"TABLERO DE COMANDO" PARA LA PROMOCIÓN DE LOS BIOCOMBUSTIBLES EN ECUADOR

NACIONES UNIDAS

CEPAL

60 CEPAL

SESENTA AÑOS CON AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung

gtz

Documento de proyecto

“Tablero de comando” para la promoción de los biocombustibles en Ecuador

Francisco A. Figueroa de la Vega

NACIONES UNIDAS
CEPAL
60 CEPAL
SESENTA AÑOS CON AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
gtz

Este documento fue preparado por el consultor Francisco Figueroa de la Vega, y coordinado por Hugo Altomonte, Jefe, Unidad de Recursos Naturales y Energía de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). El mismo se desarrolló, en el marco del proyecto "*Modernization of the State, productive development and sustainable use of natural resources*"(GER/ 05/001), ejecutado por CEPAL en conjunto con la *Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit* (GTZ) y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ).

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.189
Copyright © Naciones Unidas, mayo 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 Ejecutivo..... 9

Introducción 17

I. El "Eje institucional": naturaleza jurídico-política 19
A. Atribuciones y relaciones entre los poderes legislativo, ejecutivo (gobierno central, gobiernos provinciales y municipales) y judicial 19
B. El diseño institucional y las misiones encomendadas a la administración pública 20
1. Plan Piloto en Guayaquil 24
2. Programa de biodiesel..... 25
C. Regulación y mercado..... 27
D. Articulación público-privada y márgenes de maniobra empresariales para los biocombustibles 29
1. Entidades privadas relacionadas con el Programa de Biocombustibles 30
E. Indicadores de desempeño 31
F. Rendición de cuentas (accountability)..... 32

II. El "Eje energético 35
A. Diseño estratégico de la seguridad del abastecimiento..... 35
B. Disponibilidad, diversificación, renovabilidad y uso de las fuentes de energía 37
C. Características de la demanda..... 57
D. Patrón de especialización productiva..... 61
E. Opciones de abastecimiento futuro posibles de gestionar para garantizar la seguridad energética 63
1. Garantizar la seguridad del abastecimiento energético del país sobre la base del desarrollo de la infraestructura necesaria para satisfacer los requerimientos energéticos sociales y productivos 63
2. Aumentar los niveles de eficiencia en los procesos de transformación y usos finales de la energía..... 64
3. Emprender un programa de diversificación de fuentes y tecnologías energéticas para disminuir la vulnerabilidad del sistema energético ante contingencias económicas, técnicas y naturales 65

4. Establecer mecanismos orientados a lograr el establecimiento gradual de una política de precios de la energía sustentada en criterios de equidad social, eficiencia energética y racionalidad económica 65
5. Promover el desarrollo energético bajo la observación estricta de criterios de sustentabilidad ambiental, en particular, el bienestar de los pueblos directamente afectados por las actividades energéticas, la minimización de impactos negativos a los ecosistemas y la preservación de las fuentes fuentes renovables de energía 66
6. Fomentar y dar pasos efectivos en la implementación de la política de integración energética regional. La oportunidad histórica que se ha abierto para dar pasos firmes en la línea de la integración regional energética es inigualable y debe ser aprovechada por el país 66

III. El "Eje Agrícola" 75
A. Opciones alternativas de uso de la disponibilidad de tierras y de recursos hídricos 75
B. Ventajas naturales de la biodiversidad y climas sobre la agricultura 76
C. Materias primas para la producción de biocombustibles 77
1. Caña de azúcar 78
2. Etanol 80
3. Palma africana 83
4. Biodiesel 89
D. Los precios relativos de los productos agrícolas y la rentabilidad de los cultivos para producir biocombustibles 90
1. Caña de azúcar 91
2. Palma africana 91
E. El cambio de uso de la tierra, la introducción de nuevas variedades y en general con las perspectivas que ofrecen los biocombustibles para el desarrollo rural 92
F. Efectos sobre la tenencia de la tierra, sobre los cultivos que requieren de economías de escala y grandes extensiones de tierra para ser competitivos 95
1. Caña de azúcar 95
2. Palma africana 97
G. Efectos sociales por la calidad y nivel de salarios 98
H. Generación de empleo directo e indirecto y su impacto en la capacidad de consumo de la población, a nivel local o regional 98

IV. El "eje económico y social" 101
A. Efectos de los biocombustibles en el crecimiento económico y sobre la cantidad y calidad del empleo generado. Impacto en los ingresos de la población 102
1. Etanol 102
2. Biodiesel 109
B. Captación de ingresos fiscales y la eventual necesidad de aplicar incentivos tributarios para fomentar la inversión o estimular el consumo de biocombustibles dependiendo del rendimiento energético y de la productividad de los cultivos de las materias primas que se puedan utilizar 112
C. Impacto en la balanza comercial, respecto de la reducción de importaciones o el incremento de las exportaciones 113
D. "Valor retenido" en términos de riqueza neta generada en la economía nacional y sus efectos sobre la equidad social 114

V. El "eje ambiental" 115
A. Impacto que sobre el patrimonio natural tiene el ordenamiento territorial para el uso de los suelos y de los recursos hídricos involucrados en la producción de materias primas bioenergéticas 115

B. Externalidades que se generan durante el "ciclo de vida" de los biocombustibles por la reducción o por el cambio de la naturaleza. Proporcionalidad de las emisiones contaminantes, derivadas del proceso industrial del que surgen los biocombustibles, de los cultivos que los sustentan y de la penetración de los biocombustibles en el transporte 117

VI. El "eje industrial": vinculado con la organización del mercado 119
A. Requisitos y avances para la instalación de plantas de procesamiento de biocombustibles a partir de la biomasa 120
B. El parque automotor como principal inductor de la demanda de combustibles y la industria automotriz local 120
C. El parque de generación térmica de electricidad 129
D. Efectos de las mezclas sobre la naturaleza y características del parque automotor 130
1. Etanol 130
2. Biodiesel 131
E. Normas técnicas y fiscalización de la calidad de los biocombustibles 132
1. Etanol 132
2. Biodiesel 132
F. Infraestructura comercial para articular, dentro del mercado nacional, las materias primas agrícolas con los centros de acopio y con las plantas de procesamiento de los biocombustibles y entre éstas 132
1. Etanol 132
2. Biodiesel 133
G. Mezcla para el mercado mayorista, las redes de distribución para los usuarios Directos 133
1. Etanol 133
H. Facilidades de transporte y portuarias si se orientan también a la exportación 134

VII. El "Eje tecnológico 135
A. Procesos industriales relacionados con el tipo de materia prima y uso de la biomasa . 135
1. Etanol 135
2. Biodiesel 135
B. Investigación y desarrollo de especies que puedan ser utilizadas como insumos 136
1. Caña de azúcar 138
2. Palma africana 139
C. Introducción de especies en espacios ecológicos que no las contienen 140
D. Avances de la biotecnología asociada al desarrollo de los biocombustibles 140

VIII. Visión general sobre la potencialidad del desarrollo del mercado de biocombustibles. 141
A. Avances logrados 142
B. Tareas pendientes en cada uno de los ejes de análisis 142
1. El eje político 142
2. El eje energético 142
3. El eje agrícola 143
4. El eje industrial 143
5. El eje económico social 143
6. El eje tecnológico 144
7. El eje ambiental 144

Bibliografía 145

Índice de anexos

Anexo I.1 Escisión del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Decreto Ejecutivo 475 sobre Escisión del MEM. Registro Oficial 172 del 23/6/2007 148
Anexo II.1 Producción nacional de petróleo crudo (miles de barriles) 150

Anexo II.2 Exportaciones de petróleo crudo 152
Anexo II.3 Oferta total de derivados 154
Anexo II.4 Ingresos y egresos por comercialización interna de derivados importados 156
Anexo III.1 Cadena de elaboración de subproductos de la palma africana 158
Anexo VI.1 Estado de la operación en las plantas productoras de aceite de palma africana 159

Indice de cuadros

Cuadro I.1 Reuniones y resoluciones del Consejo de Biocombustibles 22
Cuadro II.1 Reservas probadas de petróleo 2006 37
Cuadro II.2 Ingresos y egresos de la comercialización interna de derivados entre 2005 a 2007 47
Cuadro II.3 Precios de los derivados al público a septiembre 2007 49
Cuadro II.4 Precio medio de la electricidad al público por sector consumidor 56
Cuadro II.5 Balance energético 2005 58
Cuadro II.6 Perspectivas para la demanda final total de combustibles 68
Cuadro III.1 Superficie sembrada de caña de azúcar por provincias 79
Cuadro III.2 Superficie de caña sembrada y cosechada, producción de caña y azúcar rendimientos de campo y fábrica 82
Cuadro III.3 Rendimientos en Ecuador de diversas especies para obtener etanol 82
Cuadro III.4 Evolución de la superficie de caña de azúcar para producir etanol en Ecuador .. 83
Cuadro III.5 Superficie de caña de azúcar requerida para satisfacer la demanda de etanol E10 83
Cuadro III.6 Superficie, producción y rendimiento de palma africana 1995-2005 87
Cuadro III.7 Superficie sembrada de palma africana por provincias 2005 87
Cuadro III.8 Superficie de palma africana requerida para una demanda de biodiesel B10 88
Cuadro III.9 Excedentes de aceite de palma africana 89
Cuadro III.10 Rendimientos de diversas especies para obtener biodiesel 90
Cuadro III.11 Uso del suelo en Ecuador 93
Cuadro III.12 Estratificación según área sembrada de caña para azúcar 97
Cuadro III.13 Estratificación según área sembrada de caña para otros usos 97
Cuadro III.14 Estratificación según área sembrada de palma africana 98
Cuadro III.15 Forma de tenencia de la vivienda rural 99
Cuadro III.16 Estructura del ingreso rural de los hogares a nivel nacional 99
Cuadro III.17 Estructura del gasto rural de los hogares a nivel nacional 100
Cuadro IV.1 Ventas de etanol 103
Cuadro IV.2 Costo de producción del alcohol anhidro con jugo de caña 104
Cuadro IV.3 Alternativa gasolina extra sin etanol 106
Cuadro IV.4 Alternativa gasolina extra con etanol 106
Cuadro IV.5 Beneficios para Petroecuador derivados del Plan Piloto Guayaquil 107
Cuadro IV.6 Perspectivas de la producción de etanol para obtener gasolina E10 108
Cuadro IV.7 Demanda y oferta de gasolina E10 108
Cuadro IV.8 Perspectivas de la producción de biodiesel para obtener diesel B10 111
Cuadro IV.9 Demanda y oferta de diesel B10 112
Cuadro VI.1 Número de vehículos matriculados por uso (1997 - 2006) 121
Cuadro VI.2 Parque por provincias y tipo de motor 125
Cuadro VI.3 Parque automotor y demanda de biocombustibles 126
Cuadro VI.4 Ventas por tipo de vehículos 128
Cuadro VI.5 Importación por tipo de vehículos 128
Cuadro VI.6 Precio promedio de venta 129
Cuadro VI.7 Capacidad térmica instalada en centrales eléctricas (MW) 130
Cuadro VI.8 Consumo de combustibles en generación 130
Cuadro VI.9 Resultados de los análisis de gasolina extra formulada con 5% de etanol 132
Cuadro VI.10 Plantas extractoras de aceite de palma 133
Cuadro VII.1 Rendimientos en Ecuador de diversas especies para obtener etanol 137
Cuadro VII.2 Rendimientos de diversas especies para obtener biodiesel 137

Índice de gráficos

Gráfico II.1 Producción de petróleo ... 39
Gráfico II.2 Exportaciones de petróleo ... 41
Gráfico II.3 Oferta de derivados del petróleo ... 43
Gráfico II.4 Importación de derivados del petróleo ... 43
Gráfico II.5 Precios promedio de importación y exportación de derivados ... 44
Gráfico II.6 Precios medios de ventas de derivados a nivel nacional ... 45
Gráfico II.7 Participación de los combustibles en el total de subsidios 2007 ... 46
Gráfico II.8 Costos de importación vs ventas internas de derivados entre 2005 a 2007 ... 46
Gráfico II.9 Pérdidas mensuales por subsidios a los combustibles ... 48
Gráfico II.10 Usos del gas, declarados vs reales ... 50
Gráfico II.11 Pérdidas por la comercialización de derivados ... 51
Gráfico II.12 Capacidad instalada en centrales eléctricas ... 52
Gráfico II.13 Energía eléctrica generada e importada ... 53
Gráfico II.14 Consumo de combustibles ... 54
Gráfico II.15 Pérdidas en el sector eléctrico ... 54
Grafico II.16 Venta de combustibles 1995-2006 ... 58
Gráfico II.17 Cambios del consumo de energía primaria ... 59
Gráfico II.18 Eficiencia del sistema energético ... 60
Gráfico II.19 Estructura del abastecimiento energético ... 61
Gráfico II.20 Niveles de autoabastecimiento energético ... 62
Gráfico II.21 Perspectivas del suministro de GLP ... 70
Gráfico II.22 Perspectivas del suministro de gasolina ... 70
Gráfico II.23 Perspectivas del suministro de diesel oil ... 71
Gráfico II.24 Producción de petróleo y capacidades de refinación ... 72
Gráfico III.1 Producción de fruta y aceite de palma africana ... 88
Gráfico III.2 Precio internacional del azúcar ... 91
Gráfico III.3 Precio de la fruta y aceite de palma africana ... 92
Gráfico III.4 Precios del aceite de palma africana ... 93
Gráfico IV.1 Indicadores socioeconómicos ... 101
Gráfico IV.2 Exportación de alcohol etílico sin desnaturalizar de más de 80° ... 1 03
Gráfico IV.3 Etanol Costa del Golfo FOB-Houston ... 105
Gráfico IV.4 Exportación de aceite y biodiesel de palma africana ... 109
Gráfico IV. 5 Perspectivas de exportación de biocombustibles ... 113
Gráfico VI.1 Evolución del parque automotor por habitante y PIBpc ... 122
Gráfico VI.2 Distribución del parque automotor por tipo de vehículos ... 122
Gráfico VI.3 Antigüedad del parque automotor al 2006 ... 123
Gráfico VI.4 Consumo de combustibles por el parque automotor ... 124
Gráfico VI.5 Parque automotor por tipo de vehículo y motor al 2005 ... 125
Gráfico VI.6 Perspectivas de la demanda y oferta de biocombustibles en Ecuador ... 126
Gráfico VI.7 Evolución de la producción de vehículos y del PIBpc ... 127

Índice de figuras

Figura II.1 Déficit tarifario del sector eléctrico ... 55
Figura II.2 Flujos energéticos actuales y potenciales en Ecuador ... 69
Figura III.1 Cadena de la caña de azúcar y sus derivados ... 80
Figura III.2 Cadena de producción de oleaginosas ... 85

Índice de recuadros

Recuadro III.1 Tenencia de la tierra ... 96

Resumen ejecutivo

El potencial desarrollo del mercado interno de biocombustibles en Ecuador se identifica con iniciativas privadas y públicas.

La producción de biocombustibles y su exportación han sido impulsadas por la iniciativa privada que ha visto en el mercado internacional nuevas oportunidades comerciales. Las principales destilerías de alcohol producen etanol a partir de la caña de azúcar y las productoras más modernas de aceite producen biodiesel a partir de la palma africana. Esos emprendimientos han sido posibles debido a las inversiones de riesgo realizadas que han ampliando la respectiva capacidad de producción respecto a la que hubieran tenido si se hubieran restringido a la producción de insumos tradicionales para el mercado interno o externo. La avidez de los mercados externos por los biocombustibles abrió nuevas perspectivas a los productores locales con precios relativos más atractivos que los de las materias primas que en ambos casos ya se exportaban. Los efectos de esas iniciativas generaron externalidades a partir de la expansión de la ocupación directa e indirecta, aumento de los tributos que percibe el Estado e impactos a lo largo de la cadena agroindustrial asegurando a los productores de caña de azúcar y de palma africana un mercado para sus productos, trabajo rural, incentivos a la expansión de los cultivos y a la aplicación de tecnología e innovación para mejorar los rendimientos de las especies con el objetivo de lograr mayor competitividad. Todo ello sin poner en riesgo la situación alimentaria nacional y sin afectar el estado de la naturaleza. Sin esas iniciativas Ecuador se encontraría en el momento cero del desarrollo de los biocombustibles.

La iniciativa pública se origina luego, a fines del 2004, con la creación del Consejo Nacional de Biocombustibles de cuyo trabajo deriva la propuesta de implantar un Plan Piloto en la ciudad de Guayaquil para el uso de gasolinas mezcla con etanol (E5) con proyección al resto del país aumentando la mezcla (E10) y el Programa de Biodiesel con una mezcla diesel oil y biodiesel inicialmente moderada (B10). Se abrió así una nueva expectativa para los productores locales de biocombustibles, para los productores agrícolas y para los gremios en vista del complementario Plan Agrícola Nacional de agosto del 2007 que tiene como objetivo, dentro del programa de biocombustibles, ampliar la superficie de caña de azúcar y de palma africana en 50.000 has respectivamente para esos fines. También, por las mayores oportunidades de empleo y menor impacto ambiental que derivaría de la concreción de esos proyectos. En el área rural por la expansión de las áreas verdes sobre las tierras improductivas o maltratadas por una explotación que no les devuelve sus nutrientes y en las que los cultivos fijarán emisiones de CO2, sin necesidad de avanzar la frontera agrícola sobre las áreas protegidas o intangibles. En las áreas urbanas por el menor impacto ambiental respecto a los derivados de los combustibles fósiles no renovables que en parte serían sustituidos por recursos renovables como los biocombustibles,

reduciendo así el gran costo para el Estado de los derivados importados que erosionan los recursos para el desarrollo. Esos efectos ambientales favorables han sido confirmados por el ambiente científico ecuatoriano y del exterior y por el desarrollo de biocombustibles que los países de mayor avance relativo de Europa propician dada su elevada sensibilidad por cuidar el hábitat de las personas.

Un Programa de Biocombustibles como el que se pretende impulsar en Ecuador desde el Estado estimulará el crecimiento económico, posibilitará una mayor equidad al ampliar las fuentes de trabajo y mejorar ingresos y favorecerá el ambiente. Desde esa perspectiva se propicia el desarrollo sustentable de Ecuador. Los ejes de ese proceso de desarrollo se identifican a lo largo de las cadenas de cada biocombustible comenzando por la demanda que enfrenta a la oferta de energía, seguida por la agroindustria y la agricultura y se cruzan transversalmente con los ejes institucional, económico y social, tecnológico y ambiental.

El eje de la demanda tiene como principal consumidor de combustibles al sector transporte para los distintos usos vehiculares de personas y carga y a la generación térmica de electricidad cuyo peso en los consumos energéticos tradicionales, gasolinas y diesel oil derivados del petróleo, es de gran significación. Solo esos consumos del sector transporte representan en unidades equivalentes el 50,1% de la energía final consumida en el país. El sector transporte se caracteriza por un parque relativamente nuevo respecto a otros países de Latinoamérica ya que el 50,0% del mismo se ha renovado y crecido incorporando unidades nuevas de producción nacional y extranjera en los últimos 10 años. Ese crecimiento ha sido espontáneo y favorecido por una política de libre importación y liberaciones en casos específicos aún cuando el país es productor y exportador de automotores y por subsidios de vieja data a los combustibles, donde el precio al usuario en surtidor de la gasolina de mayor octanaje es de 2.09 US$/galón y el del diesel oil de 1.03 US$/galón. A ello se agrega hasta hace pocos meses el uso en infracción de gas licuado de petróleo (GLP) en el 16% de los taxis en circulación que ha sido convalidado recientemente por el Poder Ejecutivo al propiciar su extensión al resto del parque de taxis a un precio de 5 US$ el equivalente a los 15 kg, también significativamente subsidiado. De esos combustibles utilizados por el parque vehicular, las naftas de alto octano (NAO) y diesel oil premium para mejorar las mezclas de la gasolina y diesel oil de producción local y el GLP son importados en elevados porcentajes sobre la producción nacional y al respectivo precio internacional. En ese contexto el Programa de Biocombustibles no registra antecedentes de estudios relacionados con las características del parque automotor ni intervención del Ministerio de Transporte en el mismo. Por su parte, los precios subsidiados de los combustibles mencionados pueden dificultar la penetración de los biocombustibles en el mercado local a menos que se aplique una política de subsidios equivalente a los productores nacionales de etanol y biodiesel. Si bien las buenas intenciones gubernamentales se reflejan en lo actuado por el Consejo Nacional de Biocombustibles se evidencian demoras en la implementación de los programas en que ha enfocado su trabajo desde una óptica exclusiva por el lado de la oferta ignorando los aspectos pertinentes de la demanda que será la que avalará la penetración de los biocombustibles en el mercado y cuyo manejo (DSM) ofrece posibilidades para un uso racional y eficiente del parque automotor. No obstante, son de destacar los controles periódicos de emisiones del parque vehicular y sobre su funcionamiento bajo condiciones mínimas de seguridad que son requisito indispensable para su circulación.

La cadena de biocombustibles se abre, a partir de la demanda del sector transporte, en el eje energético cuya oferta de combustibles mezcla (gasolina E y diesel B) será de competencia de Petrocomercial, subsidiaria de Petroecuador, que fungirá como comercializadora mayorista y operadora de las unidades de mezcla. Las estaciones de servicio para la distribución minorista aún no estarían en condiciones de operar en Guayaquil. De acuerdo a la información las unidades de mezcla de gasolina y las proporciones de NAO, gasolina y etanol estarían operables en el

Terminal Pascuales con la formulación ya aprobada mientras que las de biodiesel aún están a la espera de las evaluaciones, en el Terminal El Beaterio, del biodiesel de producción local que se exporta a Estados Unidos con las certificaciones correspondientes. El Plan Piloto para Guayaquil que tendría que haber comenzado a fines del 2006 aún no define fechas de puesta en marcha en vista de que aún no se han tomado decisiones pendientes en el Consejo Nacional de Biocombustibles. Los insumos para las mezclas de combustibles E y B provienen a su vez de la actividad de refinación de petróleo por Petroindustrial, subsidiaria de Petroecuador (gasolinas y diesel oil) y de la actividad de las destilerías de alcohol (etanol) y producción de biodiesel que son empresas de propiedad privada que han ofrecido a Petrocomercial las muestras y asistencia tecnológica sobre las características de su producción y ofertado un precio para el etanol especificado que aún no tiene acuerdo. Tampoco parece haberse avanzado en los estudios ambientales que se habían requerido realizar en Guayaquil antes de iniciar la comercialización de biocombustibles. La producción de gasolinas, diesel oil y GLP por las refinerías de Petroindustrial se caracteriza por ser insuficiente para el mercado local debido a los bajos rendimientos de productos livianos, de mayor valor, dada la obsolescencia y reducido mantenimiento de las unidades de proceso que no se han adecuado a los crudos cada vez más pesados provenientes de los campos petroleros en producción. La producción de petróleo es realizada por Petroproducción, subsidiaria de Petroecuador y compañías privadas que operan bajo contratos de participación con Petroecuador. La reducida inversión de la empresa estatal y sus bajos rendimientos han llevado a que el liderazgo de Petroproducción haya tenido una participación decreciente en la producción que fue contrarrestada por los mejores rendimientos de las compañías privadas que han reaccionado oportunamente ante el alza de los precios del petróleo el mercado internacional. Por su parte, la producción excedente de etanol y biodiesel por empresas privadas se exporta en su totalidad ya que no existe aún un mercado interno para su comercialización por las razones expuestas precedentemente. Esa exportación es creciente y con destino cada vez más diversificado para el etanol, siendo Colombia el principal comprador. En el caso particular del biodiesel los mejores precios relativos respecto a la materia prima, el aceite crudo de palma que también se exporta, tiende a sustituir a su exportación a partir de inversiones en expansión de capacidad de las plantas de biodiesel y con destino a Estados Unidos.

A la cadena energética se acopla la cadena de productos de origen en la biomasa, caña de azúcar y palma africana, identificándose el eje agroindustrial que produce jugos de caña y destila alcohol y aceite crudo de palma y aguas arriba el eje agrícola que produce caña de azúcar y frutos de palma africana. Estos ejes dependen de la iniciativa privada y ensamblan razonablemente entre sí sobre la base de la coordinación por el mercado y con cadenas de pago que operan bajo el sistema de precios de transferencia en cada etapa.

En el eje agroindustrial la producción de alcohol se comparte con la de azúcar y melazas que se destinan principalmente al mercado interno. Al respecto no se han observado competencias entre esos productos que pongan en riesgo el abastecimiento de alguno de ellos. Esas actividades están ligadas a los ingenios azucareros y a la industria del alcohol y se agrupan en la Asociación de Productores de Alcohol del Ecuador (APALE) que promueven, a través de sus laboratorios y centros de investigación, mejoras en los rendimientos de las especies de caña de azúcar. La producción de aceite crudo de palma la realizan las empresas aceiteras que obtienen conjuntamente otros derivados para uso doméstico en el mercado interno. El excedente de aceite se exporta con buenos precios en el mercado internacional. Las empresas aceiteras se agrupan en la Asociación Nacional de Cultivadores de Palma Africana (ANCUPA) y la Fundación de Fomento de Exportaciones de Aceite de Palma y sus derivados (FEDAPAL).

El eje agrícola esta ubicado geográficamente en la línea ecuatorial que le permite tener un clima estable casi todos los meses del año con consecuencias positivas para la agricultura. El agro ecuatoriano se caracteriza por un esforzado trabajo, tanto de la población ancestral que encuentra

en la explotación intensiva de sus pequeñas parcelas de tierra su sustento diario y que comercializa los excedentes con magros ingresos, como de los inversores locales que han visto en las actividades con potencial agroindustrial oportunidades de negocios y que en varios casos sus productos se exportan con reconocido prestigio internacional por su calidad. Sin embargo, la expansión de los mercados se ha frenado a veces por la volatilidad de los precios internacionales y sistemáticamente por los subsidios agrícolas en Europa y Estados Unidos que han impedido que por sus ventajas comparativas ciertos productos agrícolas no puedan competir en esos mercados. Así, el agro ecuatoriano, pudiendo, no ha crecido como se esperaba. Las circunstancias ambientales y energéticas actuales dadas por el creciente calentamiento global y los elevados precios del petróleo y sus derivados, que también se espera continúen creciendo por agotamiento, han generado nuevas expectativas en las fuentes nuevas y renovables de energía con base en la biomasa.

Es de destacar el fuerte crecimiento de la superficie sembrada de caña de azúcar cuyo potencial de tierras aptas está explotado en apenas un 20%. En 2005, la superficie total sembrada fue de 135.000 has que se distribuían para la producción de sus tres principales derivados: azúcar 75.000 has, panela y aguardiente 50.000 has y para etanol 10.000 has. En los últimos 30 años, se observa la dependencia de una sola variedad de caña de azúcar, "Ragnar", de origen australiano. Esta variedad ocupa actualmente alrededor del 80% de la superficie cultivada y está expuesta al ataque de plagas y enfermedades, que pondrían en riesgo a la industria nacional. Derivó de ello la necesidad de evaluar el germoplasma y realizar cruzamientos para lograr una variedad resistente adaptada al medio rural ecuatoriano. En vista de ello, algunos productores han previsto introducir una nueva variedad de caña de azúcar "nova caña" de origen colombiano que es superior en rendimiento a la "brasilia" o a la "puerto rico" dado que tiene más volumen en el tallo y más jarabe. El cultivo de caña de azúcar se da en tres regiones: Litoral, Sierra y Amazónica. La distribución por provincias del área cultivada con caña de azúcar, ordenada por tamaño, indica que el 90% de la superficie sembrada se concentra en 9 provincias siendo la del Guayas, en el Litoral, la de mayor extensión sembrada en el país. El rendimiento en toneladas por hectárea de la caña de azúcar producida en Ecuador (78 t/ha) se encuentra por debajo del de Colombia (122.9 t/ha) que es el más elevado en América, seguido por el de Perú (102.4 t/ha), Nicaragua (101 t/ha) y Guatemala (90.5 t/ha). El resto de los países tienen rendimientos inferiores a Ecuador. La cosecha de los productores agrupados en la Unión de Cañicultores del Ecuador (UNCE) se distribuye entre los ingenios agrupados en la Federación Nacional del Azúcar (FENAZUCAR) y los productores de alcohol agrupados en la Asociación de Productores de Alcohol del Ecuador (APALE) que procesan la materia prima de la cual se extraen los derivados. El Plan Nacional Agropecuario ha previsto recientemente incrementar en 50.000 has, en los próximos 4 años, la superficie sembrada de caña de azúcar para la producción de etanol. Esas 50 mil nuevas hectáreas de caña de azúcar, se encontrarían disponibles principalmente en la cuenca del Guayas que podría aportar unas 20 mil hectáreas y el resto, con una menor superficie, distribuido en otras provincias distribuyendo nuevas oportunidades de empleo.

La palma africana cultivada en Ecuador (*Elaeis guineensis J.*) es originaria de África occidental de donde pasa a América introducida después del descubrimiento. En América los mayores productores son Colombia y Ecuador. Fue introducida en Ecuador en el año 1952 y su expansión comercial se inició a partir de 1965, año en el que habían aproximadamente 1.300 has, sembradas en la zona de Santo Domingo de los Colorados, Provincia de Pichincha. En 2005 la superficie llegó a 207.285 has, distribuida entre la Costa y el Oriente Ecuatoriano, en zonas con buenas condiciones para el cultivo. La mejor adaptación de la palma africana se da en la franja ecuatorial entre los 15° de latitud norte y sur donde las propiedades ambientales son estables y la temperatura, con una media de 28°C, se considera óptima para los procesos fotosintético, respiratorio y de crecimiento. Es la oleaginosa perenne de mayor productividad y rendimiento de aceite por unidad de superficie, superando en 3 a 4 veces a las oleaginosas de ciclo corto.

Comercialmente tiene un promedio de vida de 24 a 28 años dependiendo del germoplasma cultivado. El fruto produce como principal derivado aceite que puede ser transformado en biodiesel. La palma produce racimos de frutos que pueden alcanzar más de cuatro toneladas durante todo el periodo productivo que significa unas 600 toneladas acumuladas de fruta por hectárea cuando el proceso productivo se desarrolla en condiciones optimas de suelo, clima, nutrición, mantenimiento, sanidad y administración. Es de interés del sector palmicultor de Ecuador, incrementar la productividad de la palma. Si bien los rendimientos por hectárea han crecido, se considera necesario reforzar y ampliar la investigación agronómica. La superficie sembrada casi se triplicó en los últimos 11 años registrados. La producción de palma africana se concentra en cinco provincias con más del 90%, siendo la más importante la de Esmeraldas con casi el 40% de la producción total. En esas provincias se encuentra el mayor número de establecimientos variando el número de propietarios en ellas. Pero, es interesante destacar que la superficie por productor se encuentra en promedio en casi 40 has lo que da cuenta del carácter intensivo de estas explotaciones. El Guayas es la excepción con cerca de 90 has por productor concentradas en un bajo número de predios. El Plan Nacional Agropecuario recientemente ha previsto incrementar en 50.000 has., en los próximos 4 años, la superficie sembrada de palma africana para la producción de biodiesel. Los palmicultores están asociados en su mayoría a la Asociación Nacional de Cultivadores de Palma Africana (ANCUPA) que agrupa a los cultivadores de la oleaginosa, así como a los extractores de aceite y de palmiste dentro del territorio nacional. El propósito fundamental del Programa de Investigaciones de ANCUPA, es generar tecnología apropiada que al ser adoptada por el palmicultor, a través del Programa de Transferencia, contribuya con el incremento de la productividad de aceite, en las zonas ecuatorianas actualmente sembradas con palma aceitera.

El fomento a las plantaciones de piñón (*Jatropha Curcas*) en la provincia de Manabí forma parte de una estrategia más amplia para combatir los procesos de erosión y desertificación que afectan a algunas regiones de la provincia. El objetivo de este proyecto piloto consiste en la producción de aceite de piñón para ser utilizado en la generación de electricidad, como complemento de los proyectos de generación eólica y solar de electricidad en la provincia de Galápagos. La complementariedad y las sinergias que se crean bajo los dos objetivos: energías limpias para Galápagos y el combate de la erosión y desertificación en Manabí, son múltiples. Por una parte, se ataca de manera simultánea los problemas ambientales que afectan a dos provincias del país, se alivia el problema de abastecimiento energético en Galápagos y se contribuye al desarrollo económico y social de pequeñas organizaciones campesinas de Manabí.

Desde la perspectiva productiva, industrial y comercial privadas se han logrado avances que los mismos agricultores y empresarios no deben haber esperado al momento de iniciar sus actividades. El nuevo mercado mundial de biocombustibles para reducir la dependencia del petróleo y las presiones derivadas del calentamiento global le ofrecen en el presente a los ecuatorianos la singular oportunidad para ser exportadores de biocombustibles. Ello no hubiera sido posible sin una visión emprendedora y libre de ataduras burocráticas frente a los problemas de gobernabilidad de los últimos diez años y crisis económicas derivadas de un Estado ausente que llevó a que el riesgo país estuviera entre los más altos de Latinoamérica y a que su Indice de Desarrollo Humano lo ubique en la posición 83 entre los países de Mundo.

Si el Estado tomara la posta con igual creatividad y empeño, como aparece en las intenciones del Gobierno, es posible que se concrete el Programa de Biocombustibles. Mientras tanto se observa un estancamiento en las decisiones y en la operatividad de los funcionarios mientras el país pierde recursos para su desarrollo. Entre las tareas pendientes en cada eje cabe mencionar.

El Eje político. La dinámica estatal, si bien su enfoque tiene buenas intenciones, se encuentra trabada por la burocrática organización que no permite "mando y control" en el Programa de

Biocombustibles. En esas condiciones ninguna empresa, pública o privada sería operativa. Siendo la coordinación del Programa atribución del ámbito energético parece conveniente que se identifique en cuál de ambos ministerios de competencia energética, Ministerio de Minas y Petróleo o Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, caerá la responsabilidad de implementar el Programa y además se le otorguen todas las facultades decisorias y financieras para concretarlo.

El Eje energético. Es llamativo que siendo Ecuador un país exportador de petróleo y derivados pesados, además dotado de un enorme potencial hidroeléctrico, se vea obligado a importar volúmenes cada vez mayores de combustibles y electricidad para satisfacer su consumo interno. La dependencia externa creciente para el abastecimiento energético ha ido socavando una de las condiciones básicas para el desarrollo sostenible del Ecuador como es el de la seguridad energética. La situación sugiere alternativas de diversificación energética que son posibles, más si se tienen en cuenta las limitaciones reales de las reservas hidrocarburiferas, cuyo horizonte tiende a reducirse en un futuro no muy lejano no solo por la falta de inversiones sino por la simple razón de que se trata de recursos agotables. El agotamiento de esa riqueza, si no interviene algún proceso de cambio para gestar nuevas alternativas que permitan cobrar importancia a otras actividades se presenta como un riesgo para la economía y para la sociedad en su conjunto.

En el contexto de problemas señalados parece necesario abordar la situación con medidas que no solo resuelvan las urgencias de corto plazo sino también con otras que se anticipen a los problemas de mediano y largo plazo. El desarrollo de los biocombustibles, dados los estudios que está realizando Ecuador, aparece como uno de los posibles medios para amortiguar los impactos de esos problemas, aunque no su solución. Aún se está lejos de la posibilidad de que en Ecuador los biocombustibles sean sucedáneos de las gasolinas o del diesel. No obstante, pueden ser un puente hasta que la nueva refinería entre en operación, lo mismo que la captación del gas natural venteado de oriente para amortiguar, mediante su tratamiento en Sushufindi, las importaciones de GLP y además con el gas residual sustituir diesel para la generación de electricidad. Si la nueva refinería cumple con las especificaciones previstas por Petroecuador, se producirán excedentes de derivados livianos exportables (GLP, gasolina y diesel) y concurrentemente podrán exportarse cuotas de biocombustibles (etanol y biodiesel) en la medida que se mantengan las mezclas iniciales y se desarrolle su producción. De lo contrario, si aumentan las mezclas se generarán mayores excedentes de livianos exportables en las refinerías. Lo cual indica efectos financieros positivos en un caso u otro. Ello dependerá de qué es más conveniente, luego de una evaluación que tenga en cuenta a todos los factores que inciden en cada cadena energética y sobre el ambiente, además de las externalidades.

El Eje agrícola. Las circunstancias ambientales y energéticas actuales dadas por el creciente calentamiento global y los elevados precios del petróleo y sus derivados, que también se espera continúen creciendo por agotamiento, han generado nuevas expectativas en las fuentes nuevas y renovables de energía con base en la biomasa. La circunstancia es propicia para el agro ecuatoriano que puede recibir los beneficios derivados de su contribución a la producción de energéticos de gran demanda en el mercado internacional y en los próximos años en el mercado local en vista de las expectativas gubernamentales de sustituir gradualmente los contenidos de los combustibles tradicionales de uso en el parque automotor y generación térmica de electricidad por biocombustibles.

El Eje industrial. Si los precios de los biocombustibles propuestos por el sector industrial privado tienen bases razonables no parece realista que Estado pretenda fijarles condiciones opuestas a las que acepta en el mercado internacional de combustibles. Este es un aspecto central de las demoras en poner en marcha el Programa Nacional de Biocombustibles, ya que si se pretende que los industriales actúen dentro de las reglas del mercado los precios tienen que estar en consonancia para que las inversiones de riesgo se realicen.

Eje Económico social. La demora en la toma de decisiones por el Consejo Nacional de Biocombustibles se sustenta en gran parte en el pedido de informes, estudios y en su permanente

revisión creándose así una maquinaria de impedir que implica un gran desgaste para las partes en juego, más con los cambios institucionales y los nuevos interlocutores del ámbito político ya que lo que se discute son en su mayoría aspectos que deberían tener cierta flexibilidad para los ajustes a realizar gradualmente sobre la marcha, dadas las evidentes ventajas que derivarían de poner en ejecución el Plan Piloto Guayaquil. Mientras, tras el escenario se han creado expectativas entre los productores agrícolas y la agroindustria que en definitiva, con la demoras, pueden interpretar como promesas incumplidas del poder político. En el lapso de las indefiniciones Petroecuador ha continuado acumulando las pérdidas que se han expuesto precedentemente. Parece razonable una evaluación crítica de la operatividad del Consejo Nacional de Biocombustibles y encontrar soluciones que hagan más ejecutivo el proceso.

El Eje Tecnológico. Las organizaciones de productores agrícolas e industriales han hecho grandes esfuerzos en el desarrollo de tecnología creando centros especializados de investigación e innovación. En la medida que continúen en esa dirección desarrollando su capital humano e invirtiendo en equipos que faciliten la investigación se verán progresos en los rendimientos y eficiencia en las plantas de procesamiento.

El Eje Ambiental. El desarrollo sustentable es interpretado en algunos ámbitos como una cuestión ambiental. Esa visión que puede ser atendible en países con elevado nivel de desarrollo, donde los aspectos socioeconómicos han superado las necesidades humanas y productivas, es diferente en Latinoamérica en donde las asimetrías sociales son notables y el crecimiento económico atado a las veleidades de la globalización y subsidios proteccionistas que la contradicen. Muchos años llevó, en trabajos conjuntos de CEPAL, OLADE y GTZ con los países de la región, definir una visión compatible con su desarrollo sustentable y que se basó en tres dimensiones: crecimiento económico, equidad social y protección ambiental. Desde esta última visión la sustentabilidad del desarrollo se logra cuando en esas tres dimensiones las políticas de Estado se concretan sin desmedro de alguna de las otras. Desde esa última visión se interpreta que no existe el mismo código de comunicación entre las autoridades del Estado y que en la libre interpretación de las palabras las acciones derivadas de la política no van en la misma dirección. De aceptarse la última visión la cuestión ambiental debería en su dimensión guardar equilibrio con las otras dimensiones a riesgo de paralizar, por aceptarse la primer visión, el desarrollo sustentable del país.

Introducción

Antecedentes y marco de referencia del trabajo

CEPAL, con el soporte financiero de GTZ, está implementando el programa de cooperación "Hacia una globalización sostenible y equitativa", que apunta a apoyar los países miembros de la CEPAL en la aplicación de nuevos enfoques e instrumentos para la formulación, la implementación y la evaluación de políticas sectoriales integradas y concertadas entre las instancias estatales, para la promoción de un desarrollo económico sustentable.

Dicho programa (Políticas ambientales y gestión integral de los recursos naturales para el desarrollo sostenible, para enfrentar los desafíos del cambio climático) se propone fomentar la aplicación de nuevos conceptos e instrumentos en las políticas ambientales y en la gestión integral de recursos naturales de los países miembros de CEPAL, para alcanzar el desarrollo sostenible y enfrentar los desafíos del cambio climático.

En este sentido, se propone incorporar en los programas de capacitación, las misiones de asistencia técnica y las aplicación de las recomendaciones del programa a los países temas o áreas de trabajo relacionados con eficiencia energética y bioenergía (en particular biocombustibles). Estos temas requieren particular relevancia si los países lograran incluirlos en sus estrategias de desarrollo, teniendo en cuenta las oportunidades que ofrece el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

La necesidad de una política integral sobre biocombustibles surge de una decisión de política energética, sobre la base de diversas razones de interés público, siendo las que más se han invocado en diversos países de América Latina y el Caribe:

a) Fortalecer la seguridad energética mediante la diversificación de fuentes, la eficiencia energética y la reducción de la dependencia de importaciones de petróleo crudo y sus derivados;

b) Mitigar el impacto inflacionario de la volatilidad de los precios internacionales de los hidrocarburos;

c) Generar externalidades positivas y mitigar las negativas para incrementar el bienestar de la sociedad.

En la mayoría de países de la región, se aprecia un gran entusiasmo respecto del desarrollo del mercado de biocombustibles pero también se evidencia la ausencia de una articulación eficaz de las políticas sectoriales y de desarrollo local y regional. Así, no se ha avanzado significativamente en situar adecuadamente el tema dentro de la agenda de desarrollo de cada país. Asimismo, se requieren análisis más profundos, sobre todo de costo/beneficio, que articulen los criterios de rentabilidad privada y social, no sólo con visión de corto sino de largo plazo.

En la mayoría de países de la región, la articulación agro-energía resulta todavía muy frágil, institucionalmente hablando, y no está muy claro el real aporte de los biocombustibles a la diversificación del consumo del sector transporte, dado la competencia con otras fuentes (GNC por ejemplo), lo que puede contraponerse con el aporte del biodiesel, que debería ir progresivamente en crecimiento dado el aumento de la demanda interna de diesel para el transporte.

CEPAL plantea desde una perspectiva analítica que siendo la cuestión de los biocombustibles un asunto que por su naturaleza debe ser ubicado en el "Eje Energético" de las políticas públicas se requiere, sin embargo, un "Tablero de Comando" que comprenda también los ejes agrícola, ambiental, industrial, tecnológico, económico y social. La conducción del desarrollo del mercado de combustibles exige "Unidad de Comando" y concretamente de una autoridad que tenga bajo su responsabilidad la dirección y coordinación correspondientes.

I. El "eje institucional": naturaleza jurídico-política

A. Atribuciones y relaciones entre los poderes legislativo, ejecutivo (gobierno central, gobiernos provinciales y municipales) y judicial

La República del Ecuador es un estado unitario y democrático, organizado bajo el principio de la separación de poderes, según la Constitución de la República. La función ejecutiva está delegada al Presidente de la República y a su Vicepresidente, los cuales son elegidos, en binomio para un mandato de cuatro años. El Presidente de la República designa a los ministros de Estado y a los gobernadores de cada una de las 24 provincias. La función legislativa está delegada al Congreso Nacional constituido por la asamblea unicameral. La función judicial está conformada por la Corte Suprema de Justicia, las cortes, tribunales y juzgados que establece la Constitución.

Son organismos de control del Estado los siguientes organismos:

- Comisión del Control Cívico de la Corrupción
- Contraloría General del Estado
- Superintendencia de Bancos
- Superintendencia de Telecomunicaciones
- Superintendencia de Compañías
- Procuraduría General del Estado

Desde que asumió el actual gobierno, en enero 2007, las relaciones del Ejecutivo con el Congreso Nacional han sido precarias y de sistemática controversia. Luego de la Consulta Popular realizada el 15 de abril de 2007 para constituir una Asamblea Constituyente, el que fue avalado por el 81,7% de los votantes sobre un total de 6.6 millones de votos,[1] el Ejecutivo ha propuesto que, una vez constituida la Asamblea, una Comisión de la misma sustituya con facultades legislativas a los actuales diputados integrantes del Congreso Nacional, mayoría que

[1] Fuente: Tribunal Supremo Electoral 25/4/2007

fue renovada en las mismas elecciones que el Ejecutivo. El 30 de septiembre de 2007 se realizaron elecciones para escoger a 130 asambleístas que conformarán la Asamblea Nacional Constituyente, la que tendrá plenos poderes de conformidad con el Estatuto Electoral para que transforme el marco institucional del Estado y elabore una nueva Constitución, la que deberá ser aprobada mediante referéndum para que entre en vigencia. Votaron 6.8 millones de personas. En la conformación política de la Asamblea, escrutados 100% de los votos, tuvo amplia mayoría con 69,47% el Movimiento País, que corresponde al partido gobernante en Ecuador.[2]

El territorio ecuatoriano está legalmente subdividido en provincias, cantones y parroquias. Las poblaciones de cada una de estas circunscripciones eligen democráticamente consejos y juntas representativas. En el caso de las provincias, se llama Consejo Provincial y en el caso de los cantones Consejo Municipal.

Mientras que los gobernadores de provincias son designados por el Presidente de la República, ya que son sus representantes en cada una de ellas, en los cantones los consejos municipales y alcaldes son elegidos democráticamente por su población. Se verifica así que cuando los consejos municipales y alcaldes no se originan en correspondencia con el partido del gobierno nacional se dan discrepancias en sus relaciones que dificultan o retardan decisiones de gobierno.

El disenso conflictivo en Ecuador no llama la atención cuando se observa la sistemática crisis de gobernabilidad que se registra en los últimos 10 años y que ha impedido la concertación entre los distintos enfoques políticos.[3] A ello se suma, que entre los cargos políticos de conducción del gobierno y los funcionarios de carrera de la administración del Estado no ha existido la sinergia deseable dadas las frecuentes contramarchas en las directivas y la volatilidad de los representantes políticos en sus cargos. Esa situación ha generado una sistemática falta de coordinación en la conducción del Estado.

B. El diseño institucional y las misiones encomendadas a la administración pública

Dado el marco político mencionado, cabe señalar que dentro de la estructura ministerial del Estado son de particular relevancia, a los fines del presente estudio, los ministerios de Transporte, Energía,[4] Agricultura y del Ambiente ya que los tres primeros enlazan entre sí las respectivas cadenas para el consumo y distribución industrialización de biocombustibles y producción de materias primas, mientras que el último propone la normativa legal que regula las emisiones contaminantes de gases, líquidos y sólidos que a lo largo de esas cadenas puedan emitirse. A ello deben agregarse la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES) que coordina y monitorea el Plan Nacional de Desarrollo (PND) del gobierno y los otros actores, públicos y privados, que intervienen institucionalmente a lo largo de las cadenas agroindustria-energía-transporte.

Proceso de institucionalización del Programa de Biocombustibles en Ecuador. Desde fines del 2004 el Gobierno impulsó, a través del Consejo Consultivo de Biocombustibles de la Presidencia de la República, conjuntamente con otras instituciones y con razonable continuidad,

---

2 Fuente: Tribunal Supremo Electoral 30/10/2007

3 En ese período fueron separados de sus cargos, mediante levantamientos populares, tres presidentes democráticamente elegidos en las urnas por los ciudadanos, los que fueron reemplazados en dos casos por sus vicepresidentes y en un tercero por el presidente del Congreso. Los reemplazos completaron el período de gobierno pero, excepto el último, tuvieron que exilarse en el exterior o afrontar prisión por distintos cargos.

4 Mediante Decreto Ejecutivo 475 del 9 de julio de 2007 se escinde el Ministerio de Energía y Minas en los ministerios de Minas y Petróleo y de Electricidad y Energía Renovable

el Programa Nacional de Biocombustibles, con el fin introducir en el país el uso de etanol y biodiesel como alternativas de energías limpias, a las de mayor consumo en el país, las gasolinas y el llamado 'diesel 2'. A ello deben agregarse, como se verá en el Capítulo II "El eje energético", las pérdidas que originan esos combustibles en el balance comercial de derivados, las que derivan de los subsidios y las que se generan por el contrabando a los países vecinos. De manera que en Ecuador el problema no solo abarca a la dimensión ambiental sino también a las dimensiones económica y social, que de no remediarse, pondrían en riesgo el desarrollo sustentable del país.[5] La erosión de recursos del Estado por las pérdidas indicadas, como ha señalado el Ministerio de Energía y Minas,[6] se ha transformado en un sumidero del desarrollo del país.

- Consejo Consultivo de Biocombustibles de la Presidencia de la República (2004). Se creó el 30 de noviembre de 2004 por Decreto Ejecutivo N° 2332, publicado en el Registro Oficial N° 482 el 15 de diciembre de 2004. En el Decreto se declaró de interés nacional la producción, comercialización y uso de biocarburantes como componentes en la formulación de los combustibles que se consumen en el país así como la producción agrícola destinada a la preparación de biocarburantes. Las disposiciones Ejecutivas establecían que el Consejo se integraría con el Presidente de la República, los Ministros de Energía y Minas que ejercería la coordinación, Agricultura y Ganadería, Ambiente y Comercio Exterior, Industria, el Presidente de la Unión Nacional de Cañicultores, un delegado de la Federación Nacional de Azucareros y de la Asociación de Productores de Alcohol y un representante de los distribuidores de combustibles. El Presidente Ejecutivo de Petroecuador actuaría como secretario.

- Consejo Nacional de Biocombustibles (2007). El Decreto Ejecutivo N° 2332 fue reformado por el Decreto Ejecutivo N° 146 del 27 de febrero de 2007 y publicado en el Registro Oficial N° 39 el 12 de marzo de 2007. Entre sus considerandos indicaba: Que el área energética, incluyendo al sector de energías renovables y de biocombustibles, es competencia del Ministerio de Energía y Minas. Por el mismo se crea el Consejo Nacional de Biocombustibles con la misión de definir políticas, aprobar planes, programas y proyectos relacionados a la producción, manejo, industrialización y comercialización de biocombustibles. A su vez, El Consejo establecerá políticas y mecanismos de apoyo preferencial a los sectores agrícola y agroindustrial, especialmente a los pequeños productores, y regulará el precio del biocombustible de que se trate. El Consejo se integró con los siguientes miembros: Ministro de Energía y Minas, quien lo presidirá. Ministro de Agricultura y Ganadería o su delegado. Ministro del Ambiente o su delegado. Ministro de Industrias y Competitividad o su delegado. Ministro de Economía y Finanzas o su delegado. El delegado de la Federación Nacional de Azucareros del Ecuador (FENAZUCAR) y la Asociación de Productores de Alcohol del Ecuador (APALE). El delegado de los distribuidores de combustibles y el delegado de la Asociación de Cultivadores de Palma Africana (ANCUPA). El Presidente Ejecutivo de Petroecuador que actuará como secretario. Los delegados del sector privado asistirán con derecho de voz pero no de voto. Finalmente, establecía que de la ejecución del presente Decreto Ejecutivo se encargue el Ministro de Energía y Minas.[7]

---

[5] Al respecto véase, OLADE/CEPAL/GTZ en "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de la políticas energéticas" Quito, julio 2000.
http://www.eclac.cl/drni/proyectos/energ%C3%ADa/Manualespanol.pdf

[6] "Agenda Energética 2007-2011: Hacia un sistema energético sustentable" Quito, junio 2007.

[7] Llama la atención que en esa oportunidad se excluyó de la lista de integrantes a la Unión Nacional de Cañicultores (UNCE) que representa a los productores de caña de azúcar, principal materia prima para la producción de etanol en Ecuador.

Reuniones y Resoluciones para concretar el Programa de Biocombustibles. Desde que se constituyó el Consejo en 2004 se realizaron hasta el presente 6 reuniones en las que se dictaron resoluciones tendientes a poner en marcha el *Programa de Biocombustibles*. En el cuadro I.1 se sintetizan las resoluciones que muestran la progresiva y decidida tarea de implementación.

CUADRO I.1
REUNIONES Y RESOLUCIONES DEL CONSEJO DE BIOCOMBUSTIBLES

Reuniones	Fecha	Resoluciones
1	7/4/2005	En el cantón el Triunfo, Provincia del Guayas se llevo a cabo la primera reunión del Consejo Consultivo de Biocombustibles, presidida por el Presidente Constitucional de la República, en esta reunión se resolvió impulsar el desarrollo de los biocombustibles, con el objetivo de mejorar la calidad del aire, controlar la contaminación ambiental y reducir las importaciones de combustibles en el país. Para el efecto se adoptaron varias resoluciones para que cada Ministerio trabaje en los marcos legales en el ámbito de su competencia para impulsar el proyecto de biocombustibles Además, el Consejo aprobó la integración del Comité Técnico Interinstitucional como Organismo de Asesoría Permanente al Consejo de Biocombustibles para que realice los estudios correspondientes del proyecto de biocombustibles.
	10/10/2005	El Presidente de la República, luego de la presentación realizada por el delegado del Ministerio de Energía y Minas sobre la calidad de los combustibles que se comercializa en el país y los beneficios que traería el uso de los biocombustibles para el mejoramiento de la calidad de los combustibles y reducir por esta vía las importaciones de gasolinas y diesel y escuchar a las autoridades locales y representantes del sector agrícola y cañicultor del país, dispuso a los Ministros de Energía y Minas, Ambiente y Agricultura integrantes del Consejo Consultivo de Biocombustibles, consideren a la ciudad de Guayaquil para la ejecución de un proyecto Piloto. En esta reunión no se emitió resolución al respeto.
2	9/12/2005	Con la presidencia del Ministro de Energía y Minas el Consejo resolvió: Ratificar al Comité Técnico Interinstitucional como encargado de aplicar las resoluciones del Consejo que será presidido por el representante del Ministerio de Energía y Minas. El que estaría constituido por delegados del sector público, los Ministerios de Energía y Minas, Agricultura y Ganadería, Ambiente, Comercio Exterior, Economía y Finanzas, Municipio de Guayaquil, CDEGE, Petroindustrial, Petrocomercial y delegados del sector privado, UNCE y APALE, FENAZUCAR, Cámara de Industrias de Guayaquil y Colegio de Ingenieros Químicos del Litoral. Se designó coordinadora del Comité a la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) del MEM. Aprobar la realización del Plan Piloto en Guayaquil Determinar el procedimiento para fijar el precio del etanol. Aceptar la propuesta de APALE para proporcionar equipos al Terminal Pascuales a ser reembolsado por Petrocomercial. Analizar el procedimiento de aditivación para la mezcla de naftas con etanol para lo cual se solicitaría el ofrecimiento de Petrobrás. Elaborar un proyecto de reforma al Decreto Ejecutivo N° 2332. Solicitar al Alcalde de Guayaquil elaborar una Ordenanza Municipal para viabilizar el Plan Piloto en esa ciudad. Considerar todos los aspectos ambientales, técnicos, económicos y legales para la implementación del Plan Piloto sugeridos por la Municipalidad de Guayaquil y el Ministerio del Ambiente. Solicitar a la Municipalidad de Guayaquil que realice los estudios de impacto ambiental por emisiones vehiculares antes y después de la puesta en marcha del Plan Piloto.

CUADRO I.1 (CONCL.)

3	30/1/2006	El coordinador del Comité Técnico Interinstitucional presentó el informe N° 1 sobre la determinación del precio del etanol y los requerimientos de la Terminal Pascuales. El Consejo resolvió: Aprobar el precio de US$ 0.55 por litro para el etanol. Disponer que Petroecuador revise los requerimientos para el Terminal Pascuales a efectos de reducir costos y el cronograma de implementación. Ampliar el informe del Comité Técnico Interinstitucional. Disponer que la duración del Plan Piloto sea de al menos un año. Crear una subcomisión para la implementación del proyecto "Producción de Biodiesel" con los Ministerios del Consejo y ANCUPA.
4	13/3/2006	El coordinador del Comité Técnico Interinstitucional presentó el informe N° 2 ampliado de acuerdo a lo solicitado por el Consejo el 30/1/2006. Se resolvió: Ratificar el Plan Piloto únicamente en Guayaquil Disponer que el Comité Técnico Interinstitucional realice el análisis técnico económico con una mezcla de etanol al 5% de acuerdo a la recomendación de Petrobras. Disponer que Petroecuador valore la infraestructura requerida en el Terminal Pascuales a efectos de coordinar con el Ministerio de Economía y Finanzas su financiamiento. Coordinar con el Ministerio de Economía y Finanzas la forma de pago a los proveedores de etanol por Petroecuador. Elaborar un proyecto de reforma al Decreto Ejecutivo N° 2332. Que el Directorio de Petroecuador apruebe el proyecto de mezclas de nafta con etanol para agilizar la ejecución del Proyecto Piloto. Autorizar al Ministerio de Agricultura para que establezca las áreas de siembra de caña de azúcar y palma africana con fines energéticos.
5	29/9/2006	El coordinador del Comité Técnico Interinstitucional presentó el informe N° 3 de acuerdo a lo solicitado en la reunión anterior. Se resolvió: Disponer que el Plan Piloto se inicie el 30/10/2006 con las estaciones de servicio de Petrocomercial y las privadas que se encuentren listas para operar. Disponer que el Comité Técnico actualice los datos del informe. Disponer que se intensifique la publicidad del Plan Piloto. Disponer que las estaciones de servicios de Guayaquil adecuen y limpien sus instalaciones para la distribución de gasolina mezcla con etanol. Determinar un bono de compensación para las estaciones de servicio que participen en el Plan Piloto. Se aprobó el estudio del Ministerio de Agricultura para expandir en 50.000 has la producción de caña de azúcar. Se propuso que el Presidente de la República firme el 9 de octubre 2006 la reforma al Decreto Ejecutivo N° 2332 con la aprobación del Plan Piloto y fijación del precio del etanol.
6	15/1/2007	Cambio de gobierno y de autoridades ministeriales
7	20/3/2007	Se informa sobre la promulgación del Decreto Ejecutivo N° 146 y se procede a dar lectura al informe N° 4. Además, se discutió sobre la falta de aportes por el Ministerio de Economía y Finanzas que retrasaron la puesta en marcha del Plan Piloto en Guayaquil y sobre la modalidad pago de Petroecuador a los proveedores de etanol. Se resolvió: Ratificar que el Plan Piloto se realice solamente en Guayaquil. Disponer que Petrocomercial defina la modalidad de pago por la compra de etanol. Ratificar a los miembros del Comité Técnico. El Acta de la reunión aún no fue firmada por los miembros del Consejo.

