

América Latina y el Caribe frente a la coyuntura energética internacional: oportunidades para una nueva agenda de políticas

Hugo Altomonte, coordinador



Este documento fue elaborado y coordinado por Hugo Altomonte, con el aporte sustantivo de los funcionarios Jean Acquatella y Manlio Coviello (Unidad de Recursos Naturales y Energía, DRNI), bajo la supervisión de Fernando Sánchez Albavera, Director de la DRNI. Contó con la colaboración de Ricardo Sánchez y Gabriel Pérez (DRNI); Fernando Cuevas y Hugo Ventura (Unidad de Energía de la Subsede Regional de CEPAL- México); y Javier Meneses, Cristián Álamos, René Salgado y Maricel Ulloa en el tratamiento de la información y bases de datos.

Este documento se ha elaborado con contribuciones de la Embajada de Francia en Chile y de la Sociedad Alemana de Cooperación Técnica (GTZ).

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas

LC/W.220

Copyright © Naciones Unidas, diciembre de 2008. Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N. Y. 10017, Estados Unidos. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

Índice

Resumen	9
Introducción.....	15
1. La energía en América Latina y el Caribe	19
1.1 Las reservas energéticas.....	19
1.1.1 De hidrocarburos	19
1.1.2 De otras fuentes.....	21
1.2 Componentes de la oferta y producción en América Latina y el Caribe.....	21
1.2.1 Producción de energía primaria.....	21
1.2.2 Importaciones	23
1.2.3 Exportaciones	23
1.2.4 Impactos desiguales por la heterogeneidad sub-regional de la oferta de energía: exportaciones e importaciones.	23
1.3 Consumo Final de Energía.....	24
1.3.1 Con relación al mundo	24
1.3.2 Por sectores.....	24
1.3.3 El consumo total por fuentes	27
1.4 Trayectoria de la intensidad energética en América Latina y El Caribe	29
1.4.1 La intensidad energética en América Latina y El Caribe	29
1.4.2 Comparación de la evolución de la intensidad energética en América Latina con otras regiones.....	31
1.4.3 Evolución del sendero energético en América Latina y el Caribe (intensidad energética vs. ingreso per capita)	33
2. Las políticas públicas para paliar el alza de los precios de combustibles	37
2.1 Eficiencia energética.....	37
2.2 Fuentes Renovables y Biocombustibles.....	42
2.2.1 Renovables	42
2.2.2 Biocombustibles	47
2.3 La política de precios de los derivados de petróleo: fondos de estabilización y carga tributaria	52
2.3.1 Los fondos de estabilización del precio del petróleo: casos de Chile y Perú	55
2.4 La formación de precios para la gasolina y el diesel oil: subsidios y disminución de la carga fiscal	64
2.4.1 Los precios resultantes de las políticas aplicadas en las gasolinas.....	65
2.4.2 Los precios resultantes de las políticas aplicadas al diesel oil	71
2.5 La recaudación fiscal	75

3.	Impactos del aumento de precios sobre los ejes del desarrollo sostenible.....	81
3.1	Impactos Económicos	83
3.1.1	Sobre las exportaciones e importaciones de petróleo y en la balanza comercial.....	83
3.1.2	Evolución de las importaciones de Petróleo Crudo y sus derivados	85
3.1.3	La influencia del alza del petróleo en los costos de transporte.....	87
3.2	Impactos en el eje social	94
3.2.1	El impacto del consumo de la leña en Centro América.....	94
3.2.2	Pobreza y acceso	96
3.3	Sobre la sostenibilidad ambiental.....	98
3.3.1	Determinantes económicos de las emisiones de CO ₂	98
3.3.2	Participación de América Latina y el Caribe en las emisiones de CO ₂ mundiales.....	98
3.3.3	Comportamiento de las emisiones de CO ₂ por sector	100
3.3.4	Comportamiento de las emisiones de CO ₂ por unidad de producto (Intensidad de Carbono) y de las emisiones de CO ₂ per cápita en América Latina y el Caribe	101
3.3.5	Desafíos de la región en el manejo futuro de sus emisiones de CO ₂	102
	Anexos.....	105
	Anexo 1 Política de precios aplicados a los combustibles en América Latina.....	106
	Anexo 2 Consumo subregional por fuentes del sector transporte	111
	Bibliografía.....	115

Índice de cuadros

Cuadro 1.1	Evolución de las Reservas de Petróleo en los principales países de América Latina	20
Cuadro 1.2	Estructura de la Producción de Energía Primaria en América Latina	22
Cuadro 1.3	América Latina: Oferta Total (millones de Bep).....	23
Cuadro 1.4	Relación entre las importaciones e exportaciones con la oferta total	24
Cuadro 1.5	Composición sectorial del consumo de energía.....	25
Cuadro 1.6	El consumo del sector transporte por tipo de combustible	25
Cuadro 1.7	El consumo por fuentes del sector transporte por Subregiones	26
Cuadro 1.8	Composición del consumo residencial por fuentes	27
Cuadro 1.9	Estructura del consumo por fuentes.....	28
Cuadro 1.10	Intensidad Energética	32
Cuadro 1.11	Indicadores de emisión entre OCDE y América Latina	32
Cuadro 1.12	Diferencias entre OCDE y América Latina.....	33
Cuadro 2.1	América Latina y el Caribe: Estado de situación de los programas de eficiencia energética	38
Cuadro 2.2	Marcos legislativos para la promoción de las Energía Renovables en algunos países de la Región	43
Cuadro 2.3	Política de precios aplicados a los combustibles en América Latina	54
Cuadro 3.1	Ingresos de los países de la OPEP en 2007 y estimados para 2008 y 2009....	82
Cuadro 3.2	Tasa de crecimiento de las importaciones en volumen y dólares	85
Cuadro 3.3	Importaciones de Petróleo Crudo y sus derivados desde el Mundo	85
Cuadro 3.4	Participación de las importaciones de petróleo crudo y combustibles derivados en el valor total de las importaciones nacionales de cada país.....	86
Cuadro 3.5	Correlación entre el valor del flete de contenedores por ruta y valor IFO	90
Cuadro 3.6	Costo del flete y valor de la mercadería por tonelada por modo	91

Cuadro 3.7	Importación de Cereales. Año 2006	92
Cuadro 3.8	Costo de flete de cereales. Año 2000 a 2006.....	92
Cuadro 3.9	Utilización de combustibles para cocción por quintiles de la población urbana.....	97
Cuadro 3.10	Utilización de combustibles para cocción por quintiles de la población urbana.....	97
Cuadro 3.11	Emisiones per cápita 2005 y proyección al 2030 bajo escenarios de bajo y alto crecimiento.....	102

Índice de recuadros

Recuadro 2.1	Brasil y el Etanol	47
Recuadro 2.2	Características del Fondo de Estabilización del Precio del Petróleo (FEPP) en Chile.....	59
Recuadro 2.3	Perú: Fondo para la estabilización de los precios de los combustibles derivados del petróleo.....	62
Recuadro 3.1	Centro América - Leña	95

Índice de gráficos

Gráfico 1.1	Composición regional del consumo mundial de energía.....	24
Gráfico 1.2	Participación de las Energías Renovables en la Oferta Total de Energía.....	28
Gráfico 1.3	Trayectoria de la intensidad energética 1971-2005 por región.....	29
Gráfico 1.4	Evolución de la Intensidad Energética por región.....	30
Gráfico 1.5	Evolución de las emisiones de CO ₂ por unidad de Oferta de Energía.....	33
Gráfico 1.6	Evolución del sendero energético de América Latina y OCDE.....	34
Gráfico 2.1	Índice de renovabilidad de la oferta de energía.....	44
Gráfico 2.2	Brasil: oferta total de energía para el año 2005	45
Gráfico 2.3	Competitividad económica de algunas tecnologías energéticas renovables...	46
Gráfico 2.4	Porcentaje de mezcla potencial de Bioetanol en el consumo local de biocombustibles, a partir de excedentes netos de producción	49
Gráfico 2.5	Máxima expansión posible de la frontera agrícola para producción de etanol	49
Gráfico 2.6	Subnutrición en América Latina y el Caribe	50
Gráfico 2.7	Requerimiento de tierras para atender la subnutrición	51
Gráfico 2.8	Ambitos de evaluación de las políticas públicas sobre biocombustibles.....	52
Gráfico 2.9	Saldo Fondo FEPC Estimado CNE, 2006	56
Gráfico 2.10	Saldo fondo FEPC estimado CNE, 2007.....	58
Gráfico 2.11	Saldo Fondo FEPC Estimado CNE, 2008	58
Gráfico 2.12	Saldo Fondo FEPP Estimado CNE, 2006-2008	61
Gráfico 2.13	Montos de garantía del gobierno al FEPC.....	63
Gráfico 2.14	Evolución del precio final de la gasolina premium en América del Sur y México.....	66
Gráfico 2.15	Evolución del precio final de la gasolina premium en Centroamérica.....	67
Gráfico 2.16	Evolución de los precios exrefinería de la gasolina premium en América del Sur y México.....	68
Gráfico 2.17	Evolución de la estructura de precios de la gasolina premium en países de América del Sur y México.....	69

Gráfico 2.18	Evolución de la estructura de precios de la gasolina premium en países de Centroamérica.....	70
Gráfico 2.19	Evolución de la estructura de precios de la Gasolina sin plomo 95 RON	70
Gráfico 2.20	Evolución del precio final del Diesel Oil en América del Sur y México	71
Gráfico 2.21	Evolución del precio final del Diesel Oil en Centroamérica	72
Gráfico 2.22	Evolución de los precios exrefinería del Diesel Oil	73
Gráfico 2.23	Estructura del precio del diesel oil en América del Sur y México	74
Gráfico 2.24	Estructura del precio del diesel oil en Centroamérica	74
Gráfico 2.25	Evolución de los precios del gas oil en 27 países de la OCDE	75
Gráfico 2.26	Argentina, Bolivia, Chile, Colombia, México, Paraguay, Perú, Uruguay, República Bolivariana de Venezuela.....	79
Gráfico 3.1	Evolución del precio del crudo de la canasta OPEP.....	83
Gráfico 3.2	Saldo en Balanza Comercial de Petróleo Crudo y Derivados Importadores Netos.....	84
Gráfico 3.3	Saldo en Balanza Comercial de Petróleo Crudo y derivados exportadores netos	84
Gráfico 3.4	Participación en el PIB del saldo en la balanza Comercial del Petróleo crudo y derivados.....	87
Gráfico 3.5	Índice de fletes de contenedores 2001 -2008.	88
Gráfico 3.6	Evolución del Índice de fletes de Graneles: Baltic Dry Index	89
Gráfico 3.7	Evolución del combustible marino (IFO 380) 2006 – Mayo 2008.....	89
Gráfico 3.8	Índice de precios de transporte y combustible marino (IFO 380)	90
Gráfico 3.9	Flete de contenedores v/s valor IFO 380	91
Gráfico 3.10	América del Sur: Importación Cereales por vía Acuática	93
Gráfico 3.11	América del Sur: Importación Cereales por vía Terrestre	94
Gráfico 3.12	Participación por región en emisiones de CO2 entre 1973-2005	99
Gráfico 3.13	Consumo de petróleo per cápita en el sector transporte y PIB per cápita (1971-2003).....	100
Gráfico 3.14	Emisiones de CO2 por unidad de producto	101
Gráfico 3.15	Emisiones de CO2 per cápita.....	101
Gráfico 3.16	Evolución de Emisiones CO2 por unidad de producto.....	103
Gráfico 3.17	Evolución Emisiones de CO2 per cápita 1971-2005	103

Siglas

BBL :	Barril (1 barril = 158,98 litros).
BEP :	Barril equivalente de petróleo.
BPc :	Billón de pies cúbicos en unidades americanas, equivalente a mil millones de pie cúbico en América Latina.
BTI :	Base de datos Transporte Internacional.
CNE :	Comisión Nacional de Energía.
CO ₂ :	Dióxido de Carbono.
CONACE :	Comisión Nacional de Conservación de la Energía, Costa Rica.
CONAE :	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.
CONPET :	Programa de Conservación de Petróleo y Derivados, Brasil.
DEREE :	Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Ecuador.
EPP :	Eficiencia Energética en los Predios Públicos.
ESCOs :	Empresas de servicios energéticos dedicados al uso eficiente y conservación de la energía.
ESEs :	Empresas de Servicios Energéticos.

FEPC :	Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles, Chile.
FEPCO :	Fondo de Estabilización Precios del Petróleo y Combustibles, Chile.
FEPP :	Fondo de Estabilización del Precio del Petróleo.
FIDE :	Fideicomiso para el ahorro de Energía.
GEF :	Global Environmental Facilities.
GEM :	Gestión Energética Municipal, Brasil.
Kbep :	Miles de Barriles Equivalentes de Petróleo.
Kwh :	Kilowatt-hora.
Mbep :	Millones de Barriles Equivalentes de Petróleo.
MDGs :	Metas de Desarrollo del Milenio.
MMBbl :	Mil millones de barriles.
Mtoe :	Mil toneladas Equivalentes de Petróleo.
Mw :	Megawatt.
Mwh :	Megawatt-hora.
OCDE :	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.
OLADE :	Organismo Latinoamericano de Energía.
OPEP :	Organización de Países Exportadores de Petróleo.
OTE :	Oferta Total de Energía.
OTEP :	Oferta Total de Energía Primaria.
PAE :	Programa de Ahorro de Energía, Perú.
PDVSA :	Empresa Petróleos de Venezuela S.A.
PESE :	Plan Estratégico del Energético, Paraguay.
PPEE :	Programa País Eficiencia Energética, Chile.
PPP :	Precios Por Paridad.
PROCEL :	Programa de Conservación de la Energía Eléctrica.
PROCEL :	Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica, Brasil.
PROURE :	Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía, Colombia.
SIEE :	Sistema de Información Económica Energética.
Twh :	Terawatt-hora (un millón de megawatt-hora).
UTM :	Unidad Tributaria Mensual.

Resumen

El presente documento tiene por objeto examinar: i) los efectos que ha tenido el alza del precio internacional de los hidrocarburos, en particular de los derivados de petróleo, sobre los ejes del desarrollo sostenible de los países de la región; ii) las políticas que los países han puesto en práctica para paliar el impacto de esta alza, y c) el desafío que enfrentan los países para establecer una agenda de políticas integradas que pueda dar respuestas a la evolución del mercado energético mundial en la próximas décadas.

En el eje económico, el comportamiento de los precios internacionales de la energía y, sobre todo, su volatilidad inciden de manera muy heterogénea en las economías de la región. El alza del precio internacional del crudo y sus derivados observada en los últimos dos años en América del Sur afectó principalmente a los países importadores netos como el Paraguay, el Uruguay, Chile y el Perú y en menor medida el Brasil. En efecto, durante el período 2000-2006 estos países registraron un saldo negativo y creciente de su balanza comercial del petróleo crudo y sus derivados, cuyo promedio en relación con el PIB ascendió a casi un 6% en el Paraguay, un 3,3% en el Uruguay, un 3,2% en Chile y un porcentaje menor en el Perú y el Brasil, que anotaron un 1,1% y un 0,4%, respectivamente. En 2006-2007 todos ellos alcanzaron máximos históricos de este indicador, con la excepción del Brasil, que en 2007 arrojó un superávit comercial de 1.237 millones de dólares.

En los países del Istmo Centroamericano que son importadores netos de energía, el alza del precio internacional, sumada a la posible recesión de Estados Unidos y su consiguiente repercusión en las remesas que los trabajadores envían a la subregión, apunta a tendencias macroeconómicas adversas y un menor ritmo de crecimiento. En 2006 la factura petrolera centroamericana alcanzó a representar un 17% de las exportaciones totales de bienes y servicios.

Es evidente que el impacto macroeconómico total sobre las economías de los países importadores netos de petróleo y sus derivados estará determinado por un conjunto más amplio de variables que su balanza comercial, en particular por el aumento de las presiones inflacionarias desatadas. La magnitud de este impacto inflacionario todavía no puede cuantificarse con certeza, dado que aún está en pleno desarrollo y depende de un conjunto de factores internos y externos, entre ellos el manejo de la política monetaria y fiscal en los países afectados y, en el plano externo, la evolución del precio internacional del crudo y sus consecuencias en el desempeño de

las economías más industrializadas. Sin embargo, en cada país pueden preverse los sectores y grupos sociales vulnerables que resultarán más afectados por el alza de precios de la energía.

Por otra parte, los países con una posición exportadora neta como la Argentina, Colombia, el Ecuador, México y la República Bolivariana de Venezuela registraron un saldo positivo de su balanza comercial durante el mismo período. Entre estos, se estima que la República Bolivariana de Venezuela, uno de los principales exportadores de petróleo del mundo, duplicó en 2007 sus ingresos por este concepto en relación con los niveles alcanzados entre 2000 y 2003 (aproximadamente 20.000 millones de dólares anuales) y que en 2008 podría llegar a cuatuplicarlos. En países como la República Bolivariana de Venezuela, el Ecuador, Bolivia y Trinidad y Tabago, el desafío consiste en la administración de la renta petrolera extraordinaria acumulada en años recientes para prevenir desequilibrios macroeconómicos como la apreciación exagerada del tipo de cambio y el repunte de la inflación.

Un sector que recibe directamente el impacto inicial del alza de precios de los combustibles es el del transporte, desde donde se transmite a otros sectores de la economía como efecto secundario a través de la elevación de los costos. En efecto, los modos de transporte que hacen un uso más intensivo del combustible han aumentado sus costos en mayor medida. Los precios en origen (valor FOB) también se han incrementado notablemente, en tal magnitud que en algunas familias de productos, como los cereales y otros, la participación del flete internacional en el valor del producto se ha mantenido constante, por lo que la relación de precios entre ambos se mantuvo. El flete se ha visto encarecido por el alza del combustible y el valor del producto medido en dólares aumentó en la misma proporción o incluso más. De allí surgen dos líneas de análisis. La primera sería la presencia de inflación en el origen de las importaciones que llegan a América Latina y el Caribe, es decir, un alza del precio de origen que no obedece exclusivamente al comportamiento del combustible, sino también a otros factores no relacionados, en un momento en que aumenta la demanda internacional de cereales. La segunda línea de análisis se refiere a la fijación de los precios del flete internacional de mercaderías en relación con sus precios de equilibrio. Ante la incertidumbre internacional en los mercados de combustibles y otros factores, es probable que el valor actual de los fletes esté desalineado respecto de dicho precio en proporciones que varían de un mercado a otro.

Con respecto al eje social, se observa que, para alcanzar los objetivos de desarrollo del Milenio, será necesario mejorar el acceso a fuentes más eficientes y modernas para proporcionar energía de calidad a la población en situación de pobreza tanto en áreas urbanas como rurales. El acceso a los equipos necesarios para satisfacer las necesidades básicas de energía será uno de los mayores desafíos. Con tal fin se deberán diseñar instrumentos apropiados para cada caso y, junto con políticas de precios y tarifas y subsidios diferenciados, aplicar estrategias de acceso a los servicios públicos que tengan prioridad en la agenda política de los gobiernos. Los efectos macroeconómicos del alza de precios de la energía, como el aumento de la inflación y la disminución del ritmo de crecimiento, afectan asimétricamente a los grupos sociales más vulnerables, lo cual plantea un reto adicional para las políticas sociales y de lucha contra la pobreza en los países de la región.

En el eje ambiental, para los países importadores netos de hidrocarburos, que son la mayoría en América Latina y el Caribe, el alza del precio internacional tiene el mismo efecto que la aplicación súbita de un impuesto sobre las emisiones de carbono en sus economías y pone de manifiesto la vulnerabilidad y escasa capacidad de ajuste de los países frente a un horizonte de altos precios del petróleo, el gas natural y el carbón. El escenario ambiental que pareciera estar surgiendo en respuesta al alza del precio internacional de los hidrocarburos en la región no es el ideal, ya que el crecimiento tendencial de las emisiones se ve limitado por un entorno recesivo y de posible aumento de la pobreza. Lo deseable sería lograr la reducción de las emisiones con el aumento sostenido de la eficiencia en el uso de la energía y la incorporación progresiva de fuentes

no fósiles en la matriz energética regional, en un contexto de pujanza económica y reducción de la pobreza.

El entorno internacional que enfrentará la región en materia energética durante la próxima década acusa profundos cambios exógenos, que parecieran tener características estructurales a largo plazo y escapan del ámbito de influencia directa de las políticas públicas de los países, tales como:

1. El cambio estructural en la demanda de energía global debido al crecimiento económico acelerado de China, la India y otras economías emergentes y su proyección de continuidad para las próximas dos décadas. Este cambio trae aparejado un aumento significativo de la demanda mundial de hidrocarburos, que se reflejaría en los precios internacionales en caso de enfrentarse restricciones para expandir la capacidad mundial de producción y garantizar el abastecimiento. Entre las restricciones posibles se incluirían la insuficiente inversión en exploración y desarrollo, el costo de nuevas reservas, el agotamiento de yacimientos tradicionales con bajos costos de extracción, el encarecimiento del costo marginal de producción en nuevos yacimientos en aguas profundas o bitúmenes pesados y eventuales conflictos geopolíticos en zonas productoras y donde se encuentran las mayores reservas.
2. El surgimiento inminente de un nuevo régimen internacional para combatir el cambio climático global en la próxima década bajo el liderazgo político de la Unión Europea, junto con la mayoría de los países del Grupo de los Ocho e incorporando a las grandes economías emergentes (el Brasil, China, la Federación de Rusia, la India, Indonesia y Sudáfrica, entre otros). La construcción de este régimen implica importantes cambios regulatorios y de política pública en los países más industrializados (los países miembros de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) y de la Unión Europea, el Japón y los países que figuran en el anexo I de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en general), así como la consolidación y el crecimiento de los mercados internacionales de carbono que transan reducciones certificadas de emisiones originadas por proyectos en todo el mundo. Esto plantea un nuevo entorno internacional para la región con posibles efectos en los precios internacionales de la energía, acceso a mercados internacionales de carbono, disponibilidad de fondos externos adicionales para inversión en energía limpia, eficiencia energética y reducción de emisiones, entre otras cosas, así como una nueva fuente de posibles presiones políticas y comerciales en función de las diferencias regulatorias entre la región y sus mercados de exportación (como barreras técnicas no arancelarias en países de la OCDE que apliquen políticas más restrictivas de mitigación del cambio climático).

Ambas condiciones exógenas elevan nuevamente la prioridad de los objetivos de política energética largamente identificados en la región y que sin embargo no han concitado la misma atención de los gobiernos en la década pasada. En este sentido los cuatro puntos de la agenda de política energética a corto y mediano plazo serían:

- mejorar la seguridad energética,
- promover el ahorro y uso eficiente de la energía,
- diversificar las fuentes de la matriz energética y
- fomentar la equidad social en el acceso y consumo de energía

Por lo tanto, las medidas que se adopten a corto plazo para enfrentar el incremento de precios de la energía deberían ser coherentes con esta agenda, cuyos resultados se manifestarán a

mediano y largo plazo. En este contexto, para hacer frente al nuevo entorno internacional, la región deberá aplicar reformas de política energética de segunda generación, que complementen las que se implementaron en los años noventa. Para tal fin, deberá hacer un balance de los avances alcanzados hasta la fecha en aspectos de su política energética, tales como:

- la corrección de las distorsiones de precios existentes que afectan el manejo sostenible del crecimiento de la demanda (subsidios generalizados y no focalizados al gas natural, las gasolinas y otras distorsiones de precios generalizadas en la región),
- la superación de barreras para la penetración de fuentes renovables y el aumento de su participación en la oferta energética regional,
- nuevas políticas de inversión y tecnológicas para acelerar el recambio, penetración y difusión de infraestructura y bienes de capital y consumo que traigan incorporada mayor eficiencia energética y
- rediseño de políticas de infraestructura urbana y ordenamiento territorial para manejar el crecimiento acelerado de la demanda de transporte individual en la región, que trae aparejado un consumo creciente de combustibles fósiles líquidos y derivados, y en el transporte de carga una nueva distribución entre modos de transporte (modal split) para reducir el consumo de combustibles y la contaminación.

Para lograr un aumento sensible de la eficiencia en el uso de la energía en todos los sectores y plantear una nueva visión integral de la política energética para la región que pueda hacer frente a este variado conjunto de objetivos, se proponen las siguientes líneas de acción para avanzar hacia una segunda generación de reformas del sector energético.

- Fortalecer las instituciones y las políticas sobre el uso eficiente y el manejo de la demanda, así como la promoción de energías renovables y la diversificación de fuentes convergentes. En las políticas de precios, los incentivos fiscales, los mecanismos de mercado y las medidas regulatorias se debe considerar la heterogeneidad de los objetivos y actores estratégicos sobre los cuales recaen dichas políticas.
- Reafirmar el carácter multisectorial y el enfoque integral de la política energética, diseñando mecanismos de coordinación institucionales que permitan una articulación con los dispositivos normativos, promocionales y regulatorios. Para asegurar la eficacia de esta normativa o ley específica es fundamental dicha articulación e institucionalidad funcional a sus propósitos, así como un abanico de instrumentos, programas y fondos adecuados. En este sentido, las medidas de política macroeconómica para controlar las presiones inflacionarias no deberían afectar la sostenibilidad energética.
- Reforzar la planificación integrada de recursos. Orientar a los inversionistas privados en cuanto a la dirección de la inversión energética y considerar el ahorro y uso eficiente de la energía como una fuente más y reorientar a los usuarios hacia una mayor productividad en el uso de la energía. Por lo tanto, las medidas a corto plazo deberán ser coherentes con el objetivo al que apunta dicha planificación: el mediano y largo plazo se construye con la suma de las medidas a corto plazo.
- Crear las condiciones regulatorias para una mayor complementariedad energética regional y una mayor cooperación internacional. Se deberían armonizar las normas y reglamentos, eliminar barreras de todo tipo para propiciar una mayor integración energética, reforzando la integración de sistemas energéticos bilaterales, pasando luego a sistemas subregionales y finalmente a sistemas regionales.

- Seguir manteniendo una reducida participación de América Latina y el Caribe en las emisiones totales de contaminantes, pese a que la región debe aumentar su consumo per cápita con una mayor equidad social. De allí la importancia del uso eficiente y una mayor penetración de las energías renovables; es decir, la región debe consumir más energía pero en forma más equitativa y eficiente.
- Incluir la equidad social como un eje de las reformas de segunda generación. Esto plantea sin duda un serio desafío en cuanto a los mecanismos institucionales, de gestión, implementación y financiamiento que deberán crearse para contribuir a esta meta.

Estas líneas de acción deben considerarse en función de las siguientes características estructurales que condicionan las respuestas de política del sector energético de América Latina y el Caribe y el papel que la región desempeña dentro de la matriz energética global:

- La región acusa un marcado rezago en cuanto a su capacidad de movilizar suficiente inversión en su infraestructura energética, debido a que las reformas regulatorias aplicadas desde los años noventa no se han traducido en un crecimiento balanceado del sector. En la próxima década la región debe promover la movilización de recursos para inversiones en todos los eslabones de su infraestructura energética.
- El esfuerzo de los programas de uso eficiente de la energía es considerable; sin embargo, la ausencia o insuficiencia de los mecanismos financieros ha afectado sus resultados. Asimismo, es preciso fortalecer las empresas de servicios energéticos (ESCO), que son los agentes necesarios para salvar esa brecha entre la banca comercial y el financiamiento de programas masivos de eficiencia energética.
- No existe hasta el momento un enfoque equilibrado sobre las fuentes renovables y no convencionales. Al mismo tiempo, no hay claridad respecto del potencial real, económico y técnico de su posible penetración. Por lo tanto, es necesario plantear seriamente las opciones de dichas fuentes, incluida la energía nuclear, que podrían sustituir en forma significativa a los hidrocarburos.
- La producción y uso de biocombustibles se debe enfocar desde la perspectiva del desarrollo sostenible y no solamente desde la óptica del agronegocio. Se propone un enfoque multidimensional, que requiere una conducción centralizada (tipo cuadro de mando integral), dado que, además de la autoridad política del sector energético, es necesaria la participación de las autoridades de política agropecuaria, de la industria y el transporte, de hacienda, de recursos naturales y medio ambiente, del área tecnológica, del área social y de salud y de las entidades regionales. Solo con un acuerdo previo, sobre bases informadas, será posible formular y aplicar una política coherente sobre biocombustibles.
- Las asimetrías en la distribución del ingreso que caracterizan a América Latina y el Caribe tienden a reproducirse en el patrón de consumo energético entre los quintiles altos y bajos de la población. Desde el punto de vista de la política energética estas asimetrías distributivas pueden requerir políticas diferenciadas como tarifas escalonadas y subsidios cruzados. Por ejemplo, el consumo de gasolina está básicamente asociado al transporte individual de personas y en pocos casos a la carga de corta distancia, por lo tanto cuando se subsidia el precio de las gasolinas o se aplica algún tipo de medida para paliar el aumento de precios de este combustible, se hace para favorecer a la población que posee un automóvil particular, esto es de ingresos medios o altos. En cambio, el consumo de gasoil está dirigido fundamentalmente al transporte colectivo de personas y a la carga de todo tipo, de modo que las políticas de precio –subsidios diferenciados o generalizados— tienen

por objeto evitar efectos inflacionarios en general y aumentos de costos del transporte en particular.

La región tiene la oportunidad de reducir el rezago de su propia agenda en materia de política energética y al mismo tiempo desempeñar un papel proactivo en el concierto internacional para combatir el cambio climático. Dicha estrategia permitiría a la región captar los beneficios derivados del esfuerzo internacional, tales como el acceso a flujos financieros y tecnológicos adicionales, a fondos multilaterales para energía limpia y eficiencia energética, y a inversiones y proyectos de mercados de carbono.

Introducción

Este documento se elabora para dar seguimiento a la resolución del Período de Sesiones de la CEPAL cuyos delegados solicitaron que: “dedique esfuerzos especiales a examinar los retos que plantea a los países y subregiones la actual coyuntura de la crisis energética y alimentaria mundial y los temas conexos mediante la realización a la brevedad de una reunión de expertos gubernamentales sobre este tema y la elaboración de estudios especializados que permitan prestar asesoramiento técnico y formular opciones de política pública para enfrentar estos desafíos”.¹

En función de ese mandato se elabora el presente documento que pretende analizar los impactos del aumento del precio internacional del crudo así como de los precios de la energía en general en los diferentes sectores de consumo. Al mismo tiempo examina las reacciones de los países al alza de precios de los combustibles y de la energía eléctrica. Se presentan las experiencias de los diferentes países y explora los instrumentos de políticas públicas de corto plazo –precios, subsidios, impuestos, fondos de compensación- y/o de largo plazo como el uso eficiente de la energía y la diversificación y renovabilidad de la matriz energética que los países de la región están implementando para responder al cambio en los precios relativos de la energía.²

Se ha logrado establecer, que el aumento del precio internacional de la energía, junto con la desaceleración en curso de la economía mundial, impactará el crecimiento regional. Sin embargo, sus consecuencias probablemente serán menores que en el pasado debido a la menor vulnerabilidad macroeconómica que presenta la región en la actualidad. Esta menor vulnerabilidad de la región está asociada a una mejor posición externa con acumulación de reservas, cancelación de deuda y menor necesidad de financiamiento exterior lograda gracias al “boom” en los precios internacionales de los “commodities” que exporta la región. Sin embargo se prevé una reducción de las remesas de los trabajadores emigrados, asociada a la reducción del empleo en Estados Unidos, que afectará la balanza de pagos. En consecuencia, las remesas y las

¹ Trigésimo segundo período de sesiones de la CEPAL. República Dominicana, Junio 2008.

² No se analizarán en este documento las causas que motivaron el aumento de precios del crudo, sólo nos limitaremos a tener presente que éstos vienen creciendo sostenidamente desde el año 1999, y que en el primer trimestre de 2008 han llegado a quintuplicarse, principalmente debido al fuerte aumento de la demanda mundial de energía causado por el mayor consumo de China e India (países cuyas proyecciones de crecimiento económico en las próximas décadas representan un cambio estructural, más que coyuntural, en el comportamiento de la demanda mundial, a la disminución de reservas del crudo en las cuencas productoras tradicionales, y la inestabilidad política en zonas con altas reservas (Medio Oriente y África).

exportaciones (especialmente de manufacturas) tendrían un efecto mayor en México y Centroamérica que en América del Sur. (CEPAL 2008 nota).

La desaceleración de la economía mundial deberá reducir el precio de los bienes primarios. Sin embargo, las recurrentes crisis, de distinto origen, en países productores de petróleo, el surgimiento de los biocombustibles (en especial el fuerte subsidio a su producción en Estados Unidos y Europa) junto con las compras especulativas y la aplicación de barreras a las exportaciones en algunos países productores de materias primas utilizadas como insumo en la producción de biocombustibles, introducen incertidumbres sobre el comportamiento de los precios de estos bienes. En ese contexto no es de extrañar que el aumento del precio de los bienes primarios, a través de su impacto en la pobreza y su consecuente efecto en la inflación a escala mundial, sea un problema que ocupe un lugar importante en la agenda política de América Latina y el Caribe. De hecho la mayoría de los países de la región han experimentado un aumento significativo de la tasa de inflación derivado del shock del precio internacional de los hidrocarburos y los alimentos.

Las condiciones que este nuevo contexto internacional impone a la región, junto con la dotación de recursos naturales y las políticas energéticas diseñadas e implementadas en las dos últimas décadas en América Latina y el Caribe, determinan la existencia de países “ganadores y perdedores”. Es decir, países en los cuales el aumento de precios del petróleo puede originar una “crisis” energética y que por tanto deben diseñar políticas públicas para combatirla y administrarla con el fin de evitar impactos macroeconómicos significativos sobre la inflación y sus perspectivas de crecimiento. En otros casos, hay países que captan grandes excedentes motivados por la cuantiosa renta petrolera y también deben, por consiguiente, diseñar políticas públicas para la administración y distribución eficiente de dichos excedentes con objeto de evitar impactos inflacionarios y apreciación insostenible del tipo de cambio que pudieran impactar negativamente en el resto de sus sectores de exportación.

Un caso aparte lo constituye Brasil, que gracias a los recientes descubrimientos del yacimiento Tupi, dejará de ser un país autoabastecido y con moderados recursos hidrocarbúricos, para convertirse en el segundo país de la región, con el 10% de las reservas totales petroleras de América Latina. Adicionalmente este país, como se verá más adelante, diseñó en la década de los años setenta, políticas de mediano y largo plazo tendientes a diversificar su matriz energética por medio de la promoción del bioetanol de caña y a instrumentar medidas de ahorro y uso eficiente de la energía.

El presente documento está estructurado en tres capítulos. El primero examina la situación energética general de la región la evolución de la oferta y el consumo de energía. Muestra las tendencias de los consumos sectoriales y de las distintas fuentes, su relación con los precios y con los otros factores económicos y tecnológicos que explican su evolución durante las últimas décadas. Se analizarán en particular las tendencias en el sector transporte, consumo energético en el sector residencial y sus implicancias sobre la pobreza, así como la evolución de la intensidad energética de la región y los factores que explican las diferencias con la tendencia observada en los países más desarrollados.

El segundo capítulo resume las políticas de diversificación de la matriz energética, mediante la promoción de fuentes renovables y/o de biocombustibles que los países de la región han puesto en práctica. Se analizan las diferentes normativas y se comparan las diversas estructuras de incentivos implementadas por los países para la promoción de las fuentes renovables como parte de estas políticas de diversificación. Presenta un panorama de los resultados alcanzados por los programas nacionales en materia de eficiencia energética desplegados por los países de la región durante las últimas décadas. Asimismo, considera la política de precios de los combustibles, su tributación y los instrumentos o medidas

implementadas por los países, como por los fondos de estabilización, para paliar los efectos del aumento de precios de los hidrocarburos.

El tercer capítulo examina los impactos del aumento de precios de los derivados del petróleo, sobre los ejes del desarrollo sostenible, esto es, los efectos económicos, sociales y ambientales. En el primer caso se presentan las consecuencias del aumento de precios del crudo y de los derivados en la balanza comercial, y cómo han reaccionado los mercados marítimos al aumento de los costos del transporte internacional. En el eje social se presenta la relación del acceso a la energía tanto en el área urbana como rural con la pobreza, así como los efectos de la política de precios sobre los diferentes quintiles de ingreso. Finalmente en el eje ambiental se consideran el comportamiento, los determinantes económicos, las tendencias del pasado y futuras de las emisiones de CO₂, así como los desafíos de la región en el manejo futuro de dichas emisiones.

En su conjunto el documento trata de mostrar las articulaciones de las distintas políticas de oferta, los determinantes del consumo, la renovabilidad de la matriz energética, con las políticas de precios de los combustibles y sus impactos en los ejes del desarrollo sostenible. Esta visión de política energética integral está orientada al desafío que América Latina y el Caribe, como región en desarrollo, enfrentará en las próximas décadas, desafío que consiste en seguir un sendero que logre conjugar un consumo energético creciente, de mejor calidad y con una mayor eficiencia en el uso de energía, así como, con el manejo de las emisiones asociadas.

1. La energía en América Latina y el Caribe

Hacia mediados de la primera década del siglo XXI, América Latina y el Caribe (ALC) con 556,4 millones de habitantes representaba el 8,6 % de la población mundial. Según cifras de CEPAL, el PIB per cápita en 2006 fue de 3.856 US\$/hab. (en US\$ de 2000). Pero si se toma en cuenta la valoración en paridad de poder de compra del PIB, de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (AIE), el PIB/hab. de la región excluyendo a México se situaba en 2005 en 7.111 US\$/hab, un 16% inferior al promedio mundial.

El consumo energético per cápita de América Latina y el Caribe en 2006 alcanzó 6.2 BEP/hab., mientras que el promedio mundial se situó en los 9.9 BEP/hab. Sin embargo, si bien la región está por debajo del promedio mundial, en los últimos 25 años ha experimentado una tendencia constantemente creciente, contraria a la observada para el promedio mundial. Hoy la región consume un 12% más de energía por habitante que hace un cuarto de siglo.

1.1 Las reservas energéticas

1.1.1 De hidrocarburos

Tres de los cuatro países en los que existe actividad petrolera estatal predominante Brasil, México y la República Bolivariana de Venezuela, concentran las reservas petroleras de la región y se han visto favorecidos por el aumento de los precios internacionales, acumulando importantes excedentes provenientes de la renta petrolera.³ Los niveles de reservas y producción de estos países son muy distintos y las modificaciones legales en la presente década no han seguido un patrón común, a diferencia de los cambios ocurridos en la década de los años noventa (Campodónico, 2007).

En el caso de Brasil, se mantienen vigentes las leyes y reglamentos de la apertura petrolera de 1997-98, mediante las cuales todas las actividades están abiertas a la inversión privada, terminando

³ El cuarto es Chile, país que posee reservas sólo marginales y una muy baja relación de producción local con su consumo. En este país no ha habido modificaciones legales. Si bien la legislación prevé la participación privada en todas las fases de la industria, la participación de la empresa estatal ENAP sigue siendo predominante en exploración y producción; y detenta la propiedad de las dos refinerías más grandes, aún cuando exista libertad de entrada para las empresas privadas.

con el monopolio de Petrobras. Con todo, después de una década, la presencia de Petrobras en todos los eslabones de la cadena es mayoritaria. En julio de 2008, Petrobras ocupa el sexto lugar entre las mayores empresas petroleras del mundo, y su plan de negocios prevé un volumen de inversiones de 112,4 mil millones de dólares entre los años 2008 y 2012.⁴

En el caso de México no han existido modificaciones legales, lo que confirma el mantenimiento del monopolio de PEMEX en el sector exploración y producción de petróleo, así como en la actividad de refinación. En lo referente al régimen fiscal de PEMEX, a pesar de los esfuerzos del Gobierno, no ha habido modificaciones significativas por lo que la estatal sigue entregando al fisco el 60,8% de sus ingresos totales (hubo una modificación pequeña al régimen fiscal en diciembre del 2005, que reduce ligeramente el porcentaje mencionado, pero eso no altera el contenido central de este análisis).

En el caso de la República Bolivariana de Venezuela sí hubo modificaciones muy sustantivas al régimen legal del sector hidrocarburos desde el año 2001. La tendencia de estos importantes cambios legales ha sido aumentar la participación del Estado en la propiedad de los activos hidrocarburíferos, lo que marca una ruptura con el curso seguido la década pasada. Asimismo, en 2006 se modificó la legislación del impuesto sobre la renta, aumentando la carga impositiva de las asociaciones estratégicas en la Faja del Orinoco. Estos dispositivos legales fijan de manera explícita que el Ministerio de Energía y Petróleo orienta las actividades de PDVSA (Empresa Petróleos de Venezuela S.A.). Asimismo, los nuevos dispositivos legales establecen el gasto social que debe realizar la estatal PDVSA, poniendo dicho gasto en el mismo nivel de importancia que las actividades propias de su gestión operativa en el sector.

Desde el año 1980 las reservas de petróleo de América Latina y el Caribe se incrementaron sustantivamente hasta 1999, pasando de 56 mil millones de barriles (MMBbl) a 137 MMBbl para luego decaer constantemente hasta 121 MMBbl. Esto se debe a la disminución registrada en México, cuyas reservas en los mismos años se redujeron en cuatro veces pasando, de 48 MMBbl a sólo 12 MMBbl. Estas variaciones determinaron que su participación dentro del total de las reservas mundiales se elevara de 8,8% en 1980 a 13% en 1999 para luego caer al 9% en 2008.⁵

Tres países la República Bolivariana de Venezuela, México y Brasil dan cuenta de más del 90% de los recursos a marzo de 2008. Pero el cambio de posicionamiento de estos dos últimos países es llamativo: Brasil con los recientes descubrimientos de Tupi, por su magnitud, se coloca como el segundo mayor reservorio petrolero de la región (cuadro 1.1).⁶

CUADRO 1.1
EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO EN LOS PRINCIPALES
PAÍSES DE AMÉRICA LATINA
(Porcentaje y MMBbl)

	1980	1990	2000	2008
México	55,3	45,1	24,1	9,6
República Bolivariana de Venezuela	31,6	46,8	61,6	71,6
Brasil	2,2	2,3	6,2	10,0
TOTAL (MMBbl)	56 473	125 027	117,931	121 507

Fuente: Internacional Petroleum Reserves and Resources. Energy Information Administration, US-DOE, agosto 2008.

⁴ Ranking de PFC Energy 50. En Diario La Tercera, 11 de agosto de 2008, página 30.

⁵ Estimación de Oil & Gas Journal, citada por el Department of Energy de los Estados Unidos. Ver Department of Energy (USDOE), Energy Information Administration 2000 (www.doe.gov)

⁶ Cifras tomadas del Departamento de Energía de Estados Unidos. Energy Information Administration. www.doe.gov. Versión agosto 2008

Las reservas regionales de gas natural experimentaron un crecimiento considerable. Entre las décadas de los años ochenta y noventa crecieron de 144.5 billones de pies cúbicos (Bpc)⁷ a 252 Bpc, situándose en unos 275.6 Bpc en el primer trimestre de 2008. En consecuencia, en esos años la participación de la región en las reservas mundiales de gas natural se elevó sólo de 5,6% a 6%, declinando hacia el año 2008 al 4,5%, debido al fuerte crecimiento que experimentaron las reservas de los países del Medio Oriente y de la ex URSS. Al igual que en el caso del petróleo, estas reservas se encuentran, en lo sustantivo, en la República Bolivariana de Venezuela (60,3%), seguido desde muy lejos por Bolivia (9,6%), Trinidad y Tobago 7,2%; Argentina (5,7%). A pesar de los recientes descubrimientos en Perú y Brasil en 2008 llegan sólo al 4,3 y 4,5% respectivamente.

Por otra parte, la producción de gas fue más dinámica que la de las reservas, lo que lleva a una sistemática disminución de la relación reserva-producción: 80 años en 1990, a 53.6 años en 2000 y sólo 41.2 años en 2005.

1.1.2 De otras fuentes

América Latina y el Caribe posee una reducida cantidad de reservas de carbón, comparadas con las que existen en el resto del mundo. Entre los años 1980 y 1999 la participación de la región en las reservas mundiales creció levemente de 1,2% a sólo 1,6%. Este recurso está concentrado básicamente en Brasil y Colombia que representan el 80% de las reservas regionales. La relación reservas/producción actual permitiría disponer de este recurso por 430 años mientras que en el caso del petróleo alcanza, a diciembre de 2007 para 30.5 años.

