USAID | ECUADOR
DEL PUEBLO DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

Red Productiva

Política Nacional de Biocombustibles en el Ecuador

08 de Septiembre de 2010

Esta publicación se produce para la revisión de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional. Fue preparada por Roberto Gomelsky, quien contó con la colaboración de Byron Chiliquinga y Francisco Figueroa

INFORME FINAL

Propuesta de Política y Estrategia Nacional de Biocombustibles para el Ecuador

Este informe se hizo posible gracias al generoso aporte del pueblo de los Estados Unidos de América a través de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID). El contenido es responsabilidad del Centro IRIS y CARANA Corporation y no reflejan necesariamente el punto de vista de USAID o del Gobierno de los Estados Unidos de América.

El autor desea hacer constancia y expresan su firme recomendación de que, para la implementación de políticas públicas oficiales y proyectos productivos en el área de biocombustibles se emprendan posteriores y complementarios análisis de los impactos ambientales de su producción, comercialización y consumo, considerando que el presente estudio

Contenidos

1 INTRODUCCIÓN 4

2 RESUMEN EJECUTIVO 4

2.1 BASES DE LA PROPUESTA DE POLITICA Y ESTRATEGIA NACIONAL DE BIOCOMBUSTIBLES 4
2.2 EL MERCADO DE BIOCOMBUSTIBLES 5
2.3 CONSIDERACIONES AMBIENTALES 9
2.3.1 CONCEPTOS GENERALES 9
2.3.2 EFECTOS POSITIVOS POR EL LADO DE LA DEMANDA 10
2.3.3 EFECTOS A NIVEL DE OFERTA: EL USO DEL SUELO 12
2.3.4 RIESGOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE CULTIVOS ENERGÉTICOS Y PROCESAMIENTO DE BIOCOMBUSTIBLES 14
2.3.4.1 AMPLIACIÓN DE LA FRONTERA AGRÍCOLA 14
2.3.4.2 CAMBIO EN EL USO DEL SUELO 15
2.3.4.3 MONOCULTIVOS PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 15
2.3.4.4 INCREMENTO DEL USO FERTILIZANTES Y PESTICIDAS 15
2.3.4.5 CANTIDAD DE AGUA REQUERIDA PARA LOS PROCESOS 16
2.3.4.6 RESIDUOS LÍQUIDOS Y SÓLIDOS DEL PROCESO INDUSTRIAL 16
2.3.4.7 POSIBLE CONFLICTO CON LA PRODUCCIÓN DE ALIMENTOS 16
2.3.5 POSIBLES MEDIDAS DE MITIGACIÓN 16
2.4 EL MARCO REGULATORIO 17
2.5 LA ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL 19
2.6 IMPORTACIONES DE COMBUSTIBLES, EROSIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS Y ALTOS COSTOS POR SUBSIDIOS 21
2.7 LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA FIJACIÓN DE LOS PRECIOS DE LAS MEZCLAS DE BIOCOMBUSTIBLES 23
2.7.1 ETANOL 23
2.7.2 BIODIESEL 26
2.8 ESTRATEGIA PARA LA APLICACIÓN EL NUEVO ESQUEMA REGULATORIO 29
2.9 RECOMENDACIONES SOBRE LOS PRÓXIMOS PASOS A SEGUIR 31
2.9.1 ALCANCE DEL TRABAJO REALIZADO 31
2.9.2 PRÓXIMOS PASOS SEGUIR 32

3 LA VISIÓN ENERGÉTICA GLOBAL 33

3.1 ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA 33
3.1.1 CONSUMO DE ENERGÍA EN 2007 (AÑO BASE) 33
3.1.2 VARIABLES CONDUCENTES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA 35
3.1.2.1 ESCENARIO ECONÓMICO INERCIAL (BAU) 35
3.1.2.2 ESCENARIO ECONÓMICO DE ALTO CRECIMIENTO ECONÓMICO (ACE) 35
3.1.3 ESCENARIOS ENERGÉTICOS 37
3.1.4 DEMANDA DE ENERGÍA POR ESCENARIOS 38
3.1.4.1 DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA 38
3.1.4.2 SECTOR TRANSPORTE 41
3.1.4.3 SECTOR RESIDENCIAL 42
3.1.4.4 SECTOR INDUSTRIAL 43
3.1.5 EMISIONES GEI DERIVADAS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA 44

3.1.6 DEMANDA VS PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA ... 46
3.2 EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL TRANSPORTE AUTOMOTOR ... 47
3.2.1 DIAGNÓSTICO ... 47
3.2.1.1 PARQUE AUTOMOTOR ... 48
3.2.1.2 DISTRIBUCIÓN DEL PARQUE VEHICULAR POR PROVINCIAS ... 50
3.2.1.3 LA INDUSTRIA AUTOMOTRIZ EN ECUADOR ... 51
3.2.1.4 EDAD PROMEDIO DEL PARQUE AUTOMOTOR ... 53
3.2.1.5 PARQUE POR TIPO DE VEHÍCULO Y MOTOR ... 54
3.2.1.6 RENDIMIENTOS, RECORRIDO MEDIO Y CONSUMO POR TIPO DE MOTOR ... 55
3.2.2 PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL TRANSPORTE CARRETERO ... 57
3.2.2.1 ESCENARIO BAU: LA INERCIA DEL SISTEMA ... 57
3.2.2.2 ESCENARIO ACE: ALTO CRECIMIENTO ECONÓMICO ... 59
3.2.2.3 ESCENARIO S&E: SUSTITUCIÓN, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y PENETRACIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES ... 61
3.2.2.4 SUSTITUCIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA Y AUMENTO DE EFICIENCIA ... 65

4 EL MERCADO DE LOS BIOCOMBUSTIBLES EN EL ECUADOR ... 67

4.1 DEMANDA DE BIOCOMBUSTIBLES ... 67
4.1.1 DEMANDA Y OFERTA DE ETANOL Y MEZCLA CON GASOLINAS ... 73
4.1.1.1 Escenario con penetración del etanol al 5% en motores Ciclo Otto ... 73
4.1.1.2 Escenario con penetración del etanol al 10% en motores Ciclo Otto ... 76
4.1.1.3 El plan piloto de etanol en ciudad de Guayaquil (Ecopaís) ... 78
4.1.2 DEMANDA Y OFERTA DE BIODIESEL Y MEZCLA CON DIESEL OIL ... 80
4.1.2.1 Escenario de penetración inicial más acelerada ... 80
4.1.2.2 Escenario de penetración inicial gradual ... 82
4.1.3 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI ... 85
4.2 MATERIAS PRIMAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES ... 87
4.2.1 SEGURIDAD ALIMENTARIA ... 88
4.2.2 GENERACIÓN DE EMPLEO ... 89
4.2.3 INCLUSIÓN SOCIAL ... 89
4.2.4 MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN AGRÍCOLA ... 89
4.2.5 INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE CULTIVOS ALTERNATIVOS ... 90
4.2.6 EFECTOS AMBIENTALES ... 90
4.2.6.1 CONSIDERACIONES GENERALES ... 90
4.2.6.2 BENEFICIOS AMBIENTALES DE LA INTRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES ... 91
4.2.6.3 RIESGOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE CULTIVOS ENERGÉTICOS Y PROCESAMIENTO DE BIOCOMBUSTIBLES ... 94
4.2.6.3.1 Ampliación de la frontera agrícola ... 94
4.2.6.3.2 Cambio en el uso del suelo ... 95
4.2.6.3.3 Monocultivos para producción de energía ... 95
4.2.6.3.4 Incremento del uso fertilizantes y pesticidas ... 95
4.2.6.3.5 Cantidad de agua requerida para los procesos ... 96
4.2.6.3.6 Residuos líquidos y sólidos del proceso industrial ... 96
4.2.6.3.7 Posible conflicto con la producción de alimentos ... 96
4.2.6.4 POSIBLES MEDIDAS DE MITIGACIÓN ... 96