Fuente: Actas de las reuniones del Consejo Nacional de Biocombustibles.

El 4 de abril de 2007, coincidente con la visita a Brasil del presidente Rafael Correa, Petrobras y Petroecuador firmaron, entre otros convenios, un Memorando de Entendimiento[8] para ejecutar un estudio de viabilidad técnico-económica para desarrollar proyectos conjuntos de biocombustibles en Ecuador. El proyecto incluye la posibilidad de inversiones conjuntas de ambas empresas, además de la capacitación del personal ecuatoriano directamente relacionado con las actividades de biocombustibles, mediante intercambio de profesionales y entrenamiento técnico. Además, se firmó el Acuerdo Complementario al Acuerdo Básico de Cooperación Técnica entre ambos gobiernos para Implementación del Proyecto de Desarrollo de Procesos Agroproductivos para Biocombustibles.

Estado de situación del Programa de Biocombustibles. Como resultado de las resoluciones dictadas por el Consejo de Biocombustibles se concretaron las siguientes acciones:

1. Plan Piloto en Guayaquil

- Definición satisfactoria de la mezcla de gasolinas con etanol al 5% conforme a las recomendaciones de expertos de Brasil, de pruebas de laboratorios y de Petrobrás;
- Acuerdo preliminar sobre el precio del etanol. Aún es el tema central a concertar con los proveedores;
- Cálculo favorable de ahorro de gasolina importada y beneficios derivados;
- Se realizó la adecuación provisional de la infraestructura del Terminal Pascuales, hasta que se construya la infraestructura definitiva del terminal Pascuales que según el programa durará un período de 8 meses.
- Financiamiento de la infraestructura de Petrocomercial en el Terminal Pascuales. Por falta de asignación de recursos no se construyó la infraestructura definitiva, aunque existe la ingeniería del proyecto. Sin embargo debido a la fecha de arranque que se fijó en la quinta reunión del Consejo, se adecuó al Terminal de manera provisional para el inicio del programa.
- Existen; términos de referencia que fueron elaborados por la Comisión Técnica Interinstitucional de Asesoría del Consejo Nacional de Biocombustibles para el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto Piloto. Estos términos de referencia conforme lo exige el Reglamento Ambiental fueron aprobados por la Dirección Nacional de Protección Ambiental de Ministerio de Minas y Petróleos. Esta en tramite la contratación de la empresa que realizará el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto Piloto "Formulación y Comercialización de la Gasolina Extra con Etanol Anhidro"
- Adecuación parcial de la infraestructura de estaciones de servicio privadas en Guayaquil. Esta pendiente la adecuación y mantenimiento integral de las estaciones de servicios, la misma que está sujeta a la auditoria técnica que se realice a todas las estaciones de servicio.
- La fecha de puesta en marcha del Plan Piloto aún no se ha concretado ya que el Consejo Nacional de Biocombustibles no se ha expedido al respecto por cuanto aún falta conocer los resultados del estudio de impacto ambiental del proyecto.

[8] Comunicado Conjunto Ecuador-Brasil. Brasilia 4/4/2007.

2. Programa de biodiesel

- Se realizaron pruebas de laboratorio en el Terminal El Beaterio de Quito con el biodiesel entregado por ANCUPA y elaborado por EPACEM en base a aceite crudo de palma africana. Los resultados dieron una especificación no satisfactoria.
- Las mezclas de biodiesel con diesel 2 y diesel Premium aún no reúnen condiciones para su comercialización en el mercado, aunque se verificó una notable reducción en los contenidos de azufre.

Si bien el Plan Piloto en Guayaquil parece estar encaminado, aún falta finalizar tareas como para fijar la fecha de lanzamiento. Sin embargo, el Instituto de Normalización Ecuatoriana INEN trabajó en el 2007 en la elaboración de las normas técnicas de calidad del etanol anhidro puro (E100), etanol anhidro desnaturalizado y las gasolinas oxigenadas con etanol anhidro, es decir el Ecuador cuenta con las normas respectivas para el proyecto Piloto y para el programa a nivel nacional. Además el INEN elaboró la norma técnica para el biodiesel.

Por su parte, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el Ministerio de Agricultura y Ganadería Acuacultura y Pesca (MAGAP), cada uno en su esfera, se han pronunciado sobre los biocombustibles. Al respecto se hace una breve relación sobre sus acciones.

Ministerio de Energía y Minas (MEM). Desde la creación del Consejo Nacional de Biocombustibles el Ministro de Energía y Minas ha presidido sus reuniones y promovido el Plan Nacional de Biocombustibles según se desprende de las actividades realizadas en las reuniones del Consejo. Sus intenciones de poner en marcha el Plan Piloto en Guayaquil para el 30 de octubre de 2006 no pudieron concretarse. Con el cambio de gobierno en enero de 2007 asume un nuevo ministro que preside al Consejo hasta julio de 2007. Participa de la reforma del Consejo Nacional de Biocombustibles y en última reunión del mismo sin que aún se haya firmado el Acta. En junio de 2007 el MEM, como responsable de definir la política energética del país, publicó la "Agenda Energética 2007-2011: Hacia un sistema energético sustentable" donde hace un descarnado y fundamentado diagnóstico de la situación energética del país y propone la instrumentación de una serie de medidas para contrarrestar los problemas de corto y mediano plazo. Con respecto a los biocombustibles proponía:

Explorar el alcance y conveniencia de producción nacional y uso de biocombustibles mediante detallados análisis y estudios de factibilidad y el inicio de tres proyectos de carácter piloto en Guayaquil, Cuenca y Manabí.

A partir de junio 2007, es de destacar por su significación, la escisión por Decreto Ejecutivo 475 del 9 de julio de 2007 (Anexo I.1), del Ministerio de Energía y Minas (MEM) en: Ministerio de Minas y Petróleo y Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. De acuerdo al ámbito de acción de cada ministerio, la Presidencia del Consejo Nacional de Biocombustibles pasó al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, que dentro de su estructura contempla una Dirección Nacional de Biocombustibles.[9] Los efectos que pueden derivar de estos cambios son un encuadre asistémico del suministro energético en el que la Agenda mencionada probablemente tenga relativa vigencia a la vez que pueden darse áreas grises de competencia con relación a la penetración de las fuentes nuevas y renovables, como es el caso de los biocombustibles. Al respecto, no queda clara aún la responsabilidad de la coordinación entre los actores que intervendrán a lo largo de la cadena de producción, transformación, distribución y consumo, desde las materias primas (agrícolas) hasta las mezclas de gasolina con etanol y diesel oil con biodiesel (energéticos) para el transporte, que deberán tener normas precisas de calidad,

[9] Esta resolución fue ratificada por la Secretaría General Jurídica de la Presidencia de la República mediante Oficio No. T. 222-SGJ-08-163 del 17 de enero de 2008

competencias de fiscalización y regulación a partir de una normativa legal que se debería instrumentar mediante la correspondiente legislación y su reglamentación.[10]

Ministerio de Agricultura y Ganadería, Acuacultura y Pesca (MAGAP). Sumándose a las decisiones del Consejo de Biocombustibles y al Programa Nacional de Biocombustibles el MAGAP presentó el 29 de agosto de 2007 el Plan Nacional Agropecuario[11] que prevé en los siguientes cuatro años incrementar en 100.000 nuevas hectáreas la producción de palma africana y cacao y otras 50.000 de caña de azúcar. Con esos cultivos, excepto el cacao, se desarrollará la producción de biocombustibles. Además, la Asociación Nacional de Cultivadores de Palma Africana (ANCUPA) facilitará la siembra de 50.000 hectáreas a los productores que tengan menos de 30 hectáreas de la oleaginosa proveyendo semilla certificada, insumos y asistencia técnica, que serán financiados con créditos agrícolas del Banco Nacional de Fomento (BNF) y de la Corporación Financiera Nacional (CFN). Los pequeños palmicultores recibirán los préstamos para pagar esos rubros a ANCUPA. Para la ejecución del Plan se coordinarán acciones con los campesinos y los gremios, con el fin de aumentar la producción de palma africana, caña de azúcar, cacao, arroz y maíz duro. El financiamiento de todo el plan saldrá, entre otros, de los recursos del Fondo de Ahorro y Contingencia (FAC) y del Presupuesto del Estado.

Ministerio del Ambiente. Es el organismo del Estado encargado de diseñar las políticas ambientales y coordinar las estrategias, los proyectos y programas para el cuidado de los ecosistemas y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales. Propone y define las normas para conseguir la calidad ambiental adecuada, con un desarrollo basado en la conservación y el uso apropiado de la biodiversidad y de los recursos con que cuenta Ecuador. En el caso de los biocombustibles este Ministerio controla la parte ambiental en todas las etapas de la cadena y otorga los permisos y licencias correspondientes.

Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo. Su misión es articular las metas nacionales y locales del Gobierno, a partir del Sistema Nacional de Planificación (SNP), con los sectores económico y social y la participación de los gobiernos seccionales autónomos, con el propósito de impulsar el desarrollo humano sostenible. Para ello ha realizado el Plan Nacional de Desarrollo (PND), presentado en agosto de 2007, en el que se integran los planes sectoriales de los distintos organismos del Estado y que es monitoreado por el SNP.

Petróleos del Ecuador (Petroecuador). En 1989, se crea la empresa Petroecuador, en reemplazo de CEPE, con el objeto de explorar y explotar los yacimientos de petróleo y gas natural que se encuentren en el territorio nacional, incluido el mar territorial, de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos vigente. Explota los yacimientos en forma directa o mediante contratos de asociación, participación o de prestación de servicios. También, puede constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales o extranjeras. Es la matriz ejecutiva de tres filiales, Petroproducción que realiza las actividades de exploración y explotación, Petroindustrial que opera las refinerías y Petrocomercial, que realiza la comercialización y transporte de hidrocarburos. El subsector hidrocarburos está constituido como un mercado monopólico estatal integrado verticalmente, sin precios de transferencia entre etapas. Esta horizontalmente desintegrado en el upstream por la participación de compañías privadas que operan como contratistas de Petroproducción que controla la operación y también en la comercialización minorista a través de estaciones de servicio predominantemente privadas que perciben el respectivo margen convenido con Petrocomercial. La Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos constituyen el cuerpo legal que regula la actividad, desde las fases de exploración y explotación, pasando por el transporte, almacenamiento, industrialización, comercialización, hasta la

[10] Al respecto existe esa legislación específica y su reglamentación en varios países de América Latina y también en España.
[11] El Comercio: "890 millones de dólares se destinarán al agro" Quito, 30/8/07.

distribución y venta de derivados al consumidor final. La Ley Especial de Petroecuador, define las áreas de acción y responsabilidades de la empresa y sus filiales. La empresa participa en el Consejo Nacional de Biocombustibles, siendo el presidente o su delegado el secretario de las reuniones. Además, ha realizado los estudios de mezclas de etanol con gasolinas, adecuación de infraestructura del Terminal Pascuales, estudios de precios y rentabilidad e incentivo para que las estaciones de servicio de Guayaquil estén en condiciones de comercializar al público la mezcla de gasolinas con etanol al 5%. El aporte de la empresa al Programa de biocombustibles ha sido sustantivo.

C. Regulación y mercado

Hasta el presente el único marco legal sobre biocombustibles que consideran las autoridades ecuatorianas son los Decretos Ejecutivos N° 2332/04 y N° 146/07 que se han mencionado precedentemente. Sin embargo, esos Decretos solo establecen un marco institucional para fomentar e instrumentar la penetración de los biocombustibles. En todo caso las Actas de las reuniones y las respectivas resoluciones constituyen un marco de cobertura legal para las acciones que se han implementado en cada ámbito de responsabilidad. Pero, de ningún modo sustituyen a una ley de biocombustibles, ni a los reglamentos respectivos que cada Ministerio, integrante del Consejo Nacional de Biocombustibles, emita para regular en su ámbito de responsabilidad la aplicación de la misma, como sucede en otros países.[12]

Normalmente, cuando los países tienen gran disponibilidad de recursos económicamente atractivos como potenciales hidroeléctricos y de hidrocarburos, la penetración de fuentes nuevas y renovables requieren de un agresivo e integral esfuerzo de fomento, marcos legales y de coordinación para su implementación ya que de lo contrario el sector privado difícilmente involucrará inversiones de riesgo en esas actividades.

El nuevo Ministerio de Minas y Petróleo, resultado de la partición del MEM, refiriéndose al Programa Nacional de Biocombustibles señala: "...el éxito de este programa y la consecución nacional de los beneficios ambientales, sociales y económicos del mismo, solo será posible en la medida en que los actores del proceso agroindustrial de producción de etanol que ha sido planteado, evidencien su capacidad de organización y de apertura para definir dentro del sector privado los aspectos de orden institucional, técnico, financiero y comercial que son indispensables para garantizar al Estado, una oferta nacional de etanol anhidro confiable en términos de volumen y calidad. El Estado será entonces, promotor y facilitador de este proceso, a cargo de los sectores productivos".[13] En ese contexto, se interpreta que la coordinación de la actividad debería ser realizada por el mercado, al menos en la etapa de la cadena agro-industria que es así como en los hechos funciona hasta la producción de etanol y de biodiesel. En la etapa final, en la cadena energética, regirían las mismas reglas actuales para el mercado de combustibles.

Esas manifestaciones para la etapa agroindustrial pueden haber quedado como un residuo del anterior MEM ya que las actividades de las energías renovables se encuentran en el ámbito de competencia del actual Ministerio de Electricidad y Energía Renovable que atiende la coordinación de los estudios de penetración de las energías eólica, solar, geotermia y que ha coordinado en el anterior MEM los estudios del Plan Nacional de Biocombustibles en colaboración con el Ministerio de Agricultura y del Ambiente. El Ministerio considera que los programas de energía renovable deben estar involucrados en los programas de eficiencia

[12] Al respecto ver la información disponible por IICA y OLADE.
[13] http://www.menergia.gov.ec/secciones/hidrocarburos/HidroProyectos.html

energética. Entonces, el desarrollo de los biocombustibles será una actividad relevante en el ámbito de su acción. De todos modos, dada la transición aún quedan temas por resolver.

Mercados: Monopolios vs Competencia en el ámbito energético. Las reformas en el sector energético de Latinoamérica han sido acompañadas por la creación de mercados energéticos regulados mediante marcos legales que han posibilitado en algunos casos la competencia y el libre comercio, buscando amparar el derecho de los consumidores. En este sentido y en lo que se refiere a la regulación eléctrica y a la integración regional "...Los mercados mayoristas creados en América Latina no son totalmente libres sino que están enmarcados dentro de un régimen regulatorio detallado que no permite que los intereses comerciales de una empresa pongan en peligro la seguridad del sistema".[14] De forma excepcional y en algunos países existe autorregulación en actividades de ciertos subsectores.

En las actividades atadas a redes fijas se desarticularon verticalmente las cadenas energéticas (electricidad y gas natural), separando institucionalmente las etapas de producción, transporte y distribución. Esa separación permitió diferenciar los mercados mayoristas de los minoristas y de prestación de servicios de transporte y distribución. Mientras que en los mercados mayoristas la intervención del Estado ha tendido a reducirse, en los mercados minoristas y de servicios el Estado ha intervenido regulando, tanto por la existencia de monopolios naturales como para proteger los derechos de los consumidores cuando existían potenciales posiciones dominantes sobre éstos.

La actividad petrolera que, hasta los años ochenta había permanecido integrada abarcando las empresas estatales las actividades del "*upstream*" y "*downstream*", tendió a organizarse en actividades independientes y a desintegrarse, en algunos casos, en forma horizontal. El propósito era desarrollar una atomización de oferentes, destinada a crear mercados. Algunos países decidieron abrir las actividades "*upstream*" a la participación del sector privado, a través de diversas modalidades, dejando sin efecto el monopolio que habían practicado sus empresas estatales. En el "*downstream*", se introdujo en general el concepto de servicio público para los ductos principales y líneas de transmisión, posibilitando el "*open access*" y el "*by pass*" comercial. En la distribución del gas y de electricidad se aplicó el régimen de zonificación geográfica, con el propósito de reducir el tamaño de los monopolios y facilitar su regulación. Finalmente, en muchos casos se establecieron restricciones a la integración vertical, limitándose la participación de productores/generadores en el transporte de sus productos y en la distribución del gas y electricidad y viceversa.

En el caso de Ecuador domina el monopolio de la empresa petrolera estatal en todos los tramos de esa cadena energética, la que está integrada y que subsidia los precios de los derivados de mayor consumo que importa en elevada proporción por obsolescencia e inadecuación de las refinerías a las calidades de los crudos nacionales que procesa. En el sector eléctrico la generación privada representa un 10% del total nacional y compite despachándose a costo marginal mientras que la transmisión y distribución es mayoritariamente estatal, altamente ineficiente y fuertemente endeudada con los generadores. El suministro es insuficiente requiriéndose importaciones desde Colombia (12% del total nacional) y existe un sistema de subsidios cruzados. Dadas esas características de los mercados energéticos ecuatorianos no es predecible aún que pasará con el mercado de biocombustibles, que carece de un marco legal que establezca las reglas de juego entre los diferentes actores intervinientes.

[14] L. M. Caruso y B. Arizu "La regulación en América Latina y la Integración regional" Revista Energética. OLADE, Abril-Junio 2001.

D. Articulación público-privada y márgenes de maniobra empresariales para los biocombustibles

A la luz de lo expuesto ha existido una coordinación institucional amplia y centralizada para impulsar la penetración del etanol y el biodiesel a lo largo de las cadenas agrícola y energética, todo lo cual significa un gran avance. No obstante, la cuestión del financiamiento y las trabas burocráticas derivadas de las normas legales existentes no han facilitado el esfuerzo de la *Comisión Nacional de Biocombustibles*.

Por otra parte, las medidas de fomento mediante la transferencia de los beneficios derivados de la menor importación de gasolinas y diesel oil y ahorro de subsidios no parecen estar en la mente de las autoridades del *Consejo Nacional de Biocombustibles*, ya que no tienen en consideración aplicar esos recursos para la expansión de la frontera agrícola con el consecuente mayor empleo, mayores economías por la escala de producción de los productos industrializados y menor impacto ambiental por el uso de productos biodegradables. Esas medidas solo han sido consideradas por el MAGAP con recursos provenientes del crédito de fuentes convencionales y recursos del presupuesto del Estado, destinados a los productores agrícolas. También, no parece tenerse en cuenta que el horizonte petrolero de Ecuador no es muy extendido, a lo sumo 25 años si se hacen las inversiones necesarias en los campos ITT y menos de 13 si no se hacen, habiendo llegado la producción total al techo (*peack*) hace unos años con la consecuente declinación posterior. Es así que en pocos años, si no se realiza una política agresiva de exploración y explotación, no solo se paralizarán las exportaciones de crudo, sino que también decrecerán los suministros a procesar por las refinerías del país debiendo importarse crecientes volúmenes de petróleo y derivados. El agotamiento de los recursos no renovables como el petróleo no parece haberse asumido en los análisis del Consejo por no visualizarse con criterio sistémico a la Matriz Energética.

Por otra parte, de mantenerse la política de subsidios a las gasolinas y diesel parte de las cargas se transferirán a los proveedores nacionales de etanol y de biodiesel si se establece un precio fijo a cada insumo, cuestión que con los productos importados, dada su volatilidad, no se podía controlar. En la medida que la materia prima supere al precio interno, para producir etanol y biodiesel, se exportará buscando la mayor compensación que podría obtenerse en el mercado internacional cuyos precios seguirán creciendo. Para evitar esa situación el precio del etanol y del biodiesel deberían fijarse en correspondencia con el precio de los productos importados que sustituyen si lo que se quiere es una genuina coordinación por el mercado. No obstante, con más razón en este caso, parece necesario implementar regulaciones nacionales para las mezclas de gasolinas con etanol que se distribuirán a las estaciones de servicio en surtidores adecuadamente especificados así como la fiscalización de las calidades de los productos en origen, tanto de la producción agrícola como industrial para evitar abusos o uso de poder dominante de los compradores de la materia prima sobre sus productores. Resulta ciertamente paradójico que se admita el subsidio indiscriminado a los combustibles, gran parte destinado a consumo improductivo, con las significativas pérdidas que resultan para Petroecuador y el Fisco y el contrabando a los países vecinos que deriva por los precios diferenciales en frontera, mientras que en los foros internacionales se critican duramente los subsidios agrícolas de los países industrializados. Tal vez, una forma de contrarrestar esa situación es revertir la situación transfiriendo gradualmente, en parte o en todo, esos subsidios a los combustibles a las actividades agrícolas para que se fomente la explotación de tierras improductivas, se amplíe la frontera de cultivos en las áreas aptas no protegidas y también a la agroindustria para que aumente su escala de producción e incorpore instalaciones para la producción de biocombustibles. Una política que tenga como horizonte generación hidroeléctrica, reemplazar importaciones de combustibles derivados del petróleo y si es posible exportar biocombustibles de elevados precios en el mercado

internacional, permitiría que Ecuador revierta en un plazo razonable su crítica situación energética.

Al estar el sector energético en la etapa final de las cadenas de producción, transformación y distribución de etanol y biodiesel, no parece viable una pronta concreción del proyecto etanol y tal vez menos del biodiesel si el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable no asume un rol activo en la coordinación e implementación del *Programa de Biocombustibles* amparado por los marcos legales correspondientes y adecuando los consumos de combustibles más eficientes y de menor costo financiero y ambiental en la centrales térmicas de generación de electricidad cuya capacidad total es similar a la hidroeléctrica. Simultáneamente, el Ministerio de Transporte debería involucrarse mediante una regulación efectiva que tienda a hacer más eficiente el parque automotor, que es el gran consumidor de gasolina y diesel oil, coordinando además con los municipios el ordenamiento del tráfico vehicular y paradas de buses en los centros urbanos y aplicando la normativa de señalamiento horizontal y vertical en todas las vías del país que limiten velocidades más allá de los rangos establecidos para los menores consumos de los automotores.

1. Entidades privadas relacionadas con el Programa de Biocombustibles

UNCE. Unión Nacional de Cañicultores del Ecuador. Fue creada para consolidar la unidad de todas las Asociaciones de Cañicultores, mediante acuerdo ministerial No. 114 promulgado por el Ministerio de Agricultura y Ganadería el 3 de abril de 1987. Son socios fundadores las siguientes personas jurídicas: Asociación de Cañicultores del Ingenio San Carlos, Asociación de Cañicultores del Ingenio Aztra, Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar del Cantón Naranjito, Asociación de Cañicultores de Imbabura y Carchi y la Asociación de Productores de Caña de Azúcar del Cantón Milagro. Su sede es en el Cantón El Triunfo, Provincia del Guayas. Son sus finalidades, entre otras, propender al progreso, defensa y protección de los productores de caña de azúcar, proponiendo al Gobierno Central las reformas se estime conveniente, proponer la creación, sustitución o derogación de leyes, reglamentos y decretos, respaldar a todos sus afiliados en sus requerimientos, colaborar con el Estado y con cualquier otra entidad como medio consultivo en los problemas referentes a la producción de caña de azúcar, establecer el registro de productores, gestionar la importación de insumos, productos agroquímicos, vehículos, maquinaria agrícola necesaria para la explotación del cultivo, establecer una red de comercialización de productos relacionados con la caña de azúcar a nivel nacional e internacional y capacitar a los productores.

FENAZUCAR y APALE. Respectivamente la Federación Nacional de Azucareros y la Asociación de Productores de Alcohol son las otras instituciones relacionadas con la agroindustria de la caña de azúcar e integrantes del *Consejo de Biocombustibles*.

CODANA S.A. inició sus operaciones en 1985 como una compañía de economía mixta y en 1991 se transformó en Sociedad Anónima siendo sus accionistas los dos principales ingenios azucareros del Ecuador: Compañía Azucarera Valdez S.A. y Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A. La planta industrial está ubicada en Milagro, Provincial del Guayas, a 45 kilómetros de Guayaquil, junto a las instalaciones del Ingenio Valdez donde a partir de la melaza de caña de azúcar, produce Alcohol Etílico Extra Neutro de 96°. El 3 de agosto de 2001, CODANA obtuvo la certificación a la producción y comercialización de alcohol bajo la norma ISO 9001: 2000 siendo la primera industria en su género de Latinoamérica en obtener este certificado.

SODERAL S.A. Sociedad de Destilación de Alcoholes S.A. En 1993 la Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A., uno de los mayores ingenios azucareros del Ecuador, se constituye en su principal accionista. A partir de la melaza entregada por el Ingenio San Carlos, produce Alcohol Etílico Extra Neutro de 96°. En enero de 2000 comenzó la producción de Etanol

Anhidro de 99.7° utilizando el sistema de filtros moleculares. En agosto de 2001 obtuvo el certificado ISO 9001: 2000 para la producción y comercialización de alcohol extra neutro y de etanol anhidro.

PRODUCARGO S.A. Es una de las mayores productoras de alcohol con una capacidad de 90.000 litros/día. Su planta industrial se encuentra a 72 km del puerto de Guayaquil junto a su proveedor de materia prima el ingenio de azúcar La Troncal. Entre sus productos se encuentra el alcohol anhidro para la producción de biocombustibles.

ANCUPA. Asociación Nacional de Cultivadores de Palma Africana. Se constituyó el 29 de octubre de 1970 y fue aprobada por el Ministerio de Previsión Social y Trabajo, mediante Acuerdo No. 815, del 30 de diciembre de 1970. Es una persona jurídica de derecho privado sin fines de lucro que agrupa a los cultivadores de la oleaginosa, así como a los extractores de aceite y de palmiste dentro del territorio nacional. Asocia a la mayoría de palmicultores del país. De los 2.125 productores de Palma Africana existentes en el Ecuador, 2.000 son miembros de esta asociación. El Centro de Investigación en Palma (CIPAL), de ANCUPA dispone de todos los materiales Teneras Comerciales que se venden en el país. Su misión es resolver problemas agronómicos, fitosanitarios y nutricionales del cultivo. La Fundación de Fomento de Exportaciones de Aceite de Palma y sus derivados (FEDAPAL), es el brazo comercializador de ANCUPA. Se creó en 1993 para promover, implementar y realizar las exportaciones de productos de la palma africana y todos sus derivados.

La Fabril S.A. Es una empresa Ecuatoriana fundada en 1937 como comercializadora textil. En 1978 incursiona en la rama industrial como refinadora de aceites y grasas vegetales. En 1981 se orienta al manejo autónomo del suministro de sus materias primas, integrando así al grupo dos compañías dedicadas a la producción y extracción de aceite de palma. Entre la diversidad de productos que elabora, exporta biodiesel, que produce con extracto de palma africana. La Fabril es la única industria a nivel Sudamericano que cuenta desde el 29 de agosto del 2005 con la licencia internacional EPA (*Environmental Protection Agency*) para exportar este producto a los Estados Unidos.

EPACEM S.A. Fue constituida en 1973 como compañía de economía mixta conformada por el Banco Nacional de Fomento y 18 palmicultores de la zona. En 1978 inicia las operaciones en la planta extractora ubicada en la ciudad de Santo Domingo de los Colorados. En 1983, los accionistas compran la participación del Banco Nacional de Fomento transformando a la empresa en Sociedad Anónima con la participación de 100 accionistas adicionales. En 1985 inicia la operación de la refinería y envasado de productos terminados. En 1993 incursiona en el proceso de fraccionamiento. En 1997 adquiere la segunda extractora ubicada en el Km 26 de la Vía a Quevedo. En 2004, adquiere la planta para la elaboración de jabón. En 2005, adquiere la tercera extractora ubicada en la zona de las Golondrinas. En 2006, compra la mayoría de acciones de la única extractora ubicada en el Valle del Sade. En 2007, la empresa cuenta con 162 accionistas y 210 empleados. Ha desarrollado biodiesel derivado de la palma africana el que ha sido analizado y aceptado por usuarios y distribuidores nacionales e internacionales.

E. Indicadores de desempeño

Aunque es muy preliminar el desarrollo de los biocombustibles en Ecuador puede intentarse diseñar algunos indicadores separando la cadena agrícola de la energética.

En la cadena agrícola de Ecuador esos indicadores tendrían que estar relacionados con:

- Indicadores sobre: la participación de la superficie sembrada (caña de azúcar y palma africana) sobre la superficie potencial; productividad por hectárea sembrada (caña

cosechada o fruta obtenida); participaciones de la superficie sembrada para biocombustibles sobre el total con el fin de regular la incidencia sobre el resto, destinada a otros usos como la producción de derivados para alimentos y otros usos.

- Indicadores de eficiencia: Rendimiento en litros por hectárea de materia prima (jugos de caña de azúcar o aceite crudo) que mostrarán el avance tecnológico implementado en los cultivos y la mejora de infraestructura (riego y mecanización).
- Indicadores de precios: nacionales a lo largo de cada etapa de la cadena agroindustrial a efectos de evitar asimetrías en la distribución de los beneficios entre las partes intervinientes; internacionales en cada etapa de producción de los bienes comercializables para asegurar un mercado estable para esos productos.
- Indicadores financieros: de créditos y de morosidad por hectáreas sembradas.
- Indicadores ambientales: referentes a la reducción de emisiones CO2 por hectárea en las áreas agrícolas en expansión.
- Indicadores de ocupación: Intensidad de la mano de obra formal e informal por hectárea sembrada.
- En la cadena energética esos indicadores tendrían que estar relacionados con:
- Indicadores de eficiencia: Rendimiento en litros (etanol y biodiesel) por unidad de materia prima empleada (jugo de caña, aceite crudo). Participaciones de los derivados en el balance de productos obtenidos y pérdidas de transformación en la unidades de proceso.
- Indicadores de precios: de etanol y biodiesel a Petrocomercial. Precios internacionales de referencia de etanol y biodiesel.
- Indicadores de eficiencia en plantas de mezclas: Rendimiento en litros (E10 y B10) por unidad de materia prima empleada (etanol y biodiesel). Porcentaje de ahorro de importaciones de gasolina y diesel oil.
- Indicadores financieros: Porcentaje de ahorro monetario por menores importaciones (gasolinas, diesel oil) sobre el valor total de las importaciones de combustibles.
- Indicadores ambientales: referentes a la reducción de emisiones CO2 por penetración de los biocombustibles.
- Indicadores de ocupación: Intensidad de la mano de obra formal e informal por volumen de biocombustibles producidos.
- Indicadores de aceptación de los biocombustibles por los usuarios: porcentaje de ventas de biocombustibles respecto a las ventas totales de los combustibles convencionales que sustituyen. Comparación de precios al usuario en estaciones de servicio.

F. Rendición de cuentas (accountability)

Un adecuado reparto de responsabilidades establecidas por marcos legales en la cadena energética y agrícola posibilitará que no haya áreas grises que justifiquen omisiones que traben el proceso de implementación del Programa de Biocombustibles. Por ello, parece de particular importancia la identificación de los actores responsables en cada etapa de ese proceso. Ha sido usual en la administración del Estado que los funcionarios se amparen en un marco legal difuso y donde las

responsabilidades se diluyen cuando precisamente la administración de la cosa pública, por sus repercusiones sobre la sociedad, tiene mayor impacto que los actos u omisiones comunes. En Ecuador, al no existir esa normativa, no es posible señalar más al respecto.

No obstante, el legislador Oswaldo Burneo (RED) elevó al Presidente del Congreso Nacional, el 3 de julio de 2007 por OFICIO N° OBC- 189-07, un proyecto de ley para fomentar la producción de biocombustibles, con las consiguientes ventajas para el sector agropecuario al mejorar sus precios en un marco de preservación del medio ambiente. Considera que es posible contribuir con el mejoramiento de las economías regionales y que para dar viabilidad se requiere crear un marco regulatorio integral. Prevé que sin perjuicio de otros biocombustibles, que el Ministerio de Energía defina como tales, para los efectos del proyecto de ley se considera al biodiesel, de origen vegetal o animal, apto para utilizarse en cualquier tipo de motor diesel, el etanol absoluto, que puede mezclarse con la gasolina y utilizarse en todo tipo de motores y el etanol hidratado para ser utilizado sin mezcla alguna en motores que estén especialmente diseñados para su uso. El proyecto declara de interés nacional la producción, comercialización y uso de biocarburantes como componente en la formulación de los combustibles que se consumen en el país, así como la producción agrícola destinada a la preparación de biocarburantes. Según el cuerpo legal, le corresponderá al Ministerio de Energía la aplicación de la normativa, en todo lo relativo al fomento, promoción, producción, comercialización, distribución y almacenamiento de estos productos, para lo que se propone crear la Unidad Técnica de Biocombustibles (UTB), integrada por los ministros de Energía o su delegado, quién lo presidirá, de Agricultura, del Ambiente, de Industrias y de Economía. También formarán parte delegados de la Federación de Azucareros del Ecuador (FENAZUCAR), la Asociación de Productores de Alcohol del Ecuador (APALE), de los distribuidores de combustibles del país y de la Asociación de Cultivadores de Palma Africana (ANCUPA).

Es necesario precisar que esta propuesta fue aprobada en el primer y segundo debate del congreso, pero fue vetada totalmente por el Ejecutivo.

II. El "eje energético"

A. Diseño estratégico de la seguridad del abastecimiento [15]

Hasta fines del año 2005 no existía en Ecuador un marco legal y regulatorio institucionalmente integrado para el sector de energía. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) no tenía facultades para definir la política energética nacional con una visión integral de matriz energética que tuviera en cuenta las interdependencias subsectoriales. A partir del 20 de octubre de 2005, por el Decreto Ejecutivo 711, establece en su artículo 1 "asignar al Ministerio de Energía y Minas la facultad de definir las políticas de electrificación en el país en concordancia con la política energética nacional". En el artículo 2 se indica "Constituir la Comisión de Ejecución de la Política del Sector Eléctrico Ecuatoriano (CEPSE), integrada por el Ministro de Energía y Minas, quien lo presidirá, el Ministro de Economía y Finanzas, el Presidente del Directorio del CONELEC, el Presidente del Directorio del CENACE, el Presidente Ejecutivo de Transelectric y el Presidente del Fondo de Solidaridad". Con las medidas mencionadas el MEM quedaba habilitado para diseñar estrategias y políticas de Estado en un contexto energético integrado. Tarea que recién se concretó en junio de 2007 con la "*Agenda Energética 2007-2011: Hacia un sistema energético sustentable*". Hasta julio de 2007 Las entidades más importantes dentro del MEM eran la Subsecretaría de Hidrocarburos y Subsecretaría de Electrificación. De la primera dependía la Dirección Nacional de Hidrocarburos, que tiene las funciones de fiscalización y control de acuerdo a lo que establece la Ley Nacional de Hidrocarburos y de la segunda dependía la Dirección de Energías Renovables y el área de Eficiencia Energética. Con la partición de funciones del MEM en julio 2007 ambas subsecretarías se elevan al rango de ministerios sin que aún quede en claro cómo se coordinará el sector en el contexto de la matriz energética a fin de resolver las interdependencias entre cadenas energéticas para satisfacer en tiempo, forma, al menor costo, equitativamente y con bajo impacto ambiental los consumos de los sectores socioeconómicos.

El diagnóstico del MEM en la "*Agenda Energética 2007-2011: Hacia un sistema energético sustentable*" indica: "Un breve análisis reafirma la necesidad de abordar la política energética en el marco de una visión global de la estructura y de la dinámica de la sociedad y de

[15] Con base en el diagnóstico de Ministerio de Energía y Minas en la "Agenda Energética 2007-2011: Hacia un sistema energético sustentable". Ecuador, junio 2007.

la economía. La definición de una estrategia energética no puede ser tratada únicamente como un problema técnico de optimización de costos y recursos. Se debe tener en cuenta que las modalidades de aprovechamiento y utilización de la energía implícitamente están ligadas a determinados esquemas económicos, sociales y políticos. Por consiguiente, un proyecto de desarrollo de largo plazo exige la comprensión de la participación de la energía en el sistema económico-social y su integración como un elemento fundamental, sin excluir la importancia del resto de factores. Esta comprensión debe también incluir el papel de la energía en la inserción de la economía en la división internacional del trabajo, más aun si se considera que el petróleo constituye una de las bandas de transmisión de las relaciones del país con los mercados mundiales. La relación no es simplemente comercial sino que trasciende definitivamente a aspectos sociales y políticos que no pueden ser descuidados en un proceso de construcción de un sistema que trata de elevar el aprovechamiento de los factores productivos para mejorar el nivel de vida de los ecuatorianos, propiciar una verdadera equidad social y un efectivo equilibrio ecológico,[16] así como alcanzar una participación pro-activa en la economía mundial". Desde esa perspectiva el MEM considera que:

La efectividad del aprovechamiento y uso de los recursos se ha ido deteriorando gradualmente hasta alcanzar niveles muy alejados de estándares razonables. La falta de inversiones en el mantenimiento y renovación ha acelerado el proceso de obsolescencia de complejos tecnológicos que en la actualidad operan bajo niveles precarios de eficiencia. Si a esta situación se suman hábitos de consumo energético dispendiosos se tiene un sistema energético funcionando con un desperdicio enorme de recursos.

Los márgenes de maniobra ante contingencias técnicas y/o naturales son muy limitados. La falta de diversificación del abastecimiento y de la demanda y la concentración de los procesos de transformación de energía en pocas unidades y tecnologías restringen su capacidad de respuesta ante eventos no programados. El sistema energético se vuelve extremadamente vulnerable y la libertad de acción que dispone el sistema para enfrentar la variabilidad de su entorno es mínima.

A pesar de ser el Ecuador un país exportador neto de energía, su abastecimiento interno depende cada vez más de importaciones de derivados de petróleo y de electricidad. Al caer el peso de las importaciones en la empresa estatal de petróleo, su capacidad de gestión se ve seriamente erosionada al igual que la balanza de pagos de la economía del país.

Las distorsiones en la estructura y nivel de precios ponen en juego la viabilidad misma del sistema energético. Los precios y tarifas de los energéticos no corresponden a la realidad de los costos y de la capacidad de producción y en lugar de contribuir al financiamiento de la expansión del sector socavan su capacidad de inversión. Por otro lado, el diferencial de precios con los países limítrofes es el origen de un drenaje de recursos cuya intensidad ha alcanzado niveles insostenibles.

Los efectos destructores sobre el tejido social de comunidades enteras y sobre el entorno natural provocado por las actividades hidrocarburíferas son alarmantes y han afectado el bienestar y la vida misma de los ecosistemas. El sistema energético del país no ha conseguido hasta hoy desarrollarse en armonía y coexistir con su entorno social y natural.

[16] Es interesante observar que las dimensiones propuestas por el MEM coinciden con los "Lineamientos de Política Energética" del Proyecto Energía y Desarrollo Sustentable propuestos por OLADE/CEPAL/GTZ en el año 2000. En los "Lineamientos" se sugerían tres dimensiones principales del desarrollo sustentable: crecimiento económico, equidad social y cuidado del ambiente. A esas dimensiones debían subordinarse las otras que contribuían a cada una de ellas. El criterio básico, win-win, implicaba que el desarrollo sustentable podía concretarse como un proceso donde ninguna de esas dimensiones principales pudiera realizarse a costa de las demás.

El marco legal y normativo de soporte del sistema energético presenta serios vacíos y desajustes con la estructura institucional. Las instituciones que norman, controlan y regulan el sector no han logrado adaptarse plenamente al funcionamiento y operación del resto de agentes y actores del sector energético.

Para encauzar el sistema energético de Ecuador hacia un desarrollo energético sustentable los lineamientos estratégicos que se enunciaron se centraron alrededor de los siguientes ejes:

- Seguridad, soberanía y autosuficiencia energéticas;
- eficiencia en el aprovechamiento, transformación y uso de la energía;
- diversificación de fuentes de energía y desarrollo tecnológico;
- implementación agresiva y sistemática de proyectos de energías renovables;
- integración energética con los países de América Latina, en condiciones de equidad, cooperación y solidaridad;
- viabilidad económica del sistema energético;
- respeto irrestricto al ambiente, las culturas y la organización social de los pueblos y comunidades; y
- fortalecimiento legal e institucional.

La aplicación de esos lineamientos estratégicos dependerá de cómo se coordinen las funciones y responsabilidades de cada uno de los nuevos ministerios.

B. Disponibilidad, diversificación, renovabilidad y uso de las fuentes de energía

Lo expuesto en el diagnóstico precedente no puede comprenderse sin una breve descripción del estado de situación en que se halla el sector energético de Ecuador. Para ello se analizarán a continuación las fuentes de energía dominantes en los suministros a los usuarios intermedios y finales.

Petróleo. Ecuador es el quinto productor de petróleo en América del Sur. En 2006, produjo 195.6 millones de barriles de petróleo equivalente a un promedio de 536 mil barriles por día. Las reservas probadas totales son de 4.179 millones de barriles, las segundas de América del Sur.

CUADRO II.1
RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO 2006

Campos	Reservas probadas en producción	Reservas probadas en no producción	Reservas probadas Totales	Producción anual[a]	Rango de la relación reservas/producción
	Millones de barriles				Años
Petroproducción[b]	2 101,2	1 467,0	3 568,1	90,4	23 - 39
Compañías	350,7	260,4	611,1	105,2	3 - 6
Total	2 451,8	1 727,4	4 179,2	195,.6	13 - 21

Fuente: MEM.

[a] Datos del BCE.
[b] Incluye campos ITT sin explotar.

De esas reservas 2.101 millones de barriles (véase cuadro II.1) corresponden a los campos en explotación por Petroecuador que se estima tienen un horizonte de 23 años y que si se añaden las reservas probadas de los campos no explotados, el horizonte de producción petrolera se extendería a aproximadamente a 39 años.[17] En el caso "hipotético"[18] que las reservas probables y posibles pudieran ser transformadas en un 100% en probadas el horizonte se extendería a 60 años. Por su parte, las Compañías tienen horizontes muy bajos que llaman la atención de 3 y 6 años y en el mejor de los casos en que pudieran transformar el 100% de reservas probables y posibles en probadas el horizonte se extendería a casi 8 años.[19] La suma total para el país da una menor relación reservas/producción influida por los datos de la Compañías. Es de señalar la notable la diferencia de rendimientos entre Petroecuador y las Compañías ya que la productividad de la primera es del 4,3% mientras que en las segundas es del 30% por unidad de reservas probadas en explotación.

El 99,8% de las reservas se concentra en la Región Amazónica. Del total de reservas 54,7% son crudos mayores a los 20°API, el resto está por debajo de esa densidad.

Los campos petroleros más productivos se encuentran en el noreste del país. Al campo más grande, Eden Yuturi (ex Occidental), le siguen en importancia los campos de Shushufindi y Sacha de Petroecuador. Los campos producen dos variedades de crudo: Oriente y Napo. El crudo Napo es pesado, de 19.2°API con un contenido de 2% de azufre. El crudo Oriente es medio pesado, de 28.8°API y con un contenido de azufre del 1%. La producción se distribuye entre Petroecuador y compañías privadas bajo diversas modalidades de contratación, principalmente de participación y de servicios.

A partir de 1995 la producción de Petroecuador declinó sistemáticamente por una política energética que limitó las inversiones de esa empresa en el *upstream*.

Se estima que entre 1994 y 2004, Petroproducción, para al menos sostener el nivel de producción de 330 mil barriles diarios de crudo, debió haber invertido US$ 2.144 millones. Pero, de los US$ 1.300 millones que le hubieran correspondido a la empresa por el Fondo de Estabilización Petrolera le fueron asignados $ 220 millones. Los recortes totales por cerca de US$ 1.500 millones en la inversión explican, en gran medida, la caída de producción a menos de 200 mil barriles por día, estimándose una reducción de ingresos del orden de US$ 4.500 millones.[20] Para contrarrestar la caída de producción de la empresa estatal el gobierno anterior anunció su interés en transferir a la actividad privada los campos Ishpingo-Tapococha-Tiputini (ITT). El bloque está ubicado en la región amazónica y se estima que contiene 900 millones de barriles de reservas probadas y que podría producir 190 mil barriles día. Al respecto, el actual gobierno está analizando la posibilidad de vender bonos verdes para evitar su explotación pero, en caso que no logre éxito, ha previsto su entrada en producción con el concurso de empresas internacionales, preferentemente estatales.

---

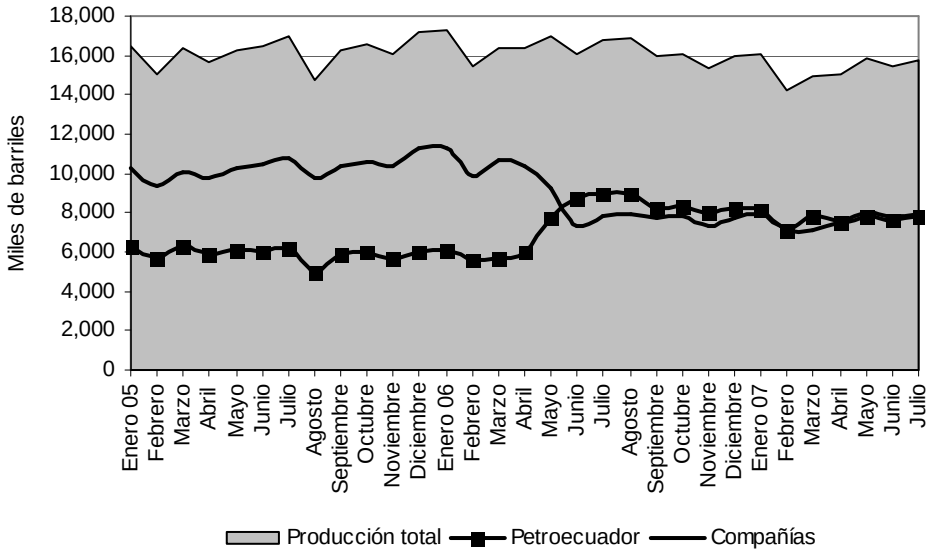
[17] La relación reservas/producción es un indicador estático usual en la actividad petrolera. Supone que se realizarán las inversiones necesarias para acompañar con el descubrimiento de nuevas reservas a la expansión de la producción anual dados los requerimientos del mercado interno y externo. Aún cuando esas inversiones se realizaran, los recursos petroleros tienen un horizonte finito dado que al no ser renovables su agotamiento es inexorable. De modo que sin una adecuada evaluación de la viabilidad de las inversiones y de los recursos últimos el indicador sobreestima posibles horizontes que en la realidad pueden anticiparse con el consecuente colapso de las economías altamente dependientes de los recursos no renovables.

[18] Se dice "hipotético" porque en general el 66% de las reservas probables y el 33% de las posibles se convierten en probadas lo cual daría una relación reservas/producción menor. Para las probadas se asume en general que se recuperan en el 100%.

[19] La racionalidad de las empresas estatales y privadas respecto a las reservas probadas difiere sustancialmente. Mientras que las primeras buscan mostrar una performance exitosa con indicadores de reservas/producción por encima de los 15 años, sin importar el costo de los activos (reservas probadas) inmovilizados bajo tierra, en las segundas se mantienen niveles de reservas/producción del orden de los 8 años traspasando las probables a probadas y así sucesivamente y por lo tanto sus inversiones se administran en tecnología de prospección avanzada, recuperación aistida y cuidando el flujo de caja.

[20] MEM op cit.

GRÁFICO II.1
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO



Fuente: En base a información del Banco Central del Ecuador.

Nota: A partir del 16 de mayo de 2006, por la caducidad del contrato entre el Estado y la Compañía Occidental, pasan a ser operados por la empresa estatal los campos Limoncocha, Bloque 15, Eden Yuturi, Yanaquincha.

También, ha sido escasa o nula la atención prestada a la implementación de procesos que permitan atenuar la declinación física de la producción que los yacimientos experimentan a lo largo del tiempo. La puesta en marcha de tecnologías de recuperación mejorada que hubiesen incrementado las reservas, aumentado la tasa de producción y prolongado la vida útil de los campos ha sido sistemáticamente ignorada, aunque recientemente han comenzado a aplicarse.

La adversa situación de Petroproducción se contrarrestó a partir del 16 de mayo de 2006 por la caducidad del contrato entre el Estado y la Compañía Occidental, pasando a ser operados por la empresa estatal los campos Limoncocha, Bloque 15, Eden Yuturi, Yanaquincha (véase gráfico II.1). Pero, es claro que ello implicó una reasignación contable y no un real cambio en la actividad de Petroecuador. Los datos muestran a partir de agosto 2006 una sistemática caída de la producción de Petroecuador que a partir de abril de 2007 ya habían perdido participación en la producción total respecto a las empresas privadas, pese a operar los campos que estaban en manos de la empresa Occidental.

Luego del cambio de gobierno en enero 2007, se han modificado las expectativas con vistas a reforzar las inversiones de la empresa estatal, aunque esa recuperación puede llevar un tiempo. Simultáneamente está en proceso la convocatoria para explotar algunos campos marginales, posiblemente bajo nuevos sistemas de contratación. Los retrasos en las decisiones gubernamentales de inversión han generado la pérdida de oportunidades para Petroecuador frente al alza de precios internacionales del crudo. Desde el 2005 la producción de petróleo de las compañías privadas creció ya que mostraron una dinámica de inversiones acorde con las expectativas sobre la demanda y precios crecientes en el mercado internacional. Es de hacer notar que la caída de la producción de las compañías privadas, que muestra el gráfico anterior, se debe al traspaso de campos operados por Occidental a Petroecuador. No obstante, la producción total

presenta desde enero de 2006 una declinación que podría agravarse si Petroecuador continúa dilatando sus inversiones.

Las exportaciones de petróleo alcanzaron en el 2006 un volumen de 136.6 millones de barriles, el resto de la producción fue procesado en las refinerías del país (véase gráfico II.2). Los consumos de crudo se realizan en yacimientos y refinerías a los que llega por los oleoductos que se describen más adelante. No hay consumos finales crudo. Las exportaciones tienen como destino principal a Estados Unidos y el resto va a otros países de Latinoamérica y Asia.

El petróleo tiene elevada significación en la economía nacional, no solo como soporte del abastecimiento energético sino, como el generador más importante del ingreso de divisas. En el 2006 los ingresos de Petroecuador representaron el 17,38% del PIB tota.[21] Su peso es sustancial en la balanza de pagos, en el financiamiento fiscal, en la estructura productiva y en sus encadenamientos. Esa dependencia del petróleo se ha acentuado en los últimos años, especialmente en los dos últimos, como consecuencia del incremento del consumo mundial de crudo y de los precios. Así, el peso de las exportaciones petroleras en el total de las exportaciones del país crece del 30% en 1997 hasta el 58% en el 2005, alcanzando el 61% en el 2006.[22]

Los precios del petróleo ecuatoriano, que tienen como referencia al del *West Texas Intermediate* (WTI), luego del crecimiento sistemático hasta mediados del 2006, que superaron los US$ 60 el barril, cayeron en enero del 2007 al nivel de los US$ 40 para retomar luego su tendencia creciente superando en julio los US$ 60 por barril. Con la estampida de precios, en septiembre 2007, hasta casi los US$ 80 el barril en los precios promedio, se esperan los correlativos aumentos del crudo ecuatoriano y también de las exportaciones por una política gubernamental más agresiva respecto ael rol de Petroecuador.

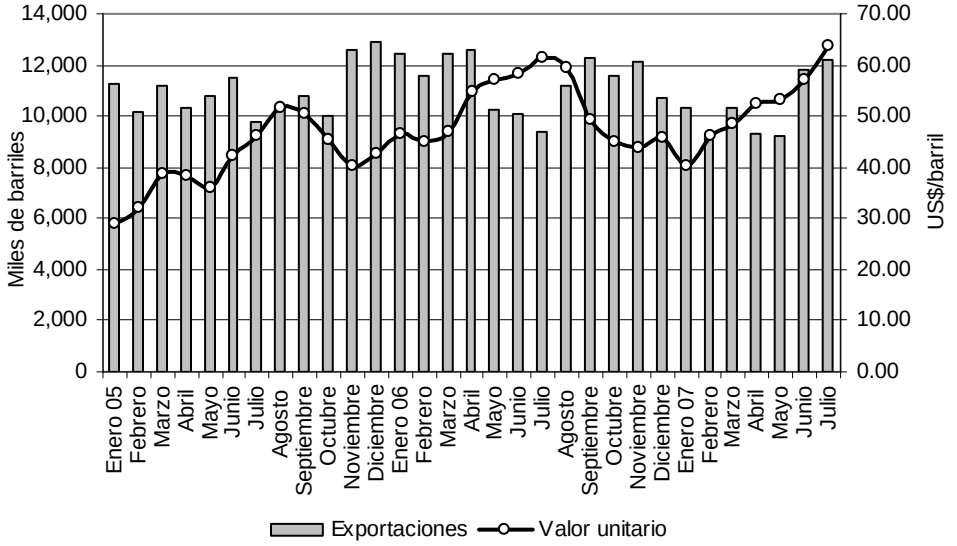
Oleoductos y poliductos. La producción de crudo ecuatoriano, tiene la posibilidad de utilizar dos sistemas nacionales de transporte: el Sistema de Oleoductos Trans Ecuatoriano (SOTE) de propiedad del estado y el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) de propiedad privada. Existen otras dos alternativas de transporte a través de los sistemas de oleoductos colombiano OTA y Nor peruano. El SOTE tiene una extensión de 503 km. Se inicia en lago Agrio cruza la Cordillera de los Andes y luego llega a Balao, en la Provincia de Esmeraldas. Tiene una capacidad de bombeo de 400.000 bbl/d para crudos de 24 a 27° API. El OCP es de propiedad privada. Pertenece al Consorcio OCP Limited, integrado por: Repsol YPF del Ecuador SA, Occidental del Ecuador, Encana, Eni International, Petrobras Energía, Ecuador Pipeline Holding y Techint International Construction Corp. Esta última empresa lo construyó y opera desde que se inauguró en el 2004. Tiene una extensión de 500 Km, paralelo al SOTE, salvo un pequeño tramo en Quito. Su capacidad de transporte es de 450.000 bbl/d de crudo de 17° API.

El sistema de Poliductos es administrado por Petroecuador a través de su filial Petrocomercial tiene una extensión de 1.300 km. Está constituido por 8 ductos que tienen una capacidad de 100 mil barriles día para los diferentes derivados del petróleo producidos en el país.

Refinación. Petroindustrial es la filial de Petroecuador encargada de transformar el petróleo crudo mediante procesos de refinación para producir derivados que satisfagan la demanda interna del país. Dispone de tres centros de industrialización:

[21] Petroecuador. Web Site.
[22] MEM Op. Cit.

GRÁFICO II.2
EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO



Fuente: En base a datos del Banco Central del Ecuador.

Refinería Esmeraldas. (REE), situada en el sector noroccidental, provincia de Esmeraldas, a 3,8 Km del Océano Pacífico, tiene una capacidad de 110.000 barriles diarios de proceso (BDP). No se han realizado inversiones de significación desde que fue construida para procesar crudos de 28°API. En el presente procesa crudos de 25°API por lo que 40% de ese crudo es residuo o producto pesado.

Refinería La Libertad (RLL) ubicada en la península de Santa Elena, con una capacidad de producción de 45.000 BDP. Por su baja capacidad de conversión produce 54% de residuo.

Complejo Industrial Shushufindi (CIS), localizado en la provincia Oriental de Sucumbíos, conformado por la Refinería Amazonas (20.000 BDP) que produce por la baja capacidad de conversión 47% de residuo y la Planta de Tratamiento de gas natural de Shushufindi (25 MMPCD) que opera al 40% de su capacidad por la disminución de los suministros de gas natural de los campos operados por Petroecuador. Las empresas privadas de oriente no procesan gas natural para el mercado interno.

Existe además la destilería de Lago Agrio con una capacidad de 1.000 BDP, cuya producción se destina al autoconsumo de Petroproducción y además, otras tres plantas destiladoras de las compañías operadoras Repsol YPF, OXY y Andes Petroleum (ex AEC) que destinan su producción para el autoconsumo de sus operaciones en los bloques que operan en la Región Oriental.

Aunque la capacidad nominal de refinación es de 176 mil barriles día, el volumen real de refinación fue de 140 mil barriles día en el 2004 y descendió a 129 mil barriles día en 2005. En 2007, se espera una disminución aún mayor del volumen de procesamiento debido a la salida de servicio de la unidad de craqueo catalítico de la refinería de Esmeraldas. El parque de refinación ha experimentado serios deteriores por la falta de adecuación de las instalaciones para procesar crudos más pesados (23°API) que aquel para el cual fueron diseñadas (28°API). La refinería La Libertad no ha recibido ninguna inversión en los últimos 18 años y su ciclo de vida útil ya ha sido

sobrepasado. La rehabilitación y reconversión de la refinería de Esmeraldas han sido pospuestas sistemáticamente y la planta opera con deficiencias por falta de mantenimiento. En el 2006 experimentó 117 paralizaciones no programadas de sus distintas unidades de proceso y sistemas, contra una programación de cuatro paradas técnicas para dicho año. El volumen errático de crudo procesado a lo largo del 2006 es revelador sobre la crítica situación en que se encuentra el parque de refinerías del país.

Petrocomercial es la filial responsable del transporte, almacenamiento y distribución a las estaciones de servicio de los derivados de petróleo en el territorio nacional. El consumo en el mercado interno se concentra en el sector transporte (gasolinas, diesel y GLP) y en el sector residencial (GLP). Los consumos intermedios para generación de electricidad en centrales térmicas también son de significación. La facturación distribuida por provincias indica que los consumos de la Costa son los mayores del país.

