al mercado regional, Guatemala representa poco más de la cuarta parte, en tanto que Nicaragua sólo el 10% y Honduras el 13.6%; los demás países significan fracciones del mercado muy similares, de aproximadamente 17% cada una.

b) El consumo final y su estructura por producto

El consumo final de derivados del petróleo, que excluye los combustibles utilizados para la generación de electricidad, totalizó 53.1 millones de barriles en 1996. Si bien este consumo absoluto fue superior al del año anterior, su tasa de crecimiento (2.7%) fue apreciablemente inferior a la de 1995 (8.1%) y al promedio de la primera mitad de los años noventa (7.6%). (Véase el gráfico 1.) El debilitamiento del consumo final de hidrocarburos se relaciona sobre todo con la pronunciada desaceleración del dinamismo económico de la región. Así, el producto interno bruto (PIB) del conjunto de los cinco países centroamericanos aumentó sólo 2.4% en 1996, frente a 4.4% promedio en el período comprendido de 1990 a 1995; en Panamá estas tasas fueron de 2.5 y 5.5%, respectivamente.

Sólo en Costa Rica se contrajo el PIB en 1996 (-0.8%), lo cual se refleja en un crecimiento muy leve del consumo final de combustibles (1.3%). En contraste, y a diferencia del resto de la región, Nicaragua expandió la actividad económica (5.8%) y, en consecuencia, la demanda final de hidrocarburos (6%). Salvo Honduras, que redujo el consumo de derivados del petróleo en 1996, los demás países arrojaron tasas de crecimiento de aproximadamente la mitad de las experimentadas en

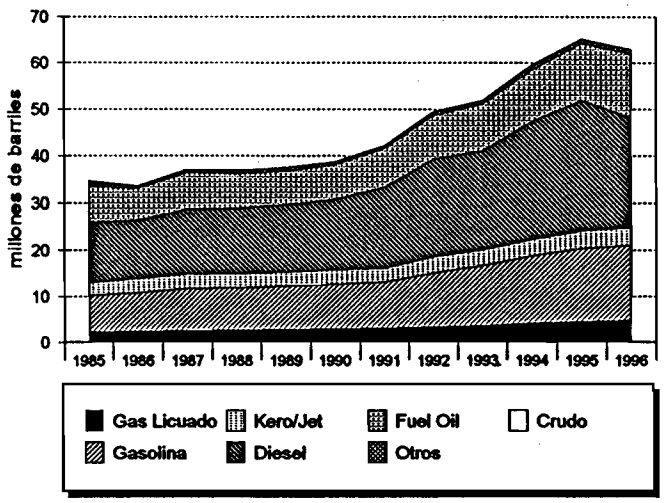
---

1/ Estas cifras no incluyen las ventas de búnker a barcos de bandera extranjera realizadas por Panamá, que se consideran exportaciones.

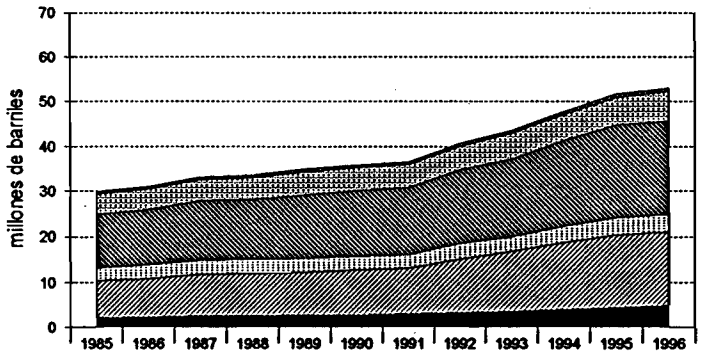
Gráfico 1

ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO

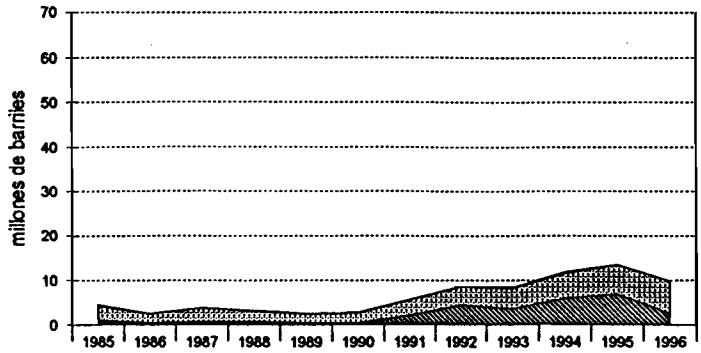
Consumo Total



Consumo Final



Consumo en Gen. Eléctrica



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

el primer quinquenio de los años noventa, en tanto que el PIB mostró una disminución relativamente similar.

Si bien la demanda de energéticos normalmente presenta una baja elasticidad con respecto al precio, el fuerte incremento en los niveles de precios de los derivados del petróleo que se dio en los mercados internacionales durante 1996 (entre 13 y 24%, según el producto) también ejerció alguna influencia en el comportamiento de la demanda final de hidrocarburos, aunque menor que la relativa a la actividad económica.

Excluyendo de nuevo los combustibles utilizados en la generación de electricidad, entre 1990 y 1996 la estructura de la demanda regional de derivados del petróleo acusa una ligera tendencia expansiva en la participación de la gasolina; así, mientras que dicho producto en el primer año citado representaba 27.5% del consumo final, en 1996 esta proporción se había extendido a 30.4%, como resultado de una mayor demanda (8.5% anual). Este comportamiento se verificó con mayor intensidad en Costa Rica, cuya participación se elevó de 28.8 a 37.6% en el período mencionado, a una tasa anual de crecimiento de 11.7%. En los demás países la tendencia de la participación de este producto no es muy definida.

El gas licuado ha sido el producto más dinámico (9% de crecimiento anual durante los noventa), con las tasas más altas (poco más de 14%) en El Salvador y Honduras. En 1996 en el primer país el gas licuado significó el 12.8% del consumo final de derivados del petróleo, en tanto que en Honduras esta proporción alcanzó sólo 4.1%. En Costa Rica, la participación de este combustible también es baja (5.3%), a raíz del difundido uso de la estufa eléctrica en la cocción de alimentos. A pesar de que la tasa de crecimiento del consumo de gas licuado en Panamá ha sido la menor de la región (4.8% por año), y su peso se ha estado reduciendo en la demanda final, su penetración representó el 11.2% en 1996. En el plano regional, durante los últimos seis años la participación de este producto se elevó de 8.3 a 9.4%.

Una trayectoria inversa se verifica en las querosinas, cuya demanda creció entre 1990 y 1996 a una tasa promedio (3.7%) inferior a la del consumo final de hidrocarburos y, por ende, su participación pasó de 8.1 a 6.9%. Esta tendencia se reveló más marcada en Honduras, donde su participación disminuyó de 14 a 7.2%, en el mismo período. En contraste, en Costa Rica el requerimiento de querosinas ha avanzado a tasas muy altas (9.8% en promedio), por lo que su contribución a la demanda final de derivados del petróleo se elevó de 5.4 a 6.4% durante los años citados. En 1996 la participación más alta se registró en Panamá (11.1%), reflejando la importancia de su tráfico aéreo.

El comportamiento de la penetración del *fuel oil*, sin incluir el uso para producción de energía eléctrica, ha sido similar al de las querosinas. En los últimos seis años el consumo regional de este combustible se expandió sólo 4.4% anual, por lo que su participación descendió de 14.2 a 12.4%. En Costa Rica la tendencia descrita ha sido más notable, con crecimiento prácticamente nulo y reducción en la participación de 16.1 a 11.1%. La demanda de este combustible está muy ligada a la producción de cemento, industria que en Costa Rica y Guatemala consume alrededor de un tercio del *fuel oil* de uso no termoeléctrico, en tanto que en los otros cuatro países esta cifra se eleva a casi 45%.

El diesel constituye el producto más demandado, con una participación relativamente estable de 40% en el consumo final de la región entre 1990 y 1996, y una tasa de crecimiento de 6.4%. Si bien este combustible registra el mayor consumo en cada país, su participación evolucionó de forma heterogénea. Precisamente, disminuyó en Costa Rica y Guatemala, se movió sin tendencia clara en El Salvador y aumentó en el resto. Durante el período citado, las tasas de crecimiento más altas corresponden a El Salvador y Panamá (9.4 y 9.8%, respectivamente), y la más baja a Costa Rica (4.4%). En 1996 la participación del diesel en el consumo final de hidrocarburos fue superior a 46% en Honduras y cercano a 50% en Nicaragua, mientras que en los otros países representa entre 36 y 38%.

c) El consumo para la generación de electricidad

En la producción de electricidad se consumieron 9.9 millones de barriles de combustibles en 1996 (27.2% de los cuales fue diesel), volumen 26.7% inferior al del año anterior. Entre 1990 y 1995 el requerimiento de hidrocarburos para esta actividad se elevó drásticamente (35.7% 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 radicalmente. Así, la generación hidroeléctrica se amplió 18.2%, principalmente gracias a la mayor disponibilidad de agua de los embalses y, en menor grado, a la entrada en operación de un proyecto mediano de generación hidroeléctrica en Costa Rica (100 MW), que representó un aumento de 3.6% de la capacidad regional de este tipo de plantas; aunado a esto, el menor dinamismo de la economía indujo una ligera atenuación de las ventas de energía eléctrica (5.5% frente a 7.7% del año anterior). Como resultado, la generación eléctrica a base de combustibles con respecto al total pasó de 35% en 1995 a 28.2% en 1996; sólo en Nicaragua se reportó una mayor participación de la generación termoeléctrica, aunque moderada. (Véase el cuadro 1.) De esta manera, con relación a la demanda total de hidrocarburos, el consumo de derivados del petróleo en la generación de electricidad avanzó de 7.6% en 1990 a 20.7% en 1995, y luego retrocedió a 15.7% en 1996.

Corresponde acotar que mientras en 1990 4.4% del diesel y 30.8% 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 25.7 y 50.4%, respectivamente; en 1996 la del diesel cayó a 11.4% y la del *fuel oil*, merced a un ligero incremento, llegó a 52.3%. Durante los primeros cinco años, la mayor penetración del diesel obedeció a la saturación de las centrales de vapor existentes, así como al uso intensivo y adiciones recientes de turbinas de gas y máquinas diesel. La marcada reducción en el último año es atribuible a que la generación con turbinas de gas disminuyó casi dos tercios, lo cual permitió compensar con holgura el aumento en la producción de las plantas diesel (21%). Se espera que en los próximos años continúe expandiéndose la utilización de combustibles en la generación de energía eléctrica, con excepción de Costa Rica, donde se están construyendo centrales hidroeléctricas y geotérmicas de capacidad mediana. Los demás países siguen recurriendo básicamente a alternativas térmicas para cubrir el incremento de la demanda.

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACION DE LAS CENTRALES TERMICAS EN LA GENERACION NETA TOTAL

(Porcentajes)

	Istmo Centro-americano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1980	28.9	1.1	1.4	80.1	8.4	46.4	45.0
1985	17.2	0.1	6.4	54.8	2.9	42.1	19.3
1990	8.9	1.3	6.4	7.7	-	38.9	15.9
1991	17.8	4.7	25.8	25.7	-	41.7	26.2
1992	24.7	14.1	23.6	34.4	5.1	51.5	34.0
1993	23.7	9.6	31.5	36.2	8.9	44.1	26.2
1994	32.6	17.5	41.0	50.4	19.0	54.1	27.9
1995	35.0	15.3	42.7	45.3	39.5	58.0	30.4
1996	28.2	8.6	31.9	38.8	33.3	61.2	20.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
Nota: Los porcentajes consideran únicamente la generación térmica a base de combustibles fósiles e incluyen la cogeneración y autoproductores.