5 MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL ... 98

5.1 ANTECEDENTES ... 98
5.1.1 EL MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL EN OTROS PAÍSES ... 98
5.1.1.1 PANORAMA DE AMÉRICA LATINA ... 98
5.1.1.2 MARCO INSTITUCIONAL EN BRASIL ... 100
5.1.1.3 MARCO INSTITUCIONAL EN COLOMBIA ... 101
5.1.1.4 MARCO INSTITUCIONAL EN PARAGUAY ... 102
5.1.1.5 MARCO INSTITUCIONAL EN COSTA RICA ... 102

5.1.2 AVANCES DEL PROCESO DE INSTITUCIONALIZACIÓN DEL PLAN DE BIOCOMBUSTIBLES EN EL ECUADOR ... 103
5.1.3 LA ESTRUCTURA INSTITUCIONAL ACTUAL DEL SECTOR DE LA ENERGÍA . 104
5.2 EL MARCO REGULATORIO GENERAL ... 106
5.2.1 OBJETIVOS DE LA POLÍTICA NACIONAL DE BIOCOMBUSTIBLES ... 106
5.2.2 LINEAMIENTOS DEL MARCO REGULATORIO DE LOS BIOCOMBUSTIBLES . 107
5.3 PROPUESTA DE ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL ... 111

6 REGULACIÓN DE PRECIOS DE LOS BIOCOMBUSTIBLES ... 116

6.1 DIAGNÓSTICO ... 116
6.1.1 BALANCE COMERCIAL DE DERIVADOS ... 116
6.1.2 PRECIOS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO ... 118
6.1.2.1 PRECIOS DE IMPORTACIÓN Y PRECIOS INTERNOS ... 118
6.1.2.2 SUBSIDIOS A LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO ... 120
6.1.2.3 CONTRABANDO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO ... 123
6.1.2.4 LOS BIOCOMBUSTIBLES: UNA OPCIÓN PARA REDUCIR IMPORTACIONES ... 124
6.1.3 COSTOS Y PRECIOS DE LOS BIOCOMBUSTIBLES: ALGUNAS REFERENCIAS EXTERNAS ... 124
6.1.3.1 ETANOL ... 124
6.1.3.2 BIODIESEL ... 126
6.2 PRECIOS DE LOS BIOCOMBUSTIBLES: PERIODO DE TRANSICIÓN ... 127
6.2.1 ETANOL ... 127
6.2.2 BIODIESEL ... 128
6.3 NUEVA METODOLOGÍA DE FIJACIÓN DE PRECIOS ... 128
6.3.1 ETANOL ... 128
6.3.1.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO ... 128
6.3.1.2 CADENA DE COSTOS Y PRECIOS ... 130
6.3.1.3 PRECIOS INTERNACIONALES DE ETANOL Y GASOLINAS ... 131
6.3.1.3.1 Comportamiento de los precios ... 131
6.3.1.3.2 Volatilidad y su atenuación ... 133
6.3.1.4 FÓRMULA DE CÁLCULO ... 134
6.3.1.5 EJERCICIO DE APLICACIÓN ... 135
6.3.1.5.1 Estructura de costos ... 135
6.3.1.5.2 Efectos sobre los precios ... 136
6.3.1.5.3 Cálculo de precios sobre base trimestral ... 139
6.3.2 BIODIESEL ... 141
6.3.2.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO ... 141
6.3.2.2 CADENA DE COSTOS Y PRECIOS ... 142
6.3.2.3 PRECIOS INTERNACIONALES DE BIODIESEL, DIESEL Y ACEITE DE PALMA ... 144
6.3.2.4 FÓRMULA DE CÁLCULO ... 147
6.3.2.5 EJERCICIO DE APLICACIÓN ... 147
6.3.2.5.1 Estructura de costos ... 148
6.3.2.5.2 Efectos sobre los precios ... 149
6.3.2.5.3 Cálculo de precios sobre base trimestral ... 152
6.4 ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA ... 153
6.4.1 ETANOL ... 153
6.4.2 BIODIESEL ... 154

7 ANEXO CALCULO DE PRECIOS PARA E10 ... 156

8 REFERENCIAS ... 160

1 INTRODUCCIÓN

El Informe Final que se presenta a continuación sintetiza los resultados del estudio sobre la política nacional de biocombustibles en el marco del Proyecto Red Productiva de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional, a través de su componente “Apoyo al Sector Productivo". A principios del 2008, Red Productiva inició un programa de asistencia técnica al Gobierno Nacional a través del Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad (MCPEC), para la identificación de varios subsectores prioritarios para el desarrollo y la inversión, entre los cuales se encontraba el correspondiente a Biocombustibles.

En base a estudios realizados por algunas entidades internacionales y nacionales, se puede concluir que en el país existen buenas posibilidades de producir biocombustibles líquidos, fundamentalmente alcohol con fines carburantes para su uso en motores de combustión interna de ciclo Otto, a partir de caña de azúcar, y biodiesel, básicamente a partir de palma africana, para su uso principalmente en motores de combustión interna de ciclo diesel.

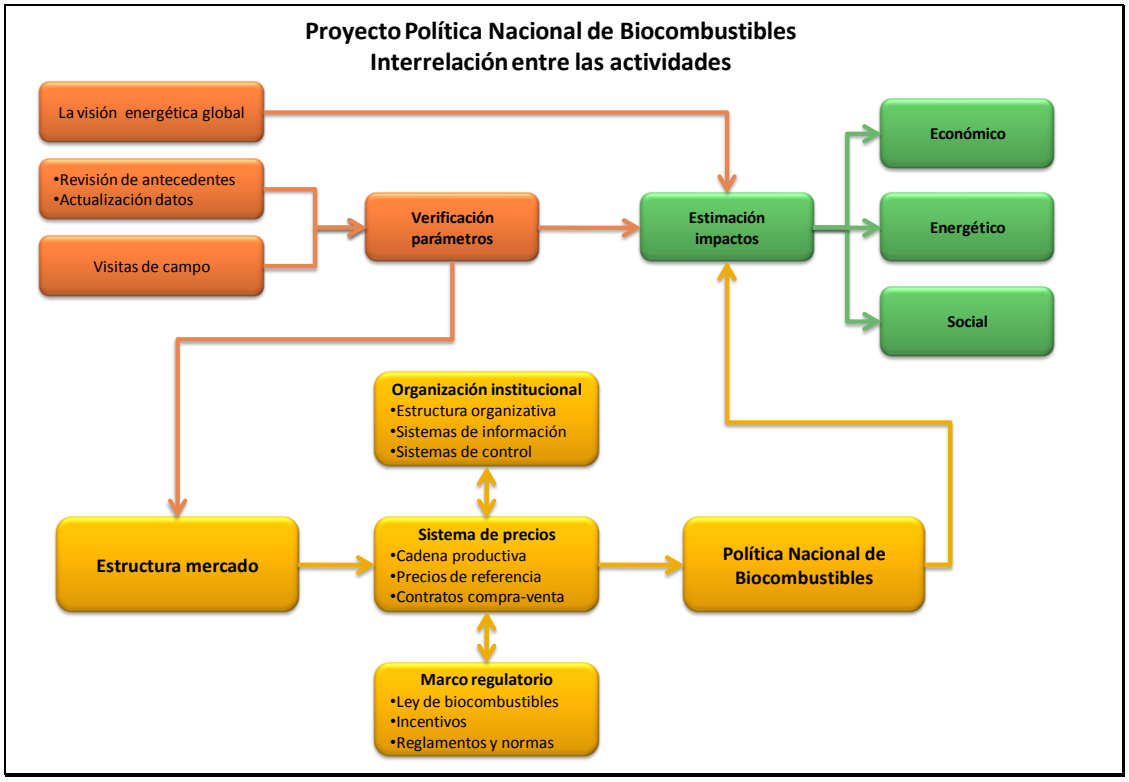
Con estas consideraciones, el proyecto Red Productiva de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional ha considerado la oportunidad y la conveniencia de colaborar con el MCPEC, esta vez para impulsar la definición de las líneas estratégicas de una política de Biocombustibles para el Ecuador, que ayude a plasmar adecuadamente las acciones que el Gobierno del Ecuador está desarrollando actualmente en esta área. Esta colaboración es la que da lugar al presente Proyecto para la formulación de una Política Nacional de Biocombustibles en el Ecuador.