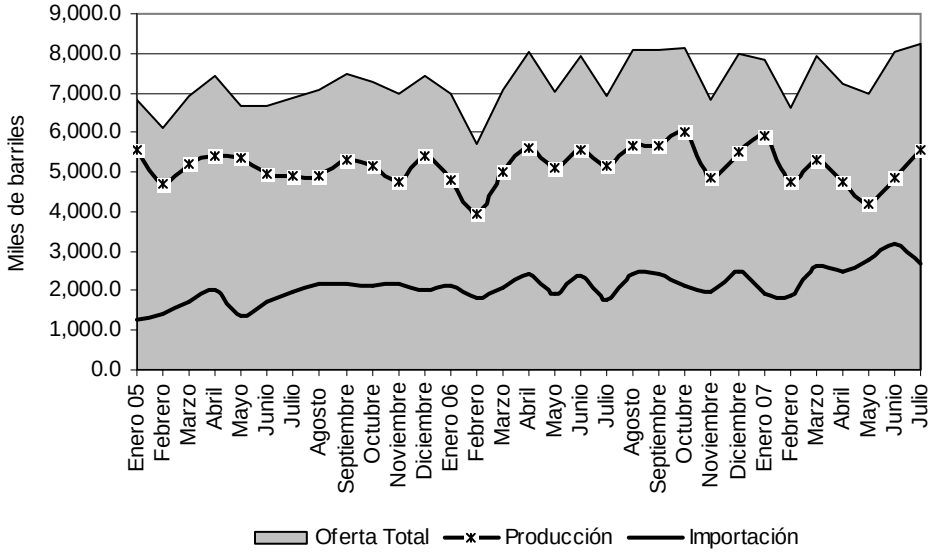
Balance comercial de derivados.[23] La estructura general de refinación del país muestra que de los 62.902 miles de barriles de productos obtenidos por las refinerías del país en el 2006 el 81,4 % de los derivados está constituido por los productos: Fuel Oil #4 15,6%, Diesel #2 19,2%, Gasolina Extra 18,1%, GLP 3,4% y otros 25,1%. El resto 18,7% son residuos de planta. Las gasolinas Súper de 89 octanos y Extra de 80 octanos que se ofrecen al mercado no cubren las especificaciones internacionales en estaciones de servicio. El diesel oil y su mezcla con el diesel importado tiene altos contenidos de azufre que provocan el rápido deterioro de los motores y hace menos competitiva a la industria local. La producción de GLP es reducida y ello ha obligado a importarlo para abastecer al mercado domestico, con almacenamiento flotante contratado a elevados precios y baja reserva para contingencias. Los asfaltos, que son producidos por la refinería de Esmeraldas, son de base parafínica y su baja calidad no permite una larga vida útil a las carreteras del país cuyo mantenimiento requiere mayor frecuencia.

La oferta interna no cubre a las necesidades del mercado interno de nafta de alto octano (NAO) y diesel oil (DO) por lo que es necesario importarlos desde ultramar a precios internacionales (véase gráfico II.3). Debido al desajuste entre la estructura de refinación y la estructura de la demanda interna, en el 2006 el país tuvo que importar 25.9 millones de barriles de derivados mientras que exportó 13.6 millones con precios diferenciales desfavorables.[24]

Los precios promedio de importación en julio de 2007 fueron de US$ 78.1 por barril mientras los precios promedio de exportación fueron de US$ 60,7 por barril (véase gráfico II.4). Resultado de ello es que el balance comercial de derivados ha caído sistemáticamente en los últimos años hasta hacerse negativo. Las importaciones de derivados entre 2004 y 2006 sumaron US$ 4.254,7 millones mientras que las exportaciones de derivados en igual período fueron de US$ 1.404,2 millones con un saldo comercial negativo para Petroecuador de US$ 2.850,5 millones y con tendencia a ampliarse.

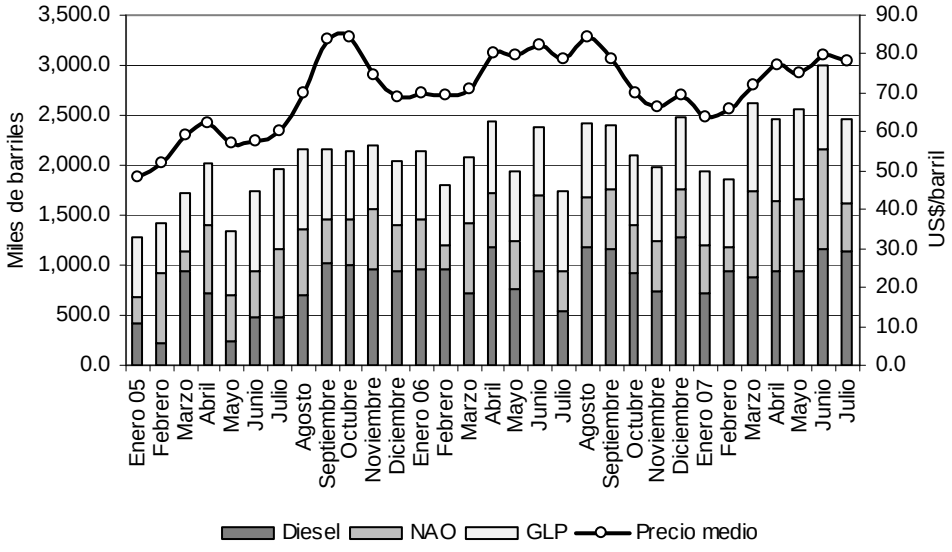
[23] Johnny Hernández "Análisis del Mercado de Hidrocarburos en Ecuador". CIGMYP, agosto 2006.
[24] BCE. Estadísticas de hidrocarburos. 2007.

GRÁFICO II.3
OFERTA DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO



Fuente: En base a datos del Banco Central del Ecuador

GRÁFICO II.4
IMPORTACIÓN DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO

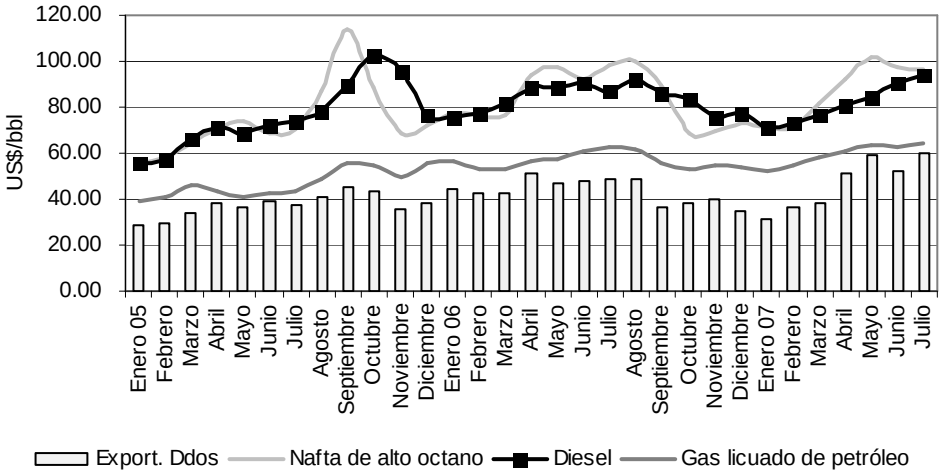


Fuente: En base a información del Banco Central del Ecuador.

Precios de los derivados. Los precios medios de los derivados importados han seguido históricamente a los del petróleo (véase gráfico II.5). En julio del 2007 el crudo ecuatoriano se exportó a un precio medio de US$ 63.7 por barril, mientras que el GLP se importó a un precio de

US$ 64.7 por barril, la nafta de alto octano a US$ 96.2 por barril y el diesel oil a US$ 94.0 por barril, derivados que tuvieron un precio medio ponderado de US$ 78.1 por barril.

GRÁFICO II.5
PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE DERIVADOS

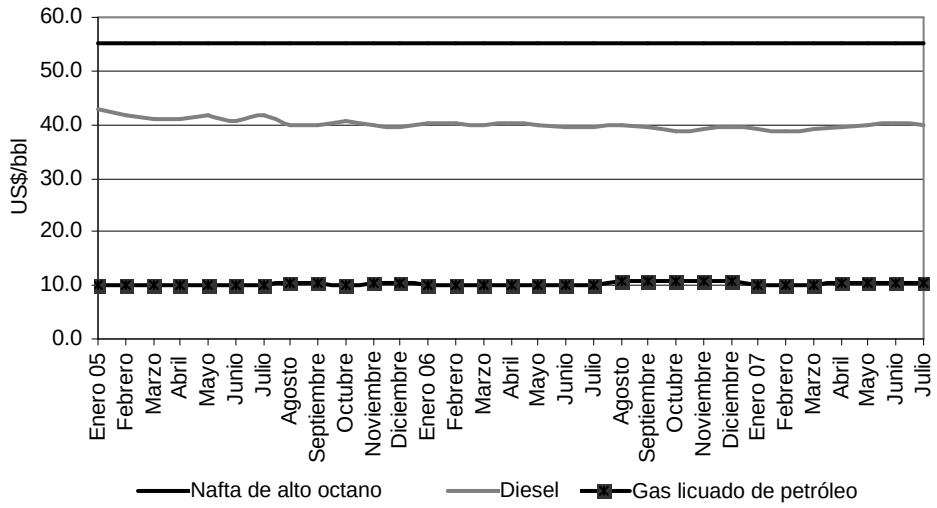


Fuente: En base a información del Banco Central del Ecuador.

Los precios de esos derivados son más elevados que los del petróleo por ser productos con mayor valor agregado que se encuentran en el tope de los procesos de refinación mientras que las exportaciones de derivados son productos de menor calidad y precio en el mercado internacional. El diferencial de precios entre los derivados importados y exportados no favorece por tanto a Ecuador y deben considerarse como pérdidas por los bajos rendimientos de sus refinerías. Simultáneamente, los precios de venta en el mercado nacional han mantenido una trayectoria prácticamente constante (véase gráfico II.6).

Esa política de precios ha favorecido indiscriminadamente a los consumidores de GLP (residencial, industria y transporte) mientras que los precios de la nafta de alto octano y el diesel oil también han favorecido al transporte vehicular (privado y público), de pasajeros y carga, sin distinción de la capacidad de pago ni de su función social. Siendo el sector transporte el de mayor peso en los consumos de combustibles (68%) se evidencia una inmovilidad crónica en la toma de decisiones tendientes a instrumentar medidas a nivel de los consumos de energía según su importancia relativa. Los gobiernos anteriores al actual, han pretendido focalizar en distintos momentos los subsidios al GLP, mediante precios diferenciales según la capacidad de pago, los que no se pudieron concretar por las presiones sociales que en más de un caso llevaron la situación al borde de conflictos que pusieron en serio riesgo la gobernabilidad.

GRÁFICO II.6
PRECIOS MEDIOS DE VENTAS DE DERIVADOS A NIVEL NACIONAL



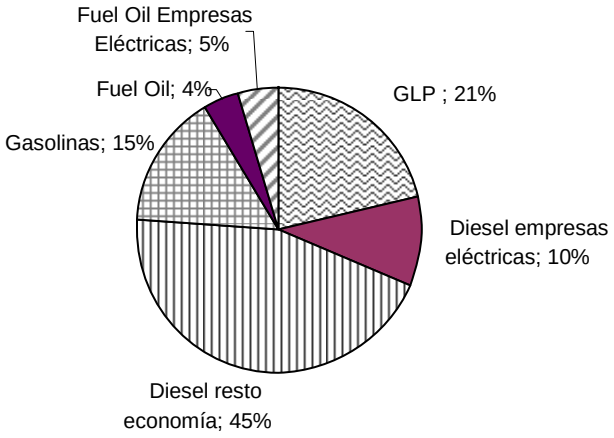
Fuente: En base a información del Banco Central del Ecuador.

Subsidios a los derivados. A la pérdida de divisas para Petroecuador por los diferenciales de precios entre derivados importados y exportados se agregan las pérdidas para el Fisco por los subsidios internos a los combustibles. Según el MEM[25] la situación ha llegado a un extremo tal que la energía, en lugar de ser una fuente para el desarrollo, se ha convertido en un sumidero del mismo por el monto de los recursos destinados a cubrir los subsidios indiscriminados a los combustibles. Para el año 2007, se estima que los subsidios a los productos derivados de petróleo alcanzarán la suma de US$ 2.300 millones, alrededor del 20% del presupuesto del Gobierno. La política de subsidios se aplica en forma no focalizada a todos los combustibles y por lo tanto no sigue criterios para orientar el consumo de acuerdo a la capacidad de pago de los usuarios según la disponibilidad interna de los productos y simultáneamente no se han implementado medidas para una mayor eficiencia en la transformación y uso de la energía. El diesel contribuye a los subsidios con 55%, con una incidencia del 10% en la generación de electricidad y 45% en el resto de la economía, en particular el sector transporte (véase gráfico II.7). El gas licuado de petróleo es el otro combustible que le sigue en importancia y que contribuye con el 21%. Aunque el subsidio a este combustible está focalizado en los usos domésticos, en la realidad son los usos industriales y de transporte los beneficiarios de alrededor del 25% del subsidio. A ellos le siguen las gasolinas con una contribución de 15% y que se concentran en el sector transporte, particularmente de automóviles y camionetas.

La diferencia entre el costo de los derivados importados y los ingresos por su venta en el mercado interno muestran valores significativos y crecientes tanto por el mayor precio de los derivados en el mercado internacional como por los precios en el mercado interno que se han mantenido relativamente constantes (véase gráfico II.8).

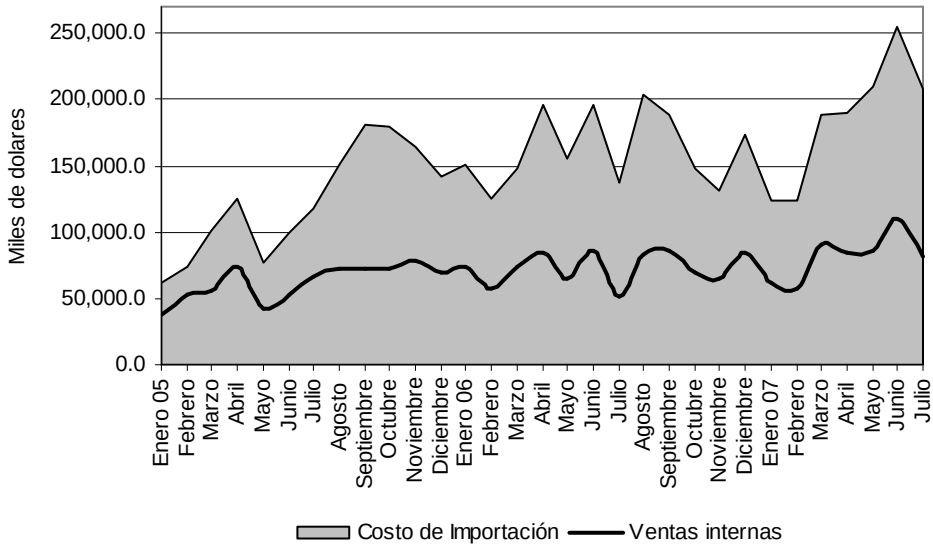
[25] Op. Cit. Agenda Energética 2007-2011, Quito, junio 2007.

GRÁFICO II.7
PARTICIPACION DE LOS COMBUSTIBLES EN EL TOTAL DE SUBSIDIOS 2007



Fuente: MEM.

GRÁFICO II.8
COSTOS DE IMPORTACIÓN VS. VENTAS INTERNAS DE DERIVADOS



Fuente: En base a información del Banco Central del Ecuador.

El efecto acumulado de las importaciones de derivados, entre enero 2005 y julio 2007, fue de 65.6 millones de barriles que costaron US$ 4.723.5 millones y se vendieron al mercado interno por US$ 2.193.7 millones resultando pérdidas cuyo valor alcanzó a US$ 2.529.8 millones (véase cuadro II.2).

CUADRO II.2
INGRESOS Y EGRESOS DE LA COMERCIALIZACIÓN INTERNA DE DERIVADOS ENTRE 2005 A 2007*

Producto	Volumen	Egresos	Ingresos	Subsidios
	Miles de Barriles	Miles de US$		
Nafta Alto Octano	16 663,5	1 374 942,5	918 747,7	-456 194,8
Diesel 2 y Premiun	26 183,5	2 154 089,6	1 046 633,5	-1 107 456,1
GLP	22 166,9	1 194 511,8	228 326,8	-966 185,0
Total	65 641,5	4 723 544,0	2 193 708,1	-2 529 835,9

Fuente: En base a información del Banco Central del Ecuador.

* Desde enero 2005 hasta julio 2007.

Según el MEM[26] la erosión de recursos fiscales que originan los subsidios responde a la política de precios de los combustibles que ha estado siempre manejada, ya sea por inercia o en forma deliberada, bajo justificativos de orden social y consideraciones económicas de muy corto alcance. En la práctica, los cambios en los niveles y estructura de los precios han obedecido siempre a criterios fiscales mediante ajustes esporádicos que conducían a una contención posterior de los precios y a reforzar los procesos inflacionarios y especulativos. De ahí que, transcurrido un corto tiempo, los precios eran superados por la inflación y aparecía nuevamente la necesidad de reajustarlos. Bajo este esquema de reajustes, las consideraciones sobre los costos que deberían aplicarse en la ecuación de los precios han estado ausentes de las discusiones. Además de los costos directos de producción, son los costos de reposición del recurso extraído y los costos de oportunidad en el mercado internacional, con sus condicionantes y dificultades metodológicas para su estimación, los que deberían haber servido como guía para la fijación de los precios internos. La inclusión de criterios más amplios habría permitido disminuir el grado de vulnerabilidad de la política de precios frente a las políticas adoptadas por los países vecinos.

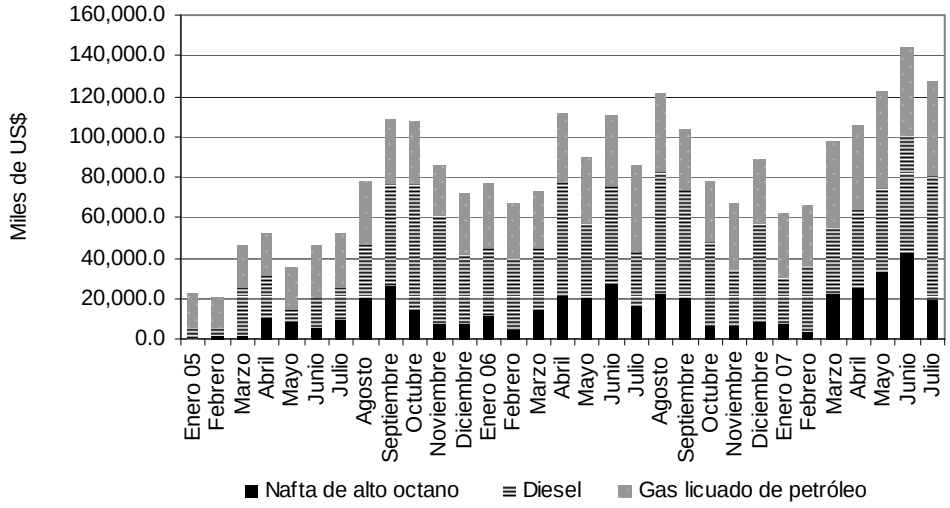
La evolución mensual de las pérdidas por subsidios en millones de dólares muestra un comportamiento errático derivado de la combinación de precios y volúmenes que han fluctuado en el período (véase gráfico II.9).

Las tendencias son en todos los casos crecientes y el GLP y el diesel son los derivados con mayor participación. La expresión de esos comportamientos no ha variado desde enero de 2007, respecto a los que se venían operando en el pasado, aunque existe la voluntad de la nueva administración en tomar medidas tendientes para modificarlos. Una de ellas, tal vez la más importante, es la construcción de una nueva refinería con tecnología que permita una mejor conversión de los residuos de planta para revertir la importaciones de derivados y generar excedentes para satisfacer tanto las necesidades del mercado interno como de exportación. No obstante, llevará varios años hasta concretar el proyecto.

Las pérdidas monetarias derivadas del diferencial de ingresos entre el crudo exportado y el valor de los derivados importados menos los exportados más los subsidios al GLP, gasolinas y diesel oil han reducido significativamente las ganancias por las exportaciones de petróleo.

[26] MEM op cit

GRÁFICO II.9
PÉRDIDAS MENSUALES POR SUBSIDIOS A LOS COMBUSTIBLES



Fuente: Elaboración propia en base a información del BCE.

Una medida reciente, a efectos de disminuir la contaminación derivada de la combustión de gasolina, es la implementación de medidas para que los taxis utilicen Gas Licuado de Petróleo (GLP)[27] como paso previo a la utilización de gas natural. Según el presidente de la Federación Nacional de Taxistas, se fijará un precio de US$ 5.0 para el cilindro de 15 kilos de GLP cuyo equivalente se importa a US$ 12 y la diferencia US$ 7.0 se subsidiaría. El presidente de Petroecuador, confirmó que el uso de GLP en taxis arrancará en las próximas semanas a los precios de venta mencionados. El reglamento que se estaría implementando buscaría que los taxistas accedan al GLP siempre que tengan un kit de conversión, cuyo costo en el mercado fluctuaría entre los 600 y 700 US$ a fin de contar con sistemas de válvulas de seguridad y que permite el suministro directo de gas en gasolineras. Los equipos no serán financiados por el Estado y la distribución de GLP estará a cargo de Petrocomercial. La propuesta fue lanzada por el gremio y acogida por el gobierno. La iniciativa también se abre paso en el proyecto de ley de Soberanía Energética impulsado por el Ejecutivo que busca el control del contrabando de combustibles. Aprobado, inicialmente por el Congreso, se prohíbe el uso del gas doméstico para automotores y similares. Sin embargo, ello impediría al Ejecutivo aplicar la iniciativa que posibilitará a los taxistas sustituir el uso de gasolina por GLP. Por ello, en el veto enviado por el Ejecutivo al Congreso, que se trataría en debate definitivo en breve, sugiere prohibir el uso del "cilindro" de gas licuado de petróleo y no el uso de GLP.

Aunque hay un argumento ambiental de fondo en la iniciativa del Ejecutivo, motivar el uso de GLP en vehículos puede traer más de un inconveniente. Según expertos locales, potenciar el uso de GLP en vehículos incrementaría la demanda de GLP, con mayor gasto para el Fisco por efecto de los subsidios. La medida que impulsa el Gobierno beneficiaría a 50.000 taxis, ello significaría el uso de 630 tm por día adicionales que sumadas a las 120 tm diarias, que ya se utilizan en unos 8.000 taxis, principalmente en la Costa, significaría una demanda adicional de cerca de 22.500 tm por mes, cifra que representaría un 28,5 % adicional al GLP que importa actualmente el país (79.000 tm).

[27] El Comercio "Petroecuador y los taxistas pulen las reglas para uso de gas doméstico" 10/9/2007. Quito, Ecuador

La medida no sería transitoria en vista que el Ministro de Minas y Petróleo anunció que se está preparando la convocatoria para una licitación internacional para exploración y explotación de gas natural en el Golfo de Guayaquil, dentro de los bloques 4 y 5 que tendrían una elevada relación gas/petróleo (GOR). De descubrirse gas natural su utilización sería posible en no menos de tres años. Por ello, el Ministro señaló que mientras se instala la infraestructura se utilizará GLP.[28] Si esas acciones se complementan con la mayor captación del gas natural venteado en el Oriente el éxito de las medidas se irá viendo gradualmente en los próximos años.

Contrabando de derivados. Los precios al público son notablemente más bajos que los de los países vecinos por los subsidios mencionados (véase cuadro II.3). Ello favorece el contrabando en las fronteras terrestres y por mar.

CUADRO II.3
PRECIOS DE LOS DERIVADOS AL PÚBLICO A SEPTIEMBRE 2007

	Ecuador	Colombia[b]	Perú[c]
	US$/galón		
GLP (15 kg.) residencial	2.30	7.05	15.3
GLP (15 kg.) vehícular[a]	5.00	-	-
Super 92 Octanos	2.09	3.65	4.24
Extra 83 Octanos	1.48	2.99	3.70
Diesel D2	1.03	2.48	3.40

Fuente: Elaboración propia.

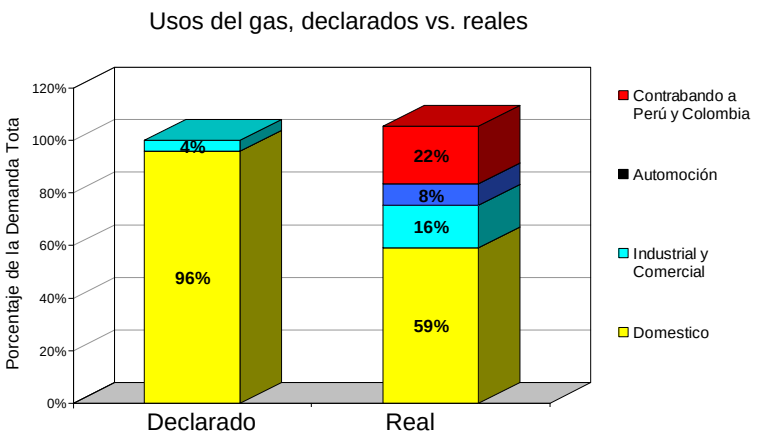
[a] Precio al que se espera vender GLP para uso en taxis.
[b] Septiembre 2007.
[c] Julio 2007.

Según el MEM,[29] en el pasado no se ha tenido en cuenta que las fronteras no constituyen, desde el punto de vista económico, un cerco cerrado, puesto que no son capaces de impedir el tráfico ilegal de bienes energéticos que encuentra su motivación en el diferencial de precios con los países vecinos. A pesar de los obstáculos y barreras que han sido ideados, estos no se han traducido en controles efectivos para frenar el contrabando de combustibles por falta de una verdadera y efectiva decisión política que disminuya o detenga el drenaje de recursos que esta actividad representa para la economía del país. Así, por ejemplo, se estima que alrededor del 22% del GLP destinado al consumo interno sale por las fronteras a Colombia y a Perú (véase gráfico II.10). Las estimaciones para el caso del diesel son más complejas ya que es probable que la fuga de combustibles por vía marítima sea aún mayor.

Según datos del ministerio de Minas y Petróleo el país pierde US$ 300 millones anuales por la fuga o contrabando de combustible a Colombia o Perú. La aprobación del proyecto de ley de Soberanía Energética, tendiente a evitar el contrabando, no se había sancionado hasta los primeros días de septiembre de 2007. Esta sanción deberá, a juicio de los legisladores, ser motivada, con base en criterios de valoración, como: gravedad de la infracción, negligencia, daño producido, alcance de la remediación, volumen de daños, perjuicio al Estado y al consumidor y otros que se consideren pertinentes.[30]

[28] El Comercio "El Gobierno se inclina por el gas natural para el transporte" 13/9/2007. Quito, Ecuador
[29] MEM op cit
[30] Diario el Mercurio "Aprobación de proyecto de ley de Soberanía Energética**"** Cuenca 16/9/2007.

GRÁFICO II.10
USOS DEL GAS, DECLARADOS VS. REALES



Fuente: MEM.

Pérdidas por comercialización de derivados. El resumen de las pérdidas indicadas precedentemente muestra una tendencia creciente habiendo pasado de US$ 1.269.7 millones en el 2004 a US$ 2.925.7 millones en 2006, cifra 2.3 veces mayor a la del 2004 (véase gráfico II.11).

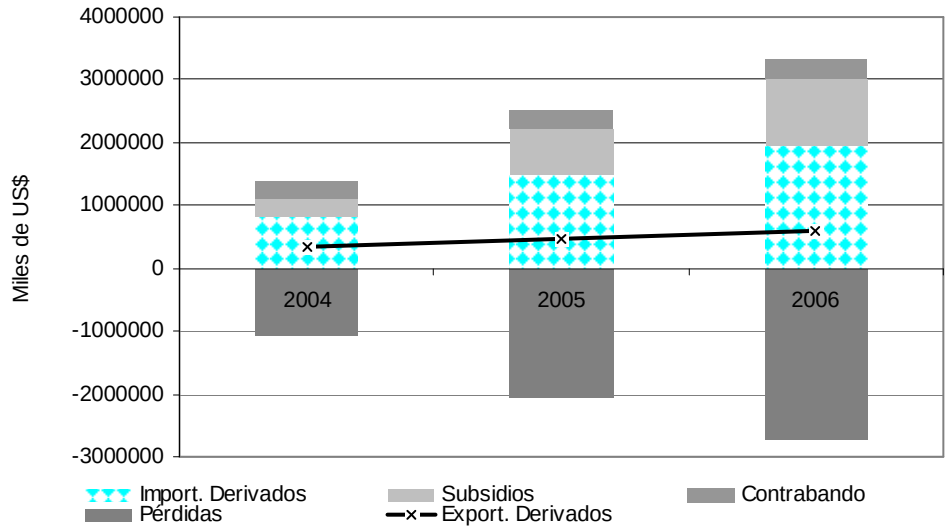
La situación advierte sobre la necesidad de amortiguar las pérdidas en cada uno de los frentes de problemas, que se agudizarán en 2007 por el mayor consumo interno de combustibles, el alza de los precios de los derivados importados y las mayores importaciones y subsidios de GLP con motivo de su uso creciente en taxis.

El Programa de Biocombustibles podría contribuir a atemperar la situación al reducir la importación de combustibles, mientras que la transferencia gradual de los subsidios hacia las actividades agrícolas y agroindustriales posibilitarían complementar el financiamiento previsto para la expansión de la frontera agrícola.

Gas Natural. Ecuador cuenta con seis cuencas sedimentarias pero, solo dos de ellas, Oriente y el Golfo de Guayaquil, tienen hidrocarburos con volúmenes comerciales. Los yacimientos de petróleo de la cuenca Oriente, son del tipo denominado subsaturados, lo cual implica que para las condiciones de presión y temperatura de los reservorios, haya gas natural asociado. Los yacimientos de gas natural libre se encuentran en el Golfo de Guayaquil en donde produce el campo Amistad operado por EDC, que a fines del 2004 tenía reservas por 131,5 BPC. El gas natural de EDC se destina para generar electricidad en la planta Machala Power. El gas natural asociado se encuentra principalmente en los crudos de tipo medio-ligero de 28°API en promedio que se han explotado en los campos operados en su mayoría por Petroecuador. En superficie, el gas natural y las gasolinas se separan en las estaciones de campo, de donde se obtiene la corriente específica de gas natural. El tratamiento que se le ha asignado en la Ley de Hidrocarburos y el hecho de que las inversiones están orientados a la producción de petróleo, ha determinado que al gas natural asociado haya sido quemado en grandes cantidades y que la planta de tratamiento de gas natural de Shushufindi reciba cada vez menores volúmenes que reducen su producción de GLP, que se importa en volúmenes significativos. En efecto, de acuerdo a los balances energéticos nacionales, 7.8 millones de BEP de gas natural fueron quemados en la atmósfera por falta de infraestructura que permita su aprovechamiento. En 1990 el venteo de gas fue de alrededor de 6.6 millones de BEP, confirmando el hecho de que el desperdicio del gas natural se ha convertido en un problema endémico desde el inicio de las actividades hidrocarburíferas en la región Amazónica. Así, la planta Shushufindi diseñada para procesar 25

millones de pies cúbicos de gas por día opera únicamente al 40% de su capacidad instalada. Las inversiones en los proyectos de captación y compresión de gas se han ido postergando dando como resultado una caída de la producción del complejo industrial de 200 mil m3 anuales en el 2000 a 60 mil m3 en el 2006.

GRÁFICO II.11
PÉRDIDAS POR COMERCIALIZACIÓN DE DERIVADOS



Fuente: Elaboración propia en base a información del BCE y MEM.

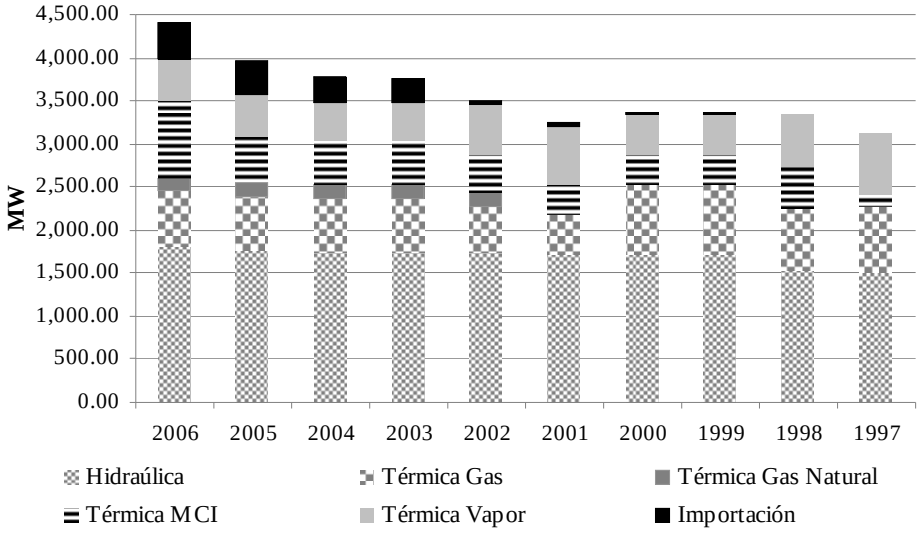
La ley de hidrocarburos establece que el gas natural producido es de propiedad del Estado. Su posible utilización requiere de la aprobación de la Dirección Nacional de Hidrocarburos. Como el gas natural no tiene fijado un precio de referencia en boca de pozo difícilmente, los productores de Oriente, que lo extraen disuelto con el petróleo, pueden planificar su posible explotación comercial mediante el transporte hasta la planta de tratamiento en Shushufindi o generar electricidad para las ciudades no conectadas al Sistema Nacional Interconectado (SIN). Ello ha determinado que solo Petroecuador haya previsto proyectos como la captación futura de gas natural del campo Sacha. Mientras, se ventean elevados volúmenes de gas natural frente a la crisis energética, tanto en electricidad como en la producción de derivados.

Como se mencionó, el Ministro de Minas y Petróleo anunció que se está preparando la convocatoria para una licitación internacional para exploración y explotación de gas natural en el Golfo de Guayaquil, dentro de los bloques 4 y 5 que tendrían una elevada relación gas/petróleo (GOR). De descubrirse gas natural su utilización sería posible en no menos de tres años.

Electricidad. La capacidad total efectiva de generación instalada en el 2006 era de 3.998 MW, de los cuales 87,2% corresponden al Sistema Nacional Interconectado y el resto al parque de autogeneradores. Esa potencia está casi equidistribuida entre hidráulica (1.801 MW) y térmica (2.196 MW). El parque térmico consiste de centrales a vapor, motores de combustión interna, turbinas a gas y centrales a gas natural. A la capacidad de generación nacional se suman 400 MW de capacidad por la interconexión con Colombia (310 MW) y Perú (90 MW) lo cual da una capacidad total de 4.398 MW (véase gráfico II.12). Durante el último quinquenio (1999 – 2004) la capacidad hidráulica sólo se ha incrementado en 87 MW que representan el 5,1% del total instalado en ese tipo de centrales. Los incrementos importantes han ocurrido en centrales a gas natural (140 MW), en motores de combustión interna (557 MW) y en la interconexión con

Colombia que inició su operación en 2003 (150 MW). La capacidad instalada en centrales térmicas a vapor cayeron 187 MW mientras que las turbo gas aumentaron 193 MW. Cabe destacar no sólo la elevada capacidad instalada en motores de combustión interna (904 MW), sino su significativo crecimiento durante el último quinquenio. La entrada en operación de la central San Francisco (212 MW), Termoguayas (150 MW) y posteriormente Mazar (190 MW) aliviarán en parte el déficit de generación a corto plazo dado que las centrales hidroeléctricas del país son en su gran mayoría centrales de pasada o de filo de agua por lo que la capacidad de regulación de los embalses es muy pequeña. Sin embargo, el problema puede volverse crítico debido a la obsolescencia del parque térmico. Alrededor de 800 MW de capacidad térmica instalada han cumplido ya su vida útil y las plantas respectivas requieren ser reemplazadas o ser sometidas a un proceso de rehabilitación y repontenciación. La medida es urgente ya que la ineficiencia de esas plantas repercute en los altos precios spot del Mercado Eléctrico Mayorista.

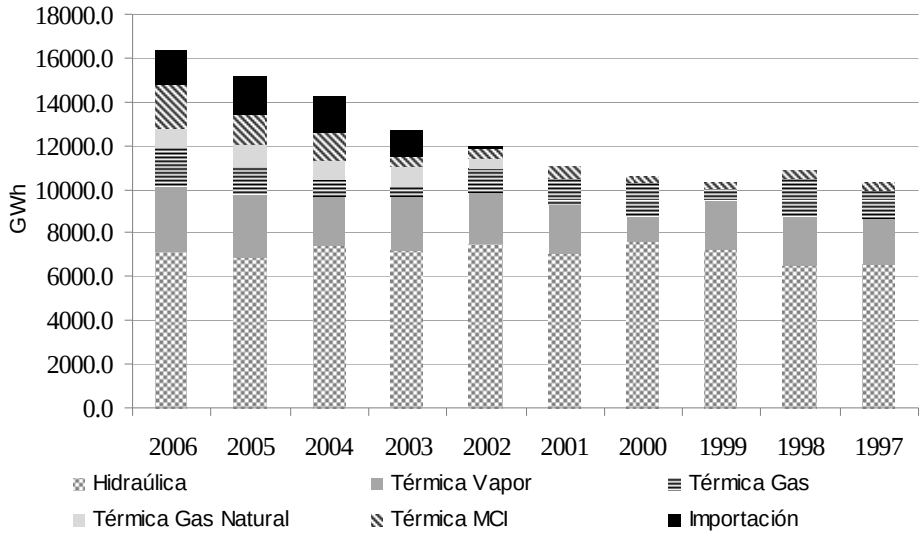
GRÁFICO II.12
CAPACIDAD INSTALADA EN CENTRALES ELECTRICAS



Fuente: CONELEC.

La generación de electricidad, incluyendo las importaciones desde Colombia, en el año 2006 fue de 16.384 GWh (véase gráfico II.13). La participación de la generación de hidroelectricidad en la producción local fue del 43,5% (7.129 GWh), la térmica a vapor 18,3% (2,998 GWh), las térmicas a gas 10,9% (1.779 GWh), las térmicas a gas natural 5,4% (885 GWh), los MCI 12,3% (2.021 GWh) y la interconexión internacional representó 9,6% de la generación total. Aún cuando se hubieran dado condiciones favorables en la capacidad de generación hidráulica la capacidad total de generación doméstica está en el límite y solo las interconexiones con Colombia y Perú evitaron el racionamiento.

GRÁFICO II.13
ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA E IMPORTADA



Fuente: CONELEC.

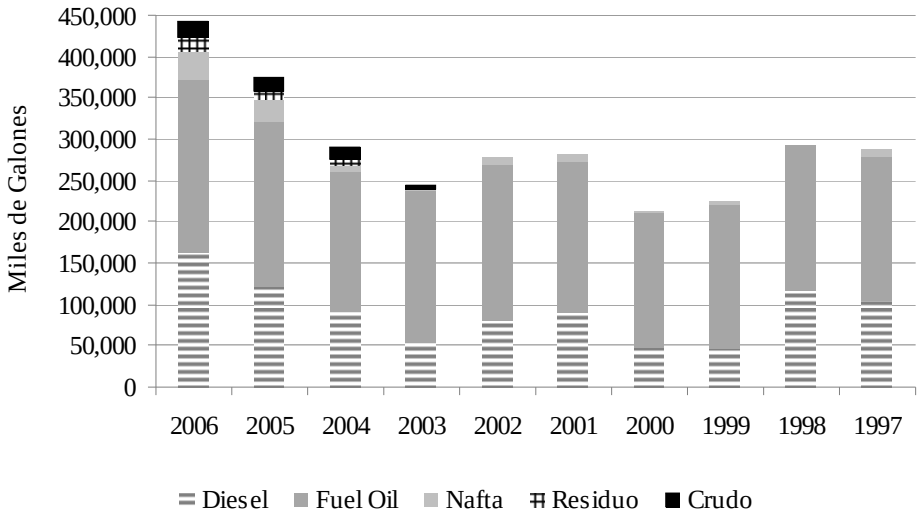
Los márgenes de 'capacidad ociosa' son, en principio, bastante amplios. De ahí la afirmación del Plan Maestro de Electricidad al calificar problema de abastecimiento eléctrico del país no como un problema de falta de capacidad de generación, sino como un problema de falta de energía. El argumento revela una ponderación no probabilística de la combinación de las capacidades termo-hidro que inducen a un plan de expansión del sistema eléctrico que no responde a los factores que afectan a las cuencas hídricas, en particular con los cambios climáticos y a la aleatoriedad del suministro de combustibles con refinerías que se encuentran operando en estado crítico.

En el consumo de combustibles para generación el fuel oil participó en 2006 con el 47,6%, el diesel 36,8% y nafta 7,8% que en conjunto suman 92,2% de los combustibles utilizados (véase gráfico II.14). El crecimiento sistemático de esos consumos, en particular de diesel y nafta, para generación de electricidad se añade a la presión de la demanda final de esos combustibles sobre las importaciones.

Transmisión y distribución. Según el MEM, las pérdidas de transmisión de electricidad han disminuido gradualmente hasta alcanzar niveles del 3,1% respecto a la energía generada en el año 2005 y las perdidas de distribución se mantienen en alrededor del 23% con respecto a la energía disponible, niveles que superan largamente los estándares aceptables (véase gráfico II.15).

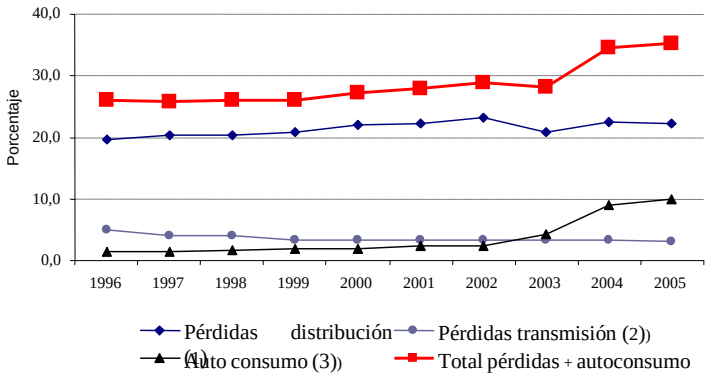
Si las pérdidas hubiesen sido en el 2005 equivalentes al 12% de la energía disponible, en lugar del 23% ocurrido, la diferencia representa alrededor de 1.500 GWh, energía equivalente a la generación media anual estimada para el proyecto San Francisco (212 MW). Si se agrega el autoconsumo de las plantas de generación, que en el año 2005 alcanzó alrededor del 10% del total de la energía bruta generada, se tiene que en ese año del total de la electricidad bruta generada únicamente el 65% llegó a los consumidores finales. El 32% restante fue absorbida por las 'pérdidas técnicas' y el autoconsumo del sector. Los porcentajes de pérdidas señalados corresponden a promedios nacionales y por lo tanto no revelan las notables disparidades en la gestión de las empresas de distribución del país.

GRÁFICO II.14
CONSUMO DE COMBUSTIBLES



Fuente: CONELEC.

GRÁFICO II.15
PÉRDIDAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO

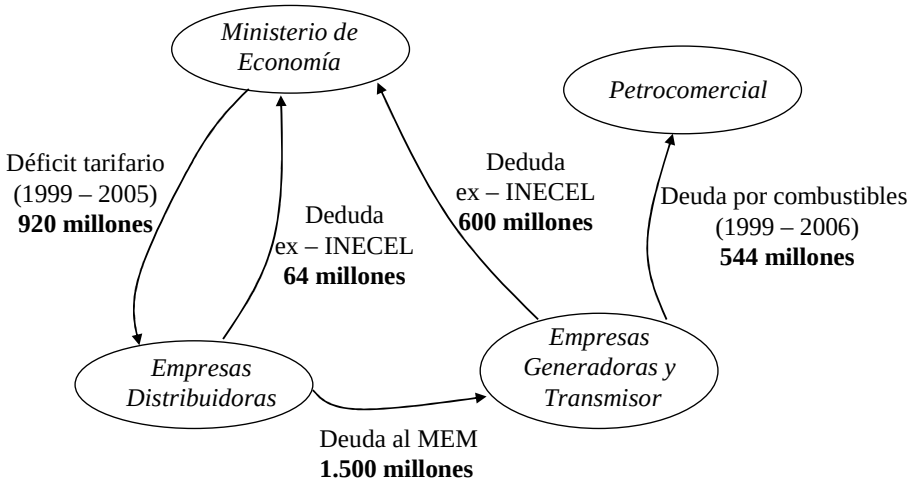


Fuente: MEM.

Tarifas. La diferencia entre la tarifa fijada por el Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC) y el precio de compra de la energía a las empresas generadoras por las distribuidoras se traduce en un déficit que desde abril de 1999 hasta diciembre de 2005 suma alrededor de US$ 920 millones (véase figura II.1). Según estimaciones del CONELEC, en 1999 el subsidio al consumo de electricidad representó alrededor del 71% del valor real de la tarifa. En el año 2000, con el incremento del 4% mensual, este subsidio se redujo al 30% de la tarifa real. Posteriormente, el incremento mensual de la tarifa del 5% dispuesto en octubre de 2002 fue suspendido y se fijó un incremento mensual del 1,64%. En 2004, la tarifa final que debió haberse fijado, en promedio, en US$ 11.35 centavos por kWh, fue establecida en US$ 8.96 centavos. El déficit acumulado es causa de una compleja red de deudas, ajustes contables y desajustes financieros cuyo saneamiento es necesario para lograr un equilibrio financiero del sector

eléctrico. Dentro del sistema de tarifas existen diferencias de precios en los niveles y sectores de consumo. Esa diferenciación introduce en la política de precios un efecto redistributivo y otro de costo público, factores importantes al momento de fijar los precios de servicios controlados por el Estado.

FIGURA II.1
DÉFICIT TARIFARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO



Fuente: MEM.

La ingerencia política en las empresas eléctricas de distribución es otro de los factores que han frenado su desarrollo y que ha llevado a una deficiente gestión en la administración técnica y financiera del sistema de distribución.

Precios. Los precios medios de electricidad al usuario han crecido significativamente en los últimos años estando entre los más elevados en Latinoamérica (véase cuadro II.4). La ineficiencia operativa de la mayoría de las centrales térmicas asociada a la crítica situación financiera de las empresas distribuidoras es la causa de ese crecimiento. Existen subsidios cruzados entre consumidores por zona y nivel de consumo pero el balance final no asegura suma cero.

Resumiendo, el sistema que rige actualmente en el sector eléctrico no ha podido funcionar en su totalidad debido a que no se han dado las condiciones básicas, tales como: seguridad jurídica, incentivos económicos y financieros, equilibrio tarifario y eficiencia en la gestión empresarial. En la distribución de energía eléctrica, siguen coexistiendo 20 empresas distribuidoras que resultan excesivas para un mercado pequeño como el ecuatoriano, la mayoría con importantes ineficiencias y algunas prácticamente en bancarrota. Esa situación y el déficit tarifario remanente, condujo a la interrupción de la cadena de pagos en el Mercado Eléctrico Mayorista que desincentivó las inversiones en generación por casi una década, a pesar de los altos costos marginales del sistema y el buen funcionamiento operacional. Ello condujo al borde del colapso al sistema eléctrico, con una amenaza casi permanente de racionamiento. No obstante, abre un nicho muy importante para la generación privada, especialmente en centrales hidroeléctricas de pequeño y mediano porte, en principio para venta de energía y potencia por contrato a grandes consumidores y a las empresas eléctricas que puedan proveer las debidas garantías de pago. Más adelante, para venta al mercado spot, si se emite una ley que provea garantía soberana a los generadores que vendan electricidad. En la actualidad, la política del nuevo gobierno está basada en el hecho que como no funcionó el sistema, las inversiones en grandes obras de generación hidroeléctrica sea realizada por el Estado, a través de los recursos del Fondo Ecuatoriano de Inversiones en los Sectores Energéticos e Hidrocarburíferos (FEISEH), la

generación térmica utilizando gas natural o residuo de refinación del petróleo mediante subastas de nueva generación y las pequeñas centrales hidroeléctricas por los grandes consumidores o empresas privadas. La transitoria sexta, de la Ley Modificatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico de septiembre de 2006, establece que las empresas generadoras de propiedad del Fondo de Solidaridad (Estado) vendan su energía de manera proporcional a la demanda de cada una de las empresas de distribución. El resto de la energía deberá ser comprada por las empresas distribuidoras a través de contratos con las empresas generadoras privadas (alrededor del 10%).

CUADRO II.4
PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD AL PÚBLICO POR SECTOR CONSUMIDOR

Sectores	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
	US$ ¢/ kWh						
Residencial	9,77	9,73	9,84	9,46	8,66	5,94	3,64
Comercial	8,20	8,11	8,27	8,60	8,35	6,51	3,48
Industrial	7,32	7,32	7,42	7,99	8,12	6,96	3,64
A. Público	11,59	10,97	11,50	11,24	10,07	6,80	3,94
Otros	7,63	7,83	7,94	8,21	8,03	6,69	3,46
Total	8,88	8,82	8,96	8,97	8,52	6,47	3,62
Variación	0,01	-0,02	0,00	0,05	0,32	0,79	-0,16

Fuente: CONELEC.

Fuentes nuevas y renovables de energía (FNRE). Según el MEM, las expectativas que se crearon alrededor de las FNRE a principios de la década de los ochenta tuvieron un empuje limitado por los precios relativamente bajos del petróleo y los procesos de liberalización del sector energético que crearon un contexto desfavorable para el desarrollo de las FNRE. La penetración de estas fuentes continuó planteándose como una innovación tecnológica dentro de un sistema energético donde la evaluación se hizo a través de los mecanismos del mercado. Bajo esos criterios, la tendencia fue rezagar, por falta de rentabilidad, la penetración de las nuevas tecnologías. Sin embargo, su aceptación hubiera sido posible si la evaluación se hubiese llevado a cabo dentro de un enfoque global de suministro de largo plazo y sin excluir a priori una serie de externalidades que no son tomadas en cuenta en las evaluaciones financieras. Ante la ausencia de apoyo por parte de los gobiernos, el aporte de las fuentes renovables de energía quedó relegado a proyectos marginales, cuyo impulso se debió básicamente a iniciativas de agencias internacionales de cooperación. En la actualidad, una serie de factores como la incertidumbre sobre los precios del petróleo, consideraciones de tipo ambiental, las oportunidades que ofrece el Protocolo de Kyoto y la disminución de costos de las tecnologías han dado un nuevo impulso a las fuentes renovables. Entre esas fuentes con potencial en Ecuador se encuentran:

Bioenergías. Dentro de esta categoría entran el bagazo utilizado en la industria para calor de proceso y en la generación de electricidad. La leña y su derivado el carbón, ambos de uso principalmente en el medio rural de la Sierra y en las ciudades, tanto para acondicionamiento térmico del ambiente como para cocción de alimentos. También, desde el 2004 es objeto de interés del *Consejo Nacional de Biocombustibles* el etanol, derivado de la caña de azúcar, que con el *Plan Piloto de Guayaquil* podría iniciar en breve su comercialización en esa ciudad, en mezcla al 5% con gasolinas. El biodiesel, derivado del aceite crudo de palma africana, se encuentra en estudio para concretar un *Programa de Biodiesel*. Ambos planes de biocombustibles están destinados a reducir importaciones de derivados de elevado precio internacional (gasolinas y diesel oil) y que se consumen principalmente en el sector transporte. Aún cuando se exporta

etanol y biodiesel no se cuantifican en los balances energéticos. La potencialidad de los biocombustibles en Ecuador será analizada en los capítulos que siguen.

Solar. Ecuador tiene en la Sierra una de las más elevadas insolaciones del mundo precisamente por encontrarse en la línea ecuatorial. Sin embargo, no aparecen proyectos de envergadura por falta de estímulo o de interés. No obstante, la energía solar para calentamiento de agua es utilizada en muchos edificios que a simple vista se observa en sus terrazas o circulando por la ciudad las empresas que ofrecen los equipos para ello. Esa energía que ahorra GLP en los hogares y empresas no está registrada en los balances energéticos.

Eólica. También en breve se implementarán los primeros proyectos eólicos y habrá que incorporar en el balance energético su contribución a la generación de electricidad. En el año 2005, el MEM con apoyo de varios organismos internacionales inició la construcción de una central eólica de 1.2 MW en la Isla San Cristóbal, que entró en operación a fines del mes de septiembre de ese año, en el Archipiélago de las Galápagos. Esa generación tampoco se cuantifica en los balances energéticos. Otro emprendimiento, es el estudiado por el Centro de Investigaciones de Energéticas, por pedido del Consejo Provincial del Azuay y de la Empresa Eléctrica Centro Sur. Es el estudio de pre-factibilidad de un proyecto eólico en el sector de Minas de Huascachaca y Yulug. El proyecto se encuentra ubicado a 84 Km. al sureste de la ciudad de Cuenca, entre las provincias de Azuay y Loja, en los cantones Santa Isabel y Saraguro, en una zona árida, con caminos de tierra y escasa vegetación pero con interesantes vientos con características energéticas. Las mediciones se han realizado durante aproximadamente dos años dado que se cuenta con limitada información de los estudios realizados por INECEL en la década del 80. Asimismo, en el año 2006 el MEM y el PNUD, en el marco del Proyecto ERGAL, llamaron a un concurso para realizar estudios de factibilidad en tres sitios de las Islas Galápagos.

Geotermia. La geotermia no ha sido aún de interés habiendo potenciales y estudios.[31] Los principales sitios son Chiles en la frontera con Colombia, Chachimbiro en la provincia de Imbabura y Chalupas en la provincia de Cotopaxi.

C. Características de la demanda

Como se observa en el Balance Energético del 2005 (véase cuadro II.5), el consumo de energía primaria alcanzó un volumen de 76.5 millones de barriles equivalentes de petróleo (Bep), como resultado de un crecimiento sostenido de la demanda del orden del 4,6% anual durante el periodo 2000 – 2005. Este promedio anual de crecimiento muestra una aceleración de la tendencia histórica del 3,4% registrada en el periodo 1990 – 2005 y se explica fundamentalmente por la reactivación económica luego de la crisis que afectó la economía del país en 1999.

La demanda de energía de los sectores sociales y productivos (energía final) fue de 52.8 millones de Bep en el año 2005. El crecimiento promedio anual fue de 3,1% durante el quinquenio 2000 – 2005, mientras que en el quinquenio anterior el crecimiento promedio alcanzo 2,2% anual. En cuanto a la participación de los sectores en el consumo se destaca el peso del sector transporte de 54% en el 2005 frente al 49% en 1990. Por el contrario, la participación del consumo residencial muestra una tendencia opuesta ya que del 25% en 1990 pasa al 21% en el año 2005.

Los consumos de gasolina y diesel oil en el sector transporte tienen particular relevancia por la incidencia que tendrán sobre ellos los biocombustibles (véase gráfico II.6).

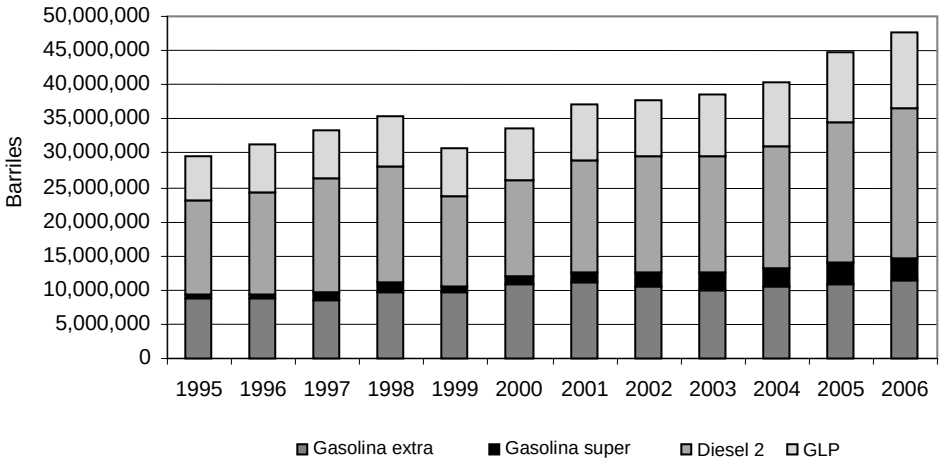
[31] Véase el "Estudio para la Evaluación del Entorno del Proyecto Geotérmico Binacional "Tufiño-Chiles-Cerro Negro" Proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, Santiago de Chile, julio 2000.