El potencial hidroenergético de la región se estima en 728,591 MW, lo que representa aproximadamente el 22% del potencial mundial. En América Latina y el Caribe el aprovechamiento de estos recursos es todavía muy reducido, alcanzando a fines de siglo sólo 15% del potencial existente. Las otras fuentes renovables de energía, no tradicionales, tienen una utilización limitada o han sido poco desarrolladas. Si bien la exploración del potencial geotérmico es todavía muy limitada, se estima que a fines del 2010, la región podría desarrollar una capacidad instalada de unos 1,500 MW, corresponde al 16% del total mundial. En la actualidad dicha capacidad, cercana a los 1300 MW, equivale al 14% de la potencia geotérmica instalada a escala mundial.⁸

1.2 Componentes de la oferta y producción en América Latina y el Caribe

La oferta interna de energía, definida por la ecuación: Producción + Importaciones – Exportaciones +/- Variaciones de Stock, experimentó un crecimiento sostenido en las últimas tres décadas. Al concluir los noventa era cercana a los 4500 millones de BEP.

1.2.1 Producción de energía primaria

Como resultado de las políticas implementadas por los diferentes países, sumadas a la dotación de recursos naturales energéticos descrita anteriormente, la producción de energía primaria de la región es fundamentalmente de origen petrolero, si bien la participación de esta fuente se redujo sostenidamente desde los años setenta al 62% del total, a 50% en el año 2000. Su contribución continuó reduciéndose para estabilizarse en 43% en 2006. Esta baja, combinada con el alza de los precios del petróleo y de sus derivados, debería provocar impactos importantes en los costos asociados a su uso. Para que esta baja de

⁷ 1 billón de pies cúbicos es equivalente a 1 “one trillion cubic feet” de Estados Unidos

⁸ El uso de la geotermia para la generación de electricidad es poco significativo. A fines de la década de los años noventa, la producción de electricidad de origen geotérmico representaba sólo el 1.2% de la generación eléctrica regional. Los mayores experiencias se encuentran en Costa Rica, El Salvador, Guatemala, México y Nicaragua, existiendo un potencial interesante en Chile, Colombia, Ecuador, Honduras y Perú.

la participación del petróleo en la producción total no repercutiera en dichos costos, fundamentalmente en el transporte, en los sectores productivos como el agro e industrias y la generación de electricidad, debería haberse producido también una disminución de la proporción del consumo de derivados de petróleo en esos sectores. Si no se hubiera producido un acompañamiento en ambas tendencias, y si el consumo de derivados hubiera crecido más que proporcionalmente a la producción de petróleo crudo, se produciría un claro desequilibrio en la balanza comercial y un aumento de la factura energética de las familias y en los costos en los sectores productivos.

Como consecuencia, se observa una mayor participación de dos fuentes que son en orden de importancia, el gas natural y la hidroenergía.

A comienzos de la década de los años setenta el gas natural representaba el 11% de la producción de energía primaria; durante los años ochenta alcanzó el 16%, para crecer al 22% a fines de la década siguiente y continuó creciendo hasta representar más de un cuarto de la oferta total de energía primaria (OTEP) en 2006. Es posible entonces, que su contribución aumente en el futuro cercano debido a las mayores disponibilidades y al mayor impulso que debería cobrar la integración gasífera en los países del MERCOSUR, Bolivia y Chile, entre Brasil y Bolivia.

En la década de los años setenta la proporción de la hidroenergía pasó del 4% al 6% hasta alcanzar 9% en los años noventa y un máximo de 11,5% en el año 2000. A partir de este año su participación ha disminuido sistemáticamente estabilizándose en un valor cercano al 9%. Esto se explica por el proceso de reformas y la dinámica de inversión en el sector eléctrico que privilegió el desarrollo de centrales menos intensivas (térmicas por caso), en detrimento de centrales hidroeléctricas. (cuadro 1.2)

CUADRO 1.2
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN AMÉRICA LATINA

	1970	1980	1990	2000	2005	2006
Petróleo	61,48	56,94	49,99	47,39	42,28	43,31
Gas Natural	10,53	15,24	18,89	21,95	26,81	25,44
Carbón Mineral	2,55	2,95	3,78	4,15	5,59	5,40
Hidroenergía	3,76	6,23	9,14	11,51	8,51	8,72
Nuclear	0,00	0,19	0,58	0,65	0,70	0,85
Geotermia	0,00	0,12	0,32	0,40	0,26	0,28
Biomasa	21,22	17,81	16,54	12,92	14,64	14,96
- Leña	17,43	13,47	10,79	8,16	8,92	8,80
Total Mbep	2 285	3 103	3 783	4 599	5 138	5 226

Fuente: CEPAL, con base en OLADE. Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto 2008.

El desarrollo geotérmico y nuclear cobró un impulso relativo desde mediados de los años setenta pero su contribución a la producción de energía primaria es todavía muy reducida, siendo equivalente a sólo 0,2% y 1% respectivamente.

Es interesante destacar la sostenida reducción de la participación de la leña. Su contribución se redujo de 17% a 8% en los últimos 35 años. Ello tiene efectos favorables no sólo sobre la calidad de la energía consumida por la población pobre⁹ y/o rural sin acceso a combustibles comerciales (kerosene y GLP), sino además sobre el medio ambiente, en particular sobre la deforestación, aunque en algunos países como El Salvador, Haití y República Dominicana, su impacto negativo continúa siendo persistente.

⁹ Ver punto 1.3.2 del capítulo 1 y punto 3.2.1 del capítulo 3.

1.2.2 Importaciones

Si bien el volumen del comercio de importación de productos energéticos creció sostenidamente desde inicios de la década de los años setenta, la relación entre las importaciones de energía y la oferta interna se redujo sostenidamente desde esta década, como resultado del mayor aprovechamiento de las fuentes internas. En ese período se produjo una significativa expansión de la inversión pública en centrales hidroeléctricas, a raíz de la mayor disponibilidad de crédito externo. Asimismo se promovió la inversión extranjera en la explotación de petróleo, a la vez que creció la producción de las principales empresas estatales, lo que se tradujo en mayores disponibilidades de petróleo crudo y gas natural.

En los años setenta la relación entre las importaciones y la oferta interna declinó de 28% a 25% para situarse en 18% a inicios de los años noventa. El declive de los años setenta y su continuación en los ochenta se explica por la mayor producción interna de energía, concordante con las políticas públicas que fomentaron la sustitución de las importaciones de energía y también por el menor ritmo de crecimiento durante los años ochenta. Hacia fines de los años noventa dicho coeficiente se eleva a más de 20% y a 22,5% en 2006 lo que tendría parcialmente relación con la reactivación de las economías regionales (cuadro 1.3).

1.2.3 Exportaciones

A comienzos de los años setenta las exportaciones representaban el 98% de la oferta interna. El mayor ritmo de crecimiento en el transcurso de este decenio y la reducción de las exportaciones de petróleo de la República Bolivariana de Venezuela, debido a las cuotas de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), redujeron dicha relación al 50%, situándose en un 48% a comienzos de los años noventa. En este decenio, la reactivación de las economías regionales no se ha reflejado en una mayor reducción de dicho coeficiente, dado que muchas de las inversiones petroleras realizadas en los años ochenta maduraron, estimuladas por la mayor oferta exportable de algunos países como Colombia (petróleo y carbón). Así, puede observarse que entre los años 1990 y 2005, la participación de las exportaciones en la oferta interna total creció sostenidamente hasta alcanzar casi el 64,1%, lo que representa unos 3306 millones de Barriles Equivalente de Petróleo (BEP) (cuadro 1.3).

CUADRO 1.3
AMÉRICA LATINA: OFERTA TOTAL (MILLONES DE BEP)

	Producción	Importación	Exportación	Oferta total	Imp/oferta (%)	Exp/oferta (%)
1970	3 147	495	1 704	1 741	28,4	97,9
1980	3 601	702	1 373	2 806	25,0	48,9
1990	4 677	638	1 632	3 426	18,6	47,6
1999	6 173	990	2 608	4 447	22,2	59,6
2006	7 430	1 264	3 306	5 154	24,5	64,1

Fuente: CEPAL en base a OLADE. Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto 2008.

1.2.4 Impactos desiguales por la heterogeneidad sub-regional de la oferta de energía: exportaciones e importaciones.

La heterogeneidad en la dotación de recursos naturales de las diferentes subregiones de América Latina y El Caribe se aprecia en la relación del coeficiente de las importaciones o exportaciones con respecto a la oferta total. En este sentido destaca por una parte la cierta estabilidad de los coeficientes en Brasil y los países del Cono Sur, en ambos casos con índices inferiores a 30%. México, a pesar de la disminución observada de las reservas de hidrocarburos, presenta un indicador de exportación muy importante (superior al 60%), mientras que las importaciones (de gas natural y de derivados) representan casi una quinta parte de la oferta. América Central y El Caribe surgen como regiones netamente importadoras de energía, aunque en el caso de El Caribe el alto coeficiente de exportación

es explicado exclusivamente por el caso del gas natural y GNL de Trinidad y Tobago. La Zona Andina, destaca porque las exportaciones equivalen a más de dos veces la oferta total. Las exportaciones de petróleo de la República Bolivariana de Venezuela, de carbón de Colombia, y de gas natural de Bolivia son las variables que explican dicha relación (cuadro 1.4).

CUADRO 1.4
RELACIÓN ENTRE LAS IMPORTACIONES E EXPORTACIONES CON LA OFERTA TOTAL
(Porcentaje)

	Brasil	México	El Caribe	Centroamérica	Cono Sur	Zona Andina
Import/Oferta	24,21	19,77	54,53	68,49	27,94	8,75
Export/Oferta	14,72	61,92	66,78	20,99	20,72	202,00

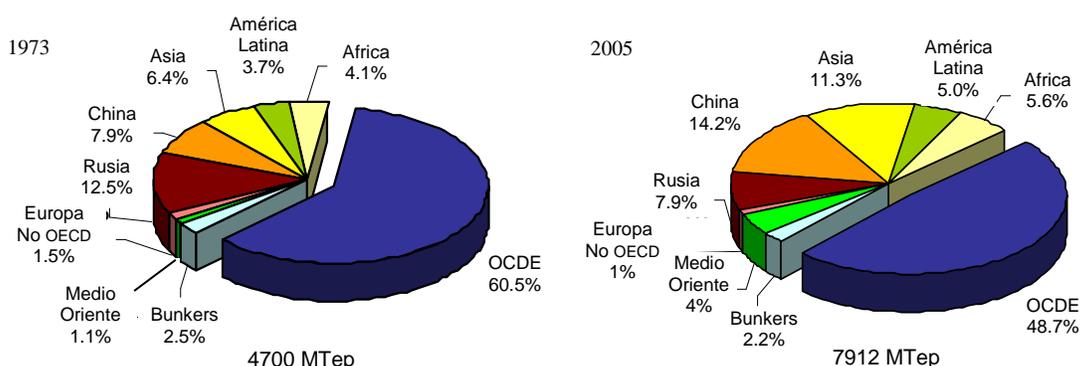
Fuente: CEPAL a partir de OLADE. Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto 2008.

1.3 Consumo Final de Energía

1.3.1 Con relación al mundo

El consumo total de energía a nivel mundial ha estado creciendo a una tasa promedio del 1,6% anual, debido fundamentalmente al fuerte aumento de los países en desarrollo en general y, en particular de China y el resto de países asiáticos. De esta forma, América Latina y El Caribe no sufre mayores modificaciones en la composición regional del consumo, su crecimiento fue ligeramente superior al promedio mundial y representó el 5% del mundo en el año 2005. La región que pierde constantemente participación es la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), que pasa de 60,5% en los años setenta a menos de la mitad en 2005 (gráfico 1.1).

GRÁFICO 1.1
COMPOSICIÓN REGIONAL DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA (1973 – 2005)



Fuente: Agencia Internacional de Energía. Key World Energy Statistics 2007, pág. 30.

1.3.2 Por sectores

La estructura sectorial del consumo final de energía experimentó cambios significativos en los años setenta que se explican por el mayor dinamismo económico registrado en dicho decenio. Por lo tanto, en las décadas de los años ochenta y noventa la estructura no ha experimentado mayores modificaciones, con excepción del continuo crecimiento que presentó el sector transporte en el consumo total.

La participación del sector industrial creció de 32% a 36% en los años noventa. Un comportamiento similar tuvo el consumo del transporte de 26% a 32% para estabilizarse en dicha proporción a lo largo de los años ochenta y avanzó hasta más del 35% a fin de siglo pasado, mientras

que la participación del consumo residencial y terciario cayó sostenidamente de 34% a 25% (cuadro 1.5). A partir del año 1980 se observó claramente una desaceleración del crecimiento del consumo total y de los dos sectores que fueron más dinámicos en los años ochenta. Así, el consumo total crece entre 1990 y 2005 a un 2,4% promedio anual, contra 2,5% del transporte y 1,8% de la industria, promedios que son muy inferiores a los crecimientos de la década de los años setenta en que se registraron tasas superiores al 4,6% anual para el total, destacando el sector transporte con 6,5%. Finalmente, el consumo del sector residencial creció en forma muy moderada en los años ochenta a una tasa del 0,7% anual, con cierto dinamismo en la década de los años noventa (1,6% anual) y caer fuertemente al 0,6% entre los años 2000 y 2005.

CUADRO 1.5
COMPOSICIÓN SECTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA

Sector	1970	1980	1990	2000	2006
Transporte	26,8	32,3	32,4	35,8	35,5
Industria	32,7	34,9	36,5	34,7	33,3
Residencial+terciario	34,1	26,7	25,9	25,1	25,8
Otros	6,3	6,2	5,2	4,4	5,4
Consumo final (millones de bep)	1 240	1 943	2 311	2 929	3 507

Fuente: CEPAL en base a datos de OLADE. Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto 2008.

El consumo por fuentes del sector transporte: el dispar proceso de dieselización y los subsidios

Como se verá con detalle en el punto 2.2 del capítulo 2, para diseñar una política de sustitución de hidrocarburos por biocombustibles para consumo del sector transporte en América Latina es necesario tomar en cuenta las particularidades de la composición del consumo de los países, la dotación de recursos naturales, las materias primas, las tecnologías, los impactos ambientales y sociales, entre otros. Asimismo, las implicancias de las políticas de precios de los combustibles, como por ejemplo los subsidios, tienen un alcance diferente según la importancia o primacía de dos tipos de combustibles: gasolina y diesel oil.¹⁰

El importante proceso de dieselización del parque automotor, tanto de carga como de pasajeros, que se dio en la región desde los años setenta, ha sido continuo hasta el presente, aunque desde el año 2000 hasta 2006 la estructura del consumo no ha sufrido grandes modificaciones (cuadro 1.6).

CUADRO 1.6
EL CONSUMO DEL SECTOR TRANSPORTE POR TIPO DE COMBUSTIBLE
(Porcentaje y KBEP)

América Latina y El Caribe					
Transporte	1970	1980	1990	2000	2006
Diesel Oil	28	36	37	40	40
Gasolina	61	54	54	49	48
Gas Natural	0	0	0	1	3
Otros	11	10	9	9	9
Total (%)	100	100	100	100	100
Total (KBEP)	331 153	626 162	763 405	1 048 011	1 234 322

Fuente: CEPAL a partir de OLADE. Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto 2008.

¹⁰ Hasta ahora el gas natural comprimido, y las mezclas de etanol con gasolina, que se queman en motores Otto, no tienen mayor significado en los países excepto el GNC en Argentina y Brasil y el etanol en Brasil, observando en general una baja participación del consumo sectorial.

Sin embargo es importante remarcar que este proceso no ha sido homogéneo en las diferentes subregiones, constatándose que en Argentina, Chile, Brasil, Paraguay, Uruguay y en América Central la dieselización del parque fue más profunda que en el resto de subregiones (ver Anexo 2). En efecto al comparar la participación del consumo de diesel oil y gasolina en las diferentes subregiones para 2006 observamos una fuerte presencia del consumo de gasolina en México, Zona Andina, El Caribe y en menor medida en América Central, pero en todos los casos superiores al 40%. En contraposición la participación del gas oil es preponderante en los países anteriormente citados superando el 50%, y en América Central con 47% (cuadro 1.7)

CUADRO 1.7
EL CONSUMO POR FUENTES DEL SECTOR TRANSPORTE POR SUBREGIONES

	Diesel Oil	Gasolina	GNC	Otros
Brasil	52	38	4	6
México	27	64	0	9
El Caribe ¹¹	35	45	0	19
América Central	47	42	0	10
Cono Sur	50	24	12	13
Zona Andina	33	57	2	8

Fuente: CEPAL, a partir de OLADE. Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto 2008.

Normalmente el consumo de gasolina está asociado al transporte individual de personas, y en pocos casos a la carga de corta distancia (urbana) y en tipo de vehículos de poca carga útil (por lo general menores a 2.5 toneladas). Por tanto cuando se subsidia el precio de las gasolinas o se aplica algún tipo de medida para paliar el aumento de precios de este combustible, se lo hace para favorecer básicamente a la población que posee un automóvil particular.

En cambio, el consumo de gas oil¹² está dirigido fundamentalmente al transporte colectivo de personas (urbano e interurbano) y a la carga de todo tipo (corta y larga distancia), por tanto las medidas de políticas de precio -subsidios diferenciados o generalizados- tratan de evitar impactos inflacionarios en general y aumento de costos en el transporte en particular.

El consumo por fuentes del sector residencial: mejora la calidad del consumo, pero aumenta la vulnerabilidad por falta de acceso y pobreza

Como consecuencia del proceso migratorio de las áreas rurales a las urbanas, unido a la mejora de la infraestructura de distribución de ciertas fuentes y al proceso de desarrollo general de la región, la evolución del consumo de las familias muestra por una parte una sensible mejora en la calidad del consumo familiar, al verificarse la penetración de fuentes de mayor rendimiento, como: electricidad, gas natural y GLP. Pero al mismo tiempo, las políticas públicas para mejorar el acceso de las familias pobres urbanas y rurales a esas fuentes de mejor calidad resultaron insuficientes, es significativo en este sentido que la leña siga siendo la principal fuente de energía con 38% del consumo total residencial (cuadro 1.8). Es decir que los frutos del crecimiento económico, las mejoras distributivas y por ende una mejor distribución del consumo de las fuentes energéticas de mayor calidad, podrían no ser accesibles a una gran mayoría de familias latinoamericanas (del sector rural) o que hay razones estructurales mucho más complejas que la simple ecuación económica que explica este fenómeno.

¹¹ El valor tan alto de "otros" se explica por el alto consumo de GLP en el transporte carretero y de Kero-Jet en el transporte aéreo.

¹² Además del que se registra en el sector agrícola e industrial.

CUADRO 1.8
COMPOSICIÓN DEL CONSUMO RESIDENCIAL POR FUENTES
(Porcentajes y KBEP)

América Latina y El Caribe	1970	1980	1990	2000	2006
Gas Natural	3,0	5,0	7,0	11,0	11,0
GLP	8,0	14,0	23,0	25,0	22,0
Kerosene	9,0	7,0	4,0	3,0	2,0
Leña	70,0	58,0	45,0	37,0	38,0
Electricidad	5,0	10,0	16,0	22,0	24,0
Otros	6,0	6,0	4,0	3,0	2,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fuente: CEPAL a partir de OLADE. Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto 2008.

Si bien es sabido que las estadísticas sobre el consumo de leña¹³ necesitarían ser actualizadas por medio de encuestas específicas de oferta y uso para toda la región, la estimación del Organismo Latinoamericano de Energía, (OLADE) en la cual se basa lo dicho anteriormente está indicando que la cantidad de leña consumida disminuyó de 267 a 226 millones de BEP entre los años 1980 y 1990. Sin embargo en 2006 se consumió un 7% más de leña que en 1990 por cuanto en la actualidad el consumo total de leña llega a los 240 millones de BEP.

En el punto 3.2 del capítulo 3, se analiza la articulación del problema de la pobreza y precios de la energía: el aumento de precios no sólo afecta a los más pobres, sino que las políticas de subsidios a los combustibles no focalizadas son políticas regresivas y acentúan las brechas entre ricos y pobres. Es decir, o bien se subsidian las fuentes consumidas principalmente por los estratos de altos ingresos, o no se presta la debida atención a las fuentes consumidas por los estratos más pobres, como por ejemplo: la leña y kerosene.

1.3.3 El consumo total por fuentes

Fueron varios los procesos de sustitución entre fuentes energética que se observaron en el consumo final de América Latina, provocando fuertes cambios en su estructura (cuadro 1.9).

- importante reducción del consumo de energía primaria (de 38% en 1970 a 26% en 2006) motivado fundamentalmente por la sustitución de la biomasa en general y de la leña en particular. El aumento observado en el gas natural -que duplicó su participación en la composición del consumo final- no alcanzó a compensar la reducción de la biomasa.
- la notable penetración de la electricidad en la ecuación del consumo total (del 6,2% en 1970 a casi 16% en 2006), motivada fundamentalmente por el crecimiento de la cobertura eléctrica y el proceso de urbanización;
- la fuerte expansión del gas licuado que casi duplica su participación y la dieselización del transporte, en particular del transporte de cargas, explica que el diesel oil aumente sustantivamente su participación (contabilizado en otras fuentes).

La expansión del gas natural se debe fundamentalmente a la fuerte sustitución del fuel oil en el sector industrial y en la generación eléctrica. Este fenómeno ha motivado la regresión de este último de 12% en 1970 a 3% en 2006 en el consumo interno, aumentándose así los excedentes exportables de pesados o su destino para el consumo de bunker.

¹³ Ver CEPAL. Proyección de la demanda de biomasa en América Central para el período 2007-2020. CEPAL México. En edición.

CUADRO 1.9
ESTRUCTURA DEL CONSUMO POR FUENTES
(Porcentajes)

Energético	1970	1980	1990	2000	2006
Gas Nat.	6,90	10,57	11,96	11,77	13,93
C. Mineral	1,17	0,82	1,05	1,40	1,61
Leña	29,32	16,88	13,03	9,43	9,16
Otras prim	0,79	0,69	0,98	1,18	1,24
Tot. prim	38,18	28,97	27,02	23,78	25,94
Electricidad	6,19	9,38	12,71	15,80	15,92
G.I.P	3,17	3,91	5,52	6,69	5,73
Gasolina	17,81	18,90	19,70	19,69	18,19
Fuel oil	12,47	11,57	7,07	4,76	3,06
Otros	22,17	27,27	27,98	29,29	31,17
Total sec	61,82	71,03	72,98	76,22	74,06
Total (millón bep)	1 210	1 966	2 382	3 043	3 676

Fuente: CEPAL a partir de OLADE. Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto 2008.

Con relación a las fuentes renovables -no obstante los interesantes progresos normativos tendientes a impulsar su aplicación- la participación de estas fuentes en la Oferta Total de Energía (OTE) muestra una tendencia prácticamente constante manteniendo un 25,7% entre 2002 y 2005. Dentro de éstas, la hidroenergía, la leña y los productos de caña son las predominantes. Por ahora la geotermia, la energía eólica y la solar tienen participaciones sólo marginales, (gráfico 1.2).

GRÁFICO 1.2
PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA OFERTA TOTAL DE ENERGÍA

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE – 2002 – OFERTA ENERGÍA

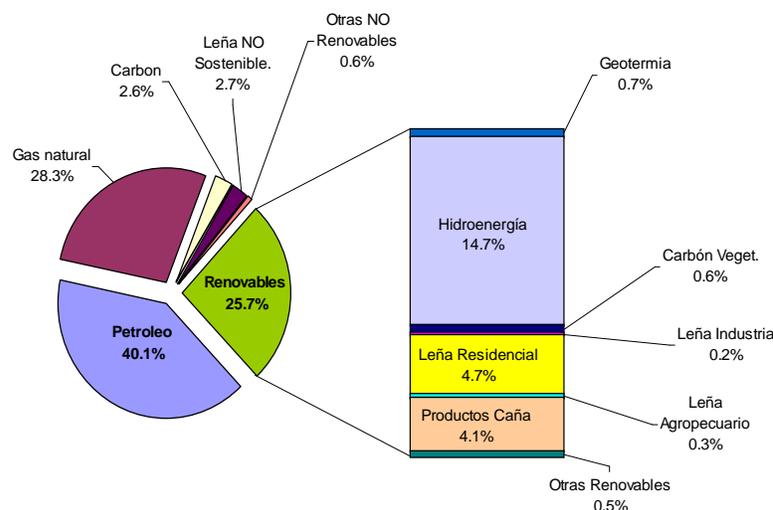
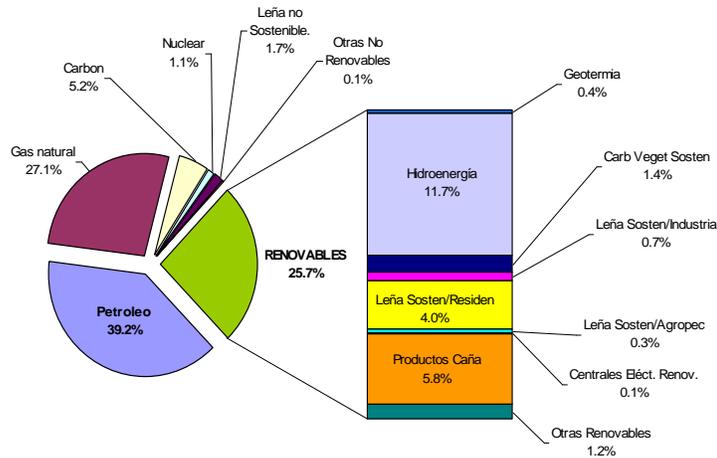


GRÁFICO 1.2 (CONCLUSIÓN)

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE – 2005 – OFERTA ENERGÍA



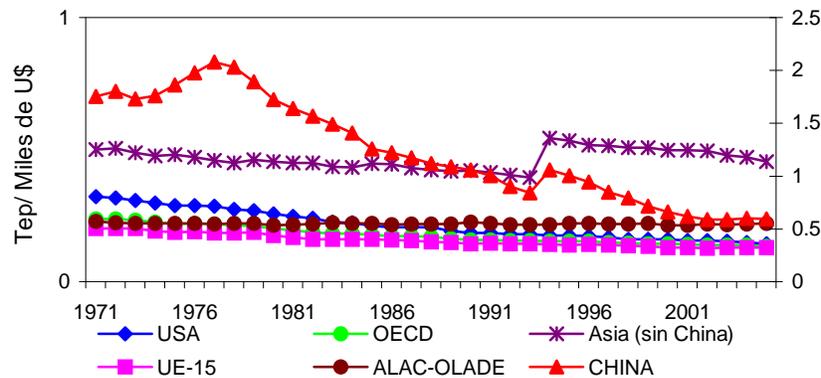
Fuente: Actualizado sobre la base de Energías Renovables en América Latina y el Caribe: dos años después de la conferencia de Bonn, CEPAL, 2006.

1.4 Trayectoria de la intensidad energética en América Latina y el Caribe

1.4.1 La intensidad energética en América Latina y el Caribe

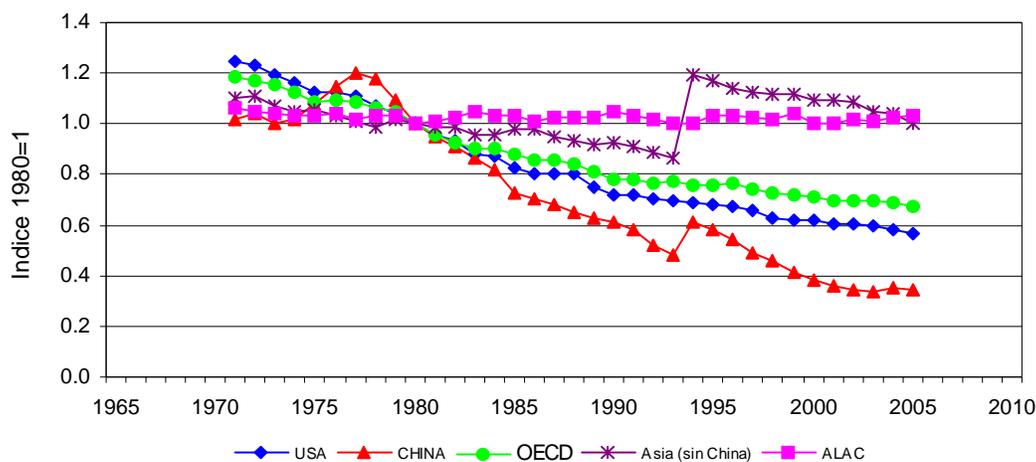
La evolución de la intensidad energética en América Latina y el Caribe durante el período de los años 1980-2005 se ha estancado en relación a los avances logrados por otras regiones como se ilustra en los gráficos 1.3 y 1.4 a continuación. La tendencia deseable sería hacia una disminución progresiva de la intensidad energética y de la intensidad de carbono (consumo de energía por unidad de producto; y emisiones de CO₂ por unidad de producto) en el tiempo, lo cual implica menor utilización de energía y menores emisiones para producir la misma unidad de producto.

GRÁFICO 1.3
TRAYECTORIA DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA 1971-2005 POR REGIÓN



Fuente: Agencia Internacional de Energía. World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01.

GRÁFICO 1.4
EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA POR REGIÓN (ÍNDICE 1980 = 1)



Fuente: Agencia Internacional de Energía. World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01.

El estancamiento de la intensidad energética en América Latina está relacionado con los siguientes factores:

- La estructura económica de la región, donde el sector primario (explotación de recursos naturales intensiva en uso de energía) tiene una participación dentro del PIB por encima del promedio mundial. En contraste con la estructura económica de la Unión Europea, los países OCDE de mayor ingreso per cápita y de los Estados Unidos, donde el sector servicios lleva el mayor peso dentro del PIB, y el sector primario tiene una participación relativamente menor en comparación con los países de América Latina y el Caribe.
- El bajo dinamismo económico experimentado por la región entre los años 1980-2005. Como se vio anteriormente entre 1971-2005 el promedio de crecimiento anual del PIB en la región ha sido de 3% y el promedio de crecimiento de la producción de energía primaria ha sido de 2% durante el mismo período. El indicador de intensidad energética de la región depende de la tasa entre la oferta o consumo final de energía y el producto interno bruto de la región. Al presentar el crecimiento del PIB con poco dinamismo y tasas de crecimiento comparables a la oferta de energía (3% y 2% en promedio), es natural que el indicador de intensidad energética (la razón entre ambas estadísticas) tienda a estancarse y mantener su nivel antes que disminuir. El descenso en el indicador de intensidad energética entre los años 1980-2005 sólo podría haberse registrado con un mayor crecimiento económico que el alcanzado, en presencia de un consumo de energía comparable al de dicho período.
- La baja prioridad que los países de la región han dado hasta ahora a las políticas de eficiencia energética.
- El comportamiento del consumo per cápita de electricidad y transporte a medida que los países en desarrollo convergen hacia mayores niveles de ingreso.

A pesar de la orientación general de las políticas energéticas que apuntaban a una mejor utilización de los recursos naturales, y no obstante el lento crecimiento registrado en el consumo energético per cápita, la región está lejos de presentar niveles adecuados de eficiencia en la transformación y el uso de la energía. En América Latina y el Caribe el estancamiento mostrado por la

intensidad energética durante las últimas décadas indica que el impacto de las reformas de política durante los años noventa no ha logrado inducir mayores avances en la eficiencia y uso de energía en las economías de la mayoría de los países de la región. El objetivo de mayor eficiencia en el uso y consumo de energía a todo nivel ha pasado a constituir el eje de las iniciativas para una utilización más racional de los recursos naturales a comienzos de este siglo. En particular a partir del año 2005, con el aumento sostenido experimentado por los precios del barril de crudo a nivel internacional y su traspaso a los precios de la energía en todas sus formas a nivel nacional y regional.

1.4.2 Comparación de la evolución de la intensidad energética en América Latina con otras regiones

El estancamiento de América Latina y el Caribe en esta materia contrasta con el presentado por los países industrializados después de la crisis de precios de los años setenta en el mercado petrolero internacional. Estos últimos aplicaron medidas de austeridad y sustitución orientadas a disminuir la intensidad de energía, especialmente del petróleo y derivados, tanto en las actividades de consumo humano (residencial, y transporte) como productivas (industrial, servicios) manteniendo los mismos niveles de prestación de servicios, calidad de vida y crecimiento económico. Para ello establecieron políticas que incluyeron acciones sobre la oferta y la demanda de energía orientada a diversificar la oferta y disminuir la dependencia de las importaciones petroleras, así como también para manejar el crecimiento de la demanda de energía. Promoviendo su utilización más eficiente y eliminando toda clase de desperdicios a través de una combinación de políticas de precios y eliminación de subsidios en distintos tipos de combustibles, incentivos para la entrada de fuentes renovables y no convencionales en la generación eléctrica y actualización tecnológica del parque generador (ciclos combinados, termoeléctricas a carbón limpio, generación nuclear en Francia, eólica en Alemania y el norte de Europa), regulación, impuestos diferenciados y estándares de eficiencia energética para bienes de capital, enseres domésticos y el parque automotor según su perfil de consumo.

Es así como se crearon en los países industrializados instituciones encargadas de promover estas actividades, se reglamentó el consumo energético, mediante normas de temperatura en los locales públicos, medición de consumo de agua caliente destinada al uso personal y a la calefacción doméstica y reglamentación técnica de nuevas edificaciones. Igualmente se emprendieron campañas públicas contra los derroches de energía y en favor de las inversiones para el ahorro, empleando como mecanismos de promoción la realización de diagnósticos gratuitos y la oferta de apoyos económicos para su realización. También se destinaron recursos a la investigación y desarrollo para el uso eficiente de la energía y fuentes nuevas y renovables. Los resultados que presentan los países desarrollados son significativos. Como se ilustra en el cuadro 1.10 a continuación para el conjunto de países de la OCDE la intensidad energética disminuyó en un 40% durante los últimos veinticinco años. China muestra resultados significativos, desde los años setenta observa una constante disminución de su intensidad energética, aunque es normal dado los altos valores que presentó y sigue mostrando; es el país que comparado con las regiones del mundo alcanzó la más alta intensidad presenta, seguida por los países asiáticos.

CUADRO 1.10
INTENSIDAD ENERGÉTICA
(Tep/1000 US\$ de 2000)

	1971	1980	1990	2000	2005
USA	0,3209	0,2574	0,1852	0,1604	0,1453
CHINA	1,7568	1,7269	1,0564	0,6601	0,5950
OECD	0,2388	0,2018	0,1578	0,1436	0,1357
Asia (sin China)	0,5004	0,4550	0,4209	0,4968	0,4547
UE-15	0,2009	0,1757	0,1449	0,1304	0,1289
América Latina y Caribe	0,2274	0,2142	0,2249	0,2144	0,2209

Fuente: Agencia Internacional de Energía. World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01. CEPAL a partir de OLADE. Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto 2008.

Como región América Latina y el Caribe presenta valores de intensidad energética intermedios, después de dos décadas los resultados son modestos en comparación con los países industrializados. En efecto, a la importante reducción del 6% que mostró la intensidad energética en el período de los años 1970-1980, siguió una tendencia creciente a partir de la década de los años ochenta. En 2006 se consume un 3% más que en 1980 para producir la misma unidad de producto, sin duda relacionado al hecho de que la región al insertarse en la globalización siguiendo sus ventajas comparativas naturalmente ha tendido a especializarse en industrias de exportación primaria, altamente intensivas en el uso de energía como lo es la minería (cobre, aluminio, hierro, etc.) y la agroindustria primaria intensiva para la exportación (soya, celulosa.).

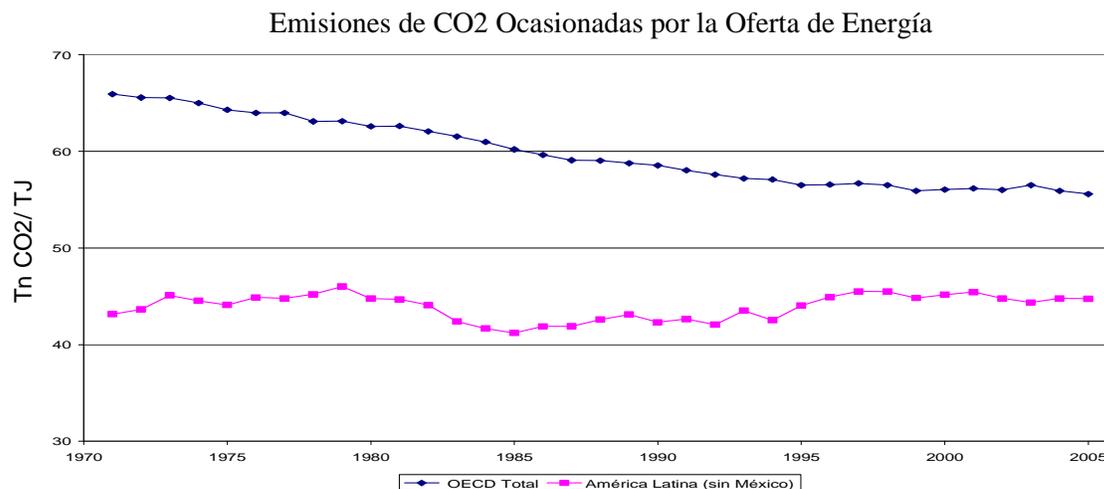
Esta evolución de la intensidad energética en la región tiene su correlato en el comportamiento que ha seguido la trayectoria de emisiones de CO₂ producto de la oferta de energía primaria entre los años 1971 y 2005. Las diferencias entre los países desarrollados y América Latina y El Caribe de las emisiones por unidad de oferta de energía (OTEP) y por unidad de producto bruto interno, han ido reduciéndose: en el primer caso los países de la OCDE emitían en el año 1971 un 52,7% más que la región, en 2005 sólo un 24,2%; para el caso del PIB la disminución es más acentuada, ya que en 1971 los países de la OCDE emitían un 50% más que América Latina y el Caribe, en 2005 emitían un 22,4% menos. Sin embargo, aunque se reduzcan, las diferencias a favor de América Latina y el Caribe siguen siendo importantes en términos de emisiones per capita, dado que los países de la OCDE emitían casi seis veces más que la región en 1971 y han terminado disminuyendo la diferencia a cuatro veces en 2005 (cuadro 1.11 y gráfico 1.5).

CUADRO 1.11
INDICADORES DE EMISIÓN ENTRE OCDE Y AMÉRICA LATINA

OCDE/América Latina (%)	1971	1980	1990	1991	2000	2001	2004	2005
En las emisiones de CO ₂ / OTEP	52,71	39,79	38,33	36,12	24,12	23,62	24,86	24,20
En las emisiones de CO ₂ / PIB	50,00	25,86	-3,45	-1,79	-18,33	-20,00	-20,34	-22,41
En las emisiones de CO ₂ /hab.	584,52	488,83	525,29	520,59	436,89	436,76	437,38	427,27

Fuente: Agencia Internacional de Energía. CO₂ Emissions from Fuel Combustión. CO₂ Indicator Vol 2007 release 01.

GRÁFICO 1.5 EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂ POR UNIDAD DE OFERTA DE ENERGÍA



Fuente: Agencia Internacional de Energía. CO₂ Emissions from Fuel Combustion. CO₂ Indicator Vol 2007 release 01.

1.4.3 Evolución del sendero energético en América Latina y el Caribe (intensidad energética vs. ingreso per cápita)

La evolución del sendero energético, que relaciona la evolución de la intensidad energética con la del producto per cápita depende de las características sociales y productivas, así como del grado de desarrollo alcanzado. En economías de desarrollo avanzado, es esperable que a medida que crece el ingreso per cápita ocurran cambios estructurales y tecnológicos que induzcan una disminución de la intensidad energética. Por ejemplo a mayores niveles de ingreso per cápita la composición del producto interno (PIB) tiende a manifestar cambios estructurales, como un menor peso relativo de los sectores primarios más energo-intensivos, y un mayor peso del sector servicios, entre otros sectores industriales menos intensivos en uso de energía (informática, telecomunicaciones, electrónica, biotecnología, nanotecnología, etc.). Igualmente se esperaría a mayores niveles de ingreso per cápita que el stock de bienes de capital y consumo (parque automotor, refrigeradores, cocinas, luminarias, etc.), haya incorporado tecnologías más modernas y eficientes en comparación con países de menor ingreso per cápita. Estas tendencias se observan claramente en el cuadro 1.12. La intensidad energética en ambas regiones comienza a diferenciarse notoriamente a partir de 1980 con la OCDE mostrando una intensidad energética 10% menor que América Latina y el Caribe, ampliando esta diferencia a 37% para el año el año 2006. En paralelo el ingreso per cápita en la OCDE, que en 1980 era 4 veces mayor al de América Latina y el Caribe, alcanza en 1995 un monto 6.5 veces mayor que el ingreso promedio per cápita de nuestra región. Esta brecha se mantiene en la actualidad (cuadro 1.12 y gráfico 1.6).

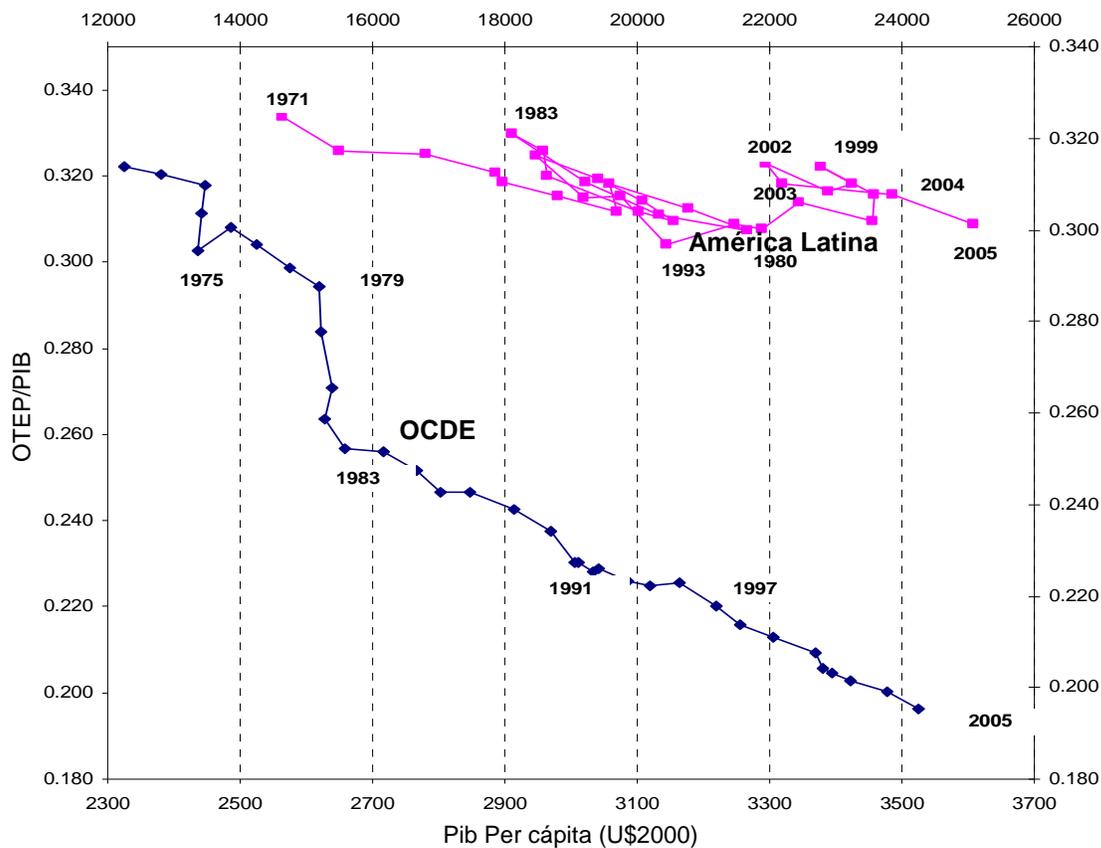
**CUADRO 1.12
DIFERENCIAS ENTRE OCDE Y AMÉRICA LATINA**

Diferencia entre OCDE y América Latina (%)	1971	1980	1990	2000	2003	2004	2005
Intensidad energética	-5,98	-9,73	-29,93	-34,80	-36,77	-36,95	-36,74
PBI/cápita (en US\$ de 2000)	378,26	366,07	546,90	562,98	599,28	581,86	571,55

Fuente: Agencia Internacional de Energía. World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01.