De acuerdo a lo establecido en los Términos de Referencia, dentro del Plan de Trabajo para el desarrollo de este Proyecto se plantearon una serie de actividades que cubrirán varios temas interrelacionados entre sí, que permitirán desembocar en el resultado principal, que es una propuesta de Política Nacional de Biocombustibles y una estimación de sus posibles efectos a largo plazo, como se aprecia en el diagrama a continuación.

Una parte de las actividades a realizar abordaron aspectos vinculados a la confirmación de algunos parámetros cuantitativos que sirvieron para estimar proyecciones futuras de la demanda y oferta de biocombustibles, dentro del contexto de la matriz energética nacional, así como hacer una evaluación general de posibles efectos en el ámbito productivo y social.

Otro grupo de actividades constituyeron el eje central del desarrollo de los trabajos, partiendo de una estructura referencial para ambos mercados, del etanol anhidro para fines carburantes y del biodiesel, elaborar propuestas para el manejo de la cadena productiva y un sistema de precios, un marco regulatorio legal y normativo y una estructura organizativa que permitan implementar un plan de biocombustibles, elementos fundamentales constitutivos de la Política Nacional de Biocombustibles.

Un tercer grupo de actividades se refiere a la estimación de los posibles efectos cuantitativos de la política y estrategia propuestas para el desarrollo de los biocombustibles.



Como se observa en el diagrama, existe un fuerte grado de vinculación entre las distintas componentes temáticas del análisis.

En el Plan de Trabajo se presentó el marco lógico del Proyecto con sus objetivos y actividades específicas, con sus metas y parámetros de evaluación, siguiendo en términos generales los requerimientos de los Términos de Referencia. Es importante recalcar que como objetivos generales o fin último del Proyecto están el promover alternativas productivas y el aumento del empleo en el sector agroindustrial y diversificar la matriz energética nacional. Sin embargo, estos objetivos generales no son alcanzables por el Proyecto en sí mismo, ya que dependen de decisiones y acciones posteriores del Gobierno del Ecuador para implementar la propuesta sobre política y estrategia nacional de biocombustibles, que será el resultado central del Proyecto.

En relación a posibles efectos ambientales, si bien se incluye dentro del análisis una evaluación general de los beneficios y riesgos potenciales y posibles acciones de mitigación, se considera necesario realizar posteriores y complementarios análisis de los impactos ambientales de la actividad de producción de materias primas y fabricación de biocombustibles, particularmente se recomienda incluir en la normativa los requisitos ambientales que deberán cumplir los proyectos dentro de Plan Nacional de Biocombustibles, la autoridad de aplicación y mecanismos de seguimiento.

2 RESUMEN EJECUTIVO

2.1 BASES DE LA PROPUESTA DE POLITICA Y ESTRATEGIA NACIONAL DE BIOCOMBUSTIBLES

Para esbozar la Propuesta de la Política Nacional de Biocombustibles, se analizaron en detalle algunos temas relevantes que permitan tener una visión integral de las componentes más importantes requeridas para el desarrollo de los biocombustibles en el país, creando las condiciones apropiadas para la participación de los actores públicos y privados del sector. Para el efecto, se estudiaron en detalle los siguientes temas:

- La visión energética global
- El mercado de los biocombustibles
- Marco regulatorio e institucional
- Regulación de precios de los biocombustibles

El análisis está enmarcado dentro de la concepción general de políticas públicas. En tal sentido, siguiendo la definición de SENPLADES, una política pública es "una directriz general que refleja la prioridad o voluntad política del gobierno para modificar una situación determinada". "La política pública responde a un curso de acción de la gestión pública que institucionaliza la intervención pública sobre un problema social identificado como prioritario y que convierte esa acción en Política de Estado" [1]. Algunas características principales de las políticas sectoriales son que a orientan a resolver problemas complejos, requieren la interrelación de las decisiones de varios actores públicos, son implementadas por actores públicos y privados, implementándose directamente por las instituciones o a través de terceros y se expresan a través de leyes y regulaciones, así como en programas, proyectos y actividades de las instituciones públicas.

La formulación e implementación de políticas sectoriales es responsabilidad de los Ministerios y demás entidades públicas, de modo que el MCPEC como coordinador del sector de los biocombustibles deberá seguir el proceso requerido por SENPLADES para la revisión y aprobación de la Política Nacional de Biocombustibles.

Dentro de esta concepción general, es importante destacar que en el caso de los biocombustibles, dado su carácter estratégico y de ser un nuevo desarrollo de actividades económicas productivas con impacto por el lado productivo y energético, es muy importante contar con una política pública específica para este sector. Así como se requiere una política energética integral para el desarrollo socialmente eficiente y ambientalmente sustentable de la energía, cambiando la matriz energética nacional a una estructura más apropiada a la disponibilidad de recursos naturales del país, siendo los biocombustibles parte de este cambio se requiere también una política explícita que permita un desarrollo sostenido de los nuevos mercados de etanol y biodiesel para uso energético.

[1] SENPLADES. Manual de Formulación de Políticas Públicas Sectoriales. Versión borrador para revisión, Enero del 2009

Los objetivos generales de la Propuesta de Política Nacional de Biocombustibles están en línea con varios de los objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013. Específicamente, estos están directamente vinculados al Objetivo 1 del Plan: auspiciar la igualdad, cohesión e integración social y territorial en la diversidad, superando las condiciones de desigualdad y exclusión; al Objetivo 4: garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable; al Objetivo 11: establecer un sistema económico social, solidario y sostenible.

De igual forma, el desarrollo de los biocombustibles que se plantea en la Propuesta está particularmente alineado con algunas estrategias específicas del Plan Nacional del Buen Vivir, especialmente en lo relacionado al cambio de la matriz energética mediante el incremento de la participación de las energías renovables en la producción nacional de energía, impulsando "*los proyectos de utilización de otras, energías renovables: geotermia, biomasa, eólica y solar*". Asimismo, las estrategias de desarrollo de los biocombustibles tienen relación con la democratización de los medios de producción, re-distribución de la riqueza y diversificación de las formas de propiedad y organización, así como con la transformación del patrón de especialización de la economía a través de la sustitución selectiva de importaciones.

Como referencia primaria para sustentar la propuesta de regulación del mercado de los biocombustibles, se consideró lo señalado en la Constitución de la República[2] del Ecuador que establece que la energía en todas sus formas es un "sector estratégico". Para los sectores estratégicos el Estado se reserva el derecho de administrar, regular y controlar su gestión, siguiendo principios de sostenibilidad ambiental y eficiencia. Asimismo, se tomo en cuenta que el Estado puede constituir empresas públicas para el manejo de sectores estratégicos y también puede delegar la participación en empresas mixtas o privadas.