CUADRO II.5
BALANCE ENERGÉTICO 2005

Unidad 1000 BEP	Gas	Petróleo	Hidro	Biomasa	Electricidad	Derivados	Total
Producción	3 877	191 613	6 231	4 398	0	0	206 119
Importaciones	0	0	0	0	1 085	19 791	20 876
Exportaciones	0	134 027	0	0	0	13505	147 531
Inventario	0	0	0	0	0	-2932	-2932
Oferta primaria	**3 877**	**57 587**	**6 231**	**4 398**	**1 085**	**3 354**	**76 531**
Refinación	0	-57 780	0	0	0	54 336	-3 444
Plantas gas	-1 517	0	0	0	0	586	-931
Generación electricidad	-2 360	0	-5 056	0	7 398	-6 163	-6 180
Transmisión	0	0	0	0	-1 702	0	-1 702
Transformación total	**-3 877**	**-57 780**	**- 5056**	**0**	**-1 702**	**-6 163**	**-12 257**
Transporte	0	0	0	0	7	28 414	28 421
Industria	0	0	0	2 504	1 605	5 933	10 042
Residencial	0	0	0	2 512	2 356	6 134	11 001
Servicios	0	0	0	0	1 668	1 107	2 775
Agr.Min.	0	0	0	0	513	78	591
Demanda final	**0**	**0**	**0**	**5 016**	**6 149**	**41 666**	**52 831**

Fuente: MEM

GRÁFICO II.16
VENTA DE COMBUSTIBLES



Fuente: En base a datos de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

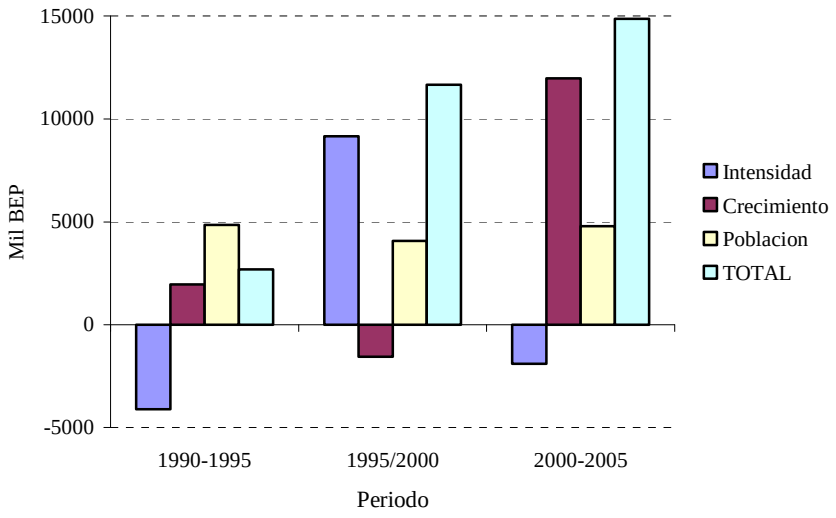
Nota: Los datos del año 2006 son estimados entre agosto y diciembre.

La penetración del etanol y del biodiesel en los combustibles de uso del parque automotor puede llegar a cambiar significativamente el balance comercial energético del país. No tanto con la mezcla de etanol que tiene como restricción que con mezclas por encima del 10% los vehículos requieren adaptaciones en los motores que utilizan gasolina súper, mientras que los que usan gasolina extra a lo sumo podrían utilizar mezclas por debajo del 10%. Por el contrario en las mezclas con biodiesel los motores no requieren adaptaciones y se pueden utilizar mezclas de hasta el 100% de acuerdo a la capacidad de procesamiento de las plantas productoras del combustible así como de la disponibilidad como insumo del aceite crudo de palma africana que es el principal cultivo productor de aceite en Ecuador.

Intensidad energética. La dinámica de la demanda de energía y los cambios en su estructura analizados en función del comportamiento y la interacción de sus componentes, identificados por tres parámetros: la intensidad energética de la economía, el crecimiento económico (expresado por el PIB per capita) y la población, se explica como la suma de los cambios parciales inducidos por la dinámica de los factores señalados.[32]

Según el MEM, la incidencia de esos tres componentes en las tendencias de la demanda energética varía en magnitud y en dirección, comportamiento que refleja la fragilidad e inestabilidad de la economía del país en los últimos quinquenios (véase gráfico II.17). Así, el efecto del crecimiento económico sobre el consumo es débil a inicios de la década de los noventa, se frena en el quinquenio 1995–2000 para luego reactivarse significativamente en el quinquenio siguiente. Por el contrario, el impacto del factor población se revela estable aunque con una disminución de su efecto sobre el consumo durante el periodo 1995–2000, comportamiento que refleja la contracción y expansión del gasto de los hogares en la composición del PIB: 62% en 1995, 64% en el 2000 y 66,5% en el 2005.

GRÁFICO II.17
CAMBIOS DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA



Fuente: MEM.

Las variaciones de la intensidad energética, en cierta medida un indicador de la eficiencia en el uso de la energía, muestran un comportamiento muy variable como resultado de la fragilidad del sector energético ante contingencias periódicas de carácter técnico y meteorológico,

[32] Δ Consumo de energía = Δ Intensidad energética + Δ Crecimiento económico+ Δ Población.

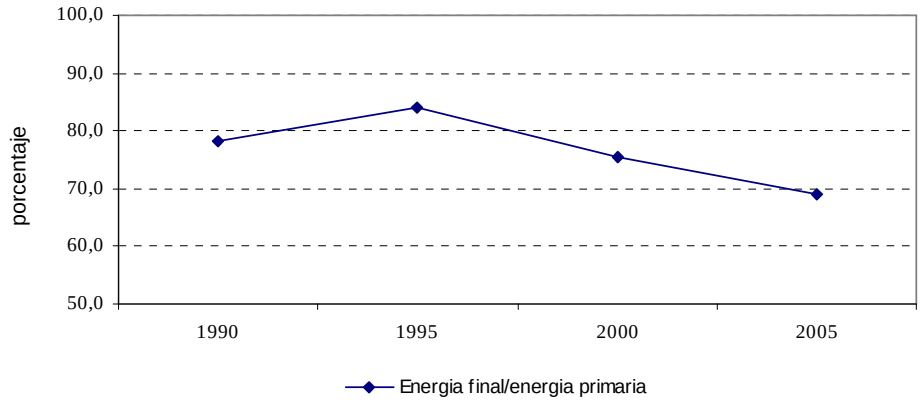
el carácter temporal de los motores de crecimiento de la economía y los patrones del uso de la energía que tienden a ignorar criterios de racionalidad técnica y económica en la utilización de un recurso escaso y por lo tanto caro.

Eficiencia Energética: El comportamiento del indicador[33] en los últimos 15 años muestra un claro deterioro de la eficiencia global del sistema energético nacional (véase gráfico II.18).

Luego de un cambio en la tendencia observada a lo largo del quinquenio 1990–1995, comportamiento explicado por la entrada en operación de la Fase C de la central de Paute y de la central Daule-Peripa, las pérdidas totales del sistema energético crecen aceleradamente hasta llegar a niveles cercanos al 30% en el año 2005. El rápido crecimiento de la generación térmica de electricidad explica parcialmente este fenómeno y el resto responde principalmente a los elevados niveles de ineficiencia tanto en la gestión y operación de los centros de transformación como en la distribución de energía eléctrica.

Uso racional de energía (URE): Sobre el consumo final de energía no se dispone de información que permita precisar el comportamiento de la eficiencia energética en los usos finales. No obstante, el MEM indica que el comportamiento de las tendencias de los macro-indicadores referidos anteriormente lleva a la conclusión de que en los últimos años se ha producido una disminución gradual de la eficiencia en la utilización de la energía y por lo tanto, existen importantes márgenes para modular la demanda energética. La causa de haber ignorado sistemáticamente una estrategia de manejo y gestión de la demanda de energía radica en que su crecimiento se ha asumido como algo normal, inherente a las necesidades del desarrollo del país. Así, la oferta de energía se ha convertido en el motor de ese sector. La racionalidad que orientó a la gestión energética fue cubrir la demanda de combustibles y electricidad, factor que justificó la ampliación de la infraestructura energética como objetivo del sector. Esa expansión de la capacidad energética se interpretó como una cuestión técnica, sin visualizar la posibilidad de orientar el crecimiento de la demanda en función del uso eficiente y racional de energía mientras que la oferta debió atender a la disponibilidad de cada fuente energética y a su transformación bajo esquemas de eficiencia técnica y de gestión. Esfuerzos aislados en el sentido de gestionar una política de ahorro y uso eficiente de la energía no han trascendido a la práctica en parte debido al escaso interés político y también por limitación de recursos de las instituciones involucradas.

GRÁFICO II.18
EFICIENCIA DEL SISTEMA ENERGÉTICO



Fuente: MEM.

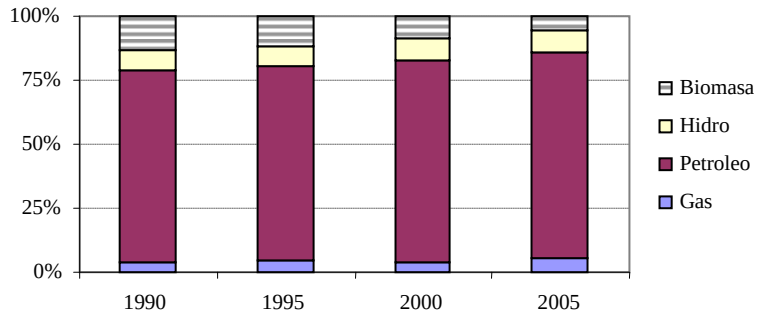
[33] El indicador sobre la eficiencia del sistema energético ecuatoriano esta dado en este caso por la relación entre la cantidad de energía final disponible para el consumo de los sectores socioeconómicos y la energía total, energía primaria, que alimenta el sistema energético, incluida aquella destinada a los centros de transformación de energía.

D. Patrón de especialización productiva

A lo largo de las últimas décadas Ecuador no ha logrado emprender un proceso de diversificación de sus fuentes de energía que le permita configurar un sistema energético más robusto y por consiguiente, menos vulnerable a contingencias técnicas, económicas y naturales. Por el contrario, la dependencia del petróleo y sus derivados en el abastecimiento de energía primaria se ha acentuado en los últimos años. Así, por ejemplo, mientras en 1990 alrededor del 75% de las necesidades de energía fueron cubiertas por petróleo e importación de sus productos derivados, en el año 2005 estos energéticos representaron el 81% del consumo total de energía (véase gráfico II.19).

Tanto la hidroenergía como el gas natural han mantenido prácticamente constante su participación en la estructura del balance energético, no así la biomasa sustentada básicamente por la leña, cuyo aporte a los requerimientos totales de energía ha continuado con su tendencia regresiva a lo largo de las últimas décadas. Estudios realizados al respecto señalan que el porcentaje de hogares que utilizan leña para sus necesidades de cocción ha pasado de alrededor del 27% en 1990 al 13% en el 2001, tendencia que debida por una parte a la escasez del producto cada vez más caro y por otra a los subsidios al gas licuado de petróleo. El aumento de la participación del petróleo y sus derivados en la estructura del consumo de energía primaria responde parcialmente al proceso de substitución de leña por GLP.

GRÁFICO II.19
ESTRUCTURA DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO



Fuente: MEM.

Un comportamiento similar se observa en la evolución de la demanda final de energía: un aumento del peso de los derivados de petróleo en la estructura de la demanda final (75% en 1990 y 79% en el 2005), una penetración creciente de la electricidad (9% y 12%, respectivamente) y una disminución del consumo de leña. A pesar de que este ultimo energético representa todavía alrededor del 10% del consumo final de energía, la dinámica de su comportamiento y su peso en el balance de usos finales de la energía han sido ignorados en las políticas y decisiones sectoriales.

La falta de diversidad del sistema energético no solamente se manifiesta en la concentración de las fuentes primarias sino que también se presenta al nivel de los centros de transformación de energía. El 63% de la capacidad de refinación está concentrada en la refinería de Esmeraldas cuyo rendimiento y confiabilidad, como se explicó anteriormente, son bastante precarios. La seguridad del abastecimiento de electricidad tiene otra dimensión, aquella relacionada con la escala y localización de las unidades hidráulicas de generación. Por una parte,

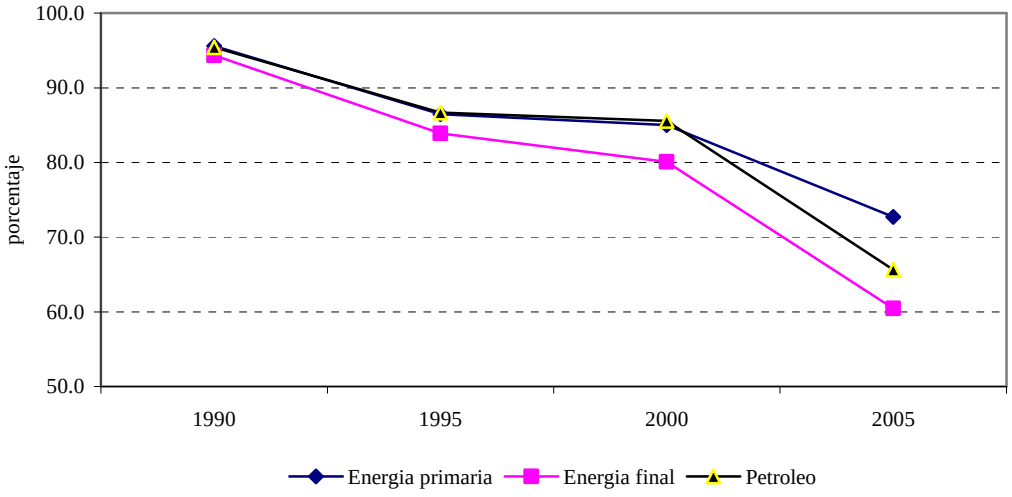
el complejo hidroeléctrico Paute, con una capacidad de generación de 1.075 MW, representa el 62% de la capacidad hidroeléctrica de generación del país y el 31% de la capacidad total. Según el MEM, tal nivel de concentración es el origen de dos problemas: la dependencia de la disponibilidad de electricidad de factores climáticos y un exceso de capacidad de generación, aunque nominal pero onerosa en términos de inversión. Sin embargo, el costo medio del kilovatio instalado es inferior a mil dólares, valor muy competitivo. El problema de Paute es su pequeña o nula capacidad de embalse, en relación con la potencia instalada, que la transforma en una central de pasada sujeta a la aleatoriedad de la hidrología

Como resultado de lo expuesto, el sistema energético del país se caracteriza por su vulnerabilidad que le proporciona márgenes muy estrechos de acción ante situaciones imprevistas ya que la capacidad del sistema energético para enfrentar la variabilidad y ocurrencia de eventos imprevistos es mínima. Así, las respuestas ante fallas técnicas y comportamientos hidrológicos anómalos han derivado en racionamientos eléctricos y desabastecimiento de derivados de petróleo debiendo el país recurrir a importaciones de urgencia con los consecuentes elevados costos.

Articulación internacional que contiene la matriz energética (biodiesel o etanol para la exportación).

En 1990, el nivel de autoabastecimiento energético primario del país fue de alrededor del 96%, mientras que para el año 2005 ese porcentaje disminuyó a 73%. En términos de energía final, las cifras indican: 94% y 61%, respectivamente (véase gráfico II.20). Es decir, en la actualidad, cerca del 40% de las necesidades energéticas son cubiertas mediante importaciones. No obstante, pese a exportarse etanol y biodiesel esas fuentes no se registran en el balance energético con lo cual el balance comercial de energía induce e error.

GRÁFICO II.20
NIVELES DE AUTOABASTECIMIENTO ENERGÉTICO



Fuente: MEM.

Es llamativo que siendo Ecuador un país exportador de petróleo y derivados pesados, además dotado de un enorme potencial hidroeléctrico, se vea obligado a importar volúmenes cada vez mayores de combustibles y electricidad para satisfacer su consumo interno. La dependencia externa creciente para el abastecimiento energético ha ido socavando una de las condiciones básicas para el desarrollo sostenible del Ecuador como es el de la seguridad energética.

La situación sugiere alternativas de diversificación energética que son posibles, más si se tienen en cuenta las limitaciones reales de las reservas hidrocarburíferas, cuyo horizonte tiende a reducirse en un futuro no muy lejano no solo por la falta de inversiones sino por la simple razón de que se tratan de recursos agotables. El agotamiento de esta riqueza, si no interviene algún proceso de cambio para gestar nuevas alternativas que permitan cobrar importancia a otras actividades se presenta como un riesgo para la economía y para la sociedad en su conjunto.

En el contexto de problemas señalados parece necesario abordar la situación con medidas que no solo resuelvan las urgencias de corto plazo sino también con otras que se anticipen a los problemas de mediano y largo plazo. El desarrollo de los biocombustibles, dados los estudios que está realizando Ecuador, aparece como uno de los posibles medios para amortiguar los impactos de esos problemas, aunque no su solución. Aún se está lejos de la posibilidad de que en Ecuador los biocombustibles sean sucedáneos de las gasolinas o del diesel. No obstante, pueden ser un puente hasta que la nueva refinería entre en operación, lo mismo que la captación del gas natural venteado de oriente para amortiguar, mediante su tratamiento en Sushufindi, las importaciones de GLP y además con el gas residual sustituir diesel para la generación de electricidad. Si la nueva refinería cumple con las especificaciones previstas por Petroecuador, se producirán excedentes de derivados livianos exportables (GLP, gasolina y diesel) y concurrentemente podrán exportarse cuotas de biocombustibles (etanol y biodiesel) en la medida que se mantengan las mezclas iniciales y se desarrolle su producción. De lo contrario, si aumentan las mezclas se generarán mayores excedentes de livianos exportables en las refinerías. Lo cual indica efectos financieros positivos en un caso u otro. Ello dependerá de qué es más conveniente, luego de una evaluación que tenga en cuenta a todos los factores que inciden en cada cadena energética y sobre el ambiente, además de las externalidades.

E. Opciones de abastecimiento futuro posibles de gestionar para garantizar la seguridad energética

Según el MEM,[34] en su informe de junio 2007, los desafíos que enfrenta el sistema energético del país son enormes. Más aún, la situación requiere acciones efectivas urgentes. La presión para implementar respuestas inmediatas es de tal magnitud que puede obligar a sacrificar, en el corto plazo, el diseño de soluciones 'óptimas y eficientes' y buscar estrategias efectivas que permitan salir de un estado al borde del colapso como el que se encuentra el sector energético en la actualidad. Para alcanzar esos objetivos, el gobierno nacional se propone poner en marcha un programa de emergencia que se resume como sigue.

1. Garantizar la seguridad del abastecimiento energético del país sobre la base del desarrollo de la infraestructura necesaria para satisfacer los requerimientos energéticos sociales y productivos

Reactivación de la producción petrolera.

Incorporación de tecnologías de recuperación mejorada, orientada a la optimización de la explotación de los campos maduros.

Elevar los niveles de reservas probadas y probables de crudo y gas natural, mediante programas de exploración y de perforación. Ello incluye la incorporación de manera inmediata nuevas reservas de gas/petróleo en el Golfo de Guayaquil. Para esta campaña exploratoria promover la licitación internacional de los Bloques del Golfo en el tercer trimestre 2007.

[34] Op. cit. Agenda Energética 2007-2011.

Elevar y mantener la producción de los campos de petróleo en manos del Estado y optimizar el rendimiento de los yacimientos bajo el objetivo de estabilizar la producción al nivel promedio de 253 mil barriles diarios (a fines del segundo semestre 2007, incl. campos de Petroproducción y Bloque 15).

Planificación económica integral de crudos pesados: determinar las mejores alternativas de inversión y desarrollo de los campos ITT, Pungarayacu y Oglán, en el marco de una política de integralidad, cuidado ambiental y respeto a los pueblos.

Desarrollar el campo Pañacocha, con participación directa de PETROECUADOR y el apoyo de alianzas estratégicas.

Mejoramiento y expansión de la capacidad de refinación y almacenamiento.

Rehabilitar y repotenciar la Refinería Estatal de Esmeraldas, a fin de mejorar la producción nacional de combustibles livianos y reducir drásticamente las importaciones.

Iniciar la construcción del nuevo Complejo Industrial del Pacífico en Manabí (refinería de al menos 300 mil BPD de capacidad, Planta de fertilizantes de 20 mil BPD, Planta de aceites lubricantes de 20 mil BPD).

Construir en el 2007/2008 las instalaciones para el almacenamiento del gas licuado de petróleo en tierra y evitar los onerosos costos del almacenamiento flotante.

Expansión de la capacidad de generación eléctrica.

Incrementar hacia el año 2011 la capacidad de generación de electricidad en 1280 MW mediante la puesta en marcha de una combinación de proyectos hidroeléctricos de gran escala, centrales hidroeléctricas de mediana y pequeña capacidad, centrales térmicas de alta eficiencia y la implementación de tecnologías sustentadas en el aprovechamiento de fuentes renovables no convencionales de energía.

Implementar proyectos de generación eléctrica, industriales, de transporte y de servicios con uso de Gas Natural, incluyendo Gas Natural Licuado, en reemplazo de GLP y Diesel.

Plan soberanía energética. Controlar la fuga de combustibles por las fronteras terrestres y por vía marítima mediante la instrumentación del Plan Soberanía Energética.

2. Aumentar los niveles de eficiencia en los procesos de transformación y usos finales de la energía

Reducir las pérdidas de transmisión y distribución de electricidad desde el 23% de pérdidas registrado en el 2006 hasta alcanzar el 15% en el año 2011.

Reconversión de centrales térmicas.

Reconversión de centrales térmicas que utilizan Diesel (nacional e importado) con el fin de utilizar gas natural, naftas base de bajo costo.

Reconversión de centrales térmicas que utilizan Fuel Oil 4 y/o Diesel con el fin de utilizar fuel oil más pesado (F.O.6 o IFO 9000).

Puesta en marcha del programa de reducción y eliminación del uso de Diesel en generación eléctrica en los campos operados por Petroecuador y las empresas privadas, con posibilidades de utilizar gas, residuo, crudo pesado, crudo ligero, a fin de reducir las importaciones de Diesel. Este programa incluye la optimización de la producción de las plantas Topping que operan en la Amazonía.

Puesta en marcha del programa de uso eficiente de energía que consiste en disminuir la demanda de electricidad en las horas de punta mediante la sustitución de focos incandescentes de baja eficiencia por lámparas fluorescentes compactas de alta eficiencia.

Mejoramiento de la calidad de los combustibles de uso automotriz, con la finalidad de aumentar la eficiencia, reducir emisiones contaminantes y cuidar la salud de la población.

3. Emprender un programa de diversificación de fuentes y tecnologías energéticas para disminuir la vulnerabilidad del sistema energético ante contingencias económicas, técnicas y naturales

Instalar centrales térmicas de ciclo combinado para utilizar el gas natural del campo Amistad y/o el gas proveniente del campo Corvina en la frontera con el Perú.

Explorar el alcance y conveniencia de producción nacional y uso de biocombustibles mediante detallados análisis y estudios de factibilidad y el inicio de tres proyectos de carácter piloto en Guayaquil, Cuenca y Manabí.

Iniciar un programa de estudios de factibilidad, diseño y construcción de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas como mecanismo de diversificación del sistema de generación y de apoyo al modelo económico y social desconcentrador en el que se halla empeñado el gobierno.

Apoyar el proyecto de utilización de gas natural para usos energéticos de la industria, el sector residencial en la provincia del Azuay mediante el tendido de un gaseoducto desde la frontera con el Perú o desde la población de Tendales a la ciudad de Cuenca.

Promover el desarrollo de tecnologías de generación de electricidad sustentadas en el aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía como la radiación solar, la energía eólica, geotérmica y la biomasa mediante la instalación de 67 MW de capacidad de generación.

4. Establecer mecanismos orientados a lograr el establecimiento gradual de una política de precios de la energía sustentada en criterios de equidad social, eficiencia energética y racionalidad económica

Focalizar los subsidios energéticos hacia los estratos de la población con menores ingresos a través de: i) el establecimiento de la Tarifa Dignidad cuyo objetivo es fijar en 4 ctvs el kWh para los hogares con un consumo mensual inferior a 130 kWh en la costa y oriente y 100 kWh en la sierra, y ii) mantener el subsidio al gas licuado de petróleo para hogares de bajos ingresos económicos.

Incrementar la renta petrolera del país mediante alianzas estratégicas con gobiernos y empresas petroleras estatales con el fin de disminuir los costos de intermediación en la exportación de petróleo y aprovechar ventajas comparativas en la importación-exportación de productos y provisión de tecnología y servicios.

Negociar contratos de compra-venta de electricidad con Colombia y Perú sobre la base de tarifas equitativas y condiciones equilibradas en la distribución de las rentas derivadas de los intercambios de electricidad.

5. Promover el desarrollo energético bajo la observación estricta de criterios de sustentabilidad ambiental, en particular, el bienestar de los pueblos directamente afectados por las actividades energéticas, la minimización de impactos negativos a los ecosistemas y la preservación de las fuentes renovables de energía

Considerar como opción prioritaria mantener en el subsuelo el crudo de los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT) si se consigue una compensación equitativa por este esfuerzo para promover el desarrollo social y las políticas de conservación de la Amazonia.

Puesta en marcha por parte de Petroecuador de un Plan Integral de Remediación Ambiental sobre la base de los estudios y recomendaciones ya formulados por instituciones nacionales e internacionales.

Impulsar la nueva estrategia de gestión social y seguridad integral en el industria petrolera, a efectos de garantizar un ambiente propicio para el desarrollo local, el bienestar de las comunidades y las operaciones petroleras continuas.

Impulsar y fortalecer la política de protección ambiental de las islas Galápagos a través del Plan Cero Combustibles Fósiles en Galápagos cuyo objetivo inmediato consiste en la eliminación del uso de combustibles fósiles en la generación de electricidad y sus substitución por generación térmica, solar y la utilización de biocombustibles. En el mediano plazo el objetivo del plan consiste en eliminar los usos de combustibles fósiles en el transporte, la pesca y el turismo.

Apoyo efectivo a las instituciones del Austro en el diseño e implementación de acciones concretas de protección y manejo integral de la cuenca del Paute con el fin de mantener los caudales hídricos necesarios para el funcionamiento del complejo hidroeléctrico Mazar – Molino – Sopladora, teniendo en consideración la vulnerabilidad y medidas de adaptación de la cuenca frente a los impactos del cambio de clima.

Reubicación de instalaciones petroleras que afectan el bienestar y la seguridad de comunidades asentadas en el área de influencia.

6. Fomentar y dar pasos efectivos en la implementación de la política de integración energética regional. La oportunidad histórica que se ha abierto para dar pasos firmes en la línea de la integración regional energética es inigualable y debe ser aprovechada por el país

No obstante, las intenciones precedentemente manifestadas enfrentan ciertas dilaciones por la partición del MEM en los Ministerios de Minas y Petróleo y de Electricidad y Energía Renovable. La medida requirió inicialmente, además de la separación de funciones en la implementación de las políticas y áreas grises de competencia que aún tendrán que delimitarse, afrontar las complejidades administrativas y presupuestarias de cada organismo. A ello se agrega la cuestión central como es la coordinación integral del sector energético, definición de políticas y diseño estratégico de la matriz energética futura del Ecuador. Al respecto, la partición mencionada sugiere la necesidad de una estrecha coordinación entre ambos ministerios cuyas discrepancias deberán ser, entre sus múltiples funciones, arbitradas por el Poder Ejecutivo.

Perspectivas a mediano y largo plazo (2007-2020). A fines de 2005 OLADE publicó un estudio prospectivo en el que incluía a Ecuador.[35] El estudio, con base en el año 2003, fue ciertamente un avance en la medida que se pudo comparar la situación energética relativa de los Países Miembros. No obstante, esos estudios tienen un nivel de generalidad que poco aportan a la política energética de cada país para analizar con detalle los problemas estructurales en los centros de producción, transformación y distribución y la interdependencia de los flujos de energía que se generan entre ellos.

El MEM en junio de 2007[36] propone medidas de corto y mediano plazo pero, la viabilidad de las mismas no se ha evaluado con los instrumentos técnicos usuales que relacionan los potenciales y recursos con la demanda pasando por los centros que producen, transforman y distribuyen energía, ni los impactos ambientales que derivan de la matriz energética. De manera que sugieren expresiones de voluntad política que posiblemente sean instrumentadas por proyectos individuales, aunque sin posibilidad de monitorear sus efectos sobre el sistema energético en su conjunto.

A fines del 2005 se realizó un estudio privado[37] dentro de un enfoque analítico que tiene en cuenta los factores que inciden en la actividad y que favorecen o perturban las expectativas de los inversores. Del estudio derivan los flujos energéticos desde los recursos hasta la demanda final en Ecuador (véase figura II.2). Los nodos indican los centros de transformación actuales y los potenciales dada la disponibilidad de recursos energéticos aún sin explotar. Esos nodos incluyen a las empresas que los integran con sus respectivas capacidades y rendimientos, por ejemplo, las 20 empresas distribuidoras de electricidad, las 3 refinerías que están en operación y la incorporación eventual de nuevas o los campos productores de petróleo (Petroproducción y Compañías) con la restricción de capacidad (reservas probadas), decreciente por agotamiento de sus recursos últimos. Como se observa, el diagrama incluye en los nodos a plantas de etanol y de biodiesel, hecho que permite apreciar su potencial integración en la actividad energética debido a que son fuentes que tendrán como destino complementar la producción de gasolinas y de diesel derivados del petróleo. La estimaciones que resultan del estudio mencionado muestran luego los efectos de confrontar la demanda esperada con la oferta, dadas sus restricciones de capacidad y de recursos. Los resultados, sugieren una importante y creciente importación de combustibles en caso que no se realicen las inversiones previstas en refinación así como las previstas en el *Programa de Biocombustibles*.

Las previsiones de la demanda final de combustibles (Cuadro II.6) que realizan los sectores socioeconómicos suponiendo un moderado crecimiento real del PIBpc del 2,5% por considerar que es más representativo a largo plazo, ya que está por debajo del crecimiento de los últimos 5 años (2002-2006) 3,6%, aún así indican fuertes crecimientos de la demanda.

Ese crecimiento indica que la intensidad energética, expresada como la relación entre la demanda con el PIB, es elevada en Ecuador. En consecuencia, parece necesario implementar medidas que mejoren la eficiencia en los vehículos fomentando la renovación del parque más antiguo y que los precios de los combustibles tiendan a transparentarse en función de su costo con medidas de focalización en el caso del GLP y de fomento al transporte de carga y público de pasajeros. No parece razonable que el combustible automotor para el transporte individual o familiar estimule el consumo sin revelar sus reales costos y simultáneamente la tenencia de dos o más vehículos por familia, en más de un caso de elevada cilindrada, mientras el GLP también subsidiado se quema para acondicionar el agua de algunas piscinas. No es una cuestión ideológica sino de racionalidad y que la mayoría de los ecuatorianos al parecer reclaman al votar a una

[35] OLADE "Prospectiva Energética Regional de América Latina y el Caribe 2005" Quito, 2005.
[36] MEM "Agenda Energética 2007-2011: Hacia un sistema energético sustentable" Quito, junio 2007.
[37] ENERINTER Cía. Ltda. "Ecuador: Reporte Energético" Quito, diciembre 2005.

Asamblea Constituyente. En este aspecto, llama la atención que el Ministerio de Transporte no participe activamente en el *Programa de Biocombustibles* junto con representantes del sector automotriz del Ecuador, de significativa importancia en la economía del país produciendo y exportando vehículos y fundamentalmente como proveedores a los consumidores de combustibles. Esos actores de la cadena agroindustria-energía-transporte, al encontrarse en el otro extremo de la misma, son también interlocutores que pueden aportar interesantes ideas.

CUADRO II.6
PERSPECTIVAS PARA LA DEMANDA FINAL TOTAL DE COMBUSTIBLES

	2007	2008	2009	2010	2015	2020
	Miles de BEP					
GLP	7,7	8,1	8,6	9,1	12,0	15,8
Gasolina	13,0	13,5	14,0	14,5	17,4	21,0
Diesel	19,8	20,9	22,1	23,4	30,9	40,8
	Variación % anual					
GLP	5,5	5,2	6,2	5,8	5,7	5,7
Gasolina	4,0	3,8	3,7	3,6	3,7	3,8
Diesel	5,3	5,6	5,7	5,9	5,7	5,7

Fuente: ENERINTER, 2007.

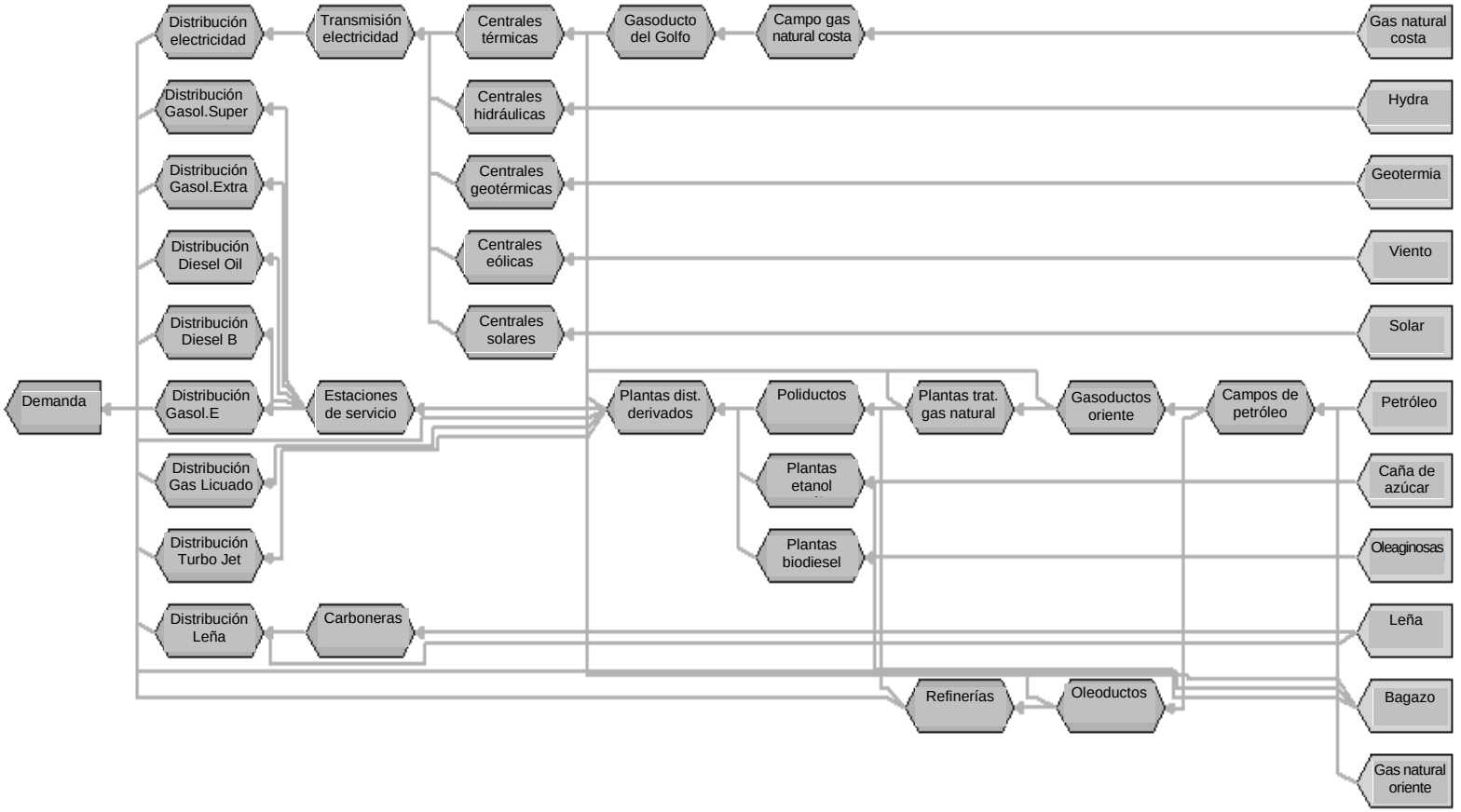
Las perspectivas de suministro a esas demandas estimadas, considerando la instalación de dos nuevas refinerías (Manabí de 300 mil BPD y Pungarayacu 100 mil BPD), se sintetizan en los siguientes gráficos.

Con el GLP se prevé que además se ampliará el suministro de gas natural a la planta de Shushufindi y que la repotenciación de las refinerías de Esmeraldas y Amazonas aumentaría la capacidad de procesamiento de este derivado hacia el 2012. Hacia el 2013 Ecuador podría pasar a ser exportador de GLP hasta el 2018 (véase gráfico II.21).

Con las gasolinas, las importaciones previstas son básicamente de naftas de alto octano. En el gráfico II.22 se observa que la mencionada repontenciación de las refinerías de Esmeraldas y Amazonas aumentaría gradualmente la oferta pero ese proceso se extiende hasta el 2010 fecha a partir de la cual, con la entrada en operación en el 2011 de las nuevas refinerías a instalar, el país podría pasar a ser exportador de gasolinas. Las exportaciones se incrementarían en el 2013 con la expansión de la capacidad de procesamiento de la refinería de Manabí y la entrada en operación de la refinería de Pungarayacu.

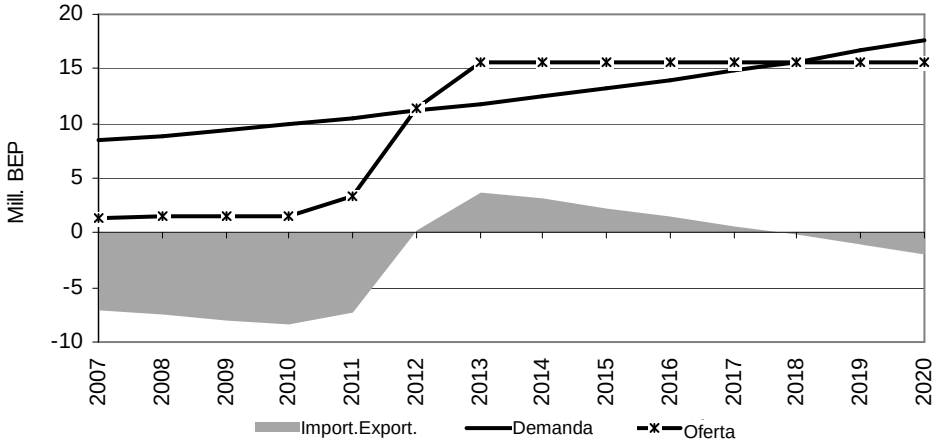
El diesel oil, en vista de los requerimientos de la demanda final, recién se contaría con una mayor oferta hacia el 2011, pasando Ecuador a ser exportador de este combustible a partir de ese año (véase gráfico II.23). Por otra parte, las perspectivas de consumos de ese combustible en el sector eléctrico dependerán de la implementación del plan de sustitución de combustibles livianos por pesados, de la entrada en producción de las centrales hidráulicas programadas en el Plan de Expansión de Generación de electricidad y de las características de las nuevas centrales térmicas dependiendo de que se realicen las importaciones de gas natural previstas por el MEM desde Perú o que se produzca una mayor cantidad en el Campo Amistad en el Golfo de Guayaquil.

FIGURA II.2
FLUJOS ENERGÉTICOS ACTUALES Y POTENCIALES EN ECUADOR



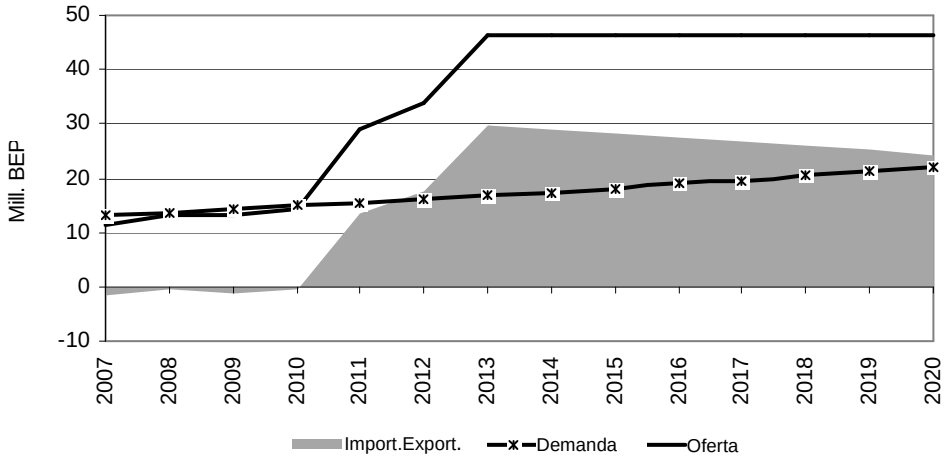
Fuente: ENERINTER en base al Modelo LEAP

GRÁFICO II.21
PERSPECTIVAS DEL SUMINISTRO DE GLP



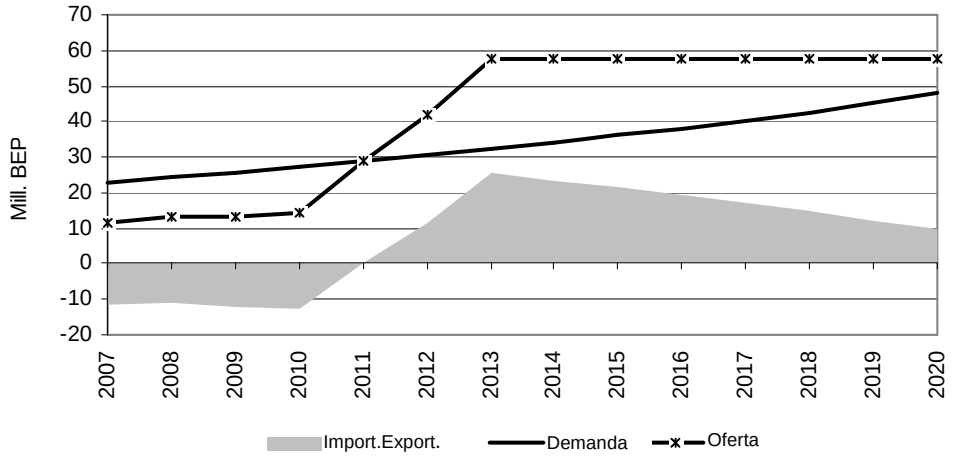
Fuente: ENERINTER, 2007.

GRÁFICO II.22
PERSPECTIVAS DEL SUMINISTRO DE GASOLINA



Fuente: ENERINTER, 2007.

GRÁFICO II.23
PERSPECTIVAS DEL SUMINISTRO DE DIESEL OIL



Fuente: ENERINTER, 2007.

Con la instalación de las refinerías se evitarán importaciones por las que el MEM estimó habría que pagar unos US$ 5.000 millones hasta el 2010 si todo siguiera como en el presente. Es posible que las exportaciones de combustibles puedan ser mayores si los rendimientos de las unidades de conversión a instalar son mayores que las estimadas.

De acuerdo a estudios realizados, en el 2008 se incorporarían nuevas capacidades de conversión a las unidades de proceso de las Refinerías de Esmeraldas y Amazonas, perteneciente esta última al complejo Shushufindi, con el fin de aumentar la producción de derivados livianos, GLP, gasolinas y diesel. Las acciones iniciales previstas se concentrarían en:

Ampliar la capacidad de procesamiento de la Refinería Amazonas incorporando unidades Isomerizadora y Reformadora, inexistentes al presente, para producir gasolina de alto octanaje dentro de las especificaciones internacionales y que requerirán una inversión de unos 40 millones de dólares y un plazo de ejecución de 3 a 4 años incluyendo la ingeniería básica de detalle y construcción.

Ampliación de la capacidad de la Refinería Esmeraldas que requeriría una inversión de 484 millones de dólares y 388 millones en una planta de generación térmica para: Procesar los fondos de barril mediante la incorporación de un esquema de coque retardado para darle un mayor valor agregado al crudo procesado.

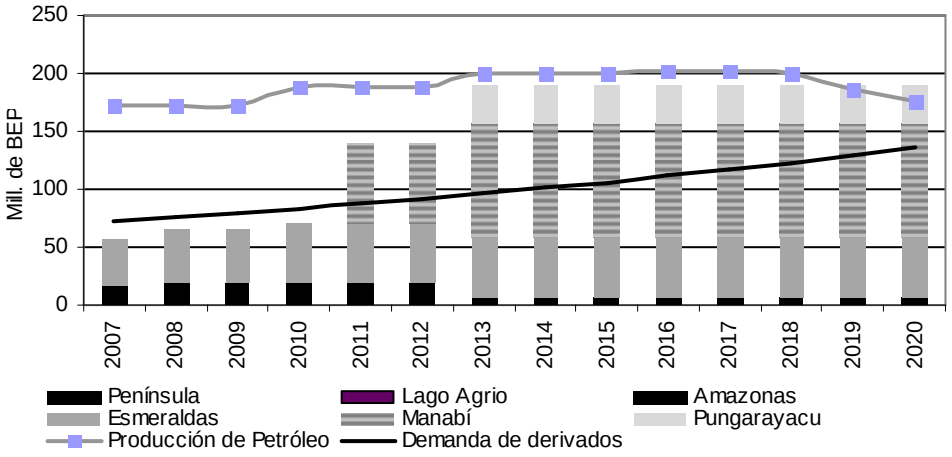
En cuanto a las nuevas refinerías, el objetivo previsto por el MEM es más ambicioso ya que consiste en construir el Complejo Industrial Petroquímico del Pacífico en Manabí, incluida una refinería de alta conversión de 300 mil barriles diarios de capacidad de procesamiento, una planta de fertilizantes y otra de aceites lubricantes. También se ha previsto la refinería Pungarayacu 100 mil BPD si se explotara el campo del mismo nombre (véase gráfico II.24). Al momento, se están analizando las posibilidades de financiamiento de estas obras, cuya inversión requerida está fuera de las capacidades de Petroecuador y del gobierno. Una primera opción consiste en establecer alianzas estratégicas con empresas petroleras estatales de países amigos que ya han expresado su interés en el proyecto. La inversión directa privada es una segunda opción que se considera.

La expansión de la producción petrolera que se prevé de Petroecuador podría pasar de una producción actual de unos 500 mil BPD hasta unos 700 BPD si se realiza la explotación de

los campos ITT y el Pungarayacu. En ese caso las exportaciones de petróleo tenderían a disminuir para abastecer a las nuevas refinerías sustituyéndose así exportaciones de petróleo a US$ 63.7 por barril, por exportaciones de derivados a precios que oscilan entre US$ 65 y US$ 95 el barril, a valores de julio 2007, dependiendo del producto. No obstante, hacia el 2019 se tendría que importar petróleo.

La importación de petróleo implicará reexportar los excedentes de derivados, de mayor precio, hasta que el consumo interno absorba esos excedentes. A menos que se descubran nuevas cuencas petroleras, la declinación de la producción será inevitable por agotamiento de las reservas. Es claro que la no instalación de las unidades de conversión en las refinerías de Esmeraldas y Amazonas y la no construcción de las nuevas refinerías dejaran muy vulnerable al país en materia de financiación de su desarrollo. En la situación de no hacer nada la importación de derivados de alto valor como el GLP, gasolinas y diesel oil neutralizarán gradualmente los beneficios derivados de la exportación de petróleo que es la principal fuente de financiamiento del Estado. Dado ese cuadro de situación, más allá de si las estimaciones deben o no ser más ajustadas, las perspectivas van en la dirección de lo expuesto y ello sugiere que el *Programa de Biocombustibles* puede cumplir un importante rol en ese contexto y en breve plazo para amortiguar los efectos de las importaciones hasta que entren en operación las nuevas refinerías y luego para generar excedentes mayores de derivados una vez que entren en operación. Todo ello es posible en vista de que empresas privadas de Ecuador son en la actualidad exportadoras de etanol y de biodiesel y con perspectivas viables de aumentar su producción, tema que se abordará en el Capítulo VI "El eje industrial".

GRÁFICO II.24
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y CAPACIDADES DE REFINACIÓN



Fuente: ENERINTER, 2007.

Política de biocombustibles.[38] Según el MEM, las posibilidades de producción de biocombustibles ha despertado interés y preocupación en sectores de la ciudadanía, así como expectativas en grandes y pequeños agricultores. La disponibilidad de recursos agrícolas abre la posibilidad de sustituir parcialmente las importaciones de gasolina (naftas) y diesel por combustibles derivados del procesamiento de cultivos como la palma africana, el girasol, la caña

[38] Extraído textualmente de la "Agenda Energética 2007-2011" Quito, junio 2007.

de azúcar, la higuerilla, el maíz y otros. Al momento están en marcha iniciativas privadas de productores locales que exportan etanol y biodiesel.[39]

Estrategia. Según el MEM, el uso de los biocombustibles constituye una opción de diversificación de las fuentes energéticas y de reducción de la contaminación, especialmente urbana, causada por los combustibles fósiles en el transporte. Además, la producción de biocombustibles abre perspectivas interesantes para el desarrollo de la agroindustria, con efectos multiplicadores sobre la economía del país.

Sin embargo, el fomento a gran escala de esta actividad presenta serios riesgos que pueden tener repercusiones negativas sobre el tejido social en los sectores rurales así como impactos negativos irreversibles sobre el ambiente. En este sentido, cualquier decisión sobre el desarrollo de los biocombustibles en el país requiere la adopción de compromisos entre los beneficios y amenazas que implica la producción y uso de estos energéticos.

La política adoptada por el Ministerio de Energía y Minas frente a la alternativa de producción de biocombustibles en el país es de *precaución y cautela*. Bajo este principio dos estrategias han sido adoptadas:

Para cada proyecto o alternativa de desarrollo de biocombustibles llevar a cabo detallados diagnósticos, análisis y estudios de factibilidad sobre la base de amplios criterios económicos, técnicos, ambientales y sociales. Las decisiones se sustentarán en una activa participación de todos los actores involucrados: productores, asociaciones y gremios, instituciones públicas y privadas.

Como resultado de los estudios y análisis, emprender proyectos de carácter piloto que proporcionarán información y experiencia necesarias para definir políticas y decidir sobre el alcance de la ejecución de nuevos proyectos. Los proyectos piloto en marcha se resumen a continuación.

Proyectos piloto

- Plan piloto de etanol en Guayaquil: Iniciar el plan piloto de uso de etanol para transporte en la ciudad de Guayaquil. El programa consiste en producir gasolina extra con el 5 de etanol anhidro; mezcla que significa una demanda de alrededor de 40 mil litros por día de etanol. El Ministerio de Energía y Minas y Petrocomercial, conjuntamente con las comercializadoras de combustibles y los productores de etanol se encuentran ultimando las condiciones económicas y financieras así como los arreglos logísticos (surtidores, infraestructura de almacenamiento) para la puesta en marcha del proyecto.
- Proyecto piloto de biodiesel: El uso del biodiesel permite reducir las importaciones de diesel, disminuir los niveles de contaminación así como abre perspectivas interesantes para la agroindustria nacional. En la actualidad, la producción nacional de biodiesel a partir del aceite de palma es exportada en su totalidad. Un proyecto piloto de uso de biodiesel para los vehículos de transporte público urbano, posiblemente en la ciudad de Cuenca está siendo analizado. También se estudia la factibilidad de utilizar este combustible para la generación de termoelectricidad.

[39] Los precursores en la elaboración de biodiésel en Ecuador son el grupo La Fabril. Según Santiago Terán, ejecutivo de La Fabril, en el 2006 se exportaron 40.000 toneladas del producto a EE.UU.

Posibles beneficios

- Diversificación de la matriz energética y por consiguiente, aumento de seguridad en el abastecimiento de energía;
- Disminución de las importaciones de combustibles: entre el 5% y 10% de nafta y alrededor de 5% de diesel;
- Posibilidad de sustituir completamente el diesel eléctrico por aceite vegetal puro;
  Nuevas oportunidades para el desarrollo y fomento del sector agroindustrial: incorporación de zonas no productivas, aumento del rendimiento del suelo, substitución de sembríos, generación de empleo, fomento a la agroindustria;
- Ambientales: mejoramiento de la calidad de los combustibles por disminución del contenido de aromáticos, bencenos, olefinas y reducción de emisiones de CO_2 y material particulado (MP).

Posibles amenazas

- Riesgo de afectación a la seguridad alimentaria por la suplantación de cultivos alimenticios por cultivos para uso energético;
- Ampliación de la frontera agrícola a costa de mayor deforestación;
- Fomento de monocultivos, del uso intensivo de agroquímicos y mayor demanda de agua y energía
- Presiones indebidas sobre suelos frágiles, especialmente en la región Amazónica;
- Peligro de mayor concentración de tierra, recursos y poder de negociación con el riesgo de debilitar a los pequeños productores;
- Aumento de emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) y formación de aldehídos, especialmente en zonas de altura.

- Producción de aceite de piñón en Manabí: El fomento a las plantaciones de piñón (Jatropha Curcas) en la provincia de Manabí forma parte de una estrategia más amplia para combatir los procesos de erosión y desertificación que afectan a algunas regiones de la Provincia. El objetivo de este proyecto piloto consiste en la producción de aceite de piñón para ser utilizado en la generación de electricidad, como complemento de los proyectos de generación eólica y solar de electricidad en la provincia de Galápagos. La complementariedad y las sinergias que se crean bajo los dos objetivos: energías limpias para Galápagos y el combate de la erosión y desertificación en Manabí, son múltiples. Por una parte, se ataca de manera simultánea los problemas ambientales que afectan a dos provincias del país, se alivia el problema de abastecimiento energético en Galápagos y se contribuye al desarrollo económico y social de pequeñas organizaciones campesinas de Manabí.

Viabilidad de las políticas a instrumentar: Si algo ha caracterizado en el pasado al sector energético ha sido la falta de coordinación mediante la formulación de políticas, su evaluación de impactos en las cadenas energéticas mediante estudios prospectivos integrales y la priorización de inversiones en función de los estrangulamientos futuros que pudieran operarse, anticipados por la prospectiva, en el suministro de las distintas fuentes de energía. Esa ausencia del Estado, a través del MEM y las reformas institucionales inconclusas, han generado una caótica implementación y un retraso en la ejecución de proyectos que bien señalaron las autoridades recientes del MEM al plantear la necesidad de una visión sistémica del sector.[40]

[40] MEM "Agenda Energética 2007-2011. Hacia un sistema energético sustentable" Quito, junio 2007.

III. El "eje agrícola"

El agro ecuatoriano se caracteriza por un esforzado trabajo, tanto de la población ancestral que encuentra en la explotación intensiva de sus pequeñas parcelas de tierra su sustento diario y que comercializa los excedentes con magros ingresos, como de los inversores locales que han visto en las actividades con potencial agroindustrial oportunidades de negocios y que en varios casos sus productos se exportan con reconocido prestigio internacional por su calidad. Sin embargo, la expansión de los mercados se ha frenado a veces por la volatilidad de los precios internacionales y sistemáticamente por los subsidios agrícolas en Europa y Estados Unidos que han impedido que por sus ventajas comparativas ciertos productos agrícolas no puedan competir en esos mercados. Así, el agro ecuatoriano, pudiendo, no ha crecido como se esperaba. Las circunstancias ambientales y energéticas actuales dadas por el creciente calentamiento global y los elevados precios del petróleo y sus derivados, que también se espera continúen creciendo por agotamiento, han generado nuevas expectativas en las fuentes nuevas y renovables de energía con base en la biomasa. De la biomasa se obtienen dos de sus principales energéticos: el etanol y el biodiesel que en estado puro E100 o B100 o mezclado respectivamente con las gasolinas o diesel oil permiten reducir la dependencia del petróleo y parte de las importaciones de sus derivados. La circunstancia es propicia para el agro ecuatoriano que puede recibir los beneficios derivados de su contribución a la producción de energéticos de gran demanda en el mercado internacional y en los próximos años en el mercado local en vista de las expectativas gubernamentales de sustituir gradualmente los contenidos de los combustibles tradicionales de uso en el parque automotor y generación térmica de electricidad por biocombustibles.

A. Opciones alternativas de uso de la disponibilidad de tierras y de recursos hídricos

El país cuenta con recursos hídricos en abundancia tanto para generación de electricidad como para riego de las actividades agrícolas. Sin embargo, la generación de electricidad apenas explota el 10 del potencial hidro económicamente aprovechable y el riego aún no dispone de la infraestructura suficiente para mejorar la productividad de las tierras. Si bien es cierto que algunos emprendimientos hidráulicos han inundado tierras aptas para la agricultura o que la regulación de los caudales vertidos por las represas pueden haber restringido en algún momento

el uso del agua, la cuestión no pasa por establecer opciones energía o agricultura sino en encontrar las ventajas recíprocas a partir de la construcción de proyectos complementarios que satisfagan ambas necesidades del país.

B. Ventajas naturales de la biodiversidad y climas sobre la agricultura [41]

Ecuador está ubicado geográficamente en la línea ecuatorial que le da su nombre lo cual le permite tener un clima estable casi todos los meses del año con consecuencias positivas para el sector agrícola. La heterogénea geografía de las regiones naturales del Ecuador, ofrece muy diversos escenarios naturales, climas y microclimas que propician prácticas culturales para trabajar la tierra, también variadas. Consecuentemente, el sector presenta una caracterización compleja y diversa como se advierte en el mapa agrológico de FEDAPAL.

El territorio continental está situado al Noroeste de América del Sur, entre los 01º 28´ de Latitud Norte y 05º 01´ de Latitud Sur y desde los 75° 11´ en la planicie Amazónica hasta los 81° 01´ de longitud Oeste, limitando con el Océano Pacífico. El territorio de Ecuador está dividido en tres regiones naturales significativamente diferenciadas entre sí por su topografía, clima, vegetación y población. Las regiones se identifican como: Costa, Sierra y Oriente. A 600 millas de la costa ecuatoriana, hacia el Oeste, se encuentra el Archipiélago de Colón o Islas Galápagos.

La región Litoral se extiende desde el río Mataje al Norte, hasta el río Zarumilla al Sur[42] y desde el Océano Pacífico hasta las estribaciones de la cordillera Occidental de los Andes. El suelo de la región Litoral es relativamente llano, con pequeñas elevaciones que no sobrepasan los 800 m de altura sobre el nivel del mar. El principal sistema montañoso de la región lo constituye la cordillera Costera de Chongón o Colonche que divide a la región en dos subregiones denominadas Costa Externa y Costa Interna.

La región de la Sierra está atravesada por la Cordillera de los Andes que la recorre de norte a sur. La cordillera se divide en dos sistemas paralelos: Cordillera Oriental y Occidental, separados por una llanura longitudinal que está dividida en varios valles por nudos transversales. Las altitudes varían desde los 1.200 hasta los 6.000 m.

La región Oriental se extiende desde las estribaciones orientales de la Cordillera Central de los Andes hasta los límites con Perú, al este, y desde los límites con Colombia hasta los límites con Perú, al sur. En el Oriente existen llanuras virtualmente no exploradas.