Como muestra el gráfico 1.6 el sendero energético de América Latina y el Caribe entre los años 1971 y 2005 muestra un comportamiento errático sin evidenciar la tendencia deseable que consiste en lograr una progresiva disminución de la intensidad energética a medida que se converge hacia mayores niveles de ingreso per cápita. Este comportamiento errático sugiere que las fluctuaciones que originaron los cambios estructurales en el comportamiento económico en general, no han sido acompañadas en el mismo sentido por las particularidades del comportamiento energético sectorial detallado anteriormente. Así se observa una fuerte pendiente negativa con fuerte crecimiento del ingreso per cápita en la década de los años setenta, seguida de una positiva para el período de los años 1980-1990 -retracción del ingreso per cápita y aumento de la intensidad-, que coincide con la denominada “década perdida”. A partir del año 1990 y hasta el 2000 (con excepción del año 1995) se observa un comportamiento deseable en la tendencia. Finalmente, a partir de 1995, aumenta la volatilidad en las dos dimensiones y destaca, en particular el haber retomado la senda correcta -aumento del ingreso y disminución de la intensidad- entre 2002 y 2005.

GRÁFICO 1.6
EVOLUCIÓN DEL SENDERO ENERGÉTICO DE AMÉRICA LATINA Y OCDE.



Fuente: Agencia Internacional de Energía. World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01.

Se pone de manifiesto así que la recesión económica de los años ochenta, no fue acompañada ni logró inducir una mejor utilización de la energía o aumento en la productividad de su consumo, aún frente a la fuerte caída del ingreso que experimentó la región durante la década de los años ochenta. Este comportamiento histórico de la región sugiere que la capacidad de

ajuste regional ante una situación actual de sostenido aumento en el precio internacional de la energía puede tener características recesivas e inflacionarias. Cuando lo deseable sería inducir un ajuste vía ganancias de eficiencia y productividad en el uso de energía.

Estas rigideces o inercias históricas en la capacidad de ajuste de la región frente a “shocks” de precios internacionales de la energía, entre otros, ha sido asociada en la literatura a las características generales de debilidad institucional y cultura política populista que aquejan los aparatos públicos de la región. Las que se manifiestan a través de la permanencia de distorsiones de larga data en los precios de la energía (políticas de precios deficitarias, subsidios generalizados y no focalizados), ausencia de políticas para manejar el crecimiento de la demanda de energía y transporte en forma sostenible, y la ausencia de políticas eficaces de diversificación de fuentes y eficiencia energética, entre otras. Adicionalmente es preciso señalar que a partir de la apertura comercial de la década de los años noventa, la creciente inserción internacional de la región ha inducido a su vez una creciente especialización hacia industrias energo-intensivas en las cuales la región concentra sus ventajas comparativas. Esta tendencia estructural producto de la apertura comercial y la especialización económica inducida por la globalización, ha hecho crecer fuertemente el contenido energético del sector industrial y con ello el aumento de la intensidad energética total a partir de 1990 en varios países de la región, en particular en Brasil.

2. Las políticas públicas para paliar el alza de los precios de combustibles

2.1 Eficiencia energética

En América Latina y el Caribe la aplicación de programas nacionales y tecnologías para promover la eficiencia energética presenta un potencial importante para mitigar los efectos negativos de su consumo energético (particularmente de hidrocarburos) y para manejar la demanda de energía regional en continuo incremento con miras a alcanzar la sustentabilidad del crecimiento económico.

A pesar de dicho potencial, y dos décadas de discusiones orientadas a dar a la eficiencia energética un lugar más prominente en las políticas energéticas de los países de América Latina, en la mayoría de éstos se han logrado resultados muy limitados. El no haber podido integrar la eficiencia energética en las políticas del sector es de alguna manera un fracaso en la formulación de las políticas públicas, e incluso de la cooperación internacional, para incorporar patrones de desarrollo sustentables.

No obstante la permanencia de estos problemas estructurales en el rubro de la eficiencia energética, se deben resaltar los resultados alcanzados por algunos países de la región, particularmente en México y Brasil en donde el compromiso concreto del gobierno ha permitido lograr importantes metas.

En México, gracias a las normas de la CONAE (Comisión Nacional para el Ahorro de Energía), a los programas del FIDE (Fideicomiso para el ahorro de Energía) y al establecimiento del "Horario de Verano", han sido ahorrados más de 48,000 millones de kWh entre los años 1998 y 2005, evitando así la instalación de 3,000 MW (lo que equivalen a un año de crecimiento del parque eléctrico).

Durante el mismo período, más de 6 millones de equipos han entrado al mercado cada año con eficiencias siempre mayores (refrigeradores, motores eléctricos, unidades de aire acondicionado, equipos de bombeo de agua y otros).¹⁴

¹⁴ Odón de Buen. Presentación en el Seminario Internacional. "Eficiencia Energética: experiencias exitosas y aportes regulatorios". Ministerio de Economía de Chile, Chile Sustentable, CEPAL, Santiago, 19 y 20 de Julio 2005.

En Brasil, el programa PROCEL gracias a un presupuesto anual que, en su mejor momento, ha alcanzado los 200 millones de reales ahorró 17 millones de MWh, lo que equivale al consumo anual de 10 millones de viviendas. Durante sus 18 años de actividad, el programa evitó la construcción de centrales por 4100 MW o inversiones diferidas por 13 000 millones de reales (5000 millones de dólares).¹⁵

En términos de planes futuros, la empresa Eletrobrás ha recientemente confeccionado el “Plan 2015”, el que apunta a reducir la demanda del orden de los 130 TWh (130 billones de kWh) para el año 2015, evitando así la instalación de 25.000 MW (cerca de dos centrales como las de ITAIPU). De implementarse a plenitud este plan, la ganancia neta para el país sería 34 billones de reales (aproximadamente 17.000 millones de dólares de 2006).

Por lo que se refiere a los otros países de la región se evidencian algunos avances interesantes, tanto en términos normativos como a nivel de la promoción y la financiación de programas (cuadro 2.1).

CUADRO 2.1
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: ESTADO DE SITUACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

	Nombre del Programa	Responsables - Aporte de Fondos	Fecha de inicio (1) y monto total aproximado del Programa (2)	Situación actual
Argentina	Programa de Eficiencia Energética	Secretaría de Energía /GEF-BM / actores privados	2003-40 MM US\$	Reprogramado luego de fin de etapa de estudios financiados por fondos PDF-B del GEF/BM
Brasil	1) Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica – PROCEL; 2) Programa de Conservación de Petróleo y derivados - CONPET	Electrobras; recursos propios de la empresa y del Fondo de Reserva Global de Reversión, RGR + aportes eventuales del GEF 2) Petrobras; recursos propios de la empresa	1) 1985; 2) 1991;	1) en ejecución continua; 2) en ejecución continua.
Colombia	Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE)	Ministerio de Energía y Minas del Gobierno de Colombia	2001 – S7D (fondos del presupuesto público)	En ejecución
Costa Rica	PRONACE (Programa Nacional de Conservación de la Energía)	CONACE (Comisión Nacional de Conservación de la Energía). La CONACE está integrada por el Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE) a través de la Dirección Sectorial de Energía (DSE); la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).	2001-2006	
Chile	Programa País Eficiencia Energética (PPEE)	Comisión Nacional de Energía (desde enero 2008, antes desde 2005 – en Ministerio de Economía del Gobierno de Chile) – Fondos de presupuesto CNE	2005	En ejecución
Ecuador	Plan Nacional de Eficiencia Energética	Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DEREE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM)	Inicio 2001 Fondos: Aportes Presupuestarios Del MEM + Préstamo BM (508000 US\$) + Donación GEF/BM (1 226 000 US\$) + aportes privados (4 992 000 US\$)	En ejecución

¹⁵ Marcelo Poppe. Presentación en el Seminario Internacional. "Eficiencia Energética: experiencias exitosas y aportes regulatorios". Ministerio de Economía de Chile, Chile Sustentable, CEPAL, Santiago, 19 y 20 de Julio 2005.

CUADRO 2.1 (CONCLUSIÓN)

	Nombre del Programa	Responsables - Aporte de Fondos	Fecha de inicio (1) y monto total aproximado del Programa (2)	Situación actual
El Salvador	Programa de Eficiencia Energética	Gobierno de El Salvador /BID Fondos SECCI (Sustainable Energy and Climate Change Initiative)	2007 – 0,8 MM US\$ (etapa de preparación con AT del BID)	En etapa de aprobación de la asistencia técnica por el BID
México	1) Ahorro de Energía; 2) Piloto “Ahorremos Energía para vivir mejor”; 3) Ahorro de electricidad 4) Programa Institucional de uso eficiente y ahorro de energía en PEMEX	1) Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE); 2) Secretaría de Energía (SENER); 3) Fideicomiso para el ahorro de electricidad (FIDE); 4) Petróleos Mexicanos (PEMEX)	1) 1989 2) 2008 3) 1990:1) 2) y 3) con presupuesto público 4) 2001 – presupuesto PEMEX	1) en ejecución continua; 2) en diseño; 3) en ejecución continua; 4) en ejecución continua.
Nicaragua	Programa de Eficiencia Energética	Gobierno de Nicaragua / BID (donante: JSF, Japan Special Fund)	2004 – 0,92 MM US\$	En ejecución – Contratación de consultores para componente 1 – en preparación de llamado a consultoría para resto de componentes.
Paraguay	No hay un Programa de Eficiencia Energética	En ejecución actualmente en el Paraguay		
Perú	Programa de Ahorro de Energía Ministerio de Energía y Minas y actividades de CENERGIA	Ministerio de Energía y Minas (MEM) – Centro de Conservación de Energía y del Ambiente (CENERGIA)	1998 – presente; MEM fondos de presupuesto público – CENERGIA: fondos propios	En ejecución
Uruguay	Programa de Eficiencia Energética	Ministerio de Minas y Energía / GEF-BM / UTE / actores privados	2005 – 8,2 MM US\$	En ejecución

Fuente: CEPAL, agosto 2008.

Las principales “señales” que derivan del análisis de la tabla son las siguientes:

- además de México y Brasil –que lanzaron su planes de eficiencia energética ya en los años ochenta– en los otros países de la región el tema sólo se ha puesto en evidencia a nivel de acciones y programas a partir del año 2000 en adelante.
- dejando de un lado los importantes esfuerzos financieros gubernamentales realizados en Brasil y México por PROCEL y CONAE respectivamente, en los otros países de la región el presupuesto acumulativo (por ejemplo, todos lo países, durante los años de operación de los programas) se acerca solamente a los 60 millones de dólares.
- las contribuciones financieras de Banco Mundial/GEF y BID han sido el gatillo y el sustento de la mayoría de los programas de eficiencia energética en los países de la región.

En efecto, muchos programas de promoción del uso eficiente de la energía en América Latina han sido apoyados, y muchas veces iniciados, por la cooperación internacional. Aún en la actualidad, la cooperación internacional asume un papel importante, y en algunos casos central, en la promoción de opciones energéticas sustentables en varios países de la región.

Los esquemas y programas de cooperación son numerosos y han sido evaluados a lo largo del tiempo, como por ejemplo, los programas del Banco Mundial, y/o el BID, programas específicos como ESMAP, la cooperación bilateral de la Comisión Europea, el Programa ALURE de la Comisión Europea, las iniciativas de la cooperación bilateral, como por ejemplo GTZ de Alemania, la cooperación española y holandesa.

Es difícil presentar un panorama completo de la región, y en particular una apreciación de los resultados alcanzados, por la multitud de programas y proyectos en materia de eficiencia energética; sin embargo parece oportuno analizar algunas de las acciones más representativas en algunos de los países de la región.

En la **Argentina**, el “*Programa de Eficiencia Energética de la Secretaría de Energía*” (apoyado por GEF y Banco Mundial), tiene como objetivo a) Promover la penetración en el mercado de prácticas y tecnologías energéticamente eficientes, incluyendo mecanismos para el financiamiento de inversiones en eficiencia energética por parte de empresas de servicios energéticos (ESEs); b) facilitar la ejecución de proyectos de gestión de la demanda (DSM - Demand Side Management) por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica; y c) proveer asistencia técnica para apoyar la promoción y gestión del Proyecto.

Brasil cuenta con dos acciones de promoción: a) el *Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica* – PROCEL/Eletrabras; b) el *Programa de Conservación de Petróleo y Derivados* – CONPET/Petrobrás. PROCEL desarrolla una serie de subprogramas: Evaluación (Resultados de las Acciones de Eficiencia Energética); Edifica (Eficiencia Energética en Edificaciones); Educación (Información y Ciudadanía); EPP (Eficiencia Energética en los Predios Públicos); c) GEM (Gestión Energética Municipal); Industria (Eficiencia Energética Industrial); Info (Centro Brasileño de Información en Eficiencia Energética); Marketing (Concientización e Información); Reluz (Eficiencia Energética en la Iluminación Pública); Sanear (Eficiencia Energética en el Saneamiento Ambiental); Sello (Eficiencia Energética en Equipamientos). A su vez CONPET desarrolla proyectos como: Ecomizar (para racionalizar el consumo de combustible y reducir emisiones de humos); Escuela; Etiquetado (equipos a gas); Sello CONPET de Eficiencia Energética; TransportAR (reducción de consumos y de emisiones en el transporte; Omnibus a gas; Premio Nacional de Eficiencia Energética.

En **Colombia**, el *Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía* (PROURE) del Ministerio de Energía y Minas, está integrado por Subprogramas: a) Cultura, investigación y promoción del URE; b) Fomento y desarrollo de proyectos con fuentes energéticas no convencionales y de eficiencia energética; c) Edificaciones arquitectónicas y equipamiento asociado para el URE; d) Control de pérdidas de energía; e) Cambio Climático e iniciativas de mercado de metano y secuestro y captura de carbono; f) Estímulos e incentivos a tecnologías, productos y proyectos URE; g) Proyectos o actividades de producción más limpia y de ahorro y de eficiencia energética; h) Fomento del URE en los sectores oficial; comercial, transporte, residencial e industrial; i) Sustitución de combustibles tradicionales por otros combustibles potencialmente más limpios; j) Actualización y/o reconversión tecnológica de equipos industriales en función del URE”.

La CONACE (Comisión Nacional de Conservación de la Energía) de **Costa Rica** está a cargo de la coordinación de PRONACE, el *Programa Nacional de Conservación de la Energía*. El PRONACE cuenta con una serie de subprogramas: a) Educativo de Conservación de Energía; b) Información de Conservación de Energía; c) Mejoramiento de la Eficiencia Energética de Equipos; d) Conservación de energía en los grandes consumidores de energía (clientes); e) Conservación de energía en los entes productores, importadores y Distribuidores de energía del sector energía; f) Sustitución y fuentes nuevas y renovables de energía.

En **Chile**, desde enero 2008, Comisión Nacional de Energía supervisa y financia las actividades del “*Programa País Eficiencia Energética*” (PPEE). Dicho Programa desarrolla subprogramas con proyectos y actividades en los siguientes sectores: transporte; industria; comercio; minería; vivienda y construcción; artefactos domésticos y sector público. Además se han conformado dos áreas transversales de trabajo e integración: educación y regiones.

La Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DEREE) del Ministerio de Energía y Minas del **Ecuador**, está desarrollando el “*Plan Nacional de Eficiencia Energética*”, buscando la eliminación de barreras para la concreción de proyectos de eficiencia. Las actividades se llevan a cabo en el marco del “Proyecto de Modernización de los Sectores Eléctrico, de Telecomunicaciones y Servicios Rurales (PROMECE), en cooperación con el Banco

Mundial (donación GEF). Los programas que integran el Plan son: a) auditorías energéticas en industrias, hoteles, edificios públicos y hospitales, con el fin de demostrar la factibilidad técnica y económica de la eficiencia energética b) plan-piloto de eficiencia energética para el sector residencial, el cual tiene como objetivo la sustitución de focos incandescentes por lámparas fluorescentes compactas; c) capacitación en eficiencia energética que busca entregar las herramientas de conocimiento necesarias a los públicos-clave (usuarios de la energía, promotores y oferentes de bienes y servicios).

En **El Salvador**, el programa SECCI de BID está apoyando la implementación del “*Programa de Eficiencia Energética*”. El objetivo del Programa, es diseñar, evaluar e implantar una serie de medidas de eficiencia energética, incluyendo la implantación de proyectos piloto, la identificación de la información necesaria y la preparación de propuestas de préstamos para establecer medidas adicionales.

En **México**, la “*Comisión Nacional para el Ahorro de Energía*” (CONAE) implementa los siguientes programas: a) Normalización (emisión y aplicación de normas de eficiencia energética); b) Ahorro de energía en la Administración Pública Federal; c) Industria eficiente; d) Ahorro de energía en los sectores residencial, comercial y de servicios; e) Transporte eficiente; f) Promoción y difusión. Por otro lado, en Julio 2008, la Secretaría de Energía (SENER), informó que promoverá el “*Programa Piloto Ahorremos Energía para Vivir Mejor*”, con el que prevé sustituir refrigeradores y aires acondicionados antiguos que tienen baja eficiencia. En la fase experimental, este programa se implementará en 11 municipios de tres estados del país. Otras acciones relevantes en rubro de la eficiencia energética son los Programas del FIDE (*Fideicomiso para el Ahorro de la Energía Eléctrica*) en ahorro de electricidad en Micro y Pequeña Industria, Mediana Industria, Gran Industria, Comercios y Servicios, Residencial (Sustitución de refrigeradores, Viviendas Nuevas Eficientes y Aislamiento Térmico), Municipios.

El *Programa de Eficiencia Energética* de **Nicaragua** (donante: Japan Special Fund, por medio del BID) apunta a diseñar, evaluar e implementar una serie de medidas de eficiencia energética, incluyendo la implementación de proyectos piloto, la identificación de la información necesaria para la concreción de préstamos que tiendan a mejorar la competitividad de los sectores productivos consumidores de energía.

En **Paraguay**, no hay en la actualidad un programa de eficiencia energética en ejecución, ni aparece mencionado explícitamente en el Plan Estratégico del Energético (PESE) 2005-2013, formulado por el Viceministerio de Minas y Energía. Sí existen acciones propuestas de sensibilización sobre el uso racional de los carburantes mencionadas en el Capítulo IX.4.3 de dicho plan (Modernización/Liberalización del Sector del Petróleo).

El *Programa de Ahorro de Energía* (PAE) forma en la actualidad parte del Ministerio de Energía y Minas del **Perú**; de acuerdo al Decreto Supremo No. 025-2003-EM de junio de 2003, la promoción y difusión del uso racional de la energía, de las energías renovables y de la eficiencia energética estará dentro de las atribuciones de la nueva Oficina General de Planeamiento, Presupuesto, Estadística e Informática, órgano de asesoramiento al Ministro de Energía y Minas. El PAE actúa como Secretaría Técnica del Comité Técnico de Normalización de Uso Racional de Energía y Eficiencia Energética (CTNUREEE), que tiene como principal meta la elaboración de proyectos de normas sobre métodos de ensayo, estándares y etiquetado de eficiencia energética. La Ley 27.345 del año 2000 de Promoción de Uso Eficiente de la Energía fue reglamentada en octubre de 2007 mediante el Decreto Supremo N° 053-2007-EM. Los *Programas Sectoriales de Uso Eficiente de la Energía* que ejecuta el Ministerio de Energía y Minas (MEM), aplican en los siguientes sectores: residencial, productivo y de servicios, público, del transporte. Entre otras acciones, establecen premios y estímulos, mediante un concurso para la obtención de los “Premios nacionales de uso eficiente de la

energía” a personas naturales y jurídicas, del sector público y privado, que hayan desarrollado campañas o programas de eficiencia energética en sus instalaciones.

Uruguay cuenta con un *Programa de Eficiencia Energética*, manejado por el Ministerio de Minas y Energía, con aporte del GEF/Banco Mundial y actores privados. El programa tiene dos componentes; una ejecutada por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (componente DNETN) y otro componente (USEE) ejecutada por UTE.

- DNETN: a) Revisar normas y regulaciones actuales para incorporar cambios normativos; b) Programa de etiquetado energético y estándares; c) Programas de capacitación, y divulgación; d) Generación de instrumentos contractuales estándar para apoyar proyectos y soporte a la creación de un mercado de ESCOs (empresas de servicios energéticos dedicados al uso eficiente y conservación de la energía); e) creación de un fideicomiso de eficiencia energética para el financiamiento de proyectos de eficiencia energética.
- USEE: a) Asesoramiento y financiamiento de medidas de eficiencia energética a clientes de UTE. b) Financiamiento del recambio de lámparas de alumbrado público ineficiente. c) Financiamiento a clientes del sector residencial de electrodomésticos eficientes. d) Proyecto de asesoramiento y ayuda a familias de los asentamientos para realizar un uso eficiente de la energía.

No obstante los avances registrados en materia de promoción de la eficiencia energética en numerosos países de la región, queda pendiente un conjunto de importantes desafíos o vacíos a enfrentar para alcanzar niveles aceptables de sustentabilidad en la política energética de muchos países de la región,¹⁶ especialmente en lo que se refiere a la:

- i. la capacidad de aplicar programas masivos de eficiencia energética que logren impactar significativamente los distintos sectores;
- ii. la absorción, difusión y aplicación tanto de nuevas tecnologías energéticas como los mecanismos de financiación que requieren los programas de eficiencia;
- iii. la integración efectiva de las dimensiones sociales y ambientales, en el manejo sustentable de los recursos energéticos; y
- iv. el perfeccionamiento de los mecanismos regulatorios y de los procesos de formulación de políticas públicas.

2.2 Fuentes renovables y biocombustibles

2.2.1 Renovables

En los últimos años se produjeron en la región algunos acontecimientos y progresos en el rubro de las energías renovables, tanto en materia normativa como en el ámbito de los proyectos.

En el ámbito legislativo, se aprobaron una serie de Leyes y Reglamentos de interés (cuadro 2.2).

¹⁶ Ver CEPAL “Energías Renovables y Eficiencia Energética en América Latina: Restricciones y Perspectivas”. Mayo 2003. En este documento se identificaron claramente dichos desafíos y vacíos, por medio de un diagnóstico de la situación de numerosos países de la región.

CUADRO 2.2
MARCOS LEGISLATIVOS PARA LA PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍA RENOVABLES
EN ALGUNOS PAÍSES DE LA REGIÓN

Países	Ley	Año	Mecanismos - Incentivos
Argentina	Ley 26190	2006	Conforma el fondo fiduciario de energías renovables, que será administrado y asignado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica y remunera hasta 1,5 cents US\$/Kwh eólico, solar, biomasa y geotermia.
Brasil	Ley 10438/02 (PROINFA)	2002	Incentivos directos para que las centrales termoeléctricas de biomasa, eólicas y pequeñas plantas hidroeléctricas se conecten a la red nacional.
Chile	Ley 20257	2008	Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, incorporando un mínimo de generación renovables (5%) para los operadores eléctricos (sistema "Renewable Portfolio Standard").
Colombia	Ley 697 - 2001	2001	Crea el programa PROURE, para la promoción del Uso Racional de la Energía y de las energías no convencionales.
Ecuador	Regulación 004/04	2005	Regula la operación de las unidades de generación de energía renovable que se instalen en el país, así como los parámetros para la fijación de las tarifas (sistema "feed-in tariff").
Guatemala	Decreto 52-2003	2003	Incentivos económicos y fiscales
El Salvador	Ley "LIFFER"	2007	Exención de impuestos de 10 años para proyectos menores a 10 MW de capacidad de generación. Creación de un Fondo rotativo de fomento de las energías renovables (FOFER) que otorgará créditos blandos, garantías y asistencia para la financiación de estudios de factibilidad.
México	Ley "LAFRE"	(en proceso de aprobación)	Crea un fideicomiso de 55 millones de dólares al año, que permitirá que las energías renovables alcancen, en el año 2012, el 12% de la generación nacional.
Nicaragua	Ley 532	2005	Estipula un período de 10 años, a partir de la publicación de la ley, con beneficios tributarios a las empresas inversoras. Garantiza la retribución de la energía de fuentes renovables entre 5,5 y 6,5 centavos de dólares/Kwh.
Perú	Decreto Legislativo 1002	2008	Establece unas "primas" para las renovables sobre las tarifas eléctricas, para garantizar una rentabilidad mínima (12%) a los generadores renovables.
Rep. Dominicana	Ley 57-07	2007	Garantiza la exención de 100% de los impuestos a las maquinarias, equipos y accesorios importados por empresas o personas físicas; además contempla la exoneración del impuesto sobre la renta por 10 años a las empresas.
Uruguay	Decreto 77/006	2006	Autoriza a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas del Uruguay (UTE) a celebrar contratos especiales de compraventa de energía con proveedores nacionales que produzcan energía a partir de la fuente eólica, de biomasa o de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Fuente: CEPAL, agosto 2008.

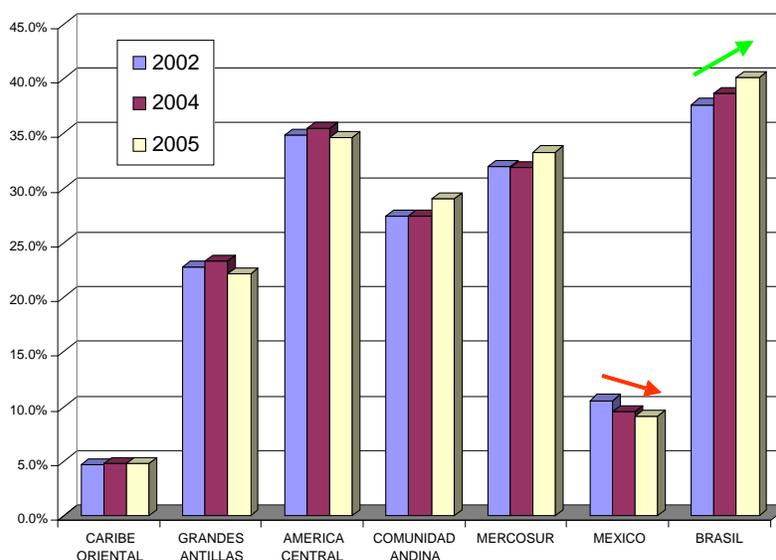
Del análisis del cuadro 2.2 se extrae la relevante información de que todas las leyes o cuerpos normativos para la promoción de las energías renovables en los países de la región son posteriores al año 2002, es decir al momento histórico en que el precio del petróleo – después de un periodo de relativo equilibrio – comenzó a dispararse hacia valores superiores a los 50 US\$.

Por otro lado, es interesante notar que solamente cinco países (Argentina, Brasil, Ecuador, Nicaragua y muy recientemente Perú) han decidido otorgar incentivos económicos directos como primas o subsidios o precios fijos promocionales del tipo "feed-in-tariff" a las energías renovables. Los demás países se han conformado con incentivos de tipo fiscal o de tipo indirecto (creación de programa y/o de fondos de fideicomisos, establecimiento de esquemas tipo "renewable portfolio standard" en base a cuotas garantizadas de mercado).

Como ya hemos mencionado anteriormente - no obstante estos interesantes progresos normativos tendientes a impulsar su aplicación - la participación de este tipo de fuentes en la Oferta Total de Energía (OTE) muestra una tendencia prácticamente “plana” manteniendo un 25,7% entre los años 2002 y 2005.

En otras palabras, los avances en energías renovables registrados en numerosos países de la región no se ven reflejados todavía en un cambio importante en la participación de dichas fuentes. En este sentido, es interesante analizar el comportamiento del “Índice de Renovabilidad de la Oferta - IRO”, que representa el porcentaje de participación de las energía renovables dentro de la Oferta Total de Energía: es evidente que el crecimiento de las renovables está estancando en casi todos los casos (gráfico 2.1).

GRÁFICO 2.1
INDICE DE RENOVABILIDAD DE LA OFERTA DE ENERGÍA
(OFERTA RENOVABLES/OFFERTA TOTAL DE ENERGÍA)

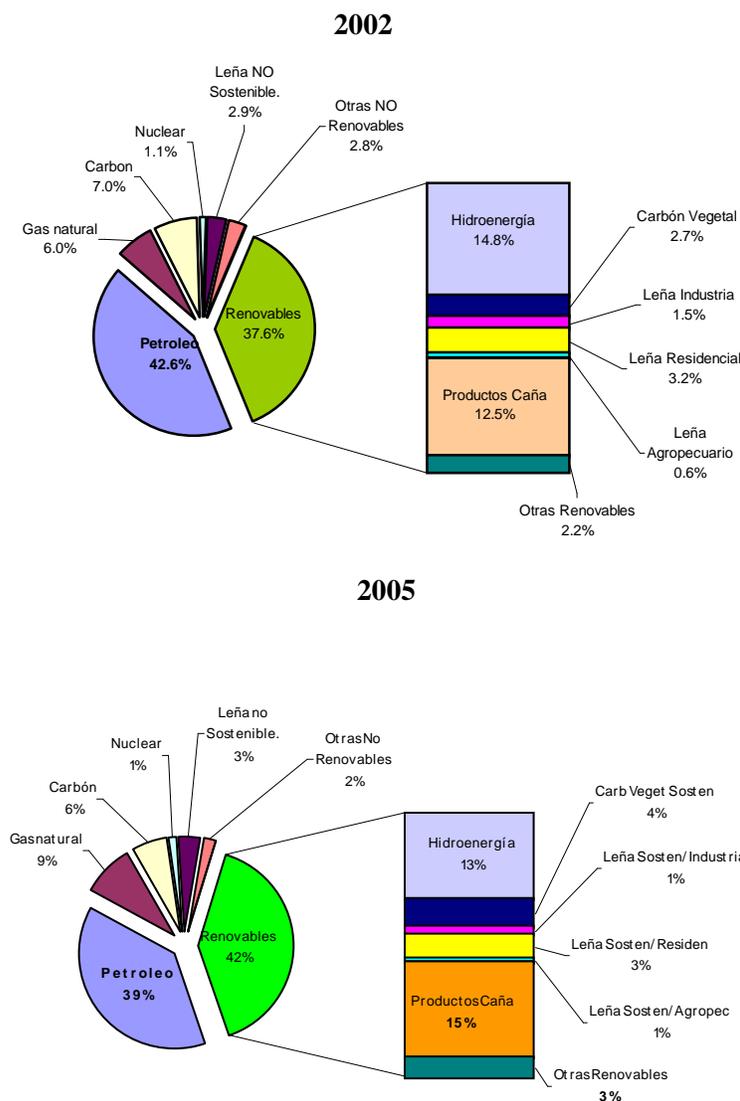


Fuente: CEPAL, Actualización agosto 2008 sobre la base de “Energías renovables en América Latina y el Caribe: dos años después de la Conferencia de Bonn” - LC/W.100 – CEPAL – 2006.

Es interesante notar que la subregión Caribe Oriental se encuentra considerablemente por debajo de la línea del 10%; por otra parte, México, que en 2002 superaba marginalmente dicho umbral, ha venido reduciendo la participación de las renovables por debajo del límite. Ello implica que los países del Caribe Oriental y México deberán realizar un importante esfuerzo si quieren alcanzar la meta de participación de fuentes renovables en la OTE. Las subregiones que en 2002 se ubicaban dentro de la franja del 20 al 30% (Grandes Antillas y la Comunidad Andina) no han modificado sustancialmente la participación de fuentes renovables, por lo que deberían actuar de forma decidida, tanto en términos de políticas como de promoción de proyectos, si desean mantener el porcentaje actual de participación de fuentes renovables en la OTE por encima del umbral de referencia.

El único crecimiento apreciable de las renovables entre los años 2002 y 2005 se encuentra en Brasil, donde aplicaron esquemas “subsidiados”, con particular referencia al programa PROINFA (gráfico 2.2).

GRÁFICO 2.2
BRASIL: OFERTA TOTAL DE ENERGÍA PARA LOS AÑOS 2002 Y 2005



Fuente: CEPAL, actualización sobre la base de “Energías renovables en América Latina y el Caribe: dos años después de la Conferencia de Bonn” - LC/W.100 – CEPAL – 2006.

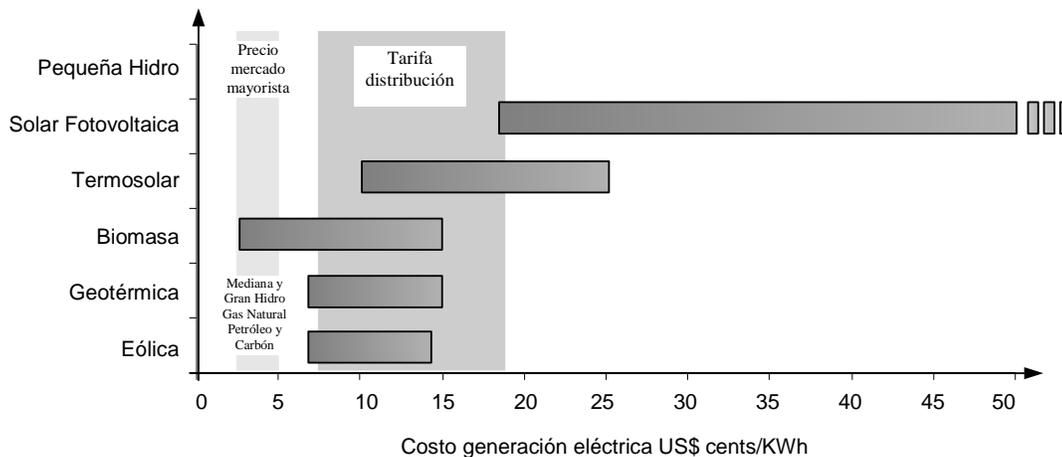
En efecto, en abril de 2002 el Parlamento brasileño aprobó la Ley 10.438, que – entre otros asuntos – crea el “Programa de Incentivos a las Fuentes Alternas de Energía Eléctrica / PROINFA”. El programa se desarrolla en dos etapas: la ETAPA I, que prevé la puesta en operación de 3300 MW de energía de tipo renovable (eólica, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas) antes de finales de 2008, por medio de un sistema de subsidios e incentivos manejados en el marco de una Cuenta de Desarrollo Energético (CDE), alimentada por un incremento porcentual en la boleta de consumidores finales (los que no pertenecen a la clases sociales de escasos recursos).

En base al reglamento de PROINFA, el operador del programa es la empresa Eletrobras, quien compra energía en base a valores preferenciales predefinidos (Valores Económicos/VE por cada una de las 3 fuentes) y comercializa la electricidad “renovable”. Los contratos entre Eletrobras y el generador “renovable”, pueden ser celebrados hasta 24 meses de la publicación de la Ley 10.438, tienen una duración de 15 años y son aplicables sólo a instalaciones que comiencen su producción antes de 2007. El Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) pone a disposición programas especiales de financiamiento para proyectos renovables elegibles para el PROINFA.

La ETAPA II del Proinfa prevé que -una vez lograda la meta de los 3300 MW- el desarrollo del Programa será realizado de manera que la electricidad producida por las 3 fuentes renovables atienda el 10% del consumo anual nacional, objetivo que deberá ser alcanzado en 20 años. En el marco de la Etapa II, el generador renovable PROINFA deberá emitir – antes del 30 de Diciembre de cada ejercicio – un número de Certificados de Energía Renovables (CER) proporcional a la cantidad de energía limpia producida por la instalación.

Entre otros obstáculos al desarrollo sostenido de las renovables, destaca el hecho de - no obstante el enorme aumento del precio de los hidrocarburos - las energías renovables siguen teniendo costos mayores que las energías convencionales (gráfico 2.3).

GRÁFICO 2.3
COMPETITIVIDAD ECONÓMICA DE ALGUNAS TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS RENOVABLES



Fuente: Renewable Energy Technologies Outlook - Agencia Internacional de la Energía – 2007.

De este gráfico se desprenden una serie de indicaciones relevantes:

- Las pequeñas plantas hidroeléctricas y las de biomasa ya son competitivas con los costos de las energías fósiles y las grandes hidro, a nivel en el mercado mayorista de la energía (grandes clientes y redes, es decir grandes volúmenes de electricidad).
- Por su parte, la energía eólica y la geotermia no parecen todavía completamente competitivas, aunque es posible que su “learning curve” tecnológica –sumada a la permanencia de altos precios del petróleo– le permitan alcanzar dicho umbral en un horizonte de mediano/corto plazo.

- Las energías “solares” (termosolar y fotovoltaica) están todavía lejanas de la competitividad para los grandes mercados energéticos.
- Sin embargo, es interesante notar que – afuera de la fotovoltaica – todas las energías renovables pueden entrar en una competencia por costo/precio si es que son vendidas directamente al cliente final (es decir en situación de electrificación asilada/rural o en pequeños mercados de clientes regulados).

Todo esto confirma que el “empuje” económico gubernamental (por ejemplo, subsidios directos o indirectos) a las energía renovables, sigue representando el elemento-clave para permitir el despegue de este tipo de fuentes, tanto en América Latina y el Caribe como en el mundo.

2.2.2 Biocombustibles

Frente a las crecientes dificultades para asegurar el abastecimiento de petróleo y derivados, y la fuerte alza en sus precios, la adopción de los programas de biocombustibles por parte de los países desarrollados, particularmente Estados Unidos y la Unión Europea, plantea una serie de oportunidades, desafíos y riesgos para los países de América Latina y el Caribe.

Es por ello que el desarrollo de la producción de biocombustibles debe plantearse en el marco de políticas nacionales para que pueda expresarse en un avance simultáneo en crecimiento económico, protección del patrimonio natural y en equidad social.

Las políticas públicas sobre los biocombustibles no deberían descuidar los objetivos nacionales que tienen que ver no sólo con la especialización productiva –por ejemplo, Agronegocios– sino con la mayor cobertura energética de la población y la protección del patrimonio natural.

Por lo tanto, cada país tiene que definir su propia agenda y aprovechar la demanda de los países desarrollados para resolver sus propios problemas, y así abrir nuevas oportunidades para el desarrollo sustentable.

RECUADRO 2.1 BRASIL Y EL ETANOL

Las políticas de desarrollo industrial y tecnológico del etanol, desplegadas desde hace décadas, junto con políticas más recientes de inversión y desarrollo tecnológico de PETROBRAS en la exploración y producción petrolera en aguas profundas, han posicionado a Brasil como el único país de la región con capacidad exportadora de escala mundial tanto en biocombustibles como en hidrocarburos.

La oportunidad que tiene Brasil de exportar biocombustibles responde precisamente a la importante demanda creada en países OCDE por nuevos mandatos legales en países de la Unión Europea que exigen incorporarlos a las mezclas de gasolina y diesel (metas de 5% y 10%), por consideraciones ambientales y de diversificación de oferta.

Durante la próxima década Brasil tendrá que conjugar ambas capacidades exportadoras en una estrategia que maximice la penetración en mercados OCDE sujetos al régimen de cambio climático y a las nuevas metas de porcentajes de mezclas mínimas con biocombustibles. Al mismo tiempo tendrá que atender su creciente demanda interna de energía de forma limpia y eficiente con el objeto de minimizar las presiones internacionales para que Brasil reduzca sus propias emisiones.

Fuente: Elaboración propia.

Un buen número de gobiernos de países de la región han establecido metas para el mercado local de biocombustibles y han promulgado legislaciones tendientes a desarrollar este tipo de fuentes, sin examinar previamente y de manera consistente los impactos que ese desarrollo podría implicar, tanto en el plano agrícola y en el uso de los recursos naturales, como en el plano social especialmente en su efectivo aporte al combate a la pobreza y su impacto en los precios de los alimentos.

Por tanto, una tarea pendiente es la definición de una agenda propia de políticas públicas que constituya un real aporte a la sustentabilidad del desarrollo. Es decir, a pesar de las conveniencias que la producción de biocombustibles puedan aportar, desde el punto de vista micro económico, especialmente en el plano de los intereses de los “agronegocios”, desde la perspectiva de la sustentabilidad del desarrollo, se plantean un conjunto de interrogantes que habría que examinar con cuidado antes de formular dichos lineamientos.

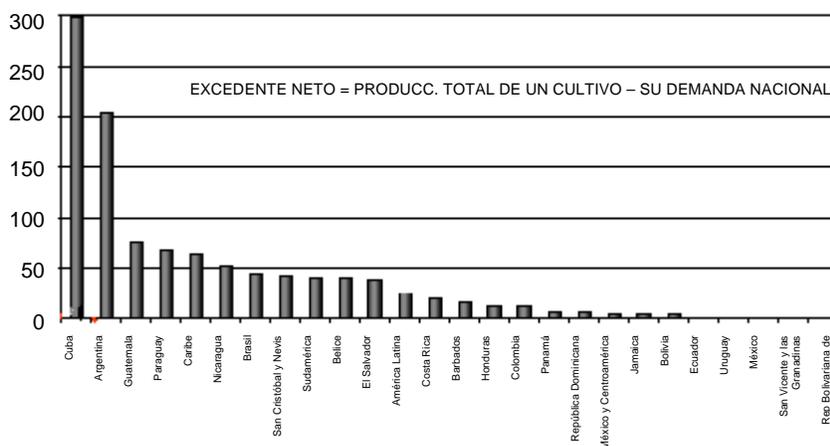
Sería entonces importante:

- investigar el balance neto de energía fósil, considerando por una parte la sustitución de los derivados del petróleo en el consumo interno, particularmente del sector transporte, en comparación con el consumo de energía de origen fósil a lo largo de todos los eslabones de las cadenas productivas de los biocombustibles. En la medida en que este balance no sea significativamente positivo, se arriesga a provocar otros impactos negativos sin compensación alguna en términos de ahorro de energía fósil o en el uso de divisas para los países dependiente de las importaciones.
- verificar, en el caso en que el balance anterior no sea significativamente positivo, si la introducción de los biocombustibles asegura los efectos positivos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y constituye una contribución real y permanente al cumplimiento del objetivo último de la Convención Marco de Cambio Climático.
- evaluar en aquellos casos en que la producción de biocombustibles se base principalmente en monocultivos, los impactos en las condiciones sociales que definen el mercado de trabajo, la concentración de la propiedad y la distribución social de los beneficios de la explotación. Si predominaran sólo los monocultivos, el aporte de los programas de biocombustibles al empleo, la mejora de las asimetrías distributivas y al desarrollo rural podría resultar negativo.

En todo caso, dentro de la región las situaciones de los países presentan diferencias muy marcadas, con relación: i) a la producción y destino de los biocombustibles, ii) la dotación de tierra y de recursos naturales, iii) la experiencia previa y el desarrollo tecnológico en la materia, iv) la disponibilidad de alternativas energéticas para el transporte, v) el grado de cobertura de los requerimientos básicos de energía; y vi) las condiciones de pobreza y subalimentación.

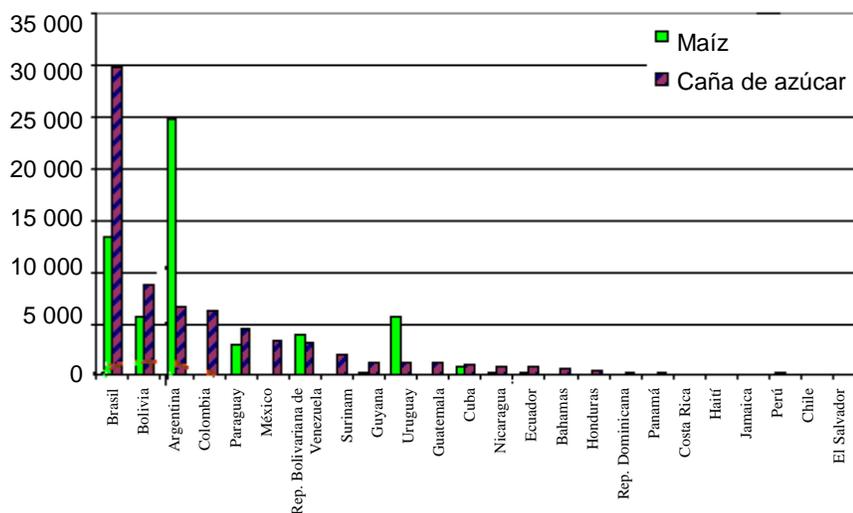
Por lo que se refiere a la dotación de tierras y de recursos naturales para la producción de biocombustibles, es interesante analizar la información proporcionada por las siguientes gráficas 2.4 y 2.5 las que a modo de ejemplo se focalizan sobre el etanol.