2.2 EL MERCADO DE BIOCOMBUSTIBLES

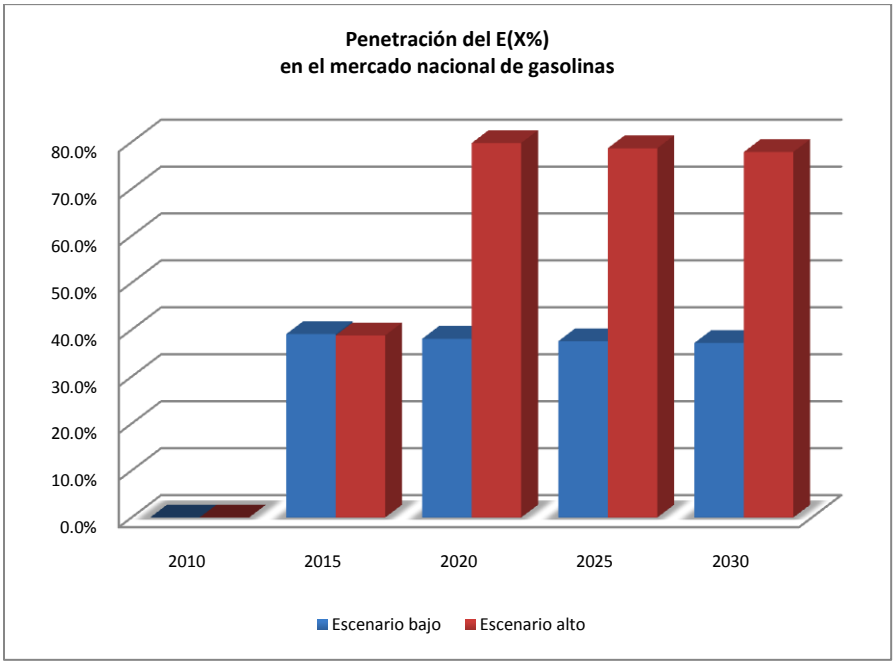
Se analizan las perspectivas a largo plazo de la demanda y oferta de energía y sus variables conducentes (*drivers*), particularmente y con más detalle el consumo en el sector transporte, mercado natural para los biocombustibles, así como la oferta y demanda de etanol y biodiesel y las eventuales limitaciones para su producción.

Puede destacarse que los biocombustibles constituyen una vía de avance importante para contribuir al cambio de la matriz energética del Ecuador, así como para generar alternativas productivas para el sector agroindustrial, contribuyendo a la generación de

[2] Constitución de la República del Ecuador, Capítulo quinto: Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas. Artículo 313 El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social. Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas…. Art. 315.- El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley… Artículo 316.- El Estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. La delegación se sujetará al interés nacional y respetará los plazos y límites fijados en la ley para cada sector estratégico. El Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de estas actividades, en los casos que establezca la ley.

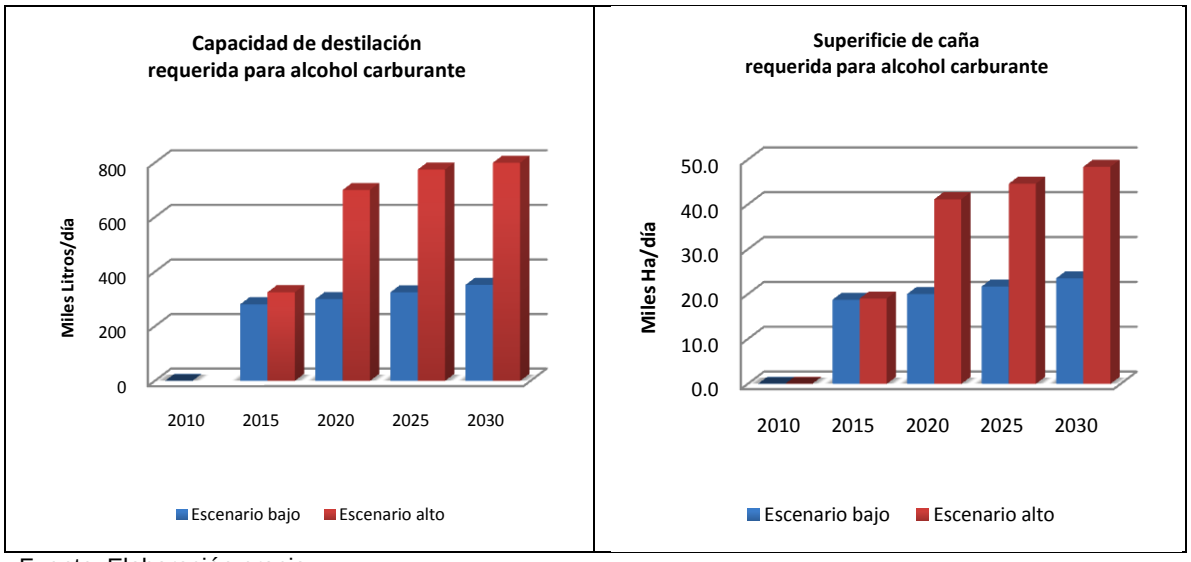
empleo y a mejorar las condiciones de vida de los pequeños productores mediante proyectos inclusivos, generando de esta manera un impacto social positivo.

Particularmente en cuanto a su efecto en la demanda de energía, la participación de las mezclas E5 (5% de etanol, 95% gasolina) y luego de E10 (10% etanol, 90% de gasolinas) en el mercado nacional de las gasolinas puede llegar a niveles muy importantes, cercanos al 80%, en un escenario de mayor penetración que significa una participación directa del etanol del 10% a largo plazo en el consumo de combustibles en motores de ciclo Otto. En un escenario más bajo, donde esa participación del etanol en el consumo de los vehículos equipados con motores de ciclo Otto llegaría solamente al 5%, las penetración de mercado de las mezclas E5 inicialmente y luego E10, llegará al 37%. Cabe señalar que hoy no hay demanda y producción de etanol carburante a nivel comercial, solamente en lo que se refiere al plan piloto en la ciudad de Guayaquil.



Fuente: Elaboración propia

Con el tipo de combustible propuesto (E5 y E10) no se visualizan conflictos desde el punto de vista de seguridad alimentaria ni de efectos ambientales originados en cambios en el uso del suelo (deforestación). La capacidad de destilación necesaria en el escenario más alto (E10) llegaría a los 800.000 litros diarios y la superficie de caña sembrada estaría en el orden de unas 48.000 Has al año 2030, es decir en 20 años, cifra cercana pero inferior a las 50,000 Has previstas actualmente para plantaciones energéticas de caña. En un escenario bajo (E5), dicha superficie sería muy inferior, unas 23.000 hectáreas.