2. La refinación

Tras la culminación del programa de inversiones en la refinería de Panamá, el evento más relevante sobre este tema en la región fue el inicio, en septiembre de 1996, del proyecto de modernización de la refinería de Costa Rica, que en su primera fase comprende: a) expandir en dos tercios la capacidad de destilación, para procesar hasta 25,000 barriles diarios de petróleo crudo; b) mejorar el factor de utilización de la unidad viscorreductora, con lo que su capacidad pasaría de 5,100 a 6,500 barriles diarios, y c) modificar la unidad de craqueo térmico. Se tiene prevista una segunda fase que contempla, entre otras, instalar una unidad de reformado catalítico para mejorar el octanaje de la nafta pesada, así como una planta de hidrotratamiento de diesel para alcanzar la especificación de 0.05% en peso de azufre en el combustible.

La baja proporción del búnker en la demanda total durante la década de los ochenta había limitado la participación de las refinerías locales en el suministro y, entonces, el abastecimiento se había efectuado mediante importaciones de los derivados faltantes. La fuerte demanda de este combustible para la generación de electricidad indujo a partir de 1991 un aumento apreciable en el grado de utilización de las refinerías. Aun así, ello no bastó para resolver el tradicional desbalance regional entre las estructuras de producción y consumo, ya que la demanda de destilados también se elevó. En 1996 la demanda regional de gasolina ascendió a 16.1 millones de barriles (25.6% del

total) y la de diesel a 23.6 millones de barriles (37.5%), frente a una producción de 6.4 millones de barriles de gasolina (19.8%) y 9 millones de barriles de diesel (27.6%). En contraste, en las refinerías del área se produjeron 14.3 millones de barriles de búnker que equivalen al 43.9% de la producción total de derivados, para satisfacer un consumo muy similar de 13.8 millones de barriles, pero que representan únicamente 21.8% de la demanda total de hidrocarburos.

Sin considerar a Panamá, el conjunto de las cuatro refinerías restantes utilizó, en 1996, el 84.3% de su capacidad total de 64,500 bls/día, frente al 88.5% del año previo. En comparación con 1995, en 1996 las refinerías de Costa Rica y Guatemala redujeron el crudo procesado, en tanto que las de El Salvador y Nicaragua lo elevaron ligeramente, con lo cual, el nivel de utilización de ellas fue relativamente semejante en el último año. Por su parte, durante el último año la refinería de Panamá procesó 37,300 barriles diarios.

3. Las importaciones de crudo y productos derivados

a) Volumen y estructura de las importaciones

En 1996 las importaciones de hidrocarburos del Istmo Centroamericano ascendieron a 74.9 millones de barriles, o 205,000 barriles por día, lo que arroja un aumento de 0.3% en relación con 1995. Del volumen total importado, 54.4% correspondió a productos limpios, 30.4% a crudos naturales y 15.2% a crudos reconstituidos, mientras que en 1995 las proporciones habían sido de 60.2, 25.8 y 14%, respectivamente. El volumen de las importaciones de petróleo creció discretamente en 1996. Por su parte, las adquisiciones de derivados disminuyeron 4.2 millones de barriles, debido principalmente a la marcada reducción (4.5 millones de barriles) de las importaciones de diesel para generación de electricidad. Las compras de *fuel oil* en el exterior descendieron 0.7 millones de barriles, con lo cual se detuvo la dinámica penetración de este combustible en la estructura de los derivados importados, experimentada durante la primera mitad de los noventa. En cambio, las importaciones de gasolinas y gas licuado se elevaron 0.8 y 0.2 millones de barriles, respectivamente. Si bien en años anteriores la importación de gasolina regular era mayor que la de gasolina premium, en 1996 esta última fue de poco más del doble que la primera. Así, del total de derivados importados en la región en 1996, 37.4% correspondió al diesel, 19.1% al *fuel oil*, 17.1% a la gasolina premium, 8.1% a la gasolina regular, 11.4% al gas licuado y el restante 6.9% a querosinas y otros productos. (Véase en el gráfico 2 el balance de derivados.)

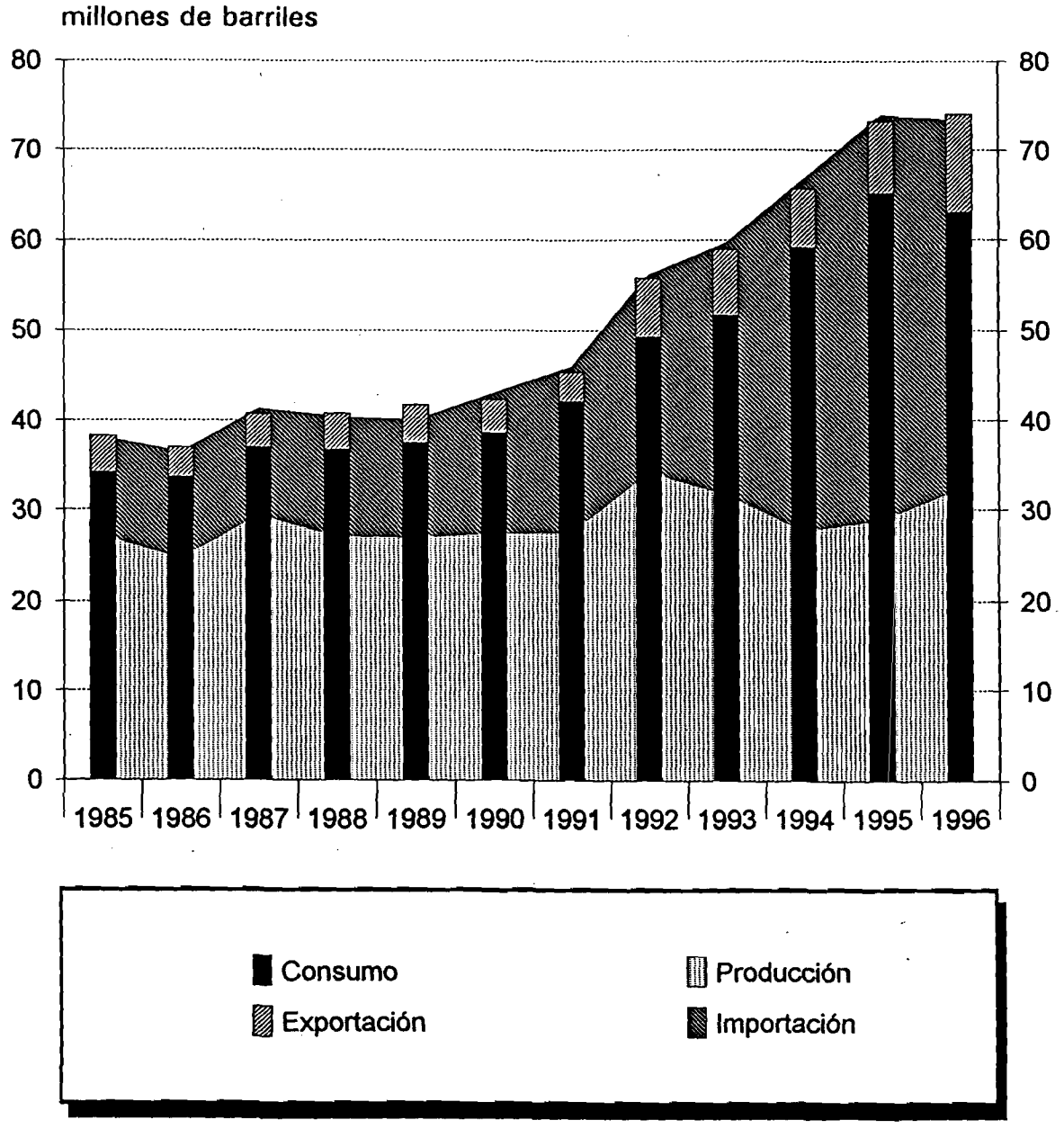
El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1996 alcanzó 1,821 millones de dólares (cif), 16.5% superior al año precedente. Este crecimiento fue ocasionado por la ostensible alza del precio de los hidrocarburos en los mercados internacionales ya que, como se mencionó, el volumen importado permaneció prácticamente sin cambio. Valga destacar que el aumento acumulado de la factura petrolera durante los últimos tres años ha sido de 50%.

Como resultado del aumento de los precios del petróleo y de la atenuación de la actividad externa de la economía de la región, el peso de la factura petrolera regional con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios pasó de 8.1% en 1995 a 9.1% en 1996. En Costa Rica esta relación permaneció inalterada, mientras que en Nicaragua su escasa disminución debe asociarse

Gráfico 2

ISTMO CENTROAMERICANO:

BALANCE DE DERIVADOS DEL PETROLEO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a que fue el único país que se mantuvo en expansión económica. En 1996 la proporción de la factura petrolera fue de 6.7% en Costa Rica (297 millones de dólares en valores absolutos), 12.3% en El Salvador (293 millones), 15.2% en Guatemala (417 millones), 12.2% en Honduras (233 millones), 20.1% en Nicaragua (162 millones) y 5.4% en Panamá (419 millones).

En la región se importan derivados mezclados con crudo en forma de petróleo reconstituido. Una de las causas de este hecho radica en que el Acuerdo de San José tradicionalmente no había incluido en forma explícita la importación directa de refinados, pero sí de las mezclas de crudos y derivados. También ha influido la reducida participación del *fuel oil* en la estructura de la demanda, frente a las ventajas de operar las refinerías en niveles altos de utilización. Si se contemplan los productos contenidos en el petróleo reconstituido, los derivados del petróleo representaron 59.7% del total importado en 1996, frente a 65.7% del año previo. La tendencia regional ha sido al mayor crecimiento en el volumen de las importaciones de derivados que las compras de crudos naturales. Este comportamiento se observa más claramente si se elimina la distorsión que se generó en 1994 y 1995 cuando, por los daños de un incendio, la refinería de Panamá detuvo sus operaciones por más de cinco meses. Existen diferencias significativas entre países con respecto a la importación de crudo frente a la de derivados del petróleo. Panamá, por la sobrecapacidad de su refinería y la exportación masiva de productos pesados, adquiere la menor cantidad relativa de derivados. En contraste, Guatemala posee una capacidad de refinación de productos livianos y medianos inferior a la elevada demanda interna, en tanto que Honduras cerró su refinería. (Véase el cuadro 2.)

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACION DE LOS DERIVADOS DEL PETROLEO EN LAS IMPORTACIONES TOTALES DE HIDROCARBUROS

(Porcentajes)

	Istmo Centroamericano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1986	38.3	27.7	15.3	69.3	74.6	22.7	25.4
1987	36.6	33.5	25.9	59.0	66.8	32.9	10.2
1988	42.5	33.9	36.7	72.4	57.8	27.2	20.5
1989	43.1	35.5	36.6	73.9	52.0	30.9	21.2
1990	43.3	59.2	39.2	71.0	49.6	20.8	12.4
1991	50.9	67.8	41.8	68.8	56.3	49.7	24.6
1992	48.5	57.2	51.8	68.4	69.2	53.6	14.0
1993	55.5	61.7	53.1	70.4	100.0	57.0	20.9
1994	66.8	67.4	65.2	73.2	100.0	58.6	49.1
1995	65.7	59.6	63.2	71.0	100.0	66.4	49.9
1996	59.7	62.7	59.4	76.2	100.0	59.4	25.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.
Nota: Incluye los derivados contenidos en los crudos reconstituidos. Los datos para calcular esta desagregación de los derivados se comenzaron a recopilar a partir del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania.

b) La procedencia de las importaciones

La procedencia de las importaciones de hidrocarburos había mantenido una estructura relativamente definida durante la década de los ochenta. Se caracterizaba por la participación hegemónica de México y Venezuela (alrededor de dos tercios del abastecimiento total de la región), con ligero predominio de este último país, en virtud del suministro adicional de productos refinados fuera del Convenio de San José. No obstante, a partir de 1989 se advirtieron notorios cambios en el origen de las importaciones, entre los que sobresalen el crecimiento vertiginoso como proveedores de los Estados Unidos y Ecuador, y el descenso drástico de México. Con posterioridad, desde 1992 las fuentes de aprovisionamiento se diversificaron aún más. Como resultado, la participación del grupo de los cuatro países antes citados descendió de 94.6% en 1991 a 82.9% en 1996. (Véase el gráfico 3.)