GRÁFICO 2.4
PORCENTAJE DE MEZCLA POTENCIAL DE BIOETANOL EN EL CONSUMO LOCAL DE
BIOCOMBUSTIBLES, A PARTIR DE EXCEDENTES NETOS DE PRODUCCIÓN (2003 – 2005)



Fuente: Biocombustibles Líquidos para Transporte en América Latina y el Caribe, CEPAL 2008 – en edición.

GRÁFICO 2.5
MÁXIMA EXPANSIÓN POSIBLE DE LA FRONTERA AGRÍCOLA PARA
PRODUCCIÓN DE ETANOL
(En miles de hectáreas)



Fuente: Biocombustibles Líquidos para Transporte en América Latina y el Caribe, CEPAL 2008 – en edición.

Es evidente que existe una gran diferenciación, entre los países de la región, en lo que se refiere la disponibilidad de tierra, las condiciones edafoclimáticas y los cultivos viables para la producción de biocombustibles, por lo que no es válido expresar la conveniencia o no de la adopción de los programas de biocombustibles de manera generalizada.

Los países de la región que tienen una larga tradición en la producción y utilización del bioetanol, un desarrollo tecnológico logrado en todos los eslabones de la cadena productiva, una

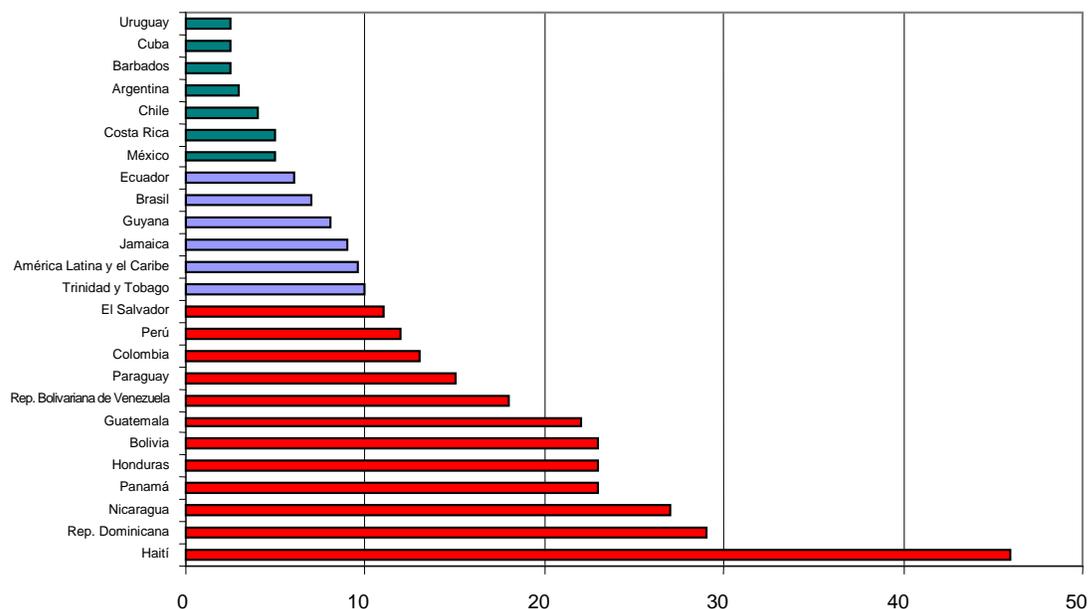
industria automotriz madura y un mercado interno de gran magnitud estarían en condiciones de convertirse en exportadores a gran escala de ese biocombustible (como Brasil).

En el caso de los principales exportadores de aceite vegetal y que disponen además de abundantes recursos naturales, existen actores dispuestos a incursionar en el negocio de exportación de biodiesel. Sin embargo, estos casos, tales alternativas podrían implicar serios riesgos de deterioro de sus recursos naturales y a la biodiversidad y profundizar las asimetrías sociales.

En general, los impactos sobre la actividad agrícola podrían ser en general poco significativos, si es que la producción de biocombustibles no permitiera una mayor incorporación del progreso técnico para obtener una mayor productividad de los cultivos preexistentes, y para una ampliación sustentable de la frontera agrícola. Pero, al mismo tiempo deberían asegurar un mejor manejo de los suelos y recursos hídricos y un mejoramiento de las variedades existentes, y de ser conveniente, de nuevas variedades adaptables a las condiciones ecológicas.

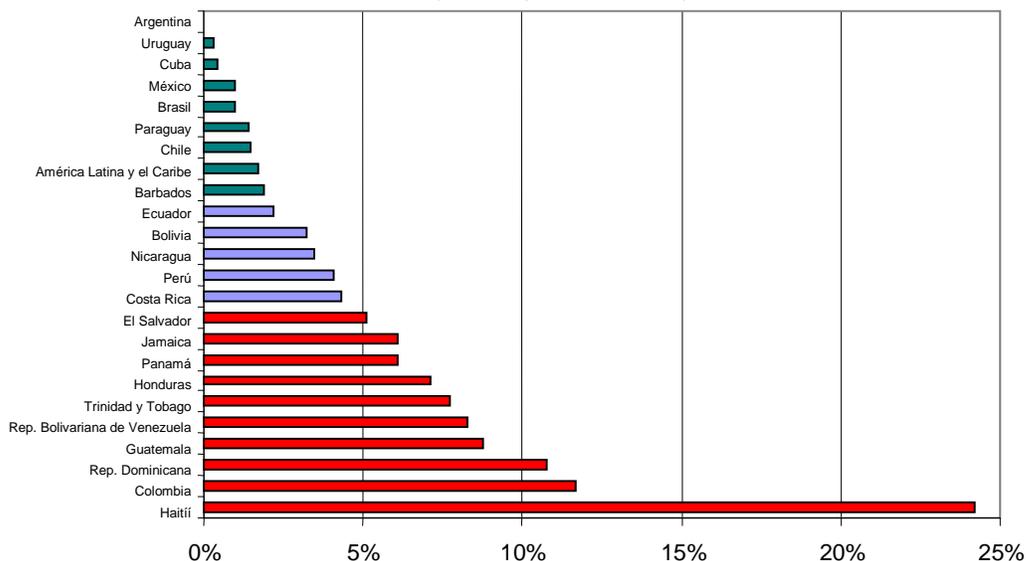
En países de la región con escasa dotación de recursos naturales, algunos de ellos con marcadas condiciones de pobreza y/o subnutrición e insuficiente cobertura de los requerimientos básicos de energía, no resulta sostenible plantear la opción de exportación ya que la misma provocaría efectos negativos sobre los diferentes ámbitos del desarrollo sostenible (gráfico 2.6 y 2.7).

GRÁFICO 2.6
SUBNUTRICIÓN EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
(Porcentaje población subnutrida – 2004)



Fuente: Aporte de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe: Elementos para la formulación de políticas públicas - LC/W.178, CEPAL - 2008

GRÁFICO 2.7
REQUERIMIENTO DE TIERRAS PARA ATENDER LA SUBNUTRICIÓN
 (Porcentaje tierras arables)



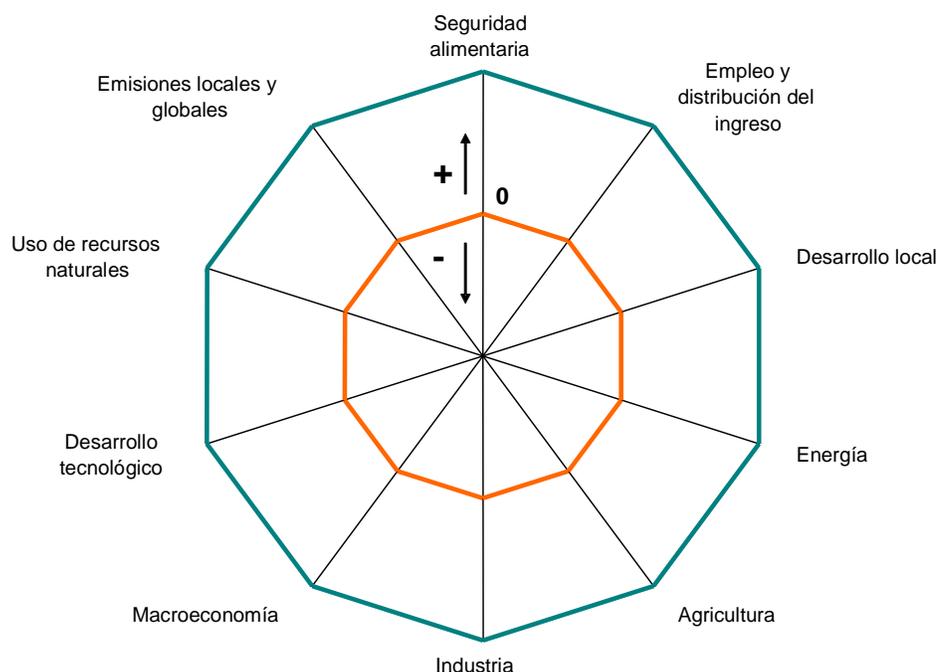
Fuente: Aporte de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe: Elementos para la formulación de políticas públicas - LC/W.178, CEPAL - 2008

La CEPAL ha venido insistiendo en que no es conveniente aumentar solamente la oferta, que a escala planetaria puede tener consecuencias imprevisibles, en un contexto de consumos de energía fuertemente crecientes. Debería darse mayor prioridad a moderar los estilos de consumos, especialmente en los países desarrollados, por lo que el ahorro de energía parece una alternativa mucho más compatible con el desarrollo sustentable que la de los biocombustibles. Por otra parte, esta opción parece constituir tan solo una solución marginal y de corto plazo a los problemas centrales de energía y ambiente.

En términos generales, la racionalidad global que debe primar en la formulación de políticas públicas para la producción y uso de biocombustibles es multidimensional y debe enfocar su análisis desde la perspectiva del desarrollo sustentable. Para estos efectos es necesario examinar el tema “biocombustibles” desde varios aspectos que no siempre pueden traducirse de manera simple por medio de indicadores que permitan dar una imagen de conjunto sobre las diferentes situaciones.

Por ello, la CEPAL ha introducido el concepto de “ámbitos” vinculados con las dimensiones del desarrollo sustentable de los biocombustibles. En el gráfico abajo se representan de manera esquematizada los “ámbitos” que se consideran como más relevantes para la evaluación de las políticas públicas sobre los biocombustibles (gráfico 2.8)

GRÁFICO 2.8
AMBITOS DE EVALUACIÓN DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS SOBRE BICOMBUSTIBLES



Fuente: Aporte de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe: Elementos para la formulación de políticas públicas, LC/W.178, CEPAL – 2008.

Dicho enfoque multidimensional, por su complejidad intrínseca, requiere de una conducción centralizada (por ejemplo “Tablero de Comando”). Esto es, además de la autoridad política del sector energético, resulta necesaria la participación de las autoridades de otros sectores, de política agropecuaria, industria y transporte, hacienda, recursos naturales y medio ambiente, área social y de salud y de las entidades regionales.

Sólo con un acuerdo previo, sobre bases informadas, resulta posible *formular* y *monitorear* una política coherente sobre biocombustibles. Una vez alcanzado ese consenso en el seno del poder público, resulta pertinente evaluar las reacciones de los actores involucrados de la sociedad civil en general e incorporar sus contribuciones a la propuesta de política elaborada. Por eso, las reglas de juego para la inversión deben corresponder a esa racionalidad global y no solamente a la racionalidad privada.

2.3 La política de precios de los derivados de petróleo: fondos de estabilización y carga tributaria

El incremento del precio internacional de los combustibles, petróleo y gas especialmente, tiene efectos microeconómicos y macroeconómicos. Los primeros afectan la capacidad adquisitiva de los consumidores y la competitividad de quienes utilizan los combustibles como insumos por el correspondiente aumento de sus costos de producción o de la prestación de los servicios (transporte), mientras que los segundos, se traducen en presiones inflacionarias que afectan la estabilidad de las economías y pueden implicar también un efecto negativo sobre las cuentas fiscales en la medida que se reduzcan los impuestos que gravan el consumo de combustibles o

que se apliquen subsidios para mitigar sus impactos sobre la capacidad adquisitiva o los costos de producción de bienes y servicios.

Las políticas de fijación de precios de los combustibles difieren entre los países (cuadro 2.3). Según el grado de intervención del Estado se encuentran cadenas completamente reguladas o bien liberalizadas totalmente. No se ha podido encontrar ninguna relación entre las disponibilidades nacionales de recursos petroleros y las políticas de fijación de precios en los países de América del Sur y México, entre países autoabastecidos (Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia) ni en los importadores de petróleo (Chile, Paraguay, Perú, Uruguay). Sin embargo, sí se encontró una relación directa entre dichos recursos y los precios de los combustibles en los países exportadores de petróleo (Ecuador, México y República Bolivariana de Venezuela) donde el grado de intervención del gobierno es el máximo. Por lo general, se observa que en los países donde los precios están controlados, las empresas petroleras están en manos del Estado, con excepción de Honduras. Esto se aplica particularmente a los países exportadores de petróleo, en que el Estado está a cargo de la mayoría de los eslabones de la cadena, desde la exploración y producción hasta la refinación y distribución final. En cambio en los países del Istmo Centroamericano, importadores neto de crudo, Costa Rica y Honduras presentan precios regulados en todos los componentes de la cadena, mientras que el resto de países cuentan con un sistema de precios completamente liberalizados, con excepción de Nicaragua que únicamente regula precios al GLP. Este energético, el GLP en pequeñas presentaciones, es subsidiado en El Salvador y Panamá.

Los países de la región han tomado diferentes medidas para proteger el bienestar de los consumidores y así poder enfrentar las presiones inflacionarias, siendo importante destacar el papel que han venido jugando los “fondos de estabilización”, la reducción de impuestos al consumo y la aplicación de subsidios. Desde la perspectiva de la gestión gubernamental ha tenido mayor ponderación el control de las presiones inflacionarias que la emisión de señales para mejorar la eficiencia en el uso de los combustibles. Ello se explica, sin duda, por cuanto la inflación causa desajustes políticos y sociales, en el más corto plazo, mientras que los resultados en cuanto al uso eficiente sólo se pueden vislumbrar a mediano y largo plazo.

La utilización de los “fondos de estabilización ha causado polémica en la región por razones como las siguientes:

- Los fondos tienen sentido cuando existen oscilaciones al alza pero también a la baja, es decir cuando la volatilidad es muy pronunciada pero con variaciones relativamente pequeñas hacia arriba o hacia abajo pero no cuando la tendencia es solamente hacia el alza. Si este es el caso, en la práctica, la intervención sobre el mercado se transforma en un subsidio claro y directo.
- La aplicación de este tipo de fondos tendrían efectos negativos sobre la equidad social en la medida que distraen recursos fiscales sin considerar la capacidad adquisitiva de los beneficiarios. Aunque pueden contener la elevación de los costos de producción o de prestación de servicios y en ese sentido entregar un beneficio, por ejemplo, a los usuarios del transporte público, la crítica más generalizada es que si las alzas son permanentes el subsidio no es sustentable y por tanto, tarde o temprano, deberán sincerarse los precios por lo que el impacto social puede ser mayor que si se aplican pequeñas alzas pero continuas en el tiempo. Por otro lado, se estima que estos fondos desnaturalizan el concepto social de los subsidios al no focalizarlos en los grupos de más bajo ingreso siendo por ejemplo, en el caso del transporte público, un gasto que beneficia también los propietarios de las empresas del transporte.

CUADRO 2.3
POLÍTICA DE PRECIOS APLICADOS A LOS COMBUSTIBLES EN AMÉRICA LATINA

Países	Componentes	Gasolina corriente	Gasolina Premium	Diesel oil	GLP	Fechas Importantes (ver notas)	Alineación de Precio sobre la base de
Argentina Autoabastecido	PIP MCB PVP	L	L	L	L	01-1991 (1)	Precio Paridad de Importación (PPI)
Bolivia Autoabastecido	PIP MCB PVP	R	R	R	R	12-1997 (2)	Mercado Referencia, Precio Interno
Brasil Autoabastecido	PIP MCB PVP	L	L	L	L	1997 (3)	Precio Paridad de Importación (PPI)
Chile Importador	PIP MCB PVP	SL	SL	SL	SL	01-1982 (4)	Precio Paridad de Importación (PPI)
Colombia Autoabastecido	PIP MCB PVP	R R/L R/L	R Libre	R R/L R/L	R R/L R/L	12-1998 (5)	Mercado Referencia
Costa Rica Importador	PIP	R	R	R	R	Impuestos únicos en Colones (variación de 10% en 2007)	Mercado Referencia
Ecuador Exportador	PIP MCB PVP	R	R L L	R	R	07-1996 (6)	Mercado Referencia
El Salvador Importador	PIP	L	L	L	L	Impuesto único porcentual	Mercado Referencia
Guatemala Importador	PIP MCB PVP	L	L	L	L		Mercado Referencia
Honduras Importador	PIP	R	R	R	R	Subsidios desde mayo de 2007 cuando el precio supera un tope	Precio Paridad de Importación (PPI)
México Exportador	PIP MCB PVP	R	R	R	R	(7)	Mercado Referencia
Nicaragua Importador	PIP MCB PVP	L	L	L	R		Mercado Referencia
Panamá Importador	PIP	L	L	L	L	Subsidios al GLP en presentaciones pequeñas	Mercado Referencia
Paraguay Importador	PIP MCB PVP	L	L	R	L	01-1990 (8)	Mercado Referencia
Perú Importador	PIP MCB PVP	L	L	L	L	08-1993 (9)	Precio Paridad de Importación (PPI)

CUADRO 2.3 (CONCLUSIÓN)

Uruguay Importador	PIP MCB PVP	R	R	R	R	10-1931 (10)	Mercado Referencia
República Bolivariana de Venezuela Exportador	PIP MCB PVP	R	R	R	R	09-1998 (11)	Mercado Referencia

Fuente: CEPAL. División de Recursos Naturales y Energía. Base de datos de precios de los combustibles.

NOTAS:

PIP	: Precio interno en planta o precio ex refinería
MCB	: Margen comercial bruto
PVP	: Precio de Venta a público
Regulado (R)	: Implica la imposición de un precio máximo.
Semi libre (SL)	: Implica la posibilidad de que las distribuidoras puedan comprar sus productos en el exterior
Libre (L)	: Implica la determinación libre de márgenes y precios por parte de los agentes.
PPI	: Precio Paridad de Importación
Precio referencia	: Precio Promedio de un producto en un mercado de referencia (Costa del Golfo EE.UU)

El mantenimiento de los precios por varios años y por debajo de los precios reales del mercado es una señal contraproducente respecto de la eficiencia energética. Por el contrario, el mantenimiento de precios reales estimularía la modernización del parque automotor al encarecer los gastos de combustibles de las unidades más ineficientes, lo que tendría externalidades positivas sobre el medio ambiente e inclusive podría beneficiar a los usuarios del transporte público al estimular el ingreso de unidades de menor consumo energético y también con mayores comodidades para los usuarios.

La utilización de los fondos de estabilización para mantener los precios de los combustibles utilizados como insumos para la producción o la prestación de servicios sería un caso típico de competitividad espúrea ya que se basa en subsidios fiscales que podrían orientarse a mejorar más bien la competitividad auténtica, es decir aquella que proviene de la mayor eficacia empresarial en el uso de los recursos.

En algunos países de la región la aplicación de los fondos de estabilización y sobre todo los subsidios muestra ya signos de insostenibilidad debido a la volatilidad y a la tendencia cada vez más persistente hacia el alza de los precios de los combustibles.

2.3.1 Los fondos de estabilización del precio del petróleo: casos de Chile y Perú

Chile¹⁷

En Chile, tras la significativa alza del petróleo y sus derivados en el año 1990 producto de la invasión de Irak a Kuwait, el gobierno creó el Fondo de Estabilización del Precio del Petróleo (FEPP) para atenuar la variación de los precios internos de los combustibles derivados del petróleo. La implementación ha tenido cambios a través del tiempo que han sido plasmados mediante sucesivas leyes desde la Ley N° 19.030 del 15 de enero de 1991, hasta la reciente Ley N° 20.278 del 24 de junio de 2008 (recuadro 2.2).

A) FEPC

En el año 2005 se creó el Fondo de Estabilización del Precio de los Combustibles (FEPC) para la gasolina automotriz, kerosene doméstico y petróleo diesel. El saldo del fondo a comienzos

¹⁷ Elaborado con el aporte de la Comisión Nacional de Energía de Chile.

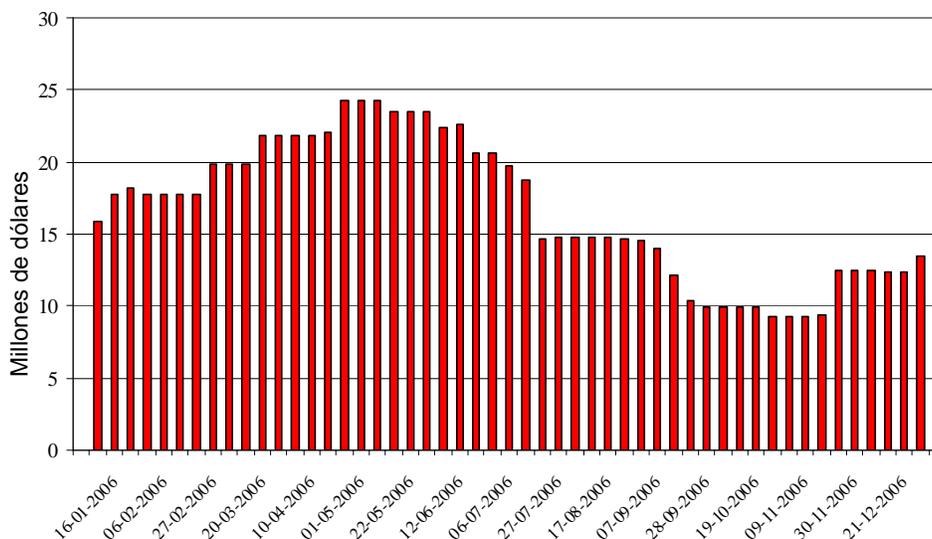
del año 2006 alcanzaba prácticamente los 16 millones de dólares, correspondientes a la implementación de la Ley N°20.063 y la inyección de recursos por 10 millones de dólares, y la recaudación a través de los impuestos a que estuvieron afectos los combustibles entre el cuarto trimestre del 2005 y el primer trimestre del 2006.

En adelante, dada la tendencia creciente de los precios de los combustibles derivados del petróleo¹⁸ entre abril y agosto de 2006, el Fondo entregó recursos a través de los créditos determinados, especialmente, para gasolina y diesel. De esta manera, el saldo del fondo cayó a alrededor de los 9 millones de dólares. En ese período los montos de los créditos para las gasolinas fluctuaron entre 15 US\$/m³ y 75 US\$/m³, para el kerosene entre 10 US\$/m³ y 40 US\$/m³, y para el diesel entre 5 US\$/m³ y 50 US\$/m³.

Por efectos de la estacionalidad de los consumos, desde mediados de septiembre y hasta fines del año 2006, se produjo una caída en los precios internacionales de los productos, generando precios de paridad por debajo del piso de la banda, es decir, impuestos que implicaron aportes al saldo del Fondo. Este incremento de recursos elevó el saldo del Fondo a cerca de 15 millones de dólares a fines de ese año.

Es así como los aportes y retiros del Fondo se mantuvieron relativamente equilibrados durante el 2006, ya que mientras la recaudación vía impuestos del FEPC alcanzaron a 14 millones de dólares, los recursos aportados por éste para estabilizar los precios alcanzaron los 16 millones de dólares (gráfico 2.9).

GRÁFICO 2.9
SALDO FONDO FEPC ESTIMADO CNE, 2006
(En millones de dólares)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, agosto 2008.

¹⁸ Ver anexos.

Durante el 2007 el Fondo se mantuvo relativamente constante en torno a los 15 millones de dólares hasta mediados de abril, con movimientos pequeños asociados a cobro de impuestos¹⁹ y el pago de créditos²⁰ debido a la estacionalidad de los precios internacionales.

Posterior a ese período comenzó una tendencia alcista en las cotizaciones internacionales generando un importante desembolso de recursos que prácticamente agotaron el Fondo, dejándolo con un saldo inferior a los 500 mil dólares hacia junio de 2007. A modo de ejemplo se puede señalar que para la gasolina los créditos semanales que durante el mes de marzo se encontraban en un promedio de 40 US\$/m³, en mayo se duplicaron. Para el diesel la situación no fue distinta pues los créditos semanales se incrementaron desde los 20 US\$/m³ en promedio durante fines de marzo y abril hasta alrededor de 30 US\$/m³ en mayo. Es importante agregar que por el alto nivel de créditos, los volúmenes requeridos de importación de diesel (por las restricciones de gas natural desde Argentina) y el bajo saldo del Fondo, comenzó a operar el criterio de reducción del crédito conforme lo establece la Ley para evitar que el saldo del Fondo llegue a cero.²¹

Durante el mes de junio de 2007, con la promulgación de la Ley N° 20.197 se realizó una nueva inyección de recursos por 60 millones de dólares, lo que permitió mantener en operación el Fondo, aun que los créditos semanales calculados comenzaron a decrecer debido a la estacionalidad de los precios, llegando el precio de paridad en múltiples ocasiones a ingresar dentro de la banda de precios de referencia.

A partir de septiembre de 2007, se produjo la escalada en los precios internacionales que continuó durante todo el primer semestre de 2008, alcanzando hitos como el cruce de la barrera de los 100 US\$ por barril durante febrero y el máximo histórico cercano a los 150 US\$ por barril durante julio. Esta continua tendencia alcista de los precios dispuso que la mayor parte del período los precios de paridad se encontraran por sobre el precio de referencia superior generando créditos. Caso especial es el del petróleo diesel, con sostenidos créditos promedio de 30 US\$/m³ y el hecho de los importantes volúmenes de importaciones que se requirieron para su uso en generación termoeléctrica tanto por sustitución del gas natural (GN) ante las restricciones de los envíos desde Argentina y como por la baja generación hidroeléctrica a consecuencia de la sequía vivida por el país. En consecuencia de estos antecedentes, el saldo del Fondo que a fines de septiembre de 2007 se encontraba en torno a los 55 millones de dólares, durante el último trimestre de 2007 disminuyó considerablemente a alrededor de los 10 millones de dólares (gráfico 2.10).

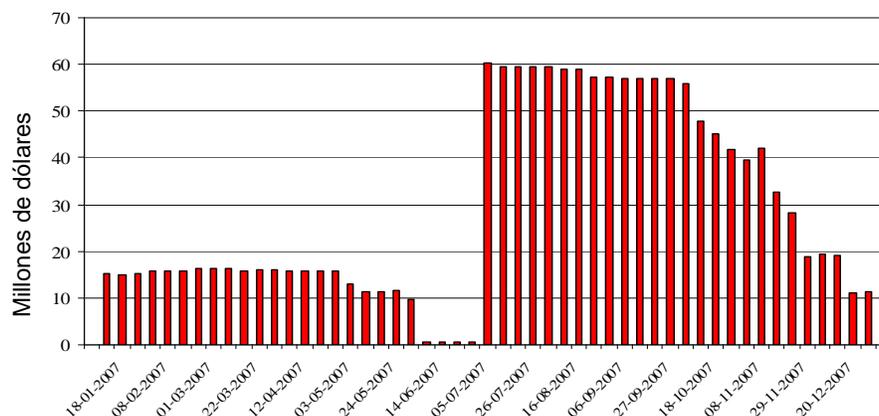
En resumen los aportes y retiros del Fondo no fueron simétricos, estimándose ingresos de 7 millones de dólares y egresos por concepto de estabilización del precio por 69 millones de dólares.

¹⁹ Hasta el mes de febrero de 2007.

²⁰ A partir de marzo de 2007.

²¹ En la gasolina la reducción de créditos se aplicó aproximadamente desde la mitad de abril a mediados de junio de 2007, y en el diesel, desde la mitad de marzo a mediados de mayo de 2007.

GRÁFICO 2.10
SALDO FONDO FEPC ESTIMADO CNE, 2007
 (En millones de dólares)

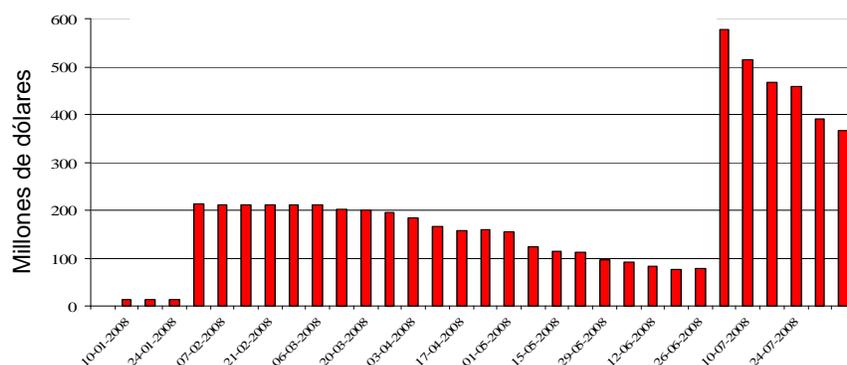


Fuente: Comisión Nacional de Energía, agosto 2008.

Durante el 2008 el incremento de los precios internacionales de los combustibles ha sido una situación sostenida sin dar visos de aflojar sino hasta agosto. Esto provocó que obviamente los precios de paridad estuvieran por sobre el precio de referencia superior, entregando importantes créditos, lo que gracias a la publicación de la Ley N° 20.246 que inyectó recursos adicionales por 200 millones de dólares al saldo del FEPC, ha impedido el agotamiento de los recursos del FEPC.

Los niveles de créditos para los combustibles afectos a la Ley durante este período se establecieron semanalmente por sobre 100 US\$/m³ para todos los productos a partir de marzo, situación que generó una masiva entrega de recursos al diesel importado, toda vez que la Ley que regía a los combustibles se aplicaba exclusivamente a las importaciones de combustibles. Así a mediados de junio el saldo del Fondo se había reducido a más de la mitad, alcanzando los 78 millones de dólares, aún cuando a partir de abril se aplicó en reiteradas oportunidades el criterio de reducción de créditos con el fin de evitar el agotamiento del Fondo (gráfico 2.11).

GRÁFICO 2.11
SALDO FONDO FEPC ESTIMADO CNE, 2008
 (En millones de dólares)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, agosto 2008.

A partir de junio se publicó la Ley N° 20.278 que además de introducir cambios a la metodología de cálculo para la reducción de los créditos cuando el saldo del Fondo se encuentra comprometido y de agregar al gas licuado como combustible afecto y de incluir a ENAP como un participante más de los recursos disponibles (situación de la que se había marginado por la Ley N° 20063 de 2005 estableciéndose una disposición especial para esta empresa), inyectó nuevamente recursos, esta vez, por un monto de mil millones de dólares, de los cuales a la fecha se ha hecho efectivo el ingreso de 500 millones de dólares, permitiendo no establecer el criterio de reducción de créditos otorgados por comprometer en su totalidad el saldo del Fondo.

Con esto el saldo del Fondo alcanzaba a fines de junio los 577 millones de dólares y a finales de julio estaba en el orden de los 370 millones. Durante el año 2008 los egresos del FEPC han sido de alrededor de 350 millones de dólares.

Los recursos utilizados desde junio a la fecha se destinaron especialmente al diesel con niveles de créditos de 120 US\$/m³, en segundo lugar, a la gasolina con niveles de crédito de 200 US\$/m³, en tercer lugar al gas licuado con niveles de crédito de 50 US\$/m³ y en cuarto lugar al kerosene con niveles de crédito superiores a los 200 US\$/m³.

B) FEPP

Este Fondo en la actualidad sólo opera con un pequeño saldo y con un único combustible (petróleos combustibles), aún cuando desde el año 1990 hasta septiembre de 2005 operó con los cinco combustibles derivados del petróleo (gasolina, kerosene, diesel, petróleo combustibles y gas licuado) y entre septiembre de 2005 y junio de 2008 operó dos combustibles (petróleos combustibles y gas licuado). El bajo saldo del FEPP prácticamente no permite que opere otorgando los créditos por el total de la brecha entre el precio de paridad y el precio de referencia superior, no posibilitando ser el mecanismo estabilizador con el que se creó.

Como el mecanismo del FEPP establecía saldos específicos sobre los cuales podía utilizar cada combustible, los créditos para cada uno estaban asociados directamente a su respectivo saldo. Así durante el año 2006 los egresos del FEPP fueron de alrededor de 21 mil dólares correspondiendo a alrededor de 20 mil dólares a egresos para la estabilización del gas licuado.

Respecto del precio de paridad del gas licuado, ésta se mantuvo dentro de los límites de la banda de precios de referencia la mayor parte del año 2006. Por su parte el precio de paridad del petróleo combustible se mantuvo por sobre el precio de referencia superior, pero debido a escaso saldo que tenía ese subfondo no percibió crédito o lo entregaba a tasas muy bajas a fin de evitar que el Fondo se agotara en el período de 12 semanas como establecía la respectiva ley.

RECUADRO 2.2

CARACTERÍSTICAS DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO (FEPP) EN CHILE

1- Ley N° Ley N° 19.030 del 15 de enero de 1991.

- a) Recursos iniciales provenientes del Fondo de Estabilización del Cobre (FEC), alcanzaron a 200 MMUS\$ que se manejaron en una cuenta especial de la Tesorería General de la República.
- b) Los combustibles afectos: Gasolina automotriz, nafta, kerosene doméstico, petróleo diesel, petróleo, combustible y gas licuado.
- c) Su operación consistía básicamente en el cobro de un impuesto que ascendía al 60% de la diferencia entre el piso de la banda y el precio de paridad en los casos en que este era menor al primero. En caso que dicho precio de paridad fuera superior al techo de la banda, el Fondo aportaba al precio un crédito equivalente a la diferencia entre ambos.

RECUADRO 2.2 (CONTINUACIÓN)

d) La periodicidad del cálculo se realizaba mediante la determinación de un precio de paridad y un precio de referencia por combustible.²²

2- Ley N° 19.660 del 2 de febrero de 2000 inyección de 200 MMUS\$ y Ley N° 19.681 del 19 de julio de 2000 que inyectó 63 MMUS\$ adicionales:

- a) Se pasó a sólo cinco (se eliminó la nafta).
- b) El cálculo se realizaría con periodicidad semanal.
- c) Se dividió el fondo en sub-fondos.
- d) Las tasas de créditos e impuestos se hicieron variables (en función del fondo restante para evitar su agotamiento en el primer caso, y en función de fondos objetivo en el segundo caso).
- e) La estimación de corto plazo de la referencia se determinaba para un año y la de largo plazo para los próximos 10 años.
- f) Se acotó el valor de la referencia de modo que no fuera diferente en más de un 20% de la paridad promedio del último año.

3- Ley N° 20.063 del 29 de septiembre de 2005 que inyectó 10 MM US\$ modificó el cálculo para la gasolina, kerosene y petróleo diesel, mientras que el petróleo combustible y el gas licuado continuaron regidos por la Ley N° 19.681. Básicamente el mecanismo cambió de la siguiente manera:

- a) La vigencia de la Ley sería hasta el 30 de junio de 2006.
- b) Los precios de referencia intermedio se determinarían considerando dos componentes; el precio del crudo WTI y un diferencial de refinación por producto.²³
- c) Los créditos podían ser reducidos cuando la proyección de importaciones de los derivados a que se refiere esta ley para las siguientes 12 semanas a la vigencia, multiplicada por los créditos fiscales, fuera superior al saldo del fondo más la proyección de los ingresos financieros en que debiera incrementarse durante el mismo período.
- d) ENAP se manejaría en una cuenta aparte.

4- Ley N° 20.115 del 1 de julio de 2006, que prorrogó la Ley anterior hasta junio de 2007 e incorporó las siguientes modificaciones:

- a) Para los promedios de paridades se utilizarían 2 semanas de datos y no una como hasta el momento.
- b) La semana de vigencia ya no sería de lunes a domingo si no que de jueves a miércoles.
- c) Se consideraría ahora un mercado relevante o el promedio de dos.

²² El primero se realizaba cuando el promedio difería en más de un 2% respecto del de la semana anterior, mientras que el de las referencias, no tenía una frecuencia predeterminada. El precio de paridad equivale al valor que debiera tener el combustible internado en el país, adicionándole al precio FOB todos los costos de importación hasta la bahía de Quintero. El precio de referencia determina la banda de precios del combustible, que corresponde a un ejercicio teórico que comprende el rango en el que debiera situarse el valor de paridad. Este precio de referencia intermedio se determinaba mediante una combinación lineal del comportamiento histórico del combustible en los últimos 2 años, de una proyección de corto plazo a 12 meses y de una proyección a largo plazo para los siguientes 15 años. Finalmente, el techo de la banda era construido por sobre un 12.5% del precio de referencia intermedio, y el piso de la banda, un 12.5% por debajo de dicho precio de referencia intermedio.

²³ La componente asociada al WTI se construiría considerando el promedio móvil histórico de las últimas “n” semanas hacia atrás y “m” meses hacia delante de la cotización de mercados futuros. En segundo lugar, la componente asociada a los diferenciales de refinación se calculan como el promedio móvil de “s” semanas hacia atrás de la diferencia entre el WTI y los precios FOB de cada producto. El techo y piso de la banda se construyen por sobre y por de bajo de un 5% del precio de referencia intermedio. Se considerarían como mercados relevantes no sólo la Costa del Golfo de Estados Unidos como era hasta entonces, si no, que se considerarían, además, el de la Costa Atlántica de Estados Unidos y mercados de Europa (Noroeste de Europa) y Asia (Singapur), escogiéndose el de menor paridad. Los precios de paridad podían ser corregidos en caso que los respectivos diferenciales de refinación difirieran en más de un 10% de los diferenciales base determinados en dicha Ley.

RECUADRO 2.2 (CONCLUSIÓN)

5- Ley N° 20.197 del 22 de junio de 2007 continuaría prorrogando el mecanismo, e inyectaría 60 MMUS\$.

6- Ley N° 20.246 del 24 de enero de 2008 que inyectaría 200 MMUS\$ adicionales.

7- Ley N° 20.278 del 24 de junio de 2008 que prevé el aporte de 1.000 MMUS\$ (de los cuales hasta el 31 de julio de 2008 se han materializado 500 MMUS\$) e introduciría cambios adicionales:

- a) Incorpora al gas licuado a este mecanismo.
- b) Incluye el concepto de proyección de créditos e impuestos hasta el fin de la Ley (junio de 2010).²⁴
- c) La reducción de créditos se realiza considerando desembolsos proyectados de recursos del fondo hasta el final de la Ley. En este cálculo intervienen la proyección de créditos e impuestos mencionada y proyecciones semanales de consumo de combustibles.
- d) Se incorpora ENAP directamente al mecanismo, en la misma cuenta de Tesorería.

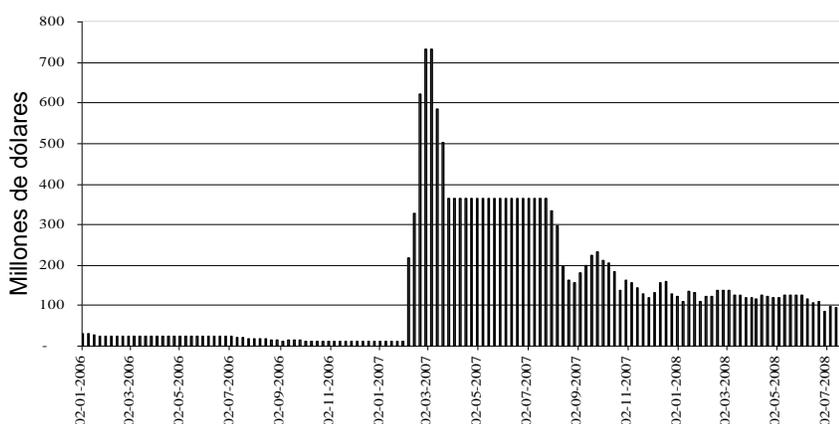
Fuente: Comisión Nacional de Energía, agosto 2008.

En el período 2007, el saldo del FEPP se vio incrementado mediante su propia dinámica, es decir, egresos por los créditos e ingresos por los reintegros de créditos (devolución del crédito por combustible, afecto a crédito, que se reexporta), situación que permitió que el fondo operara destinando créditos desde fines de julio, aunque sometido a una tasa mucho menor al 100%. En la mayoría de los casos los niveles de crédito no superaron el dólar por metro cúbico.

De esta manera en el año 2007, el saldo del FEPP en marzo era del orden de los 600 mil dólares y a fines de ese año era del orden de los 100 mil dólares.

Durante el 2008 continuó la tendencia alcista de las paridades, tanto de gas licuado como de petróleos combustibles, las que se mantuvieron dentro de banda hasta fines de junio. A partir de esa fecha, los precios de paridad del petróleo combustible se situaron sobre la banda de precios de referencias, sin embargo el saldo del FEPP no permitió el aporte de créditos o sólo muy marginalmente. Por lo tanto el saldo del Fondo se mantuvo en torno a los 110 mil dólares. A la fecha el saldo del FEPP es menor a los 100 mil dólares y sólo para petróleos combustibles (gráfico 2.12).

GRÁFICO 2.12
SALDO FONDO FEPP ESTIMADO CNE, 2006-2008



Fuente: Comisión Nacional de Energía, agosto 2008.

²⁴ Estos se determinan considerando que los precios de paridad de cada combustible afecto por la Ley y el precio del crudo se mantienen semanalmente constantes hacia el futuro, determinando una convergencia de la banda de cada combustible hacia la combinación lineal de WTI y de los diferenciales actuales.

La experiencia del Perú

El Perú es, por el momento, importador neto de hidrocarburos, sobre todo de crudo y diesel. La Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley 26221) determina en su Art. 77°, que los precios de los hidrocarburos se establecen por la oferta y la demanda. Dicha Ley redefinió el rol del Estado como ente rector y promotor del sector. Sin embargo, el Estado ha venido interviniendo en el mercado de hidrocarburos para enfrentar las presiones inflacionarias.

El gobierno ha utilizado básicamente dos mecanismos para estabilizar los precios internos de los combustibles y para atenuar los efectos de la volatilidad del precio internacional del petróleo: inicialmente se recurrió a la reducción sostenida del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) de combustibles y posteriormente se constituyó el Fondo de Estabilización de los Combustibles (FEPC).

Este fondo se constituyó, por iniciativa del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y mediante decreto de urgencia N° 010 de septiembre de 2004. El referido decreto argumenta, en sus considerandos, que “la imprevisible fluctuación de los precios en el mercado internacional del petróleo crudo y sus derivados...afecta severamente los precios en el mercado interno, ocasionando distorsiones en la economía que ponen en riesgo la estabilidad macroeconómica del país”. Los mismos considerandos, precisan a continuación, que la variación del Impuesto Selectivo al Consumo de combustibles (ISC) no es sostenible debido a su impacto fiscal. Es por esta razón que se crea el Fondo de Estabilización que se constituye “... como fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo crudo y sus derivados se traslade a los consumidores...”.

El patrimonio de dicho Fondo se fue formando con los aportes y descuentos que los productores e importadores hicieron a los precios de los productos, dependiendo de si los precios de “paridad de importación” de los combustibles se encontraban por encima, o por debajo, de la ‘banda de precios’ definida por el Administrador del Fondo que es la Dirección General de hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas. Cabe precisar que la ‘paridad de importación’ corresponde al “precio de referencia de importación más el “margen comercial mayorista promedio”, la que debe ser publicada por el OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería).

La aplicación de la Paridad de Importación, tomando como base los Estados Unidos, para compensar a las refinerías para que no suban sus precios ha sido objeto de cuestionamientos ya que se considera que podría estarse sobre-compensando a las refinerías nacionales ya que su costo de operación es mucho menor. Otro asunto que ha sido motivo de cuestionamientos es el hecho de que el pago a las refinerías no se realiza de forma inmediata por lo que hasta fines de julio de 2008, la deuda del Estado, por ejemplo con Refinería La Pampilla (Relapasa) de propiedad de REPSOL, alcanza a unos 271.5 millones de dólares mientras que, por este mismo concepto, la deuda con la empresa del Estado, sería de unos 300 millones de dólares, a la misma fecha.