Fuente: Elaboración propia

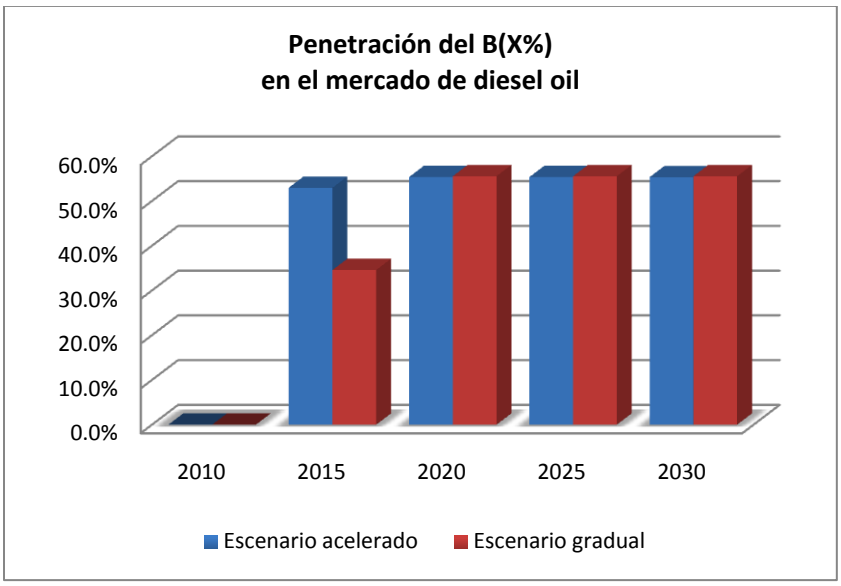
Como se ha mencionado, actualmente existe un plan piloto en la ciudad de Guayaquil, que se inició en enero del 2010, mediante el cual se pretende reemplazar 250.000 galones diarios de gasolinas por el combustible denominado Ecopaís, mezcla de 5% de etanol anhidro con 95 de gasolina, con el objetivo de avanzar en un plazo de dos años a un plan nacional a mayor escala.

Con respecto al biodiesel, existe un gran potencial en el país para su producción a partir de palma africana. Ecuador está catalogado en el Atlas de Biodiesel del IICA[3] como un país con ventajas comparativas para dicho cultivo. Pero, aún no se ha desarrollado el mercado del biodiesel en el país, y tampoco a nivel de un plan piloto. Existe capacidad actual de producción de biodiesel en un productor importante de aceite de palma (La Fabril), que ha producido el combustible para exportación aunque no lo está haciendo al momento.

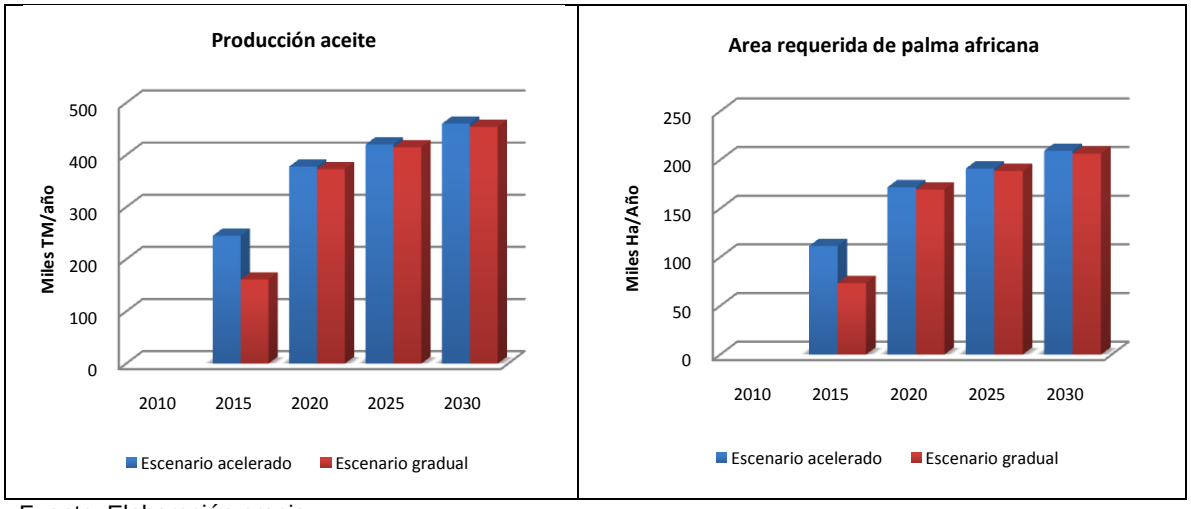
Partiendo de la situación actual podría llegarse a una penetración de un 55% de las mezclas de biodiesel con diesel oil derivado del petróleo, comenzando con B5 hasta llegar a B20, de manera más a acelerada o más gradualmente, dependiendo del escenario que se considere. Esto significa en cualquier escenario que el biodiesel como tal tendrá una participación a largo plazo del 10% en el consumo total de los vehículos equipados con motores de ciclo Diesel.

En ese caso, el área requerida de siembra de palma africana llegaría a algo más de las 200.000 Has, lo que estaría por debajo del potencial existente de acuerdo a estimaciones realizadas en diversos estudios, máxime considerando que ya existen actualmente excedentes de producción de aceite exportables de unas 250,000 TM, provenientes de unas 110,000 Ha de palma africana ya existentes, debiendo adicionarse solamente unas 90,000 Ha en un escenario con importante penetración del biodiesel en transporte de cargas y público de pasajeros y una cantidad menor en un escenario más moderado.

[3] Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura. Atlas de Biodiesel, San José, Costa Rica, Diciembre del 2008



Fuente: Elaboración propia



Fuente: Elaboración propia

Cabe señalar que el desarrollo de los biocombustibles en el país se centraría inicialmente en la caña de azúcar para el etanol y la palma africana para el biodiesel, aunque debe continuarse en la línea de investigación y análisis para el aprovechamiento de otros productos agrícolas y residuos que permitan ampliar la producción de estos energéticos renovables.

Es recomendable intensificar el esfuerzo de promoción de la investigación y desarrollo de otros cultivos para fines energéticos, así como la producción en distintas regiones del país, no solamente para aumentar las perspectivas de producción y penetración en el mercado energético, sino también para cubrir las variaciones estacionales que pueden ocurrir en cultivos como la caña de azúcar con fuerte estacionalidad en las zonas de mayor producción actual y para generar otras alternativas productivas con el consiguiente impacto sobre el nivel de empleo.

2.3 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

2.3.1 CONCEPTOS GENERALES

En el presente estudio se realizó un análisis estratégico a largo plazo, proponiéndose políticas y estrategias relativas a algunos elementos fundamentales para el desarrollo de los biocombustibles en el país, tales como por ejemplo el marco regulatorio e institucional, sistemas de precios y las perspectivas del mercado dentro del contexto de una visión energética integral a largo plazo.

En tal sentido, se analizaron escenarios de oferta y demanda para el sector energía en su conjunto, dentro del cual se considera el desarrollo de los biocombustibles en un escenario de cambios estructurales basados en sustitución entre fuentes de energía y eficiencia energética, que implica una significativa reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), en particular en el caso del transporte que es el sector donde penetrarían los biocombustibles (etanol y biodiesel).

Este análisis de escenarios no implica recomendaciones sobre una senda de expansión determinada, que es en realidad una siguiente etapa (y que no forma parte integral de esta consultoría) correspondiente a un nivel y un horizonte de planificación, que es parte de las actividades que deben realizarse a futuro: formular un plan de inversiones a mediano y largo plazo (10-15 años), que incluya proyectos específicos a implementar en las fases agrícola, industrial y comercial, con su respectivo cronograma de entrada en operación así como la determinación de los costos operativos y de inversión, agentes que los realizarán y las fuentes de financiamiento para los mismos, en los cuales se requerirá, en cada caso, los correspondientes estudios de impacto ambiental, la obtención de una licencia previa ambiental y el cumplimiento de requisitos ambientales durante las fases de implementación y operación de los proyectos.

Dentro de las correspondientes funciones regulatorias se prevé que la entidad responsable tenga la capacidad legal y técnica para aprobar los proyectos en los distintos segmentos de la cadena productiva desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

No obstante, como visión global, se puede sostener que la introducción de los biocombustibles para satisfacer parcialmente la demanda de energía, específicamente en el sector transporte, producirá un efecto positivo en las emisiones de gases de efecto invernadero, siendo parte de un escenario de mitigación en conjunto con otras estrategias a nivel de ese sector, mientras que por el lado de la industrialización y del uso del suelo y cambio en el uso del suelo y silvicultura (USCUSS) no generaría efectos negativos sobre el inventario de GEI dentro de límites moderados de expansión de la producción en base a tierras ya en producción o no utilizadas y sin generar efectos de deforestación.