La situación geográfica y a la diversidad de alturas dada por la cordillera de los Andes, hace que Ecuador presente una gran variedad de climas y cambios considerables a cortas distancias. El país está ubicado dentro del cinturón de bajas presiones atmosféricas donde se sitúa la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT). Por esa razón, ciertas áreas del Ecuador reciben la influencia alternativa de masas de aire con diferentes características de temperatura y humedad. Se cuenta con climas tropicales y templados, regiones con características subtropicales, situadas principalmente en las estribaciones de las dos cordilleras. También hay zonas desérticas, semi-desérticas, estepas frías y cálidas. El clima y su variedad por regiones se caracterizan por los principales parámetros:

Insolación. El número de horas en que el sol se hace presente en la llanura litoral hasta una altura de 500 m en la ladera de la cordillera Occidental, fluctúa entre las 600 y 1700 horas, siendo las más favorables las zonas más secas. En la región interandina, la insolación fluctúa

[41] En base a datos del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología. http://www.inamhi.gov.ec/html/inicio.htm.
[42] De acuerdo al Protocolo de Río de Janeiro.

entre las 1200 y 2000 horas anuales con ciertas excepciones de lugares muy lluviosos. Los datos existentes en la región amazónica indican que la insolación se ubica entre las 1000 y 1400 horas anuales.

Temperatura. El grado de calor o de frío en la Región Interandina está vinculado con la altura. Entre 1500 y 3000 metros los valores medios varían entre 10°C y 16ºC. En la región Oriental, zona Litoral, la media anual se encuentra entre los 24ºC y 26ºC, con extremos que raramente sobrepasan los 36ºC o bajan a menos de los 14ºC.

Lluvias. El régimen de precipitaciones en la Región Amazónica, al igual que en el noreste de la provincia de Esmeraldas, registra totales anuales que fluctúan entre los 3000 y 4000 mm. En la Región Litoral, las precipitaciones anuales aumentan de oeste a este. Los valores más bajos se registran entre Manta y la Península de Santa Elena cuyos registros alcanzan los 250 mm, mientras que precipitaciones anuales superiores a los 3000 mm. pueden observarse hacia el interior de la región hasta una altura aproximada de los 1500 m. En la Región Interandina, se registran estaciones lluviosas, de febrero a mayo y de octubre a noviembre, con una estación seca muy marcada entre junio y septiembre y con otra menos acentuada en diciembre y enero. Los totales pluviométricos fluctúan entre los 700 y 1500 mm. En los valles interandinos los valores anuales se ubican en el orden de los 500 mm. En las regiones situadas sobre los 3500 m de altura se observan frecuentes neblinas y las lluvias son generalmente de larga duración y débil intensidad.

La influencia del clima y diversidad geográfica en el sector agrícola, posibilitan que Ecuador sea un importante exportador de bananas, llegando a ocupar el primer lugar a nivel mundial en su producción y exportación, así como de gran variedad de flores de excelente calidad que se comercializan en los más importantes mercados del Mundo. Además, es el octavo productor mundial de cacao y muy apreciadas sus características por los principales fabricantes internacionales de chocolate. También, es significativa la producción de caña de azúcar, palma africana, arroz, algodón, maíz y café. Su riqueza maderera comprende grandes extensiones de eucalipto en todo el país, así como manglar en la costa. Pinos y cedros en la región de la Sierra y madera balsa en la cuenca del Guayas.

C. Materias primas para la producción de biocombustibles

Ecuador produce y exporta etanol y biodiesel a partir de la caña de azúcar y del aceite de palma africana respectivamente. Esas actividades tienen como antecedentes a las industrias del azúcar y alcohol y a la de producción de aceite, desarrolladas inicialmente para cubrir necesidades del mercado interno. Son actividades privadas dinámicas ya que el mercado internacional para esas materias primas ha evolucionado favorablemente. La apertura de los países desarrollados hacia los biocombustibles le abrieron en años más recientes nuevas oportunidades de negocios para la diversificación y así han desarrollado una estrategia comercial de penetración de acuerdo a la evolución de los precios relativos de sus productos en el mercado internacional. Mas reciente, con la creación del Comité de Biocombustibles a fines del 2004, se abre una nueva expectativa para suministrar etanol y biodiesel al mercado interno. La evolución de las decisiones tomadas en el Comité conduce a considerar en el Plan Nacional de Desarrollo para el período 2007 - 2010, el incremento de los cultivos de caña de azúcar y de palma africana, respectivamente, en 50.000 has., para la producción de etanol y biodiesel. A principios de septiembre de 2007 se anunció en el Plan Nacional Agropecuario del gobierno la implementación de la expansión de la superficie mencionada, a sembrar con caña de azúcar y palma africana destinada a la producción de biocombustibles.

1. Caña de Azúcar

El potencial de tierras aptas para producción de caña de azúcar en Ecuador es de 675.932 hectáreas (has) y la superficie total sembrada representó apenas el 20 de ese potencial. En 2005, la superficie total sembrada fue de 135.000 has que se distribuían en la producción de sus tres principales derivados: azúcar 75.000 has, panela y aguardiente 50.000 has y para etanol 10.000 has.[43]

En los últimos 30 años, se observa la dependencia de una sola variedad de caña de azúcar, "Ragnar", de origen australiano. Esta variedad ocupa actualmente alrededor del 80 de la superficie cultivada, la que está expuesta al ataque de plagas y enfermedades, que pondrían en riesgo a la industria nacional. Derivó de ello la necesidad de evaluar el germoplasma y realizar cruzamientos para lograr una variedad resistente adaptada al medio rural ecuatoriano.[44] En vista de ello, algunos productores han previsto introducir una nueva variedad de caña de azúcar "nova caña" de origen colombiano que es superior en rendimiento a la "brasilia" o a la "puerto rico" dado que tiene más volumen en el tallo y más jarabe.

El cultivo de caña de azúcar se da en tres regiones: Litoral, Sierra y Amazónica. La distribución por provincias del área cultivada con caña de azúcar, ordenada por tamaño, indica que el 90 de la superficie sembrada se concentra en 9 provincias siendo la del Guayas, en el Litoral, la de mayor extensión sembrada en el país (véase cuadro III.1). La cosecha de los productores agrupados en la Unión de Cañicultores del Ecuador (UNCE) se distribuye entre los ingenios agrupados en la Federación Nacional del Azúcar (FENAZUCAR) y los productores de alcohol agrupados en la Asociación de Productores de Alcohol del Ecuador (APALE) que procesan la materia prima de la cual se extraen los derivados.

La cadena de la caña de azúcar en Ecuador y los actores involucrados en los procesos (véase figura III.1) indica los derivados que se obtienen en cada actividad. A ella habría que agregar entre los derivados y en forma explícita la producción de etanol en vista de su creciente importancia energética.

Ecuador produce 510.000 toneladas de azúcar que representan 1 del total producido en América. El rendimiento promedio es de 6.54 toneladas de azúcar por hectárea, más elevado que el promedio americano. Los excedentes se exportan con distinto grado de refinamiento. El 63 de la producción de caña para la producción de azúcar está mecanizada. El resto, para la producción de panela y aguardiente no utiliza equipos debido a que la mayoría de su superficie es de carácter abrupto y de difícil acceso para la maquinaria. El rendimiento en toneladas por hectárea de la caña de azúcar producida en Ecuador (78 t/ha) se encuentra por debajo del de Colombia (122.9 t/ha) que es el más elevado en América, seguido por el de Perú (102.4 t/ha), Nicaragua (101 t/ha) y Guatemala (90.5 t/ha). El resto de los países tienen rendimientos inferiores a Ecuador, hasta República Dominicana que registra el rendimiento (40 t/ha) más bajo del continente. Si bien no se cuenta con información del área irrigada se estima que en la Costa y en la Sierra, que se produce caña para azúcar, un 70 de la superficie contaría con riego.

[43] Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura - IICA "Atlas de la Agroenergía y los Biocombustibles en las Américas: I Etanol" San José, Costa Rica 2007.

[44] El Proyecto de investigación lo realiza el Centro de Investigación de la Caña de Azúcar del Ecuador (CINCAE), una división de la Fundación para la Investigación Azucarera del Ecuador (FIADE). El propósito investigar sobre el foto período para inducir la floración en las variedades de caña de azúcar, así como estudiar la variabilidad genética de una parte de la colección universal de variedades de caña que conserva el CINCAE.

CUADRO III.1
SUPERFICIE SEMBRADA DE CAÑA DE AZÚCAR POR PROVINCIAS

Provincia	Superficie sembrada (has)	Participación (%)	Participación acumulada	Expansión potencial* (has)
Guayas	53 170	40,72	40,72	20 000
Cañar	17 848	13,67	54,38	
Loja	11 810	9,04	63,43	3 000
Cotopaxi	6 900	5,28	68,71	
Pichincha	6 700	5,13	73,84	2 000
Bolivar	6 660	5,10	78,94	
Imbabura	5 494	4,21	83,15	2 500
Manabí	4 065	3,11	86,26	3 000
Pastaza	3 800	2,91	89,17	4 000
Sucumbíos	2 830	2,17	91,34	
Azuay	2 600	1,99	93,33	2 500
El Oro	2 155	1,65	94,98	4 000
Morona Santiago	2 000	1,53	96,51	
Zamora Chinchipe	1 890	1,45	97,96	
Los Ríos	1 710	1,31	99,27	5 000
Chimborazo	451	0,35	99,61	
Esmeraldas	448	0,34	99,96	4 000
Napo	47	0,04	99,99	
Orellana	10	0,01	100,00	
Total	130 588	100,0		50 000

Fuente: Ministerio de Agricultura y Ganadería, 2004.
Nota: *Determinación preliminar de nuevas siembras, 2007.

El país tiene instalados 6 ingenios azucareros:

Ingenio La Troncal con 20.400 Has., una producción de 3.131.200 sacos de 50 kg., un promedio de rendimiento de 61 toneladas/Ha. y un rendimiento sacos/toneladas de 1.94;

Ingenio Valdez 16.340 Has., una producción de 2.472.000 sacos de 50 kg., un promedio de rendimiento de 66 toneladas/Ha. y un rendimiento sacos/toneladas de 2.28;

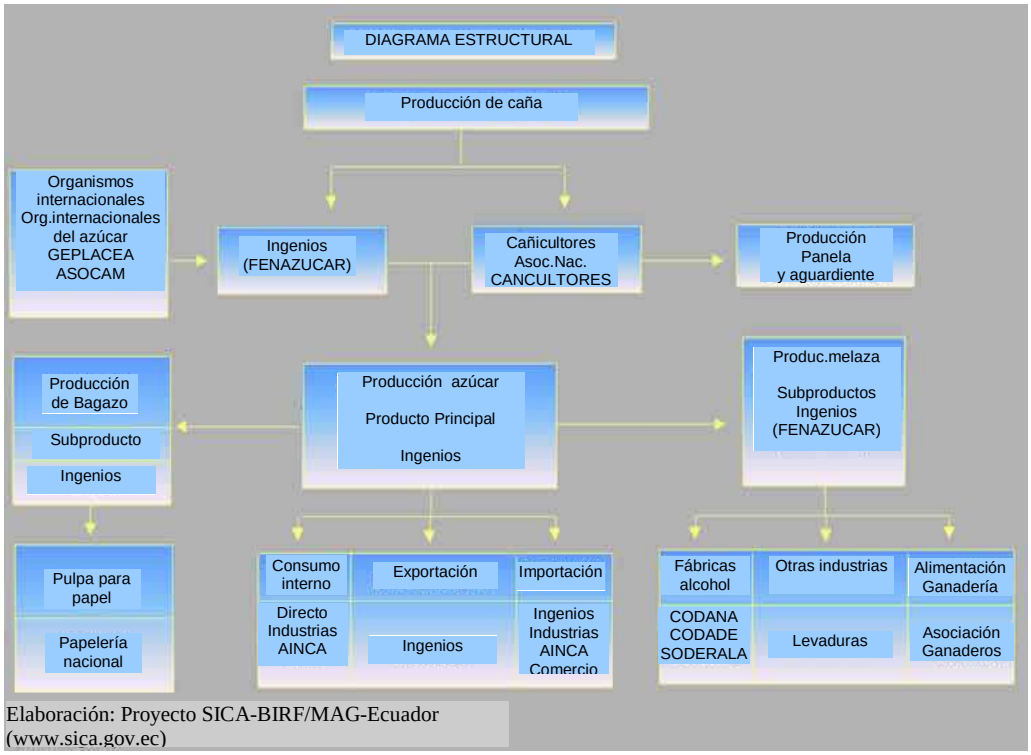
Ingenio San Carlos 20.400 Has., una producción de 2'636.800 sacos de 50 kgs., un promedio de rendimiento de 75 toneladas/Ha. y un rendimiento sacos/toneladas de 1.72;

Ingenio IANCEM 3.672 Has., una producción de 420.000 sacos de 50 kgs, un promedio de rendimiento de 61 toneladas/Ha. y un rendimiento sacos/toneladas de 1.86;

Ingenio Monterrey 1.653 Has., una producción de 340.000 sacos de 50 kgs., un promedio de rendimiento de 101 toneladas/Ha. y un rendimiento sacos/toneladas de 2.04;

Ingenio Isabel María con 1.500 Has., una producción de 250.000 sacos de 50 kgs., un promedio de rendimiento de 70 toneladas/Ha. y un rendimiento sacos/toneladas de 1.76.

FIGURA III.1
CADENA DE LA CAÑA DE AZÚCAR Y SUS DERIVADOS



Elaboración: Proyecto SICA-BIRF/MAG-Ecuador (www.sica.gov.ec)

En total son una 70.000 hectáreas cosechadas de caña de azúcar (véase cuadro III.2), superficie que se encuentra distribuida en las siguientes provincias: Guayas con 72.4, Cañar con 19.60; Imbabura y Carchi con 4.20; Los Ríos con 2.4 y Loja con 1.40. El rendimiento promedio histórico reciente es de 78 toneladas/hectárea/año. Los cañicultores tienen el 60 de la superficie cultivada. La producción del país es de 510.000 toneladas, consume 350.000 al año y tiene un excedente para exportar de 100.000 toneladas que tiene como destino a Perú, Venezuela y EE. UU. Su producción representa el 0.28 de la mundial.

2. Etanol

Es un biocombustible derivado de la caña de azúcar, entre otros productos agrícolas. Se caracteriza como un alcohol compuesto de carbono, hidrógeno y oxígeno que resulta de la fermentación de azúcar o de almidón convertido en azúcar, extraídos ambos de la biomasa. También se puede producir a partir de la celulosa contenida principalmente en los desechos agrícolas, urbanos o forestales. Para su uso comercial e industrial, siempre es desnaturalizado, mediante la mezcla con pequeñas cantidades de sustancias nocivas para evitar su uso como bebida alcohólica. En Estados Unidos se extrae del maíz y otros granos mientras que en los países de Latinoamérica, entre ellos Ecuador, se obtiene principalmente por fermentación de los jugos extraídos de la caña de azúcar.

En la cadena de producción el etanol compite con los otros derivados de la caña de azúcar. El equilibrio de producción, dados los requerimientos de cada uno de ellos, dependerá de una normativa que especifique que la penetración del etanol en el país no podrá realizarse a costa de los demás derivados sino dentro de un proceso de expansión de los cultivos con fines específicos y que no puedan ser sustituidos por otros productos de similares características, de

acuerdo a las necesidades del mercado. Los precios por sí de cada derivado no aseguran necesariamente en un contexto globalizado la asignación óptima de productos en el país y podrían generar faltantes de algunos de ellos, inducidos por la creciente demanda internacional de etanol y sus precios, si no se implementan mecanismos reguladores de la producción de los derivados de la caña de azúcar.

La producción ecuatoriana de etanol proveniente de caña de azúcar se estima en el orden de 150.000 litros/día en base al dato que surge de la información precedente de IICA sobre la existencia de 10.000 has en producción para etanol y de los rendimientos en litros por ha.[45] Si el etanol se extrae directamente del jugo de caña de azúcar el rendimiento se estima de 70 litros por tonelada de caña, mientras que la productividad de la caña de azúcar en Ecuador es de 78 toneladas por hectárea en base a datos de UNCE. El producto entre el rendimiento y productividad de la caña de azúcar daría un rendimiento de etanol de 5.460 litros por hectárea. La melaza tiene un rendimiento menor de 20 litros por tonelada de caña equivalente a 1.560 litros por ha. Otras especies disponibles en Ecuador para la producción de etanol son el rechazo o excedentes de la producción de banano, remolacha, maíz, yuca y desperdicios celulósicos de papel o madera. El cuadro III.3, que sigue, sugiere que los rendimientos que derivarían de otras especies para la producción de etanol podrían inducir incentivos gubernamentales y financiamiento para diversificar la producción de esas especies y estimular, a su vez, la investigación y apoyo a los productores para mejorar los rendimientos de la producción por hectárea de las mismas. Simultáneamente, mejorar los precios al productor agrícola mediante precios de referencia por calidad de producto que incentiven y mejoren los ingresos de los pequeños productores cuya producción se comercializa a muy bajos precios.

El Plan Nacional Agropecuario[46] recientemente ha previsto incrementar en 50.000 has, en los próximos 4 años, la superficie sembrada de caña de azúcar para la producción de etanol. Sobre esa base y teniendo en cuenta en el mismo período la demanda de gasolinas el incremento de la siembra de caña de azúcar para minimizar la importación de gasolina en el 2008 tendría más que duplicarse y pasar a 25.000 has (véase cuadro III.4). Esa superficie es similar a la que también estima IICA[47] para una mezcla con etanol al 10 (E10). La evolución de la producción de caña de azúcar para etanol también dependerá de cómo evolucione la productividad que según la Unión Nacional de Cañicultores del Ecuador (UNCE) ha manifestado su inquietud por aumentarla mediante la aplicación de tecnología más avanzada en su explotación y la introducción de medidas fitosanitarias para proteger los cultivos. La expansión del riego y la difusión de la mecanización también contribuirían a una mejor explotación y a elevar los rendimientos que en Ecuador se encuentran rezagados respectos a sus países vecinos, Colombia y Perú. Como se verá en el Capítulo IV "el eje Económico Social" la producción de etanol, con la evolución prevista del área de caña a cultivar, permitirá no solo cubrir la demanda de etanol para una mezcla de gasolinas E10 sino que también posibilitará exportaciones crecientes de etanol en la medida que la expansión de las plantas de procesamiento aumenten correlativamente su capacidad.

Esas 50 mil nuevas hectáreas de caña de azúcar, se encontrarían disponibles principalmente en la cuenca del Guayas que podría aportar unas 20 mil hectáreas y el resto, con una menor superficie, distribuido en otras provincias (véase cuadro III.1).

[45] Otras informaciones están en el orden de esa cifra llegando a estimaciones de 160.000 litros/día.

[46] Ministerio de Agricultura y Ganadería, Acuacultura y Pesca - MAGAP "Plan Agropecuario Nacional" Quito, Ecuador. Septiembre 2007.

[47] IICA Op. cit.

CUADRO III.2
SUPERFICIE DE CAÑA SEMBRADA Y COSECHADA, PRODUCCIÓN DE CAÑA Y AZÚCAR RENDIMIENTOS DE CAMPO Y FÁBRICA

Años*	Superficie Sembrada (ha)	Superficie Cosechada (ha)	Producción Caña (TM)	Producción Azúcar		Rendimientos		
				(TM)	Sacos 50 Kg.	TM Caña/ha	SC/has	SC/TMc
1990	48 201	45 642	3 391 525	331 925	6 638 497	73	150	2,04
1991	50 264	48 200	3 612 678	325 656	6 513 124	75	135	1,80
1992	50 248	43 628	3 757 514	358 285	7 165 702	86	164	1,91
1993	54 011	49 893	3 666 270	338 031	6 760 620	73	126	1,71
1994	54 061	49 516	3 398 428	319 970	6 399 394	62	114	1,85
1995	56 793	53 280	3 895 744	364 923	7 298 469	66	127	1,92
1996	60 180	60 180	4 407 159	435 045	8 700 893	73	145	1,97
1997	67 068	21 866	2 468 611	180 414	3 608 270	113	165	1,46
1998	67 403	49 281	4 770 457	337 070	6 741 391	97	137	1,41
1999	67 240	64 806	4 529 238	393 946	7 878 916	70	122	1,70
2000	68 585	62 494	4 841 310	472 376	9 447 511	73	143	1,95
2001	68 822	66 000	4 744 230	467 417	9 348 335	72	142	1,97
2002	74 943	67 000	5 172 600	476 866	9 537 318	77	141	1,84
2003	75 500	68 000	5 300 000	462 303	9 246 050	78	136	1,74
2004	75 500	68 000	5 304 000	466 752	9 335 040	78	136	1,76
2005	75 500	70 000	5 460 000	480 480	9 609 600	78	136	1,76
2006	78 000	76 000	5 928 000	510 000	10 200 000	78	136	1,72

Fuente: FENAZUCAR
Notas: * Los años corresponden a año agrícola de junio a julio. 1997 Año afectado por el fenómeno de El Niño.

CUADRO III.3
RENDIMIENTOS EN ECUADOR DE DIVERSAS ESPECIES PARA OBTENER ETANOL

	Rendimientos litros/ha	Productividad toneladas/ha	Rendimiento en etanol litros/tonelada
Caña de Azúcar	5 460,0	78	70
Melaza	1 560,0	78	20
Banano[a]	2 049,8	27,7	74
Remolacha	1 800,0-7 200,0	10-40	180
Yuca[b]	1 008,0	5,6	180
Maíz duro[c]	948	2,37	400

Fuente: En base a IICA, 2007.

[a] Las principales provincias productoras se encuentran en el Litoral.
[b] Las principales provincias productora son Guayas, Los Ríos y Manabí.
[c] Las principales provincias productoras son Guayas y Manabí.

Es interesante destacar, de acuerdo a la evaluación de IICA (véase cuadro III.5), que Ecuador requeriría aumentar del 7.4 en 2005 al 31.4 la superficie cultivada de caña de azúcar para satisfacer la demanda de etanol requerida para una mezcla con gasolina del 10 (E10). Ello implicará aumentar la superficie sembrada para la producción de etanol de 10.000 a 24.500 has. lo que supone un incremento de 145, sin considerar los aumentos que requieran los otros derivados como azúcar y la industria del alcohol para bebidas.

CUADRO III.4
EVOLUCIÓN DE LA SUPERFICIE DE CAÑA DE AZÚCAR PARA PRODUCIR ETANOL EN ECUADOR

Años	Productividad de caña de azúcar	Producción de caña de azúcar para etanol	Área de caña de azúcar para etanol	Área cultivada de caña de azúcar total Potencial: 675.932 has	
	ton/ha	Miles de ton	Miles Has	Miles has	% de caña para etanol en el total
2007*	78,0	780,0	10,0	135,0	7,4
2008	78,0	1 950,0	25,0	150,0	16,7
2009	78,0	2 340,0	30,0	155,0	19,4
2010	78,0	3 120,0	40,0	165,0	24,2
2011	78,0	4 680,0	60,0	185,0	32,4

Fuente: Elaboración propia.
Nota: *Para el año 2007 el Plan Piloto de Guayaquil requiere de una mezcla E5. Para extender la mezcla de etanol al resto del país se ha previsto una mezcla E10.

CUADRO III.5
SUPERFICIE DE CAÑA DE AZÚCAR REQUERIDA PARA SATISFACER LA DEMANDA DE ETANOL E10

País	Consumo de Gasolina		Área cultivada de caña de azúcar		Área agrícola	Demanda de etanol para E10	Producción actual de etanol	Superficie de caña de azúcar para demanda de E10	
	Miles m^3		Miles Has		Miles Has	Miles m^3	Miles m^3	Miles Has	en el área de caña
Ecuador	1 944,6	0,31	78	1,0	8 705,0	194,4	47,1	24,5	31,4
América*	637 428,3	100,0	8 406,4	100,0	589.515,0	63 742,7	33 623,7	10 481,7	124,7

Fuente: IICA, 2007. Anexo I.
Nota: * Excluye a Canadá.

El total del cuadro permite ubicar la posición relativa de Ecuador en América poniendo de relieve su baja significación en la explotación de la caña de azúcar y a la vez la oportunidad de incorporar las experiencias de los países con mayores rendimientos y otras especies que podrían adaptarse bien en el país.

3. Palma africana

La palma africana cultivada en Ecuador (*Elaeis guineensis J.*) es originaria de África occidental. De de ella ya se obtenía aceite hace varios milenios, especialmente en la Guinea Occidental de donde pasa a América introducida después del descubrimiento. En épocas más recientes fue introducida en Asia desde América. El cultivo en Malasia es de gran importancia económica ya que provee la mayor cantidad de aceite de palma y sus derivados a nivel mundial.

En América los mayores productores son Colombia y Ecuador. Fue introducida en Ecuador en el año 1952 y su expansión comercial se inició a partir de 1965, año en el que habían aproximadamente 1.300 has, sembradas en la zona de Santo Domingo de los Colorados, Provincia de Pichincha. En 1994 la siembra se extendió a 97.850,4 has y en 2005 la superficie llegó a 207.285 has, distribuida entre la Costa y el Oriente Ecuatoriano, en zonas con buenas condiciones para el cultivo. La mejor adaptación de la palma africana se da en la franja ecuatorial entre los 15° de latitud norte y sur donde las propiedades ambientales son estables. La temperatura, con una media de 28°C se considera óptima para los procesos fotosintético, respiratorio y de crecimiento.[48]

La palma africana es la principal productora de aceite en Ecuador. Es la oleaginosa perenne de mayor productividad y rendimiento de aceite por unidad de superficie, superando en 3 a 4 veces a las oleaginosas de ciclo corto. Comercialmente tiene un promedio de vida de 24 a 28 años dependiendo del germoplasma cultivado. En la cadena de producción de oleaginosas en Ecuador se observan los procesos industriales, entre ellos de la palma africana, hasta que los derivados llegan al consumidor final (véase figura III.2). Las oleaginosas producen como principal derivado aceite que puede ser transformado en biodiesel y que dado el reciente interés del gobierno para mezclar con diesel oil puede cambiar la importancia actual de los destinos del aceite en la cadena de producción de las oleaginosas.

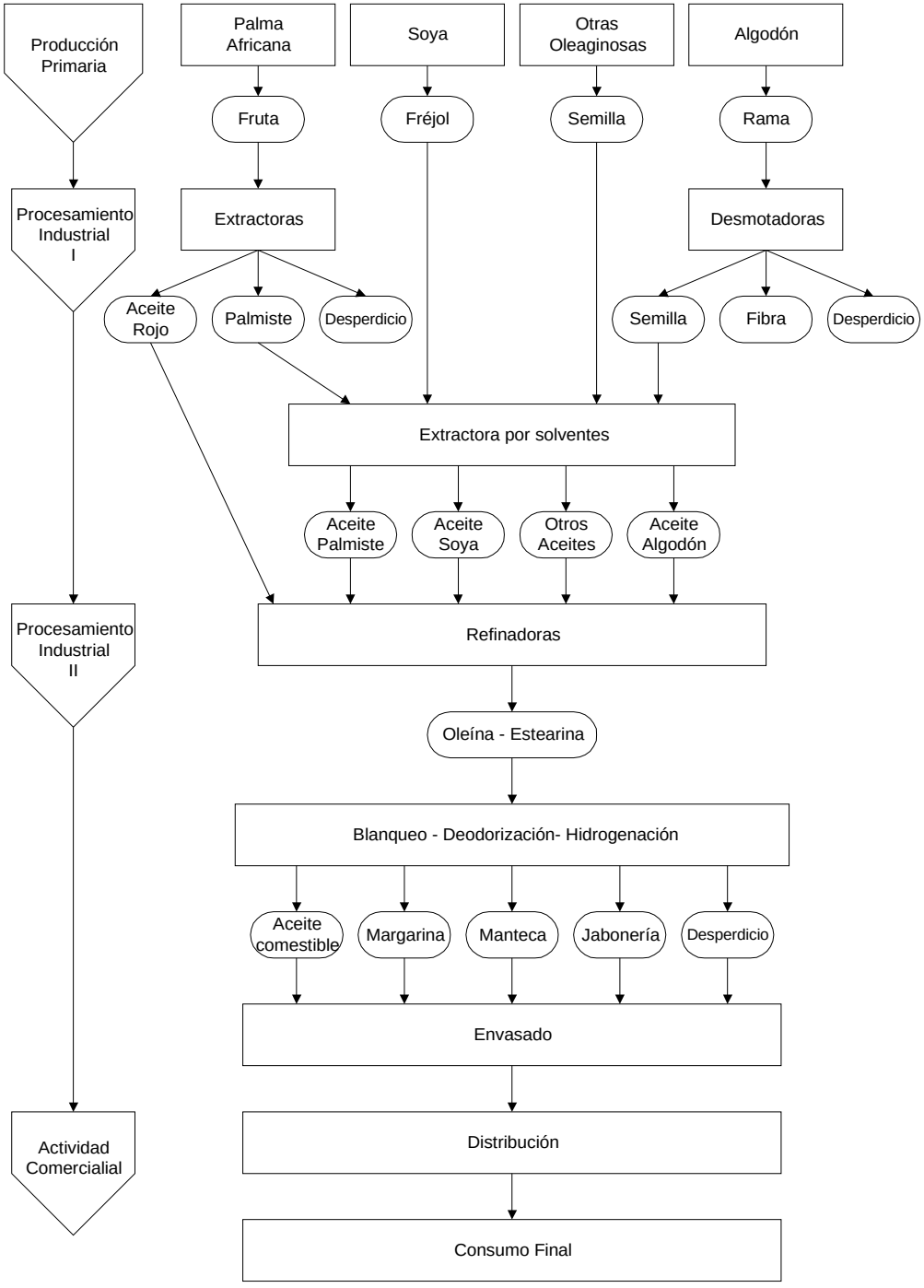
Análogamente a lo que se indicó con el etanol, al describir la cadena de producción de la caña de azúcar, el biodiesel de palma africana compite con el que puede obtenerse de otras oleaginosas y sus derivados. Ello puede alterar el equilibrio de la producción necesaria para satisfacer los requerimientos de derivados destinados al consumo humano. Entonces, la explotación del biodiesel dependerá de una normativa que especifique, además de su penetración en el sector energético, de regulaciones que establezcan que su producción no podrá realizarse a costa de las otras especies o de sus derivados si no existen sustitutos equivalentes, sino dentro de un proceso de expansión de los cultivos con fines específicos, de acuerdo a las necesidades del mercado. Como se mencionó, los precios por sí de cada derivado no aseguran la asignación óptima y podrían generar faltantes de algunos de productos, inducidos por la creciente demanda internacional de biodiesel y precios más atractivos, si no se implementan mecanismos reguladores de la producción a los mismos.

La palma produce racimos de frutos que pueden alcanzar más de cuatro toneladas durante todo el periodo productivo. Esto significa unas 600 toneladas acumuladas de fruta por hectárea cuando el proceso productivo se desarrolla en condiciones óptimas de suelo, clima, nutrición, mantenimiento, sanidad y administración. Es de interés del sector palmicultor de Ecuador, incrementar la productividad de la palma. Si bien los rendimientos por hectárea han crecido (véase cuadro III.6), se considera necesario reforzar y ampliar la investigación agronómica con la colaboración de Estado, como sucede en Colombia y otros países, donde los gobiernos se han comprometido a apoyar al sector palmicultor.

La disponibilidad de agua es de mucha importancia desde la germinación de la semilla hasta la cosecha de los racimos. El déficit hídrico es crítico afectando el crecimiento y la producción de aceite. El requerimiento de agua oscila entre 1.800 y 2.200 milímetros distribuidos anualmente. Si la lluvia es escasa, el cultivo necesitara de riego con un promedio de 150 milímetros al mes. Para ello es prioritario disponer en cada plantación de un reservorio que permita entregar aproximadamente 2.5 litros de agua por segundo y por hectárea. Como planta que busca la luz, requiere de una buena radiación solar para la producción de racimos. A la sombra su crecimiento se reduce y el tronco y las hojas tienden a alargarse. Es importante que la

[48] Bernal F. "El cultivo de la palma de aceite y su beneficio". Guía general para el nuevo palmicultor. FEDEPALMA. Ecuador.

FIGURA III.2
CADENA DE PRODUCCIÓN DE OLEAGINOSAS



Fuente: Proyecto SICA/MAG. Ecuador

zona de producción sea apropiada en cuanto a este requerimiento, pero más crítico es el déficit hídrico en regiones de alta luminosidad. Si bien la palma puede adaptarse a diversos suelos de Ecuador, las características ideales para una buena producción, son aquellas de un suelo franco o un suelo franco arcilloso suelto, con buenas propiedades físicas, químicas, y biológicas. La palma exige del suelo nitrógeno, fósforo, potasio, calcio, y magnesio y en menores cantidades azufre, hierro, cobre, zinc, manganeso, sodio, cloro, molibdeno y boro. También, requiere de un cuidadoso control fitosanitario de insectos, hongos, nematodos, bacterias y virus, tanto a nivel de vivero como en el campo. Para ello se requiere de un monitoreo minucioso y sistemático a fin de detectar oportunamente la presencia de alguna plaga que ocasione daños en el sistema radicular, en el follaje, en las flores y racimos. Para disminuir el riesgo de las plagas es necesario manejar material germoplásmico de alta calidad.[49]

La evolución de la superficie sembrada por año tuvo su máxima expansión en el 2001 para luego decaer sistemáticamente posiblemente por falta de estímulo (véase cuadro III.6).

Ello también fue acompañado por una merma en los rendimientos. La superficie acumulada casi se triplicó en los últimos 11 años registrados. No obstante, la superficie cosechada, respecto a la acumulada ha tenido cada vez mayor participación posiblemente para contrarrestar la caída en los rendimientos.

La producción de palma africana se concentra en cinco provincias con más del 90, siendo la más importante la de Esmeraldas con casi el 40 de la producción total, seguida por Pichincha, La Concordia, Los ríos y Sucumbíos (véase cuadro III.7). En esas provincias se encuentra el mayor número de establecimientos variando el número de propietarios en ellas. Pero, es interesante destacar que la superficie por productor se encuentra en promedio en casi 40 has lo que da cuenta del carácter intensivo de estas explotaciones. El Guayas es la excepción con cerca de 90 has por productor concentradas en un bajo número de predios.

El Plan Nacional Agropecuario[50] recientemente ha previsto incrementar en 50.000 has., en los próximos 4 años, la superficie sembrada de palma africana para la producción de biodiesel. Sobre esa base y teniendo en cuenta en el mismo período la demanda de diesel oil, el incremento de la siembra de palma africana para minimizar la importación de diesel oil tendría que incrementarse por año en 10.000 has (véase cuadro III.8).

El fruto de la palma es ligeramente rojo y este es el color que tiene el aceite embotellado sin refinar. El aceite crudo de palma es una rica fuente de vitamina A y posee vitamina E. Se extrae de la porción pulposa de la fruta mediante varias operaciones (Anexo III.1). Se afloja la fruta de los racimos utilizando esterilización a vapor. Luego los separadores dividen las hojas y los racimos vacíos de la fruta. Después, se transporta la fruta a los digestores, donde se la calienta para convertirla en pulpa. El aceite libre se drena de la pulpa digerida y luego ésta se exprime y se centrifuga para extraer el aceite crudo restante. Es necesario filtrar y clarificar el líquido para obtener el aceite purificado. Los residuos de la extracción constituyen grandes cantidades de desperdicios sólidos, en la forma de hojas, racimos vacíos, fibras, cáscaras. Los racimos contienen varios alimentos recuperables. Normalmente, las fibras, cáscaras y otros residuos sólidos se queman como combustible, para producir vapor de proceso.

[49] ANCUPA.
[50] Ministerio de Agricultura y Ganadería, Acuacultura y Pesca - MAGAP "Plan Agropecuario Nacional" Quito, Ecuador. Septiembre 2007.

CUADRO III.6
SUPERFICIE, PRODUCCIÓN Y RENDIMIENTO DE PALMA AFRICANA 1995-2005

Año	Superficie (has)			Superficie Cosechada (%)	Producción Fruta de Palma	Rendimiento
	Sembrada	Acumulada	Cosechada		(TM)	(TM/ha)
1995	6 961,6	72 210,0	51 996,7	72,0	185 205,7	3,56
1996	12 230,4	84 440,4	56 957,3	67,5	180 336,6	3,17
1997	12 413,4	96 853,8	65 248,4	67,4	203 308,3	3,12
1998	15 871,4	112 725,2	72 210,0	64,1	992 474,2	13,74
1999	16 135,2	128 860,4	84 440,4	65,5	1 336 232,5	15,82
2000	24 763,0	153 623,4	96 853,8	63,0	1 110 975,4	11,47
2001	22 570,0	176 193,4	112 725,2	64,0	1 026 982,3	9,11
2002	13 944,5	190 137,9	128 860,4	67,8	1 190 631,7	9,24
2003	7 648,2	197 786,0	153 623,4	77,7	1 309 660,8	8,53
2004	4 728,5	202 514,6	176 193,4	87,0	1 395 760,1	7,92
2005	4 770,8	207 285,3	190 137,9	91,7	1 596 690,8	8,40

Fuente: ANCUPA.

CUADRO III.7
SUPERFICIE SEMBRADA DE PALMA AFRICANA POR PROVINCIAS 2005

Provincia	Superficie sembrada ha.	Participación (%)	Participación acumulada (%)	Número de Predios	Número de palmicultores	Ha/ palmicultor
Esmeraldas	79 719	38,46	38,46	2 317	1 946	39,9
Pichincha	34 201	16,50	54,96	1 022	943	36,3
Los Ríos	31 977	15,43	70,38	694	594	53,8
La Concordia*	28 476	13,74	84,12	873	743	38,3
Sucumbíos	10 119	4,88	89,00	242	233	43,4
Manga del Cura*	6 920	3,34	92,34	473	443	15,6
Orellana	5 069	2,45	94,79	108	101	50,2
Las Golondrinas*	4 070	1,96	96,75	111	105	38,8
Guayas	3 410	1,65	98,40	46	38	89,7
Manabí	1 608	0,78	99,17	51	50	32,2
Cotopaxi	1 525	0,74	99,91	29	28	54,5
Bolívar	191	0,09	100,0	5	4	47,8
Total	207 285	100,0		5 971	5 278	39,3

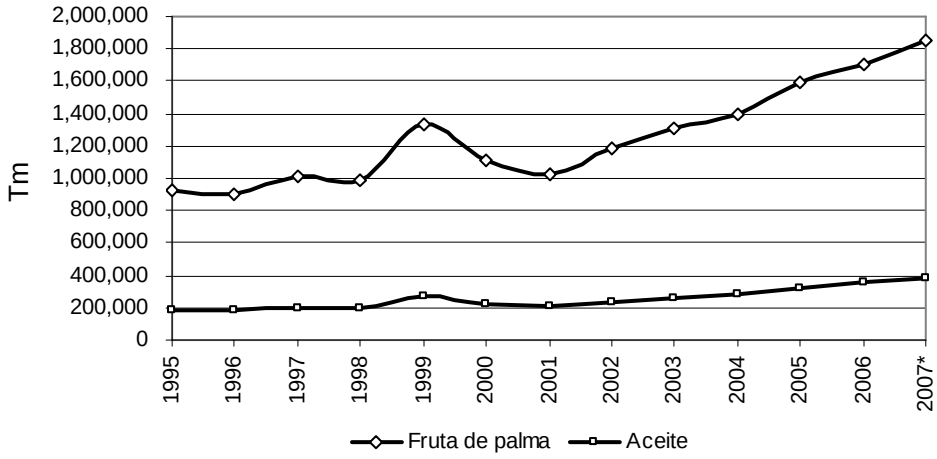
Fuente: ANCUPA, 2005.
*Zonas no delimitadas.

CUADRO III.8
SUPERFICIE DE PALMA AFRICANA REQUERIDA PARA UNA DEMANDA DE BIODIESEL B10

Años	Productividad de fruta de palma	Producción de fruta	Área cosechada de palma	Área cultivada de palma africana total	
	ton/ha	Miles de ton	Miles has	Miles has	en el Area de palma
2007[a]	8,4	1 596,8	190,1	207,3	91,7
2008	8,4	1 680,0	200,0	217,2	92,1
2009	8,4	1 848,0	220,0	237,2	92,7
2010	8,4	2 016,0	240,0	257,2	93,3
2011	8,4	2 184,0	260,0	277,2	93,8

Fuente: Elaboración propia.
[a] Se produce biodiesel solo para exportación.

GRÁFICO III.1
PRODUCCIÓN DE FRUTA Y ACEITE DE PALMA AFRICANA



Fuente: En base a datos de ANCUPA.
Nota: * 2007 estimado.

La relación entre la producción de aceite y fruta ha sido históricamente estable en 1/20 habiendo crecido levemente en los últimos años (véase gráfico III.1). Sin embargo, los rendimientos en la obtención de aceite en el Ecuador son bajos, ya que según las estadísticas, el promedio es de 2.2 t/ha comparado con 4 t/ha de otros países. No obstante, la producción de aceite sigue en ascenso con signos de cierta aceleración en los últimos años.

El aceite de palma africana excedente (véase cuadro III.9) se exportaba y desde hace pocos años parte se destina a la elaboración de biodiesel por Extractora y Procesadora de Aceites S.A. (EPACEM S.A.) y La Fabril S.A. La exportación de La Fabril S.A. tiene como destino a Estados Unidos y se estima del orden de 40.000 Tm por año.

La capacidad de producción de aceite excedente se estima en 545.6 toneladas por día laborable, resultado de ponderar los rendimientos de 2.2 t/ha por la superficie cosechada de palma

africana de 190.000 has y luego deducir el consumo. Esa capacidad de producción del excedente, dado el Plan Agropecuario Nacional para expandir en 50.000 has. la superficie sembrada de palma, requerirá la correlativa expansión de la capacidad de procesamiento del excedente que se estima deberá ampliarse a 746.2 miles de toneladas día, que equivale a un incremento de 36.8 en cuatro años.

4. Biodiesel

El aceite de palma africana se usa, entre otros, como materia prima para la producción de biodiesel. Es un biocombustible líquido que se obtiene a partir de lípidos naturales como aceites vegetales o grasas animales mediante procesos industriales de esterificación y transesterificación y que se aplica en la preparación de sustitutos totales o parciales del diesel obtenido del petróleo. Como sustituto total se denomina diesel B100, mientras que otras denominaciones como diesel B5 hacen referencia a la proporción del 5 de biodiesel utilizado en la mezcla. El diesel vegetal, cuyas propiedades son conocidas desde mediados del siglo XIX debido a los trabajos de Rudolf Diesel, ya se destinaba a la combustión en motores de ciclo diesel convencional o adaptados, según el fabricante y por ello a principios del siglo XXI, en la búsqueda de nuevas fuentes de energía y la creciente preocupación por el calentamiento global del planeta, se impulsa su desarrollo como combustible vehicular, alternativo al diesel oil derivado del petróleo.

CUADRO III.9
EXCEDENTES DE ACEITE DE PALMA AFRICANA

Año	Producción	Consumo	Excedente
	Tm		
1995	185 206	167 972	17 234
1996	180 337	156 354	23 983
1997	203 308	185 584	17 724
1998	198 495	179 799	18 696
1999	267 246	198 088	69 158
2000	222 195	197 540	24 655
2001	224 195	198 815	25 380
2002	238 798	199 508	39 290
2003	261 932	200 203	61 729
2004	279 152	200 798	81 354
2005	319 338	201 258	138 694
2006	352 120	205 828	148 081
2007[a]	382 000	200 000	182 000

Fuente: FEDAPAL.

[a] Estimado.

Los rendimientos en biodiesel, en litros por hectárea, indican que los de la palma africana que se cultiva en Ecuador son los más altos entre todas las otras especies (véase cuadro III.10).

CUADRO III.10
RENDIMIENTOS DE DIVERSAS ESPECIES PARA OBTENER BIODIESEL

Especies	Rendimientos (litros/ha)
Soja (Glicine max)	420
Arroz (Oriza sativa)	770
Tung (Aleurites fordii)	880
Girasol (Helianthus annuus)	890
Maní (Arachis hipogaea)	990
Colza (Brassica napus)	1 100
Ricino/tartago (Ricinus communis)	1 320
Jatropha/tempate/piñon (Jatropha curcas)	1 590
Aguacate, palta (Persea americana)	2 460
Coco (Cocos nucifera)	2 510
Cocotero (Acrocomia aculeata)	4 200
Palma (Elaeis guineensis)	5 550

Fuente: http://www.biodiesel-uruguay.com/

Significa que el país tiene una ventaja comparativa muy importante a la luz de los esfuerzos que se hacen en otros países que por su clima tienen que recurrir a especies de menor rendimiento que obligan a compensar con mayor superficie sembrada para posicionarse en el mercado.

Para el Programa de Biodiesel, la empresa EPACEM S.A. entregó a ANCUPA muestras de biodiesel que fueron transferidas al Terminal el Beaterio de Petrocomercial. Con las muestras aún no se ha logrado una especificación acorde con las necesidades de una mezcla B5 comercial. También, se han realizado contactos con la empresa La Fabril S.A., que exporta biodiesel y que cuenta con los avales de calidad requeridos por Estados Unidos. Los ejecutivos de la empresa se comprometieron a participar en los estudios y a facilitar muestras del biodiesel que obtienen para exportación.

D. Los precios relativos de los productos agrícolas y la rentabilidad de los cultivos para producir biocombustibles

Como se ha visto en Ecuador se cultivan varios productos de los que se podría extraer etanol y biodiesel pero, la caña de azúcar y la palma africana son aquellos en los que el gobierno está fomentando su producción por contar con mayor potencial a corto plazo. También, el gobierno ha previsto el cultivo de "Jatropha curcas" en Manabí, de buen rendimiento, que posibilitaría explotar tierras aptas para el cultivo y que se encuentran improductivas. Existe una interesante producción de etanol, que se exporta en su mayoría a Colombia, que posibilitaría concretar en breve dentro del Programa Nacional de Biocombustibles, el Plan Piloto en Guayaquil y sobre cuya formulación ya se habrían establecido los componentes en la mezcla. El biodiesel pese a producirse y exportarse, aún está en etapa experimental por la petrolera estatal. Los rendimientos tanto de la caña de azúcar y palma africana son muy buenos y se están haciendo esfuerzos por mejorarlos en sus respectivos ámbitos. La cuestión es en qué medida los precios a los que Petrocomercial compraría los insumos para las mezclas E10 y B10 serán remunerativos para sus fabricantes y para los productores agrícolas.

1. Caña de azúcar

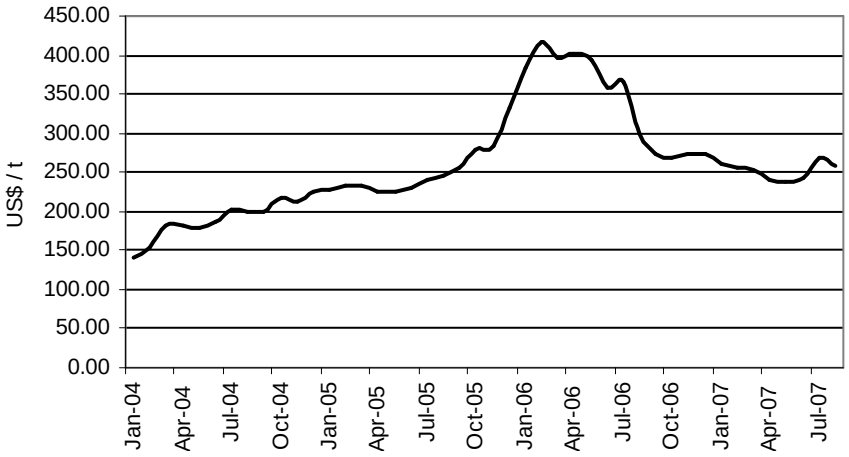
Al respecto, con el fin de asegurar precios rentables a los cañeros, ya en junio del 2006 el Ministerio de Agricultura y Ganadería había acordado con el Consejo Consultivo de la Caña de Azúcar y en común acuerdo con los representantes de los ingenios la indexación del precio de la caña con el del quintal de azúcar (véase gráfico III.2).

Ese acuerdo, fue respaldado por el actual Ministro de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca (MAGAP) en agosto de 2007, aunque los ingenios azucareros quieren revertirlo mediante recursos legales. Ello tendría que ver con la evolución del precio internacional del azúcar que posteriormente al acuerdo se desplomó hasta abril de 2007. También, se ha previsto crear una nueva Empresa Nacional de Almacenamiento (ENA) que se entregaría a los cañeros para que acopien y comercialicen su grano a efectos de que puedan monitorear los precios del producto.

2. Palma africana

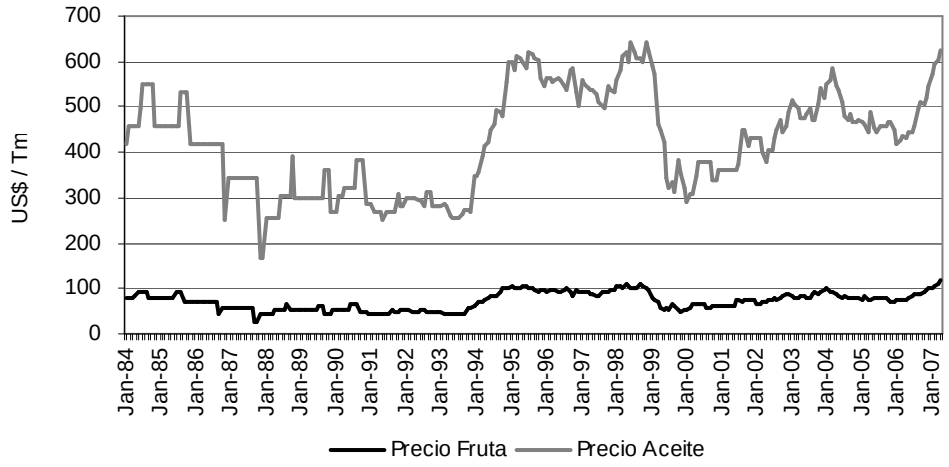
La relación entre los precios de la fruta o materia prima y el del aceite crudo ha sido un tanto errática. En efecto, se observa que los precios al productor de la materia prima se han mantenido en el pasado por debajo del techo de los US$ 100 la tonelada mientras que los precios del aceite, su derivado, han tenido grandes fluctuaciones hasta el año 2000. A partir de entonces se evidencia una tendencia creciente con descensos entre el 2005 y 2006 para retomar nuevamente el crecimiento que en marzo de 2007 superaban los US$ 600 la tonelada (véase gráfico III.3).

GRÁFICO III.2
PRECIO INTERNACIONAL DEL AZÚCAR



Fuente: Comunidad Andina.

GRÁFICO III.3
PRECIO DE LA FRUTA Y ACEITE DE PALMA AFRICANA



Fuente: En base a datos de ANCUPA.

No obstante, la evolución indicada de precios de la materia prima y del aceite obtenido muestra que los márgenes para el productor aceitero han oscilado entre una franja de 80 y 90 con tendencia a ubicarse hacia el 80. Respecto al productor de la materia prima no se dispone de datos de costos que permitan establecer la evolución de su margen que se presume debe ser razonable como para mantener la producción en ascenso.

Por su parte, los precios internacionales del aceite de palma africana, tomando como referencia a los precios de Malasia, indican un comportamiento errático del mercado (véase gráfico III.4). Aparte de los precios de 1984 que estuvieron en un nivel muy elevado, el período 1995 a 1999 fue de buenos precios para luego caer hasta el 2001 en un valle profundo. A partir de ese año la recuperación se registra sostenida con leves altibajos hasta el 2007 en cuyo transcurso los precios se aceleran al alza. En esa trayectoria los precios del aceite ecuatoriano se han visto favorecidos a partir del año 2000 superando al precio de referencia aunque con tendencia a reducir la brecha.

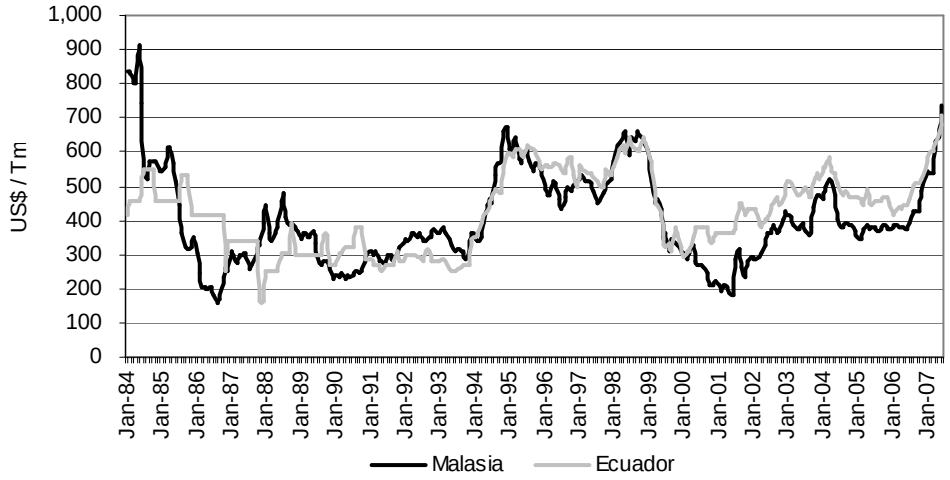
Siendo las series a precios corrientes de mercado, los precios presentes del aceite han perdido con relación a la evolución de la inflación del dólar estadounidense. Por lo que en términos reales esos precios mostrarían una significativa caída en el período analizado que en parte se ha compensado por los mayores volúmenes vendidos.

E. El cambio de uso de la tierra, la introducción de nuevas variedades y en general con las perspectivas que ofrecen los biocombustibles para el desarrollo rural

A partir del Censo Nacional Agropecuario las superficies relevantes con relación al uso del suelo se han reducido hasta el año 2003. La superficie dedicada a cultivos permanentes ha decrecido debido a la eliminación de plantaciones viejas de café y cacao. A partir del 2004 la recuperación es gradual y de baja significación. También el descenso puede deberse a factores climáticos y la

baja recuperación a la falta de estímulo al productor agrícola ya que no se observan cambios de significación en la estructura (véase cuadro III.11).

GRAFICO III.4
PRECIOS DE LA PALMA AFRICANA



Fuente: En base a datos de ANCUPA.

CUADRO III.11
USO DEL SUELO EN ECUADOR

Cultivos	Censo	Encuesta de Superficie y Producción Agropecuaria			
	2000	2002	2003	2004	2005
	Hectáreas				
Total nacional	12 205 077	11 840 003	11 640 268	11 836 337	11 957 472
Permanentes	1 305 125	1 239 685	1 187 593	1 246 214	1 214 359
Transitorios y barbecho	1 223 373	1 077 592	990 114	1 073 175	1 098 337
Descanso	376 859	281 546	308 550	203 809	198 157
Pastos cultivados	3 302 724	3 389 361	3 342 881	3 577 456	3 588 883
Pastos naturales	1 126 705	1 501 192	1 419 681	1 427 333	1 401 163
Paramos	600 264	574 404	567 619	559 746	633 551
Montes y bosques	3 861 884	3 488 818	3 546 253	3 529 979	3 585 071
Otros usos	408 143	287 405	277 577	218 625	237 951

Fuente: INEC.

El Plan Nacional Agropecuario presentado el 29 de agosto de 2007 por el Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca (MAGAP), implicará aplicar 890 millones de dólares para su concreción. La propuesta, prevista para los siguientes cuatro años, contempla la zonificación del suelo agrícola, tomando en cuenta qué cultivos son aptos para determinadas zonas y la rentabilidad para el agricultor. Mediante el Sistema de Información Geográfica del MAGAP, la producción se impulsará de acuerdo con el potencial agrícola de cada cantón. Para

ello se programarán con las autoridades cantonales los planes agrícolas y provinciales así como con los representantes de los gremios agrícolas y ganaderos.

Para la ejecución del Plan se coordinarán acciones con los campesinos y los gremios, con el fin de aumentar la producción de palma africana, caña de azúcar, cacao, arroz y maíz duro. El plan propone incrementar en 100.000 nuevas hectáreas la producción de palma africana y cacao y otras 50.000 de caña. Con estos cultivos, excepto el cacao, se desarrollará la producción de biocombustibles.

La Asociación Nacional de Cultivadores de Palma Africana (ANCUPA) facilitará la siembra de 50.000 hectáreas a los productores que tengan menos de 30 hectáreas de la oleaginosa proveyendo semilla certificada, insumos y asistencia técnica, que serán financiados con créditos agrícolas del Banco Nacional de Fomento (BNF) y de la Corporación Financiera Nacional (CFN). Los pequeños palmicultores recibirán los préstamos para pagar esos rubros.

En las áreas de baja productividad dedicadas para el arroz se darán alternativas a los productores arroceros para que cultiven productos de mayor rentabilidad, como el maíz duro, que goza de buenos precios internacionales. En total, el MAGAP tiene previsto incrementar 110.000 hectáreas de nuevos de cultivos. Además de estos productos, el MAGAP incentivará la producción de los cultivos que son parte de la canasta familiar, con el objetivo de evitar épocas de escasez por falta de fondos para invertir en las semillas e insumos. Como resultado de la aplicación del Plan se estima generar 2,1 millones de empleos.

La reactivación propuesta estará acompañada de una mejora en los sistemas de riego, con la creación del Instituto Nacional de Riego y la investigación, a través del Instituto Nacional Autónomo de Investigaciones Agropecuarias (INIAP). Para el primer caso, se estima regar 80.000 nuevas hectáreas agrícolas. En el segundo, el INIAP contará con el asesoramiento de los técnicos del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria de Argentina (INTA). Como un primer paso, el Ministerio de Economía aprobó la transferencia de ocho millones de dólares al Iniap para los proyectos de investigación. Adicionalmente se contempla reforestar 3,5 millones de hectáreas de bosques, tarea que estará a cargo de la Corporación Nacional Forestal, creada por decreto. El financiamiento de todo el plan saldrá, entre otros, de los recursos del Fondo de Ahorro y Contingencia y del Presupuesto del Estado.