RECUADRO 2.3 PERÚ: FONDO PARA LA ESTABILIZACION DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETROLEO

CARACTERÍSTICAS

Los recursos del fondo no son recursos públicos.

Los recursos del fondo se mantienen en fideicomiso de administración.

Se autoriza expresamente al Administrador del Fondo a actuar como fideicomitente.

Son fideicomisarios los productores e importadores según el caso

RECUADRO 2.3 (CONCLUSIÓN)

Es fiduciaria la entidad que ganó el concurso que realizó el Administrador del Fondo para estos efectos

Fondo intangible, inembargable e intransferible.

No cuenta con personería jurídica.

No tiene gastos de organización ni de administración.

Los intereses de sus depósitos bancarios son recursos del Fondo.

OPERATIVIDAD

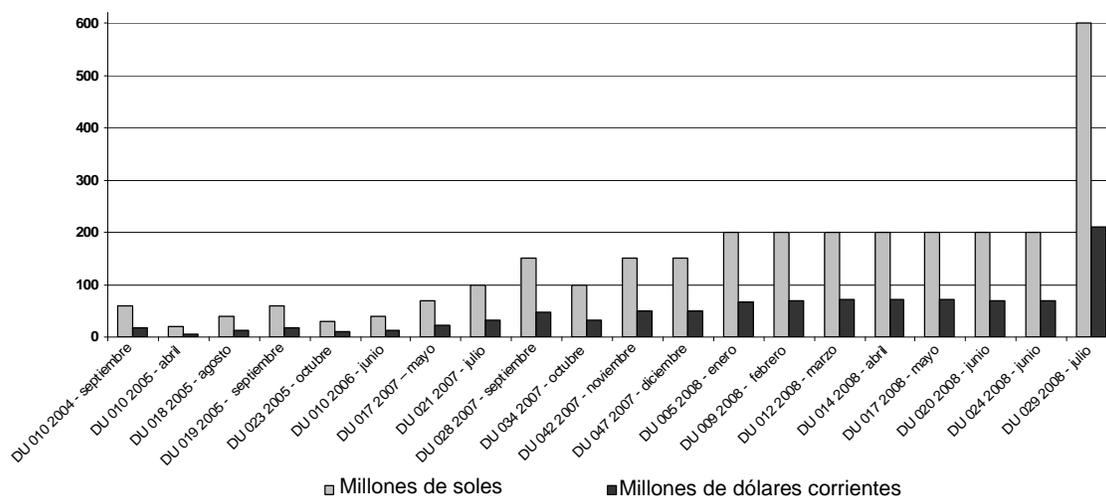
Caso del productor: si el Precio de Paridad de Importación (PPI) está situado en la franja de aportación, el productor, en su venta primaria, cobrará una prima que deberá ser incluida de manera separada en el respectivo comprobante de pago, bajo el rubro “factor de aportación”. Si el PPI está en la “franja de compensación” el productor, en su venta primaria, incluirá un descuento que deberá ser consignado en forma separada en el respectivo comprobante de pago como “factor de compensación”.

Caso del importador: si el PPI estuviera situado en la “franja de aportación” o en la “franja de compensación”, según sea el caso.

Fuente: Decreto de Urgencia N° 010, septiembre de 2004.

Asimismo se han planteado objeciones respecto de la utilidad del Fondo respecto de un objetivo superior como es el de diversificar el consumo energético sobre la base de combustibles menos contaminantes, lo que en términos prácticos implica, para el caso del Perú, una rápida masificación del consumo de gas natural. En gran medida, la aplicación del Fondo de Estabilización ha consolidado la demanda del diesel, que siendo importado y muy contaminante, cubre, actualmente, alrededor del 47% de la demanda nacional, siendo a su vez más del 40% importado (gráfico 2.13).

GRÁFICO 2.13
MONTOS DE GARANTÍA DEL GOBIERNO AL FEPC



Fuente: El Peruano, varios números.

El Fondo no estaría dando señales correctas desde el punto de vista de la eficiencia energética por cuanto el sostenimiento del precio del diesel favorece el uso de un combustible

mas contaminante que el gas natural, cuya producción nacional no cubre la demanda, originando efectos negativos crecientes sobre la balanza de pagos al no favorecer su sustitución por el gas natural que existe en el país y cuyo consumo interno se quiere fomentar, mediante la conversión de vehículos a gas natural y a través de la renovación del parque automotor. Prima pues, en este caso, una mayor ponderación de visiones y objetivos de corto plazo, ligados al eventual descontento que pueda generar la aplicación de los precios reales de los combustibles.

Dentro de esta visión también se ha recurrido a la reducción del Impuesto Selectivo a los Combustibles (ISC), la última reducción se produjo en la primera semana de marzo de 2008. En este caso se redujo el ISC a las gasolinas más contaminantes (84 y 90 octanos) mientras que el aplicado a las gasolinas más limpias no sufrió ninguna variación.

En cuanto al Fondo de Estabilización las medidas más recientes se refieren al retiro del subsidio a combustibles que son utilizados por vehículos de mayor categoría social, lo que ha significado que los precios de las gasolinas de 95 y 97 octanos se fijen, en términos del mercado, como una forma de reducir el peso de las obligaciones del Fondo con los proveedores de dichas gasolinas.

2.4 La formación de precios para la gasolina y el diesel oil: subsidios y disminución de la carga fiscal

Históricamente, en América del Sur, los precios de los productos derivados del petróleo no se han fijado de acuerdo con los criterios convencionales de fijación de precios, sea en función de los costos marginales de largo plazo o del costo de oportunidad (precio de frontera o paridad de importación). Más bien han seguido criterios relacionados con consideraciones políticas, metas de distribución del ingreso, la promoción de la industrialización, no impactar en los niveles de inflación, etc. Ello ha obedecido en buena medida a la posición privilegiada derivada de las cuantiosas y/o significativas reservas de recursos energéticos fósiles (petróleo, gas natural y/o carbón) y del desarrollo de las industrias energéticas asociadas. En cambio, los precios en los países del Istmo Centroamericano han sido fijados teniendo en cuenta el precio de referencia (Costa del Golfo en Estados Unidos). Estos países carecen o bien poseen reservas modestas de hidrocarburos.

En la mayoría de los países de la región, particularmente con anterioridad al proceso de reformas de los noventa, los precios internos de los derivados de petróleo se encontraban muy por debajo de los precios internacionales. Esto se aplica especialmente a los países exportadores de petróleo, Ecuador, México y la República Bolivariana de Venezuela. Dichos países mantuvieron, y aún mantienen, precios muy bajos en comparación con el resto del mundo, pero también con otros países de la región.

En América Latina, como norma, los productos derivados del petróleo como el querosén (debido a su uso por los sectores pobres), el diesel (debido a su importancia en la agricultura y el transporte), el fuel oil (debido a su uso en la industria), y el GLP han tenido históricamente períodos en que fueron altamente subsidiados, y otros en que siguieron un comportamiento más alineado a precios de referencia internacional. Por el contrario, en la mayoría de los países industrializados, el precio de estos productos se fija de acuerdo a criterios económicos (costo de oportunidad y/o paridad de importación) y por lo general siguen estrechamente alineados a los precios mundiales (Costa del Golfo o Rotterdam).

Pero esta realidad comienza a modificarse desde 1995 en adelante, en que los países desarrollados y los de América Latina han intervenido de diversas maneras para no impactar los niveles generales de precios.

La cadena de formación de precios en los países estudiados de América del Sur y México está compuesta por el precio ex-refinería, impuestos y márgenes. Además estos componentes

determinan el precio al por menor de los combustibles. Entre los países autoabastecidos, Argentina es el único que cuenta con un sistema de precios completamente liberalizado, que se aplica a cada uno de los componentes de la cadena de formación de precios. En Bolivia, por el contrario, los precios de los combustibles están totalmente controlados en toda la cadena de formación de precios. Colombia presenta una combinación de precios regulados y liberalizados. Entre los países importadores de petróleo, Brasil y Perú han liberalizado completamente los precios de los combustibles, mientras que en Chile existe un sistema de fijación de precios semiliberalizado. Paraguay ha liberalizado los precios, excepto del petróleo diesel, combustible que está totalmente regulado. En el otro extremo, los precios en Uruguay están totalmente regulados, lo que se aplica a todos los componentes de la cadena de formación de precios. En la mayoría de los casos, los precios de los combustibles están totalmente regulados en los países exportadores de petróleo. Una de las excepciones es Ecuador, donde sólo se ha liberalizado el precio de la gasolina Premium, que se aplica sólo a los márgenes y al componente minorista de la cadena de formación de precios; el resto de los combustibles está completamente regulado en todos los componentes.

En cambio en los países del Istmo Centroamericano, importadores neto de crudo, Costa Rica y Honduras presentan precios regulados en todos los componentes de la cadena, mientras que el resto de países cuentan con un sistema de precios completamente liberalizados, tanto para la gasolina como para el diesel oil. (Anexo 1). Dentro de las acciones recientes se debe destacar que en Honduras, dentro de un compromiso del Gobierno por mantener estables los precios, los productos derivados del petróleo fueron declarados estratégicos para la seguridad nacional, por razones de orden público e interés social. La regulación y supervisión del mercado de hidrocarburos ha sido más estricta y la fórmula de precios de paridad de importación fue ajustada en 2006.

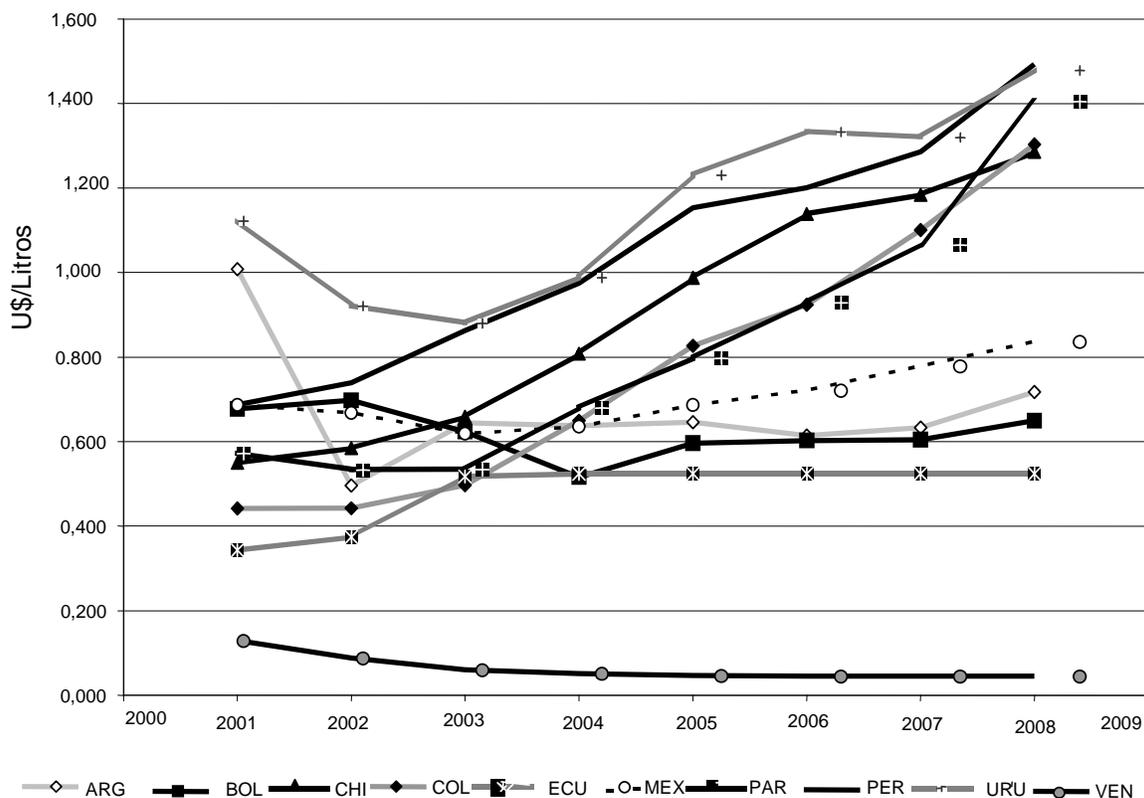
2.4.1 Los precios resultantes de las políticas aplicadas en las gasolinas

La evolución del precio final

Dejando de lado la apreciable baja del precio final en Argentina entre 2001 y 2002 debido al proceso de pesificación, entre 2002 y 2007 se observa en general un aumento en todos los países, arrojando como resultado que el precio promedio en América del Sur pasa de 0,55 US\$ por litro en 2002 a 0,854 US\$/litro en 2007 (gráfico 2.14).

Independientemente del régimen regulatorio aplicado por los países y de la condición de país exportador o importador, se observa un claro estancamiento del precio final en la República Bolivariana de Venezuela, Ecuador, Argentina y Bolivia; una clara tendencia al aumento en Colombia (148% acumulado entre 2002 y 2007) Chile (103%), Paraguay (99%), Perú (74%) y Uruguay –en este caso hasta 2006 y estancamiento en 2007.

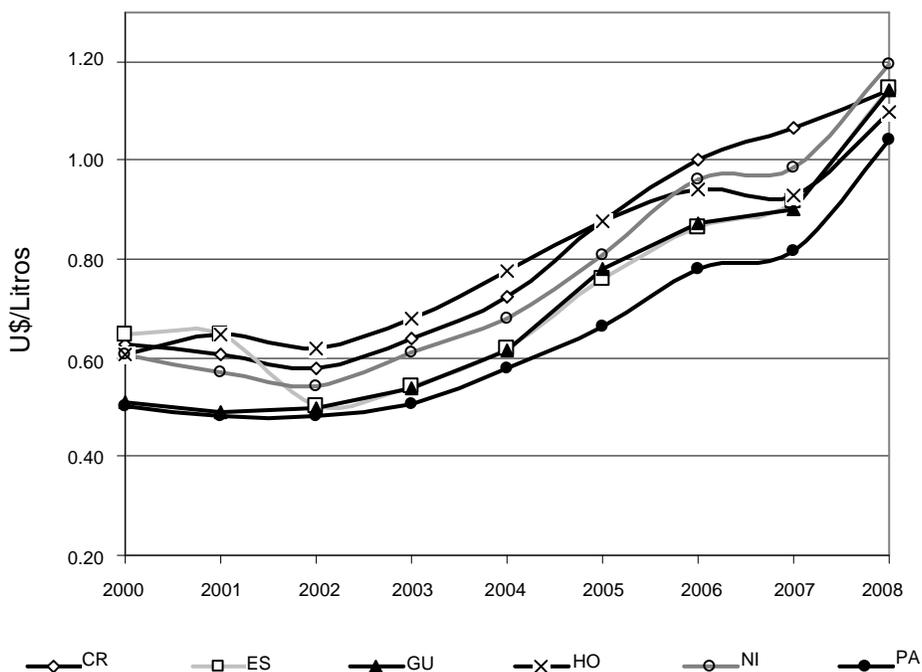
GRÁFICO 2.14
EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL DE LA GASOLINA PREMIUM EN
AMÉRICA DEL SUR Y MÉXICO



Fuente: CEPAL. Base de datos de precios DRNI, 2008.

En el caso de los países centroamericanos el precio final al consumidor se pudo descomponer en dos agregados: i) el precio de referencia que incluye costos y márgenes, ii) impuestos. De esta forma el precio final al consumidor al igual que en el caso de los países de América del Sur y México sufrieron fuertes alzas. Por ejemplo, en el período 2000-2008 (primer semestre) el incremento promedio acumulado de las gasolinas fue: Guatemala 124%, Panamá 106% y Nicaragua 96%. Y en menor medida C. Rica 82%, Honduras 81%; El Salvador 77%. Este aumento ha sido sostenido desde 2002 hasta el presente, con la sola excepción de Honduras que entre 2006 y 2007 baja marginalmente el precio final de 0,94 a 0,93 US\$/litro (explicado por las acciones recientes registradas en ese país ya referidas). A diferencia de lo que ocurre en países de América del Sur, se observa que en 2007 los precios de todos los países no difieren en más de un 15% situándose en una banda que va desde 1,04 US\$/litro en Panamá a 1,20 US\$/litro en Nicaragua (gráfico 2.15).

GRÁFICO 2.15
EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL DE LA GASOLINA PREMIUM EN CENTROAMÉRICA



Fuente: CEPAL, Unidad de Energía, Subsección Regional México, agosto de 2008.

Comparativamente, el precio promedio de 27 países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), pasó de 0,804 US\$/litro en 2002 a 1,565 US\$/litro en 2007 y a 1,7 US\$/litro en el primer trimestre de 2008. O sea, que en los países desarrollados, aún cuando también se ha intervenido en la fijación de alguna de las componentes del precio final de la gasolina premium, éste es el doble del promedio registrado en los países de América del Sur y México, y un 70% por encima del promedio registrado en los países del Istmo Centroamericano.

El comportamiento de los precios ex refinerías²⁵

Desde 2001 hasta diciembre de 2007, se observa que mientras algunos países tienen precios internos ex-refinería que están alineados o por sobre el precio internacional de referencia, otros países registran precios considerablemente más bajos. En este contexto, cabe señalar que en México, uno de los principales exportadores de petróleo de la región, los precios exrefinería se encuentran por sobre el precio internacional de referencia. Asimismo se observó que en los países donde los precios de los combustibles están totalmente regulados, los precios minoristas son notablemente más bajos que en los países donde éstos están liberalizados. Incluso en este caso, Uruguay constituye la excepción pues sus precios están totalmente regulados en toda la cadena de formación de precios y, de acuerdo con las tendencias regionales, son muy elevados. Ecuador y la República Bolivariana de Venezuela -países exportadores de petróleo- registran los precios

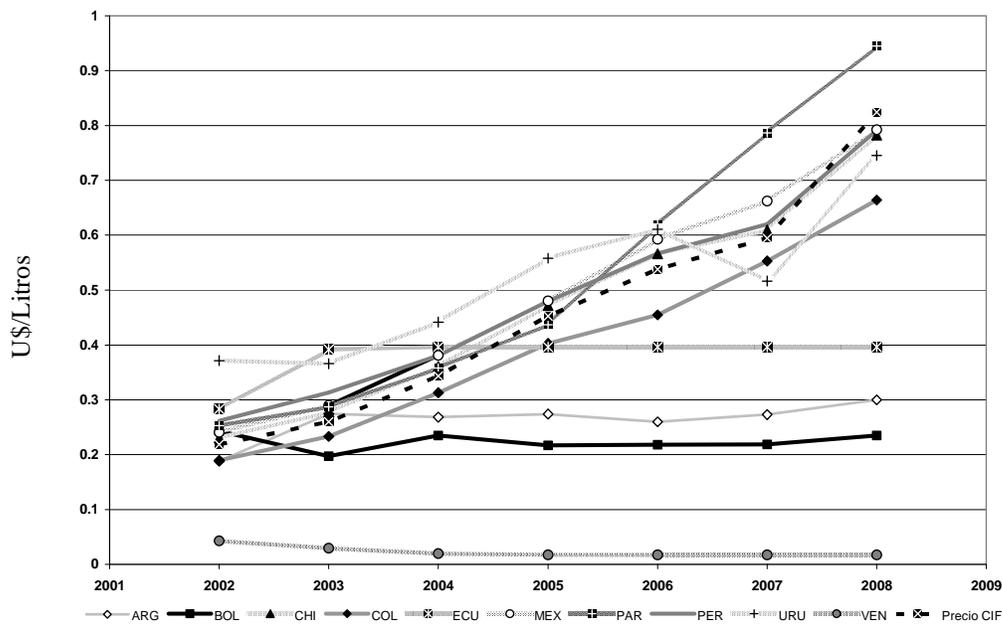
²⁵ Por razones de disponibilidad de información al momento de redactar este informe, sólo se considerará en este punto a los países de A. del Sur más México, para los cuales se utiliza el precio de la Costa del Golfo de los Estados Unidos como el precio internacional de referencia.

minoristas de los combustibles más bajos de la región, y en el caso de este último país se registran las diferencias o subsidios más significativos (gráfico 2.16).

Si se adopta como criterio que el subsidio es la diferencia negativa entre el precio internacional de referencia y el precio interno ex-refinería, entonces una diferencia positiva entre los dos representa un impuesto. A partir de esta convención, se observa que sistemáticamente a partir de 2005 y hasta 2008 Argentina, Bolivia, Ecuador y la República Bolivariana de Venezuela subsidiaron a los consumidores de gasolinas.

En el primer semestre de 2008 el precio ex refinería promedio para los países de América del Sur y México fue un 27% superior al de 2007, destacándose el aumento de Uruguay (44%), y en menor medida Chile, Perú y Paraguay con 29%, 28% y 27%; más lejos Argentina y Bolivia con menos del 10%, mientras que Ecuador y la República Bolivariana de Venezuela no modificaron los precios vigentes en 2007. Obsérvese que el precio FOB Costa de Golfo más flete se incrementó en 38,6%. Entonces en forma concordante con estas subas, en el primer semestre de 2008 todos los países se situaron por debajo del precio de referencia con excepción de Paraguay. Las mayores distancias la presentan la República Bolivariana de Venezuela cuyo precio ex refinería es sólo un 2% del precio de referencia, seguido por Bolivia 28%, Argentina 36% y Ecuador 48%; el resto de países se sitúa entre 80-90%.

GRÁFICO 2.16
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EXREFINERÍA DE LA GASOLINA PREMIUM
EN AMÉRICA DEL SUR Y MÉXICO



Fuente: CEPAL. Base de datos de precios DRNI, 2008.

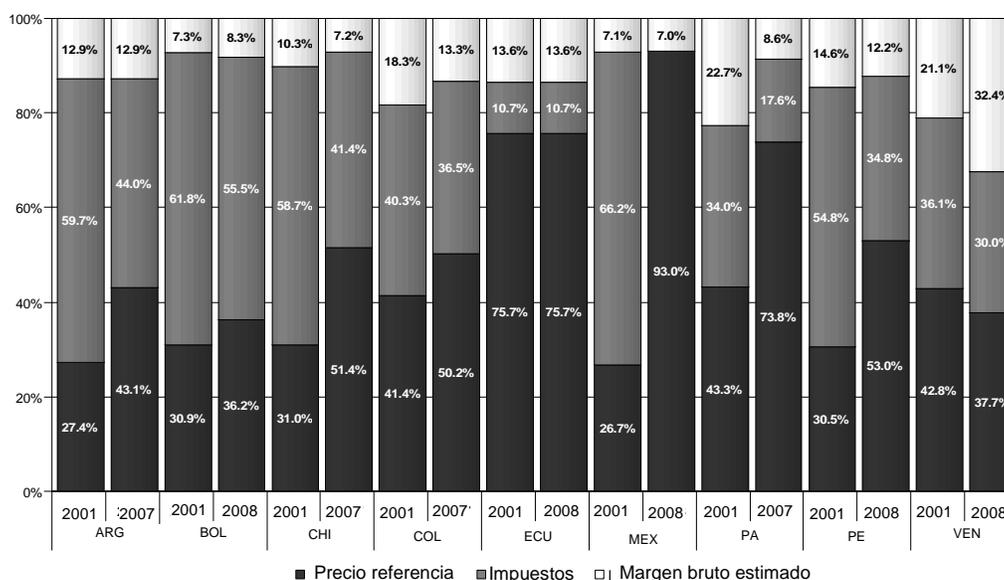
Los impuestos

Como se expresara anteriormente, uno de los instrumentos utilizados por los países para reducir el impacto del aumento internacional de precios sobre los consumidores finales fue aplicar reducciones sistemáticas en la carga fiscal. Estas reducciones van desde la eliminación de impuestos específicos hasta un reajuste a la baja en la aplicación de las alícuotas correspondientes o porcentaje sobre el precio final.

Como resultado de esas políticas, entre 2001 y 2007 en los países de América del Sur se observan sensibles disminuciones de la participación de los impuestos en todos los países, con excepción de Bolivia que tasaba las gasolinas con casi el 62% en 2001 y 55,5% en 2007. Resalta el caso de México de 66,2% a sólo 7,9%; seguido por Argentina que disminuye la carga de casi el 60% a 44%; Chile de 58,7% a 41,4%, Perú de 54,8% a 39%. Paraguay que si bien aplicaba una política impositiva no tan significativa (34%) baja a la mitad 17% en 2006. Todas estas disminuciones implicaron pasar de un promedio equivalente al 46,9% en 2001 al 31,4% en 2007. (gráfico 2.17).

En el caso de los países del Istmo centroamericano, debe tenerse presente que la comercialización de hidrocarburos constituye un camino muy eficiente para la recaudación de impuestos. Sin embargo, las autoridades de estos países también han tenido el cuidado de priorizar en los energéticos la participación de impuestos “ad-valorem”, de forma de no imponer un “castigo” adicional a la población cuando se presentan alzas en los precios internacionales del petróleo (y viceversa, no “castigar” a las finanzas públicas en caso de bajas el precio del petróleo). Por esa razón, en términos relativos, durante los últimos años la participación de los impuestos en el precio final de los derivados ha tenido reducciones significativas (sin que ello haya perjudicado las metas tributarias de los gobiernos), del orden siguiente: Costa Rica de 46% a 28%; Honduras de 46% a 28%, Panamá de 33% a sólo el 10%, y Nicaragua de 34% a 15%. El Salvador y Guatemala son los países en los que esta reducción es menor: el primero de 31 a 20% y Guatemala de 40% a 32%. (gráfico 2.18)

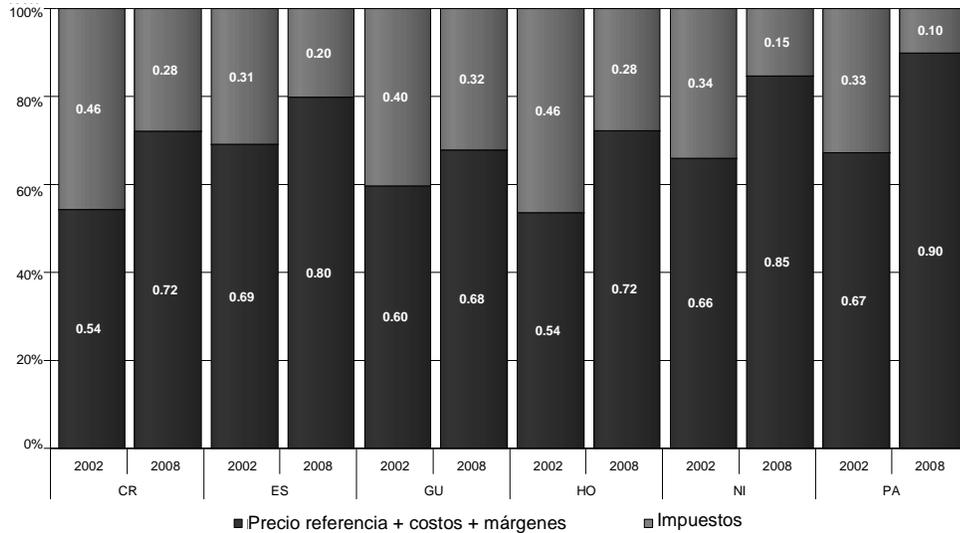
GRÁFICO 2.17
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE PRECIOS DE LA GASOLINA PREMIUM EN PAÍSES DE AMÉRICA DEL SUR Y MÉXICO



Fuente: CEPAL, “Precio de los combustibles en América del Sur más México”, 2008. División de Recursos Naturales e Infraestructura. Base de datos disponible en internet: <http://www.eclac.cl/dmi/>

Nota: Se ha podido actualizar al año 2008 los países que han entregado la información oficial.

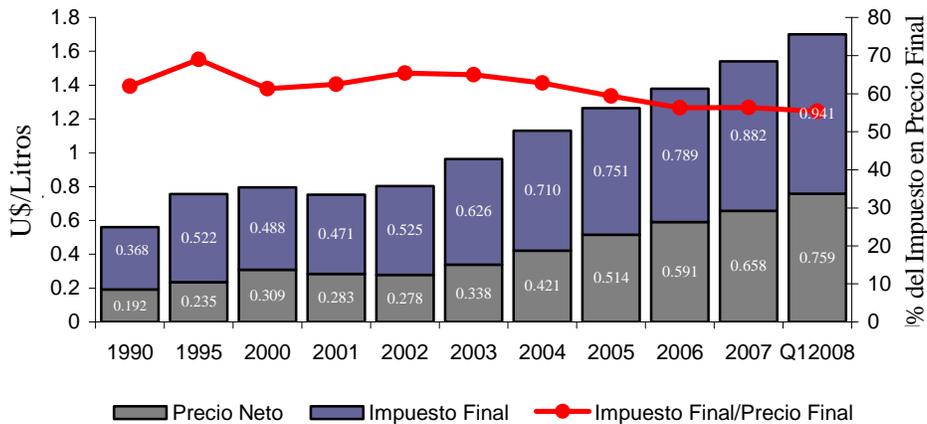
GRÁFICO 2.18
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE PRECIOS DE LA GASOLINA PREMIUM
EN PAÍSES DE CENTROAMÉRICA



Fuente: CEPAL, Unidad de Energía, Subsede Regional México, agosto de 2008.

Los países de la OCDE observan un nivel de impuestos por unidad física de consumo mucho mayor que en los países de América del Sur y México. En valores absolutos, desde 2001 hasta el primer trimestre de 2008 casi se duplicaron: de 48,8 US\$/m³ pasaron a 94,1 US\$/m³. No obstante este aumento, dichos países practicaron una política de disminución de la carga fiscal con relación al precio final: el promedio pasó de 65,4% en 2002 al 56,3% en 2007 y siguió decreciendo hasta alcanzar 55,4% en el primer trimestre de 2008. (gráfico 2.19)

GRÁFICO 2.19
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE PRECIOS DE LA GASOLINA SIN PLOMO 95 RON
(27 países OECD)



Fuente: CEPAL en base a: International Energy Agency Statistics, Energy Prices & Taxes, Quarterly Statistics, First Quarter 2008. IEA Databases. And Energy Prices and Taxes- Energy End-Use Prices (US/toe, PPP/unit) Vol 2008 release 02.

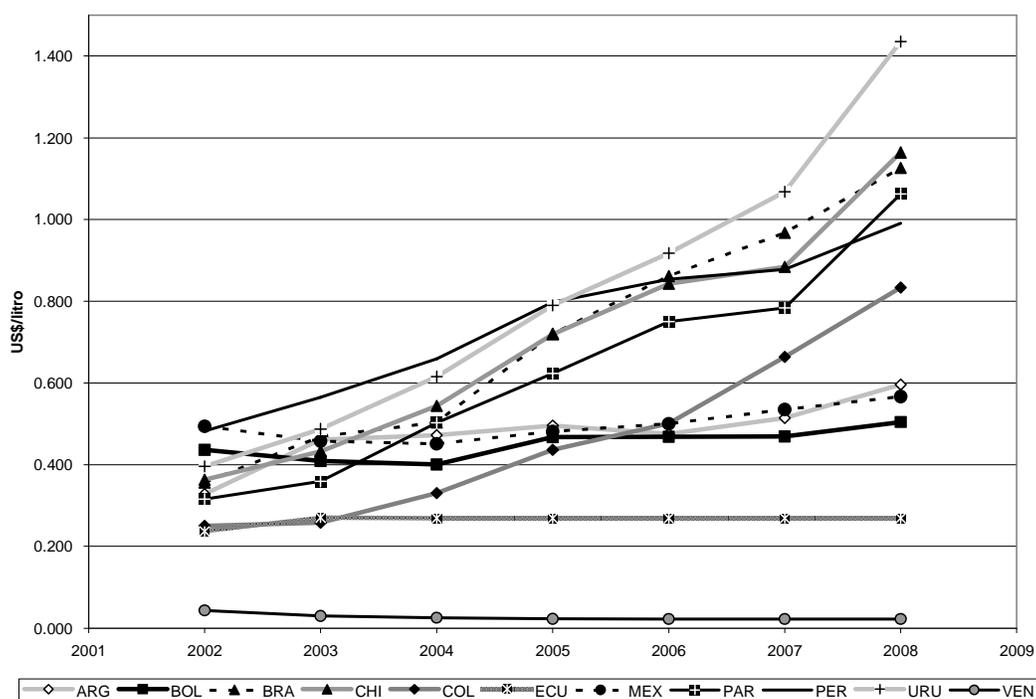
2.4.2 Los precios resultantes de las políticas aplicadas al diesel oil

La evolución del precio final

En el caso de los países de América del Sur y México, durante el período 2002 y 2007 se observa un aumento generalizado de precios en casi todos los países. Sin embargo, en seis de ellos se siguió bastante de cerca la tendencia del mercado internacional, o el precio de paridad de importación: Brasil que registra un aumento acumulado del 171%, seguido de Colombia 164%, Paraguay 148%, y Chile 143%. Perú les sigue pero a bastante distancia con 81%. Bolivia y Argentina están en una situación intermedia de aumentos moderados de alrededor del 50%; mientras que Ecuador y la República Bolivariana de Venezuela sólo lo han hecho en forma marginal registrando en ambos casos incrementos acumulados en los seis años de menos del 7%. (gráfico 2.20)

Estas evoluciones hacen que el precio promedio de los países de América del Sur y México haya pasado de 0,41 US\$/litro en 2002 a 0,77 US\$/litro en 2007 y a más de 0,9 US\$/litro en el primer semestre de 2008. Estos precios promedios están bastante alejados de los precios medios de 27 países de la OCDE, que pasan de 0,72 US\$/litro en 2002 a 1,59 US\$/litro en el primer trimestre de 2008.

GRÁFICO 2.20
EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL DEL DIESEL OIL EN AMÉRICA DEL SUR Y MÉXICO

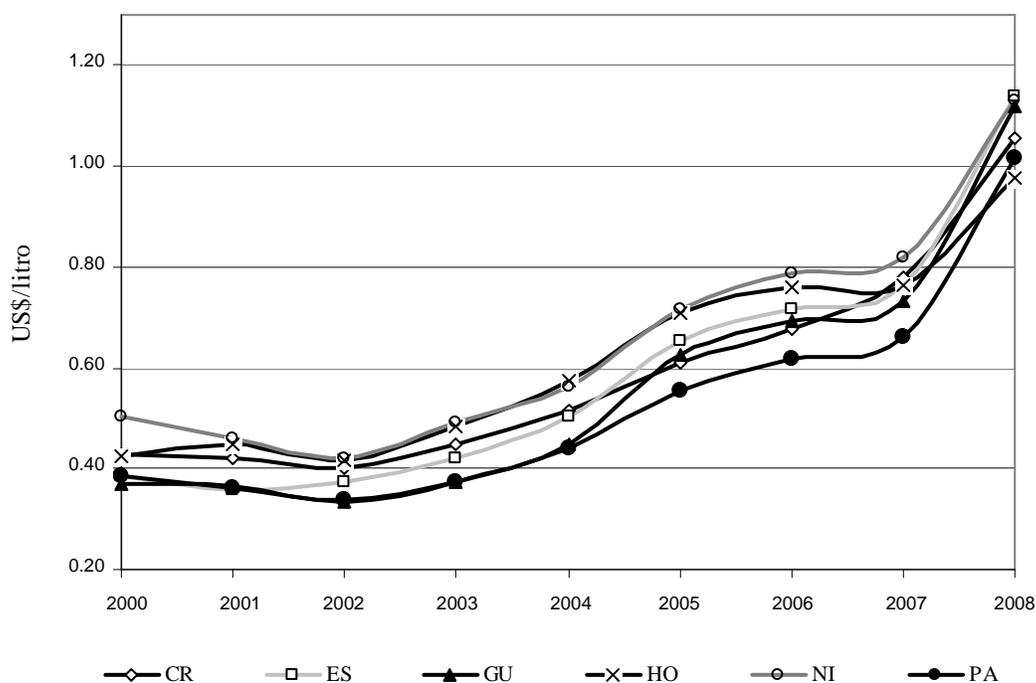


Fuente: Elaborado a partir de CEPAL, base de datos de precios de los combustibles, DRNI.

Al igual que lo expresado para el caso de las gasolinas premium, los países del Istmo Centroamericano observan una tendencia generalizada al aumento, pero con tasas más importantes que en el caso de los países de América del Sur. En efecto los aumentos en Guatemala 201%, El Salvador 196%; Panamá 162%; Costa Rica 146%; Honduras 131%; Nicaragua 124% (gráfico 2.21). Por ser el

diesel el energético relevante en el transporte público, en todos los países existen subsidios que los gobiernos otorgan directamente a las empresas que prestan dichos servicios.

GRÁFICO 2.21
EVOLUCIÓN DEL PRECIO FINAL DEL DIESEL OIL EN CENTROAMÉRICA



Fuente: CEPAL, Unidad de Energía, Subsección Regional México, agosto de 2008.

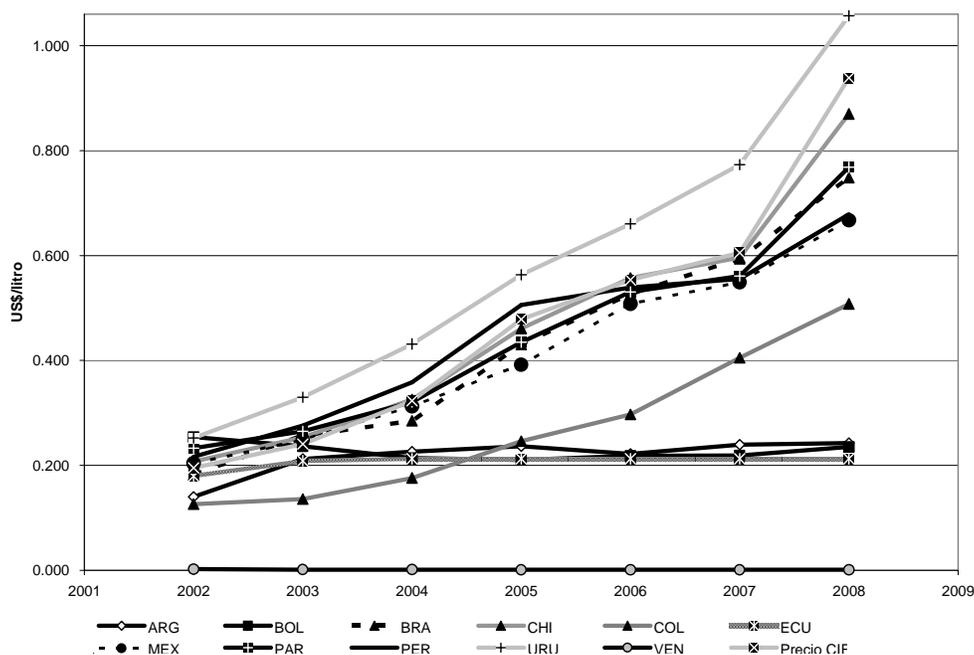
La evolución de los precios ex refinería

Los precios exrefinería muestran una tendencia al alza y una alineación mucho más alejada del precio de paridad de importación que en el caso de las gasolinas. Tomando en cuenta la convención que las disparidades entre los precios ex refinerías con el precio de paridad de importación (PPI) podría ser considerada como un subsidio, surge claramente que los países han preferido optar por un precio del gas oil subsidiado, dado sus impactos sobre el costo del sector transporte en particular y de los sectores productivos en general.

El precio FOB del mercado de referencia subió entre 2007 y el primer semestre del 2008 en un 55,1%. Únicamente Chile con un incremento de 45,9% y en mucho menor medida Paraguay y Uruguay 37%, Brasil, Colombia y Perú con cifras entre 22% y 26%; y con cifras mucho menores Bolivia 7,4%, Argentina 1,2% y Ecuador y la República Bolivariana de Venezuela que no modificaron sus precios.

Con excepción de Uruguay, Brasil y Chile, y de Perú hasta 2006 que siguieron observando la paridad de importación; el resto de países presentan subsidios importantes. Así Colombia tiene una diferencia del 38% con relación al PPI, mientras que en Argentina, Bolivia y Ecuador esa diferencia es cercana al 40%, la República Bolivariana de Venezuela aparece como la distancia más pronunciada de casi el 100% (gráfico 2.22).

GRÁFICO 2.22
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EXREFINERÍA DEL DIESEL OIL



Fuente: CEPAL, base de datos de precios de DRNI.

Impuestos

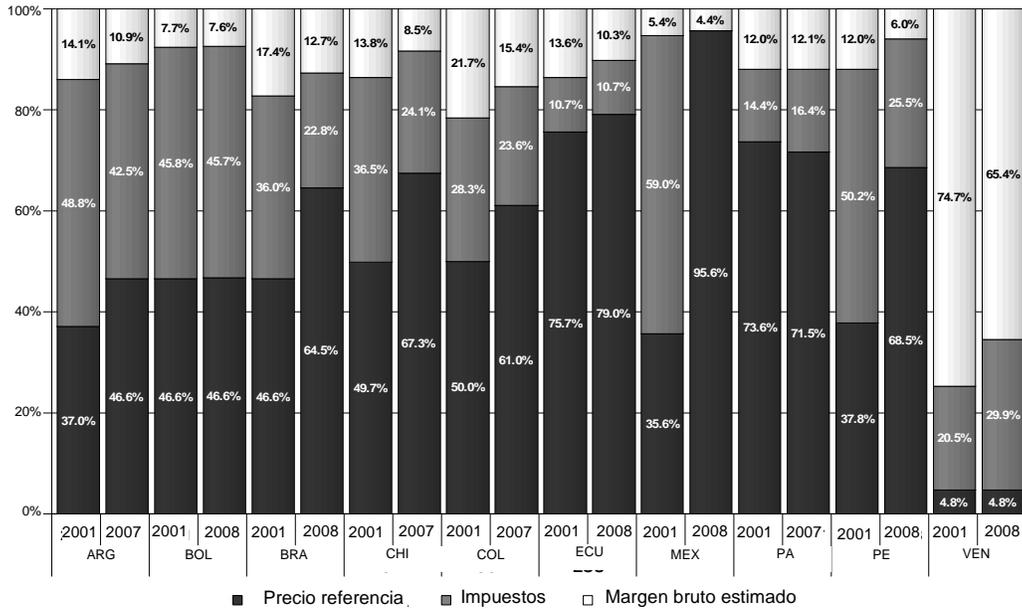
La política tributaria aplicada en forma generalizada ha sido aplicar un impuesto en términos relativos al precio final muy por debajo que en el caso de las gasolinas. Por tanto, se ha privilegiado más el impacto económico que provoca el alza de su precio que su uso eficiente y el impacto ambiental de su consumo.

Así se observa claramente que, en el caso de los países de América del Sur, llamativamente con excepción de Bolivia que presenta una tasa superior al 45% del precio final al consumidor y de Argentina con una carga del 43%; el resto de países se ubica entre un mínimo de 10% en Ecuador y de 16% en Paraguay; a valores intermedios cercanos al 30% en Perú (gráfico 2.23).

En los países del Istmo Centroamericano la carga tributaria promedio siempre fue inferior a los países de América del Sur: en 2002 fue de 29,5%, en 2008 de sólo el 13,5%. Pero también la tendencia a la disminución desde 2002 a 2008 fue más pronunciada: Costa Rica de 40% a 17%, El Salvador de 26% a 17%; Guatemala de 24% a 13%, Honduras de 33% a 17% (gráfico 2.24). En la explicación de estas tendencias se debe tener presente los sistemas de precios vigentes en los países centroamericanos y los criterios fiscales (ya mencionados para el caso de las gasolinas).

México es un caso particular, dado que desde 2006 al primer semestre de 2008, otorga un subsidio directo. Este subsidio es equivalente en 2006 al 7% del precio final, crece al 8% en 2007 y al 23% en el primer semestre de 2008. Como se verá más adelante estas políticas implicaron subsidios por 3873 millones de dólares en 2006 y 4223 millones de dólares en 2007.