Venezuela 2/ continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano, con un porcentaje de participación en el mercado de 42.4% en 1996, apenas inferior al de 1995 (43%). De 1995 a 1996, la participación de los Estados Unidos disminuyó de 19.9 a 17%, avanzaron las de Ecuador (17.6 a 19.9%) y Colombia (3.8 a 6.1%), mientras que la correspondiente a México se mantuvo prácticamente constante en 3.6%.

Si sólo se toma en cuenta el crudo, sin los derivados del petróleo reconstituido, se observa que la participación de México ha sufrido una caída vertiginosa, de 44.9% en 1988 a 13.6% en 1993, y a sólo 2% en 1996. Durante los últimos tres años las escasas exportaciones de crudo mexicano al Istmo Centroamericano se habían limitado a Costa Rica; sin embargo, en diciembre de 1996 se extendieron a El Salvador y Nicaragua. Con un aumento de ventas a Panamá de 5.4 millones de barriles, Venezuela amplió su mercado en la región, pasando de 10.6 millones de barriles en 1995 a 12.5 millones de barriles en 1996, pese a que El Salvador y Nicaragua dejaron de adquirir su petróleo y de que Costa Rica y Guatemala redujeron sus volúmenes. Con todo, su participación se mantuvo prácticamente igual (41.5%), ya que también se elevaron las importaciones de crudo en la región, pasando de 25.6 a 30.2 millones de barriles durante el mismo período. En los años recientes, Ecuador ha tenido a Panamá como su principal mercado de crudo en el Istmo Centroamericano, mientras que el de Colombia se encuentra en Costa Rica. Ahora bien, en 1996 El Salvador y Nicaragua se abastecieron principalmente con petróleo ecuatoriano, en tanto que Panamá recibió cantidades relevantes del colombiano.

Con respecto a los derivados del petróleo, incluyendo los correspondientes al reconstituido, Venezuela ha mantenido la supremacía, excepto en 1991 y 1992 cuando fue superado por los Estados Unidos. 3/ Las importaciones de derivados disminuyeron 9% en 1996, aun cuando no

---

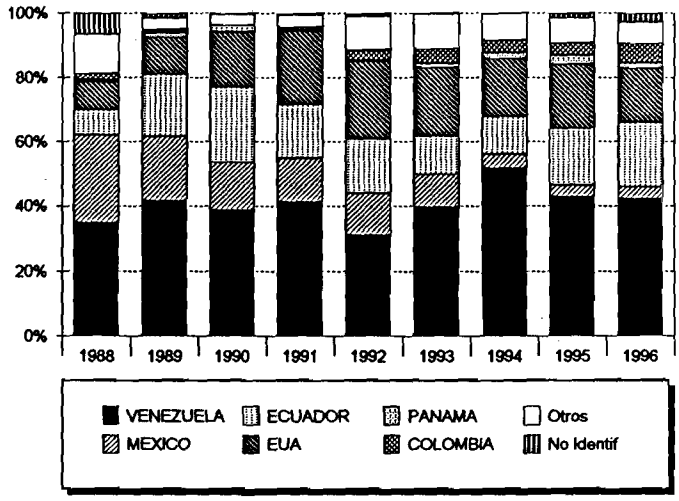
2/ Los productos limpios provenientes de Curaçao se consideran suministros venezolanos desde 1987, en razón de que la Refinería Isla fue arrendada durante 20 años por Petróleos de Venezuela.

3/ El papel de Venezuela como gran abastecedor de derivados al Istmo Centroamericano durante los últimos años tiene relación con el incremento, en volumen y proporción, de la producción de refinados livianos. En esto influyeron las fuertes inversiones en unidades de desintegración catalítica; la flexicoquización y alquilación en sus principales refinerías; la mayor disponibilidad de crudos ligeros y medianos, y el arrendamiento por 20 años de la refinería de Curaçao.

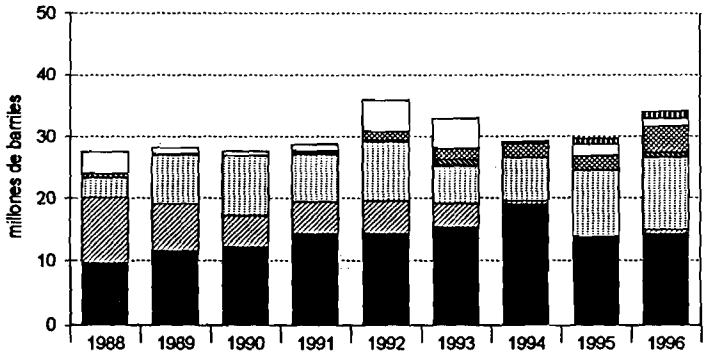
Gráfico 3

ISTMO CENTROAMERICANO: PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

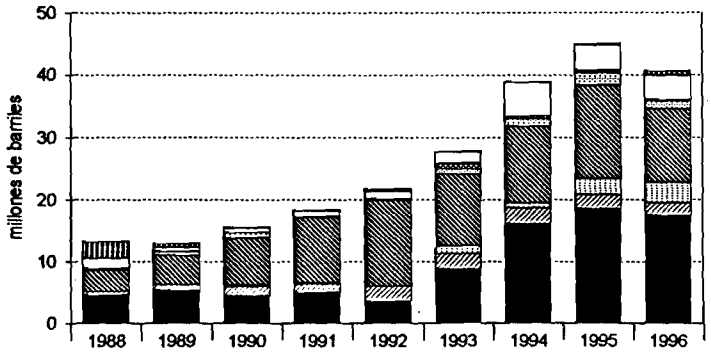
Hidrocarburos Totales



Crudo y Reconstituido



Derivados



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

hubo cambios notables en la participación de los principales países abastecedores de la región. De un total de 44.7 millones de barriles de derivados, Venezuela cubrió 43%, los Estados Unidos 27.8%, Ecuador 7.2% y México 4.6%. En ese mismo año, Venezuela suministró más de dos tercios de las importaciones de derivados de Costa Rica y cerca de la mitad en Guatemala y Honduras; por su parte, los principales destinos de los productos estadounidenses fueron Panamá, Guatemala y Honduras, mientras que para los ecuatorianos lo fue Nicaragua.

En 1996 retrocedió el peso de México en el abastecimiento de gas licuado de la región ya que cubrió sólo un tercio de las importaciones, comparado con aproximadamente 50% de los años anteriores. Del total de las exportaciones mexicanas de gas licuado al Istmo Centroamericano, 70% tuvieron como destino a Guatemala y 15% a Costa Rica, las cuales permitieron cubrir cerca de dos tercios de las importaciones de este producto en el primer país y el 46% en el segundo.

c) Los precios de importación en la región

Existen variaciones considerables entre los precios pagados por los países de la región, así como diferencias en los valores de flete para los mismos tipos de crudo o derivados recibidos de las mismas fuentes durante cada período. Evidentemente, en cierto grado éstas son atribuibles a las fluctuaciones de los precios en el mercado mundial del petróleo y de los fletes marítimos, motivadas sobre todo por la oferta y la demanda, según las circunstancias políticas y económicas. Estas variaciones —que ocurren diariamente— se reflejan en el costo de las compras individuales que no se realizan en las mismas fechas. Además, el monto de fletes depende de las distancias entre las fuentes de abastecimiento y los puertos de destino, así como de los volúmenes transportados. Aun así, es importante señalar que se observan diferencias sistemáticas entre los seis países en los precios fob pagados, que se han comentado en documentos anteriores.

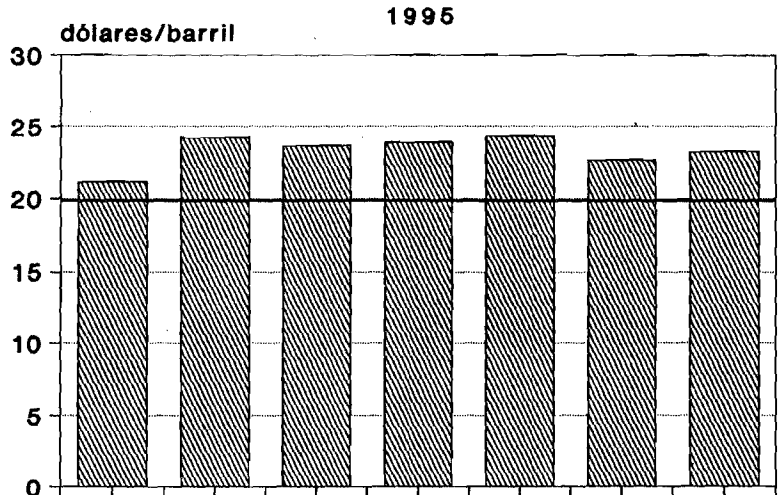
En cuanto a los derivados del petróleo, tomando como ejemplo el diesel —producto de mayor importación—, continúa destacando Costa Rica, cuya empresa estatal ha realizado compras a un precio fob más bajo que el promedio del Istmo Centroamericano, y muy cercano al precio Platt's en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, además de pagar fletes muy competitivos. (Véase el gráfico 4.)

Durante la década de los noventa los precios de los derivados del petróleo en los mercados internacionales habían mostrado una tendencia hacia la baja. En 1995, y especialmente en 1996, se elevaron los precios promedio anuales. En el mercado de la Costa del Golfo de los Estados Unidos los ajustes en el último año fueron de aproximadamente 24% en el diesel, 23% las querosinas, 17% la gasolina regular, 15% la gasolina premium y 13% el *fuel oil* de alto azufre. Este ambiente alcista se reflejó en los precios cif pagados en el Istmo Centroamericano, con incrementos de 23, 21, 16, 11 y 9%, respectivamente, en los productos antes mencionados. Con relación al total de petróleo y derivados adquiridos en la región, durante 1996 se pagaron 3.92 dólares por barril más que en 1995, lo que equivale a un aumento en los precios cif de 17.4%.

Por otra parte, entre 1991 y 1995 se apreciaron los productos pesados respecto de los ligeros en los mercados internacionales. En efecto, la relación de precios entre el *fuel oil* de 3% de azufre y el promedio de la gasolina regular y el diesel se elevó de 40% en el primer año citado a 66% en

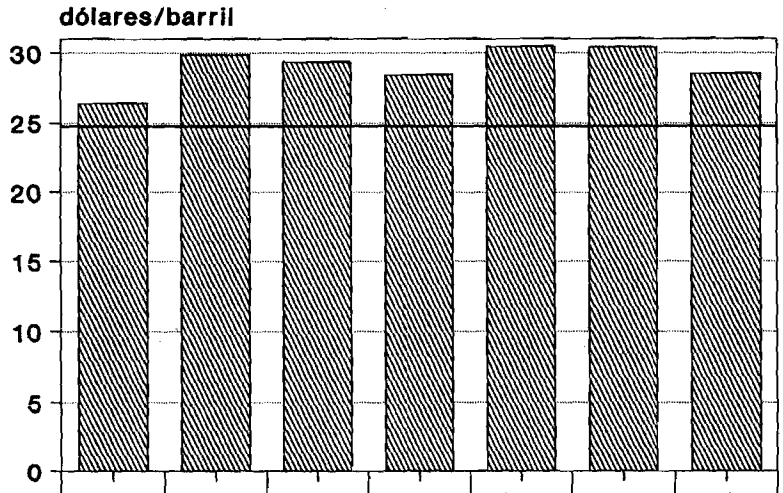
Gráfico 4
ISTMO CENTROAMERICANO:
PRECIOS CIF DEL DIESEL IMPORTADO

1995



	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	I.C.
CIF	21.16	24.24	23.68	23.88	24.34	22.67	23.22
Platt's USGC	19.86	19.86	19.86	19.86	19.86	19.86	19.86
CIF - Platt's	1.3	4.38	3.82	4.02	4.48	2.81	3.36

1996



	C.Rica	El Salv.	Guate.	Hond.	Nica.	Panamá	I.C.
CIF	26.4	29.9	29.36	28.45	30.47	30.41	28.56
Platt's USGC	24.77	24.77	24.77	24.77	24.77	24.77	24.77
CIF - Platt's	1.63	5.13	4.59	3.68	5.7	5.64	3.79

Fuente: CEPAL.

el segundo. En 1996 se invirtió ligeramente la tendencia; luego, la relación de precios antes mencionada se redujo a 62%. La mayor valorización de los productos pesados ha significado, por un lado, mayores costos unitarios en la creciente generación termoeléctrica y, por otro, mejor desempeño económico de las refinerías locales que, por ser de tipo *hydroskimming*, producen grandes proporciones de combustibles residuales.