Por su parte, la política del MEM, expuesta en la "*Agenda Energética 2007-2011*", ha previsto, la producción de aceite de piñón en Manabí. El fomento a las plantaciones de piñón (*Jatropha Curcas*) en la provincia de Manabí forma parte de una estrategia más amplia para combatir los procesos de erosión y desertificación que afectan a algunas regiones de la Provincia. El objetivo de este proyecto piloto consiste en la producción de aceite de piñón para ser utilizado en la generación de electricidad, como complemento de los proyectos de generación eólica y solar de electricidad en la provincia de Galápagos. La complementaridad y las sinergias que se crean bajo los dos objetivos: energías limpias para Galápagos y el combate de la erosión y desertificación en Manabí, son múltiples. Por una parte, se ataca de manera simultánea los problemas ambientales que afectan a dos provincias del país, se alivia el problema de abastecimiento energético en Galápagos y se contribuye al desarrollo económico y social de pequeñas organizaciones campesinas de Manabí.

F. Efectos sobre la tenencia de la tierra, sobre los cultivos que requieren de economías de escala y grandes extensiones de tierra para ser competitivos

Un importante paso en la explotación agrícola ha sido transparentar la tenencia de la tierra de los pequeños y medianos agricultores bajo el lema de que "Una nación sin seguridad jurídica en la tenencia de su tierra no puede progresar". Con ese fin el Instituto Nacional de Desarrollo Agrario (INDA), a través de la Campaña Nacional de Titulación de la Tierra ejecutada durante la administración, junio 2005 a marzo 2007, ha entregado 28.532 títulos de propiedad, legalizando 219.973 hectáreas para beneficiar a cerca de 150 mil agricultores, campesinos, indígenas y afroecuatorianos de todo el país. La distribución por distrito muestra los siguientes resultados (véase recuadro III.1).

En lo que corresponde al combate contra la corrupción, se dejaron sin validez 5 mil títulos falsificados, ante lo cual se emitió la nueva providencia de adjudicación con 14 seguridades elaborado por el IGM. También esta en marcha del nuevo Plan Estratégico 2007-2015, donde se procedió a la digitalización de la información. Actualmente las nuevas providencias de adjudicación están registradas en el Internet para que todo Registrador de la Propiedad compruebe su emisión y así evitar las falsificaciones.

Actualmente, en el INDA se elabora un proyecto sobre Desarrollo Agrario que incluye el monitoreo de los Planes de Manejo presentados al terminar la adjudicación, con el propósito de verificar su cumplimiento, de modo que la tierra cumpla su función social. Mediante cursos se capacitará al personal de la Institución sobre el manejo estadístico de la información y se dictarán talleres sobre elaboración y evaluación de proyectos productivos de manera que el INDA brinde un servicio de calidad acorde a las necesidades del sector rural que contribuya al desarrollo agrario del país.

En lo que se refiere al tamaño de las principales explotaciones agrícolas que pueden producir biocombustibles se observa la siguiente estratificación:

1. Caña de azúcar

Deriva de la estratificación que en la producción de caña para azúcar dominan los cultivos extensivos 77.7 del total sembrado, que se concentran en pocos productores 4.1 del total (véase cuadro III.12).

Por el contrario en la estratificación de caña para otros usos la situación es a la inversa donde predominan los cultivos intensivos en pequeñas explotaciones que hasta 50 has cubren el 75.5 de la superficie que concentran el 84.5 de los productores (véase cuadro III.13).

De la superficie en producción y su expansión futura dependerá de qué parte de ambos cultivos se destinará a la producción de etanol. No cabe duda que en ello incidirán los precios que reciban los cañeros sin presiones de poder dominante en su remuneración. Por ello parece interesante que el Ministerio de Agricultura haya fijado un precio de referencia para la caña, más allá del acuerdo definitivo al que lleguen las partes. Con el desarrollo del mercado de etanol parece conveniente analizar posibles alternativas que estimulen la producción de caña para los diversos derivados con un criterio de sustentabilidad, esto es, que la producción de unos no se realice a costa de los otros con riesgo para el abastecimiento del mercado interno de aquellos productos que satisfacen las necesidades humanas.

RECUADRO III.1
TENENCIA DE LA TIERRA

(junio 2005 a 13 de marzo 2007)

DISTRITO CENTRAL			
Provincia	Títulos	Hectáreas	Beneficiarios
Carchi	297	1 550,91	1 485
Esmeraldas	458	8 420,72	2 290
Imbabura	3 830	3 323,88	19 150
Napo	332	5 779,1	1 660
Orellana	522	32 381,03	2 610
Pichincha	1 374	3 850,88	6 870
Sucumbíos	752	48 609,76	3 760
Total	7 565	103 916,28	37 825
DISTRITO OCCIDENTAL			
Provincia	Títulos	Hectáreas	Beneficiarios
Manabí	2 517	6 666	12 585
Guayas	1 540	6 077,3	7 700
Los Ríos	968	6 406,32	4 840
El Oro	1 135	3 755,34	5 675
Galápagos	31	260,09	155
Total	6 191	23 165,05	30 955
DISTRITO CENTRO-ORIENTE			
Provincia	Títulos	Hectáreas	Beneficiarios
Chimborazo	4 310	1 736,66	21 550
Tungurahua	1 275	1 332,74	7 095
Cotopaxi	2 455	2 031.28	12 275
Bolívar	1 244	992,92	6 220
Pastaza	59	1 236,93	295
Total	9 343	7 330,53	47 435
DISTRITO AUSTRAL			
Provincia	Títulos	Hectáreas	Beneficiarios
Cañar	424	1 190,46	2 120
Azuay	2 279	2 922,15	9 550
Loja	873	3 674,5	3 535
Morona S.	807	57 279,54	3 035
Zamora CH.	1 050	29 033,55	5 250
Total	5 433	94 100,2	23 490

Fuente: Instituto Nacional de Desarrollo Agrario (INDA).

CUADRO III.12
ESTRATIFICACIÓN SEGÚN ÁREA SEMBRADA DE CAÑA PARA AZÚCAR

Rango Ha.	Superficie Ha.	Porcentaje	Productores	Porcentaje
De 0 a 10	5 370	6,49	831	48,88
De 11 a 20	2 787	3,37	310	18,24
De 21 a 50	4 901	5,92	290	17,06
De 51 a 100	3 347	4,04	88	5,18
De 101 a 200	6 523	7,88	110	6,47
De 201 a más	62 608	75,66	70	4,12
Total	82 749	100,00	1 700	100,00

Fuente: En base al III Censo Nacional Agropecuario, 2000.

CUADRO III.13
ESTRATIFICACIÓN SEGÚN ÁREA SEMBRADA DE CAÑA PARA OTROS USOS

Rango Ha.	Superficie Ha.	Porcentaje	Productores	Porcentaje
De 0 a 10	13 854	32,52	13 854	43,26
De 11 a 20	8 410	19,74	6 732	21,02
De 21 a 50	9 885	23,20	6 477	20,23
De 51 a 100	6 115	14,35	3 285	10,26
De 101 a 200	2 997	7,03	1 246	3,89
De 201 a más	1 343	3,15	430	1,34
Total	42 604	100,00	32 024	100,00

Fuente: En base al III Censo Nacional Agropecuario, 2000.

2. Palma africana

Con la palma africana la estratificación es diferente a la de caña de azúcar, en ambos casos (véase cuadro III.14). Ello tiene que ver con el tamaño de las explotaciones que en promedio se sitúan cerca de las 40 has por productor, las que como se ha visto en la producción por provincias oscilan con alguna excepción alrededor de ese valor. La estratificación de la palma confirma que la superficie en producción se concentra en un rango entre 21 y 200 has con 57.4 de la superficie mientras que los productores representan 35.8 que indica una relativa concentración, no muy acentuada, de la producción. En modo análogo a lo expresado respecto a la caña de azúcar, con el desarrollo del mercado de biodiesel parece conveniente evaluar alternativas que estimulen su producción para los diversos derivados con un criterio de sustentabilidad, esto es, que la producción de unos no se realice a costa de los otros con riesgo para el abastecimiento del mercado interno de aquellos productos que satisfacen las necesidades humanas.

CUADRO III.14
ESTRATIFICACIÓN SEGÚN ÁREA SEMBRADA DE PALMA AFRICANA

Rango Ha.	Superficie Ha	Porcentaje	Palmicultores	Porcentaje
De 0 a 10	14 327,62	6,9	2 306	41,8
De 11 a 20	18 664,43	9,0	1 163	21,1
De 21 a 50	49 080,53	23,7	1 336	24,2
De 51 a 100	38 783,18	18,7	464	8,4
De 101 a 200	31 145,76	15,	175	3,2
De 201 a 500	17 774,95	8,6	52	0,9
De 501 a 1000	11 282,36	5,4	10	0,2
Más de 1000	26 226,48	12,7	9	0,2
Total	207 285,31	100,0	5 515	100,0

Fuente: Censo Palmicultores-ANCUPA-SIGAGRO-MAG-2005.

G. Efectos sociales por la calidad y nivel de salarios

La tasa de pobreza extrema en Ecuador ha disminuido significativamente entre 1999 y el 2005. En el 2001 se estimó en 45 de la población, mientras que para el 2004 se estimaba en 25 de la población, hecho que se explica en gran parte por la emigración, así como la estabilidad lograda tras la dolarización que registra tasas de inflación decrecientes. Las tasas de pobreza eran más elevadas para las poblaciones indígenas, afro-descendientes y rurales, alcanzando al 87 de la población indígena. Es de hacer notar que la mayoría de la población indígena permanece, dada su cultura de aislamiento, en su estado ancestral pero con referencia al resto del Mundo ese estado es considerado por debajo de la línea de pobreza.

En las zonas rurales, en las que vive el 40 de la población del país, se calcula que el 60 vive en condiciones de pobreza. Los grupos de población que viven en condiciones de pobreza están concentrados en el sector agrícola. De la población ecuatoriana que reside en el área rural, dos terceras partes conforman hogares de productores agropecuarios y viven en las propias Unidades de Producción Agropecuaria (UPA). En el área rural existen pocas viviendas. "En arriendo" y predominio de la "Vivienda propia" (véase cuadro III.15).

H. Generación de empleo directo e indirecto y su impacto en la capacidad de consumo de la población, a nivel local o regional

Los agricultores pobres destinan alrededor de un 60 de su producción al consumo familiar y el resto de sus alimentos lo compran en el mercado local. Con la pobreza e indigencia este problema se traduce en riesgos de inseguridad alimentaria, especialmente en agricultores que poseen minifundios poco diversificados. Esta situación determina flujos migratorios que agudizan el problema urbano marginal, donde el consumo depende básicamente de los ingresos familiares.

CUADRO III.15
FORMA DE TENENCIA DE LA VIVIENDA RURAL

Tenencia de la vivienda	Población total (%)	Población indígena (%)
En arriendo	6,0	1,7
Propia	72,4	85,6
Cedida o recibida	18,9	12,3
Otro	2,7	0,4

Fuente: INEC.

CUADRO III.16
ESTRUCTURA DEL INGRESO RURAL DE LOS HOGARES A NIVEL NACIONAL

Ingreso	Quintiles de hogares					
	Total	1 (%)	2 (%)	3 (%)	4 (%)	5 (%)
Renta primaria	93,4	80,6	83,1	87,5	88,8	96,0
Renta de la propiedad	1,4	1,8	2,2	1,5	2,0	1,2
Transferencias corrientes	5,2	17,5	14,7	11,0	9,2	2,7

Fuente: INEC.

En la estructura del ingreso rural, se observa que los ingresos provenientes de la renta primaria, los salarios percibidos por las personas asalariadas o de las ganancias del trabajador por cuenta propia, son la principal fuente de ingreso de los hogares (véase cuadro III.16). Le siguen en importancia, las transferencias corrientes y en tercer lugar la renta de la propiedad.

En lo referente al gasto, en virtud del bajo ingreso relativo las familias priorizan sus gastos particularmente en el rubro alimentos que es la mitad del gasto, seguido en importancia por la vivienda, el transporte, la salud, los muebles y enseres, la educación y el vestido (véase cuadro III.17). En ambos casos, ingresos y gastos, no se observan diferencias significativas entre los quintiles de hogares.

El pequeño productor tiene limitaciones para acceder a un mercado caracterizado por la dinamización de las importaciones y exportaciones agropecuarias. Los productores que pueden ingresar a este mercado son los más competitivos en productividad y calidad, en tanto que los pequeños productores tienen dificultades debido a la débil estructura productiva, heterogeneidad de la calidad de sus productos y una incipiente conexión con el mercado

CUADRO III.17
ESTRUCTURA DEL GASTO RURAL DE LOS HOGARES A NIVEL NACIONAL

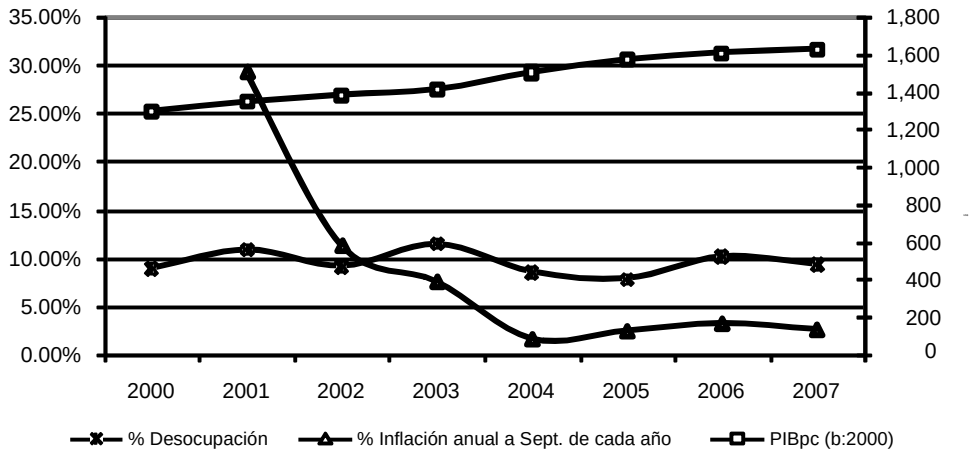
Gasto	Quintiles de hogares					
	Total (%)	1 (%)	2 (%)	3 (%)	4 (%)	5 (%)
Alimentos	55,4	57,1	59,8	58,8	57,0	48,9
Vestido	2,8	2,6	2,4	2,9	2,7	3,2
Vivienda	10,6	10,8	10,3	9,6	10,1	11,6
Muebles y enseres	4,9	4,2	3,9	4,5	4,8	6,0
Salud	8,6	10,0	9,1	8,8	8,5	7,8
Transporte	8,7	7,5	6,5	6,5	7,9	12,4
Educación	3,2	3,4	3,7	3,4	3,3	2,8
Otros gastos	5,8	4,5	4,3	5,6	5,7	7,3

Fuente: INEC.

IV. El "eje económico y social"

Luego de la crisis de 1999 Ecuador adoptó al dólar estadounidense a principios del año 2000. Se transparentó así la economía que con elevadas tasas de inflación tenía como referencia a esa moneda en todas sus transacciones. A partir del 2000 el PIBpc, en moneda constante, creció a una tasa anual de 3,7 hasta el 2006. Para el 2007 el Banco Central del Ecuador espera un crecimiento del PIB del orden del 3,4 con lo cual el PIBpc podría crecer 1,94 tasa menor a la del período comentado por efecto de la menor actividad esperada en el sector petrolero (véase gráfico IV.1).

GRÁFICO IV.1
INDICADORES SOCIOECONÓMICOS



Fuente: INEC y BCE.

Nota: Para la desocupación 2006 y 2007 se han tomado los datos a julio promedio de las principales ciudades.

La asimetría en la distribución del ingreso si bien es elevada, los indicadores socioeconómicos muestran a partir del año 2000 signos de recuperación y cierta previsibilidad en los presupuestos familiares. Al decrecer la inflación ha disminuido significativamente el factor que ha erosionado en el pasado los ingresos de los asalariados y simultáneamente se evidencia una estabilización de la desocupación con una menor participación del desempleo oculto.

El crecimiento del poder de compra de la población ha sido particularmente importante en los últimos años y se ha debido en parte a la gran entrada de remesas provenientes de los emigrantes ecuatorianos por US$ 2 915.9 millones, equivalente a 7 del PIB en dólares corrientes, y a la entrega de los Fondos de Reserva, que han generado recursos familiares que en general se han destinado a la compra de indumentaria, artículos para el hogar, vehículos y propiedades inmuebles. Esa evolución se ha transferido a la construcción, cuyo mercado de departamentos y casas está sobreofertado por su crecimiento que excede a la demanda y, entre otros, al sector automotriz que tiene un peso significativo en la producción metal mecánica, no solo para el mercado interno sino también para exportación de vehículos. Esta última actividad, con sus crecientes ventas de automotores que renuevan e incrementan el parque del sector transporte, es la potencial y principal consumidora de biocombustibles en Ecuador.

A. Efectos de los biocombustibles en el crecimiento económico y sobre la cantidad y calidad del empleo generado. Impacto en los ingresos de la población

La producción de biocombustibles, etanol y biodiesel, es resultado de las iniciativas y avances que han realizado las empresas privadas en Ecuador teniendo presente la evolución de los indicadores socioeconómicos que han influido en el desarrollo del mercado interno y en las oportunidades de negocios en el mercado internacional. Es así que los productores de etanol, luego de satisfacer el mercado local, han tenido buena acogida para sus excedentes en el exterior, principalmente en Colombia. Por su parte los productores de biodiesel han incursionado satisfactoriamente en el mercado de Estados Unidos.

En ese contexto la producción de biocombustibles ha tenido una gradual contribución al PIB, pagando impuestos y generando empleo que se ha transmitido a lo largo de la cadena de producción, desde los cultivos de la materia prima hasta la elaboración del producto terminado.

El *Programa de Biocombustibles* del Gobierno aparece como una alternativa reciente, a partir de fines del 2004, como resultado de una apertura del sector energético a la diversificación de fuentes de suministro de combustibles al parque automotor y posiblemente para generación de electricidad en vista de los elevados precios de los derivados importados, gasolinas y diesel oil. Esa apertura del sector energético bajo control estatal abre nuevas e interesantes alternativas comerciales para los productores privados locales y Petroecuador, a través de su filial Petrocomercial, en la medida que puedan concertar un esquema de negocios viable para sus respectivos intereses, públicos y privados.

A continuación se analizarán esos aspectos para cada uno de los biocombustibles:

1. Etanol

La producción de alcohol etílico ha contribuido con el 0,08 del valor total producido por la industria manufacturera. Ha crecido a una tasa promedio anual de 4,0, inferior al promedio de la actividad manufacturera (14,1).[51] Esa producción ha sido realizada por la industria del alcohol de modo que la ocupación que genera no puede atribuirse específicamente a la actividad relacionada con el etanol.

La capacidad instalada del sector se estima en unos 136.000 litros diarios, que permitiría una producción del orden de 50 millones de litros al año. La producción de los años 2004 y 2005

[51] Consejo Nacional de Biocombustibles.

se encuentra en el orden esa cifra (véase IV.1). El precio medio oscila alrededor de los US$ 47 centavos por litro.

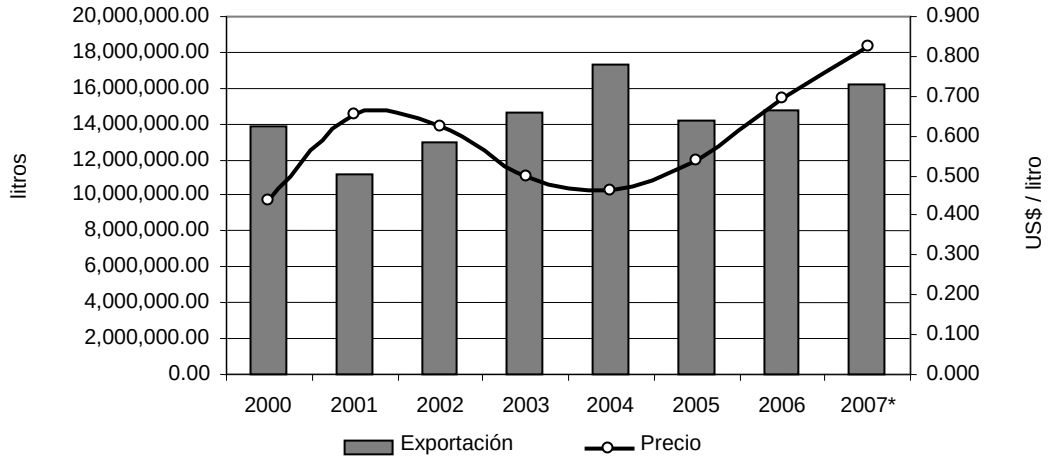
CUADRO IV.1
VENTAS DE ETANOL

	Ventas en US$	Ventas en litros	Valor medio US$/lt.	Producción lts./día
2004	21 439 600	45 616 170	0,470	124 975,8
2005	23 577 400	49 636 632	0,475	135 990,7

Fuente: ALDIR Cía. Ltda.

Las exportaciones de alcohol etílico de más de 80° han tenido desde el 2001 a 2006 un comportamiento creciente a una tasa media anual de 5.8. En el año 2004 esta tasa fue más elevada debido a una excepcional exportación a República Dominicana (véase gráfico IV.2). El precio medio de las exportaciones que fue de US$ 0,463 por litro en 2004 tuvo, a partir de ese año, un comportamiento creciente hasta alcanzar US$ 0,826 en agosto de 2007, según información del Banco Central del Ecuador. Hasta el año 2002 las exportaciones se destinaron casi exclusivamente al mercado colombiano. A partir de 2003, se diversifican con destino principalmente a Holanda y Venezuela. En 2004 aparece excepcionalmente la exportación mencionada a República Dominicana. No obstante, el principal mercado de exportación sigue siendo el colombiano.

GRÁFICO IV.2
EXPORTACIÓN DE ALCOHOL ETÍLICO SIN DESNATURALIZAR DE MÁS DE 80°



Fuente: En base a información del BCE.

* Estimado.

Con el Programa de Biocombustibles y el consecuente Plan Piloto de Guayaquil previsto implementar hacia fines del 2006, se estimó una demanda de gasolinas de 5.000 barriles día en base a la distribución de Petrocomercial en las estaciones de servicios de esa ciudad. De acuerdo a la recomendación del Comité Técnico de la Comisión de Biocombustibles se estableció una mezcla de nafta de alto octano (NAO), importada, de 39 y de nafta base de 56 que suma 95 de

gasolinas a completar con 5 de etanol. Ese porcentaje de etanol equivale a un requerimiento de 40 mil litros día que la Asociación de Productores de Alcohol de Ecuador (APALE) confirmó suministrar.[52] siendo los proveedores las empresas CODANA S.A., SODERAL S.A. y PRODUCARGO S.A. Se abrió así una nueva expectativa en el mercado interno para los productores de alcohol, los ingenios y los productores de caña de azúcar. Los múltiples beneficios que podían derivar del Programa de Biocombustibles implicarían una difusión a lo largo de la cadena agro-industria que potenciarían negocios y empleo a partir del incremento de la mezcla con etanol hasta el 10 con proyección al resto del país.

El precio propuesto por APALE, la Unión Nacional de Cañicultores del Ecuador (UNCE) y la Cámara de Industrias de Guayaquil fue, mientras durara el plan piloto, de US$ 55 centavos por litro.

El precio se determinó sobre la base de un análisis de costos de producción de alcohol a partir del jugo de caña (véase cuadro IV.2). El precio ofertado, que se encontraba entre los que se cotizaban en Brasil, Estados Unidos y la Unión Europea, fue aprobado por el Consejo de Biocombustibles según Acta N° 3 de la reunión del 30 de enero de 2006. Pero, las demoras en el proceso de decisiones derivaron en requerir una nueva estimación a la Comisión Técnica con una nueva propuesta de precio y mecanismo de pago.

CUADRO IV.2
COSTO DE PRODUCCIÓN DEL ALCOHOL ANHIDRO CON JUGO DE CAÑA

Conceptos	Propuesta aprobada 30/1/06	Propuesta 11/9/07
	US$/litro	
Costo de materia prima	0,336	0,37
Costo de proceso	0,140	0,22
Total costo de producción	0,476	0,59
Utilidad	0,074	0,06
Precio de venta	0,550[a]	0,65[b]

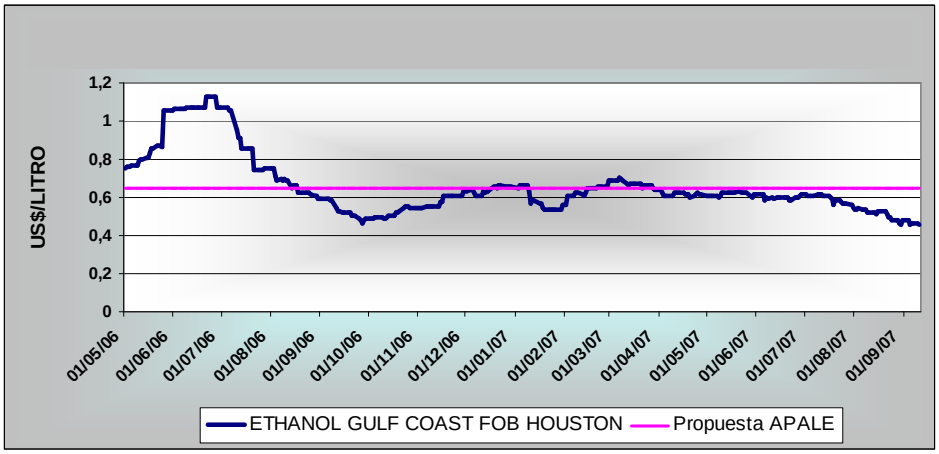
Fuente: APALE.

[a] Precio ex fábrica, no incluye flete ni IVA.
[b] Costos transporte desde planta hasta el terminal US$ 0.03 por litro.

El 11 y 12 de septiembre de 2007, en la reunión del Comité Técnico de Biocombustibles, el precio propuesto por la Asociación de Productores de Alcohol del Ecuador (APALE) fue de US$ 0,65 por litro de etanol anhidro, aumentando en US$ 0,10 respecto al precio anterior (véase cuadro IV.2). Dicho precio fue fijado por APALE teniendo como referencia los precios del etanol a nivel internacional (véase gráfico IV.3). Para esa fecha los precios domésticos del etanol en Brasil eran de US$ 0,43 y en Colombia US$ 0,59 por litro. Sin embargo, ese precio debe ser analizado y discutido en el Consejo Nacional de Biocombustibles, previo a su aprobación. Para ello el Comité Técnico deberá establecer una fórmula polinómica para la determinación del precio del etanol y definir una franja entre un máximo y un mínimo para su posible evolución. APALE ha solicitado iniciar el Plan Piloto con el precio propuesto y que la fórmula polinómica se aplique para la extensión del Plan a nivel nacional.[53]

[52] Consejo Nacional de Biocombustibles.
[53] Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, septiembre 2007.

GRÁFICO IV.3
ETANOL COSTA DEL GOLFO FOB – HOUSTON



Fuente: Platt's Oil Marketscan.

Es evidente que la demora en la toma de decisiones implica a un gran desgaste para las partes en juego, más con los cambios institucionales y los nuevos interlocutores del ámbito político ya que lo que se discute son aspectos formales que deberían tener cierta flexibilidad para los ajustes, dadas las evidentes ventajas que derivarían de poner en marcha el Plan Piloto Guayaquil. Mientras, tras el escenario se han creado expectativas entre los productores agrícolas y la agroindustria que en definitiva, con la demoras, pueden interpretar como promesas incumplidas del poder político. En el lapso de las indefiniciones Petroecuador ha continuado acumulando las pérdidas que se han expuesto en el Capítulo II "El eje energético".

Con el precio anterior, el Comité Técnico estimó, en su 4° Informe del 19 de diciembre de 2006, el efecto económico neto de preparar un barril de gasolina extra sin y con proyecto al precio de US$ 0.55 por litro de etanol del que se obtuvo, que de llevarse a cabo el Plan Guayaquil, el beneficio neto sería de US$ 2.22 por barril (véanse cuadros IV.3 y IV.4). Si bien el informe esta desactualizado, dado el nuevo precio propuesto por APALE en septiembre de 2007, es una buena referencia cuantitativa. Por otra parte, los precios de los combustibles importados también han aumentado con la estampida de precios del petróleo a mediados del 2007 lo cual obligaría a que el Comité Técnico recalcule los efectos sin y con Plan Piloto.

CUADRO IV.3
ALTERNATIVA GASOLINA EXTRA SIN ETANOL

Componentes	Mezcla según formulación. Terminal Pascuales (%)	Precio promedio enero-sept. 2006 US$/barril (%)	Costo US$/barril (%)
Nafta de alto octano (precio de importación CIF)	58,9	89,27	52,58
Nafta base (precio exportación FOB)	41,1	68,58	28,19
Total	100,0		80,77

Fuente: Petroecuador.

CUADRO IV.4
ALTERNATIVA GASOLINA EXTRA CON ETANOL

Componentes	Mezcla según formulación Terminal Pascuales (%)	Precio promedio enero-sept. 2006 US$/barril (%)	Costo US$/barril (%)
Nafta de alto octano (precio de importación CIF)	39,0	89,27	34,82
Nafta base (precio exportación FOB)	56,0	68,58	38,41
Etanol (precio incluye IVA)	5,0	97,94	4,90
Subtotal	100,0		78,12
Aditivación			0,27
Transporte desde plantas industriales a T. Pascuales*			0,16
Total			78,55

Fuente: Petroecuador. Nota: *Costo US$ 0.02 por litro de etanol a ser cubierto por APALE.

El ahorro por día, con una mezcla de etanol al 5 por 5 000 barriles de gasolina extra previstos por el Plan Guayaquil, resultó de US$ 11 088,0, equivalente a US$ 4 046 999 por año. El desglose de ese ahorro anual o efecto neto se observa mejor como sigue (véase cuadro IV.5).

De la información sobre el Plan Piloto Guayaquil no surge el precio de venta al público en surtidor de estaciones de servicio de la gasolina mezcla con 5 de etanol (E5). De ello se deduce que la totalidad del consumo local de gasolina extra se sustituirá por gasolina E5 y que la misma se venderá al mismo precio. Sin embargo, con el programa de incrementar el uso del GLP en taxis cabe esperar que los consumos de gasolina extra en Guayaquil sean menores dado que el mayor consumo de ese combustible se realiza en el Guayas.

En el caso de no realizar el Plan Piloto habría que agregar a los costos de importación de NAO las pérdidas por subsidios que tendría Petroecuador por la venta del 58,9 de 5 000 barriles diarios de gasolinas en Guayaquil. Ello equivale a 2 945 barriles día de NAO cuyo precio de compra es de US$ 89,27 por barril y el de venta en el mercado interno a US$ 55,1 por barril, en promedio para el mismo período, cuya diferencia US$ 34.17 es el subsidio por barril. La venta anualizada originaría en este caso una pérdida por subsidios para Petroecuador de US$ 36 730 187.

CUADRO IV.5
BENEFICIOS PARA PETROECUADOR DERIVADOS DEL PLAN PILOTO GUAYAQUIL

Conceptos	US$/año
Total ahorro por menor importación de nafta de alto octano (NAO)	32 421 612
Costos operativos:	
- Incremento gasolina base en la mezcla	18 649 891
- Compra de Etanol	8 936 691
- Aditivación	497 911
- Transporte etanol	290 120
Total costos	28 374 613
Beneficio anual del Plan Piloto Guayaquil para Petroecuador	4 046 999
- Costo de infraestructura en Terminal Pascuales (por única vez)	2 070 135
- Costo de impacto ambiental (por única vez)	455 368
Beneficio neto para Petroecuador	1 521 496

Fuente: En base a datos de Petroecuador.

Nota: No se ha considerado el costo de US$ 49.686 por aditivación de la gasolina extra sin etanol por cuanto se considera que igual habría que incurrir en el mismo con o sin plan piloto.

En el caso de realizar el Plan piloto, al beneficio de Petroecuador hay que agregar el ahorro de las pérdidas por subsidios que no ha sido considerado. Siendo el ahorro de NAO de 19,9 en la mezcla del plan piloto ello equivale a 995 barriles día que por US$ 34,17, el subsidio por barril, resulta que el subsidio diario es de US$ 34 000. En términos de los barriles ahorrados de NAO por año implica US$ 12 410 065 de ahorro de pérdidas por subsidios para Petroecuador.

Con el incremento del cultivo de caña de azúcar previsto en el Plan Agrícola en 50 000 has., en un período de 4 años, de acuerdo a la previsión del cuadro III.3 del capítulo anterior, las perspectivas para la producción de etanol dados los rendimientos del jugo de caña de 5 460 litros por hectárea requerirían una expansión de la capacidad de plantas de etanol de las actuales 149,6 a 897,5 miles de litros día entre 2007 y 2011 (véase cuadro IV.6). El incremento requerirá, a su vez, expansiones modulares y posiblemente diversificación de productores. El incremento de capacidad es de significación para el 2008, de más de seis veces la capacidad inicial a efectos de acomodar la capacidad a la demanda de gasolina E10.

Se verifica que la expansión prevista del área a sembrar de caña de azúcar sería superior a la demanda de etanol para mezcla E10. Suponiendo que el incremento de capacidad de plantas de etanol se verifique la producción excedente tendría que exportarse. Otras alternativas que pueden surgir de lo expuesto sugieren otras capacidades y hasta redimensionamiento del área de caña de azúcar a sembrar.

El costo de inversión de las plantas que se podrían requerir, de concretarse el Programa de Biocombustibles, se estima en US$ 7 a 8 millones por planta con una capacidad de 100 mil litros diarios. El costo de inversión en una planta de capacidad de 30 mil litros diarios se estima entre US$ 2 a 3 millones. Los compradores de las plantas podrían ser las actuales empresas productoras de alcohol. El volumen de compra, sería del orden de 7 plantas de 100 mil litros diarios cada una con una incorporación gradual a partir del momento de implantación del proyecto de etanol ya en su fase de producción nacional. Los pagos se realizan, en casi la

totalidad de los casos, mediante cartas de crédito bancarias y se estima que las plantas pueden provenir de España, Italia o Brasil.[54]

CUADRO IV.6
PERSPECTIVAS DE LA PRODUCCIÓN DE ETANOL PARA OBTENER GASOLINA E10

Años	Etanol disponible para mezcla con gasolinas	Exportación y otros usos del etanol	Producción de etanol disponible	Capacidad Planta de etanol
	Miles m^3	Miles m^3	Miles m^3	Miles litros/día
2007*	14, 5	40, 1	54, 6	149, 6
2008	132, 8	3, 7	136, 5	374, 0
2009	139, 0	24, 8	163, 8	448, 8
2010	145, 7	72, 7	218, 4	598, 4
2011	152, 8	174, 8	327, 6	897, 5

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Para el año 2007 la mezcla es de 5.

En el contexto señalado la demanda se satisface con la oferta en la medida que la capacidad de la planta de mezclas de Petrocomercial satisfaga esos requerimientos (véase IV.7).

Llama la atención que en el Plan Piloto de Guayaquil no se haya tomado el recaudo de prueba de la mezcla en vehículos propios siendo que al parecer serán los usuarios los que primero experimenten con el nuevo combustible. Al respecto, tampoco se conoce si habrá alguna responsabilidad por parte de Petroecuador en caso que las mezclas produzcan algún deterioro en los vehículos de los usuarios de E10.[55]

CUADRO IV.7
DEMANDA Y OFERTA DE GASOLINA E10

Años	Demanda de Gasolina E en Estaciones de Servicio		Mezcla	Oferta de gasolina mezcla	Capacidad Planta Mezclas Gasolina E	Etanol disponible para mezcla con gasolinas
	Barriles día	Miles m^3	%	Barriles día	Miles litros/día	Miles m^3
2007	5 000	290	5	4 992	39,7	14,5
2008	2 2877	1 328	10	22 841	363,7	132,8
2009	23 959	1 390		23 921	380,9	139,0
2010	25 109	1 457		25 069	399,2	145,7
2011	26 331	1 528		26 289	418,6	152,8

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Para el año 2007 la mezcla es de 5.

[54] En base a datos de ALDIR Cía. Ltda.

[55] Sin embargo es necesario precisar que la experiencia internacional demuestra que hasta una mezcla del 10% de etanol en las gasolinas no afecta a los automotores. Cabe destacar que dentro de las actividades del Plan Piloto se ha contemplado una agresiva campaña de promoción y difusión que amigue al producto con los usuarios para prevenir malos manejos. Por otra parte, el estudio de impacto ambiental que se llevará a cabo previo el arranque del plan si contempla pruebas en motores.

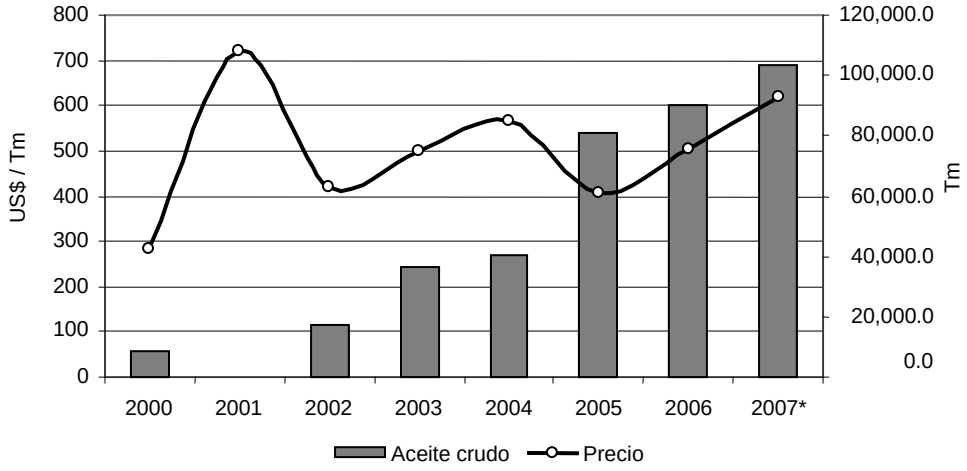
Además de los beneficios mencionados para Petroecuador, que en este caso derivan de un proyecto piloto, su extensión al nivel país podría ser de significación. También hay que considerar los beneficios que se trasladarían aguas arriba a la cadena agro-industrial con las consiguientes ventajas en la expansión de la frontera agrícola para la caña de azúcar, mayor empleo, menor impacto ambiental y mayor superficie verde. Aguas abajo, se tendría un sector energético más robusto al diversificarse sus fuentes de energía y menores costos de importación y subsidios y en el extremo de la cadena una industria automotriz que tendrá que adaptarse a los cambios en los combustibles buscando alternativas de vehículos con motores de mayor rendimiento y que posibiliten mezclas con mayor porcentaje de etanol de bajo costo si se quiere avanzar en el proceso de sustitución de los derivados del petróleo.

Según el Banco Central del Ecuador (BCE), la producción de caña de azúcar en los seis ingenios azucareros, en época de zafra, originan empleo para unas 30.000 personas en forma directa y 80.000 en forma indirecta los que representa un 8 de la Población Económicamente Activa del sector agropecuario. Ello da una idea aproximada de la escala y potencialidad de la actividad. En lo que se refiere a la industrialización la estadística oficial no identifica con claridad el producto específico como bioenergético o etanol dentro de la actividad manufacturera y las asociaciones de productores no disponen aún de un sistema estadístico que muestre sus avances en los distintos ejes. Ello sugiere que para profundizar en el tema de la cantidad y calidad del empleo que deriva de la actividad de los biocombustibles deban realizarse encuestas.

2. Biodiesel

En modo análogo a lo sucedido con los productores de alcohol los productores de aceite de palma africana se han lanzado a la producción de aceite y biodiesel que exportan por no disponer en el mercado interno de posibilidades de comercializar su producto (véase gráfico IV.4). Las oportunidades de negocios en el mercado internacional han abierto interesantes perspectivas mientras que en el mercado local de aceite y sus derivados la evolución económica del país, indicada precedentemente, ha estimulado la demanda.

GRÁFICO IV.4
EXPORTACIÓN DE ACEITE DE PALMA AFRICANA



Fuente: En base a información del BCE.

[a] Estimado.

Los excedentes de la producción han posibilitado la exportación de aceite crudo cuyos precios en el mercado internacional se encuentran en ascenso y la conversión de parte del mismo en biodiesel que aún tiene mejores precios y un mercado en expansión. Los precios relativos y las demandas de ambos mercados determinan en definitiva las decisiones sobre qué porcentaje de la producción se comercializará en el mercado del aceite y cuánto destina al mercado de los biocombustibles. Si bien no se dispone de cifras de las empresas locales que permitan mostrar esa evolución existen datos puntuales de fuentes calificadas que confirman que en el 2006 una de las empresas productoras de biodiesel habría exportado a Estados Unidos unas 40.000 Tm, cifra que representa el 44 de las exportaciones de aceite y que se presume integra la misma partida arancelaria en vista de ser un producto nuevo derivado. Ello puede ser la causa del fuerte aumento del precio medio que pasa de US$ 405 por Tm en 2005 a US$ 617 hasta agosto de 2007.

El precio actual de la tonelada de exportación de biodiesel es del orden de US$ 760 FOB Argentina y se prevé que irá en ascenso ya que se llegó a pagar 900 euros en Europa. El biodiesel todavía no alcanza la categoría de commodity ya que los comercializadores no pueden determinar su valor a futuro dado que la mayoría de las transacciones son privadas. Por ello, aún no hay un precio internacional de referencia como en el caso del etanol.

El Programa de Biodiesel ha sido recibido con interés por la Asociación Nacional de Cultivadores de Palma Africana (ANCUPA) y las empresas que están relacionadas con esa asociación EPACEM S.A.y La Fabril S.A. que están incursionando en la producción de biodiesel. No obstante, es de señalar que con o sin Programa de Biodiesel esas empresas seguirán ampliando sus oportunidades de negocios mientras que las que se le abren a Petroecuador son de notable significación a corto plazo en vista de los potenciales ahorros por menor importación de diesel oil y de subsidios que erosionan sus finanzas y a largo plazo ampliando su visión estratégica de negocios dado que el agotamiento de reservas de petróleo no tiene un horizonte muy extendido.

Para el inversor privado son necesarias señales claras mediante compromisos formales y un marco jurídico adecuado para involucrarse en el negocio. Hay que tener en cuenta que el costo de inversión de una planta industrial para elaborar biodiesel a partir de aceites vegetales puede oscilar entre U$S 450 por cada tonelada año de capacidad instalada, para plantas de pequeño tamaño relativo del orden de las 10.000 ton/año de biodiesel y U$S 150 por tonelada año de capacidad instalada para las de gran tamaño para una instalación con posibilidades de producir alrededor de 100.000 toneladas año de biodiesel. Si además hay que construir en el área de proceso, instalar tanques de almacenamiento y servicios auxiliares los valores se duplican.[56] De modo que la escala de producción de las plantas es determinante de las decisiones privadas. Por otra parte, el precio del biodiesel depende tanto del proceso como del precio del aceite que se emplea como materia prima.

Con respecto al mercado interno el biodiesel no estaría limitado, a diferencia del etanol por su efecto en los motores a medida que aumenta la mezcla. Para el biodiesel la mezcla puede llegar hasta el 100 (B100) sin que haya que modificar los motores. A ello se agrega la ventaja para los usuarios que el biodiesel, a diferencia del diesel oil, no contiene azufre resultando en mayor durabilidad de la función mecánica de sus vehículos. También, deben considerarse las externalidades que implican generación de empleo tanto industrial como rural en forma directa e indirecta del sector servicios, la posible extensión de la frontera agrícola en base a tierras marginales que puedan sustentar cultivos agroenergéticos, la característica de excelente biodegradabilidad para sustituir los combustibles náuticos usados en ríos, lagos y represas de los que se toma el agua potable o que son patrimonio natural. Esos aspectos, deben ser considerados

[56] INGAR – CERIDE - CONICET

en toda evaluación de penetración del biodiesel ya que además permiten relativizar la eventual desventaja comparativa de precios dependiendo de la materia prima que se utilice.

Con el incremento del cultivo de palma africana previsto en el Plan Agrícola en 50.000 has., en un período de 4 años, de acuerdo a la previsión del cuadro III.7 del capítulo anterior, las perspectivas para la producción de biodiesel dados los rendimientos del aceite de 2,2 toneladas por ha. requerirían una expansión de la capacidad de plantas de aceite de las actuales 545,6 a 746,2 toneladas día entre 2007 y 2011 (véase cuadro IV.8).

CUADRO IV.8
PERSPECTIVAS DE LA PRODUCCIÓN DE BIODIESEL PARA OBTENER DIESEL B10

Años	Biodiesel disponible para mezcla con gasolinas	Exportación y otros usos del biodiesel	Producción de biodiesel	Capacidad Planta de biodiesel	Producción de aceite crudo excedente 47,6%	Capacidad Planta de aceite
	Miles m^3	Miles m^3	Miles m^3	Miles litros/día	Miles de ton	Miles ton/día
2007	0,0	100,8	100,8	276,2	199,1	545,6
2008	386,9	141,4	528,4	1 447,6	209,5	574,0
2009	408,8	172,4	581,2	1 592,3	230,5	631,4
2010	432,0	202,1	634,0	1737,1	251,4	688,8
2011	456,4	230,5	686,9	1 881,8	272,4	746,2

Fuente: Elaboración propia.

El incremento requerirá a su vez expansiones modulares y posiblemente diversificación de productores. La producción total de aceite cuyo excedente disponible para producir biodiesel es del orden del 47,6 tendría que ser procesada en las plantas productoras de biodiesel cuyo rendimiento es del orden de 2.522 litros por tonelada de aceite. El incremento de capacidad se muestra de significación para iniciar el Programa de Biodiesel en 2008, de más de cinco veces la capacidad inicial, a efectos de acomodar la capacidad a la demanda de diesel B10.

Se da así la paradoja que la expansión prevista del área a sembrar sería superior a la demanda de diesel para mezcla B10, suponiendo los incrementos de capacidad de plantas mencionados y el biodiesel excedente tendría que exportarse. Las alternativas que pueden surgir de lo expuesto pueden sugerir otras capacidades y hasta redimensionamiento del área de palma africana a sembrar.

En el contexto señalado la demanda se satisface con la oferta en la medida que la capacidad de la planta de mezclas, posiblemente de Petrocomercial, cubra esos requerimientos (véase cuadro IV.9). En 2007 no se podrían concretar más que los preparativos y especificaciones del Programa de Biodiesel que aún se encuentra en una fase muy preliminar y sin haber llegado a una formulación de las mezclas que permitan iniciar pruebas en vehículos como etapa previa a la puesta en marcha del Programa.

Suponiendo que el proceso de implementación del Programa de Biodiesel se verifique los efectos en la cadena agro-industria tendrían notable repercusión en modo análogo a lo mencionado con el etanol. También en Petroecuador por cuanto se beneficiaría del ahorro por menor importación de diesel oil y por las menores pérdidas derivadas de los subsidios. Los usuarios de vehículos por la mejor calidad del producto que puede inducir a una mayor avidez por vehículos con motores diesel de mayor vida útil que los de gasolina y menor costo operativo y que las empresas productoras y comercializadoras ya están viendo aumentar sus ventas.

CUADRO IV.9
DEMANDA Y OFERTA DE DIESEL B10

Años	Demanda de Diesel B en Estaciones de Servicio		Mezcla %	Oferta de biodiesel mezcla	Capacidad Planta Mezclas Diesel B	Biodiesel disponible para mezcla con gasolinas
	Barriles día	Miles m^3		Barriles día	Miles litros/día	Miles m^3
2007	0	0	0	0	0	0,0
2008	66 677	3 869	10	66 571	14 475,6	386,9
2009	70 451	4 088		70 339	15 923,2	408,8
2010	74 438	4 320		74 320	17 370,7	432,0
2011	78 652	4 564		78 527	18 818,3	456,4

Fuente: Elaboración propia.

Según ANCUPA, el rápido desarrollo de la palma africana ha generado un fuerte impacto socio-económico en el país, al crear 60.000 plazas de trabajo directas en la actividad agrícola y 30.000 indirectas en las actividades de transporte del fruto, venta de insumos y varios negocios relacionados al sector, evidenciándose el aporte e influencia de este cultivo en el desarrollo del país. Respecto a información más precisa para la actividad caben las mismas consideraciones que para la cadena de caña de azúcar hasta la producción de etanol.

B. Captación de ingresos fiscales y la eventual necesidad de aplicar incentivos tributarios para fomentar la inversión o estimular el consumo de biocombustibles, dependiendo del rendimiento energético y de la productividad de los cultivos de las materias primas que se puedan utilizar

Dado el posible desarrollo más inmediato para el etanol se dispone de información sobre los aspectos tributarios relacionados con ese biocombustible tanto en lo que se refiere al producto como a las respectivas plantas de procesamiento.[57]

El arancel nacional integrado para el alcohol etílico sin desnaturalizar de grado mayor o igual a 80° es de 15 de tasa ad valorem, 0,5 por Contribución para el Instituto Nacional del Niño y la Familia, FDI, 32 de Impuesto a los Consumos Especiales, ICE, y 12 Impuesto al Valor Agregado, IVA. El ICE se calcula sobre el 125 del valor ex aduana de la importación.

El arancel nacional integrado para plantas de destilación o rectificación (NANDINA 8419.40.00) es de 10 ad valorem, 0,5 por Contribución para el Instituto Nacional del Niño y la Familia, FDI, 0 de Impuesto a los Consumos Especiales, ICE, y 12 Impuesto al Valor Agregado, IVA.

Los países de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) tienen una preferencia arancelaria del 100 de exoneración, lo cual determinaría una desventaja para las importaciones provenientes de ultramar, en lo que corresponde a etanol.

[57] En base a datos de ALDIR Cía. Ltda.

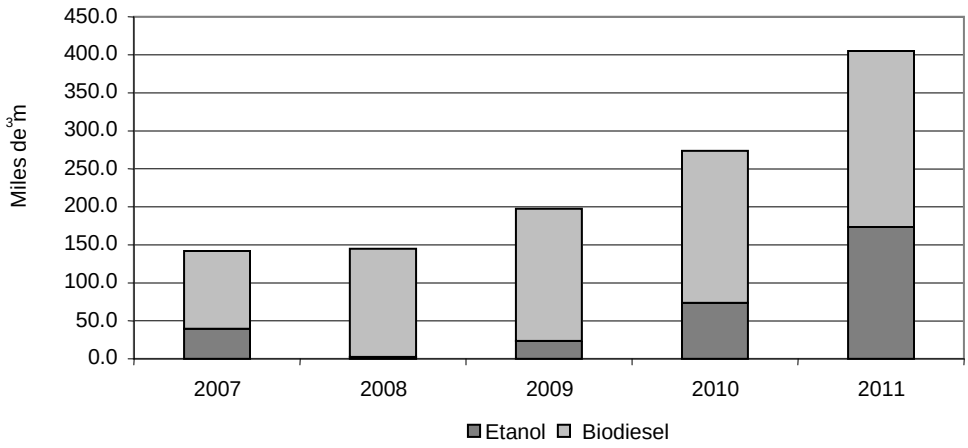
En lo que corresponde a plantas de destilación o rectificación, a diferencia de Brasil que tiene una exoneración arancelaria del 50 en general para todos los bienes de capital, siempre y cuando su valor tenga un componente regional de al menos un 50, en Ecuador están incluidas las plantas de destilación, rectificación y cualquier otra maquinaria para el procesamiento de etanol.

C. Impacto en la balanza comercial, respecto de la reducción de importaciones o el incremento de las exportaciones

El Programa de Biocombustibles, de concretarse la expansión de cultivos de caña de azúcar y palma africana en 50 000 has respectivamente y de realizarse las inversiones en plantas de proceso de etanol, aceite, biodiesel y de las terminales de Petrocomercial para las mezclas, dada la demanda de combustibles para mezclas de gasolina E10 y diesel B10 generaría en el mejor de los casos aún un excedente de etanol y biodiesel para exportar a elevados precios en el mercado internacional (véase gráfico IV.5).

El impacto en el balance comercial implicará, reducción de importantes volúmenes a importar de gasolina y diesel oil y exportaciones de biocombustibles excedentes en el mercado interno que incrementarán a las que ya se realizan en Ecuador inducidas por la iniciativa privada. El efecto neto será positivo, tanto en volumen como en valor. Más allá de los números, que pueden ser ajustados, las tendencias parecen favorecer al país.

GRÁFICO IV.5
PERSPECTIVAS DE EXPORTACIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES



Fuente: elaboración propia.

Pero, todo dependerá de la velocidad de ajuste en cada etapa de la cadena de biocombustibles. En cada etapa, las decisiones de inversión estarán condicionadas por el entorno de negocios, marcos legales, los precios de los productos, los costos de las tierras y plantas de proceso y los costos de las materias primas y de operación. La rentabilidad ponderada por los riesgos empresariales será en cada caso determinante de lo que se haga. A ello se agregan la fuentes de financiamiento que pueden o no fomentar el proceso. La cuestión central es cómo acompañará el Gobierno Nacional la implementación, coordinando, fomentando y aportando los marcos legales que posibiliten previsibilidad y seguridad jurídica a los inversores.

D. "Valor retenido" en términos de riqueza neta generada en la economía nacional y sus efectos sobre la equidad social

Qué le dejará al país el Programa de Biocombustibles? En términos concretos:

Petroecuador reducirá enormes pérdidas, aunque no todas, por importar gasolinas y diesel oil a precios crecientes en el mercado internacional y simultáneamente por los menores subsidios a las ventas en el mercado interno de esos combustibles. Ello le permitirá disponer al menos una parte de los fondos para construir una nueva refinería de alta complejidad que potenciará su gestión al generar excedentes exportables de elevado valor. Simultáneamente, le abre nuevas expectativas de negocios que podrá reforzar a medida que se agoten las reservas, cuyo horizonte no es muy extendido. Eso es lo que están haciendo Petrobrás y British Petroleum, entre otras grandes empresas, dentro de una estrategia de negocios que abre puertas a las energías nuevas y renovables en el futuro.

El sector *energía* será más robusto al diversificar las fuentes tradicionales para producir termoelectricidad con mayor eficiencia, diversificar la oferta de combustibles al transporte, generar empleo y ofrecer a los usuarios productos de mejor calidad y de menor impacto ambiental.

La *agroindustria* podrá expandir sus negocios orientando parte de ellos hacia la producción de materia prima para la producción de bicombustibles y añadir nuevas capacidades de producción. Esa expansión implica posible aumento de exportaciones, generación de empleo directo e indirecto.

La *agricultura* tendrá la gran oportunidad de salir de su letargo ancestral y modernizarse al expandirse la frontera de los cultivos, introducir capacitación, tecnología y ampliar las áreas de riego, que le aportará mayor integración al proceso productivo nacional. La desconcentración territorial en la expansión de la superficie agrícola difundirá una mejor distribución del empleo directo e indirecto y posiblemente una mejor calidad de vida que retendrá a la población con expectativas de emigrar en busca de mejores oportunidades que las que ha tenido.

En ese contexto el valor retenido que podría generarse parece ser suficientemente amplio y estimulante. Pero, qué sucede con la equidad.

Como se ha visto en el Capítulo III el pequeño productor agrícola y el trabajador sin propiedad que explotar no han tenido mayor estímulo en su tierra y así han emigrado buscando nuevas oportunidades en el exterior, aunque sin olvidar a sus familias a las que les transfieren cuantiosos recursos que en ciertas regiones, como por ejemplo en Cañar, se han multiplicado en viviendas nuevas o renovadas con acceso a servicios básicos y mejora en las condiciones de vida, tal vez con la esperanza de un retorno con dignidad. Esos trabajadores emigrantes de los últimos 10 años, de reconocida capacidad laboral en España tienen servicios sociales y perciben ingresos en la mayoría de los casos acordes a su esfuerzo tal como regulan las leyes de ese país y compiten aún con los emigrantes del este de Europa por su dedicación al trabajo.

A ello hay que agregar a los jóvenes que son enviados por sus familias, muchas modestas y a costa de sacrificios, para estudiar en el exterior y que vuelven al país con reconocidos títulos universitarios, para muchas veces no poder insertarse en la comunidad laboral. Al parecer, Ecuador aún no valora su factor humano que sí se valora en el exterior. De manera que y en la medida que la riqueza generada no se distribuya mediante criterios de equidad que den a cada quien lo que le corresponde por su esfuerzo y contribución al producto nacional se ahondarán las asimetrías sociales, se degradará el poder de compra de la población con perjuicio para el mercado interno y los ecuatorianos seguirán mirando cada vez más hacia el resto del mundo. Una gran incógnita que los propios ecuatorianos tendrán que resolver.

V. El "eje ambiental"

A. Impacto que sobre el patrimonio natural tiene el ordenamiento territorial para el uso de los suelos y de los recursos hídricos involucrados en la producción de materias primas bioenergéticas

El Ministerio del Ambiente es el organismo del Estado encargado de diseñar las políticas ambientales y de coordinar las estrategias, los proyectos y programas para el cuidado de los ecosistemas y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales. Propone y define las normas para conseguir la calidad ambiental adecuada, con un desarrollo basado en la conservación y el uso apropiado de la biodiversidad y de los recursos con los que cuenta el país. Gestiona su acción en base de las siguientes leyes:

- La Constitución Política de la República del Estado.
- La Ley Forestal y reconservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre, publicada en el Registro Oficial No. 64 de 24 de agosto de 1981.
- La Ley de Gestión Ambiental, publicado en el Registro Oficial No. 245 de 30 de julio de 1999, que establece que la autoridad Ambiental Nacional la ejerce el Ministerio del Ambiente, instancia rectora, coordinadora y reguladora del sistema nacional descentralizado de Gestión Ambiental, sin perjuicio de las atribuciones que en el ámbito de sus competencias y acorde a las leyes que las regulan, ejercen otras instituciones del Estado.
- El Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente, expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 3399 publicado en el Registro Oficial No. 725 de 16 de diciembre del 2002.

El 31 de marzo de 2003 en la Edición Especial No. 2 del Registro Oficial por Decreto Presidencial No. 3516 se publica el Texto Unificado de la Legislación Secundaria del Ministerio del ambiente que consta de nueve libros: I. De la Autoridad Ambiental ; II De la Gestión ambiental; III. Del Régimen Forestal; IV. De la Biodiversidad; V. De los Recursos Costeros; VI. De la Calidad Ambiental ; VII. Del Régimen Especial: Galápagos; VIII. Del Instituto para Ecodesarrollo Regional Amazónico, ECORAE; IX. Del Sistema de Derechos o Tasas por los Servicios que presta el Ministerio del Ambiente y por el uso y aprovechamiento de bienes nacionales que se encuentran bajo su cargo. Además, Está en vigencia la ley Forestal y de

Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre, La Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental, la Ley Especial para la Provincia de Galápagos y las Normativas Forestal y de Vida Silvestre.