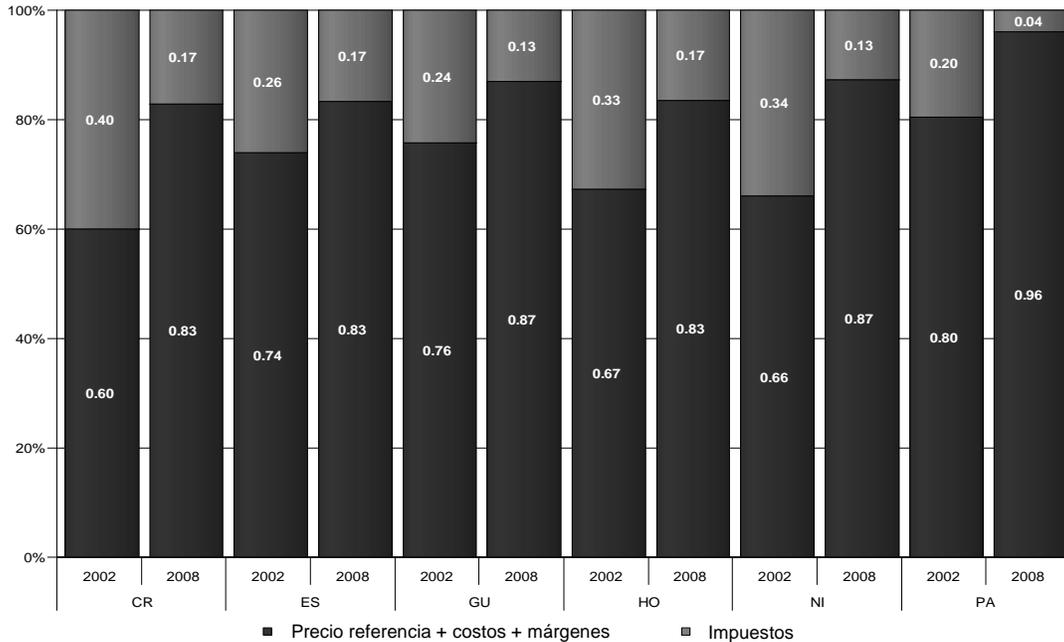
GRÁFICO 2.23
ESTRUCTURA DEL PRECIO DEL DIESEL OIL EN AMÉRICA DEL SUR Y MÉXICO



Fuente: CEPAL, "Precio de los combustibles en América del Sur más México", 2008. División de Recursos Naturales e Infraestructura. Base de datos disponible en internet <http://www.eclac.cl/dmi/>

Nota: Se ha podido actualizar al año 2008 los países que han entregado la información oficial.

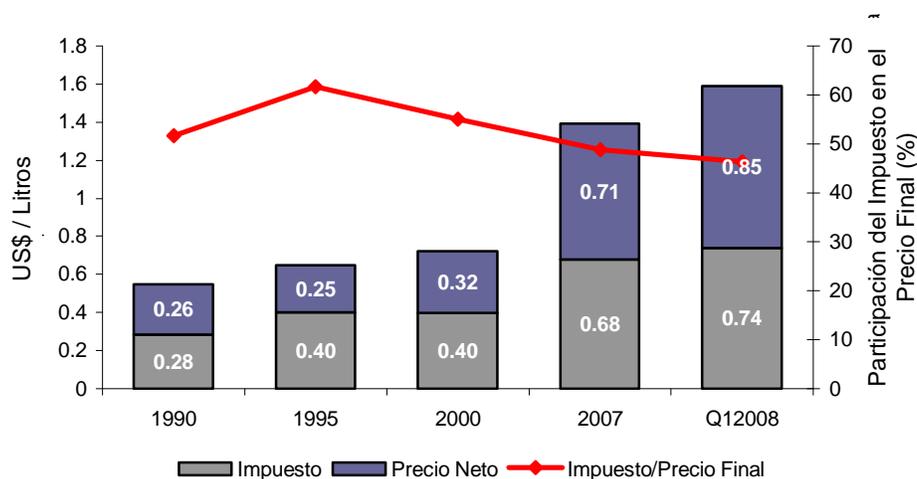
GRÁFICO 2.24
ESTRUCTURA DEL PRECIO DEL DIESEL OIL EN CENTROAMÉRICA



Fuente: CEPAL, Unidad de Energía, Subsele Regional México, agosto de 2008.

En forma comparativa y al igual que en el caso de las gasolinas, los países de la OCDE observan un nivel de impuestos por unidad física de consumo mucho mayor que en los países de la región. En valores absolutos, desde 2001 hasta el primer trimestre de 2008 más que se duplicaron: de 28 US\$/m³ pasaron a 74 US\$/m³. No obstante este aumento, la política fue claramente de tender a una disminución de la carga fiscal: el promedio pasó de 52% en 2002 al 48,8% en 2007 y siguió decreciendo hasta alcanzar 46% en el primer trimestre de 2008. (gráfico 2.25)

GRÁFICO 2.25
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS OIL EN 27 PAÍSES DE LA OCDE



Fuente: CEPAL en base a: International Energy Agency Statistics, Energy Prices & Taxes, Quarterly Statistics, First Quarter 2008. IEA Databases. And Energy Prices and Taxes- Energy End-Use Prices (US/toe, PPP/unit) Vol 2008 release 02.

2.5 La recaudación fiscal

Como resultado de las políticas tributarias aplicadas a los combustibles en general, y al diesel oil y a las gasolinas en particular, la recaudación total por impuestos no presenta una tendencia definida: las oscilaciones al alza o baja se dan tanto en países netamente importadores como los exportadores. Por lo tanto se pueden destacar tres grupos de países (gráfico 2.26).

- Chile y Paraguay, que a partir de 2002 observan una tendencia creciente de la recaudación total. También Argentina forma parte de este grupo, aunque la crisis de 2001 hizo que la recaudación total se redujera a menos de la mitad entre 2001 y 2002 (pasó de 3.419,6 MMUS\$ a 1.452,7 MMUS\$).
- Bolivia, Colombia, Perú, y Uruguay que no presentan una tendencia definida. En el caso de Bolivia baja de 188,2 MMUS\$ en 2000 a 126,5 MMUS\$ en 2004, para retomar los valores de 2000 en el año 2006; Colombia por su parte baja entre 2000 y 2003 (casi 50 MMUS\$) y crece hasta retomar los valores histórica de la década hacia 2006. Perú con oscilaciones al alza entre 2000 y 2003 (336 MMUS\$ de aumento) recaudó en 2006 170 MMUS\$ menos que en 2003.
- La República Bolivariana de Venezuela y México que muestran una tendencia a la reducción de la recaudación muy clara. La primera con una pronunciada tendencia a la baja: en 2005

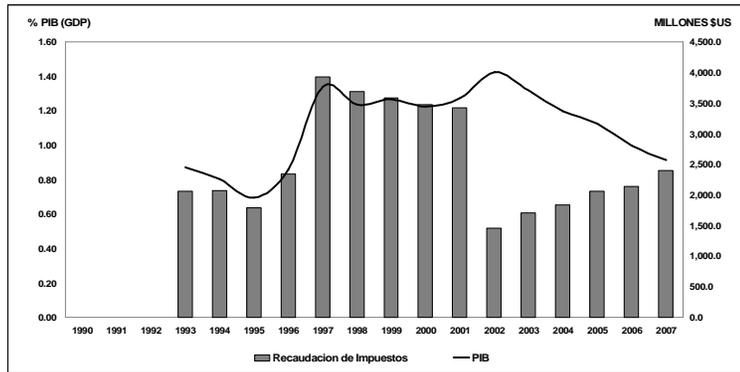
representa menos de la tercera parte que en 1997; por su parte México que pasó de recaudar más 11 mil millones de US\$ en 2002 a desembolsar por medio de subsidios directos 3.873 MMUS\$ en 2006 y 4.223 MMUS\$ en 2007. Estos subsidios vía tributación significaron el 10% de las exportaciones petroleras en 2006 y en 2007 respectivamente.

Por el contrario, si se considera la relación de la recaudación por impuestos a los combustibles con el PIB, sí se observa una tendencia común y generalizada a la disminución de esa relación, independientemente de la condición de país importador o exportador. Así por ejemplo:

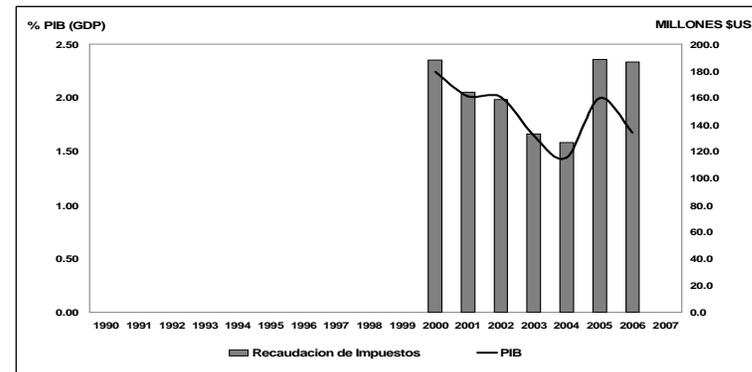
- países netamente exportadores como México desde 2002 baja la presión tributaria de los combustibles de 1,79% del PIB en 1999, a 0,18% en 2005 y a ser nula en 2006, 2007 y 2008. La República Bolivariana de Venezuela, en 1997 la relación era 1,04% y baja a 0,21% en 2006;
- países netamente importadores como Uruguay de 1,82% en 2001 a 1,16% en 2006 y a 0,68% en 2007. Perú de 1,54% en 2003 a 0,72% en 2007. Pero por otro lado las disminuciones son menos pronunciadas en Chile donde la relación pasa de 1,38% a 1,08% entre 2001 a 2006.
- países autoabastecidos o importadores/exportadores marginales de petróleo y derivados como Argentina presenta una de las bajas más importantes de 1,42% en 2002 a 0,91% en 2007 lo que se explica por el crecimiento económico experimentado en este quinquenio; y Colombia que observa un decrecimiento de 0,59% a 0,38% entre 2001 y 2006.

GRÁFICO 2.26
PRECIO DE COMBUSTIBLES EN AMÉRICA DEL SUR Y MÉXICO

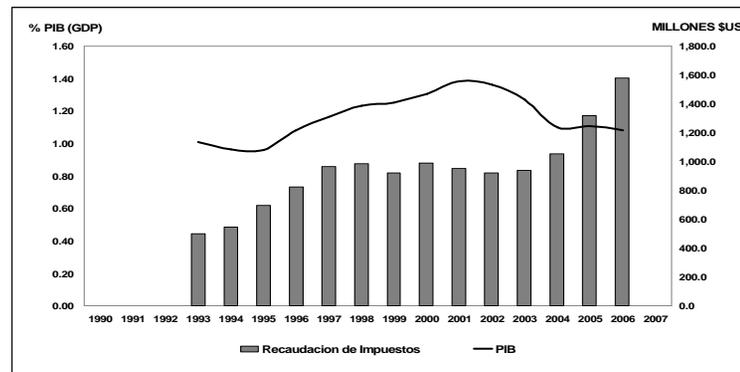
ARGENTINA



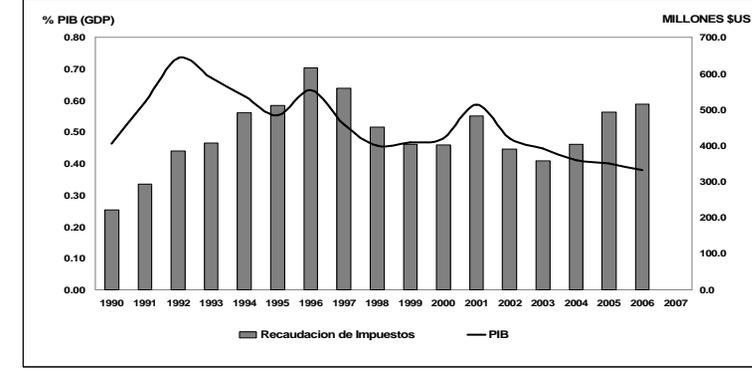
BOLIVIA



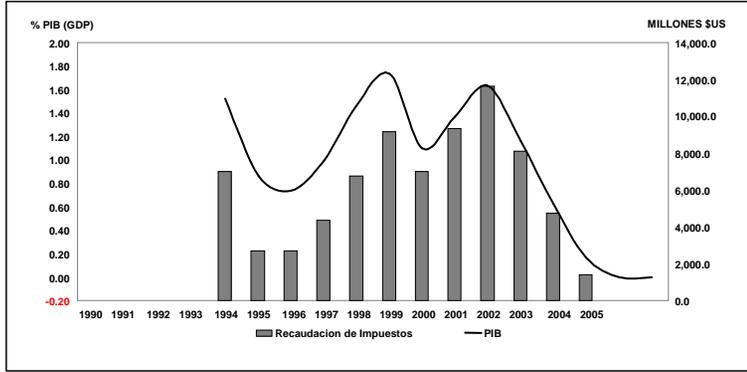
CHILE



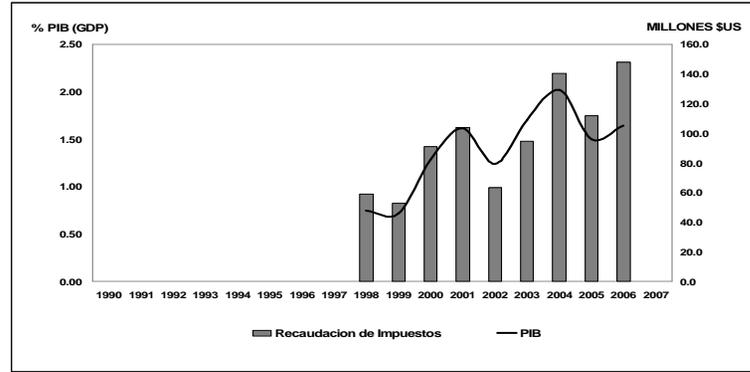
COLOMBIA



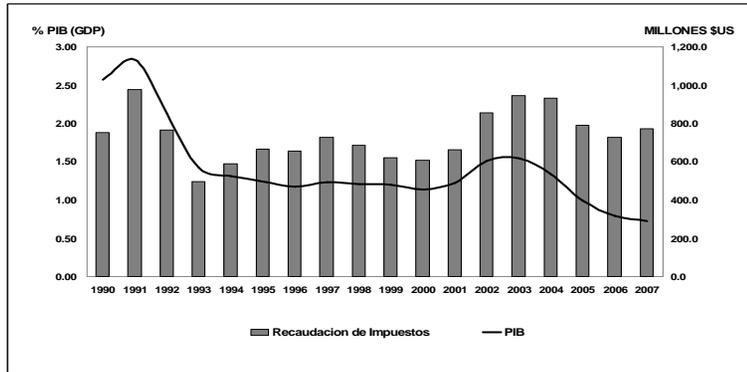
MÉXICO



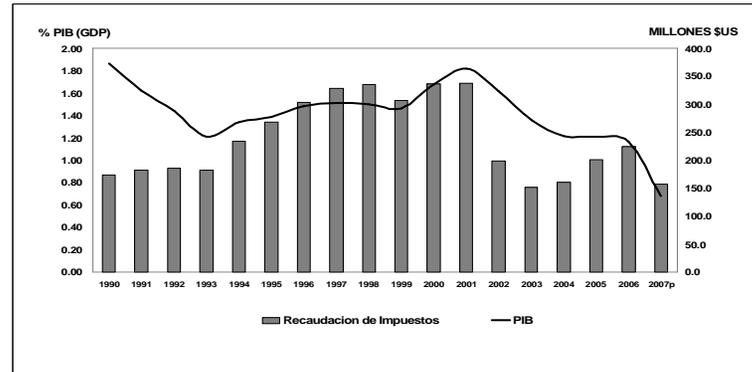
PARAGUAY



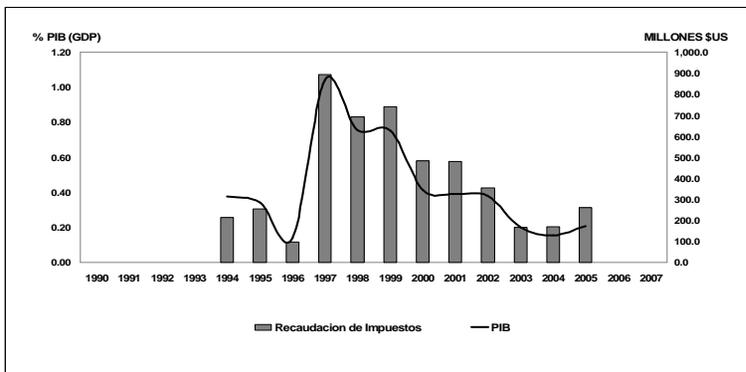
PERÚ



URUGUAY



REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA



Fuente: CEPAL, Base de datos sobre precios de los combustibles en América del Sur y México

3. Impactos del aumento de precios sobre los ejes del desarrollo sostenible

Para ciertos países de la región, en particular para aquellos que son netamente importadores de energía como los del Istmo Centroamericano, el contexto macroeconómico, y las tendencias y proyecciones globales son adversas. Ello es así porque están asociados a los elevados precios del petróleo y los alimentos, a la crisis crediticia de las hipotecas y la consiguiente recesión en Estados Unidos, al menor ritmo de crecimiento de otras economías desarrolladas y al debilitamiento del dólar. En este caso, a la factura petrolera centroamericana le corresponde el 17% de las exportaciones de bienes y servicios. (CEPAL LC/MEX/L.862/Rev.2),²⁶ pero es necesario remarcar que motivado por el aumento de precios de los derivados, la presión de la factura petrolera en las economías de América Central viene creciendo sistemáticamente desde 2002 que representaba el 9,3%, a 14,3% en 2005, 15,5% en 2006.

Para los países exportadores netos de hidrocarburos se trata de la administración de la renta petrolera o hidrocarburífera de la República Bolivariana de Venezuela, Ecuador, Bolivia, México y Trinidad y Tobago entre otros. En el caso de la República Bolivariana de Venezuela, se estima que el ingreso de 2007 alcanzó los 44 mil millones de US\$, mientras que entre enero y julio de 2008 sus ingresos alcanzaron los 40 mil millones de US\$, más que duplicando el ingreso anual alcanzado durante los años 2000 al 2003.

El impacto último que puede tener el cambio en el precio internacional de los hidrocarburos sobre los países de la región con posterioridad al “shock” inicial de precios dependerá de la interacción compleja de efectos secundarios (o de segunda vuelta) de escala regional, global y del mercado financiero internacional sobre los distintos sectores de la economías de los países de la región. Un análisis detallado de estas interacciones y efectos secundarios supera los alcances del presente documento. Formalmente el impacto macroeconómico causado por el “shock” del precio internacional de los hidrocarburos sobre las economías nacionales puede simularse a través de los modelos de equilibrio general computable disponibles en la mayoría de los países de la región. Estas simulaciones, cuando se dispone de dichos desagregados por sector económico y grupos de ingreso, son útiles para analizar el

²⁶ CEPAL LC/MEX/L.862/Rev.2. Istmo centroamericano: crisis global, desafíos, oportunidades y nuevas estrategias. Junio 2008.

impacto diferenciado o asimétrico que este “shock” de precios puede tener sobre los distintos sectores de la economía y sobre los distintos grupos sociales según su quintil de ingreso. En cada país según su estructura socioeconómica seguramente habrá sectores económicos y grupos sociales más vulnerables al “shock” de precios de la energía que serán los más afectados. Por ejemplo sectores como el transporte carretero, entre otros, sufren el impacto del “shock” de precios inmediatamente, mientras otros sectores lo reciben en forma indirecta a través del encarecimiento de su estructura de costos de transporte y otros insumos.

El presente documento se limita a una evaluación preliminar de los impactos inmediatos, o de primer orden, causados por el “shock” de precios de la energía experimentado por todos los países de la región durante los últimos años, junto con los impactos debidos a la volatilidad en los flujos de excedentes de “petrodólares” (como se los denominó en los años setenta) en los países exportadores. Se calcula que los ingresos de los países de la OPEP fueron en 2007 de 671 mil millones de dólares, un 10% superior al de 2006, de los cuales Arabia Saudita retuvo la mayor proporción con 194 mil millones de dólares (29% del total OPEP). Al mismo tiempo se estima que en 2008 y 2009 los ingresos subirían a 1.174 y 1.228 miles de millones de dólares respectivamente. Estas cifras en dólares constantes del año 2000 serían de 555, 953, y 974 miles de millones de dólares respectivamente (cuadro 3.1). Se estima que en el primer semestre de 2008, el ingreso de los países de la OPEP fue de 523 mil millones (US\$ de 2000), equivalentes a todos los ingresos de 2007.

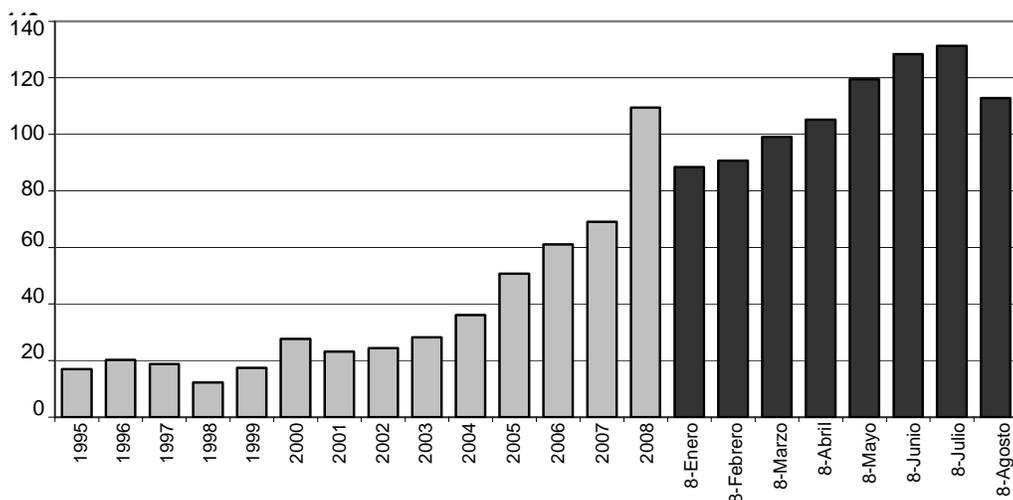
CUADRO 3.1
INGRESOS DE LOS PAÍSES DE LA OPEP EN 2007 Y ESTIMADOS PARA 2008 Y 2009

	INGRESOS NOMINALES <i>(mil millones de US\$)</i>	INGRESOS REALES <i>(mil millones de US\$ 2000)</i>
2007	671	555
2008	1 174	953
2009	1 228	974

Fuente: Energy Information Administration. US-DOE. OPEC Revenue fact sheet. Last update, 12 agosto 2008.

El crecimiento de estos ingresos estuvo indisolublemente ligado al aumento de precios del crudo en el mercado internacional. El precio ha venido creciendo desde 1996, y hasta 2007 acumuló un aumento anual del 240,5%, pasando de un precio promedio de 20,29 US\$/bbl a 69,08 US\$/bbl. Pero el mayor crecimiento se produce entre 2002 y 2007 con un aumento del 183,6%, y a partir de enero de 2008 hasta agosto, considerando el precio medio mensual, crece en forma sostenida de 88,35 US\$/bbl, hasta un máximo de 131,22 US\$/bbl en el mes de julio para situarse en 112,79 US\$/bbl en la primera quincena de agosto de 2008 (gráfico 3.1).

GRÁFICO 3.1
EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL CRUDO DE LA CANASTA OPEP



Fuente: OPEC Basket Price, <http://www.opec.org/home/basket.aspx>. Agosto 2008.

3.1 Impactos económicos

3.1.1 Sobre las exportaciones e importaciones de petróleo y en la balanza comercial

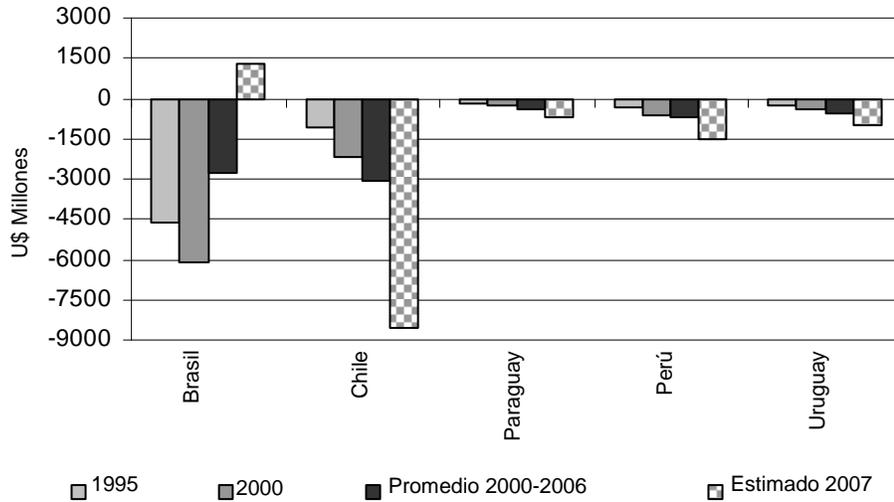
El comportamiento de los precios y sobre todo su volatilidad afectan de manera muy heterogénea a las economías de la región. La República Bolivariana de Venezuela cuenta con grandes reservas y es uno de los principales exportadores de petróleo del mundo. México ha visto en los últimos años declinar sus reservas mientras que Brasil las ha venido incrementando en forma sostenida, convirtiéndose recientemente en un país exportador. El análisis se torna más complejo si se advierte, por ejemplo, que Chile, Paraguay y Uruguay no sólo importan crudo y derivados sino que también exportan estos últimos. Diferentes son también los casos de Argentina, Colombia y Ecuador que son exportadores mientras que Bolivia y Perú muestran un saldo negativo y sus cuentas registran una compleja red de transacciones que comprenden tanto importaciones como exportaciones. En general, puede afirmarse que el origen y destino de las operaciones comerciales exhiben una serie de interrelaciones que son mucho más diversas y complejas que las que muestran otros productos considerados como “producto básico”.

El alza del precio internacional del crudo y derivados manifestada durante los últimos dos años afecta principalmente a los países que son importadores netos pero de acuerdo a lo señalado anteriormente los efectos serán muy heterogéneos. Durante el periodo 2000-2006 registraron un saldo negativo en su balanza comercial de petróleo crudo y derivados Brasil, Chile, Paraguay, Perú y Uruguay comportándose como importadores netos durante este período. Sin embargo Brasil, a partir de 2007 deja de ser un país netamente importador ya que presenta un excedente en su balanza comercial de 1.273 millones de US\$.

Por otro lado, Argentina, Colombia, Ecuador, México y la República Bolivariana de Venezuela que registraron un saldo positivo en su balanza comercial el mismo período, en 2007 todos ellos, con excepción de Argentina, aumentaron en forma extraordinaria los excedentes. En efecto la República Bolivariana de Venezuela más que duplica el excedente al pasar de 25.845 MMUS\$ en 2006 a 62.509 MMUS\$ en 2007, México pasa de 17.547 MMUS\$ a 27.852 MMUS\$ en los mismo años, y muy distanciados aparecen Colombia y Ecuador que

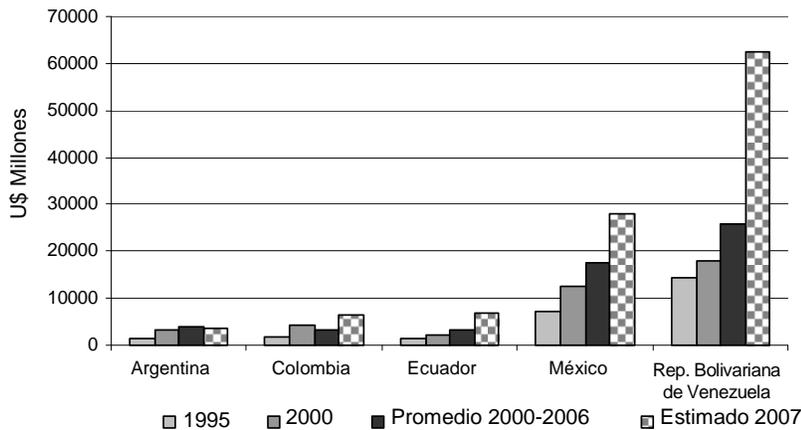
también duplican sus excedentes pasando de alrededor de 3.300 MMUS\$ a 6.400 y 6.700 MMUS\$ respectivamente y para esos mismos años. Argentina confirma su condición de país exportador marginal, en 2007 baja en casi 300 MMUS\$ con relación al promedio 2000-2006 (gráficos 3.2 y 3.3).

GRÁFICO 3.2
SALDO EN BALANZA COMERCIAL DE PETRÓLEO CRUDO Y DERIVADOS
IMPORTADORES NETOS



Fuente: CEPAL, elaborado en base al BADECEL.

GRÁFICO 3.3
SALDO EN BALANZA COMERCIAL DE PETRÓLEO CRUDO Y DERIVADOS
EXPORTADORES NETOS



Fuente: CEPAL, elaborado en base al BADECEL.

3.1.2 Evolución de las importaciones de petróleo crudo y sus derivados

El aumento de los precios internacionales explica el incremento sistemático del monto de las importaciones que se quintuplicaron en los últimos 15 años, ya que pasaron de 7.433 MMUS\$ en 1992, a cerca de 38.150 MMUS\$ en 2006, en particular desde 2004 en adelante (Tabla 2.4). La aceleración de la tasa de crecimiento anual de las importaciones entre 2004 y 2006 se evidencia tanto en el volumen (unidades físicas de energía en Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP)) como en el valor de las mismas en moneda constante. En efecto mientras la tasa de crecimiento de las importaciones en volumen crecieron casi un 25% acumulado, en valor el aumento fue de 181,2% (cuadro 3.2).

CUADRO 3.2
TASA DE CRECIMIENTO DE LAS IMPORTACIONES EN VOLUMEN Y DÓLARES
(Porcentaje anual)

Tasas de crecimiento (% anual)	Volumen (sobre unidad física BEP)	Valor US\$
1992-2000	30	113,4
2000-2004	15,1	46,4
2004-2005	3,2	48,3
2005-2006	4,9	29,5
Acumulado 2004-2006	24,6	181,2

Fuente: Para volumen de energía, OLADE. Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto 2008. para valor, cuadro 3.3.

Hasta 2007, Brasil y Chile son los principales importadores de petróleo crudo y derivados en la región, y conjuntamente con México que importa derivados, representan el 80% de los países de América del Sur y México (cuadros 3.3) La gran dimensión de su mercado interno explica que Brasil sea el principal importador de la región. Chile, en cambio, tiene un mercado más pequeño que cubre con la refinación interna del crudo importado. En términos absolutos, Brasil seguido de Chile son los países con mayores importaciones de petróleo crudo y derivados. Las importaciones de México se refieren a derivados de petróleo.

CUADRO 3.3
IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO Y SUS DERIVADOS DESDE EL MUNDO
(millones de US\$)

Países	1992	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Argentina	1,3	559,4	631,5	534,2	207,6	268,1	509,1	850,0	1 005,8
Bolivia	29,3	57,4	79,8	114,0	80,5	113,7	120,9	233,5	267,0
Brasil	4 324,8	5 027,0	6 935,7	6 484,9	5 612,0	5 810,3	9 133,5	10 851,0	13 708,4
Chile	984,0	1 098,9	2 393,3	2 066,3	1 900,3	2 584,2	3 650,9	5 225,2	7 079,8
Colombia	338,5	361,2	221,3	173,3	176,5	224,1	245,7	523,7	656,6
Ecuador	11,0	163,2	96,1	69,3	60,0	144,6	133,6	895,1	1 334,4
México	1 177,4	893,5	3 283,5	3 191,7	2 326,9	2 293,2	3 272,6	7 257,0	9 453,4
Paraguay	174,4	187,8	270,3	323,8	258,0	342,1	448,8	498,6	695,0
Perú	348,2	584,8	1 047,7	871,3	906,4	1 285,5	1 624,3	2 252,0	2 774,1
Uruguay	0,0	275,6	468,2	358,4	270,5	458,2	670,0	825,0	1 122,7
Rep. Bol. de Venezuela	44,3	31,0	437,8	505,0	178,5	44,1	57,6	44,7	49,9
Total	7 433,3	9 239,8	15 865,3	14 692,2	11 977,1	13 568,1	19 866,9	29 455,8	38 147,0

Fuente: CEPAL, elaborado con cifras del BADECEL.

En Brasil, Chile y Uruguay las importaciones conjuntas de petróleo y derivados en 2006 representaron 14,3% , 20,4 % y 23.5 % del total de importaciones nacionales respectivamente, ilustrando un significativo aumento en relación al promedio 1993-2006, que para Brasil fue del 11,5%, 11,9% para Chile y de un 13.3% en Uruguay. (cuadro 3.4). Asimismo, este último país registró el mayor salto, tomando como referencia los últimos años desde el 2000, seguido de Chile y Perú.

CUADRO 3.4
PARTICIPACIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE PETRÓLEO CRUDO Y COMBUSTIBLES
DERIVADOS EN EL VALOR TOTAL DE LAS IMPORTACIONES NACIONALES DE CADA PAÍS
(en porcentajes)

Países	1993	1994	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio 1993-2006	Promedio 2000-2006
Argentina	0,11	0,30	2,78	2,50	2,63	2,31	1,94	2,27	2,96	2,94	2,0	2,5
Bolivia	4,41	4,69	4,11	4,32	6,68	4,40	6,71	6,40	9,97	9,45	5,6	6,8
Brasil	16,69	11,71	9,35	11,77	11,08	11,28	11,43	13,74	13,99	14,29	11,5	12,5
Chile	8,63	8,35	7,37	14,40	12,81	12,35	14,87	16,30	17,50	20,39	11,9	15,5
Colombia	3,43	2,48	2,60	1,88	1,35	1,39	1,62	1,47	2,48		2,2	1,7
Ecuador	0,70	1,37	3,89	2,58	1,29	0,93	2,20	1,70	8,59	11,07	3,4	4,1
México	1,63	1,23	1,23	1,88	1,90	1,38	1,34	1,66	3,27	3,69	1,8	2,2
Paraguay	10,93	7,46	5,99	12,33	14,84	15,43	15,36	14,34	13,32	11,78	11,1	13,9
Perú	6,74	5,36	7,71	14,13	11,92	12,10	15,28	16,10	18,05	18,14	11,4	15,1
Uruguay	7,87	7,42	9,62	13,51	11,71	13,78	20,92	21,49	21,27	23,52	13,3	18,0
República Bolivariana de Venezuela	0,36	0,87	0,29	3,00	3,07	1,53	0,53	0,39	0,20	0,16	1,1	1,3
Total	5,00	3,97	4,51	4,96	4,71	4,18	4,58	5,43	6,79	7,75	4,9	5,5

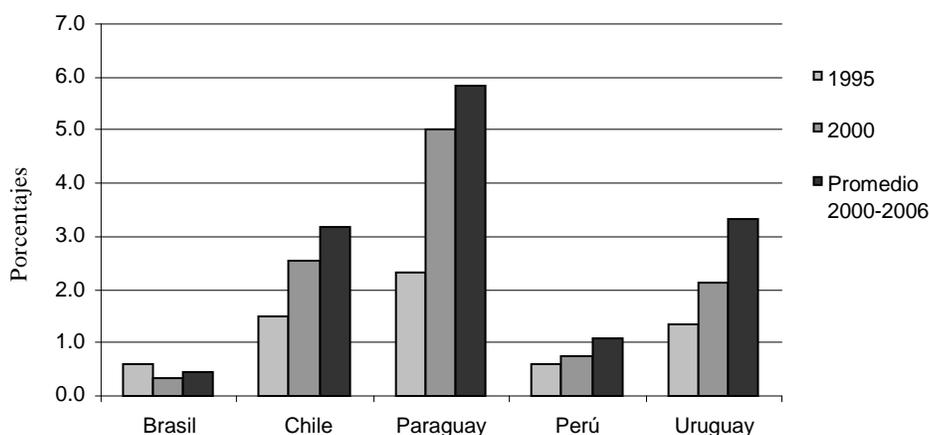
Fuente: CEPAL, elaborado con cifras del BADECEL.

Nota: se refiere a CUCI 3.

La magnitud del saldo en la balanza comercial de petróleo crudo y derivados, en relación al total del producto nacional (PIB), constituye un indicador del impacto macroeconómico relativo de este salto en las importaciones sobre las economías de los países de la región. El gráfico 3.4 a continuación muestra el aumento sostenido de este indicador entre 1995 y 2006 en todos los países importadores netos. Según este indicador el país que habría sufrido el mayor impacto relativo entre 2000-2006 sería Paraguay cuyo saldo negativo en balanza comercial de petróleo crudo y derivados promedió durante este período un 6% del PIB; seguido de Uruguay y Chile con un 3,3% y 3,2% respectivamente; y finalmente Perú y Brasil con 1,1% y 0,4% respectivamente.

Si comparamos los valores históricos 1995 y 2000 de este indicador, con su valor alcanzado en los dos últimos años (2006-2007) se evidencia que el mayor impacto se ha concentrado en este último período. La comparación entre los valores alcanzados en los últimos años y el promedio histórico de la posición neta en la balanza de pagos en relación al PIB, puede servir como variable instrumental para indicar los países relativamente más vulnerables o afectados por el efecto macroeconómico del alza del precio internacional del crudo y derivados. Según este criterio estos países serían Paraguay, Uruguay y Chile, en ese orden (gráfico 3.4). El impacto macroeconómico total sobre las economías nacionales por supuesto estará determinado por un conjunto más amplio de variables, en particular el aumento en las presiones inflacionarias desatadas por el “shock” en los precios de la energía, entre otros factores.

GRÁFICO 3.4
PARTICIPACIÓN EN EL PIB DEL SALDO EN LA BALANZA
COMERCIAL DEL PETRÓLEO CRUDO Y DERIVADOS



Fuente: CEPAL, elaborado con cifras del BADECEL, 2008.

3.1.3 La influencia del alza del petróleo en los costos de transporte

Como se observó previamente en el período comprendido entre enero 2003 y mayo del 2008 se registró un aumento sostenido del precio del petróleo. En la misma línea, los precios del combustible marino crecieron casi un 298% y el flete de los *commodities* agrícolas un 640%.

Los aumentos mencionados han hecho surgir la pregunta sobre si el alza del petróleo y consecuentemente del combustible y el costo de transporte, no estarán afectando la competitividad de las economías latinoamericanas, y al mismo tiempo estar perjudicando la situación de la población, especialmente en los sectores menos privilegiados.

Algunos autores plantean que junto a los aumentos del petróleo, el costo de transporte estaría convirtiéndose en una nueva barrera para el comercio internacional, al ser –a su juicio- el alza del petróleo y del flete, superior a la reducción de las tarifas arancelarias ganadas con los acuerdos de libre comercio. Otros estudios van incluso más lejos, estimando que las alzas del petróleo y del costo del transporte por tanto, serían tales que provocarían un cambio en el modo de comerciar, poniendo fin, de cierta forma, a la globalización. Tal posición se basa en el hecho de que ante el fuerte incremento de los costos de transporte de las mercaderías, las ganancias potenciales por tarifas de mano de obras más bajas en mercados lejanos, se perderían por el incremento en el costo de transporte. Esto otorgaría oportunidades a los mercados próximos para ganar/recuperar dichos mercados, ya que al estar más próximos geográficamente los costos de transporte asociados a esa mercadería serían menores, con lo cual el precio final sería más competitivo que importarlos desde mercados lejanos como China, por ejemplo.

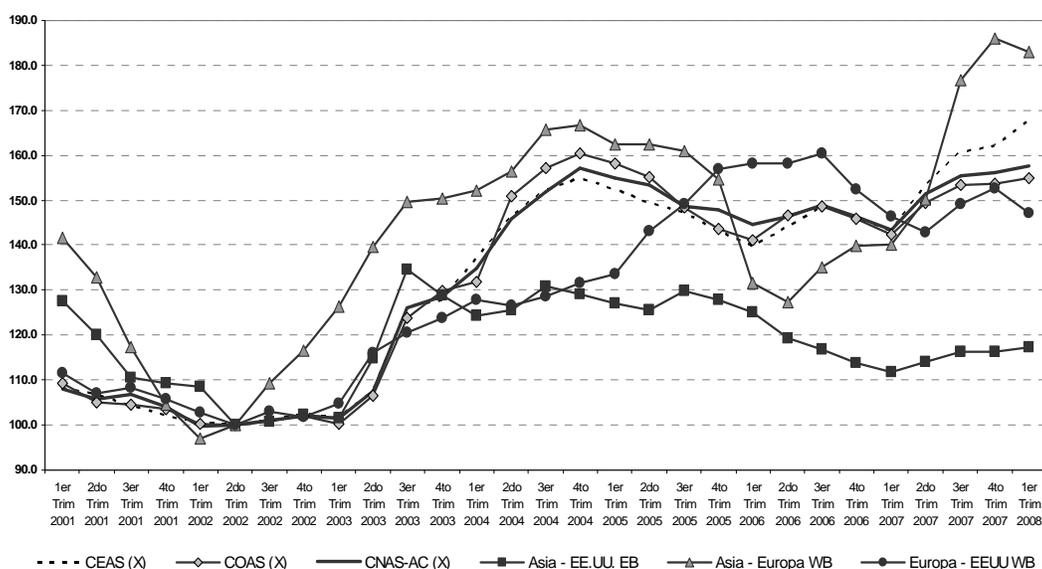
Si bien el razonamiento parecería en principio ser coherente, no considera otras variables tanto o más importantes que la proximidad de los mercados, como la calidad de los servicios logísticos y la conectividad de ese mercado. Si bien los costos de transporte son función de la distancia, y por ende del costo del petróleo, también influyen en él otros factores como las economías de escala, la red y estructura de servicios de transporte y logística, así como el grado

de complementariedad de las economías. Todas variables que tienen una fuerte influencia en el costos de transporte final.²⁷

Para analizar la influencia del petróleo en el alza del precio de los alimentos, se privilegió el análisis de los productos importados debido a que para estos contamos con información sobre el flete, cuestión que no ocurre en el caso de las exportaciones. Teniendo esto en consideración se procedió a analizar la serie histórica de datos para los años 1999 – 2006 para los principales productos que la región importa, con objeto de analizar si existe un incremento real de los costos que puedan atribuirse directamente al alza del petróleo y no a distorsiones del mercado.²⁸

En primer lugar, se procedió a analizar el costo del flete de contenedores por ruta (véase gráfico 3.5) donde se observa que existe efectivamente un incremento del precio del flete, aunque la magnitud del incremento varía de ruta en ruta.

GRÁFICO 3.5
ÍNDICE DE FLETES DE CONTENEDORES 2001 -2008. (BASE 2DO TRIMESTRE 2002 =100)



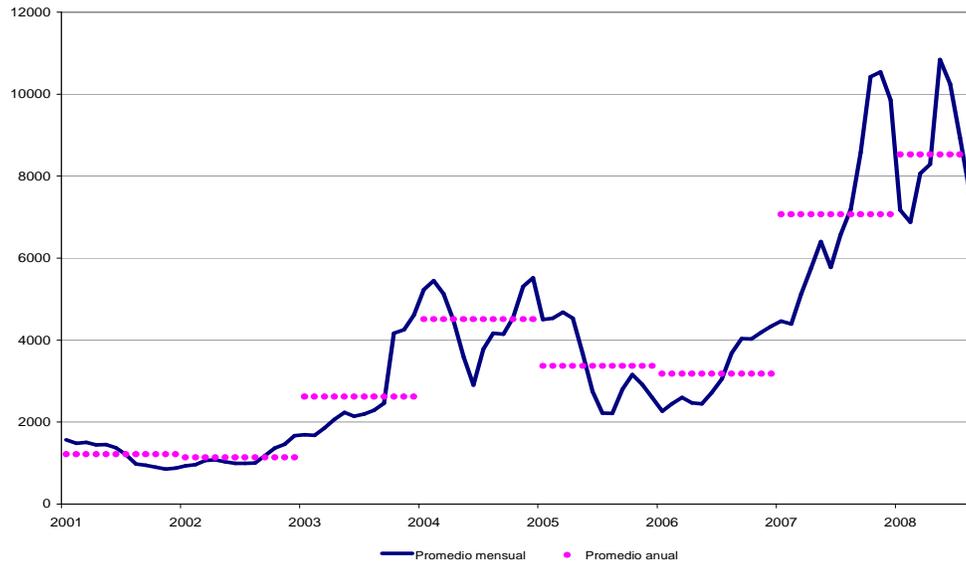
Fuente: CEPAL, Naciones Unidas, en base a datos de BTI, Perfil Marítimo,

Luego se analizó la evolución del precio de transporte (flete) de los productos transportados a granel por vía marítima. Para ello se utilizó el Baltic Dry Index, que provee una aproximación del precio del transporte de las principales materias primas transportadas por mar por las 26 principales rutas marítimas, e incluye Carbón, Acero y Granos (gráfico 3.6).