En términos generales, de acuerdo a estudios efectuados por el Departamento de Energía de los estados Unidos de América y el Departamento de Agricultura[4], en los

[4] USDOE-USDA. Inventario del ciclo de vida del biodiesel, 1998, citado en Biocombustibles y Alimentos en América Latina y el Caribe, Decio Luiz Gazzoni, Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), San José, Costa Rica 2009. Los estudios duraron 3 años y medio y siguieron los protocolos aprobados por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los Estados Unidos

que se compararon los resultados de parámetros ambientales relevantes del biodiesel con los del diesel de petróleo, bajo el enfoque total a lo largo de toda la cadena desde el recurso primario hasta el uso final, haciendo un inventario de los materiales utilizados, los recursos energéticos consumidos, el aire, el agua y los desechos sólidos y las emisiones generadas por el diesel de petróleo y biodiesel, con el fin de comparar los costos y beneficios durante el ciclo de vida de cada uno de los combustibles, se concluyó que el biodiesel presenta amplias ventajas en términos del balance neto de energía, eficiencia energética global, producción de residuos sólidos peligrosos y aguas residuales, emisiones de dióxido de carbono, monóxido de carbono, azufre, metano, partículas y hollín, siendo superiores únicamente en el caso de nitrógeno.

En el caso del etanol, también se observa una clara ventaja con respecto a la gasolina en las emisiones de CO2 en el ciclo de vida del combustible, con una relación de 1 a 10 a favor del etanol, al igual que en aspectos relativos a toxicidad y seguridad al igual que el caso del biodiesel[5]. Asimismo, en el mencionado estudio del IICA se infiere que no se prevén problemas en América Latina originados en una elevada proporción de monocultivos intensivos en relación a la tierra cultivada.

En definitiva, el balance ambiental de la introducción de biocombustibles es positivo en el ciclo de vida de los mismos, es decir considerando toda la cadena de producción, industrialización, transporte y consumo.

2.3.2 EFECTOS POSITIVOS POR EL LADO DE LA DEMANDA

Por el lado de la demanda, en un escenario de mayor crecimiento económico con sustitución y eficiencia (S&E) se produce un abatimiento significativo de las emisiones de GEI en todos los sectores más importantes consumidores de energía.

Particularmente en el caso del sector transporte, los biocombustible no tendrían por sí solos un impacto cuantitativamente tan importante y se considera que no es conveniente desarrollar estas fuentes de energía como una única estrategia para introducir cambios estructurales en la demanda energética del transporte. Por el contrario, la penetración de los biocombustibles en mezclas con gasolinas y diesel derivados del petróleo deben considerarse dentro de un escenario global de cambio en el que se desarrollen un conjunto de acciones para mejorar la eficiencia del sector transporte y cambiar sus estructuras de consumo:

- **Incorporación de Tecnología**: implica la penetración gradual de vehículos híbridos en el parque de autos y jeeps hasta un 16% en el año 2030 y de vehículos eléctricos abastecidos por la red hasta un 13% en autos y 1.5% en el parque de buses (trolebuses y trenes urbanos) en corredores identificados con vías exclusivas.

- **Sustitución de gasolinas por diesel oil**: Al ser los motores de ciclo Otto de menor rendimiento que los motores Diesel, fomentar la sustitución gradual de los motores de automóviles, buses y camiones por motores Diesel para el 2030.

- **Sustitución de GLP por GNC**: En la medida que se descubra gas natural en el Golfo o eventualmente mediante la importación de gas natural licuado (GNL), sustituir los consumos de GLP en taxis por gas natural comprimido (GNC) en

[5] Decio Luiz Gazzoni, Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), Op. Cit.

términos similares a lo que ocurre en Argentina y Brasil, principales consumidores mundiales de esa fuente en vehículos.

- **Aumento de eficiencia**: lograr una reducción del 10% promedio en los consumos específicos del transporte particular, de carga y público de pasajeros, mediante revisiones vehiculares verificadas al menos anualmente y aplicación de normas para la importación de vehículos eficientes.

- **Penetración de biocombustibles**: Implica penetración hasta con el 5% de etanol y el 10% de biodiesel, en mezclas crecientes E(x%) y B(x%) con los respectivos derivados del petróleo (gasolinas y diesel oil), hasta el 10% y 20% respectivamente.

- **Uso racional de energía**: fomentando el transporte público mediante reemplazo de las unidades existentes por buses que ofrezcan mayor confort a los usuarios, control de la seguridad de los pasajeros durante el recorrido, fijación de tiempos razonables a cumplir en cada circuito y formando a los choferes y público en el cumplimiento de las normas de paradas.

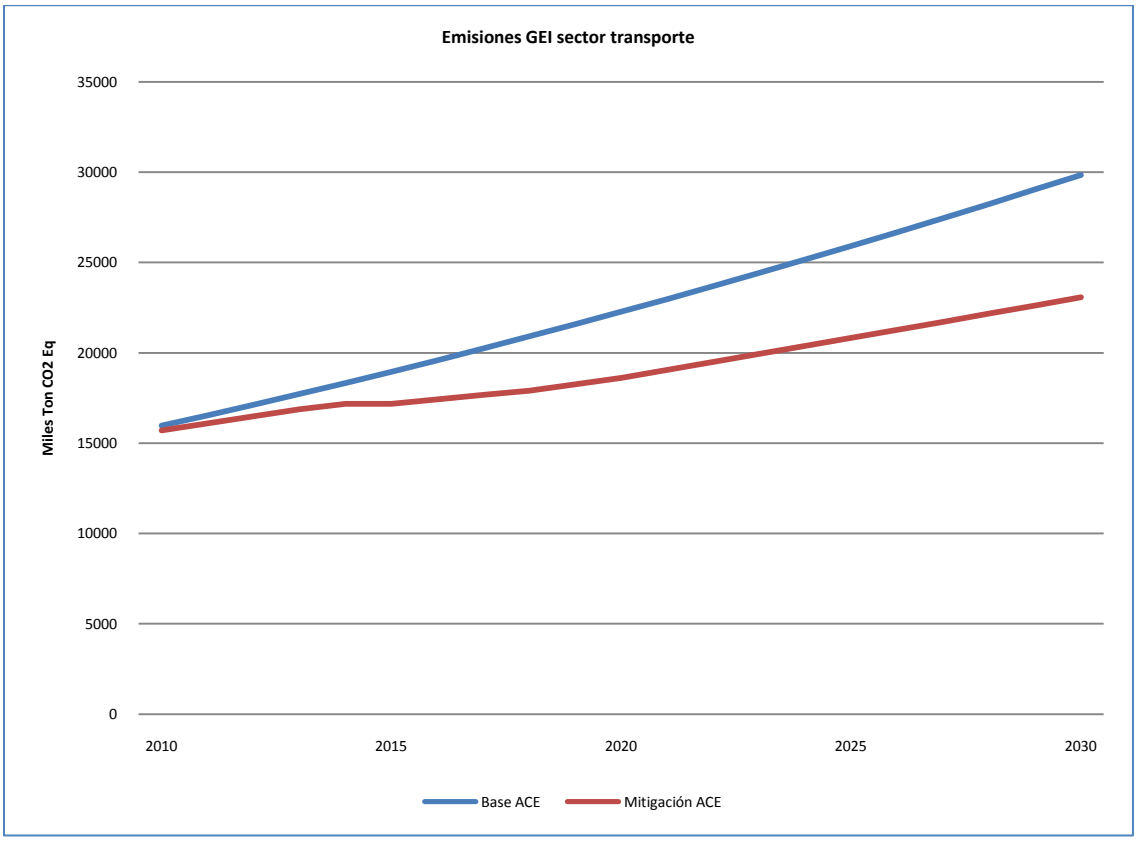
- **Ordenamiento del tráfico vehicular urbano**: Mediante una planificación de la circulación de vehículos de carga, buses y de particulares con adecuada señalización vertical y horizontal que además facilite el movimiento de peatones y bicicletas.