II. EL MERCADO MUNDIAL DEL PETROLEO EN 1996

1. El comportamiento de los precios del petróleo

La tendencia alcista de los precios del petróleo durante 1996 estuvo determinada por dos situaciones de gran relevancia. Por un lado, las expectativas, bastante generalizadas, de una oferta abundante en especial apoyadas en el reingreso de Iraq al mercado internacional y la entrada en operación de importantes proyectos en países fuera de la OPEP, sobre todo en el Mar del Norte. Por el otro, también influyó la decisión de los refinadores estadounidenses de operar con inventarios muy bajos para mantener sus márgenes de beneficio en niveles aceptables.

Aun así, la oferta fue inferior a las previsiones, en gran medida a causa del retraso sistemático de la entrada del crudo iraquí al mercado, y porque la demanda superó las expectativas, a consecuencia de un invierno muy largo. En 1995 la demanda mundial se incrementó 1.75%, y 2.4% en 1996.

Por tales razones, y dada la excesiva reducción de los inventarios tanto en diesel como en gasolina, además de la decisión de mantenerlos en esos niveles, la capacidad de respuesta de los refinadores para satisfacer la demanda se redujo considerablemente, lo que se interpretó como una señal inequívoca de posible desabasto, en caso de presentarse eventos perturbadores de la oferta.

Lógicamente, la reducción en los márgenes de seguridad energética repercutió en los precios *spot*, que registraron la mayor tendencia alcista desde 1985, con excepción de 1990, cuando ocurrió la invasión de Iraq a Kuwait. Si el WTI se cotizó en promedio a 18.9 dólares/b en el mes de enero, tres meses más tarde promedió 23.6 dólares/b, valor que se observó nuevamente en septiembre (véase el cuadro 3). Algunos días las cotizaciones llegaron incluso a rebasar los 25 dólares/b. El promedio anual de ese crudo fue de 22.05 dólares/b, lo que representó un aumento nominal con respecto a 1994 de 5 dólares (30%). 4/ Por su parte, el precio de la canasta de crudos OPEP promedió 20.03 dólares/b, alcanzando así un incremento del 18.7% con respecto al nivel de 16.85 dólares/b registrado en 1995.

En contraste, los precios en el mercado de futuros casi siempre se orientaron a la baja, pues los operadores estaban convencidos de que el mercado se vería inundado tarde o temprano por una marejada de petróleo. Más aún, ello tendió a acentuar la debilidad del valor del crudo en los contratos a cuatro meses, en relación con su valor en los contratos con vencimiento a más corto plazo, o sea, se amplió la *backwardation*, 5/ y el mercado financiero se empezó a mover en un círculo vicioso que favoreció directamente a los especuladores e indirectamente a los productores de crudo. 6/

4/ Véase *Petroleum Intelligence Weekly*, 6 de enero de 1997.

5/ El concepto *backwardation* hace referencia a una situación en la cual los precios iniciales de futuros son menores a los precios al contado.

6/ Véase *Middle East Economic Survey*, 6 de enero de 1997.

Cuadro 3

PRECIO Y BALANCE MUNDIAL DE OFERTA Y DEMANDA DE PETROLEO EN 1996

	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Total	70.10	70.80	70.60	71.00	71.30	71.50	71.10	71.30	71.80	71.80	71.50	72.00	72.30	73.10	...
Precio de crudos marcadores ($/b)															
Arabian Light	14.74	15.38	16.51	16.76	16.75	18.67	19.59	17.73	16.83	17.76	18.64	20.84	22.53	20.82	21.87
Brent	16.06	16.80	17.86	17.87	17.90	19.87	20.87	19.13	18.42	19.55	20.44	22.21	24.14	22.66	23.72
WTI	17.44	17.99	19.04	18.87	19.08	21.36	23.60	21.25	20.45	21.31	21.98	23.59	24.90	23.71	25.42
Balance oferta-demanda (Mbd)															
Total	69.50	71.70	73.00	72.50	74.70	72.70	70.90	69.50	69.90	70.50	70.90	70.70	72.60	73.70	...
Demanda															
OCDE	39.70	41.40	42.10	41.20	43.00	41.50	40.00	39.20	39.60	40.40	40.60	40.00	41.40	41.80	...
Resto del mundo	29.80	30.30	30.90	31.30	31.40	31.20	30.80	30.20	30.30	30.10	30.20	30.70	31.20	31.80	...
Oferta															
Crudo OPEP	25.90	25.60	25.70	25.90	25.70	25.70	25.60	25.60	25.80	25.80	25.90	25.90	26.00	26.10	...
LNG OPEP	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.60	...
Crudo no-OPEP	40.30	41.30	41.00	41.20	41.70	41.90	41.60	41.70	42.00	42.00	41.60	42.10	42.30	42.90	...
En proceso	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	...

Fuente: México, Secretaría de Relaciones Exteriores, Información petrolera internacional, varios números.

La divergencia entre el mercado *spot* y el mercado a futuro, en ciertos momentos muy pronunciada, refleja dos racionalidades: la del mundo real y la de las expectativas, es decir, la lucha entre los refinadores comerciales (en particular los refinadores independientes) y los refinadores no comerciales (incluyendo los "refinadores Wall Street") estadounidenses por el control del mercado *spot*, en un contexto de inventarios demasiado bajos, que confiere al especulador una inobjetable posición de fuerza para imponer su ley.

a) Una oferta de crudo abundante que nunca se materializó

El primer factor crítico fue, como se señaló, el punto de vista bastante generalizado de que la oferta de petróleo crudo sería muy abundante, tanto por parte de los productores adheridos a la OPEP como de aquellos fuera de la organización. En el ojo del huracán se encontraba el petróleo iraquí.

En enero de 1996 Iraq manifestó su aceptación a los términos de la resolución 986 de la Organización de las Naciones Unidas (ONU). Después de cuatro rondas de negociaciones, en que los participantes del mercado quedaron convencidos de la inminente entrada del crudo iraquí al mercado, aunque en cantidades limitadas, el 20 de mayo, Iraq y la ONU, con el consentimiento de los Estados Unidos, llegaron a un acuerdo que preveía ventas por 1,000 millones de dólares durante 90 días, ingresos que servirían para comprar medicinas y alimentos. En términos físicos esto representa un volumen situado entre 550,000 y 750,000 bd, según el nivel de precios. Sin embargo, no sería sino hasta el 7 de agosto cuando los Estados Unidos aceptaron el procedimiento al que estarían sujetas las ventas del crudo iraquí.

Las exportaciones tendrían que haber comenzado en septiembre, si no hubiese ocurrido, a fines de agosto, la incursión de tropas iraquíes en la zona de seguridad en Kurdistán, definida por la ONU en 1991. A raíz de esta violación de los acuerdos, la ONU suspendió temporalmente la instauración del plan convenido en mayo. Así, el 12 de septiembre el precio del WTI rompió la barrera de los 25 dólares/b. Los envíos hacia el mercado internacional se iniciaron por fin el 10 de diciembre.

Por otra parte, el crudo proveniente de fuera de la OPEP también contribuyó a la generación de expectativas demasiado optimistas. En julio de 1995, la AIE estimaba que la producción fuera de la OPEP se incrementaría en 1.1 Mb en 1996, a lo cual el Mar del Norte aportaría 740,000 bd, suficientes para cubrir el esperado aumento de la demanda mundial. Esa cifra fue revisada al alza en el reporte diciembre/enero, situándose en adelante en 1.9 Mb; en abril, la agencia todavía mantenía ese pronóstico. La realidad fue bien diferente: la oferta ajena a la OPEP sólo creció entre 1 y 1.1 Mb.

En resumen, el inminente regreso de Iraq al mercado tardó en realizarse casi 10 meses, lo que acabó convulsionando al mercado. De igual modo, la aportación de crudo de los países no afiliados a la OPEP también se retrasó y fue menor a lo esperado. Esa situación, aunada a los bajos niveles de inventarios, especialmente en los Estados Unidos, repercutió significativamente en la formación de precios.

b) Círculo vicioso en el mercado de futuros

Las expectativas de un rápido retorno de las exportaciones iraquíes, así como la decisión de los refinadores comerciales de operar un almacenamiento reducido, aunadas a un invierno prolongado que agotó aún más los inventarios, crearon una situación que fue aprovechada por los especuladores para dominar el mercado, vendiendo caro y comprando barato "barriles de papel" (contratos estandarizados de abastecimiento).

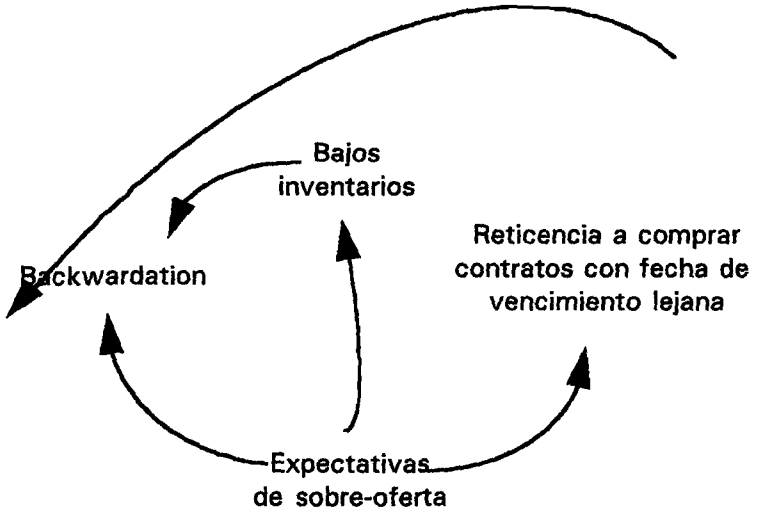
En efecto, las expectativas sobre una inminente avalancha de petróleo acabaron debilitando el valor de los contratos con vencimiento lejano *(out months contracts)*, con respecto a los contratos con vencimiento a más corto plazo *(near months contracts)*. El 1 de enero los contratos a cuatro meses se cotizaron 1.50 dólares/b por debajo de los contratos con vencimiento antes de esa fecha. El 1 de abril el diferencial entre ambos contratos alcanzaba casi 2.50 dólares/b, y en julio no menos de 3 dólares/b.

El círculo vicioso en el que cayó el mercado resulta claro (véase el gráfico 5). Las expectativas de un rápido regreso de Iraq alentaron la *backwardation* y los inventarios bajos; el rechazo de los participantes en el mercado a comprar contratos con fecha lejana de vencimiento para limitar sus pérdidas potenció el fenómeno; a su vez, los bajos inventarios indujeron un alza en los precios *spot*, lo que a su vez disuadió a los refinadores de llenar sus depósitos, en espera de que los precios descendieran.