²⁷ Véase por ejemplo: Pérez Gabriel y Wilmsmeier Gordon (2005): Maritime Transport Costs and Connectivity on Maritime Routes to South America, on 13th Annual Congress of the International Association of Maritime Economists (IAME) in Cyprus, June 23–25 2005

²⁸ Para ello se ha utilizado la Base de datos de Transporte Internacional, de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, la cual contiene información sobre los intercambios internacionales por modo de transporte para los países de América del Sur.

GRÁFICO 3.6
EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE FLETES DE GRANELES: BALTIC DRY INDEX (2001 – 2008)



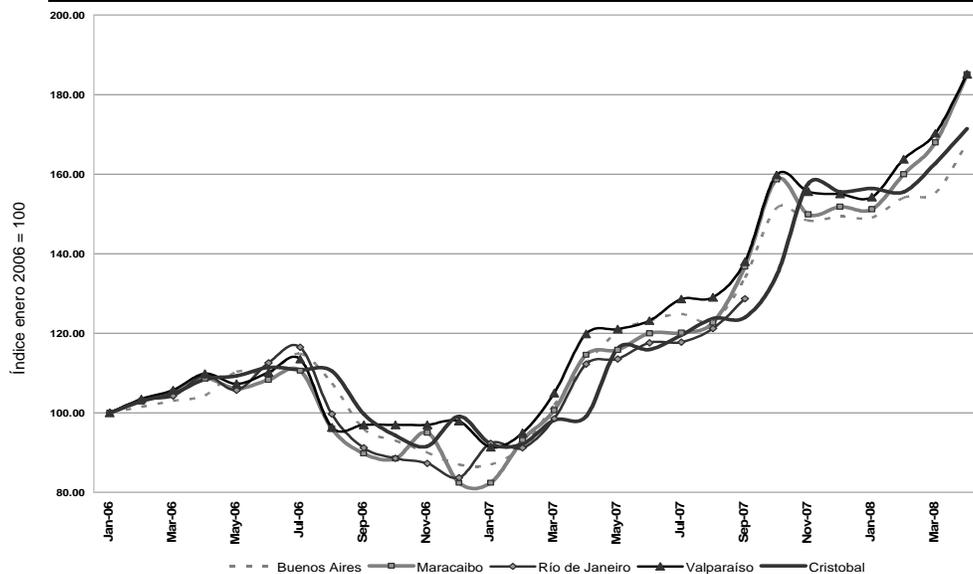
Fuente: CEPAL, Naciones Unidas en base a datos de Bloomberg

Nota: 2008 corresponde al período: enero – 19 agosto 2008

En ambos gráficos se observa con claridad el aumento de los fletes desde 2003, con un período de disminución entre el 2005 y 2006, pero que retoma su tendencia alcista en 2007 – 2008.

En tercer lugar, se estudió la evolución del precio del combustible marítimo, para lo cual se consideró al IFO 380 como representativo, comprobándose que existe también un aumento del precio combustible (gráfico 3.7).

GRÁFICO 3.7
EVOLUCIÓN DEL COMBUSTIBLE MARINO (IFO 380) 2006 – MAYO 2008



Fuente: CEPAL, Naciones Unidas, en base a datos de BTI, Perfil Marítimo.

Sobre la base de estos antecedentes, se procedió a evaluar la relación entre la variación del combustible y el incremento en el flete de graneles. Se puede observar el alza sostenida de ambos en el período enero 2006- septiembre 2007 de ambos índices, para luego tener una baja, mucho más importante en Baltic Dry Index que en el petróleo, para volver a subir a un nivel superior a lo registrado en septiembre del 2007. Si se analiza la variación del índice en función del petróleo, se observa una correlación entre estas variables de un 55% (gráfico 3.8)

GRÁFICO 3.8
INDICE DE PRECIOS DE TRANSPORTE Y COMBUSTIBLE MARINO (IFO 380)
(Base Mayo 2002=100)



Fuente: CEPAL, Naciones Unidas, en base a datos de BTI, Perfil Marítimo,

En términos generales, la misma situación se verifica en el flete de contenedores. Aunque es interesante observar que en el caso del flete de contenedores por tratarse de un mercado más regulado y con mayor competencia, los valores de la correlación entre el valor del flete y el precio del petróleo son mayores a los observados en el de graneles (cuadro 3.5).

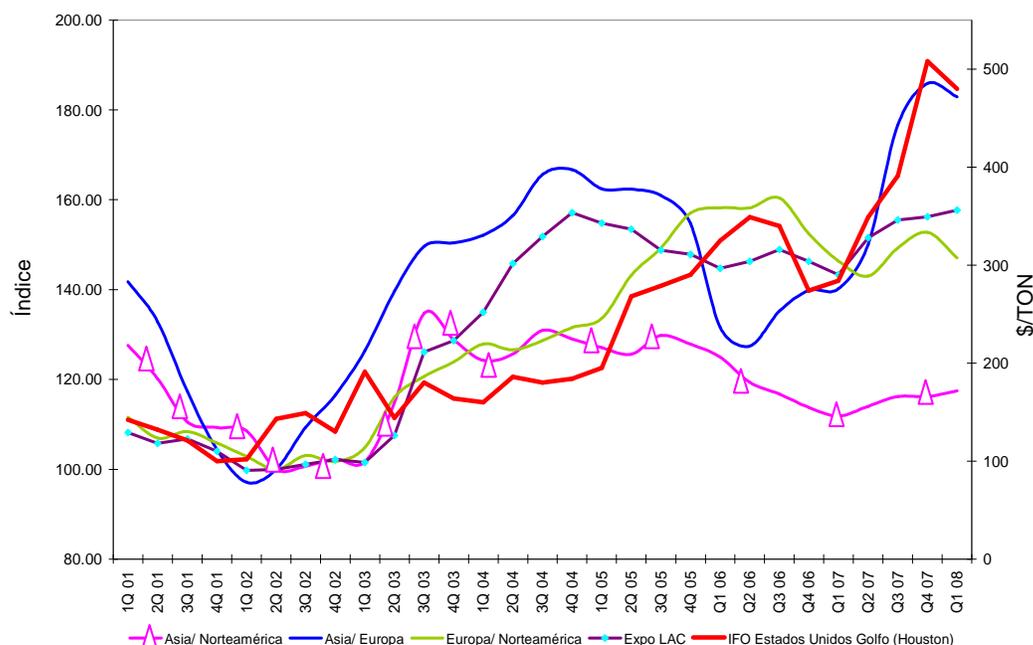
CUADRO 3.5
CORRELACIÓN ENTRE EL VALOR DEL FLETE DE CONTENEDORES POR RUTA Y VALOR IFO

	Asia/ Norteamérica	Europa/ Asia	Europa/ Norteamérica	Expo LAC	IFO Estados Unidos Golfo (Houston)
Asia/ Norteamérica	1				
Europa/ Asia	0,526	1			
Europa/ Norteamérica	0,442	0,700	1		
Exportaciones LAC	0,584	0,718	0,887	1	
IFO Estados Unidos Golfo (Houston)	0,129	0,748	0,832	0,740	1

Fuente: CEPAL

En este caso, la variación del precio IFO medido en Houston, tiene una alta correlación con el valor del flete de la ruta que utilizan las exportaciones de América Latina y el Caribe, con un valor superior al 70%. El caso de la ruta Asia/Norteamérica se observa una baja correlación con el valor IFO, que requiere de mayor análisis (gráfico 3.9)

GRÁFICO 3.9
FLETE DE CONTENEDORES V/S VALOR IFO 380 (1ER. TRIM. 2001 – 1ER. TRIM. 2008)



Fuente: CEPAL

Nuestro estudio continua ahora mediante el análisis del costo de transporte por modo, tal como lo muestra la siguiente cuadro 3.6. En ella se observa que en términos generales pese al incremento del flete por tonelada, el aumento es pequeño y difiere de magnitud entre cada modo de transporte. Se observa que para el caso del transporte acuático (marítimo, fluvial y lacustre) el incremento en el período 2003-2006 es de un 5%. En el transporte terrestre, que incluye modo carretero y ferroviario, esta variación es de un 36%, mientras que en el transporte aéreo la variación en el flete por tonelada es de un 49%.

CUADRO 3.6
COSTO DEL FLETE Y VALOR DE LA MERCADERÍA POR TONELADA POR MODO
(Expresado en USD corrientes)

	Acuático		Aéreo		Terrestre		Total	
	flete/ton	fob/ton	flete/ton	fob/ton	flete/ton	fob/ton	flete/ton	fob/ton
2003	450,2	8 613,7	2 486,4	28 967,5	132,7	3 587,9	911,1	12 550,0
2004	432,4	6 790,9	2 842,2	33 695,1	135,8	3 706,8	1 046,0	13 724,8
2005	488,3	7 370,6	3 732,9	43 241,4	186,2	5 776,2	1 339,9	17 402,1
2006	471,3	7 754,3	3 710,1	48 520,3	180,3	5 630,5	1 343,1	19 269,9
Total	554,2	9 963,4	3 465,3	44 126,5	234,6	5 797,5	1 303,0	18 606,2

Fuente: CEPAL sobre datos de BTI, Perfil Marítimo, CEPAL, Naciones Unidas.

Es interesante observar que el alza del flete por modo es concordante con el uso del combustible que cada uno realiza (menor en el acuático relativamente al terrestre y este respecto del

aéreo). También es preciso observar lo que ocurre con el valor por tonelada, donde las variaciones son bastante más altas que las registradas en el flete.

Continuando con el análisis, se procedió a revisar que sucede con la importación de cereales. En la siguiente cuadro se puede observar las toneladas totales de cereales importadas por país durante el año 2006 así como la importancia del producto en el total de las importaciones nacionales. Es así como destaca Perú, donde las importaciones de cereales equivalen al 31% del total de toneladas importadas por ese país, por lo que paga un monto equivalentes al 4% del total de sus importaciones. Le siguen en importancia Colombia con un 28% del total de toneladas y un 3,3% del total del valor de sus importaciones. En general la importación de Cereales y preparados de cereales (CUCI 04) tiene importancia para prácticamente todos los países, ya sea en valor o volumen, con las solas excepciones de Argentina, Paraguay y Uruguay (cuadro 3.7).

CUADRO 3.7
IMPORTACIÓN DE CEREALES. AÑO 2006

Informante	Fob	Ton	Ton/ton total (porcentajes)	Fob/ fob total (porcentajes)
Argentina	26 757 629	26 500	0,1	0,1
Brasil	1 601 163 146	9 484 194	9,3	1,8
Bolivia	88 173 000	349 334	13,7	3,1
Chile	437 329 363	3 045 687	8,2	1,3
Colombia	782 504 157	5 075 120	26,3	3,2
Ecuador	208 902 851	1 137 275	11,3	1,9
Paraguay	39 457 017	53 281	1,4	0,8
Perú	455 867 905	3 195 301	18,3	3,2
Uruguay	46 474 990	222 079	4,1	1,0
República Bolivariana de Venezuela	467 802 396	1 817 033	14,8	1,9
Total Sud América	4 066 347 627	24 405 805	10,3	1,7

Fuente: CEPAL, Naciones Unidas, en base a datos de BTI, Perfil Marítimo.

Si se analiza el valor del flete internacional de importación de estos productos como porcentaje del valor del producto, se observa que en promedio el 14,1% del total del valor corresponde al valor del flete. Se observa un fuerte incremento en el valor del flete de los países como Perú y Chile, donde para el año 2005 estos superaron el 25% del valor del producto, expresado en valores FOB (cuadro 3.8).

CUADRO 3.8
COSTO DE FLETE DE CEREALES. AÑO 2000 A 2006
(Como porcentaje del valor del producto)

País	2000	2003	2005	2006	Variación 2000 - 2006
Argentina	11,90	14,40	11,80	11,90	0,0
Bolivia	25,30	16,30	18,80	18,80	-25,7
Brasil	12,20	9,10	14,60	12,30	0,8
Chile	17,20	15,70	25,70	21,20	23,3
Colombia	15,50	13,90	21,80	16,60	7,1
Ecuador	18,10	15,40	n,d,	19,40	7,2
Paraguay	8,70	n,d,	6,70	6,50	-25,3
Perú	17,30	17,30	26,80	21,70	25,4
Uruguay	7,10	7,30	6,40	7,60	7,0
Promedio	14,80	13,70	16,60	14,60	-1,4

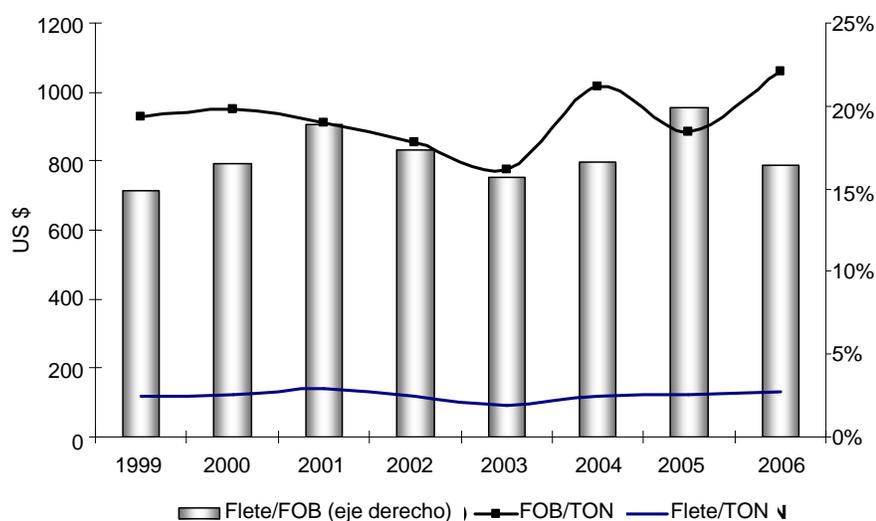
Fuente: CEPAL, Naciones Unidas, en base a datos de BTI, Perfil Marítimo.

Del cuadro anterior se aprecia la necesidad de analizar la situación más allá de los promedios regionales, debido a la gran diferencia entre países exportadores e importadores. Se observa que en el primer caso, Argentina mantuvo el costo de flete, mientras que Bolivia y Paraguay lo disminuyeron²⁹ por sobre el 25%. Al mismo tiempo, los países importadores netos de cereales, como Chile y Perú, enfrentaron un incremento del flete por sobre el 23%. En el resto de los países el incremento estuvo entorno al 7%.

Se espera que los valores para el año 2007 y 2008,³⁰ muestren un alza importante respecto al valor registrado el 2006, tal como se observó previamente en la variación del *Baltic Dry Index*, antes descrita.

El análisis por modo de transporte, se puede ver en las gráficas 3.10 y 3.11.

GRÁFICO 3.10
AMÉRICA DEL SUR: IMPORTACIÓN CEREALES POR VÍA ACUÁTICA
(Cuci 04: maíz, trigo, arroz y preparados de harinas y cereales en general)



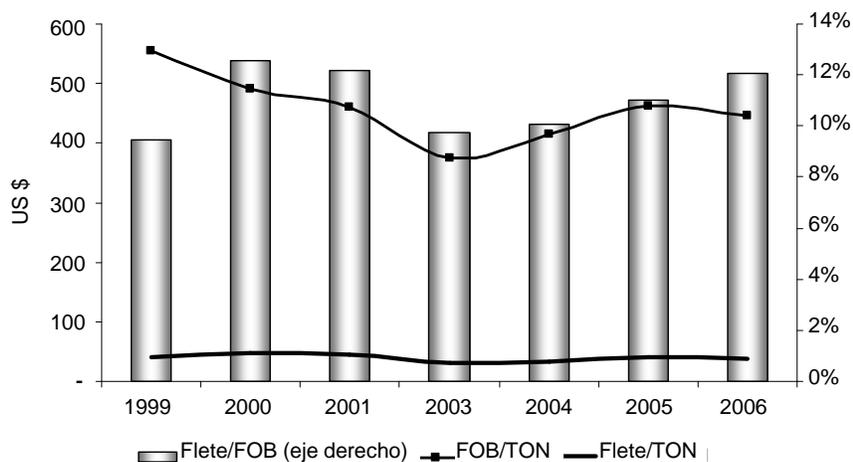
Fuente: CEPAL, Naciones Unidas, en base a datos de BTI, Perfil Marítimo,

Se observa que en el caso de las importaciones de cereales por vía acuática, la variación del valor de cereales por tonelada es altamente superior al incremento del flete por tonelada. Este hecho se ve reflejado en que pese a las alzas el flete como porcentaje del valor de la mercadería tiende a bajar en el 2006, lo cual es un claro indicador de cuanto se ha incrementado el valor de los cereales en origen (valor FOB).

²⁹ En este caso, los productos importados corresponden a “cereales premium” tal como puede desprenderse del Cuadro 3.5 al analizar el bajo volumen importado y el alto valor por tonelada que se desprende.

³⁰ Los valores para el 2007, serán actualizados en Septiembre 2008, cuando se disponga de la información necesaria.

GRÁFICO 3.11
AMÉRICA DEL SUR: IMPORTACIÓN CEREALES POR VÍA TERRESTRE
(Cuci 04: maíz, trigo, arroz y preparados de harinas y cereales en general)



Fuente: CEPAL, Naciones Unidas

Del mismo modo, para el caso de las importaciones de cereales por vía terrestre, que en el caso particular de los cereales es casi exclusivamente por camión, se observa el mismo patrón anterior, pero menos acentuado, con una baja en los precios en origen que compensa el alza en el transporte. De este modo, se observa un incremento del flete como porcentaje del valor de la mercadería de un 2% entre el 2004 y 2006, lo que pudiera ser producto del alza del combustible, cuestión que debiera ser estudiada más adelante (gráfico 3.11).

3.2 Impactos en el eje social

Una política energética que tenga por objetivo reducir la pobreza, debe contemplar tanto el tema del acceso a fuentes modernas de energía o al uso sostenible de la leña, como al equipamiento necesario para lograr los Objetivos del Desarrollo del Milenio. Ello implica sin duda un serio desafío para la creatividad en torno a los mecanismos institucionales, de gestión, implementación y financiamiento necesarios para contribuir a reducir la pobreza atendiendo a prioridades cuyos criterios implicarán una seria discusión. Cualquier receta simplista correría el peligro de tornarse inviable ante la diversidad de situaciones implícitas en esta problemática. Por otra parte, la evidencia empírica señala que el acceso es sólo una de las dimensiones de este problema. La posibilidad de afrontar el pago es un tema adicional toda vez que los pobres, además de presentar un alto nivel de necesidades insatisfechas, suelen acceder a las fuentes más caras de energía, en especial en áreas urbanas (Kozulj, 2008 en edición).

3.2.1 El impacto del consumo de la leña en Centroamérica

En el caso de América Central varios trabajos demuestran que “a pesar de que en algunos lugares existen vías de acceso, la distribución de los combustibles “modernos” es insegura en términos de continuidad, o problemática. Ante este hecho las personas no adoptan totalmente el uso de gas GLP sino que se respaldan con los combustibles tradicionales, principalmente leña, realizando un uso mixto de combustibles. Convencionalmente se pensaba que el acceso a los combustibles modernos eliminaba total y automáticamente el uso de la leña, sin embargo, estudios internacionales han demostrado que esa afirmación no es correcta. En las comunidades donde se

utiliza gas, éste sólo se emplea para realizar tareas pequeñas (calentar agua, calentar los alimentos); mientras que la leña se sigue utilizando para actividades que demandan una gran cantidad de energía y el cocinado de alimentos tradicionales como la preparación de las tortillas, frijoles y arroz (Maserá, 1995; Arias, 1993, Arias, et al., 2000, Schneider, 2007)”³¹

Tal como ocurre con otros sectores de consumo, en el caso de América Central el uso de leña es amplio y su dinámica es obviamente compleja debido a la diversidad de condiciones ambientales, económicas, sociales y culturales, además de los aspectos técnicos que también son diferentes en estos países (Recuadro 3.1). Pero sin dudas llama la atención la alta participación de la leña en el consumo final de las familias:

Según estimaciones de OLADE, si bien en términos relativos la leña ha venido perdiendo participación desde 1990 (90%) en adelante (83% en 2000 y 82% en 2006), el consumo absoluto ha crecido y representaría más del 8% en 2006 que en 1990. En efecto, pasó de 45.544 KBep en 1990 a 56.239 KBep en 2006. (ver Anexo 2 Consumo sectorial por fuentes)

Según estimaciones de CEPAL (2008 México, en edición) en 2006 el consumo de leña en Centro América tanto en el sector residencial como en la pequeña industria fue de 45.598,3 Kbeb El principal consumidor de leña de la región es Guatemala con un 48% del total, seguido de Nicaragua (18%) y Honduras (17%), posteriormente se ubica El Salvador con un 9% y los países en donde se realiza un menor consumo de leña son Panamá (4%) y Costa Rica (4%).

Por lo tanto en los países donde el consumo de leña es significativo, un aumento de precios de los combustibles sustitutos, como el GLP y el kerosene, no sólo deterioraría más la relación ente gasto energético e ingreso, sino que provocaría una presión adicional a la leña, y por lo tanto presionaría sobre la utilización de la masa boscosa y su consecuente probabilidad de deterioro ambiental.

RECUADRO 3.1 CENTRO AMÉRICA - LEÑA

En el caso de los países de Centro América el uso de leña es amplio y por supuesto su dinámica es compleja, debido a la diversidad de condiciones ambientales, económicas, sociales y culturales, además de los aspectos técnicos que también son diferentes en estos países.

Variables sociales, económicas y culturales

Uno de los principales factores que motivan el uso de leña en las comunidades rurales de los países en desarrollo es la predominante economía de subsistencia; por lo cual no disponen de recursos económicos para la adquisición o el uso continuo de combustibles "modernos". Dentro de la población rural, las familias más pobres son las que tienen mayores problemas para obtener combustibles porque no poseen terrenos para la extracción de la leña o porque no tienen suficiente dinero para su adquisición.

También debe tenerse presente las carencias en infraestructura, el menor desarrollo de la logística de energéticos y costos de operación mayores en el interior de los países (lo que es más visible bajo el régimen de mercados liberalizados). Por el menor tamaño de los mercados, a pesar que en algunos lugares existen vías de acceso, la distribución de los combustibles "modernos" es insegura en términos de continuidad, o problemática. Ante este hecho las personas no adoptan totalmente el uso de gas GLP sino que se respaldan con los combustibles tradicionales, principalmente leña, realizando un uso mixto de combustibles. Todo lo anterior se traduce en precios sustancialmente mayores de los energéticos "modernos" en las comunidades rurales, lo que favorece a la biomasa, que continua siendo -- casi todos los países-- un recurso abundante.

Convencionalmente se pensaba que el acceso a los combustibles modernos eliminaba total y automáticamente el uso de la leña, sin embargo, estudios internacionales han demostrado que esa afirmación no es correcta. En las comunidades donde se utiliza gas, éste sólo se emplea para realizar tareas

³¹ CEPAL, Proyección de la demanda de biomasa en América Central para el período 2007-2020. CEPAL México. (en edición)

RECUADRO 3.1 (CONCLUSIÓN)

pequeñas (calentar agua, calentar los alimentos); mientras que la leña se sigue utilizando para actividades que demandan una gran cantidad de energía y el cocinado de alimentos tradicionales como la preparación de las tortillas, frijoles y arroz (Masera, 1995; Arias, 1993, Arias, et al., 2000, Schneider, 2007).

En las áreas urbanas los usuarios de leña son en su mayoría personas que han emigrado de las zonas rurales y generalmente viven en los alrededores de las grandes urbes. Igual que en las zonas rurales sus ingresos son mínimos y a pesar de que se tiene la infraestructura suficiente para la distribución de GLP, el uso de este combustible no se ha generalizado por cuestiones económicas. En términos culturales, la mayoría de usuarios rurales prefieren la leña para cocinar sus alimentos básicos (maíz, frijol, arroz) en sus diversas formas; en varios casos el principal argumento es el sabor de los alimentos. Además, existe el concepto religioso que algunas culturas le atribuyen al fuego, esto los motiva a mantener encendido el fuego durante todo el día.

Variables ambientales o físicas.

En Centro América existen diversas condiciones climáticas que afectan de manera directa los patrones de uso de leña. Es decir, en los lugares fríos el consumo de leña se incrementa para contrarrestar los efectos adversos del clima. En otros lugares con abundancia de lluvias, la mayor cantidad de leña se recolecta en época de secas y esto tiene consecuencias particulares sobre el bosque. Asimismo, las características energéticas de la madera están determinadas por el clima, porque éste influye directamente en el contenido de humedad de la misma.

Variables técnicas.

Las características y operación de los dispositivos utilizados en cada una de las actividades finales, por ejemplo la cocción de alimentos, se deben considerar en un análisis detallado de la demanda de leña; desde el tipo de estufa o dispositivo cuya eficiencia está influenciada por la transferencia de calor en sus diversas modalidades, hasta los utensilios empleados (ollas, sartenes, recipientes). La interacción de estos elementos determina la eficiencia con la que se aprovecha el combustible en cada uso final. En general la tecnología más usada es el fogón de tres piedras o fogón abierto, el cual tiene una eficiencia de 17%. También es común el uso de los fogones tipo "U" y en menor cantidad se utilizan las llamadas chimeneas y las estufas eficientes de leña.

Acceso y disponibilidad de combustibles.

La cantidad, disponibilidad y acceso a los recursos energéticos son factores que determinan la cantidad de leña que se consume en cada región o comunidad. Los usuarios tienen la capacidad de adaptarse, hasta cierto punto, a la cantidad y calidad del combustible; esto es, cuando el combustible tiende a escasear los consumidores recurren, en algunos casos, al uso de biocombustibles de menor calidad (olotes de maíz, corteza de palmeras, desperdicios de aserraderos, entre otros) y sólo usan leña para las actividades principales.

El acceso físico a los recursos de biomasa está influenciado por:

- a) Barreras de ubicación, la localización de los recursos de biomasa respecto a las comunidades determina su acceso, los mayores inconvenientes son las condiciones del terreno (inclinación), ríos, áreas pantanosas y todas las barreras físicas que impiden la obtención del recurso.
- b) Restricciones de tenencia: Las diferentes modalidades de tenencia de la tierra en CA tienen sus políticas internas para normar y regular el uso de este recurso, esto hace que en ocasiones el acceso al recurso sea difícil o nulo para las familias que no poseen terrenos con vegetación adecuada para aprovecharla como leña.
- c) Sistemas de administración: las restricciones derivadas de los sistemas de manejo son variadas y complejas. Algunas de las principales restricciones son: i) Distintos derechos por género y rol.; ii) Diferencias por clases sociales; iii) Otros usos de la biomasa; iv) Especies de árboles (y otros tipos de biomasa) disponibles y el manejo de las diferentes especies; v) Disponibilidad temporal (estacional) de los tipos de biomasa.

Fuente: CEPAL (Sub-Sede Regional México, 2008).

3.2.2 Pobreza y acceso

En el caso de los países de América del Sur en la dinámica del acceso a las fuentes energéticas entre los distintos estratos sociales, analizadas a través del estudio del uso cocción y calentamiento de agua se ha detectado un patrón común cuya característica es la dificultad de

buena parte de los grupos de menores ingresos para obtener servicios de gas distribuido por redes (en los casos donde tal servicio existe) debiendo recurrir a combustibles alternativos más costosos (CEPAL Kozulj).³²

El caso de Argentina es representativo de tal situación. Si se considera que el precio de la unidad calórica del GLP representa, en valor, más de tres veces la del gas natural y además, si se tiene en cuenta que las tarifas de gas y eléctricas residenciales no han variado su precio desde 2001 a la fecha a pesar de la modificación del tipo de cambio y del incremento de costos internos, se tiene un claro caso de transferencia de renta a los consumidores de mayores recursos, mientras que los de bajos recursos pagan un valor que fluctúa según los precios internacionales³³. Nótese que sólo el 58% de los usuarios del quintil 1 utilizan GDR, mientras que en el quintil 5 el porcentaje supera el 89% (cuadro 3.9).

CUADRO 3.9
ARGENTINA: UTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLES PARA COCCIÓN POR QUINTILES DE LA POBLACIÓN URBANA

	Quintil 1	Quintil 2	Quintil 3	Quintil 4	Quintil 5
Gas natural	58,5	57,7	65,9	73,7	89,3
GLP	39,4	39,9	34,0	22,9	10,6
Otros	2,1	2,4	0,1	3,4	0,1

Fuente: Kozulj R. (2008).

Este patrón se repite en otros países o bien se halla representado en áreas rurales como aquellas familias que acceden al GLP y quienes consumen leña. En el caso de Brasil, las diferencias entre el primer y quinto quintil son contundentes:

CUADRO 3.10
BRASIL: UTILIZACIÓN DE COMBUSTIBLES PARA COCCIÓN POR QUINTILES DE LA POBLACIÓN URBANA

	Quintil 1	Quintil 5
GLP	45,3	72,2
Leña	47,5	26,2
Carbón	8,7	1,2

Fuente: Kozulj R. (2008).

Por consiguiente, aun cuando el acceso a fuentes más eficientes y modernas es una meta para mejorar la condición energética de los pobres en áreas urbanas y rurales, se deberán diseñar instrumentos específicos para cada caso. En áreas urbanas el problema se asocia a complejas problemáticas derivadas de la titularidad de los lotes y viviendas, la existencia o no de infraestructura básica como calles y accesos, la calidad y aptitud de las viviendas para poder conectarse a redes de gas, los costos de instalación y precios relativos, lo que puede implicar la necesidad de revisar el conjunto de principios aplicados a las políticas de precios, transferencias de renta y subsidios, en particular cuando ellas son distorsivas o inequitativas. Dichas

³² Contribución de los servicios energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la Mitigación de la Pobreza. Análisis para los países de América del Sur. Proyecto CEPAL, UNDP y Club de Madrid. Agosto 2008, en edición.

³³ En el caso del GLP existe un precio interno vinculado al internacional aunque disminuido por efecto de las retenciones a las exportaciones. Si bien existe además una reglamentación para la llamada "garrafa social" cuyo precio es inferior al del mercado interno, ciertamente este mecanismo afecta a una porción ínfima del mercado domiciliario de GLP y aún así, el costo de la garrafa social es superior al del gas natural distribuido por redes.

políticas también requerirá de estrategias conjuntas de acceso a los servicios públicos en barrios marginales en tanto que las carencias de otros servicios, no energéticos, pueden ser resueltas en forma conjunta con la problemática energética si ello se introduce como prioridad en la agenda política de los gobiernos.

En el caso del acceso a fuentes modernas en áreas rurales la problemática puede abarcar desde la existencia de infraestructura de distribución de combustibles u otros energéticos (por ejemplo GLP o electricidad), hasta problemas de insuficiencia monetaria que condicionan a la población rural a la utilización de leña auto-apropiada como forma básica de subsistencia. En tal caso el desafío radicará en el diseño de políticas múltiples, sea para facilitar el acceso y el pago de las facturas energéticas, como para promover e implementar el uso sustentable de la leña. El primitivo concepto de electrificación rural debe migrar hacia el de energización rural, en particular teniendo en cuenta la necesidad de vincular un mayor y mejor acceso a la energía a la mejora de las condiciones productivas que se concreten en una mayor productividad por persona.

Sin embargo si se desean alcanzar los Objetivos del Desarrollo del Milenio, en todos los casos la facilitación del acceso al equipamiento para mejorar la satisfacción de necesidades básicas energéticas será uno de los mayores desafíos.

Aún cuando el problema de la pobreza urbana ha mostrado ser creciente en valor absoluto, ello no necesariamente significa que en todos los países y áreas dentro de ellos sea mayor desde el punto de vista energético, aunque tampoco existen motivos para tratarlo como un tema menor. Por lo tanto se requiere de una mayor refinación de la información para lograr localizar los problemas de pobreza energética y establecer prioridades y estrategias. Nada de esto está hoy en la agenda política de un modo orgánico o formando parte de las políticas energéticas en la región.

3.3 Sobre la sostenibilidad ambiental

3.3.1 Determinantes económicos de las emisiones de CO₂

La trayectoria de emisiones de CO₂ producto de la combustión de combustibles fósiles³⁴ está fuertemente correlacionada con el consumo de energía, cuya tasa de crecimiento anual en América Latina sigue de cerca la tasa de crecimiento económico de la región. A nivel global no se ha avanzado mucho en desacoplar el crecimiento de las emisiones de CO₂ del crecimiento de las economías. Esto refleja las importantes inercias que incorporan los sistemas de producción y uso de energía, dadas sus rigideces estructurales y ciclos de vida de la infraestructura, que imposibilitan su transformación rápida en el corto, o incluso mediano plazo.

La trayectoria de las emisiones de CO₂ responde al crecimiento de tres variables: a) oferta de energía primaria (OTEP); b) del producto per cápita (PIB/habitante); y c) la expansión demográfica. El efecto de “escala”, por el crecimiento de estas tres variables, ha prevalecido sobre el efecto de “innovación tecnológica”, que actúa en sentido contrario, a través de la disminución de la intensidad energética (OTEP/PIB) e intensidad de emisiones (CO₂/PIB) por ganancias de eficiencia en la generación y uso de energía en los últimos 50 años.

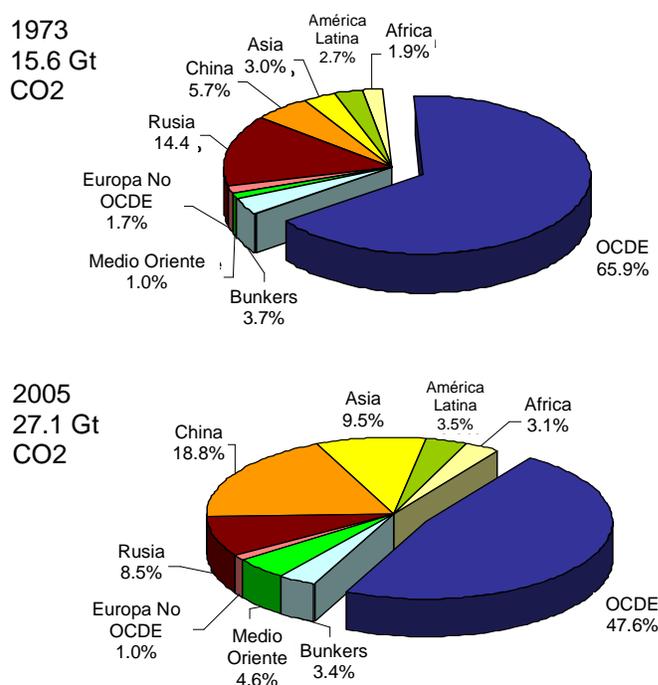
3.3.2 Participación de América Latina y el Caribe en las emisiones de CO₂ mundiales

La trayectoria que han seguido las emisiones de CO₂ entre 1971-2005 muestra que la participación de los países de la OECD en las emisiones totales continúa siendo mayoritaria, sin embargo se reduce desde aproximadamente dos tercios del total de emisiones en 1971 a aproximadamente la mitad del

³⁴ Además del CO₂ el conjunto de gases de efecto invernadero (GEI) incluye: metano (CH₄, óxido nitroso (NO₂) y gases industriales (ej. HFC) entre otros. Tomados como conjunto las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) durante el período 1970-2004 aumentaron un 70% (24% entre 1990-2004). La mayor contribución proviene del crecimiento de las emisiones de CO₂ que aumentaron 80% (28% entre 1990 y 2004).

total mundial en 2005.³⁵ Esta tendencia refleja la creciente participación de los países en desarrollo en las emisiones totales, particularmente de China y el resto de Asia que prácticamente triplican su participación durante este período; el Medio Oriente la cuadruplica; África aumenta un 50%; América Latina aumenta un 30%; mientras que la ex Unión Soviética y Europa Oriental reducen su participación casi a la mitad durante este período. Dentro de este cuadro América Latina es responsable de apenas un 3,5% de las emisiones de CO₂ globales en el año 2005 según las estadísticas publicadas por la Agencia Internacional de Energía (AIE, OCDE 2007)³⁶ (gráfico 3.12).

GRÁFICO 3.12
PARTICIPACIÓN POR REGIÓN EN EMISIONES DE CO₂ ENTRE 1973-2005



Fuente: Agencia Internacional de Energía. Key World Energy Statistics. 2007 edition. OECD-IEA

³⁵ Las emisiones de los países industrializados OCDE han continuado creciendo desde 1990 con el repunte de su expansión económica. Aún cuando la mayoría de ellos ha logrado un importante descenso en su intensidad energética después del primer shock petrolero en la década del 1970 (a través de ganancias de eficiencia, innovación tecnológica y cambios estructurales en sus economías (mayor sector servicios vs. manufacturero) todavía no logran descoplar su crecimiento económico del crecimiento de sus emisiones. Como lo evidencia la trayectoria reciente de emisiones de CO₂ 1998-2005 en la mayoría de los países de la OCDE, las mismas continuaron creciendo junto al último ciclo de expansión económica mundial que tuvo lugar entre la crisis asiática y la reciente desaceleración. Este crecimiento de las emisiones de CO₂ en paralelo al último ciclo de crecimiento económico mundial tuvo lugar aún en aquellos países que habían asumido compromisos de reducción de emisiones en el marco del Protocolo de Kyoto.

³⁶ Sin embargo, si consideramos las emisiones del conjunto completo de gases de efecto invernadero (metano CH₄, óxido nitroso NO₂, etc.) la participación de América Latina y el Caribe en las emisiones globales aumenta a 7-8.5%. Esto se debe a que si bien las emisiones energéticas (sectores de generación de energía, transporte e industria) que produce la región son relativamente menores en el concierto global, las emisiones de gases de efecto invernadero que América Latina y el Caribe contribuye por la agricultura y los cambios de uso del suelo (deforestación y quema de biomasa entre otros) sí representan mayor peso en el total de emisiones globales de gases de efecto invernadero.

3.3.3 Comportamiento de las emisiones de CO₂ por sector

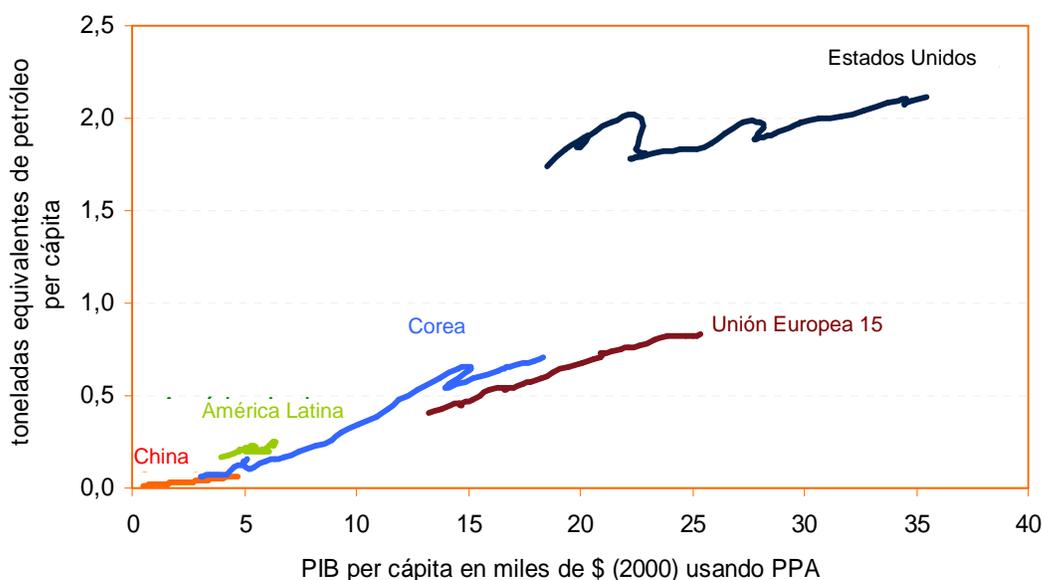
A nivel mundial entre 1971-2005 las emisiones de CO₂ per cápita en el sector de generación de energía eléctrica y el sector transporte han experimentado un aumento constante. América Latina y el Caribe ha seguido este mismo patrón, siendo los sectores de generación de energía, el sector industrial y el sector transporte los que registran el mayor aumento como emisores de CO₂ durante el período 1970-2004. Estas son las llamadas emisiones energéticas (producto de la combustión de carbón, gas, petróleo y derivados). El sector agrícola y los cambios de uso del suelo (deforestación y quema de biomasa), las llamadas emisiones no energéticas, también registran una trayectoria de crecimiento aunque menor a los anteriores en los países de la región.

El consumo per cápita de energía eléctrica y transporte generalmente crecen a la par del ingreso. A medida que los niveles de ingreso de la población superan el umbral de pobreza, la demanda de transporte y de electricidad crece a la par de la mayor capacidad adquisitiva de la población. Este efecto ingreso explica por qué resulta tan difícil desacoplar el consumo de energía y las emisiones de CO₂ del crecimiento económico. A medida que se eleva el PIB per cápita hacia niveles de ingreso medio tienden a aumentar los siguientes indicadores:

- Consumo de energía final per cápita (Mtoe/ habitante), o consumo energético per cápita.
- Emisiones de CO₂ per cápita (Kg CO₂/ habitante)

En América Latina se comprueba claramente el crecimiento de la demanda de transporte en general, y de transporte individual en los quintiles de mayor ingreso³⁷. El crecimiento del consumo de petróleo per cápita en el sector transporte evidencia estos comportamientos como lo ilustran las trayectorias de la Unión Europea, Corea, América Latina y China en el gráfico 3.13. El manejo de estas tendencias a futuro en el marco de criterios de sostenibilidad constituye un gran desafío de política pública con complejas aristas distributivas, fiscales, tecnológicas y de cooperación internacional que tendrán que enfrentar la mayoría de los países en desarrollo dentro de un entorno mundial caracterizado por altos precios de los hidrocarburos y presiones relativas a la mitigación del cambio climático.

GRÁFICO 3.13
CONSUMO DE PETRÓLEO PER CÁPITA EN EL SECTOR TRANSPORTE Y PIB PER CÁPITA
(1971-2003)



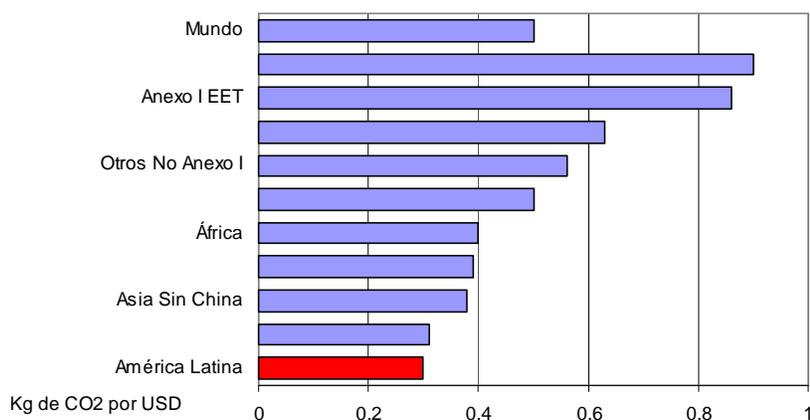
Fuente: AIE y FMI. Elaboración: Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol YPF.

³⁷ Lo cual si bien es una contribución menor a las emisiones globales comparado con Asia, tiene serios impactos locales por contaminación atmosférica urbana en América Latina.