- **Infraestructura vial**: Mejora en el estado de las vías urbanas e interurbanas con programas de obras coordinados con el apartado anterior.

- **Regulación de la calidad de los combustibles:** En la medida que se establezcan objetivos de mediano y largo plazo se podría hacer penetrar gasolina y diesel oil que estén dentro de los parámetros de los países que más han avanzado en el tema.

- **Regulación de las emisiones de los vehículos:** La implementación de medidas de inspección y mantenimiento de los vehículos (I/M) y de homologación permitirán ir mejorando la calidad del parque de vehículos por mayor rendimiento y menor impacto ambiental.

Con este conjunto de acciones, incluida la penetración de los biocombustibles en niveles moderados en los escenarios analizados, se logran en conjunto efectos muy importantes en la reducción de emisiones de GEI en el transporte. Considerando un escenario de alto crecimiento (ACE) con sustitución y eficiencia (escenario de mitigación) a largo plazo se obtendría una reducción de emisiones del 23% con respecto al mismo escenario sin cambios (escenario base) como consecuencia del conjunto de estrategias para el sector transporte, incluidos los biocombustibles.



El efecto es muy importante no solo globalmente sino también en cada uno de los tipos de vehículos mayores consumidores de energía y mayores emisores de GEI.

2.3.3 EFECTOS A NIVEL DE OFERTA: EL USO DEL SUELO

Por el lado de la oferta de biocombustibles, si bien por USCUSS puede afectar el medio ambiente y generarse un aumento de la emisión de GEI, esto no ocurriría en un plan específico de plantaciones energéticas dentro de límites que no produzcan deforestación. En tal sentido, los escenarios analizados, recalcando que son solamente eso, escenarios, muestran un abanico dentro de niveles razonables de uso de la tierra para combustibles en función de las limitaciones de la conservación de los bosques y la seguridad alimentaria.

Como ya se ha señalado en el análisis de escenarios del mercado, no se visualizan en principio en el caso del etanol conflictos potenciales significativos desde el punto de vista de seguridad alimentaria ni de efectos ambientales originados en cambios en el uso del suelo (deforestación).

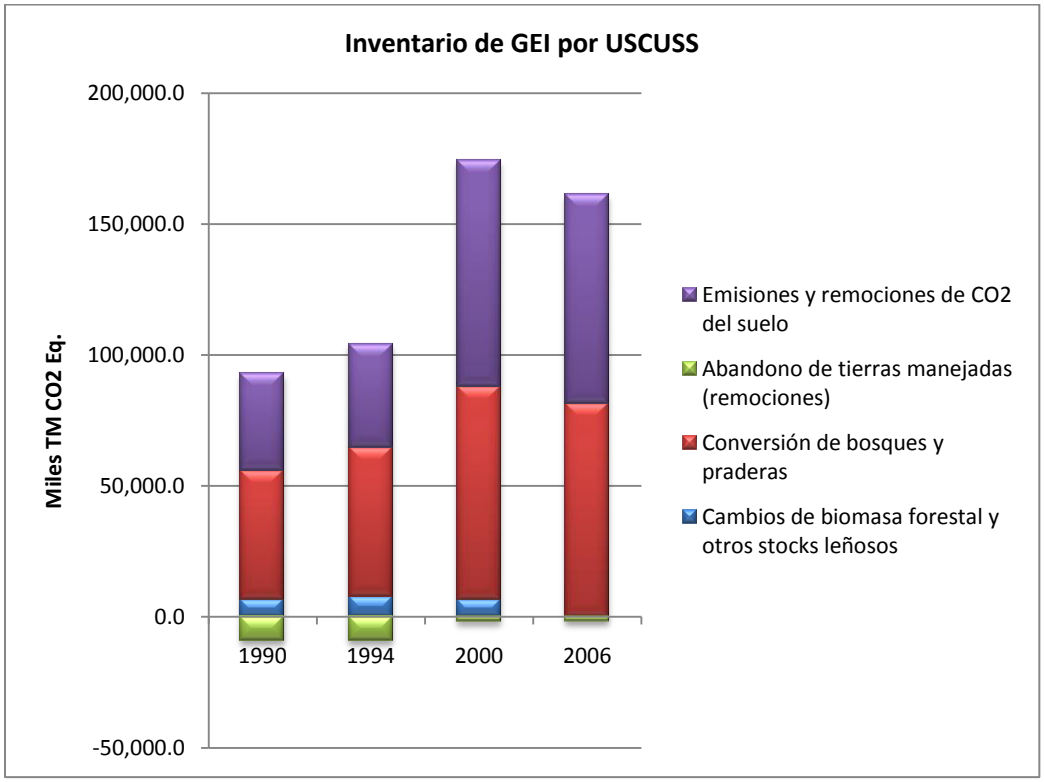
Por otro lado, según el Atlas del biodiesel del IICA[6], “la producción de biodiesel tiene potencial de convertirse en una fuente generadora de empleo agrario/rural ya que existen aproximadamente 1.500.000 Ha cultivables. Hay evidencia de pequeños y medianos productores en la cadena del aceite de palma; estimaciones de futuras

[6] Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura. Op. Cit.

inversiones afirman que podrían generar 43,500 nuevos empleos y 24,200 indirectos". Sobre los aspectos ambientales, el citado estudio señala que "en la actividad palmícola se evidencia presión sobre los bosques nativos en algunas zonas del país; esto ha generado críticas de los sectores ambientalistas. El Ecuador ocupa el noveno lugar de los países deforestadores, siendo la actividad maderera la principal causa".

Cabe señalar que no es posible realizar un análisis más profundo de los efectos de los distintos tipos de cultivos, específicamente plantaciones energéticas, sobre la expansión de la frontera agrícola y las emisiones de GEI por USCUSS en un escenario futuro, debido al déficit de información detallada y actualizada sobre uso del suelo en el país.

Como marco general, puede decirse que cerca del 99% de las emisiones de GEI por USCUSS corresponden a CO_2, y que las emisiones de CO_2 se distribuyen casi por partes iguales entre conversión de bosques y praderas[7] y emisiones y remociones de CO_2 del suelo y muestran cifras declinantes en la década del 2000, luego de incrementarse en los años 90, según cifras preliminares del Inventario Nacional de Gases del Efecto Invernadero en Ecuador 1990, 1994, 2000 y 2006 (Abril 2010). Esto estaría mostrando una tendencia a atenuar el crecimiento de las emisiones por USCUSS que debería sostenerse en el largo plazo.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Inventario preliminar de GEI, Abril 2010

[7] Según estimaciones del Ministerio del Ambiente, la cobertura forestal es de 10,000,000 de Ha

2.3.4 RIESGOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE CULTIVOS ENERGÉTICOS Y PROCESAMIENTO DE BIOCOMBUSTIBLES

El presente estudio se focaliza en el análisis de los aspectos relacionados con la formulación e implementación de políticas, que permitan la producción y uso de biocombustibles, como alternativas energéticas para la reducción de la utilización de combustibles líquidos tradicionales: gasolina y diesel y como alternativas económicas para los sectores productivos. Como se ha descrito anteriormente, la introducción de los biocombustibles presenta un balance ambiental claramente positivo en su ciclo de vida frente a los combustibles derivados de petróleo con respecto a las emisiones de GEI y a otros efectos ambientales tales como efluentes líquidos. Sin embargo, aunque el alcance del trabajo y la disponibilidad de información no permitieron una evaluación en detalle de las consideraciones ambientales relativas a las ampliaciones de los requerimientos de materia prima vegetal para el consumo de biocombustibles en el sector transporte del país, es importante efectuar varias reflexiones sobre los principales riesgos que se deberán tomar en cuenta cuando el Estado formule y desarrolle el Plan Nacional de Biocombustibles.