El único medio de sacar al mercado de ese círculo vicioso era la marejada de petróleo que supuestamente llegaría, o la reconstitución de los inventarios a un nivel suficiente para detener la

Gráfico 5

Circulo vicioso en el mercado de futuros del WTI



Fuente: Sarah Emerson, ESAI, *Middle East Economic Survey*, 40:1, 6 de enero de 1997.

especulación. Ninguno de esos dos sucesos se presentó. Nada incitaba a los refinadores a comprar un petróleo caro para producir productos consecuentemente costosos, ante la inseguridad de vender meses más tarde con alguna ganancia. De igual modo, el incremento en la capacidad de refinación en Asia (1.5 Mbd) y el consiguiente aumento en los volúmenes almacenados, no fueron suficientes para detener la nueva dinámica del mercado de futuros.

c) Un largo invierno con insuficiente almacenamiento en combustible

El otro factor clave que determinó un comportamiento francamente ascendente del mercado fue una oferta demasiado débil de *heating oil* en ambos lados del Atlántico y en la costa oeste estadounidense. Por ejemplo, al inicio del invierno 1995-1996 los inventarios en los Estados Unidos se situaron en 39.9 días de consumo (octubre de 1995), en tanto que el valor normal debía de ser 10% superior.

Ese hecho hubiera pasado desapercibido si el invierno hubiese sido normal o benigno. Ahora bien, la temperatura se mantuvo ligeramente inferior al promedio estacional, pero el frío perduró sin interrupción durante cuatro meses, por lo que el mercado se tensó aún más de lo que ya estaba.

Así, la demanda combinada de América del Norte, Europa y Asia durante el último trimestre de 1995 y el primero de 1996, osciló entre 2 y 2.5 Mbd por encima de la observada durante el segundo y tercer trimestres de 1995, y superó entre 1 y 2 Mbd a la registrada durante el último trimestre de 1994 y el primero de 1995. Se estima que el clima adverso contribuyó con 1 Mbd al incremento en la demanda de diesel para calefacción. En marzo los inventarios se situaron en 300 Mb, casi 100 Mb menos que durante 1995, el nivel más bajo de los últimos 17 años.

Durante los dos últimos trimestres de 1996 la situación volvió a repetirse. A fines de julio los inventarios comerciales de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) se estimaban en 150 Mb por debajo del nivel observado un año antes. 7/ En septiembre, los Estados Unidos tenían almacenados 112 Mb de productos destilados, unos 20 Mb menos que los niveles alcanzados en 1995. La cercanía del invierno, los bajos niveles de inventarios y la nueva crisis en Iraq motivaron la elevación de los precios.

d) ¿Qué se espera para 1997?

Algunos observadores estiman que las condiciones en 1997 no serán radicalmente diferentes a las que prevalecieron en 1996. Sin embargo, con el regreso de Iraq al mercado disminuirá la incertidumbre con respecto a la oferta. Así, la *backwardation* en los mercados de futuros tenderá a disminuir, al igual que las tensiones y la volatilidad de precios en el mercado *spot* a partir del segundo trimestre. 8/

7/ Véase *Middle East Economic Survey*, 23 de septiembre de 1996.
8/ Véase *Arabic Oil & Gas*, 1 de noviembre y 1 de diciembre de 1996.

Sin embargo, los bajos niveles de inventarios y la decisión de los refinadores de seguir operando de esa forma, además de los interrogantes permanentes sobre la demanda de refinados, difícilmente harán que la *backwardation* desaparezca. En esa perspectiva, el mercado será menos vulnerable a las acciones de los especuladores, pero no totalmente inmune.

A partir de lo anterior, es una posibilidad remota que los precios regresen al nivel de 17-19 dólares/b registrado en 1995 para el WTI, pero tampoco es muy probable que se mantengan en 23-25 dólares/b, como en 1996. Es más razonable esperar un nivel promedio de entre 20 y 21 dólares/b, sin descartar fluctuaciones más o menos importantes asociadas a la rigidez de la oferta y la demanda con respecto al precio.

2. Eventos relevantes en los países abastecedores del Istmo

A continuación se expone, por orden de importancia histórica, la situación de los principales abastecedores de hidrocarburos del Istmo Centroamericano en 1996. 9/

a) Venezuela

Aprovechando la expansión de la demanda mundial, la producción se elevó hasta promediar 2,955 Mbd, (13.3% de crecimiento con respecto a 1995), lo que constituye el mayor incremento observado entre los grandes países exportadores de petróleo. En cambio, las reservas permanecieron prácticamente constantes, alcanzando los 64,878 Mb al finalizar el año. El país acaparó la atención internacional con una nueva modalidad de apertura de las actividades de exploración y producción. 10/ Se trata del proceso de subasta y adjudicación de 10 áreas petroleras mediante contratos de riesgo, en los que la exploración corre por cuenta y riesgo del consorcio privado y se forma una empresa mixta en caso de descubrimiento comercial, de la que Petróleos de Venezuela (PDVSA) participa con un 35% y el socio privado con el resto. De las 10 áreas licitadas, cuyas reservas se estiman entre 7,000 y 23,000 Mb, sólo dos permanecieron vacantes. Se obtuvieron recursos inmediatos por 245 millones de dólares y compromisos de exploración por un mínimo de 1,000 millones de dólares. Con este tipo de asociaciones se espera atraer inversiones por 11,000 millones de dólares en los próximos 8 años.

Con la nueva apertura al capital privado iniciada en 1992, Venezuela busca incrementar la producción petrolera, de 2.8 a 4.5 Mbd en el año 2000, meta que requeriría 38,000 millones de dólares. Otras modalidades de participación privada son las alianzas estratégicas en la cuenca del Orinoco, la revitalización de los campos marginales mediante el uso de tecnología de punta, y los convenios operativos con PDVSA, compartiendo riesgos. En ese sentido, también se anunció la

---

9/ Las cifras de producción y reservas provienen de *Oil & Gas Journal*, No. 53, 30 de diciembre de 1996. La base de la información se extrajo del boletín *Información Petrolera Internacional*, editado por la Secretaría de Relaciones Exteriores de México.

10/ Véase "PDVSA poised to sign first E&P profit sharing", *Oil & Gas Journal*, 15 de enero de 1996.

tercera ronda de licitaciones de campos inactivos o marginales, que cubrirá 20 campos que contienen reservas cercanas a 3,000 Mb y que producen unos 66,000 bd. Mediante esta licitación se espera atraer 6,000 millones de dólares de inversión, necesarios para aumentar la producción de dichos campos a 300,000 bd.

Finalmente, cabe destacar que la Organización Mundial de Comercio falló en contra de los Estados Unidos por el trato discriminatorio a las gasolinas venezolanas, que representan el 8% de las gasolinas reformuladas en aquel país, siguiendo el argumento de que no cumplían las regulaciones ambientales. La capacidad de refinación en las unidades de destilación (1,177,000 bd) se mantuvo sin cambios; el *cracking* catalítico pasó de 9,200 bd a 47,200 bd y el hidrotratamiento de 275,400 bd a 284,600 bd. 11/

b) México

Al término de 1996 las reservas de petróleo se situaron en 42,072 Mb, lo que significa una variación muy pequeña (-74 Mb) con respecto al nivel observado a fines de 1995. 12/ En cambio, la producción se incrementó en un 9.2%, al alcanzar un promedio anual de 2,858 Mbd. Las exportaciones promediaron 1,544 Mbd, 78% de los cuales se envió a los Estados Unidos. Lo anterior es el resultado de la nueva fase expansiva de la industria petrolera mexicana iniciada en 1995, con la que se espera alcanzar una extracción de 3.09 Mb en el año 2000; de éstos, 1.7 Mb se destinarían a la venta en el mercado internacional. La nueva política de gas natural, cuyo objetivo es el desarrollo acelerado de la industria asociada a ese energético, se reflejó en un sustancial incremento de 11.5% en la producción, que alcanzó los 4,195 Mpcd. Corresponde destacar que dicha política abre oportunidades a los países centroamericanos, en términos de abastecimiento de un combustible menos contaminante que el petróleo.

La apertura y desregulación de las actividades de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural, decretada en octubre de 1995, comenzó a cristalizarse con la licitación y otorgamiento del primer permiso de distribución, en la ocurrencia, para desarrollar un sistema en la ciudad de Mexicali, colindante con California, Estados Unidos. Otras 10 zonas urbanas han sido propuestas para crear o expandir los sistemas existentes. Asimismo, se abrió la licitación para el primer ducto de transporte privado, que llevará combustible a la central termoeléctrica Mérida III en el estado de Yucatán, y se autorizó el Programa Gradual de Acceso Abierto a los ductos de Pemex, que comenzó con el gasoducto que corre de Naco, en la frontera con los Estados Unidos, a la ciudad de Hermosillo, en el estado de Sonora.

De igual manera, se definió y aprobó una nueva estrategia para la industria petroquímica, que contempla la privatización del 49% de las plantas existentes, así como la autorización para que el sector privado nacional o extranjero pueda invertir hasta 100% del capital en la construcción de nuevas plantas, quedando reservada al Estado la elaboración de ocho productos, a saber, metano, etano, propano, butano, pentano, hexano, naftas y materia prima para negro de humo.

11/ Cifras de *Oil & Gas Journal*, 18 de diciembre de 1997.

12/ Véase, Pemex, *Memoria de Labores 1996*.

Por último, tres acontecimientos sacudieron a la industria petrolera nacional: la explosión en el complejo procesador de gas natural de Cactus en Chiapas, el incendio de varios tanques de almacenamiento de gasolina en las inmediaciones de la ciudad de México y los bloqueos de pozos petroleros en Tabasco, por problemas políticos en la entidad y reclamos por daños ambientales. En cuanto a la capacidad de refinación, ésta se mantuvo constante en la unidades de destilación (1,520,000 bd), pero aumentó 5% a nivel de las operaciones térmicas (100,000 bd) y un 13.5% a nivel del reformado catalítico (227,800 bd).

c) Ecuador

Las reservas permanecieron constantes (2,115 Mb), en tanto que la producción declinó ligeramente (-0.3%), promediando 385,500 bd. Los planes de la empresa Petróleos del Ecuador se concentran en expandir en un futuro cercano las actividades a todo lo largo de la cadena. De hecho, ya se concluyeron los estudios de ingeniería para incrementar de 330,000 a 410,000 bd la capacidad del principal oleoducto del país, que corre del yacimiento Lago Agrio a la terminal marítima de exportación en Balao. Adicionalmente, se preparó la licitación para el proyecto de recuperación de aceite pesado en el área de Ishpingo-Tambococha-Tiputini-Imuya (ITTI), que requiere de una inversión aproximada de 693 millones de dólares. Se espera recuperar alrededor de 700 Mb de petróleo crudo, de una densidad comprendida entre 14 y 16 grados API. Otros proyectos en marcha son el programa de licitación de campos marginales en la región amazónica, el estudio sobre la utilización de 9,000 barriles de residuos de la refinería de Oriente para generar energía eléctrica y los estudios para desarrollar reservas estimadas en 7,000 Mb de aceite superpesado (4 grados API), en el área de Pungaracuya, también para generar electricidad. La capacidad de refinación en las unidades de destilación (148,000 bd) se mantuvo constante pero se observó un cambio notable a nivel de las operaciones térmicas, que se incrementaron en un 50%, al pasar de 16,470 bd a 25,200 bd.

d) Estados Unidos

Producción y reservas continuaron su inevitable descenso, ante la madurez de sus regiones petroleras activas; la primera se redujo a 6.478 Mbd, en tanto que las segundas cayeron a 22,351 Mb, magnitudes inferiores en 1.3% y 0.5%, respectivamente, a las observadas en 1995. No obstante, se espera que en los próximos años se duplique la producción petrolera en las aguas estadounidenses del Golfo de México, es decir, de 1 Mbd en 1996 a más de 2 Mbd en el año 2000. 13/ Esa producción adicional vendría a compensar la declinación de los yacimientos localizados en otras regiones del país. También se proyecta que la producción de gas natural se incremente sustancialmente, aunque a un ritmo menor. El Golfo de México es la región que más expectativas despierta entre los círculos petroleros de los Estados Unidos; ahí se originaron el 60% de las reservas adicionales en 1996, y sus reservas por descubrir se estiman en más de 10,000 millones de barriles de petróleo crudo, equivalente casi al doble del monto total de las reservas ya descubiertas.