La Ley Especial para la Conservación y Uso Sostenible de la Biodiversidad en el Ecuador se encuentra en el Congreso Nacional para su aprobación, así como la propuesta de la "Ley para el Desarrollo Forestal Sustentable".

Las siguientes Normas Técnicas, sujetas a consulta pública, fueron dictadas bajo el amparo de la Ley de Gestión Ambiental y del Reglamento a la Ley de Gestión Ambiental para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental:

- Norma de Emisión al Aire desde Centrales Termoeléctricas.
- Norma para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental del Recurso Suelo en Centrales de Gestión Eléctrica.
- Norma para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental del Recurso Agua en Centrales Eléctricas Térmicas y Centrales Eléctricas Hidroeléctricas.

Si bien todavía hay una legislación pendiente de aprobación por el Congreso Nacional y normas que aún deben entrar en vigencia es requisito para cualquier emprendimiento en territorio ecuatoriano obtener la correspondiente licencia ambiental, que es la autorización que otorga la autoridad competente a una persona natural o jurídica, para la ejecución de un proyecto, obra o actividad que pueda causar impacto ambiental. En ella se establecen los requisitos, obligaciones y condiciones que el proponente de un proyecto debe cumplir para prevenir, mitigar o remediar los efectos indeseables que el proyecto autorizado pueda causar en el ambiente. Dentro de ese contexto también se enmarca el ordenamiento territorial para el uso de los suelos y de los recursos hídricos involucrados en la producción de materias primas bioenergéticas regulando de ese modo el impacto sobre el patrimonio natural. En esa dirección se encaminan las siguientes políticas enunciadas por el Ministerio del Ambiente:

Política y Estrategia de Biodiversidad. Constituye el camino que el país ha definido para conservar y utilizar sustentablemente su diversidad biológica y establece las prioridades de intervención del Estado. Se fundamenta en el reconocimiento de que la biodiversidad es un recurso estratégico para el Ecuador, que ha hecho posible el desarrollo de diversas opciones productivas para incrementar la calidad de vida de la población, las exportaciones y la seguridad alimentaría. Plantea además la posibilidad de ampliar y diversificar estas oportunidades realizándolas de forma sustentable y generar nuevos mercado. Establece sobre todo, que un adecuado manejo y uso sustentable de esta riqueza, abre oportunidades para que la biodiversidad contribuya de manera sustancial al desarrollo humano sustentable del Ecuador.

Política de Gestión de la Calidad Ambiental. Propone que el mejoramiento de la calidad de vida de la población y una mejor gestión ambiental en los centros urbanos y las áreas rurales, responderán a políticas de la Estrategia Ambiental, la prevención y control de la contaminación el fomento de cambios tecnológicos para una producción limpia, el auspicio de procesos productivos que minimicen el deterioro ambiental y el fortalecimiento del manejo responsable del ambiente.

B. Externalidades que se generan durante el "ciclo de vida" de los biocombustibles por la reducción o por el cambio de la naturaleza. Proporcionalidad de las emisiones contaminantes, derivadas del proceso industrial del que surgen los biocombustibles, de los cultivos que los sustentan y de la penetración de los biocombustibles en el transporte

Como se ha señalado en los capítulos anteriores, la producción de biocombustibles en Ecuador es un hecho derivado de la iniciativa privada que ha visto en el mercado internacional nuevas oportunidades. Las destilerías de alcohol y las productoras de aceite que han acoplado un tren para la elaboración de biodiesel han realizado inversiones ampliando su respectiva capacidad de producción respecto a la que hubieran tenido si se hubieran restringido al mercado interno. Los efectos de esas iniciativas generaron externalidades a partir de la expansión de la ocupación directa e indirecta, aumento de los tributos que percibe el Estado e impactos a lo largo de la cadena agroindustrial asegurando a los productores de caña de azúcar y de palma africana un mercado para sus productos, incentivos a la expansión de los cultivos y a la aplicación de tecnología e innovación que mejore los rendimientos de las especies con el objetivo de lograr mayor competitividad. Todo ello sin haber puesto en riesgo la situación alimentaria nacional y sin afectar el estado de la naturaleza.

Con la creación del Consejo Nacional de Biocombustibles y la iniciativa estatal de implantar el Plan Piloto en Guayaquil para el uso de gasolinas mezcla con etanol y el Programa de Biodiesel se abrió una nueva expectativa para los productores de biocombustibles, para los productores agrícolas y para los gremios en vista del complementario Plan Agrícola Nacional. También, por el menor impacto ambiental que derivaría de la concreción de esos proyectos.

En el área rural los beneficios se verán por la expansión de las áreas verdes sobre las tierras improductivas o maltratadas por una explotación que no les devuelve sus nutrientes y en las que los cultivos absorverán emisiones, sin necesidad de producir en áreas protegidas e intangibles. En las áreas urbanas por el menor impacto ambiental respecto a los derivados de los combustibles fósiles no renovables que en parte serían sustituidos por recursos renovables como los biocombustibles, reduciendo así el gran costo para el Estado de los derivados importados que erosionan los recursos para el desarrollo. Esos efectos ambientales favorables son confirmados por el ambiente científico ecuatoriano y del exterior.

En Ecuador, el etanol que producen sus investigadores en la Escuela Politécnica Nacional (EPN) es menos contaminante que la gasolina dado que en el momento de la combustión, la madera no genera una cantidad adicional de anhídrido carbónico (CO^2), como sí ocurre con los hidrocarburos. El etanol incluso se considera más valioso que el hidrógeno porque supone menos riesgo al momento de almacenarlo. Con el uso de aceleradores industriales, se podría incrementar la producción del etanol proveniente de la madera. Actualmente la EPN produce sólo a escala experimental. De ahí que el objetivo haya sido llevar esta producción de pequeña escala a una planta piloto para la producción de etanol, para lo cual demandan apoyo de otras instituciones y del Gobierno. Lo mismo se confirma con la experiencia de Brasil respecto a la destilación de alcohol que genera más energía que la utilizada en su producción y cuyo menor impacto ambiental ha expandido la tecnología en la fabricación de vehículos y el parque automotor que utiliza etanol puro.

El biodiesel tiene un efecto benéfico sobre el ciclo del carbono en relación al diesel oil. La combustión libera a la atmósfera dióxido de carbono (CO^2) pero, ese CO^2 es a su vez fijado

por los vegetales que lo generan como materia prima. Por lo tanto, es posible cuantificar el "crédito" ambiental de un combustible de base renovable calculando cuánto CO^2 fija una plantación de oleaginosa determinada y comparándolo con el CO^2 que genera la combustión del biodiesel que se puede fabricar con esa misma plantación. Cualquiera sea este "crédito ambiental" (que dependerá del tipo de oleaginosa, del proceso de fabricación del biodiesel y de la eficiencia de combustión de los motores) siempre será mayor que el de un combustible fósil que, por su propia naturaleza, sólo genera gases de combustión sin que en su proceso de fabricación aparezca una fase agrícola de fijación de carbono. De hecho, esta consideración de las externalidades de los distintos tipos de combustible es el fundamento más importante de las políticas energéticas de la Unión Europea, que se han fijado como meta, dentro de un esquema de utilización de distintas fuentes renovables de energía, la producción de biocombustibles líquidos, etanol y biodiesel. Un complemento del mínimo impacto ambiental que produce el biodiesel y que lo distingue del diesel oil, es que no contiene algunos elementos indeseables presentes en distinta proporción en los combustibles convencionales (azufre y compuestos orgánicos aromáticos), por lo que su impacto ambiental se reduce adicionalmente al "crédito" previamente mencionado.[58]

[58] Ing. Gerardo López, profesional del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet) en el Instituto de Desarrollo y Diseño (Ingar/Conicet), y docente-investigador en la Facultad Regional Santa Fe de la Universidad Tecnológica Nacional.

VI. El "eje industrial"

El tema de si las plantas de producción de etanol y biodiesel son de competencia agroindustrial o energética no parece que deba generar mayor debate. En tanto esas plantas producen biocombustibles sugieren la conveniencia de ser considerados en la orbita energética y dentro de ella en la que entiende en temas relacionados con las fuentes de energías nuevas y renovables (FENR). Sus actividades integran las cadenas energéticas en modo análogo a las carboneras de leña, plantas solares y generadores eólicos que producen fuentes de energía para los sectores socioeconómicos. Dentro de la nueva estructura ministerial, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable elaborará la legislación correspondiente para monitorear, fiscalizar y definir las políticas para la instalación y operación de las plantas de producción de biocombustibles.

Por las implicaciones que derivan de ensamblar las cadenas energéticas con las precedentes de la agroindustria y posteriores con la demanda de los sectores socioeconómicos, parece conveniente que los actores en cada etapa coordinen en plazos razonables sus políticas respectivas. Al parecer ese fue el espíritu del *Consejo Nacional de Biocombustibles*.

Organización del Mercado. De acuerdo a lo mencionado en el Capítulo II, con referencia a la organización del mercado, el Ministerio de Minas y Petróleo, refiriéndose al Programa Nacional de Biocombustibles señala:*"...el éxito de este programa y la consecución nacional de los beneficios ambientales, sociales y económicos del mismo, solo será posible en la medida en que los actores del proceso agroindustrial de producción de etanol que ha sido planteado, evidencien su capacidad de organización y de apertura para definir dentro del sector privado los aspectos de orden institucional, técnico, financiero y comercial que son indispensables para garantizar al Estado, una oferta nacional de etanol anhidro confiable en términos de volumen y calidad. El Estado será entonces, promotor y facilitador de este proceso, a cargo de los sectores productivos"*.[59] En ese contexto, se interpreta que la coordinación debería ser realizada por el mercado.

Pero, cuando los países tienen gran disponibilidad de recursos como potenciales hidroeléctricos y de hidrocarburos, la penetración de fuentes nuevas y renovables requiere de un agresivo e integral esfuerzo de fomento, normativo y de coordinación para su implementación ya que de lo contrario el sector privado difícilmente involucrará inversiones de riesgo en esas actividades.

Combustible E (5). Respecto a este combustible parte del tema parece estar resuelto en Ecuador. La cadena comercial desde la producción de caña de azúcar hasta la producción de

[59] http://www.menergia.gov.ec/secciones/hidrocarburos/HidroProyectos.html

etanol por los ingenios azucareros y productores de alcohol está coordinada por el mercado en vista que ya existe una disponibilidad de ese biocombustible para exportación y que parte fue ofrecida para ser mezclado con gasolina a Petrocomercial, filial de Petroecuador. A su vez, Petrocomercial ya dispone de la infraestructura para las mezclas y se estaría en la implementación de la misma en las estaciones de servicio de propiedad privada. La posibilidad de ampliar oferentes que compitan en el mercado se verifica por el interés de los productores de alcohol derivado de la caña de azúcar para también producir etanol. El precio del etanol anhidro lo aprobó el Consejo Consultivo de Biocombustibles en 0,55 $/litro para el periodo que dure el proyecto Piloto. Por el atraso de la implementación del proyecto Piloto este precio será revisado previo al arranque del proyecto. En relación al precio al usuario final de la mezcla nafta más etanol (gasolina extra oxigenada con etanol), el Consejo resolvió que sea el mismo precio de la gasolina extra que se vende en el mercado. Además, el Presidente de la República conforme al Art. 72 de la Ley de Hidrocarburos, mediante decreto establece el precio de todos los derivados del petróleo que se comercializan en el país, independientemente sean aditivados o no aditivados con etanol anhidro u otros aditivos.

Combustible B (10). Con la producción de biodiesel la situación es similar a la referida para el etanol. La actividad privada tiene organizada la cadena desde la explotación de la palma africana hasta la producción de aceite crudo que se utiliza como materia prima para la producción de biodiesel destinado en su totalidad para exportación. En cuanto a la mezcla de diesel oil con biodiesel los ensayos de laboratorio de Petrocomercial aún no llenan los requisitos para la mezcla y la infraestructura aún no tiene fecha de implementación ni en Petrocomercial ni en estaciones de servicio.

A. Requisitos y avances para la instalación de plantas de procesamiento de biocombustibles a partir de la biomasa

En Ecuador no existen leyes o reglamentos que se opongan a la instalación de plantas que puedan procesar biomasa, sean públicas o privadas. Prueba de ello la existencia de empresas privadas productoras de azúcar, melazas y etanol a partir de la caña de azúcar o de aceites para consumo doméstico provenientes de especies oleaginosas, entre los que se encuentran los derivados de la palma africana cuyos excedentes son exportados y parte también procesados como biodiesel, también para exportación. La explotación del banano se encuentra entre las primeras actividades económicas del país con destino a la exportación mientras que el maíz y la yuca son cultivados intensivamente para el consumo interno. Estos últimos productos también son potenciales insumos para la producción de biocombustibles.

No obstante, existen áreas intangibles que limitan el ámbito de producción agrícola y leyes de protección del ambiente que establecen normas limitantes a la contaminación derivada de líquidos, gases y residuos sólidos, las que fueron tratadas en el capítulo correspondiente al "Eje ambiental".

B. El parque automotor como principal inductor de la demanda de combustibles y la industria automotriz local

La evolución de las ventas menos las bajas anuales de vehículos han llevado a un importante incremento del parque automotor matriculado que pasó de 561.864 unidades en 1997 a 961.556 en el 2006 (véase cuadro VI.1). Del parque total 95,2% son vehículos particulares en cuanto a la propiedad aunque de ellos habría que identificar a los que realizan tareas comerciales

transportando distinto tipo de bienes y personas y que por lo tanto contribuyen al servicio de transporte de carga y personas de corta, mediana y larga distancia. La estadística del Instituto Nacional de Estadística (INE) puede llevar en este caso a confusión si se la toma literalmente. Los vehículos denominados de alquiler son en su totalidad comerciales mientras que el resto constituyen el parque de vehículos oficiales de propiedad de organismos del Estado o municipalidades. El crecimiento del parque de 6,2% anual entre 1997 y 2006 es excepcional y llama más la atención cuando se lo relaciona con los habitantes del país ya que pasa de 47,7 de vehículos por cada 1000 habitantes en 1997 a 71,7 en el 2006, o un vehículo por cada 14 personas. Como referencia, en el 2003 se registraban en el mundo un total de 133 vehículos a motor por cada mil habitantes, o un vehículo por cada 7 personas y media.

CUADRO VI.1
NÚMERO DE VEHÍCULOS MATRICULADOS POR USO (1997 - 2006)

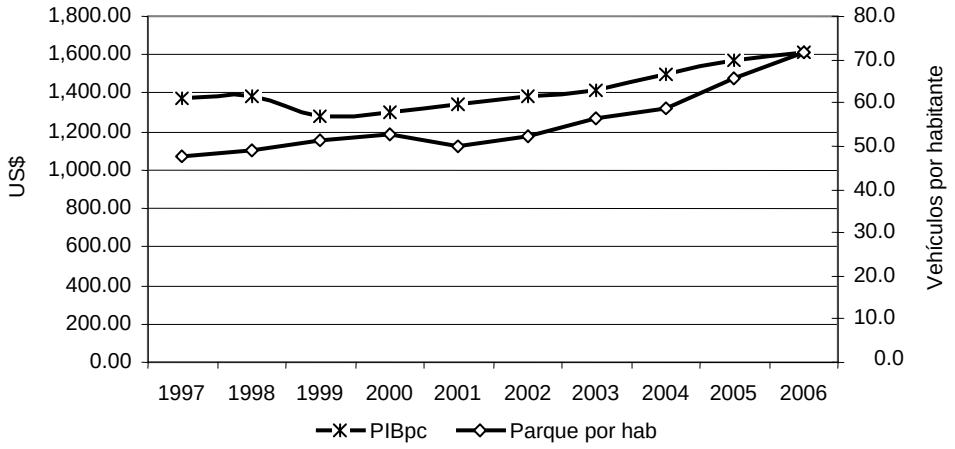
Año	Uso del vehículo					Total por cada 1000 habitantes	Población Miles
	Total	Particular	Alquiler	Estado	Municipal		
1997	561 864	531 189	22 842	6 184	1 649	47,7	11 773
1998	587 350	554 040	25 611	5 959	1 740	49,2	11 948
1999	624 924	592 252	25 700	5 284	1 688	51,6	12 121
2000	646 040	617 116	23 047	4 481	1 396	52,5	12 299
2001	621 181	594 206	20 503	4 882	1 590	49,8	12 480
2002	663 231	624 466	32 176	4 786	1 803	52,4	12 661
2003	723 176	679 548	34 949	6 712	1 967	56,3	12 843
2004	764 086	726 867	29 691	5 225	2 303	58,7	13 027
2005	867 666	827 166	30 504	7 530	2 466	65,7	13 215
2006	961 556	915 089	38 644	5 613	2 210	71,7	13 408
2006	100,0	95,2	4,0	0,6	0,2		

Fuente: INEC.

El incremento del 6,2% anual del parque equivale a un aumento de 4,6% del parque por cada mil habitantes que supera ampliamente al crecimiento real del PIBpc del 1,7% en igual período. Esto es una elasticidad media de 2,7 que indica que por cada 1 que creció el PIBpc el parque por habitante creció 2,7%. También se evidencia una elevada correlación del parque por habitante con el PIBpc, explicada en más del 75% (véase gráfico VI.1).

El uso del parque por tipo de vehículos es de singular importancia porque de su funcionamiento dependerá el consumo de combustibles. En general, los automóviles y jeeps particulares, excepto los taxis, se relacionan con el movimiento de las familias mientras que el resto de los vehículos son utilitarios y se relacionan con alguna actividad comercial. Los kilómetros recorridos por los vehículos dependerán de esos usos. Los vehículos particulares, de uso familiar o individual, realizan recorridos relativamente cortos por año, en promedio unos 20.000 km/año, mientras que en los comerciales los recorridos por año varían según que desarrollen su funcionamiento en los centros urbanos, media y larga distancia para el transporte de carga y pasajeros. Por ejemplo, los taxis pueden recorrer 100.000 km/año dependiendo de la intensidad con que se los use. Esos vehículos comerciales se encuentran prácticamente en continuo movimiento. En consecuencia, el número de vehículos en cada uso por el consumo específico (gls/km) y por la distancia recorrida (km/año) determina en cada caso el consumo de combustible promedio. A mayor complicación, también influye en ello la antigüedad del parque en cada uso dado que los rendimientos decrecen con el desgaste de las unidades. Por otra parte, los rendimientos y consumos varían si son motores diesel o de gasolina y de acuerdo a la tecnología, más moderna o más antigua.

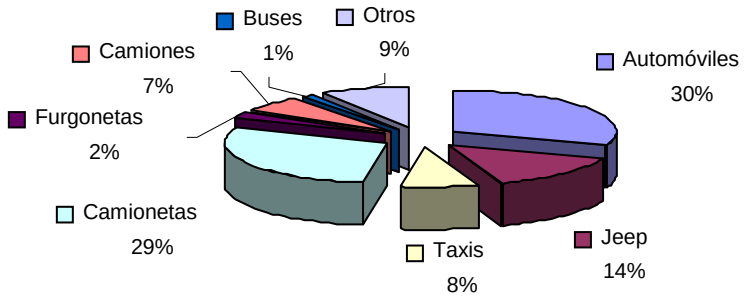
GRÁFICO VI.1
EVOLUCIÓN DEL PARQUE AUTOMOTOR POR HABITANTE Y PIBpc



Fuente: En base al información del INE y BCE.

En Ecuador el parque por tipo de vehículos, entre automóviles y jeeps que en general se consideran de uso particular, representan el 34 del total, mientras que el resto 66 se consideran comerciales (véase gráfico VI.2).

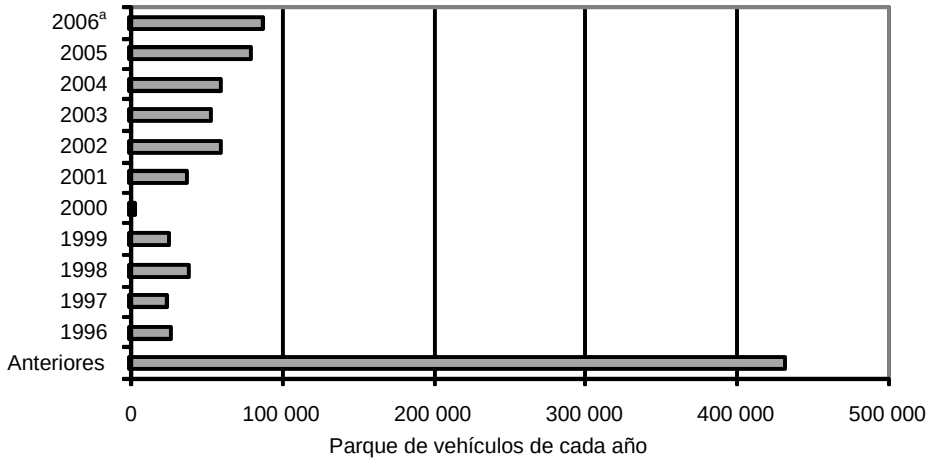
GRAFICO VI.2
DISTRIBUCIÓN DEL PARQUE AUTOMOTOR POR TIPO DE VEHÍCULOS



Fuente: En base a información de INEC, Estadísticas de Transporte.

La antigüedad del parque (véase gráfico VI.3) indica que los vehículos hasta 5 años cubren el 36 del parque, hasta 10 años el 50 y con más de 10 años el 50 restante. Ello pone en evidencia que después de la crisis del año 2000 y con la recuperación de la economía, se amplió el crédito y se expandieron las ventas, habiéndose renovado en los últimos 10 años la mitad del parque.

GRÁFICO VI. 3
ANTIGÜEDAD DEL PARQUE AUTOMOTOR AL 2006



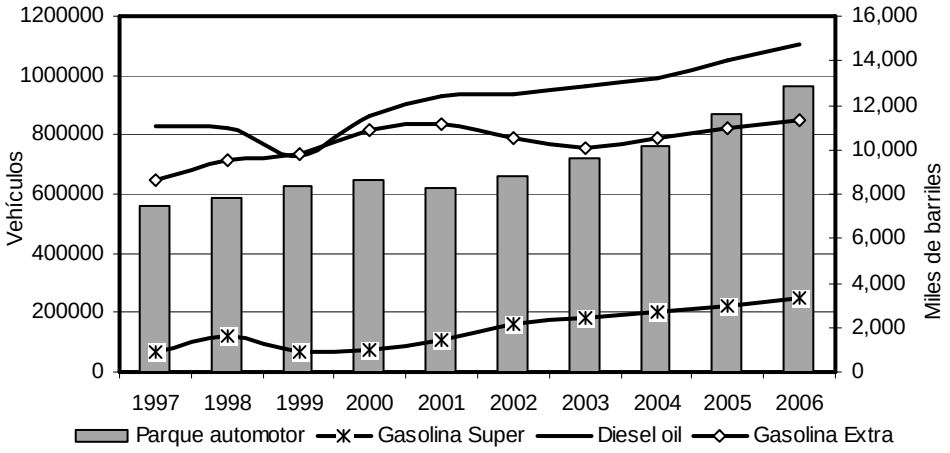
Fuente: En base a datos del INE.

[a] Estimado.

Dada la importancia del sector transporte en el consumo de combustibles, esas características del parque interesan particularmente por tipo de vehículos y tipo de motor (gasolina diesel), relacionadas con los consumos de energía por tipo de combustibles (gasolina, diesel). Con esa información es posible estimar el potencial de biocombustibles que podría penetrar en cada segmento vehicular dado que el etanol requiere de cambios en los motores a partir de mezclas con gasolinas por encima del 10 y aún así en los vehículos más antiguos que utilizan carburador convencional habría que hacer adaptaciones. No sucede lo mismo con el biodiesel que no requeriría modificaciones en los motores aún cuando la mezcla llegue al 100. De manera que es prematuro pensar en un reemplazo de los consumos de gasolinas en función de la demanda de combustibles sin tener en cuenta esos aspectos, que son básicamente tecnológicos. Los consumos de combustibles con relación a la evolución del parque indican que han crecido en manera importante siguiendo al ritmo de incorporaciones de nuevas unidades por las crecientes ventas de automotores a partir del año 2001.

Mientras la gasolina súper ha crecido en función del crecimiento del parque más nuevo de automóviles y jeeps, la gasolina extra ha crecido por el mayor recorrido de las unidades más antiguas y diversificadas de vehículos (véase gráfico VI.4). El consumo de diesel en cambio creció por aumento del parque y por los recorridos de los vehículos de corta, media y larga distancia dedicados al transporte de pasajeros y carga.

GRÁFICO VI.4
CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR EL PARQUE AUTOMOTOR

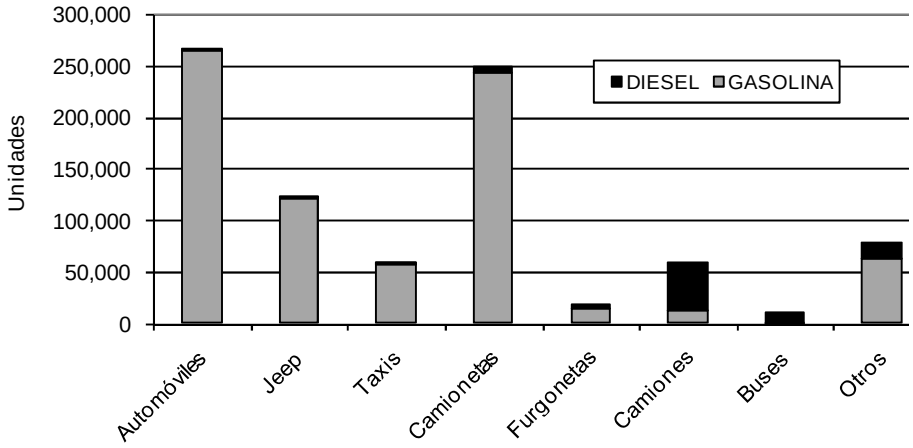


Fuente: Elaboración propia en base a datos del INEC y DNH.

La identificación del parque por tipo de vehículo y motor (véase gráfico VI.5) muestra la elevada participación de los vehículos con motores de gasolina 90 y la baja significación de los vehículos con motor diesel con una participación del 10 en el parque total. Los vehículos que utilizan motores eléctricos casi no tienen significación y se concentran en Quito y Guayaquil. Como se observa en el gráfico, es precisamente en todos los vehículos comerciales, excepto en los taxis, donde van penetrando los motores diesel, particularmente en camiones y buses. En el resto de los comerciales, particularmente en la Sierra, ha habido resistencia en el pasado para utilizar motores diesel por su menor capacidad de reacción mientras que en el presente esa percepción ha sido superada con la aparición de los motores turbo diesel. Con los crecientes precios del petróleo y el elevado costo de las gasolinas y diesel importado existe la percepción de posibles ajustes en los precios internos de esos combustibles que están fuertemente subsidiados. Es así que en los últimos años han crecido las ventas de vehículos diesel en todos los segmentos, inclusive particulares, ante la expectativa de que los precios de las gasolinas tendrán ajustes importantes mientras que el precio del diesel seguirá en modo bastante rezagado al de las gasolinas, por su significativo impacto sobre el comercio, la industria y el transporte público de pasajeros.

La distribución del parque por provincias y por tipo de motor tiene gran significación para el Programa de Biocombustibles (véase cuadro VI.2) a efectos de orientar con cuáles biocombustibles iniciar un proceso de mayor impacto. Al efecto se ha ordenado el cuadro de mayor a menor concentración del parque poniéndose de relieve que en las provincias de Pichincha y Guayas se concentra el 60,2 y sumados Azuay, Tungurahua y Manabí se llega casi al 80 del parque total.

GRÁFICO VI.5
PARQUE AUTOMOTOR POR TIPO DE VEHÍCULO Y MOTOR AL 2005



Fuente: Elaboración propia en base a datos del INEC.

CUADRO VI.2
PARQUE POR PROVINCIAS Y TIPO DE MOTOR

Provincias	Total	Gasolina	Diesel	Otros
PICHINCHA	288 390	264 925	23 423	42
GUAYAS	197 784	173 188	24 572	24
AZUAY	68 453	63 536	4 917	0
TUNGURAHUA	41 226	36 983	4 243	0
MANABÍ	37 436	33 686	3 750	0
LOS RÍOS	24 192	20 191	4 000	1
CHIMBORAZO	21 473	19 358	2 114	1
IMBABURA	20 929	18 792	2 136	1
EL ORO	20 304	16 864	3 430	10
COTOPAXI	20 146	17 323	2 823	0
LOJA	19 085	17 165	1 920	0
CAÑAR	14 021	12 283	1 738	0
CARCHI	9 966	8 833	1 133	0
ESMERALDAS	7 199	5 961	1 238	0
BOLÍVAR	5 383	4 608	775	0
SUCUMBÍOS	2 527	1 925	602	0
PASTAZA	2 234	1 824	410	0
ORELLANA	1 939	1 282	657	0
NAPO	1 782	1 410	372	0
ZAMORA CHINCHIPE	1 460	1 165	295	0
MORANA SANTIAGO	1 289	1 043	246	0
GALÁPAGOS	304	243	61	0
Total País	807 522	722 588	84 855	79

Fuente: INE.
Nota: No incluye motocicletas.

El parque automotor determina una demanda de gasolinas y diesel para mezcla E10, excepto 2007 prevista en E5, y B10 para gasolinas y diesel entre los años 2008 al 2011, en función de los consumos específicos de los vehículos (véase cuadro VI.3). En Ecuador esos consumos específicos son de 17.98 barriles/vehículo de gasolina y 243.14 barriles/vehículo de diesel oil. La demanda de gasolina E y diesel B se obtiene luego de deducir la parte del combustible respectivo que será reemplazado por etanol y biodiesel.

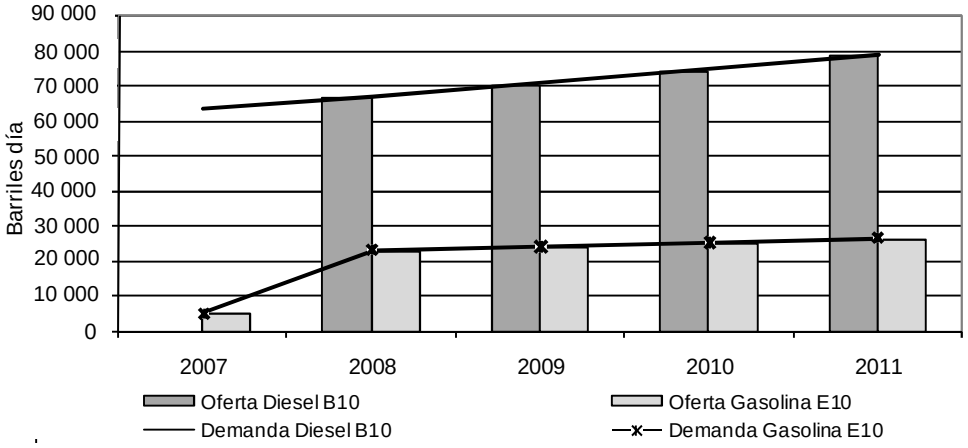
CUADRO VI.3
PARQUE AUTOMOTOR Y DEMANDA DE BIOCOMBUSTIBLES

Años	Parque automotor Vehículos a gasolina	Demanda de gasolina E en estaciones de servicio		Parque automotor Vehículos diesel	Demanda de diesel B en estaciones de servicio	
		Barriles día	Miles m^3		Barriles día	Miles m^3
2007	101 489	5 000	290	94 732	63 105	3 662
2008	896 625	22 877	1 328	100 094	66 677	3 869
2009	942 774	23 959	1 390	105 760	70 451	4 088
2010	992 073	25 109	1 457	111 746	74 438	4 320
2011	1 044 791	26 331	1 528	118 070	78 652	4 564

Fuente: Elaboración propia.

Relacionando la demanda con la oferta proveniente de las plantas de etanol y biodiesel, cuyas capacidades fueron estimadas en el Capítulo IV se obtiene un balance como indica el gráfico VI.6 dependiendo de que todas las previsiones de inversión en capacidad se concreten.

GRÁFICO VI.6
PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA Y OFERTA DE BIOCOMBUSTIBLES EN ECUADOR



Fuente: Elaboración propia.

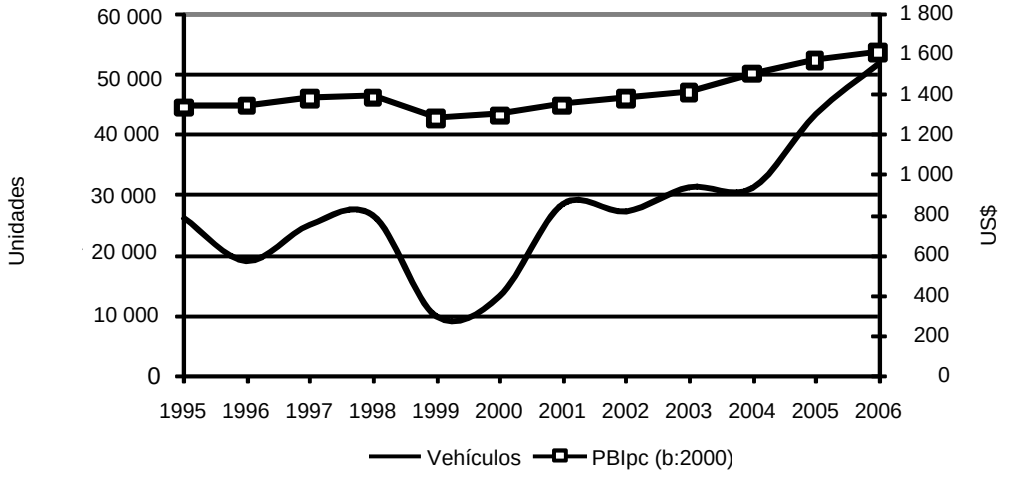
El mercado automotor. Difícilmente pueda hacerse alguna inferencia sobre el parque automotor, stock de vehículos, sin hacer referencia al mercado automotor que con sus ventas anuales, flujos de vehículos, alimentan el parque mientras que las bajas anuales de vehículos lo

reducen generando un *scrap* que va a las fundiciones de acero y reciclo de partes. Todo un proceso de gran dinámica que genera ocupación directa e indirecta.

Según la Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador (AEADE) la importancia del sector automotor en el desarrollo del país es reconocida por su influencia en varios entornos. El sector genera una importante contribución a la economía nacional en aranceles, impuestos y además por la mano de obra que emplea a un gran número de personas. Con la estabilidad económica creada por la dolarización, el negocio automotor ha experimentado un crecimiento sostenido. Por el Impuesto a los Vehículos Motorizados, durante el 2006, se recaudaron US$ 69.564.821, un crecimiento del 11,64% respecto del 2005. De igual forma el Impuesto a los Consumos Especiales (ICE) de vehículos fue de US$ 5.995.500. Esos dos impuestos han representado 1,67% del total recaudado por el Servicio de Rentas Internas (SRI).

El sector automotor ha continuado mostrando las señales del dinamismo en el que se ha desarrollado los últimos años a partir de la crisis de 1999. Su crecimiento muestra niveles muy positivos dado el escenario económico favorable (véase gráfico VI.7). Entre el año 2000 y 2006 la producción creció 25,8% en promedio anual mientras que el PIB creció en igual período 5,2% anual. En seis años la producción creció 4,9% por cada 1 de crecimiento del PIB. Influyó en esto la demanda interna y externa ya que el país es exportador de vehículos mientras que un 64 de la oferta de vehículos es importada.

GRÁFICO VI.7
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE VEHÍCULOS Y PIBpc



Fuente: Elaboración propia en base a datos de AEADE y BCE.

En ese contexto las ventas del sector automotriz llegaron a cifras muy importantes en 2006, con un crecimiento del 5 respecto al año anterior. Las expectativas se superaron y las ventas totales fueron de 84.505 unidades reportadas (se estima que el mercado total alcanzó las 86.618 unidades, tomando en cuenta las marcas no reportadas). Ello pone al 2006 como el año récord de ventas de vehículos en el Ecuador en cantidad y precios medios. La tendencia de las ventas mensuales en 2006 fue uniforme con un pico importante en el mes de diciembre, mes en el cual todas las marcas realizan promociones y descuentos para atraer la atención de consumidor. El comportamiento de las ventas de los últimos tres años registra una tendencia que se acelera siempre con un importante incremento en el mes de diciembre de cada año que históricamente es el mes de mayores ventas.

De las 84.505 unidades vendidas en el 2006 (véase cuadro VI.4), el 50,5% corresponde al segmento de automóviles, 22,4% a camionetas, 18,2% a todo terreno y 8,9% a vans, camiones, buses y otros. El segmento, que presenta el mayor crecimiento en ventas entre 2005 y 2006, es el de todo terreno que se incrementó en 27,57% mientras que el de camionetas presentó un aumento de 6,8% seguido por el de automóviles que mantuvo casi la misma tendencia y aumentó un 2,5% respecto al año anterior. Los segmentos de vans, camiones y buses experimentaron bajas, siendo el más significativo el de vans con un decrecimiento del 24,3%, seguido por buses y camiones que decreció en un 5,8%.

CUADRO VI.4
VENTAS POR TIPO DE VEHÍCULOS

Tipo	2003	2004	2005	2006
Automóviles	29 296	28 470	41 685	42 709
Camionetas	16 102	14 198	17 734	18 940
Todo terreno	12 910	10 009	12 647	15 375
Vans	2 664	2 372	2 054	1 555
Camiones y buses	8 399	4 098	6 280	5 916
Otros	1	4	10	10
Total	69 372	59 151	80 410	84 505

Fuente: AEADE.

Las importaciones en el 2006 (véase cuadro VI.5) representaron 68% de las ventas y en ese año se incrementaron en 3,9% concentrándose en automóviles, todo terreno, camiones y buses.

CUADRO VI.5
IMPORTACIÓN POR TIPO DE VEHÍCULOS

Tipo	2004	2005	2006
Automóviles	19 979	31 870	30 525
Camionetas	4 289	3 138	4 379
Todo terreno	6 251	10 301	11 555
Furgonetas	1 754	2 276	1 678
Camiones	5 147	6 909	8 022
Buses	828	816	1 317
Total	38 248	55 310	57 476

Fuente: AEADE.

La provincia de Pichincha concentra la mayor parte del mercado con un 42,3%, seguida por Guayas con 29,5% y más atrás les siguen Azuay y Tungurahua con 6,8% y 6,1% respectivamente.

En los precios promedio de venta se verificó un alza de US$ 946,53 respecto al 2005 (véase cuadro VI.6). En cada segmento, hubieron incrementos de precios entre US$ 1.748 y US$ 887, a excepción de camiones y buses, que bajaron en US$ 5.297,9. El segmento de automóviles, fue el que tuvo el menor incremento, aunque en 2005 bajó sus precios, para el 2006 se revirtieron y aumentó su precio en US$ 887,05.

CUADRO VI.6
PRECIO PROMEDIO DE VENTA

Tipo	2004	2005	2006
Automoviles	$ 14 240,03	$ 14 018,68	$ 14 905,73
Pick up	$ 18 005,95	$ 19 057,64	$ 20 805,54
Van	$ 21 566,58	$ 22 285,10	$ 23 764,85
Camiones y buses	$ 38 710,80	$ 41 034,97	$ 35 737,03
Total mercado	$ 18 775,22	$ 19 343,47	$ 20 290,11

Fuente: AEADE.

Las ventas de vehículos livianos del 2006 se concentraron en un 60,6% en aquellos cuyo rango de precios oscila entre los US$ 10.000 a US$ 20.000, pudiéndose apreciar que los consumidores están optando por precios más altos, ya que en 2005, los vehículos cuyo precio era menor a US$ 10.000 ocupaban un 8,3% mientras que en 2006 esta cifra bajó a 6,1%. Asimismo los vehículos cuyos precios están entre US$ 25.000 y US$ 50.000 han incrementado su participación dentro de las ventas. El rango que mantiene estabilidad es el de US$ 20.000 a US$ 25.000 y se mantiene en 15% del total de ventas. Los vehículos de más de US$ 50.000 han pasado de 0,81% en 2005 a 1,15% en 2006. Los vehículos pesados tuvieron sus mayores ventas en aquellos cuyos precios están entre US$ 20.000 y US$ 30.000. Los vehículos pesados de entre US$ 10.000 a US$ 20.000 registraron un aumento, pasando del 20,8% en 2005 al 27,9% en 2006. En cambio, todos los vehículos pesados de más de US$ 30.000 registraron bajas en sus ventas.

En los últimos años, aproximadamente un 30% de la producción nacional de vehículos ha sido destinada a la exportación. Este porcentaje llegó al 39,2% en el año 2005, con un total de 20.283 unidades exportadas de las 51.762 producidas. En 2006 se registró un incremento del 50,5% respecto del año 2005, importante incremento y aunque no se han abierto más mercados se han introducido nuevos modelos en los mercados tradicionales. El mayor número de unidades exportadas se destina a Colombia con 74,9% del total, el porcentaje restante es enviado a Venezuela.

C. El parque de generación térmica de electricidad

El parque térmico de electricidad con motores y turbinas con una capacidad expresada en MW representó 39,3% del parque total en el 2006, excluido el de generación con gas natural y a vapor (véase cuadro VI.7). El consumo específico de diesel y naftas en ese año fue de 2.987 barriles por MW con tendencia creciente desde el 2000, año en que la relación fue de 1.061 barriles por MW instalados.

En el consumo de combustibles para generación en 2006 el diesel participó 36,8% y la nafta con 7,8% que en conjunto suman 44,6% de los combustibles utilizados. El crecimiento, en particular de diesel y nafta, para generación de electricidad se añade a la presión de la demanda final de esos combustibles sobre las importaciones (véase cuadro VI.8).

La política indicada por el MEM en junio de 2007 fue modificar esa estructura de consumos adaptando equipos para la generación con residuos pesados, con gas natural y utilizar mezclas con biodiesel.

CUADRO VI.7
CAPACIDAD TÉRMICA INSTALADA EN CENTRALES ELÉCTRICAS (MW)

Años	Térmica Gas	Térmica Motor de Combustión Interna (MCI)
2006	667	904
2005	616	545
2004	616	510
2003	616	505
2002	534	431
2001	475	347
2000	821	348

Fuente: CONELEC.

CUADRO VI.8
CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN GENERACIÓN

Año	Diesel	Var. (%)	Nafta	Var. (%)
	barriles		barriles	
2006	3 873 310	34,9	820 000	29,9
2005	2 872 310	30,7	631 048	358,3
2004	2 197 619	65,1	137 690	73,1
2003	1 331 476	-29,5	79 524	-62,6
2002	1 888 357	-10,3	212 619	-8,9
2001	2 106 190	78,8	233 500	269,2
2000	1 1780 95	8,0	63 238	-53,3

Fuente: CONELEC.

D. Efectos de las mezclas sobre la naturaleza y características del parque automotor

El parque automotor es del tipo convencional ya que funciona con combustibles derivados del petróleo (gasolinas y diesel). No obstante, se estima que unos 8.000 taxis, principalmente de las provincias del Guayas y Manabí, utilizan un cilindro de GLP por día (15 kg), que por estar destinado a uso doméstico está fuertemente subsidiado. Esos taxis que utilizan GLP en infracción representan el 16 del parque total de taxis. En ese contexto, si se concreta el uso legal de GLP por los taxis la penetración del etanol, prevista en el Programa Nacional de Biocombustibles, estaría dirigida hacia el resto de los vehículos particulares que consumen gasolina.

1. Etanol

Es un alcohol con características de alto octano, pero bajo cetano. Un motor de ignición a compresión que funciona con etanol puro (E100) requiere de inyectores especiales y realzadores de ignición para hacer que combustione. El etanol también se presta para ser mezclado con gasolina para su uso en motores de ignición por chispa. Para mezclas hasta el 10 (E10) no se

requieren modificaciones en los vehículos Esa es la mezcla que se prevé, en el Programa Nacional de Biocombustibles, utilizar en el Plan Piloto a ser ejecutado en la ciudad de Guayaquil.

De acuerdo a los estudios realizados por los laboratorios de Petroecuador con mezclas de gasolina y etanol menores a E10 (mezcla 95 de gasolina y 5 de etanol) no se requerirá reemplazar componentes de los vehículos del parque actual. Para mezclas entre el 10 al 20 se requerirán algunas modificaciones. En los vehículos con carburador el material del cuerpo o carcasa no puede ser de aluminio expuesto. Si lo es, debe ser sustituido o protegerlo con un tratamiento superficial o anodizado. En los vehículos con inyección electrónica no será necesario hacer modificaciones. Ello implicará que hasta que se generalice la mezcla E10 en el país por el consiguiente aumento de la capacidad de producción de etanol, se requerirá a su vez una expansión de la producción de caña de azúcar en más del doble como se informa en el capítulo sobre el "eje agrícola". La cuestión es si existirá la adecuada coordinación del Consejo Consultivo de Biocombustibles del Ecuador para armonizar los plazos en que se lograrán dichas expansiones de capacidad. Mientras tanto parece aventurado anticipar plazos para una mayor penetración masiva del etanol ya que para mezclas superiores al 20 se requieren cambios cada vez más importantes en los vehículos.

2. Biodiesel

Con mezclas de diesel oil y biodiesel menores a B10 (mezcla de 90 de diesel 2 y 10 de biodiesel) no se requieren cambios en el parque vehicular. Por sus características tiene:

Buenas propiedades lubricantes y mejora el desempeño de los motores.

Es oxigenante del combustible.

Disminuye las emisiones de gases tóxicos.

En motores diesel lubrica las bombas de inyección.

En mezclas con diesel oil puede usarse desde el 2 por ciento, B2 hasta 100 por ciento, B100, el motor no requiere modificaciones.

Entre sus ventajas, puede decirse que es competitivo frente a otras tecnologías que reducen la contaminación, complementa todas las nuevas tecnologías de diesel para reducción de gases contaminantes, tiene un rendimiento similar al del diesel oil, no requiere nueva infraestructura ni adiestramiento, no es necesario cambiar o convertir motores, no altera el equipo de mantenimiento, no altera el tiempo de recarga de combustibles, no altera el torque ni el consumo, mejora notablemente la lubricación en el circuito y en la bomba de inyección, mejora las condiciones de funcionamiento invernal, mejora las condiciones anti-explosión e incendio, la mezcla se puede hacer en el momento de carga o previamente , es estable y no se separa en fases. Los esteres de palma africana se guardan en tanques similares a los de de diesel oil, no son tóxicos y no forman mezclas explosivas con el aire.

La mayor penetración del etanol y del biodiesel puede lograrse mediante una política selectiva orientada a usuarios que por el tipo de vehículos, la frecuencia de su uso e impacto ambiental puedan ser objeto de una normativa específica, en particular, en las ciudades. Por ejemplo, los medios de transporte de pasajeros urbanos, los transportes de escolares y los medios recolectores de residuos.

E. Normas técnicas y fiscalización de la calidad de los biocombustibles

1. Etanol

En el país no existe un marco regulador para la mezcla de gasolina y etanol. Sin embargo, con el "Plan piloto de formulación y uso de gasolina con etanol anhidro en la ciudad de Guayaquil" se está en vías de establecer un marco normativo de aplicación que estaría en el ámbito de Petrocomercial. Las especificaciones están orientadas a la preparación de gasolina extra con etanol anhidro en su composición, lo que daría una relación de 95 de naftas y 5 de etanol (E5) (véase cuadro VI.9). De todos modos el país no cuenta con leyes y reglamentos que establezcan: las mezclas de gasolinas con etanol, incentivos para la producción de etanol, la calidad del etanol. Al respecto IICA ha realizado una recopilación de esa normatividad en cada país de América, encontrándose en muchos países una cobertura completa de la normativa legal en la actividad.

CUADRO VI.9
RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE GASOLINA EXTRA FORMULADA CON 5% DE ETANOL

Características de la gasolina extra formulada en Ecuador con 5% de etanol anhidro			
	NTE INEN 1489	Análisis de mezclas de naftas [a]	Análisis mezcla nafta + 5% etanol
Número de Octano	Mín. 80	80,7	80,5
Azufre, ppm	Máx. 2000	450	348
Benceno, %V	Máx. 1	0,73	0,61[b]
Aromáticos, %V	Máx. 20	12,8	10,5
Olefinas, %V	Máx. 20	20,4	17,3

Fuente: Petrocomercial.

[a] NAO 54% + Gasolina base 46%
[b] NAO 39% + Gasolina Base 53% + Etanol 5%.

2. Biodiesel

En el país no existe un marco regulador para la mezcla de diesel oil con biodiesel. No obstante, se exporta biodiesel por la empresa La Fabril S.A. que tiene la licencia internacional EPA (Environmental Protection Agency) para exportar este producto a los Estados Unidos.

F. Infraestructura comercial para articular, dentro del mercado nacional, las materias primas agrícolas con los centros de acopio y con las plantas de procesamiento de los biocombustibles y entre éstas

1. Etanol

De acuerdo con el "Programa Nacional de Biocombustibles" Petrocomercial, la filial de Petroecuador, ya habría concluido las instalaciones para realizar las mezclas de gasolina con etanol. El etanol será suministrado en tanques de la planta de despacho de Pascuales dependiente de Petrocomercial que procederá inicialmente a realizar las mezclas para el "Plan piloto de

formulación y uso de gasolina con etanol anhidro en la ciudad de Guayaquil" distribuyendo la gasolina E5 a las estaciones de servicio que atenderán a los usuarios. La provisión de etanol será realizada por los ingenios Valdez, San Carlos y La Troncal que tienen capacidad de producir hasta 180 mil litros diarios de etanol, lo que equivale aproximadamente a 52.995.375 litros por año, dependiendo de los rendimientos y días trabajados en el año. Según estimaciones del Consejo Consultivo de Biocombustibles, Ecuador requerirá cerca de 200 millones de litros de etanol anuales, para el consumo en vehículos. Ante esa demanda, la Unión Nacional de Cañicultores del Ecuador (UNCE) aspira a que aumente la cantidad de hectáreas sembradas de caña de azúcar. Las principales empresas productoras de alcohol son CODANA, SODERAL y PRODUCARGO las que también están interesadas en ampliar su capacidad para producir y suplir la demanda de etanol que se daría con el Programa Nacional de Biocombustibles. También los gobiernos provinciales, grupos empresariales y los ingenios azucareros están interesados en realizar inversiones en esa actividad. El mecanismo comercial está estructurado a partir de la negociación de precios realizada con los proveedores de etanol. Ello garantizará que la cadena energética se vaya consolidando en la medida que vayan apareciendo nuevos proveedores de etanol y, aguas arriba, productores de caña de azúcar que posibiliten el suministro de la materia prima de acuerdo a los requerimientos del mercado.

2. Biodiesel

La infraestructura comercial está estructurada parcialmente desde el productor de frutos de palma africana hasta las plantas extractoras de aceite que lo comercializan tanto al mercado interno como para exportación. Aún queda por definir el operador y el nexo con la o las plantas productoras de biodiesel, con las plantas de despacho y con las estaciones de servicio que distribuirán el producto a los usuarios. No se tienen referencias sobre los posibles precios de transferencia a lo largo de la cadena ni los precios a los usuarios. Al respecto existen 47 plantas extractoras de aceite de palma africana (véase cuadro VI.10). La situación operativa de cada empresa se describe en el Anexo VI.1.

CUADRO VI.10
PLANTAS EXTRACTORAS DE ACEITE DE PALMA

Bloque Occidental	40
Bloque Oriental	3
Bloque Guayas	1
Bloque San Lorenzo	3
Total	47

Fuente: ANCUPA.

G. Mezcla para el mercado mayorista, las redes de distribución para los usuarios directos

1. Etanol

Las mezclas las realizará Petrocomercial para el mercado mayorista. Las redes de distribución serán las mismas que operan mediante camiones tanque para abastecer con gasolinas a las estaciones de servicios y estas a través de los surtidores de cada tipo de combustible. Los volúmenes previstos distribuir en cada etapa son los siguientes:

Etapa I: Plan Piloto en Guayaquil 2007 (condicional dado que aún no se terminan de concretar las tareas que faltan):

- Gasolina Extra: 5.000 bls/día.
- Etano Anhidro: 40.000 lts/día.
- Planta de distribución Terminal Pascuales de la mezcla: 5.
- RON: 80.
- Etapa II: Difusión Nacional 2008.
- Gasolina Extra: 14.943.000 bls/año.
- Etanol Anhidro: 650.819 lts/día.
- Planta de distribución Terminal Pascuales de la mezcla: 10.
- RON: 80.

H. Facilidades de transporte y portuarias si se orientan también a la exportación

Los principales puertos de Ecuador son los de Guayaquil y Manta por donde se comercializan las exportaciones de etanol y biodiesel. No se detectan dificultades operativas ni problemas de infraestructura para esas actividades. Incluso existen datos bastante actualizados en el Banco Central del Ecuador sobre los volúmenes y valores comercializados lo cual indica una organización burocrática oficial que controla y registra esa exportación. Como esas actividades son realizadas por empresas privadas con experiencia en la comercialización con el exterior, cuentan con los medios de transporte desde las plantas de proceso y la estructura portuaria y administrativa necesaria para concretar sus operaciones comerciales.

VII. El "eje tecnológico"

A. Procesos industriales relacionados con el tipo de materia prima y uso de la biomasa

Los biocombustibles, etanol y biodiesel, obtenidos a partir de materias primas derivadas de cultivos de distintas variedades renovables, difieren de los derivados del petróleo, que dependen de reservorios fósiles no renovables. Esa primera distinción es de singular importancia dado el agotamiento de los recursos fósiles, que requieren de crecientes costos de inversión, se trasmite a los precios del petróleo cuyas perspectivas a largo plazo son previsiblemente crecientes, más allá de las fluctuaciones coyunturales.

1. Etanol

La caña de azúcar como materia prima, en América Latina, tiene un rendimiento mucho más alto que el maíz, utilizado como materia prima en Estados Unidos, en términos de producción de etanol. La relación energética, lo que se gasta de energía para producir etanol a partir de caña es positiva. Se produce más energía de la que se gasta para producirla. En el maíz, el resultado es menor. Por esa razón la caña de azúcar es la materia prima hasta ahora ideal. El proceso industrial consiste en sacar el caldo, el agua dulce que está adentro de la caña de azúcar, producir una fermentación de este caldo concentrado, proceso donde los azucares contenidos en los jugos y las mieles de los cultivos se transforman en alcohol con la ayuda de levaduras. Después el alcohol fermentado pasa a unas columnas de destilación, donde a través de un proceso de evaporación se separan compuestos, obteniéndose el alcohol mas puro y la vinaza, que es muy rica en materia orgánica y en potasio y que se utiliza como fertilizante orgánico para la misma producción de caña de azúcar. La etapa final es la deshidratación, donde se retira el agua del alcohol y se obtiene el etanol o alcohol anhidro. El etanol obtenido es un compuesto inflamable que no tiene color y con un olor característico de los alcoholes.

También, se puede producir etanol a partir de cultivos como la papa, la remolacha, la yuca y el sorgo, ya que estos contienen carbohidratos que fermentan y se transforman en alcohol. Pero, como se verá más adelante tienen menores rendimientos y por otra parte muchos de esos cultivos entran en la controversia alimentaria.

2. Biodiesel

Su industrialización se realiza mediante un proceso químico denominado transesterificación catalítica de glicéridos, en el cual se hace reaccionar aceite vegetal o grasa

animal con un alcohol de bajo peso molecular (metanol o etanol), en presencia de un catalizador adecuado, a baja presión y temperatura. Como consecuencia de la reacción se produce biodiesel con un rendimiento de conversión del 98 y como subproducto principal se obtiene glicerina y en menor medida ácidos grasos. No se trata de un coproducto adicional de una aceitera ni tampoco de un proceso para aprovechar los desechos de esa industria. Puede fabricarse a partir de aceites vegetales o de grasas animales, inclusive de baja calidad. En consecuencia, el precio del biodiesel depende tanto del proceso de obtención como del precio de la materia prima que se emplea. En la práctica, el único sector industrial que está en condiciones de proveer materia prima con los requisitos técnicos mínimos (estabilidad, residuo carbonoso de Conrad, etc.), en los volúmenes demandados para uso extendido y continuo por un mercado masivo como el de combustibles, es la industria de oleaginosas.

Si bien el precio de la materia prima tiene un impacto sustancial sobre el costo de producción del biodiesel, otros factores a evaluar en un estudio de factibilidad más general deberían ser, desde el punto de vista del proceso: 1) los rendimientos a partir de otras oleaginosas; 2) el empleo, como materia prima, de aceites de elevada acidez que habitualmente no pueden ser comercializados y por lo tanto tienen un costo mucho menor; 3) el diseño del proceso de manera que pueda aceptar indistintamente diversas materias primas con un rango mínimo de estandarización, de tal forma que se pueda optar por una u otra según los precios de mercado para usos alternativos; 4) las economías de escala que se pueden alcanzar con distintos tamaños de planta y las inversiones requeridas para desarrollar el sector. También, en la consideración global del tema hay que tener en cuenta las externalidades, tales como: la generación de empleo y la demanda de mano de obra (tanto industrial en forma directa, como rural y del sector "servicios" en forma indirecta); el impulso para la extensión de la frontera agropecuaria, inclusive sobre la base de tierras marginales que puedan sustentar cultivos denominados "agroenergéticos"; la explotación del concepto de biocombustible "limpio" desde el punto de vista ecológico.[60]

B. Investigación y desarrollo de especies que puedan ser utilizadas como insumos

Como se indicó en el Capítulo III, en Ecuador se han identificado especies que pueden ser utilizadas como insumos para la producción de etanol y biodiesel. Con respecto al etanol la principal, por su potencial, es la caña de azúcar con además elevado rendimiento y que tiene una gran atención por el Centro de Investigaciones de Caña de Azúcar del Ecuador para su desarrollo (véase cuadro VII.1). No se tiene referencia sobre la utilización de los residuos de banano que, por ser Ecuador gran exportador de esa especie, podrían aprovecharse en gran escala. Tampoco se tiene referencia sobre el interés en desarrollar la remolacha, Yuca y el maíz duro cuya escala de producción está destinada a satisfacer las necesidades del consumo local y que probablemente no cuenten con posibilidades dada la controversia creciente entre "alimentos vs biocombustibles".