3.3.4 Comportamiento de las emisiones de CO₂ por unidad de producto (Intensidad de Carbono) y de las emisiones de CO₂ per cápita en América Latina y el Caribe

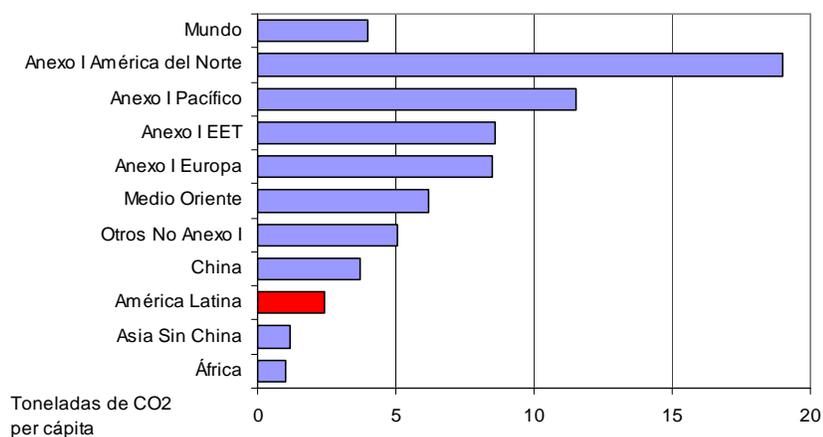
En términos de emisiones de CO₂ por unidad de producto (intensidad de carbono), y emisiones de CO₂ per cápita, América Latina y el Caribe se encuentra por debajo del promedio mundial. El gráfico 3.14 muestra a América Latina y el Caribe como la región con menor intensidad de carbono (Kg de CO₂ por USD ppp) entre 1971-2005, lo cual refleja sin duda la alta participación que tiene la hidroelectricidad en la oferta energética regional en comparación con otras regiones. El gráfico 3.15 muestra las emisiones de CO₂ per cápita de la región. Las emisiones de CO₂ per cápita son un indicador de consumo energético per cápita, en particular de consumo energético de combustibles fósiles y derivados, correlacionado como vimos antes con el crecimiento del ingreso per cápita de la población. Las emisiones de CO₂ per cápita en América Latina y el Caribe también se mantuvieron debajo del promedio mundial, sólo África y Asia excluyendo China, registraron menores valores el durante el período 1971-2005.

GRÁFICO 3.14
EMISIONES DE CO₂ POR UNIDAD DE PRODUCTO
(Kg por USD 2000 ppp).



Fuente estadística: IEA, CO₂ emissions from fuel combustion 1971-2005.

GRÁFICO 3.15
EMISIONES DE CO₂ PER CÁPITA
(Ton)



Fuente estadística: IEA, CO₂ emissions from fuel combustion 1971-2005.

Estas características de la región: a) bajas emisiones de CO₂ (asociadas al sector energético) por unidad de producto (intensidad de carbono); y b) bajas emisiones de CO₂ per cápita, en relación al promedio mundial, e incluso en relación al promedio de los países en desarrollo, se mantienen en los escenarios publicados 2005-2030. El cuadro 3.11 muestra las emisiones de CO₂ proyectadas al 2030 asociadas al sector energético bajo distintos escenarios publicados (World Energy Outlook 2007, IEA-OECD 2007)³⁸. Aún bajo un escenario de alto crecimiento se estima que las emisiones de CO₂ per cápita en América Latina y el Caribe al 2030 continúen por debajo del promedio de los países en desarrollo y entre tres y cuatro veces menores a las previstas para los países OCDE.

CUADRO 3.11
EMISIONES PER CÁPITA 2005 Y PROYECCIÓN AL 2030 BAJO ESCENARIOS
DE BAJO Y ALTO CRECIMIENTO

	Emisiones CO ₂ per cápita 2005 (Ton /hab)	Crecimiento período 1990 – 2005 (Porcentajes)	Emisiones CO ₂ per cápita proyección 2030 (Ton/hab) Escenarios bajo y alto crecimiento
Mundial	4,1	5,3	4,1 – 5,5
Países en Desarrollo	2,2	46,2	2,7 – 4,0
América Latina	2,1	23,0	2,3 – 2,8
Medio Oriente	6,7	48,3	7,2 – 9,6
África	0,9	7,2	0,8 – 0,9
Asia (sin China)	1,5	55,0	1,7 – 2,5
China	3,9	97,0	6,1 – 9,7
OECD	11,0	3,7	9,7 – 11,3
EEUU	19,5	1,1	16,5 – 18,5
Unión Europea	8,0	- 6,8	6,5 – 8,3

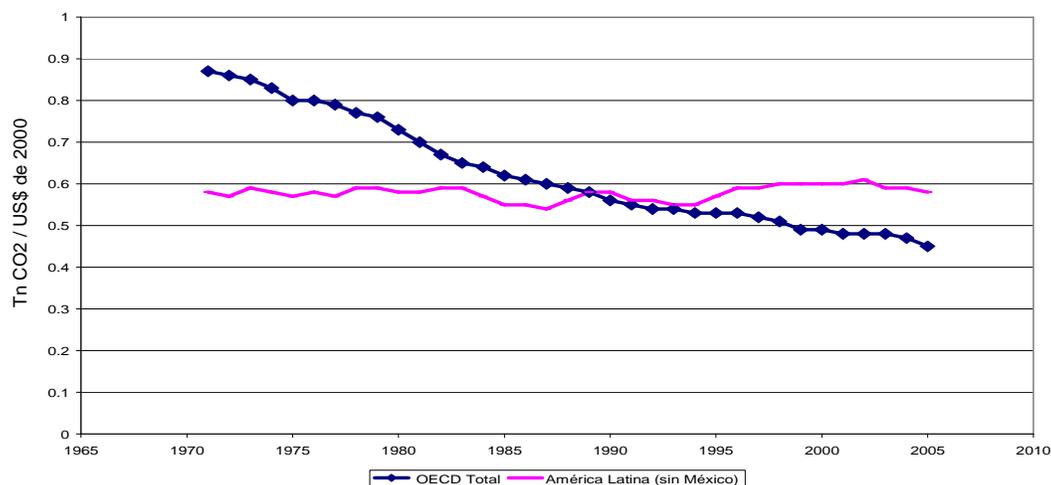
Fuente: IEA-OECD WEO 2007, IEA Non-OECD countries CO₂ emissions from fuel combustion 1971-2005, 2007 edition.

3.3.5 Desafíos de la región en el manejo futuro de sus emisiones de CO₂

Sin embargo, a pesar de estas características la región no está exenta de desafíos para lograr manejar el crecimiento de sus emisiones de CO₂ a futuro. El gráfico 3.16 ilustra la evolución comparativa de las emisiones de CO₂ por unidad de producto (intensidad de carbono) entre la región y la OCDE entre 1971 y 2005. La tendencia deseable sería la descendente, es decir lograr avanzar hacia cada vez menores emisiones de CO₂ por unidad de producto. La trayectoria seguida por América Latina y el Caribe en este indicador muestra para la región un estancamiento relativo en comparación a los avances logrados por los países más industrializados. Lo cual sugiere que América Latina y el Caribe deberá intensificar sus esfuerzos durante las próximas décadas para lograr desacoplar progresivamente sus emisiones de CO₂ del sendero de su crecimiento económico. El estancamiento relativo de la intensidad de carbono en América Latina y el Caribe durante las últimas décadas refleja, a su vez, el estancamiento experimentado por la intensidad energética de la región durante el mismo período. La evolución de la intensidad energética de la región se analiza en la sección a continuación.

³⁸ El escenario de referencia asume la continuidad de las políticas actuales y una tasa de crecimiento económico promedio mundial de 3.6% anual durante el período 2005-2030 (América Latina y el Caribe 3.2%, OECD 2.2%, China 6.0%, India 6.3%). El escenario alternativo asume que se aplican las políticas anunciadas y en consideración al 2007 para mejorar la seguridad energética y mitigar el cambio climático. El escenario de alto crecimiento asume una tasa de crecimiento para China e India 1.5% mayor que en el escenario de referencia.

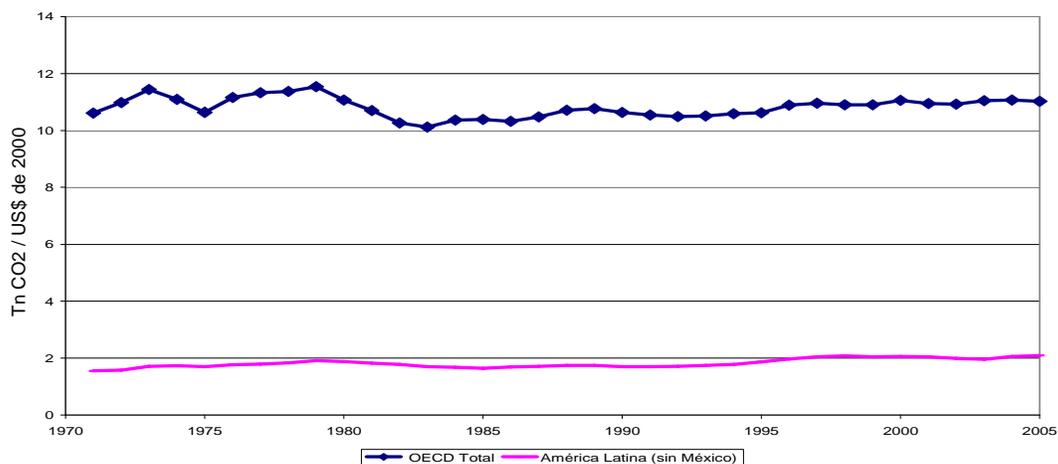
GRÁFICO 3.16
EVOLUCIÓN DE EMISIONES CO₂ POR UNIDAD DE PRODUCTO
(Intensidad de carbono) 1970-2005



Fuente: Agencia Internacional de Energía. CO₂ Emissions from Fuel Combustión. CO₂ Indicator Vol 2007 release 01.

Durante las próximas décadas América Latina y el Caribe aspira transitar hacia niveles mayores de ingreso per cápita para reducir la pobreza y lograr parte de sus Metas de Desarrollo del Milenio (MDGs). Dentro de ese contexto un desafío adicional consiste en lograr que el consumo creciente de energía per cápita asociado a ese proceso de desarrollo económico pueda manejarse con criterios de mayor eficiencia energética minimizando las emisiones de CO₂ asociadas. A medida que avanza el proceso de desarrollo económico y aumentan los niveles de ingreso per cápita en las próximas décadas, es inevitable que el consumo de energía por habitante en los países en América Latina y el Caribe y en las regiones en vías de desarrollo en general converja hacia niveles OCDE (gráfico 3.17).

GRÁFICO 3.17
EVOLUCIÓN EMISIONES DE CO₂ PER CÁPITA 1971-2005



Fuente: Agencia Internacional de Energía. CO₂ Emissions from Fuel Combustión. CO₂ Indicator Vol 2007 release 01.

Anexos

Anexo 1

CUADRO A 1
POLÍTICA DE PRECIOS APLICADOS A LOS COMBUSTIBLES EN AMÉRICA LATINA

Países	Componentes	Gasolina corriente	Gasolina Premium	Diesel oil	GLP	Fechas Importantes (ver notas)	Alineación de Precio sobre la base de
Argentina Autoabastecido	PIP	L	L	L	L	01-1991 (1)	Precio Paridad de Importación (PPI)
	MCB						
	PVP						
Bolivia Autoabastecido	PIP	R	R	R	R	12-1997 (2)	Mercado Referencia, Precio Interno
	MCB						
	PVP						
Brasil Autoabastecido	PIP	L	L	L	L	1997 (3)	Precio Paridad de Importación (PPI)
	MCB						
	PVP						
Chile Importador	PIP	SL	SL	SL	SL	01-1982 (4)	Precio Paridad de Importación (PPI)
	MCB						
	PVP						
Colombia Autoabastecido	PIP	R	R	R	R	12-1998 (5)	Mercado Referencia
	MCB	R/L	Libre	R/L	R/L		
	PVP	R/L		R/L	R/L		
Costa Rica Importador	PIP	R	R	R	R	Impuestos únicos en Colones (variación de 10% en 2007)	Mercado Referencia
Ecuador Exportador	PIP	R	R	R	R	07-1996 (6)	Mercado Referencia
	MCB		L				
	PVP		L				
El Salvador Importador	PIP	L	L	L	L	Impuesto único porcentual	Mercado Referencia
Guatemala Importador	PIP	L	L	L	L		Mercado Referencia
	MCB						
	PVP						
Honduras Importador	PIP	R	R	R	R	Subsidios desde mayo de 2007 cuando el precio supera un tope	Precio Paridad de Importación (PPI)

CUADRO A 1 (CONCLUSIÓN)

Países	Componentes	Gasolina corriente	Gasolina Premium	Diesel oil	GLP	Fechas Importantes (ver notas)	Alineación de Precio sobre la base de
México Exportador	PIP	R	R	R	R	(7)	Mercado Referencia
	MCB						
	PVP						
Nicaragua Importador	PIP	L	L	L	R		Mercado Referencia
	MCB						
	PVP						
Panamá Importador	PIP	L	L	L	L	Subsidios al GLP en presentaciones pequeñas	Mercado Referencia
Paraguay Importador	PIP	L	L	R	L	01-1990 (8)	Mercado Referencia
	MCB						
	PVP						
Perú Importador	PIP	L	L	L	L	08-1993 (9)	Precio Paridad de Importación (PPI)
	MCB						
	PVP						
Uruguay Importador	PIP	R	R	R	R	10-1931 (10)	Mercado Referencia
	MCB						
	PVP						
República Bolivariana de Venezuela Exportador	PIP	R	R	R	R	09-1998 (11)	Mercado Referencia
	MCB						
	PVP						

Fuente: CEPAL. División de Recursos Naturales e Infraestructura. Base de datos de precios de los combustibles.

Notas:

- PIP : Precio interno en planta o precio ex refinería
 MCB : Margen comercial bruto
 PVP : Precio de Venta a público
 Regulado (R) : Implica la imposición de un precio máximo.
 Semi libre (SL) : Implica la posibilidad de que las distribuidoras puedan comprar sus productos en el exterior
 Libre (L) : Implica la determinación libre de márgenes y precios por parte de los agentes.
 PPI : Precio Paridad de Importación
 Precio referencia : Precio Promedio de un producto en un mercado de referencia (Costa del Golfo EE.UU).

- Con el Decreto 1.212 de noviembre de 1989, se estableció la libertad de precios de los productos derivados, a partir del 1 de enero de 1991.
- Los precios en Bolivia son regulados por la Superintendencia de Hidrocarburos sobre la base del Decreto Supremo N° 24914 de diciembre de 1997 y sus modificaciones. A partir de enero 2005 se cambió la metodología de cálculo de precios de los hidrocarburos en el mercado interno. Ahora se ha definido un precio interno boliviano que se basa en una franja que tiene como tope superior los 27,11 dólares por barril y un tope inferior de 24.53 dólares por barril, por lo tanto ya no se depende rígidamente del mercado internacional que ahora sólo incide en el precio del crudo (petróleo sin procesar). Por otra parte, antes se tenía un margen de refinería con un valor cero, el que se incrementó a 3.8 dólares por barril, esto afecta principalmente a las refinerías.

El presidente Evo Morales, al cumplir 100 días de su mandato firmó el Decreto Supremo 28.701 procediendo a la nacionalización de los hidrocarburos, que otorga al Estado el control absoluto de los yacimientos de gas y petróleo del país. Así las empresas extranjeras que operan en Bolivia deben entregar toda su producción a la estatal Yacimientos Petrolíferos Bolivianos (YPFB) para su comercialización e industrialización, y debieron regularizar sus contratos en un plazo de 180 días. Ésta representa la tercera "nacionalización del gas, luego de que en 1973 se nacionalizó, por primera vez en Sudamérica, la empresa Standard Oil, y en 1969 la Gulf Oil, ambas estadounidenses.

3. La liberalización del sector de abastecimiento de combustibles en Brasil se inició en la década de los 90 a partir de la ley 9.478 de 1997 y culminó con la apertura total del mercado a partir de enero de 2002. Tal proceso contempló, entre otros, la liberalización de precios, márgenes y fletes en toda la cadena productiva y la creación de la Contribución de Intervención de Dominio Económico (CIDE) en sustitución de la Parcela de Precio Específica (PPE). Estas medidas fueron necesarias para eliminar las distorsiones presentes en el mercado, generadas por la existencia de subsidios cruzados y compensación de gastos de distribución y transporte, de esta forma permitir un equilibrio entre el producto nacional e importado, y en consecuencia un desenvolvimiento de un mercado competitivo.

En el mes de noviembre de 2007 la Estatal Petrobras dio a conocer el hallazgo de un gigantesco yacimiento en aguas profundas del océano Atlántico, se estima en 8 mil millones de barriles de petróleo y gas natural, así las reservas petroleras y gasíferas de Brasil quedarían con un volumen suficiente para autoabastecer al país y inclusive a pasar a exportar el valioso producto y sus derivados.

Las características del petróleo hallado es liviano, sin azufre y con un valor comercial cercano al Brent del mar del norte.

La inversión de la exploración alcanza a 1.000 millones de dólares en los dos últimos años con un número de quince pozos exploratorios. El nombre del yacimiento se llama Tupi, este fue encontrado en una pequeña parcela de un área de 800 kilómetros de longitud y 200 de ancho. La profundidad del pozo se estima entre 5.000 a 7.000 metros, el cual implicó atravesar más de 2000 metros de sal, este demora más de un año de trabajo y alcanza un costo de 240 millones de dólares.

En el mes de junio de 2008, Brasil descubre otro yacimiento petrolífero de tamaño mundial. Petrobras y sus socios (Repsol, YPF y la británica BG) anunciaron el hallazgo en la cuenca de Santos, frente a las costas del estado de Sao Paulo. Aunque no se ha detallado el nivel de las reservas, se estima que serían mayores que el pozo de Tupi, el que se calcula tendría entre 5 mil millones y 8 mil millones de barriles.

Esta situación a futura deberá modificar posiblemente las estructuras precios de los derivados.

4. En el año de 1978 comenzó la liberalización de la distribución de combustible en Chile y se dio plena libertad a los agentes económicos para producir, distribuir y comercializar los derivados del petróleo, la que fue completada en 1982 con la liberalización de precios. A partir de 1991 los precios en puerta en refinería son llevados a PPI, sobre la base de la ley 19.030 de 1991, modificada por la 19.681 de 2000.

Cuadro Nota 4.1
COMPARATIVO ENTRE EL FEPCO Y EL FEPP

Fondo de Estabilización precios de combustibles (FEPCO)	Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP)
Ley N° 20.063 del 29 de septiembre de 2005	Ley N° 19.030 de enero 1991 y sus respectivas modificaciones (Ley N° 19.681 de julio 2000)
Origen: Aumento sostenido de los precios Internacionales y crisis petrolera por efecto Huracán Katrina	Origen Guerra del Golfo
El objetivo es aminorar el impacto de las crisis y fluctuaciones de precios de los combustibles en el mercado Internacional sobre los precios de éstos en la economía local.	
El instrumento a utilizar fondos o recursos provenientes del Cobre, con un aporte inicial de US\$ 10.000.000	El instrumento a utilizar fondos o recursos del gobierno, con un aporte inicial US\$ 200.000.00
Productos Afectos: Gasolina Automotriz, Petróleo diesel y kerosene doméstico.	Productos Afectos: Gasolina Automotriz, Petróleo diesel y kerosene doméstico, GLP y fuel oil
Un solo fondo con los tres productos	Cinco subfondos, uno para cada producto
Banda de precio: +/- 5% sobre el precio de referencia intermedio.	Banda de precio: +/- 5% sobre el precio de referencia intermedio.
Precio Paridad: Cada uno de los productos es observado semanalmente en tres mercados diferentes; y se toma como precio de paridad de importación relevante, al menor precio para la respectiva semana.	Precio Paridad: Cada uno de los productos es observado en un solo mercado relevante para estimar su precio de paridad de importación. El mercado relevante es el de la Costa de Golfo de EE.UU.
Los mercados observados son: América, Europa y Asia	
Para el precio de referencia se tomará el precio WTI (West Texas Intermediate) más el diferencial de refinación para cada producto.	El precio de referencia se toma el precio histórico más el precio proyectado de corto plazo (un año) más el precio proyectado de largo plazo (hasta 10 años) para cada producto.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Chile

Es una consigna que los precios internos de los combustibles en Chile suban producto del aumento sostenible de los precios internacionales del petróleo, que en enero 2008 alcanza casi los 100 dólares por barril, por consecuencia el gobierno Chileno inyectará US\$ 200 millones para paliar alzas de combustible en el país.³⁹ También se estudia modificar la tasa del

³⁹ Diario La Tercera, sección negocios, publicado el 15 de enero 2008, www.tercera.cl

impuesto específico a los combustibles que desde el 2001 corresponde a 1,5 U.T.M por M3 para el diesel oil (50 pesos por litro) y 6 U.T.M por m3 para las gasolinas (200 pesos por litro).

La presidenta Michelle Bachelet anuncio que la gasolina bajará su tasa de impuesto desde 6 UTM por metro cúbico a 4,5 UTM, lo que se traduce en una disminución de aproximadamente 50 pesos por litro, el cual se ingreso como proyecto ley en la cámara del Senado para su aprobación.⁴⁰

A partir del 25 de marzo el impuesto específico a las gasolinas bajara a 4,5 UTM por m3, es decir 50 pesos por litro, la medida que estará vigente por 24 meses, hasta el término del mandato de la Presidenta Bachelet. Esta baja esta sujeta a la variación del precio promedio del barril de petróleo.

Si el precio promedio del barril supera los US\$75 el barril se mantendrá el impuesto en 4,5 UTM por m3, y si el valor del crudo se ubica entre los US\$70 y 75, el impuesto subirá a 5 UTM por m3, si el precio del petróleo fluctúa entre US\$70 y 65 llegara a 5,5 UTM por m3, de lo contrario, si es menor a US\$65 volverá a las 6 UTM por m3 de gasolina.⁴¹

5. El precio en planta de la gasolina corriente y diesel oil en Colombia están determinados por las Resoluciones N° 82438 y 82439 de diciembre de 1998 respectivamente y para la gasolina extra el marco legal es la resolución 80278 del 29 de febrero de 1996.

Los márgenes comerciales con régimen de libertad regulado (RLR) para la Gasolina corriente están determinados por la resolución mencionada anteriormente (el margen minorista está liberalizado en algunas zonas del país), para la gasolina premium con Régimen de libertad vigilada (RLV) es libre, por ultimo el diesel oil con RLR los márgenes mayorista y minorista es fijado por el Ministerio de Energía y minas y el diesel con RLV es libre.

6. Ley de hidrocarburos: (Art. 3) El transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos su refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización, serán realizados por PETROECUADOR o por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades, legalmente, asumiendo la responsabilidad y riesgos exclusivos de su inversión y sin comprometer recursos públicos.

(Art. 68) El almacenamiento, distribución y venta al público en el país, o una de estas actividades, de los derivados de los hidrocarburos será realizada por PETROECUADOR o por personas naturales o por empresas nacionales o extranjeras, de reconocida competencia en esta materia y legalmente establecidas en el país.

(Art. 69) La venta al público podrá ser ejercida por personas naturales o jurídicas a nombre de PETROECUADOR, las cuales suscribirán los correspondientes contratos de distribución con la empresa filial respectiva.

(Art. 72) Los precios de venta al consumidor de los derivados de hidrocarburos serán regulados de acuerdo al Reglamento que para el efecto dictará el Presidente de la República. En consecuencia, es el Presidente de la República quien fija los precios de los combustibles para el mercado nacional.

Reglamento para autorización de actividades de comercialización de combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos (Acuerdo Ministerial 347 de julio/1996, sustituido con D.E. 2024 de Octubre/2001)

A.- Regula las actividades de comercialización de derivados de hidrocarburos, a excepción del gas licuado de petróleo y del gas natural, por ser materia de reglamentación específica.

B.- La comercialización de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, es un servicio público que deberá ser prestado respetando los principios señalados en el Art. 249 de la Constitución Política de la República. Está regulada por el Ministerio de Energía y Minas y controlada por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

En tanto que los márgenes comerciales de los combustibles podrán fluctuar hasta un máximo de 18% sobre el precio de venta de los derivados de hidrocarburos al nivel de terminal y están fijados por el Estado a excepción de la gasolina súper.

7. Para establecer las fórmulas de precios de los productos en México, en relación con los demás derivados del petróleo, Pemex y el Comité utilizan los precios de referencia internacional, ajustado por Estándares de Calidad Internacional, costos netos de transportes, costos de oportunidad, obteniendo así los precios del ingreso al productor.

Los márgenes comerciales son fijados por el Comité de precios del Gobierno Federal. El comité está principalmente compuesto por: La Secretaría de Economía, Petróleos Mexicanos, La Secretaria de Hacienda y Crédito Público y la Secretaria de Energía.

8. El primer combustible a ser desregulado fue el gas licuado de petróleo (GLP) a partir del Decreto N° 4454 de enero de 1990, luego se desregularizaron el Fuel oil y el Kerosene con el Decreto N° 5445 de abril de 1990 y por último se liberalizaron en agosto del 2000 las naftas común y súper por medio del Decreto N° 10183.

El precio del diesel oil está regulado por el gobierno a través del Ministerio de Economía vía Decreto N° 10.911 de 2000 "Reglamentación Sobre La Refinación, Importación, Distribución Y Comercialización De Los Combustibles Derivados Del Petróleo"

9. Los precios de los derivados del petróleo en Perú se encuentran desregulados por la Ley N° 26221 – Ley de Hidrocarburos, Título VII – Libre comercio, Artículo 77 de agosto de 1993.

El precio de mercado se estableció como el de paridad de importación. Para garantizar la competencia, el estado prohibió la integración vertical y horizontal en el mercado. Sin embargo, no eliminó la participación de las refinadoras en las actividades de comercialización (mayorista o minorista). Por este motivo se abrió la posibilidad de importar combustibles.

⁴⁰ www.senado.cl, fecha de publicación 3 de marzo del 2008.

⁴¹ Diario La Segunda, señales económicas, publicado el 25 de marzo de 2008.

De esta forma, los refinadores, los distribuidores mayoristas y los grandes consumidores tienen la capacidad legal de llevar productos importados al mercado interno.

Un impacto de la desregulación es el incremento de estaciones de servicio. Para 1999 se estimaron 2.000 estaciones de servicio en el Perú, mientras que antes de la liberación (1991) esta cifra llegaba apenas a las 1.400

Otro es sin duda en relación a los precios de venta a público que se vieron incrementados abruptamente, con una posterior disminución por la entrada de nuevos mayorista al mercado. Sin embargo surgieron varios inconvenientes como; Apertura de red de minorista independiente (bandera blanca e informal) que ofrecían menores precios y generaron un ambiente propicio para el mercado negro de combustibles. Por otro lado la competencia entre mayorista comenzó a basarse en la diferenciación de la oferta de productos.

La situación en Perú se tornó inmanejable y lentamente Petroperú se ha venido acercando a los precios de paridad de importación, no sin duda haber sentado un pésimo precedente de competencia desleal e intervencionismo de Estado.⁴²

Otro hecho relevante es la creación del Fondo de Estabilización de los combustibles derivados del petróleo, Antes que el gobierno adoptara un mecanismo para lidiar con las alzas de los precios internos producto de la constante subida de los precios internacionales de la materia prima (Barril de Petróleo) el gobierno decidió tomar una primera medida al establecer un mecanismo fiscal de carácter extraordinario y temporal a través del decreto de urgencia N° 003-2004, norma publicada el 27 de mayo del 2004. La idea era estabilizar los precios de los combustibles mediante la variación del Impuesto Selectivo al consumo (ISC) para cada combustible y de acuerdo a la disponibilidad de recursos fiscales. Estos reajustes significaron una reducción en la recaudación fiscal de 12 millones de nuevos soles en el periodo en que estuvo en vigencia. Al ver que el gobierno estaba perdiendo muchos recursos por este mecanismo, este crea otro mecanismo de carácter urgente numero 010-2004. A partir de noviembre de 2004 se crea el Fondo para la estabilización de precios de los combustibles derivados del petróleo a través del Decreto de Urgencia N° 010, como fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo crudo y sus derivados, se traslade a los consumidores.⁴³

10. Los precios de los combustibles son fijados por el Directorio de la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), dispuesto por el Artículo tercero de la Ley 8764, del 15 de octubre de 1931 y sus modificaciones.

A partir del 31 de marzo de 2004, la Ley 17.448 del 27-12-2001 estableció que los precios máximos de venta de los combustibles en puerta de refinería sin considerar impuestos, deberán ser iguales al precio de paridad de importación

11. El proceso de apertura del mercado interno en la República Bolivariana de Venezuela se inicio en enero de 1998, mediante la resolución 075 de fecha 12 de marzo de 1998, publicada en la Gaceta Oficial de la República de la República Bolivariana de Venezuela N° 36.413, de fecha 13 de marzo de 1998, así como la entrada en vigencia de la Ley Orgánica de Apertura del Mercado Interno de la Gasolina y Otros Combustibles Derivados de los Hidrocarburos Para Uso en Vehículos Automotores, publicada en la Gaceta Oficial de la República de la República Bolivariana de Venezuela N° 36.537, de fecha 11 de septiembre de 1998, continuo con la participación del sector privado en las inversiones dirigidas al mejoramiento de la infraestructura de los expendios, distribución y transporte de los combustibles. Para finales del año 2000, participaron en el mercado siete (7) empresas distribuidoras privadas, tres (3) nacionales y cuatro (4) multinacionales, manejando el 48% del volumen de gasolinas y diesel expendidos en el mercado interno, y Deltaven, adicionalmente distribuye el 52% restante de las ventas. Finalmente los precios de los derivados serian fijados por el Ejecutivo Nacional, a través del Ministerio de Energía y Minas.

⁴² Una mirada a los procesos de liberación del downstream en América Latina, Mercado de combustibles: hacia la desregulación total, ECOPETROL, marzo/abril del 2001.

⁴³ En la página WEB del Ministerio se puede encontrar el Decreto y sus principales características.

Anexo 2

**CUADRO A 3
CONSUMO SUBREGIONAL POR FUENTES DEL SECTOR TRANSPORTE**

Brasil	(Kbep)					Brasil	(%)					
Transporte	1970	1980	1990	2000	2006	Transporte	1970	1980	1990	2000	2006	
Diesel Oil	32506	91416	121257	173587	201381	Diesel Oil	0.36	0.51	0.53	0.51	0.52	
Gasolina	50553	68892	89385	137913	149044	Gasolina	0.55	0.38	0.39	0.40	0.38	
Gas Natural			13	1984	14116	Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.01	0.04	
Otros	8178	19783	20134	27954	23317	Otros	0.09	0.11	0.09	0.08	0.06	
Total	91238	180091	230790	341437	387858	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
México	(Kbep)					México	(%)					
Transporte	1970	1980	1990	2000	2006	Transporte	1970	1980	1990	2000	2006	
Diesel Oil	19679	54226	56007	75631	91654	Diesel Oil	0.28	0.32	0.26	0.27	0.27	
Gasolina	45844	101538	144591	171852	220130	Gasolina	0.65	0.60	0.66	0.62	0.64	
Gas Natural				36	123	Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Otros	5042	13267	19030	30500	31049	Otros	0.07	0.08	0.09	0.11	0.09	
Total	70565	169031	219628	278019	342956	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
América Latina y Caribe	(Kbep)					América Latina y Caribe	(%)					
Transporte	1970	1980	1990	2000	2006	Transporte	1970	1980	1990	2000	2006	
Diesel Oil	91291	224189	282781	422708	497005	Diesel Oil	0.28	0.36	0.37	0.40	0.40	
Gasolina	203136	339563	411974	518260	587760	Gasolina	0.61	0.54	0.54	0.49	0.48	
Gas Natural			1465	13523	39937	Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.01	0.03	
Otros	36725	62411	67185	93521	109620	Otros	0.11	0.10	0.09	0.09	0.09	
Total	331153	626162	763405	1048011	1234322	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
Caribe	(Kbep)					Caribe	(%)					
Transporte	1970	1980	1990	2000	2006	Transporte	1970	1980	1990	2000	2006	
Diesel Oil	6513	11047	14181	16597	15947	Diesel Oil	0.29	0.34	0.37	0.40	0.35	
Gasolina	11107	15661	16875	18656	20461	Gasolina	0.49	0.48	0.45	0.45	0.45	
Gas Natural					1	Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Otros	4866	5895	6803	5935	8796	Otros	0.22	0.18	0.18	0.14	0.19	
Total	22486	32603	37859	41188	45205	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	

CUADRO A 3 (CONCLUSIÓN)

América Central	(Kbep)						América Central	(%)				
Transporte	1970	1980	1990	2000	2006		Transporte	1970	1980	1990	2000	2006
Diesel Oil	3049	7430	10346	18313	23102		Diesel Oil	0.34	0.48	0.53	0.47	0.47
Gasolina	5163	7154	8111	18489	20491		Gasolina	0.58	0.46	0.41	0.48	0.42
Gas Natural							Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	716	827	1249	2118	5065		Otros	0.08	0.05	0.06	0.05	0.10
Total	8928	15411	19706	38921	48658		Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Cono Sur	(Kbep)						Cono Sur	(%)				
Transporte	1970	1980	1990	2000	2006		Transporte	1970	1980	1990	2000	2006
Diesel Oil	22256	38315	45711	83055	87412		Diesel Oil	0.29	0.39	0.45	0.53	0.50
Gasolina	41743	51672	46214	48285	41768		Gasolina	0.55	0.52	0.45	0.31	0.24
Gas Natural			1348	10092	21154		Gas Natural	0.00	0.00	0.01	0.06	0.12
Otros	12430	9080	9200	14092	22925		Otros	0.16	0.09	0.09	0.09	0.13
Total	76429	99067	102473	155525	173259		Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Zona Andina	(Kbep)						Zona Andina	(%)				
Transporte	1970	1980	1990	2000	2006		Transporte	1970	1980	1990	2000	2006
Diesel Oil	7288	21756	35279	55525	77509		Diesel Oil	0.12	0.17	0.23	0.29	0.33
Gasolina	48726	94646	106798	123065	135865		Gasolina	0.79	0.73	0.70	0.64	0.57
Gas Natural			103	1411	4544		Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02
Otros	5493	13558	10769	12922	18468		Otros	0.09	0.10	0.07	0.07	0.08
Total	61507	129960	152949	192922	236387		Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto de 2008.

CUADRO A 4
CONSUMO SUBREGIONAL POR FUENTES DEL SECTOR RESIDENCIAL

Brasil						Brasil					
	(Kbep)						(%)				
Residencial	1970	1980	1990	2000	2006	Residencial	1970	1980	1990	2000	2006
Gas Natural	0	0	34	723	1442	Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
GLP	9349	19658	35942	45577	39384	GLP	0.06	0.13	0.28	0.31	0.24
Kerosene	3224	2136	924	260	108	Kerosene	0.02	0.01	0.01	0.00	0.00
Leña	137415	107896	57355	47341	69252	Leña	0.86	0.71	0.44	0.32	0.41
Electricidad	5182	14410	30146	51793	53168	Electricidad	0.03	0.10	0.23	0.35	0.32
Otros	3901	6908	5646	3380	3863	Otros	0.02	0.05	0.04	0.02	0.02
Total	159069	151008	130046	149074	167217	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
México						México					
	(Kbep)						(%)				
Residencial	1970	1980	1990	2000	2006	Residencial	1970	1980	1990	2000	2006
Gas Natural	2080	3392	5844	4731	5099	Gas Natural	0.04	0.04	0.06	0.04	0.04
GLP	10565	23466	43496	50416	45893	GLP	0.20	0.30	0.42	0.41	0.38
Kerosene	5328	7078	1647	234	318	Kerosene	0.10	0.09	0.02	0.00	0.00
Leña	33433	38375	40211	43721	42573	Leña	0.62	0.49	0.39	0.36	0.35
Electricidad	2219	6220	12634	22399	27560	Electricidad	0.04	0.08	0.12	0.18	0.23
Otros	0	0	0	0	0	Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	53625	78530	103831	121501	121443	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
América Latina y el Caribe						América Latina y el Caribe					
	(Kbep)						(%)				
Residencial	1970	1980	1990	2000	2006	Residencial	1970	1980	1990	2000	2006
Gas Natural	10969	22340	35655	62015	71545	Gas Natural	0.03	0.05	0.07	0.11	0.11
GLP	32748	64490	112593	143875	139977	GLP	0.08	0.14	0.23	0.25	0.22
Kerosene	34987	33588	22297	14645	10257	Kerosene	0.09	0.07	0.04	0.03	0.02
Leña	278091	267314	225696	212082	240036	Leña	0.70	0.58	0.45	0.37	0.38
Electricidad	19275	44938	80092	130235	151176	Electricidad	0.05	0.10	0.16	0.22	0.24
Otros	22123	26724	19833	17001	14481	Otros	0.06	0.06	0.04	0.03	0.02
Total	398192	459393	496166	579854	627471	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Caribe						Caribe					
	(Kbep)						(%)				
Residencial	1970	1980	1990	2000	2006	Residencial	1970	1980	1990	2000	2006
Gas Natural	18	18	18	14	15	Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GLP	766	1516	2302	5301	4727	GLP	0.04	0.06	0.08	0.15	0.13
Kerosene	3860	5036	6440	5063	4986	Kerosene	0.21	0.19	0.22	0.14	0.14

CUADRO A 4 (CONCLUSIÓN)

Leña	9102	12306	11336	12991	14656	Leña	0.50	0.47	0.40	0.36	0.42
Electricidad	1490	3105	4941	7505	8774	Electricidad	0.08	0.12	0.17	0.21	0.25
Otros	3007	4113	3622	5210	2078	Otros	0.16	0.16	0.13	0.14	0.06
Total	18244	26094	28659	36084	35237	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
América Central	(Kbep)					América Central	(%)				
Residencial	1970	1980	1990	2000	2006	Residencial	1970	1980	1990	2000	2006
Gas Natural						Gas Natural	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GLP	437	1008	1436	3550	4252	GLP	0.01	0.02	0.03	0.06	0.06
Kerosene	1018	1141	662	914	721	Kerosene	0.03	0.03	0.01	0.02	0.01
Leña	31717	40692	45544	49073	56239	Leña	0.92	0.90	0.90	0.83	0.82
Electricidad	965	1957	2852	5029	6832	Electricidad	0.03	0.04	0.06	0.09	0.10
Otros	454	245	373	400	380	Otros	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Total	34592	45042	50866	58966	68425	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Cono Sur	(Kbep)					Cono Sur	(%)				
Residencial	1970	1980	1990	2000	2006	Residencial	1970	1980	1990	2000	2006
Gas Natural	5604	13640	27197	45002	50688	Gas Natural	0.10	0.20	0.32	0.38	0.39
GLP	8104	11000	12513	16347	18159	GLP	0.15	0.16	0.15	0.14	0.14
Kerosene	10032	7232	5014	3270	2846	Kerosene	0.19	0.11	0.06	0.03	0.02
Leña	17852	18563	24943	30871	30978	Leña	0.33	0.27	0.29	0.26	0.24
Cono Sur (cont.)	(Kbep)					Cono Sur	(%)				
Electricidad	4763	8384	11596	20717	24346	Electricidad	0.09	0.12	0.14	0.17	0.19
Otros	7742	8834	3355	2886	2870	Otros	0.14	0.13	0.04	0.02	0.02
Total	54096	67653	84617	119094	129887	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Zona Andina	(Kbep)					Zona Andina	(%)				
Residencial	1970	1980	1990	2000	2006	Residencial	1970	1980	1990	2000	2006
Gas Natural	3267	5291	2563	11546	14302	Gas Natural	0.04	0.06	0.03	0.12	0.14
GLP	3527	7843	16905	22684	27561	GLP	0.04	0.09	0.17	0.24	0.26
Kerosene	11527	10964	7611	4903	1277	Kerosene	0.15	0.12	0.08	0.05	0.01
Leña	48572	49482	46306	28085	26337	Leña	0.62	0.54	0.47	0.30	0.25
Electricidad	4655	10862	17924	22791	30496	Electricidad	0.06	0.12	0.18	0.24	0.29
Otros	7018	6624	6838	5125	5290	Otros	0.09	0.07	0.07	0.05	0.05
Total	78566	91066	98147	95134	105263	Total	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica Energética (SIEE), versión agosto de 2008.

Bibliografía

- Agencia Internacional de Energía (2008 a), World Energy Statistics and Balances. Energy Statistics of OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01. Energy Statistics of Non-OECD Countries-Basic Energy Statistics Vol 2007 release 01.http://lysander.sourceoecd.org/vl=58650/cl=14/nw=1/rpsv/iea_database.htm.
- (2008 b), CO2 Emissions from Fuel Combustión. CO2 Indicator Vol 2007 release 01,http://lysander.sourceoecd.org/vl=58650/cl=14/nw=1/rpsv/iea_database.htm.
- (2008 c), IEA Statistics, Energy Prices & Taxes, Quarterly Statistics, First Quarter 2008. IEA Databases, http://puck.sourceoecd.org/vl=5387570/cl=14/nw=1/rpsv/iea_database.htm.
- (2008 d), Energy Prices and Taxes- Energy End-Use Prices (US/toe, PPP/unit) Vol 2008 release 02,http://puck.sourceoecd.org/vl=5387570/cl=14/nw=1/rpsv/iea_database.htm.
- (2007 a). Renewable Energy Technologies Outlook.
- (2007 b) “Key World Energy Statistics”. 2007 edition.
- IEA-OECD WEO 2007, IEA Non-OECD countries CO2 emissions from fuel combustion 1971-2005. 2007 edition.
- Campodónico Humberto (2007), “La gestión de la industria de hidrocarburos con predominio del Estado”, Humberto Campodónico. LC/L.2688-P. marzo.
- CEPAL (2008), Actualización agosto 2008 sobre la base de “Energías renovables en América Latina y el Caribe: dos años después de la Conferencia de Bonn” - LC/W.100 – CEPAL – 2006
- (2008) “Aporte de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe: Elementos para la formulación de políticas públicas”, LC/W.178.
- (2008) Base de datos de Comercio Internacional, BADECEL.
- (2008) Base de datos de BTI y varios números de Perfil Marítimo, DRNI.
- (2008) “Biocombustibles Líquidos para Transporte en América Latina y el Caribe”, en edición.
- (2008) División de Recursos Naturales y Energía. Base de datos de precios de los combustibles.
- (2008) “Precio de los combustibles en América del Sur más México”, 2008. División de Recursos Naturales e Infraestructura. Base de datos disponible en internet: <http://www.eclac.cl/drni/>

- (2007), Sub-sede regional México. Proyección de la demanda de biomasa en América Central para el período 2007-2020. México, en edición.
- (2006), Sub-sede regional México. Istmo Centroamericano: Diagnóstico de la Industria Petrolera LC/MEX/L.685/Rev.1 Mayo 2006.
- (2003), “Energías Renovables y Eficiencia Energética en América Latina: Restricciones y Perspectivas”. Mayo 2003.
- Department of Energy, Estados Unidos,. Energy Information Administration 2008 version agosto 2008) (www.doe.gov).
- Istmo centroamericano: crisis global, desafíos, oportunidades y nuevas estrategias. LC/MEX/L.862/Rev.2. Junio 2008.
- Kozulj Roberto. Contribución de los servicios energéticos a los Objetivos de Desarrollo del Milenio y a la Mitigación de la Pobreza. Análisis para los países de América del Sur. Proyecto CEPAL, UNDP y Club de Madrid. Agosto 2008, en edición.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Sistema de Información Económico Energética (SIEE). Versión agosto 2008.
- Odón de Buen. Política sobre eficiencia energética en México. Presentación en el Seminario Internacional. "Eficiencia Energética: experiencias exitosas y aportes regulatorios". Ministerio de Economía de Chile, Chile Sustentable, CEPAL, Santiago, 19 y 20 de Julio 2005.
- OPEC. Basket Price, <http://www.opec.org/home/basket.aspx>. Agosto 2008.
- Pérez Gabriel y Wilmsmeier Gordon (2005): Maritime Transport Costs and Connectivity on Maritime Routes to South America, on 13th Annual Congress of the International Association of Maritime Economists (IAME). Chipre June 23–25 2005.
- Perú. Ministerio de Energía y Minas, Decreto de Urgencia No. 010, septiembre de 2004. El Peruano, varios números.
- Poppe Marcelo, Política sobre eficiencia energética en Brasil. Presentación en el Seminario Internacional. "Eficiencia Energética: experiencias exitosas y aportes regulatorios". Ministerio de Economía de Chile, Chile Sustentable, CEPAL, Santiago, 19 y 20 de Julio 2005.
- Urzúa Carlos, Guerrero de Lizardi Carlos. Efectos de los choques petroleros sobre las economías de Centroamérica y la República Dominicana. CEPAL, Sub-sede regional México. LC/MEX/L802. Septiembre 2007.