13/ Véase Energy International Agency, *Global Offshore Oil Prospects to 2000*, París, 1997.

El importante incremento que se ha venido observando en la producción, y que se aceleraría en el futuro, reposa esencialmente en los avances tecnológicos de los últimos años. Los estudios sísmicos tridimensionales, la perforación multidireccional, los sistemas flotantes de producción, aunados a nuevas técnicas de gestión por parte de los operadores y de las compañías de servicio, están permitiendo disminuir costos de operación y extender la frontera de explotación hacia aguas más profundas. Gracias a la modernización tecnológica, se considera que entre el 25% y el 35% de la producción petrolera del Golfo de México en el año 2000 provendrá de yacimientos localizados bajo tirantes de agua superiores a los 400 metros, contra sólo un 4% en la actualidad. Otro acontecimiento relevante fue la fusión de las actividades de refinación y comercialización de Texaco, Shell Oil y Aramco en los Estados Unidos, lo que les permitirá abarcar un 15% del mercado. La capacidad de refinación aumentó 0.5%, alcanzando los 15,432,595 bd; los incrementos se observaron sobre todo a nivel de las unidades de conversión profunda.

e) Colombia 14/

Aunque las reservas técnica y económicamente explotables fueron revisadas a la baja —de 3,500 a 2,800 Mb— continuó la bonanza petrolera. La incorporación de otros 46,000 bd permitió que la producción alcanzara un promedio de 620,800 bd. Una vez que Cusiana esté funcionando a su máxima capacidad, mediante la inauguración del ducto de 770 km que conectará al yacimiento con los puertos del Caribe, la producción podrá escalar a más de 900,000 barriles diarios en 1998, impulsando a Colombia como actor importante en el mercado regional e internacional. Conviene señalar que la descertificación por parte de los Estados Unidos con respecto a la lucha antinarcóticos, privó a Colombia de un préstamo de 180 millones de dólares del Eximbank, los cuales se destinarían a financiar parte de los 2,000 millones de dólares requeridos para construir ese gasoducto. Por fortuna, ese crédito fue rápidamente reemplazado por capital privado. El gobierno espera inversiones por 22,000 millones de dólares en proyectos de infraestructura de petróleo y gas natural en el período 1996-2000.

En 1996 se iniciaron los contratos de riesgo compartido, contratos donde la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) comparte los costos de exploración hasta por un monto de 60 millones de dólares, a cambio de una participación de 70% en los ingresos petroleros. En esa nueva modalidad contractual, la parte del gobierno ascenderá al 90% de la producción prevista en el convenio, en lugar del 85% que obtiene con los acuerdos de asociación tradicionales. Dos áreas fueron abiertas, Tocoragua y Troyano, con reservas potenciales estimadas en 400 y 200 Mb, respectivamente. Por otra parte, diferencias entre British Petroleum Co y Ecopetrol, con respecto a los términos fiscales en los contratos de asociación, que a juicio de la empresa privada son muy severos, 15/ han retardado el desarrollo de los yacimientos Florena, Volcanera y Pauta, cuyas reservas conjuntas se estiman entre 3 y 4 Tpc de gas y 1,000 Mb de líquidos. Se proyecta que el desarrollo de estas importantes reservas, que requiere inversiones por 2,400 millones de dólares, sirva para impulsar la generación de electricidad. La capacidad de refinación se mantuvo sin cambios (248,850 bd).

14/ Véase el número especial de *Oil & Gas Journal* dedicado a Colombia, del 15 de julio de 1996.
15/ Véase, *Power in Latin America* No. 21, marzo de 1997.

Recuadro

EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL EN EL CORTO PLAZO

Los factores clave en el funcionamiento del mercado petrolero internacional en el corto plazo se presentan en el gráfico 6. En la cúspide de la cadena del abastecimiento aparecen los productores de la OPEP y los países que no pertenecen a esa asociación; los primeros cuentan con capacidades de producción utilizadas parcialmente, pues están sujetos a cuotas de producción definidas internamente durante las sesiones del organismo, pero que son violadas sistemáticamente por los países miembros para aprovechar las oportunidades del mercado; los segundos, por el contrario, producen el máximo de lo que permiten sus instalaciones. Cada año se agregan nuevas capacidades de producción, de acuerdo con los planes de producción de mediano plazo de ambos grupos de países, los cuales responden a una multitud de factores, entre los que el precio del petróleo no es la variable más significativa. Además, debido al fuerte peso de los costos fijos en el costo total de producción, la oferta en el corto plazo es rígida con respecto al precio.

En un segundo nivel se encuentran los refinadores, determinados por dos variables principales: el nivel de inventarios en crudo y refinados, y el volumen de carga procesada. El refinador establece un arbitraje entre los volúmenes que se requiere almacenar para satisfacer una demanda que varía en calidad y cantidad en el curso del año y los costos de almacenamiento, impuestos y seguros, que a fin de cuentas repercuten sobre el margen de beneficio obtenido. Si los inventarios son reducidos, el margen del refinador se expande, pero disminuye su capacidad de respuesta para satisfacer de manera adecuada a la demanda.

Por su parte, el volumen y tipo de carga que alimenta a las refinerías depende básicamente de la estacionalidad de la demanda de los productos refinados que más se requieren a lo largo del año. Como la demanda mundial se concentra en los países industrializados del hemisferio norte —región de clima templado— el diesel para calefacción (*heating oil*) lidera el mercado durante el otoño y el invierno. En cambio, durante la primavera y el verano, la gasolina marca el rumbo, lo cual está asociado a un mayor desplazamiento del parque vehicular, sobre todo durante el período vacacional. Esos combustibles —el diesel para calefacción y la gasolina— son el motor del mercado y determinan en gran medida el nivel de los precios del petróleo crudo y, a partir de ahí, los precios de los otros productos refinados.

Los intercambios entre productores y refinadores dan lugar a un mercado donde concurren diversas modalidades de comercialización, entre las que se cuentan básicamente tres: los contratos de largo plazo con fórmula de precios, las compras en el mercado *spot* y, en el caso de las compañías verticalmente integradas, las transferencias desde sus fuentes propias de abastecimiento, constituidas por el crudo participación (*equity crude*) y el petróleo extraído de sus permisos y concesiones alrededor del mundo.

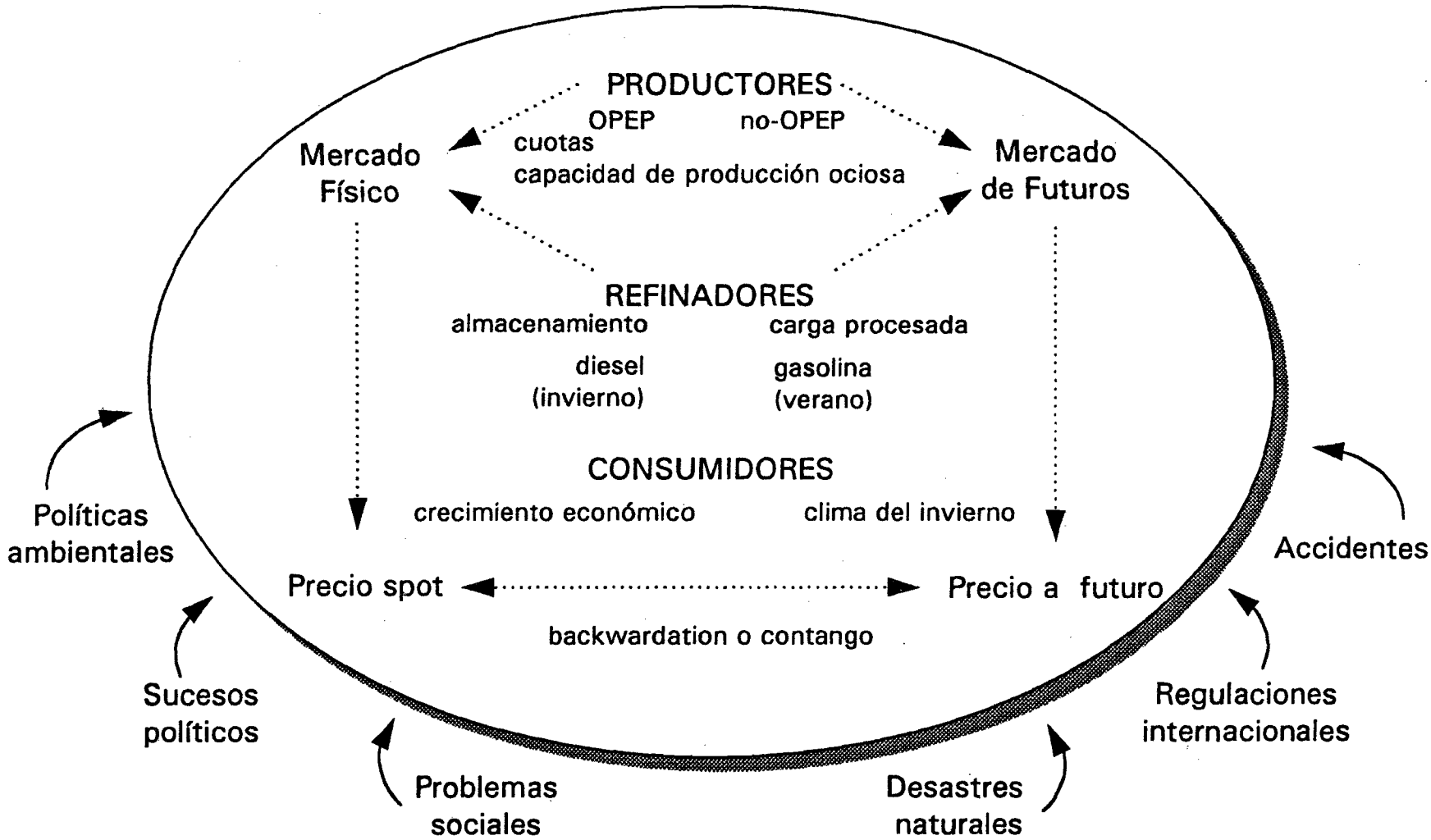
La participación de las transacciones *spot* en los intercambios mundiales es crucial, pues permiten los ajustes en volumen, de modo que lo que no consiguen los refinadores vía otras modalidades de comercialización, lo buscan en el mercado *spot*. El problema es que si los volúmenes demandados son significativos comparados con el tamaño del mercado *spot*, los precios en dicho mercado se tensan en forma considerable.

Así, si el mercado *spot* acapara en determinado momento el 20% de la totalidad de las transacciones, necesitará de un alza superior al 5% para absorber un déficit de 1% en la demanda mundial. Pero eso no es todo; como la mayoría de los intercambios reposan sobre los precios determinados en el mercado *spot*, el conjunto de precios fluctuará en función de los ajustes instantáneos en ese mercado estrecho.

/Continúa

Gráfico 6

FACTORES CLAVE EN EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO PETROLERO INTERNACIONAL EN EL CORTO PLAZO



Recuadro (Conclusión)

Los productores y refinadores se protegen de las variaciones de precios recurriendo al mercado de futuros, mercado financiero en donde compran y venden barriles de papel en función de la evolución real y prevista de las variables fundamentales: oferta, demanda y precio. La nueva realidad de la industria petrolera exige que cada operación efectuada en el mercado real tenga su contraparte en el mercado de futuros; no hacerlo significa una pérdida económica o una ganancia no percibida.