[60] Ing. Gerardo López, profesional del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet) en el Instituto de Desarrollo y Diseño (Ingar/Conicet), y docente-investigador en la Facultad Regional Santa Fe de la Universidad Tecnológica Nacional.

CUADRO VII.1
RENDIMIENTOS EN ECUADOR DE DIVERSAS ESPECIES PARA OBTENER ETANOL

Especies	Rendimientos litros/ha
Caña de Azúcar	5 460,0
Melaza	1 560,0
Banano[a]	2 049,8
Remolacha	1 800,0-7 200,0
Yuca[b]	1 008,0
Maíz duro[c]	948

Fuente: En base a IICA, 2007.

[a] Las principales provincias productoras se encuentran en el Litoral.
[b] Las principales provincias productora son Guayas, Los Ríos y Manabí.
[c] Las principales provincias productoras son Guayas y Manabí.

Con respecto al biodiesel, los rendimientos en litros por hectárea, indican que los de la palma africana *Elaeis guineensis* que se cultiva en Ecuador son los más altos entre todas las otras especies, a la vez que ANCUPA ha desarrollado un proceso de investigación y desarrollo muy intenso sobre este cultivo (véase cuadro VII.2). Por su parte, como se menciona más adelante se ha considerado la posibilidad de cultivar en Manabí *Jatropha curcas*, con propiedades de acidez y bajo precio del piñón que lo ubican como ideal para la producción de biodiesel. No se tiene referencia sobre la posible explotación del coco dadas las características climáticas del Ecuador para ese cultivo de elevado rendimiento.

CUADRO VII.2
RENDIMIENTOS DE DIVERSAS ESPECIES PARA OBTENER BIODIESEL

Especies	Rendimientos litros/ha
Soja (Glicine max)	420
Arroz (Oriza sativa)	770
Tung (Aleurites fordii)	880
Girasol (Helianthus annuus)	890
Maní (Arachis hipogaea)	990
Colza (Brassica napus)	1 100
Ricino/tartago (Ricinus communis)	1 320
Jatropha/tempate/piñon (Jatropha curcas)	1 590
Aguacate, palta (Persea americana)	2 460
Coco (Cocos nucifera)	2 510
Cocotero (Acrocomia aculeata)	4 200
Palma (Elaeis guineensis)	5 550

Fuente: http://www.biodiesel-uruguay.com/

Con el resto de las especies valen las mismas consideraciones sobre la controversia creciente entre "alimentos vs biocombustibles".

Variedades que puedan ser mejoradas para elevar sus rendimientos energéticos.

1. Caña de azúcar

Durante el encuentro organizado en Quito por la Red de Biotecnología en Ecuador, el investigador Raúl Castillo, del Centro de Investigaciones de Caña de Azúcar del Ecuador (CINCAE),[61] informó sobre estudios que se están desarrollando en el país, para ampliar los usos de la caña de azúcar en la obtención de etanol. Esas investigaciones también pretenden mejorar la productividad por hectárea.

Las áreas investigación del CINCAE están concentradas en:

Programa de variedades, que tiene como objetivo la evaluación y obtención de variedades con altas producciones de azúcar (TAH), basados en buenos tonelajes de caña (TCH) y buenos contenidos azucareros. Las variedades deberán superar a la variedad *Ragnar*, de origen australiano, que ocupa más del 70 del área sembrada con caña.

Manejo de plagas. Se desarrolla y establece un sistema de Manejo Integrado de Plagas (MIP) que permita reducir o evitar pérdidas en la producción y rendimiento de la caña de azúcar, disminuir los costos de producción y contribuir a la sostenibilidad de estos agro-ecosistemas.

Manejo de enfermedades, Da soporte en el desarrollo de variedades nacionales y la evaluación de variedades introducidas. Mediante la determinación del grado de reacción a enfermedades de clones y variedades en el proceso de selección: Este trabajo lo realiza mediante la inoculación y evaluación de enfermedades como mosaico (*Sugarcane mosaic virus*), carbón (*Ustilago scitaminea* Sydow), roya (*Puccinia melanocephala* H. Sydow y P. Sydow), escaldadura de la hoja (*Xanthomonas albilineans* (Ashby) Dowson), hoja amarilla (Sugarcane Yellow Leaf Virus, SCYLV-Polerovirus) y raquitismo de la soca (*Leifsonia xyli* subsp. *xyli* Davis). Además en el proceso de introducción, se realiza una estricta cuarentena para evitar el ingreso de enfermedades exóticas al país.

Manejo de suelos y fertilizantes. Desarrolla tecnologías para incrementar la producción y rendimiento, mediante una adecuada fertilización del cultivo y la conservación del suelo y su fertilidad. Se evalúan diferentes dosis de nutrientes, tanto de elementos mayores, como micro-elementos, para establecer los niveles óptimos de las variedades existentes y en los nuevos clones y variedades que el CINCAE desarrolla; con la finalidad de mejorar la rentabilidad del cultivo; tendiendo a un apropiado manejo ambiental. Con ello se busca que el recurso suelo, que es el más importante en la cadena de producción siga siendo sustentable.

Química. El laboratorio químico apoya al proceso de obtención de variedades nacionales y evaluación de variedades introducidas, así como el desarrollo de tecnologías en las áreas de Edafología, Entomología y Fitopatología. El laboratorio cuenta con equipos y técnicas modernas en la determinación de una serie de parámetros analíticos en jugos de caña de azúcar, productos en proceso (jugos y mieles), subproductos (cachaza, ceniza y vinaza), suelos y foliares, que demanda el proceso de investigación del CINCAE y los ingenios azucareros (Valdez, San Carlos y Ecudos) o las industrias alcoholeras (Producargo, Soderal y Codana).

El Centro tiene con una estación experimental de 56 hectáreas, ubicada en el kilómetro 49,6% de la vía Durán – El Triunfo. Pertenece a la formación ecológica Bosque Seco Tropical, con una temperatura media de 25ºC, precipitación anual promedio de 1.400 mm y humedad relativa de 80%.

[61] La Fundación para la Investigación Azucarera del Ecuador (FIADE), organización sin fines de lucro, cuenta con el apoyo de los tres ingenios más grandes del país: ECUDOS, San Carlos y Valdez. Creó el Centro de Investigación de la Caña de Azúcar del Ecuador (CINCAE), que inició actividades en septiembre de 1997, con el objeto de desarrollar variedades y tecnologías en el cultivo de la caña de azúcar.

El CINCAE es miembro del Consorcio Internacional de Biotecnología de la Caña de Azúcar (ICSB). Ha establecido convenios de cooperación técnica e intercambio de germoplasma con el Centro de Tecnología Cañera de Brasil (CTC), el grupo empresarial Philsurin de Tailandia, el Instituto de Investigaciones de Caña de Mauricio, el Consejo de Investigaciones de Cañera de Azúcar (BSES) de Australia y la Estación Experimental de Caña de Canal Point de Estados Unidos. Los proyectos se enmarcan dentro de varios procesos declarados bajo un sistema de gestión de calidad, que cumplen los estándares de la Norma ISO 9001-2000.

2. Palma africana

El propósito fundamental del Programa de Investigaciones de ANCUPA, es generar tecnología apropiada que al ser adoptada por el palmicultor a través del Programa de Transferencia, contribuya con el incremento de la productividad de aceite, en las zonas ecuatorianas actualmente sembradas con palma aceitera.

Según investigación realizada por el Consejo Consultivo Internacional sobre Nutrición y el Comité Consultivo sobre Nutrición de los Estados Unidos y Canadá, el aceite de palma es considerado actualmente como el más saludable y que sustituye a otros aceites vegetales, los cuales al ser sometidos al proceso de hidrogenación producen ácidos grasos del tipo "trans" que afectan considerablemente la salud humana. El aceite de palma africana está libre de colesterol, tiene un nivel moderado de saturación y no requiere de hidrogenación para ser usado como componente en los alimentos. Por otro lado, el aceite de palma constituye una importante fuente potencial como biocombustible limpio y renovable. Por esas razones, la industria de la palma va dirigida hacia un enfoque ambiental y socialmente sostenible.

Los rendimientos de aceite en el Ecuador son bajos, con promedios de 2.5 - 3.0 T/ha. Para alcanzar mayor productividad y en consecuencia competitividad, se considera necesario reforzar y ampliar la investigación agronómica. Sobre esa base, ANCUPA lleva a cabo un Programa de investigación de carácter interdisciplinario, interinstitucional y participativo, involucrando en todo el proceso a profesionales de diferentes especialidades e instituciones tanto nacionales como internacionales y al agricultor.

Los diferentes estudios del Programa se realizan a nivel de laboratorio, vivero, parcelas experimentales ubicadas en el Centro de Investigación en Palma Aceitera (CIPAL) de La Concordia y en otras plantaciones de algunos palmicultores tanto del Litoral como de la Región Amazónica, ya que cada región presenta características de clima y suelos con propiedades físicas, químicas y biológicas diferentes para la producción.

Ciertos estudios específicos de laboratorio, como por ejemplo de protección vegetal, se realizan con la participación y colaboración de técnicos de otras instituciones como el Instituto Nacional Autónomo de Investigaciones Agropecuarias (INIAP) y algunas universidades, quienes facilitan la infraestructura y equipos especializados, a través de convenios. Así, se efectivizan los recursos dentro del proceso de investigación bajo un enfoque interinstitucional. También, la colaboración de entidades internacionales como el Instituto Internacional de Nutrición Vegetal (IPNI, por sus siglas en inglés), Centro Internacional de Agricultura Tropical (CIAT), y otros especializados en palma, como CENIPALMA de Colombia y el ASD de Costa Rica.

El Programa de investigación trabaja conjuntamente con el Programa de Transferencia de Tecnología de ANCUPA, que en interacción se esfuerzan para que el palmicultor adopte las tecnologías generadas y así lograr el incremento de la productividad de aceite y por lo tanto de la competitividad del sector. El Programa de Investigación incluye los componentes: riego, nutrición mineral, fertilización y protección vegetal, bajo un enfoque de manejo integral del sistema productivo.

De acuerdo al inventario de plagas, de importancia en las regiones de Quevedo y Quininde, el coleóptero (*Demotispa neivae Bondar*), conocido como raspador de frutos verdes causa daños de consideración y se aprecian en los racimos de todas las edades fisiológicas que, cuando llegan a la madurez, se confunden con racimos putrefactos. Identificada como plaga prioritaria se recomienda hacer un estudio con los siguientes objetivos: a) evaluar nuevos productos químicos permitidos bajo el punto de vista ambiental y económico, determinando la dosis apropiada para el combate y b) identificar controladores biológicos de la plaga. Para lograr los dos objetivos señalados, se llevan a cabo tanto experimentos de laboratorio y de campo. En cuanto a la búsqueda de controladores biológicos, la metodología es análoga a la utilizada para identificar otros organismos antagonistas.

C. Introducción de especies en espacios ecológicos que no las contienen

Como se mencionó en el Capítulo II, el fomento a las plantaciones de piñón (*Jatropha Curcas*) en la provincia de Manabí forma parte de una estrategia más amplia para combatir los procesos de erosión y desertificación que afectan a algunas regiones de la Provincia. El objetivo de este proyecto piloto consiste en la producción de aceite de piñón para ser utilizado en la generación de electricidad, como complemento de los proyectos de generación eólica y solar de electricidad en la provincia de Galápagos.

La complementariedad y las sinergias que se crean bajo los dos objetivos: energías limpias para Galápagos y el combate de la erosión y desertificación en Manabí, son múltiples. Por una parte, se ataca de manera simultánea los problemas ambientales que afectan a dos provincias del país, se alivia el problema de abastecimiento energético en Galápagos y se contribuye al desarrollo económico y social de pequeñas organizaciones campesinas de Manabí.

D. Avances de la biotecnología asociada al desarrollo de los biocombustibles

Un equipo del Departamento de Ciencias Nucleares de la Escuela Politécnica Nacional (EPN) comprobó que es posible obtener etanol de los desechos de la madera, como aserrín, ramas, troncos y del papel periódico. Este proyecto, dirigido por el ingeniero químico Trajano Ramírez, funciona gracias al empleo de un acelerador lineal de electrones que fragmenta, con radiación, una macro molécula denominada celulosa, así se obtiene varios tipos de azúcar, como glucosa y fructosa. Luego de fermentar la glucosa, a través de procesos químicos, es posible obtener etanol.

Además, el Centro de Investigaciones de Caña de Azúcar del Ecuador (CINCAE) y el Centro de Investigación en Palma Aceitera (CIPAL) son prestigiosas instituciones que han desarrollado proyectos en biotecnología en sus respectivas áreas de investigación.

VIII. Visión general sobre la potencialidad del desarrollo del mercado de biocombustibles

El potencial desarrollo del mercado de biocombustibles de Ecuador se identifica con dos frentes que se relacionan con iniciativas privadas y públicas.

La producción de biocombustibles en Ecuador es un hecho impulsado por la iniciativa privada que ha visto en el mercado internacional nuevas oportunidades. Las destilerías de alcohol produciendo etanol y las productoras de aceite que han acoplado un tren para la elaboración de biodiesel han sido posibles debido a las inversiones de riesgo realizadas que han ampliando su respectiva capacidad de producción respecto a la que hubieran tenido si se hubieran restringido al mercado interno. También, los efectos de esas iniciativas generaron externalidades a partir de la expansión de la ocupación directa e indirecta, aumento de los tributos que percibe el Estado e impactos a lo largo de la cadena agroindustrial asegurando a los productores de caña de azúcar y de palma africana un mercado para sus productos, trabajo rural, incentivos a la expansión de los cultivos y a la aplicación de tecnología e innovación que mejore los rendimientos de las especies con el objetivo de lograr mayor competitividad. Todo ello sin poner en riesgo la situación alimentaria nacional y sin afectar el estado de la naturaleza. Sin esas iniciativas Ecuador se encontraría en el momento cero del desarrollo de los biocombustibles.

La iniciativa pública se origina luego, a fines del 2004, con la creación del Consejo Nacional de Biocombustibles de cuyo trabajo deriva la propuesta de implantar el Plan Piloto en Guayaquil para el uso de gasolinas mezcla con etanol y el Programa de Biodiesel. Se abrió así una nueva expectativa para los productores locales de biocombustibles, para los productores agrícolas y para los gremios en vista del complementario Plan Agrícola Nacional que tiene como objetivo, dentro del programa de biocombustibles, ampliar la superficie de caña de azúcar y de palma africana en 50.000 has respectivamente. También, por el menor impacto ambiental que derivaría de la concreción de esos proyectos. En el área rural por la expansión de las áreas verdes sobre las tierras improductivas o maltratadas por una explotación que no les devuelve sus nutrientes y en las que los cultivos absorverán emisiones fijando CO2, sin necesidad de producir en áreas protegidas e intangibles. En las áreas urbanas por el menor impacto ambiental respecto a los derivados de los combustibles fósiles no renovables que en parte serían sustituidos por recursos renovables como los biocombustibles, reduciendo así el gran costo para el Estado de los derivados importados que erosionan los recursos para el desarrollo. Esos efectos ambientales favorables son confirmados por el ambiente científico ecuatoriano y del exterior.

No cabe duda que un Programa de Biocombustibles como el que se pretende desarrollar en Ecuador estimula el crecimiento económico, posibilita una mayor equidad al ampliar las

fuentes de trabajo y mejorar ingresos y favorece el ambiente. Desde esa perspectiva favorece al desarrollo sustentable de Ecuador.

A. Avances logrados

Desde la perspectiva productiva, industrial y comercial privadas se han logrado avances que los mismos agricultores y empresarios no deben haber esperado al momento de iniciar sus actividades. El nuevo mercado mundial de biocombustibles para reducir la dependencia del petróleo, aunque hay que recordar que Brasil se anticipó en varias décadas por las mismas razones, y las presiones derivadas del calentamiento global le ofrecen en el presente a los ecuatorianos la singular oportunidad para ser exportadores de biocombustibles. Ello no hubiera sido posible sin una visión emprendedora y libre de ataduras burocráticas frente a los problemas de gobernabilidad de los últimos diez años y crisis económicas derivadas de un Estado ausente que llevó a que el riesgo país estuviera entre los más altos de Latinoamérica y a que su Indice de Desarrollo Humano lo ubique en la posición 83 entre los países de Mundo.

Si el Estado tomara la posta con igual creatividad y empeño, como aparece en las intenciones del Gobierno, es posible que se concrete el Programa de Biocombustibles. Mientras tanto se observa un estancamiento en las decisiones y en la operatividad de los funcionarios mientras el país pierde recursos para su desarrollo.

B. Tareas pendientes en cada uno de los ejes de análisis

1. El eje político

La dinámica estatal, si bien su enfoque tiene buenas intenciones, se encuentra trabada por la burocrática organización que no permite "mando y control" en el Programa de Biocombustibles. En esas condiciones ninguna empresa, pública o privada sería operativa. Siendo la coordinación del Programa atribución del ámbito energético parece conveniente que se identifique en cuál de ambos ministerios, Ministerio de Minas y Petróleo o Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, caerá la responsabilidad del Programa y además se le otorguen todas las facultades decisorias y financieras para implementarlo.

2. El eje energético

Es llamativo que siendo Ecuador un país exportador de petróleo y derivados pesados, además dotado de un enorme potencial hidroeléctrico, se vea obligado a importar volúmenes cada vez mayores de combustibles y electricidad para satisfacer su consumo interno. La dependencia externa creciente para el abastecimiento energético ha ido socavando una de las condiciones básicas para el desarrollo sostenible del Ecuador como es el de la seguridad energética. La situación sugiere alternativas de diversificación energética que son posibles, más si se tienen en cuenta las limitaciones reales de las reservas hidrocarburíferas, cuyo horizonte tiende a reducirse en un futuro no muy lejano no solo por la falta de inversiones sino por la simple razón de que se trata de recursos agotables. El agotamiento de esa riqueza, si no interviene algún proceso de cambio para gestar nuevas alternativas que permitan cobrar importancia a otras actividades se presenta como un riesgo para la economía y para la sociedad en su conjunto.[62]

[62] MEM "Agenda Energética 2007-2011: Hacia un sistema energético sustentable" Quito, junio 2007.

En el contexto de problemas señalados parece necesario abordar la situación con medidas que no solo resuelvan las urgencias de corto plazo sino también con otras que se anticipen a los problemas de mediano y largo plazo. El desarrollo de los biocombustibles, dados los estudios que está realizando Ecuador, aparece como uno de los posibles medios para amortiguar los impactos de esos problemas, aunque no su solución. Aún se está lejos de la posibilidad de que en Ecuador los biocombustibles sean sucedáneos de las gasolinas o del diesel. No obstante, pueden ser un puente hasta que la nueva refinería entre en operación, lo mismo que la captación del gas natural venteado de oriente para amortiguar, mediante su tratamiento en Sushufindi, las importaciones de GLP y además con el gas residual sustituir diesel para la generación de electricidad. Si la nueva refinería cumple con las especificaciones previstas por Petroecuador, se producirán excedentes de derivados livianos exportables (GLP, gasolina y diesel) y concurrentemente podrán exportarse cuotas de biocombustibles (etanol y biodiesel) en la medida que se mantengan las mezclas iniciales y se desarrolle su producción. De lo contrario, si aumentan las mezclas se generarán mayores excedentes de livianos exportables en las refinerías. Lo cual indica efectos financieros positivos en un caso u otro. Ello dependerá de qué es más conveniente, luego de una evaluación que tenga en cuenta a todos los factores que inciden en cada cadena energética y sobre el ambiente, además de las externalidades.

3. El eje agrícola

El agro ecuatoriano se caracteriza por un esforzado trabajo, tanto de la población ancestral que encuentra en la explotación intensiva de sus pequeñas parcelas de tierra su sustento diario y que comercializa los excedentes con magros ingresos, como de los inversores locales que han visto en las actividades con potencial agroindustrial oportunidades de negocios y que en varios casos sus productos se exportan con reconocido prestigio internacional por su calidad. Sin embargo, la expansión de los mercados se ha frenado a veces por la volatilidad de los precios internacionales y sistemáticamente por los subsidios agrícolas en Europa y Estados Unidos que han impedido que por sus ventajas comparativas ciertos productos agrícolas no puedan competir en esos mercados. Así, el agro ecuatoriano, pudiendo, no ha crecido como se esperaba.

Las circunstancias ambientales y energéticas actuales dadas por el creciente calentamiento global y los elevados precios del petróleo y sus derivados, que también se espera continúen creciendo por agotamiento, han generado nuevas expectativas en las fuentes nuevas y renovables de energía con base en la biomasa. La circunstancia es propicia para el agro ecuatoriano que puede recibir los beneficios derivados de su contribución a la producción de energéticos de gran demanda en el mercado internacional y en los próximos años en el mercado local en vista de las expectativas gubernamentales de sustituir gradualmente los contenidos de los combustibles tradicionales de uso en el parque automotor y generación térmica de electricidad por biocombustibles.

4. El eje industrial

Si los precios de los biocombustibles propuestos por el sector industrial privado tienen bases razonables no parece realista que Estado pretenda fijarles condiciones opuestas a las que acepta en el mercado internacional de combustibles. Este es un aspecto central de las demoras en poner en marcha el Programa Nacional de Biocombustibles, ya que si se pretende que los industriales actúen dentro de las reglas del mercado los precios tienen que estar en consonancia para que las inversiones de riesgo se realicen.

5. El eje económico social

La demora en la toma de decisiones, se sustenta en gran parte en el pedido de informes, estudios y en su permanente revisión creándose así una maquinaria de impedir, implica a un gran

desgaste para las partes en juego, más con los cambios institucionales y los nuevos interlocutores del ámbito político ya que lo que se discute son en su mayoría aspectos que deberían tener cierta flexibilidad para los ajustes a realizar sobre la marcha, dadas las evidentes ventajas que derivarían de poner en ejecución el Plan Piloto Guayaquil. Mientras, tras el escenario se han creado expectativas entre los productores agrícolas y la agroindustria que en definitiva, con la demoras, pueden interpretar como promesas incumplidas del poder político. En el lapso de las indefiniciones Petroecuador ha continuado acumulando las pérdidas que se han expuesto precedentemente.

Parece razonable una evaluación crítica de la operatividad del Consejo Nacional de Biocombustibles y encontrar nuevos caminos que hagan más ejecutivo el proceso.

6. El eje tecnológico

Las organizaciones de productores agrícolas e industriales han hecho grandes esfuerzos en el desarrollo de tecnología creando centros especializados de investigación e innovación. En la medida que continúen en esa dirección desarrollando su capital humano e invirtiendo en equipos que faciliten la investigación se verán progresos en los rendimientos y eficiencia en las plantas de procesamiento.

7. El eje ambiental

El desarrollo sustentable es interpretado en algunos ámbitos como una cuestión ambiental. Esa visión que puede ser atendible en países con elevado nivel de desarrollo, donde los aspectos socioeconómicos han superado las necesidades humanas y productivas, es diferente en Latinoamérica donde las asimetrías sociales son notables y el crecimiento económico atado a las veleidades de la globalización. Muchos años llevó, en trabajos conjuntos de CEPAL, OLADE, GTZ con los países de la región, definir una visión compatible con su desarrollo sustentable y que se basó en tres dimensiones: crecimiento económico, equidad social y protección ambiental. Desde esta última visión la sustentabilidad del desarrollo se logra cuando en esas tres dimensiones las políticas de Estado se concretan sin desmedro de alguna de las otras.[63]

Desde esa última visión se interpreta que no existe el mismo código de comunicación entre las autoridades del Estado y que en la libre interpretación de las palabras las acciones derivadas de la política no van en la misma dirección. De aceptarse la última visión la cuestión ambiental debería en su dimensión guardar equilibrio con las otras dimensiones a riesgo de paralizar, por aceptarse la primera visión, el desarrollo sustentable del país.

[63] Al respecto véase, OLADE/CEPAL/GTZ en "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de la políticas energéticas" Quito, julio 2000.
http://www.eclac.cl/drni/proyectos/energ%C3%ADa/Manualespanol.pdf

Bibliografía

Alerta Verde "Biocombustibles ¿Son una alternativa a los combustibles fósiles?" Boletín de Acción Ecológica. Quito, diciembre 2006.

ALDIR Cía. Ltda. "Estudio del Mercado de Etanol y Plantas de Etanol en Ecuador". Quito 2005.

Asociación Nacional de Cultivadores de Palma Africana (ANCUPA). "Estadísticas" Ecuador, septiembre 2007.

Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador (AEADE) "Memorias". Quito, 2007.

Banco Central del Ecuador (BCE) "Estadísticas de Hidrocarburos". Quito, octubre 2007.

Banco Central del Ecuador (BCE) "Estadísticas Socioeconómicas". Quito, octubre 2007.

Bernal F. "El cultivo de la palma de aceite y su beneficio: Guía general para el nuevo palmicultor". FEDEPALMA. Ecuador.

Centro de Investigación en Palma (CIPAL).

Censo Nacional Agropecuario III. Ecuador, 2000.

Comunidad Andina "Estadísticas", 2007.

Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC) "Estadísticas". Quito, 2007.

Embajada del Ecuador "Comunicado Conjunto Ecuador-Brasil". Brasilia 4/4/2007.

Erenio González Suárez "La integración de procesos en la producción de biocombustibles: en condiciones energéticamente sustentables y ambientalmente compatibles". Ediciones Cooperativas. Buenos Aires, 2006.

Fernando Sánchez Albavera y Roxana Orrego Moya "Promoción del Mercado de biocombustibles en el Perú". CEPAL, 2007.

Decreto Ejecutivo N° 2332, "Creación del Consejo Consultivo de Biocombustibles de la Presidencia de la República". Publicado en el Registro Oficial N° 482 el 15 de diciembre de 2004.

Decreto Ejecutivo N° 146 "Creación del Consejo Nacional de Biocombustibles". Publicado en el Registro Oficial N° 39 el 12 de marzo de 2007.

Decreto Ejecutivo 475 "Escisión del Ministerio de Energía y Minas". Publicado en el Registro Oficial 172 el 23 de julio de 2007.

El Comercio "Artículos varios de prensa". Quito, septiembre 2007.

El Comercio "Petroecuador y los taxistas pulen las reglas para uso de gas doméstico" 10/9/2007. Quito, Ecuador.

El Comercio "El Gobierno se inclina por el gas natural para el transporte" 13/9/2007. Quito, Ecuador.

El Mercurio "Aprobación de proyecto de ley de Soberanía Energética". Cuenca 16/9/2007.

ENERINTER Cía. Ltda. "ECUADOR: Informe Energético. Diagnóstico y prospectiva". Quito, diciembre 2004.

Fomento de Exportaciones de Aceite de Palma (FEDAPAL). "Actividades" Ecuador, 2007.

INEC "Estadísticas". Quito, septiembre 2007.

INAMHI "Información climática de Ecuador" Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología. Quito, 2007

Instituto Latinoamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA) "Atlas de la Agroenergía y los Biocombustibles en las Américas: I. Etanol". San José, Costa Rica, 2007.
José Stratta "Biocombustibles: los aceites vegetales como constituyentes principales del biodiesel". Buenos Aires, agosto 2000.
Johnny Hernández "Análisis del Mercado de Hidrocarburos en Ecuador". CIGMYP, agosto 2006.
L. M. Caruso y B. Arizu "La regulación en América Latina y la Integración regional". Revista Energética. OLADE, Abril-Junio 2001.
Ministerio de Agricultura y Ganadería, Acuacultura y Pesca - MAGAP "Plan Agropecuario Nacional". Quito, Ecuador. Septiembre 2007.
Ministerio de Agricultura, Ganadería, Acuacultura y Pesca (MAGAP) "Boletines de Prensa". Quito, Ecuador, 2007.
Ministerio de Energía y Minas (MEM) "Agenda Energética 2007-2011: Hacia un Sistema Energético Sustentable". Quito, junio 2007.
Ministerio de Energía y Minas (MEM) "Plan Nacional de Eficiencia Energética" Quito, Ecuador, 2004.
Ministerio de Energía y Minas (MEM) "Programa de Formulación de Biocombustibles". Quito, Ecuador, 2007.
Ministerio de Energía y Minas (MEM) y Ministerio de Agricultura y Ganadería (MAG) "Programa Nacional de Biocombustibles en Ecuador". Quito, Ecuador, 2007.
Ministerio de Minas y Petróleos "Perspectivas para la Producción y Uso de Biocombustibles en el Ecuador" Dirección Nacional de Hidrocarburos. Quito, Ecuador, 2007.
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. "Propuesta de comercialización de etanol en Ecuador". San Salvador, septiembre 2007.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) "Prospectiva Energética Regional de América Latina y el Caribe 2005". Quito, 2005.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) "Análisis de la legislación sobre biocombustibles en América Latina". Quito, abril 2007.
OLADE/CEPAL/GTZ en "Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de la políticas energéticas". Quito, julio 2000.
OLADE/CEPAL/GTZ "Estudio para la Evaluación del Entorno del Proyecto Geotérmico Binacional "Tufiño-Chiles-Cerro Negro". Santiago de Chile, julio 2000.
Platt's Oil Markestcan "Ethanol Gulf Coast FOB-Houston". USA, 2007.
Tribunal Supremo Electoral "Información de convocatoria para la Asamblea Nacional". Quito, 2007.
Unión Nacional de Cañicultores del Ecuador (UNCE).

Anexos

Anexo I.1

Escisión del MEM. Decreto Ejecutivo 475. Registro Oficial 172 del 23 de julio de 2007

Rafael Correa Delgado

PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA

Considerando:

Que, el artículo 247 de la Constitución Política de la República dispone que son de propiedad inalienable e imprescriptible del Estado los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo, los minerales y sustancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo, incluso los que se encuentran en las áreas cubiertas por las aguas del mar territorial. Y además, que estos bienes serán explotados en función de los intereses nacionales;

Que, para el cumplimiento del citado precepto constitucional, es decisión del Gobierno Nacional fortalecer las instituciones públicas encargadas de la actividad hidrocarburífera y minera;

Que, por disposición del artículo 1 de la Ley Reformatoria a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional;

Que, a través del Decreto Ejecutivo No. 958 de 16 de julio de 1985, se cambió la denominación del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos por la de Ministerio de Energía y Minas; y,

En uso de las facultades conferidas por los artículos 171, numeral 9 y 176 de la Constitución Política de la República, en concordancia con los artículos 11 literal g) del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva y 40 de la Ley de Modernización.

Decreta:

Art. 1.- Escíndase el Ministerio de Energía y Minas en los ministerios de Minas y Petróleos y de Electricidad y Energía Renovable.

Art. 2.- Las facultades y deberes que corresponden al Ministerio de Energía y Minas ante cualquier organismo del Estado o entidad pública o privada, para asuntos relacionados con los hidrocarburos y minas, así como las delegaciones ante directorios, comités, comisiones, cuerpos colegiados, corresponden a partir de la expedición del presente decreto ejecutivo al Ministerio de Minas y Petróleos.

Art. 3.- Pasarán como dependencias directas al Ministerio de Minas y Petróleos las actuales Subsecretaría de Hidrocarburos, Subsecretaría de Protección Ambiental, Dirección Nacional de Hidrocarburos, Dirección Nacional de Protección Ambiental, Subsecretaría de Minas, Dirección Nacional de Geología, Dirección Nacional de Minería, Dirección Nacional de Promoción Minera y la Unidad Ambiental Minera.

Las asignaciones presupuestarias del Ministerio de Energía y Minas que actualmente atienden la gestión de las dependencias antes indicadas, pasarán a formar parte del presupuesto del Ministerio de Minas y Petróleos.

Art. 4.- Las delegaciones que tenía el Ministerio de Energía y Minas ante la Comisión Nacional de Escalafón de los Ingenieros en Geología, Minas y Petróleos, la Comisión Nacional

de Escalafón de Ingenieros Químicos, la Comisión Especial de Autorizaciones Mineras, el Comité del Plan Nacional de Minería, la Comisión de evaluación y calificación de los laboratorios ambientales hidricarburíferos u otras entidades determinadas en las diferentes leyes o reglamentos, serán ejercidas por el Ministerio de Minas y Petróleos.

Art. 5.- Las facultades y deberes que corresponden al Ministerio de Energía y Minas ante cualquier organismo del Estado o entidad pública o privada, para asuntos relacionados con electricidad y energía renovable, así como las delegaciones ante directorios, comités, comisiones, cuerpos colegiados, corresponden a partir de la expedición del presente decreto ejecutivo al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Art. 6.- Pasarán como dependencias directas al Ministerio de Electricidad y Energía renovable las actuales Subsecretaría de Electrificación y Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

Las asignaciones presupuestarias del Ministerio de Energía y Minas que actualmente atienden la gestión de las dependencias antes indicadas, pasarán a formar parte del presupuesto del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Art. 7.- Sustitúyase el artículo 1 del Decreto Ejecutivo 453 de julio 2 del 2007, por el siguiente: "Créase la Unidad de Energía Eléctrica de Guayaquil - UDELEG, como parte de la Administración Pública Central que actuará de manera desconcentrada, por lo tanto tendrá gestión administrativa y financiera propia. Estará adscrita al Ministro de Electricidad y Energía Renovable".

Art. 8.- El Ministro de Electricidad y Energía Renovable presidirá la Comisión de Ejecución de la Política del Sector Eléctrico Ecuatoriano - CEPSE.

Art. 9.- Los nuevos ministerios de Minas y Petróleos y Electricidad y Energía Renovable, para el cumplimiento de sus atribuciones, podrán crear los órganos administrativos necesarios para el cumplimiento de sus especiales finalidades, previo dictamen favorable del Ministerio de Economía y Finanzas. Además, dentro de los sesenta días de publicado el presente decreto ejecutivo deberán expedir el reglamento orgánico funcional correspondiente.

Art. 10.- Refórmase el artículo 16 del Estatuto del Régimen Jurídico y Administrativo de la Función Ejecutiva, el apartado j) dirá: "Ministerio de Minas y Petróleos"; y, añádase el apartado x) que diga: "Ministerio de Electricidad y Energía Renovable".

Art. 11.- De conformidad con lo dispuesto en el artículo 114 de la Ley Orgánica de Servicio Civil y Carrera Administrativa y de Unificación y Homologación de las Remuneraciones del Sector Público, al Ministerio de Economía y Finanzas realizará las modificaciones presupuestarias que faciliten la ejecución de este decreto, a efectos de que pueda ser aplicado, y previo informe de la Secretaría Nacional Técnica de Desarrollo de Recursos Humanos y Remuneraciones del Sector Público, SENRES.

Art. 12.- Deróguese el Decreto Ejecutivo No. 410 del 13 de junio del 2007.

DISPOSICION FINAL

Se derogan todas las normas de igual o inferior categoría, que no han sido modificadas mediante el presente decreto ejecutivo y que se le opongan.

De la ejecución de este decreto, que entrará en vigencia a partir en la presente fecha, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, encárguese al Ministerio de Economía y Finanzas, al Ministro de Energía y Minas y a la Secretaría Nacional Técnica de Desarrollo de Recursos Humanos y Remuneraciones del Sector Público, SENRES.

Dado en el Palacio Nacional, en Quito, a 9 de julio del 2007.

Anexo II.1

Producción nacional de petróleo crudo (miles de barriles)

Período		Producción nacional petróleo crudo en campos			
		Producción total	Producción promedio/día	Por empresas	
				Petroproducción (3)	Compañías Privadas
		a=b+c		b	c
2000		146 209	400	85 047	61 162
2001		148 746	407	82 929	65 817
2002		143 759	392	80 775	62 984
2003		153 518	418	74 514	79 004
2004		192 315	526	71 948	120 368
2005		194 172	532	70 972	123 200
2006		195 652	536	90 438	105 214
2005	Enero 05	16 485	532	6 264	10 221
	Febrero	15 045	537	5 647	9 398
	Marzo	16 367	528	6 269	10 098
	Abril	15 680	523	5 932	9 748
	Mayo	16 313	526	6 078	10 235
	Junio	16 436	548	5 986	10 450
	Julio	16 977	548	6 218	10 759
	Agosto	14 788	477	4 997	9 791
	Septiembre	16 251	542	5 889	10 362
	Octubre	16 563	534	6 026	10 537
	Noviembre	16 058	535	5 695	10 363
	Diciembre	17 208	555	5 970	11 238
2006	Enero 06	17 325	559	6 085	11 240
	Febrero	15 433	551	5 603	9 830
	Marzo	16 379	528	5 658	10 721
	Abril	16 379	546	5 984	10 395
	Mayo	16 947	547	7 705	9 242
	Junio	16 073	536	8 731	7 342
	Julio	16 830	543	8 990	7 840
	Agosto	16 870	544	8 916	7 954
	Septiembre	16 000	533	8 265	7 735

ANEXO II.1 (concl.)

	Octubre	16 095	519	8 311	7 784
	Noviembre	15 343	511	7 992	7 352
	Diciembre	15 977	515	8 200	7 777
2007	Enero 07	16 030	517	8 103	7 927
	Febrero	14 202	507	7 123	7 079
	Marzo	14 944	482	7 848	7 096
	Abril	15 062	502	7 528	7 533
	Mayo	15 862	512	7 805	8 058
	Junio	15 439	515	7 657	7 782
	Julio	15 797	510	7 880	7 917

Fuente: Petroecuador.

(1) A partir de mayo de 2000 se produce residuo que reemplaza a Fuel Oil #6. Desde enero de 2006 incluye Cutter Stock empleado como diluyente para el Combustible Mezcla de exportación (Fuel Oil #6).

(2) A partir de agosto de 2003 comenzó a operar el OCP.

(3) Limoncocha, Bloque 15, Eden Yuturi,Yanaquincha, pasan a partir del 16 de mayo de 2006 a ser operados por Petroproducción por caducidad del contrato entre el Estado y la Compañía Occidental.

Anexo II.2

Exportaciones de petróleo crudo (1)

Período	Tota; petróleo crudo		
	Miles de barriles	Miles de dólares FOB	Valor unitario dólares/barril
2000	86 197	2 144 011	24,87
2001	89 907	1 722 332	19,16
2002	84 263	1 839 024	21,82
2003	92 442	2 372 314	25,66
2004	129 409	3 898 509	30,13
2005	131 595	5 396 840	41,01
2006	136 634	6 934 010	50,75
Enero 05	11 266	327 380	29,06
Febrero	10 193	326 174	32,00
Marzo	11 147	433 509	38,89
Abril	10 362	397 826	38,39
Mayo	10 761	386 908	35,95
Junio	11 521	486 833	42,26
Julio	9 744	448 209	46,00
Agosto	10 307	532 417	51,66
Septiembre	10 796	543 521	50,34
Octubre	10 001	454 378	45,43
Noviembre	12 569	506 878	40,33
Diciembre	12 929	552 809	42,76
Enero 06	12 427	580 170	46,71
Febrero	11 568	521 784	45,10
Marzo	12 428	581 676	46,80
Abril	12 577	687 559	54,67

ANEXO II.2 (concl.)

Mayo	10 208	583 399	57,15
Junio	10 106	587 774	58,16
Julio	9 375	574 311	61,26
Agosto	11 206	664 426	59,29
Septiembre	12 310	607 365	49,34
Octubre	11 606	522 293	45,02
Noviembre	12 147	534 008	43,96
Diciembre	10 676	489 246	45,83
Enero 07	10 304	414 450	40,22
Febrero	9 210	426 370	46,29
Marzo	10 305	498 449	48,37
Abril	9 315	488 132	52,41
Mayo	9 224	492 215	53,36
Junio	11 842	674 245	56,94
Julio	12 239	779 967	63,73

Fuente: Petroecuador y compañías privadas.
(1) Hasta el 2004 las cifras son definitivas, las del 2005, 2006 y 2007son provisionales.

Anexo II.3

Oferta total de derivados

Período	Producción nacional de derivados de petróleo efectuada por Petroecuador							Importación de derivados	Oferta total de derivados
	Producción total	Fuel Oil # 4	Residuo (1)	Diesel # 2	Gasolina extra	GLP	Otros		
	h=i+j+k+l+m+n	i	j	k	l	m	N		
Enero 05	5 554	944	924	1 133	962	232	1 360	1 270,3	6 824,1
Febrero	4 706	835	819	845	770	204	1 235	1 413,3	6 119,5
Marzo	5 208	719	917	1 182	881	223	1 286	1 721,8	6 929,9
Abril	5 420	802	1 029	1 070	944	172	1 403	2 021,3	7 440,9
Mayo	5 341	827	918	1 074	996	211	1 315	1 349,8	6 690,4
Junio	4 959	753	947	1 096	738	100	1 326	1 738,5	6 697,5
Julio	4 922	869	925	1 002	814	68	1 244	1 960,8	6 882,7
Agosto	4 915	853	954	1 031	752	70	1 254	2 152,6	7 067,7
Septiembre	5 298	933	720	1 130	921	207	1 388	2 163,9	7 462,2
Octubre	5 140	940	815	904	1 078	225	1 178	2 135,6	7 276,0
Noviembre	4 771	873	569	972	919	222	1 215	2 198,2	6 968,9
Diciembre	5 387	1 093	936	1 021	854	187	1 296	2 046,6	7 433,4
Enero 06	4 817	638	718	968	1 103	186	1 204	2 147,3	6 964,5
Febrero	3 940	868	638	681	658	161	933	1 798,4	5 738,0
Marzo	5 021	1 132	810	836	966	156	1 122	2 075,9	7 097,3

ANEXO II.3 (concl.)

Abril	5 594	881	1 069	954	839	186	1 665	2 443,2	8 037,6
Mayo	5 090	711	927	1 030	1 046	187	1 189	1 942,2	7 032,7
Junio	5 565	700	1 447	1 104	912	165	1 237	2 376,9	7 941,6
Julio	5 175	861	972	1 103	867	103	1 270	1 748,0	6 923,3
Agosto	5 679	669	1 221	1 164	920	196	1 509	2 421,2	8 099,9
Septiembre	5 662	728	1 185	1 033	1 091	213	1 412	2 405,7	8 067,8
Octubre	6 028	710	1 393	1 039	1 028	209	1 649	2 105,7	8 134,1
Noviembre	4 829	929	591	1 112	822	182	1 193	1 980,1	6 809,2
Diciembre	5 500	983	814	1 031	1 103	170	1 400	2 487,7	7 987,8
Enero 07	5 911	659	1 246	942	1 093	173	1 798	1 943,8	7 854,9
Febrero	4 771	946	617	956	1 121	67	1 065	1 864,4	6 635,2
Marzo	5 313	656	1 412	924	901	46	1 375	2 617,4	7 930,9
Abril	4 768	473	762	942	1 072	41	1 478	2 452,7	7 220,5
Mayo	4 206	719	845	468	819	43	1 754	2 791,2	6 997,6
Junio	4 840	709	816	847	1 102	68	797	3 201,8	8 042,2
Julio	5 558	724	1 131	952	909	197	364	2 665,2	8 223,4

Fuente: Petroecuador.

Anexo II.4

Ingresos y egresos por comercialización interna de derivados importados *

Período		Total derivados					
		Volumen de importaciones (miles de barriles)	Precio promedio de importación ** (dólares/barril)	Costo de importación (miles de dólares)	Precio promedio venta a nivel nacional (dólares /barril)	Ingreso por ventas internas importaciones (miles de dólares)	Diferencial entre ingresos y costos por ventas internas de importaciones (miles de dólares)
		a = g+m+s	b = c / a	c = i+o+u	d = e / a	e = k+q+w	f = e - c
2004		17 347,8	47,8	828 727,0	31,9	553 714,8	-275 012,3
2005		22 172,7	66,5	1 474 438,4	33,6	744 747,2	-729 691,2
2006		25 932,2	75,3	1 951 626,2	33,8	877 640,0	-1 073 986,2
2005	Enero-abril	6 426,7	56,3	361 873,3	34,1	218 918,8	-142 954,6
	Enero 05	1 270,3	48,1	61 125,1	30,0	38 131,6	22 993,5
	Febrero	1 413,3	51,9	73 379,2	36,9	52 213,2	21 166,0
	Marzo	1 721,8	59,0	101 611,1	32,0	55 179,0	46 432,1
	Abril	2 021,3	62,2	125 757,9	36,3	73 394,9	52 363,0
	Mayo	1 349,8	57,1	77 033,5	30,9	41 758,0	35 275,5
	Junio	1 738,5	57,5	100 024,0	30,6	53 262,5	46 761,5
	Julio	1 960,8	60,2	118 040,0	33,6	65 850,3	52 189,7
	Agosto	2 152,6	69,9	150 528,8	33,7	72 533,2	77 995,6

ANEXO II.4 (concl.)

	Septiembre	2 163,9	83,7	181 086,6	33,6	72 743,5	108 343,1
	Octubre	2 135,6	84,4	180 167,8	33,9	72 365,3	107 802,4
	Noviembre	2 198,2	74,7	164 303,8	35,5	77 932,4	86 371,4
	Diciembre	2 046,6	69,1	141 380,5	33,9	69 383,2	71 997,4
2006	Enero 06	2 147,3	70,1	150 431,1	34,2	73 457,1	76 974,1
	Febrero	1 798,4	69,2	124 511,8	32,1	57 791,7	66 720,2
	Marzo	2 075,9	70,9	147 087,0	35,5	73 697,0	73 390,0
	Abril	2 443,2	80,4	196 543,1	34,7	84 707,9	111 835,2
	Mayo	1 942,2	79,6	154 650,8	33,1	64 299,8	90 351,0
	Junio	2 376,9	82,5	196 000,7	36,0	85 568,8	110 431,9
	Julio	1 748,0	78,5	137 148,3	29,5	51 478,2	85 670,1
	Agosto	2 421,2	84,2	203 894,1	34,1	82 480,6	121 413,5
	Septiembre	2 405,7	78,6	189 147,6	35,7	85 777,9	103 369,7
	Octubre	2 105,7	70,1	147 555,0	33,1	69 628,7	77 926,3
	Noviembre	1 980,1	66,4	131 431,6	32,5	64 406,5	67 025,1
	Diciembre	2 487,7	69,6	173 225,1	33,9	84 345,8	88 879,3
2007	Enero 07	1 943,8	63,9	124 200,6	31,9	61 935,6	62 265,0
	Febrero	1 864,4	66,1	123 199,3	30,5	56 915,8	66 283,5
	Marzo	2 617,4	71,8	187 976,9	34,6	90 660,3	97 316,6
	Abril	2 452,7	77,4	189 722,5	34,3	84 049,0	105 673,4
	Mayo	2 791,2	75,0	209 392,8	31,0	86 460,1	122 932,7
	Junio	3 201,8	79,6	254 843,3	34,4	110 217,1	144 626,3
	Julio	2 665,2	78,1	208 144,0	30,4	81 082,9	127 061,1

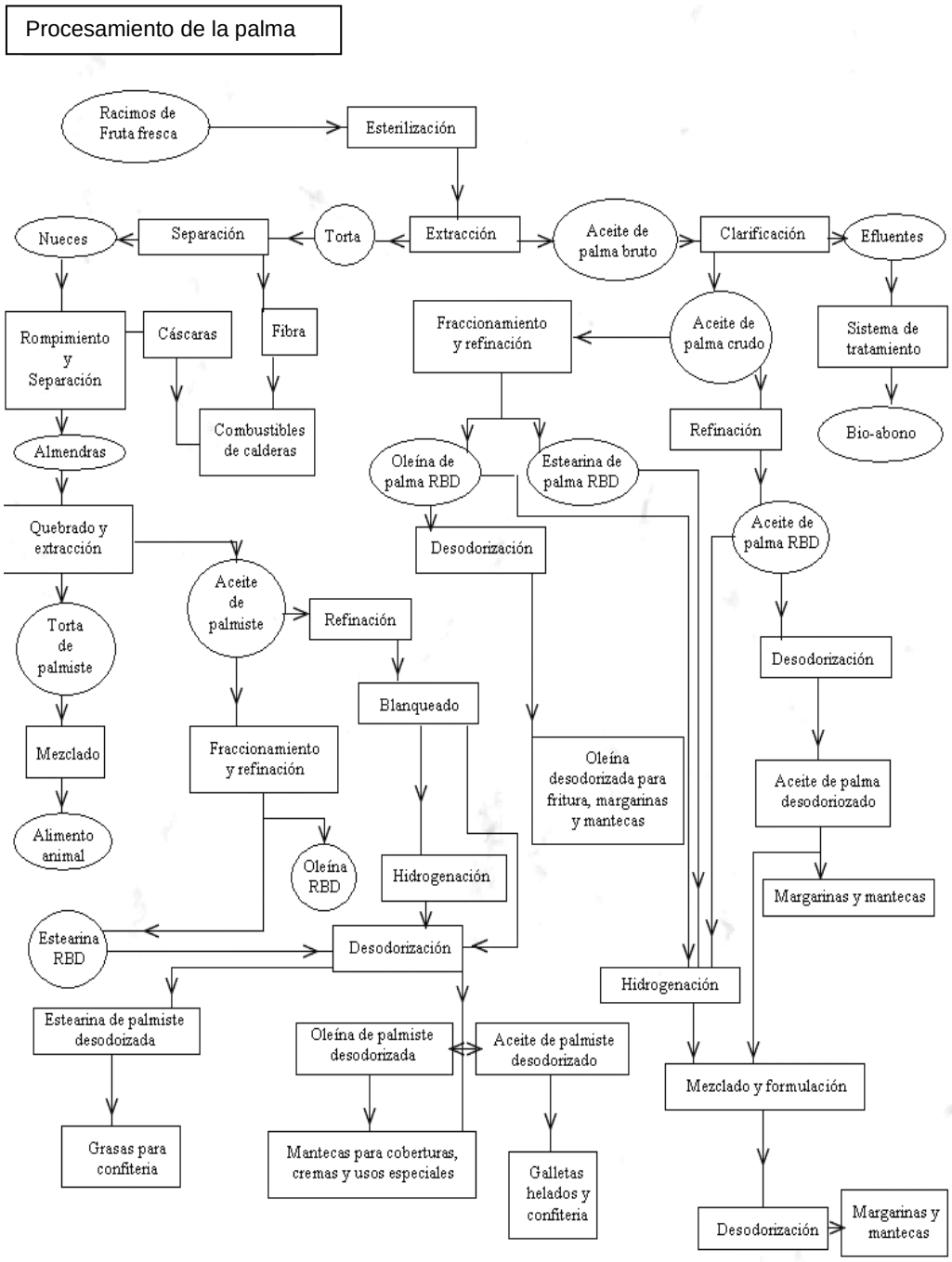
Fuente: Petroecuador.

* Se registran los volúmenes de los productos importados cuando éstos llegan al país.

** Considera únicamente Nafta de Alto Octano, Diesel y Gas Licuado de Petróleo.

Anexo III.1

Cadena de elaboración de subproductos de la palma africana



Fuente: FEDAPAL.

Anexo IV.1

Extractoras de aceite de palma africana y estado de la operación

NOMBRE	UBICACION	OBSERVACIONES
ACEITPLACER	QUININDE KM. 46	Operativa
AGRICOLA LA CONCORDIA	QUININDE KM. 43	Operativa
AGROACEITES	QUEVEDO KM. 52	Operativa
AGROPARAISO	QUEVEDO KM. 51.-LOS ANGELES KM 16	Operativa
AGROSEXTA 1	QUININDE KM. 82 LA SEXTA KM. 25	Operativa
AGROSEXTA 2	LAS GOLONDRINAS	Operativa
AIQUISA	QUININDE	Operativa
ALESPALMA	SAN LORENZO	Operativa
ALZAMORA CORDOVEZ	QUININDE KM. 34	Operativa
ATAHUALPA	MONTERREY	Operativa
DANAYMA	QUININDE KM. 54	Operativa
EPACEM 1	QUININDE KM. 08	Operativa
EPACEM 2	QUEVEDO KM. 26	Operativa
EXTRAZUR	QUEVEDO KM. 65	Operativa
INEXPAL	QUININDE KM. 82 LA SEXTA KM. 26	Operativa
LA JOYA	PLAN PILOTO	Operativa
LA MERCED	QUININDE KM. 28	No funciona
OLEAGINOSAS DEL ECUADOR	QUININDE KM. 32	No funciona
OLEOCASTILLO	LAS GOLONDRINAS	Operativa
OLEORIOS	Vía Quevedo a Ventanas km 20	Operativa
OLITRASA	EL TRIUNFO.- GUAYAS	Operativa
PALCIEN	QUININDE.- Via Malimpia km 2	Operativa
PALDUANA	QUININDE.- Via La Sexta km 4	Operativa
PALESEMA	SAN LORENZO	Operativa
PALMAR DEL RIO	EL ORIENTE.- EL COCA	Operativa
PALMERAS DE LOS ANDES 1	QUININDE KM. 75	Operativa
PALMERAS DE LOS ANDES 2	SAN LORENZO	Operativa
PALMERAS DEL ECUADOR	EL ORIENTE.- SHUSHUFINDI	Operativa
PALMEX	SAN JACINTO DEL BUA	Operativa
PALMISA	QUEVEDO KM. 62	Operativa
PAMELA	EL ORIENTE.- EL COCA	Operativa

ANEXO VI.1 (cont.

PEXA	QUININDE KM. 46	Operativa
PROVASA	VALLE DEL SADE	Operativa
QUEVEPALMA	QUEVEDO KM. 95	Operativa
RIO MANSO	QUEVEDO KM. 41	Operativa
ROBLAMA	MONTERREY	Operativa
SAN CARLOS	QUEVEDO KM. 99.- EL VERGEL	Operativa
SAN DANIEL	PLAN PILOTO	Operativa
SOPALIN	LA INDEPENDENCIA KM. 4.5	Operativa
SOZORANGA	MATAMBA	Operativa
TARRAGONA	QUININDE KM. 29	Operativa
UNIPAL	QUININDE KM. 60	Operativa
HACIENDA LA PALMA	QUEVEDO KM. 40	No funciona
LA JUANA	EL TRIUNFO.- GUAYAS	No funciona
NAPOLES	QUININDE KM. 60	No funciona
PALMAGRO	QUEVEDO KM. 50	No funciona
PALNOREC	PLAN PILOTO	No funciona
VICHE	VICHE	No funciona
AEXAV	Km. 200 Vía Quinindé	Palmaste
CIESPAL	Santo Domingo	Palmaste
TISAYSA	La Independencia	Palmaste
ECUITAL	Km. 36 Vía Quinindé	Palmaste
ACEITPLACER	QUININDE KM. 46	Operativa
AGRICOLA LA CONCORDIA	QUININDE KM. 43	Operativa
AGROACEITES	QUEVEDO KM. 52	Operativa
AGROPARAISO	QUEVEDO KM. 51.-LOS ANGELES KM 16	Operativa
AGROSEXTA 1	QUININDE KM. 82 LA SEXTA KM. 25	Operativa
AGROSEXTA 2	LAS GOLONDRINAS	Operativa
AIQUISA	QUININDE	Operativa
ALESPALMA	SAN LORENZO	Operativa
ALZAMORA CORDOVEZ	QUININDE KM. 34	Operativa
ATAHUALPA	MONTERREY	Operativa
DANAYMA	QUININDE KM. 54	Operativa
EPACEM 1	QUININDE KM. 08	Operativa
EPACEM 2	QUEVEDO KM. 26	Operativa
EXTRAZUR	QUEVEDO KM. 65	Operativa
INEXPAL	QUININDE KM. 82 LA SEXTA KM. 26	Operativa

ANEXO VI.1 (concl.)

LA JOYA	PLAN PILOTO	Operativa
LA MERCED	QUININDE KM. 28	No funciona
OLEAGINOSAS DEL ECUADOR	QUININDE KM. 32	No funciona
OLEOCASTILLO	LAS GOLONDRINAS	Operativa
OLEORIOS	Vía Quevedo a Ventanas km 20	Operativa
OLITRASA	EL TRIUNFO.- GUAYAS	Operativa
PALCIEN	QUININDE.- Via Malimpia km 2	Operativa
PALDUANA	QUININDE.- Via La Sexta km 4	Operativa
PALESEMA	SAN LORENZO	Operativa
PALMAR DEL RIO	EL ORIENTE.- EL COCA	Operativa
PALMERAS DE LOS ANDES 1	QUININDE KM. 75	Operativa
PALMERAS DE LOS ANDES 2	SAN LORENZO	Operativa
PALMERAS DEL ECUADOR	EL ORIENTE.- SHUSHUFINDI	Operativa
PALMEX	SAN JACINTO DEL BUA	Operativa
PALMISA	QUEVEDO KM. 62	Operativa
PAMELA	EL ORIENTE.- EL COCA	Operativa
PEXA	QUININDE KM. 46	Operativa
PROVASA	VALLE DEL SADE	Operativa
QUEVEPALMA	QUEVEDO KM. 95	Operativa
RIO MANSO	QUEVEDO KM. 41	Operativa
ROBLAMA	MONTERREY	Operativa
SAN CARLOS	QUEVEDO KM. 99.- EL VERGEL	Operativa
SAN DANIEL	PLAN PILOTO	Operativa
SOPALIN	LA INDEPENDENCIA KM. 4.5	Operativa
SOZORANGA	MATAMBA	Operativa
TARRAGONA	QUININDE KM. 29	Operativa
UNIPAL	QUININDE KM. 60	Operativa
HACIENDA LA PALMA	QUEVEDO KM. 40	No funciona
LA JUANA	EL TRIUNFO.- GUAYAS	No funciona
PALNOREC	PLAN PILOTO	No funciona
VICHE	VICHE	No funciona
AEXAV	Km. 200 Vía Quinindé	Palmaste
CIESPAL	Santo Domingo	Palmaste
TISAYSA	La Independencia	Palmaste
ECUITAL	Km. 36 Vía Quinindé	Palmaste

Fuente: ANCUPA.