En un tercer nivel se ubica el consumo final, que en el corto plazo depende esencialmente del ritmo de crecimiento económico y de las condiciones climáticas prevalecientes en el año. Un crecimiento económico importante y un invierno muy frío incrementan el consumo; por el contrario, una economía mundial estancada e inviernos relativamente benignos restan dinamismo a la demanda. Como los combustibles son bienes de consumo no duradero y la tecnología de uso está dada, en el corto plazo la demanda se comporta de forma rígida respecto del precio.

Aunque el consumo de petróleo es mundial, se pueden distinguir tres grandes mercados: el Sudeste Asiático, Europa y América del Norte. A cada una de estas regiones se asocia un macrocentro refinador —Singapur, Rotterdam y Houston— y un mercado de futuros (Singapur Mercantile Exchange, SIMEX, London International Petroleum Exchange, IPE, y el New York Mercantile Exchange, NYMEX).

Finalmente, el funcionamiento del mercado en sus tres niveles se ve afectado, en el corto plazo, por factores estrictamente externos a la industria petrolera, capaces de alterar la demanda, pero sobre todo la oferta. Se trata de los factores políticos (guerras, actos terroristas, sabotajes, etc.); sociales (huelgas, movimientos populares, bloqueos de instalaciones, etc.); y ambientales (nuevas normas para restringir las emisiones contaminantes). Asimismo, se cuentan los desastres naturales, como los huracanes y los accidentes, que pueden interrumpir el abastecimiento o reforzar las restricciones de la industria.

III. LA COOPERACION REGIONAL EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

1. Reuniones a nivel regional

Durante 1996 los organismos regionales relacionados con el subsector hidrocarburos —el Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC) y el Foro Regional Energético de América Central (FREAC)— celebraron las siguientes reuniones encaminadas a fortalecer la cooperación en el Istmo Centroamericano.

a) IV Reunión del CCHAC

La IV Reunión anual del CCHAC se llevó a cabo en San José, Costa Rica, el 29 de octubre de 1996, un día después de la VIII Reunión Anual del Proyecto. Además de revisar el grado de cumplimiento de los diferentes acuerdos anteriores, los Directores Generales de Hidrocarburos o sus equivalentes acordaron apoyar el sistema de información que maneja directamente la Secretaría del CCHAC. Por otra parte, solicitaron a la CEPAL la elaboración de la versión definitiva del Convenio Constitutivo del CCHAC y agradecieron a la Dirección Sectorial de Energía del Ministerio del Ambiente y Energía de Costa Rica por el excelente trabajo realizado como Secretaría del CCHAC en el período 1994-1996. También se convino trasladar esta Secretaría a la Dirección General de Hidrocarburos del Instituto Nicaragüense de Energía, para el período 1996-1998.

b) IX Reunión del FREAC

La IX Reunión del FREAC se realizó en la ciudad de Guatemala, Guatemala, el día 20 de noviembre de 1996, coincidiendo con la Reunión de Ministros de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). En esa oportunidad, los Ministros de Energía de América Central aprobaron la Estrategia Petrolera de Abastecimiento de Hidrocarburos de América Central, solicitando al CCHAC su divulgación y la búsqueda de los mecanismos para su aplicación. Asimismo, los Ministros agradecieron el apoyo de la CEPAL a las Direcciones Generales de Hidrocarburos en la elaboración de dicha estrategia. También se dispuso dar todo el apoyo al proyecto de integración petrolera que se tramita con el Grupo Consultivo Regional, coordinado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), que vendría a representar la continuación de la VI fase del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania. Por último, se aprobó solicitar al BID ayuda financiera para efectuar un estudio sobre el suministro de gas natural al Istmo Centroamericano.

2. Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos. Fase VI

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y la República Federal de Alemania, por conducto de la Agencia Alemana de Cooperación (GTZ, por sus siglas en alemán), suscribieron a fines de 1986 un convenio de cooperación para la realización de un proyecto orientado a mejorar el

abastecimiento de hidrocarburos al Istmo Centroamericano. Durante 1996 se continuó ejecutando la fase VI, en la que se desarrollaron las siguientes actividades.

a) Apoyo al fortalecimiento institucional del CCHAC y a las Direcciones de Hidrocarburos

Durante 1996 la CEPAL apoyó los esfuerzos de las direcciones responsables del subsector hidrocarburos en cada uno de los países y de la Secretaría del CCHAC en la elaboración de una versión conjunta del Convenio Constitutivo del CCHAC. Esta versión había recibido la aprobación de cinco de los seis países al 31 de diciembre de 1996 (en el mes de febrero de 1997 se confirmó la anuencia del sexto país). Adicionalmente, estas mismas instituciones estuvieron muy activas en la definición de los alcances del proyecto de integración petrolera, actualmente en trámite con el BID.

Por otra parte, la CEPAL efectuó un seguimiento continuo a los procesos de reforma del subsector petrolero en cada uno de los países de la región, y brindó asistencia técnica al Ministerio de Economía de Honduras (dos seminarios), a la Dirección General de Hidrocarburos de Guatemala y a la Comisión de Energía de la Asamblea Nacional de Nicaragua.

b) Reportes estadísticos del subsector hidrocarburos

Con el objeto de realizar mejoras sustanciales en la base de datos de hidrocarburos, la CEPAL adquirió el *software* apropiado y contrató un consultor, de forma que al finalizar el año se contaba con una versión más amigable, que permite elaborar rápidamente los diferentes reportes. El informe estadístico anual correspondiente a 1995 se publicó en agosto de 1996.

c) Estudio anual sobre la situación del abastecimiento petrolero en América Central

Tradicionalmente, el informe anual de abastecimiento petrolero a la región cubría el período entre julio de un año a junio del siguiente. Esta modalidad fue cambiada en 1996, para que los reportes abarcaran el año calendario (enero-diciembre). Es por ello que la CEPAL publicó en marzo de 1996 el informe correspondiente al segundo semestre de 1994 y el primero de 1995, y en octubre el informe anual de 1995. Dichos reportes fueron preparados por los consultores del proyecto y los funcionarios de la CEPAL, basándose en datos proporcionados por los países.

d) Preparación de un estudio especial anual

Durante la VII Reunión Regional anual del proyecto, los Directores Generales de Hidrocarburos o sus equivalentes seleccionaron como tema para el estudio especial del año 1996 las normas técnicas y los aspectos económicos del suministro de GLP en América Central. Con este propósito, dos consultores especialistas visitaron la región y se entrevistaron con las autoridades nacionales relacionadas con el tema (direcciones de hidrocarburos, departamentos de bomberos, etc), así como con las empresas distribuidoras de dicho combustible. El informe final fue publicado en junio de 1996.

e) Seminario sobre temas de importancia para el subsector hidrocarburos

El seminario anual se realizó en Managua, Nicaragua, los días 29 y 30 de agosto de 1996. Los representantes de los seis países informaron sobre la situación nacional del suministro de GLP y discutieron el informe del estudio especial. Los participantes acordaron asimismo los alcances de un proyecto para la armonización de las especificaciones técnicas en la cadena de suministro de GLP. El evento finalizó con una visita a la planta de llenado de GLP de la empresa estatal nicaragüense PETRONIC.

f) Reunión regional anual del proyecto

La VIII Reunión Regional del Proyecto se llevó a cabo en San José, Costa Rica, el 28 de octubre de 1996, con la participación de representantes de cuatro países de la región, funcionarios de la CEPAL y el consultor internacional del proyecto. En la reunión los Directores dieron a conocer la situación de los mercados petroleros nacionales y se discutió el programa de actividades del proyecto para el período 1996-1997. El consultor en sistemas computacionales de la CEPAL expuso los progresos alcanzados a la fecha en la preparación de la nueva base de datos. El representante del BID informó sobre el grado de avance del proyecto de integración petrolera que dicho Banco desarrolla dentro de las iniciativas del Grupo Consultivo Regional de América Central. Este evento sirvió también para festejar el décimo aniversario del proyecto, por lo cual la Secretaría del CCHAC (a cargo de la Dirección Sectorial de Energía de Costa Rica) entregó placas conmemorativas a la CEPAL y la GTZ. Participaron en esta reunión las empresas Pemex Internacional (PMI) y la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), que hicieron sus respectivas presentaciones. Luego, los dos países que no pudieron asistir a esta reunión ratificaron los acuerdos alcanzados en esta ocasión.

IV. LOS AVANCES EN LA TRANSFORMACION DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

En 1996 los países de la región continuaron esforzándose por transformar el subsector hidrocarburos, a la vez que consolidaban los cambios emprendidos en años anteriores. No obstante, en cuatro de éstos aún no se habían aprobado las respectivas leyes de importación y/o comercialización de los hidrocarburos, de forma que no se disponía de un marco integral para la fiscalización del subsector. A continuación se presenta una reseña de las principales acciones acometidas en los seis países en los últimos años, particularmente en 1996. 16/

1. Costa Rica

No se registraron modificaciones en 1996 en cuanto a la importación y refinación de petróleo crudo, ni a la importación y distribución a granel de derivados a cargo del monopolio estatal RECOPE. Sin embargo, se advirtieron los primeros resultados de la aplicación del Reglamento para la Regulación del Transporte y Acarreo de los Derivados del Petróleo (Decreto No. 24813, del 23 de noviembre de 1995) y del Reglamento para la Regulación del Sistema Nacional de Comercialización de Combustibles (Decreto No. 24865, del 20 de diciembre de 1995), que contienen medidas destinadas a facilitar la participación del sector privado en el transporte, la distribución y el almacenamiento del petróleo y sus derivados. En ese sentido, durante 1996 inició operaciones la empresa Unigas, distribuidora de GLP. Adicionalmente, otra empresa del mismo giro, ELF, comenzó la construcción de sus instalaciones.

A pesar de que en Costa Rica no existe un mercado libre para la importación y de que no hay competencia en la cadena de suministro, las estadísticas muestran que RECOPE ha logrado comprar el crudo y los derivados en el mercado internacional a los precios más bajos de América Central en los últimos años. Por ejemplo, el precio promedio de compra (fob) de diesel de dicha empresa fue 7.6% inferior al promedio de los otros cinco países del Istmo, lo cual le significó al país ahorros de aproximadamente 2.03 dólares por barril importado, equivalente a 6.8 millones de dólares, sólo por concepto de este combustible, que representa el 44% de las importaciones de derivados.

Por otro lado, conviene mencionar que desde hace tres años RECOPE ha obtenido avances importantes en el mejoramiento de su eficiencia como empresa, reorganizando y reestructurando sus actividades, reduciendo sus costos operativos y disminuyendo su plantilla, con el objetivo, entre otros, de prepararse para realizar alianzas estratégicas con compañías petroleras privadas.

16/ Un recuento histórico más detallado de las reformas implementadas en el subsector hidrocarburos de la región en los últimos años se encuentra en *Istmo Centroamericano: Informe sobre abastecimiento de hidrocarburos, 1994 y primer semestre de 1995* (LC/MEX/L.298), 19 de marzo de 1996, e *Istmo Centroamericano: Informe sobre abastecimiento de hidrocarburos, 1995* (LC/MEX/L.317), 21 de octubre de 1996.

Adicionalmente, en septiembre de 1996 RECOPE empezó la construcción del Proyecto de Modernización de la Refinería, a fin de aumentar la capacidad de ésta en sus diferentes módulos.

Desde el mes de junio de 1996, en Costa Rica se dejó de distribuir gasolina regular con plomo; actualmente se distribuyen sólo dos tipos: regular (88 octanos) y super (94 octanos), ambas sin plomo. A fin de ser congruente con la política de protección del medio ambiente, la gasolina regular sin plomo se introdujo bajo el nombre de gasolina Bio Plus, y para llegar a contar con un diesel de calidad superior, se está considerando emitir un Decreto Ejecutivo durante 1997, para bajar en forma paulatina el contenido de azufre en el diesel, desde 1% m/m a 0.5% en 1998, alcanzando 0.05% en el año 2003.

Por lo que se refiere al marco institucional, la Ley 7593, del 28 de marzo de 1996, transformó el antiguo Servicio Nacional de Electricidad en un ente autónomo, independiente del Poder Ejecutivo, denominado Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Entre sus objetivos fundamentales sobresalen: responder a los intereses de los consumidores, usuarios y prestatarios de servicios públicos; formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad y confiabilidad; apoyar a los entes del Estado en la protección del medio ambiente cuando se trate de prestación de servicios regulados o del otorgamiento de concesiones, y resolver conflictos de competencia entre los organismos del Estado encargados de autorizar y fiscalizar los distintos servicios públicos. La nueva institución determina, entre otros, los precios de venta a granel y al consumidor final de los derivados del petróleo, así como las tarifas y márgenes de utilidad de servicios relacionados, basándose en sus costos y considerando un margen razonable para inversiones.

2. El Salvador

Entre las medidas de los últimos años destaca la promulgación del Acuerdo Ministerial No. 46, del 28 de enero de 1994, el cual establece el Sistema de Precios de Paridad de Importación, y del Acuerdo No. 279, del 26 de mayo de 1995, que prohíbe, a partir del 1o. de julio de 1996, la importación y comercialización de todo tipo de gasolina (excepto la de aviación) con contenidos superiores a 0.05 gramos de plomo por galón. Además, se encuentran en proceso de promulgación las normas y especificaciones de calidad de los combustibles.

El proyecto de la Ley de Hidrocarburos, elaborado y revisado varias veces durante los últimos años, todavía está pendiente de aprobación en la Asamblea Legislativa. El Ministerio de Economía, por medio de la Dirección de Hidrocarburos, mantiene sus funciones de ente regulador y encargado de la fiscalización del subsector.

A partir de agosto de 1995 entró en operaciones la nueva terminal de Acajutla de la firma Coastal Technology Salvador, con la importación de *fuel oil* y diesel para abastecer la planta de generación de electricidad (80 MW) de su subsidiaria Nejapa Power Company y para el suministro a otros consumidores industriales. De manera simultánea arrancaron las operaciones del nuevo plantel de Tropigas de El Salvador, que se dedica a la importación, envasado y venta de GLP. La empresa Refinadora RASA de C.V. puso en funcionamiento durante 1996 dos nuevos tanques para petróleo y gasolina premium, respectivamente. Asimismo, el Ministerio de Economía autorizó por

un año a una empresa de productos alimenticios para importar propano vía terrestre. Por otro lado, en 1996 comenzó la construcción de una nueva terminal marítima para la importación de GLP, que pertenece a la empresa Terminales de Gas del Pacífico.

3. Guatemala

En cuanto a la importación y comercialización de hidrocarburos, en 1994 se promulgó un acuerdo ministerial en el que se liberaron los precios y márgenes de la mayoría de los productos, y se estableció el procedimiento que deberían utilizar las compañías petroleras para determinar los precios de importación para gasolinas y diesel. Luego, en mayo de 1995 se elaboró un reglamento para definir en forma más concreta los elementos de la fórmula de cálculo, utilizando como referencia los precios de la Costa del Golfo de los Estados Unidos para los precios de importación. Sin embargo, la aplicación del sistema ha sido voluntaria para las empresas de comercialización; la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas, ente encargado de hacer el seguimiento de los precios y márgenes, no tiene facultades para forzar la aplicación de la fórmula o intervenir efectivamente en casos de abuso. Como consecuencia, los precios al consumidor han quedado por encima de los valores resultantes de la fórmula de referencia.

En adición a las importaciones tradicionales de derivados por las terminales de Puerto San José (Esso) y Puerto Barrios (Shell y Texaco), a partir de 1994 dos nuevas empresas locales (Quinta Compañía y Liquisa) realizaron la importación de diesel en volúmenes pequeños por vía terrestre desde México. Con posterioridad, una empresa destiladora de alcoholes (Darsa) y una siderúrgica (Sidegua) comenzaron a importar *fuel oil* para consumo propio, la primera desde México y la segunda vía marítima. La empresa Enron ha seguido importando *fuel oil* para su planta térmica flotante en Puerto San José.

En 1996 el nuevo Gobierno de Guatemala dio los primeros pasos para la reforma del marco legal de la exploración y explotación de petróleo, apoyándose en una estrategia para la promoción de inversiones en la exploración de áreas ofrecidas a empresas internacionales. Adicionalmente, la iniciativa de ley de comercialización de hidrocarburos se encontraba a dictamen de la Comisión de Energía del Congreso.

4. Honduras

El proceso de reforma del subsector hidrocarburos en Honduras se emprende desde 1992, mediante un mecanismo de ajuste automático de precios basado en el concepto de paridad de importación, pero tomando en cuenta los precios *posting* del Caribe, que son superiores a los precios del mercado de la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Esta primera etapa de la reforma tuvo un efecto importante, pues la empresa Texaco cerró su refinería y la convirtió en terminal de almacenamiento de combustibles, para la importación de productos refinados. Después, la empresa Dippsa instaló terminales en Tela (Petrotela) y en San Lorenzo (Petrosur, operada por la Esso), ubicadas en las costas del Atlántico y del Pacífico, respectivamente. Asimismo, tres empresas privadas han obtenido licencias para importar directamente el combustible utilizado en sus plantas generadoras de electricidad, dos de las cuales (Emce y Elcosa) ya lo hacen, utilizando la infraestructura de

almacenamiento de Texaco en Puerto Cortés. Los planes de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de importar sus combustibles directamente del mercado internacional mediante convocatorias competitivas (como en el caso de El Salvador y Nicaragua) quedaron suspendidos, en razón de los largos trámites previstos por la Ley de Compras del Estado y por la falta de instalaciones adecuadas de almacenaje y manejo.

La Comisión Administradora del Petróleo (CAP), creada en 1983 y adscrita al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, continúa ejerciendo sus funciones con relación al cálculo y control de los precios de los derivados. En enero de 1996 entró en vigencia el Acuerdo 222-95, que elimina del control de precios al turbocombustible, al *fuel oil* y al gas licuado que se expende en envases de 100 libras o más. Durante ese mismo año, la CAP dispuso las siguientes modificaciones a la fórmula de precios: a) definición de un mecanismo de ajuste automático de los precios de combustibles cada 15 días, a partir del mes de mayo (Acuerdo 80-96); b) eliminación del sistema de zonaje vigente desde 1973 para calcular los costos de transporte, aplicando en su lugar el costo real por kilómetro recorrido para cada lugar de abastecimiento (Acuerdo 112-96); c) sustitución del Fondo de Compensación de Subsidios por el Diferencial de Petróleo, y d) reconocimiento en la fórmula de paridad de importación un cargo por concepto de comisión en la apertura de cartas de crédito hasta un 2%(Acuerdo 146-96).

El proyecto de la Ley de Comercialización del Petróleo y sus Derivados fue enviado al congreso en septiembre de 1996 y está pendiente de aprobación por el poder legislativo.

5. Nicaragua

La primera fase de las reformas del mercado de hidrocarburos se cumplió con la promulgación del Decreto No. 56-94, que eliminó, a partir del 1o. de abril de 1995, el monopolio de importación de la empresa estatal PETRONIC. Esta disposición permitió abrir el mercado a empresas privadas nacionales y extranjeras, bajo licencias de operación, y asimismo estableció un sistema de precios de referencia de importación, según el mercado del Golfo de los Estados Unidos, con ajustes automáticos de los precios máximos al consumidor final para gasolina regular con plomo (que ya no se importa), diesel, kerosene y GLP.

Como resultado de la liberalización, PETRONIC sigue participando en el abastecimiento del país como una empresa de tipo netamente comercial. En 1995 la empresa rehabilitó y construyó tanques de una capacidad de 56,000 barriles en Puerto Corinto en la costa del Pacífico, y restableció la importación de diesel en sus propias instalaciones a partir de mayo de 1996, además de seguir efectuando sus importaciones tradicionales de diesel y gasolina a la Costa Atlántica. A fines de 1995, la nueva empresa eléctrica ENEL sometió a licitación internacional el suministro de fuel oil por un año para su planta termoeléctrica "Nicaragua", ubicada en Puerto Sandino. Dicha licitación fue ganada por el Consorcio Petronic-PMI y el suministro quedó fijado mediante importaciones directas del producto, usando la terminal marítima y el oleoducto de Esso bajo ciertas condiciones contractuales. Sin embargo, no se reporta la entrada de nuevos actores en la cadena petrolera de este país, con instalaciones propias.

Por otra parte, se aprobaron algunas normas técnicas relacionadas con la aplicación del Decreto No. 56-94, incluyendo la introducción de la gasolina sin plomo en agosto de 1995 y la definición de las especificaciones de derivados del petróleo sobre la base de las recomendaciones elaboradas dentro del marco del Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania. En abril de 1995 y mayo de 1996, respectivamente, se eliminaron los últimos subsidios para el *fuel oil* y el GLP. En 1996 se emitieron acuerdos para la colocación obligatoria de rótulos informativos sobre precios en las estaciones de servicio; la aplicación de normas técnicas para el manejo y suministro de GLP; la prohibición para la producción, importación y comercialización de gasolina con plomo a partir de agosto de 1996, y la definición de los procedimientos para solicitar autorización relacionada con la construcción de instalaciones petroleras en todo el país. La Dirección General de Hidrocarburos del Instituto Nicaragüense de Energía continúa actuando como el ente regulador del subsector. Ahora bien, la ley de comercialización de hidrocarburos, a pesar de haber sido dictaminada favorablemente por la Comisión de Energía de la Asamblea Nacional, no fue aprobada por el gobierno saliente.

6. Panamá

Como se sabe, en 1992 el gobierno firmó un nuevo contrato con la compañía Texaco para la Refinería de Panamá, el cual otorga un arancel de protección de 20% a los productos derivados que importa la competencia, que irá decreciendo a una tasa de 1% anual, hasta llegar a un mínimo de 5% después de 15 años. Al mismo tiempo, la empresa se obligó a invertir 84 millones de dólares en obras de expansión y modernización de la refinería, que se concluyeron de acuerdo con lo programado.

También en 1992 la ley estableció las zonas libres de hidrocarburos, para promover y facilitar la expansión del comercio de combustibles en el área del Canal. El resultado ha sido un aumento significativo en el volumen de ventas y el número de actores. Se han incorporado cinco nuevas compañías distribuidoras de combustible marítimo: Río Energy, Coastal Energy of Panama, Isthmian Petroleum Supply & Services, Panamanian Technical Services y Atlantic Pacific (asociada con una multilateral y Petróleos Mexicanos Internacional). Además, se amplió la capacidad de almacenamiento, con la reversión a Panamá de la Terminal de Arraiján, ubicada en la Costa del Pacífico, con una capacidad de 1.1 millones de barriles para combustibles de uso marítimo. Se han registrado 14 empresas, una de éstas para importar y almacenar GLP, actividad que hasta la fecha había venido desarrollando únicamente la refinería. En agosto de 1996 entró en operación la nueva terminal de importación de GLP, que pertenece a la empresa PETROPORT, S.A., filial de Tropigas de Panamá, S.A.

Con respecto a los combustibles para generación eléctrica, en febrero de 1993 se exoneró del pago de impuestos a aquellos que ingresaran a través de una zona libre de petróleo y que tuviesen como destino la venta o traspaso a la empresa eléctrica Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). En mayo de 1996 se extendió este beneficio a todos los generadores de electricidad de servicio público, independientemente de su régimen de propiedad.

La Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Comercio e Industria continúa ejerciendo las funciones de regulación y fiscalización del subsector.

Este documento fue elaborado por la Subsede en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), cuya dirección es Masaryk No. 29, México, D.F., CP 11570, teléfono 2 50-15-55, fax 531-11-51