Una iniciativa de esta naturaleza podría generar importantes impactos sobre el medio ambiente local si no se toman las previsiones y medidas concretas requeridas para alcanzar un marco de sostenibilidad ambiental y económica, en todas las fases de producción agrícola, transformación industrial y uso como combustible.

Es importante destacar que los potenciales riesgos ambientales en los cultivos energéticos son los mismos que hoy se tienen en la producción de las mismas materias primas para fines alimentarios o industriales, ya sea la caña para azúcar o la palma africana para producción de aceite para consumo interno y exportación, Igualmente sucede en la fase industrial, producir alcohol anhidro para uso como combustible genera los mismos riesgos ambientales que producir alcohol potable para fabricar bebidas alcohólicas o alcoholes para cosmética y otros usos industriales. En consecuencia, todos los cultivos para cualquier uso generan riesgos similares y deben estar sujetos al cumplimiento de los mismos requisitos ambientales, controles y medidas de mitigación. Es la adición de áreas de cultivos para producción de biocombustibles en cantidades más allá de ciertos límites aconsejables la que podría aumentar en términos cuantitativos los riesgos potenciales, aunque si se aplican los necesarios controles y acciones de mitigación como para cualquier cultivo y la penetración de los biocombustibles en el transporte se mantiene dentro de márgenes moderados o bajos como los propuestos, los riesgos pueden ser controlados.

2.3.4.1 AMPLIACIÓN DE LA FRONTERA AGRÍCOLA

La necesidad de disponer de mayor cantidad de materia prima para la obtención de etanol y biodiesel podría eventualmente presionar a la utilización de tierras que actualmente sean de vocación forestal, si el plan de desarrollo de biocombustibles fuera tan agresivo como para salirse del marco de los escenarios analizados en el presente estudio, contribuyendo en ese caso a la tala indiscriminada de bosques y a la pérdida de cobertura forestal (deforestación), con directa repercusión en la absorción de CO_2, posible pérdida de biodiversidad y afectación de ciclos hídricos. Además Si la deforestación se realiza a través de quemas, se contribuirá a la generación de gases de efecto invernadero.

Es recomendable que en la necesaria evaluación de impacto ambiental de cada proyecto específico se considere que no deben aprobarse proyectos que produzcan efectos de deforestación.

2.3.4.2 CAMBIO EN EL USO DEL SUELO

Los requerimientos de aumento del número de hectáreas cultivadas tanto de caña de azúcar como de palma africana u otros cultivos podrían eventualmente involucrar a suelos dedicados a otros usos como ganadería o producción de alimentos, causando serios inconvenientes en la producción alimentaria, por la posible utilización de tierras con vocación agropecuaria y generando emisiones de GEI[8] por cambio en el uso del suelo. Sin embargo, esta situación no se produciría, así como los efectos de deforestación indicados anteriormente en a), si las tierras para producción de materias primas para biocombustibles son áreas recuperadas o un cambio de destino de la producción de cultivos existentes.

2.3.4.3 MONOCULTIVOS PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

El posible incremento en el área cultivada tanto de caña de azúcar como de palma aceitera podría tener consecuencias para los nutrientes del suelo, dada su naturaleza de monocultivos, que en períodos largos de producción empobrecen los suelos de sus componentes naturales. Tanto en Argentina como en Brasil, en áreas con monocultivo de soja, se han reportado pérdida de materia orgánica, pérdida neta de nutrientes y, por tanto, una disminución de la fertilidad[9]. Sin embargo, por ejemplo en Brasil, el país con un mayor desarrollo de los biocombustibles en América Latina y uno de los líderes en el mercado mundial de etanol, no se aprecian efectos significativos que indiquen que el porcentaje del área total dedicado a monocultivos pueda alcanzar umbrales peligrosos[10].

2.3.4.4 INCREMENTO DEL USO FERTILIZANTES Y PESTICIDAS

El incremento en el rendimiento de la superficie cultivada tanto de cantidad de caña, como de palma dependerá cada vez más del uso más intenso de fertilizantes. Un aumento considerable en la cantidad de químicos (fertilizantes y pesticidas) que se adiciona al suelo a la larga repercute sobre su calidad y contribuirá a la erosión de los mismos. Los impactos ambientales por el uso de fertilizantes son de tres tipos: a) arrastre del nitrógeno y del fósforo hacia cuerpos de agua provocando la proliferación de algas y la disminución del oxigeno disponible (eutrofización); b) problemas graves a la salud si la lixiviación de nitratos y fosfatos llega a acuíferos usados para abastecimiento de poblaciones; c) incremento de las emisiones de GEI. También el uso de pesticidas en concentraciones altas puede provocar daños a la salud por contaminación de suelo y agua.

---

[8] Biofuels for Transport - *An International Perspective,* International Energy Agency, *2004*

[9] Consideraciones Ambientales en torno a los Biocombustibles Líquidos, CEPAL-GTZ, 2008.

[10] Decio Luiz Gazzoni, Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), Op. Cit.

2.3.4.5 CANTIDAD DE AGUA REQUERIDA PARA LOS PROCESOS

En general la mayoría de los procesos de obtención de etanol y biodiesel son intensivos en el uso de agua por lo que el incremento de su producción conllevaría a un mayor requerimiento de este elemento, a pesar que en la fase agrícola tanto la caña de azúcar y la palma son cultivos eficientes en el uso de agua y en la destilación de alcohol el tratamiento y uso de agua es en circuito cerrado.

2.3.4.6 RESIDUOS LÍQUIDOS Y SÓLIDOS DEL PROCESO INDUSTRIAL

En el caso de la producción etanol a partir de caña de azúcar, se genera un residuo muy importante: las vinazas (un efluente industrial rico en materia orgánica y potasio), cuya cantidad depende de la tecnología utilizada en el proceso de fermentación y destilación del etanol. Si las vinazas no son adecuadamente tratadas y utilizadas, pueden causar problemas de contaminación a los acuíferos y a los cultivos que vayan a estar en contacto con éste material, que en el caso de un Programa Nacional de Biocombustibles, será producido en cantidades más elevadas. Cabe señalar que este problema de las vinazas, como es natural no está ligado únicamente a la producción de etanol con fines carburantes, sino que se presenta en la actual producción de alcoholes para uso potable, cosmético, farmacéutico e industrial, existiendo el ejemplo de una destilería existente (CODANA) que hace un tratamiento de las vinazas obteniendo metano, mediante un biodigestor, para uso energético en la destilería, con lo cual se minimiza o elimina este contaminante, demostrando la posibilidad de una producción limpia.

De igual forma, en el caso de la producción de biodiesel con palma se genera un subproducto importante como las tortas residuales y las aguas de lavado del proceso, que llevan compuestos químicos y alcohol, que deben ser recuperados.

2.3.4.7 POSIBLE CONFLICTO CON LA PRODUCCIÓN DE ALIMENTOS

La producción de grandes cantidades de caña de azúcar y de palma africana podría eventualmente originar problemas con la producción de azúcar o de aceite vegetal necesarios para el consumo nacional, considerando que no hay actualmente materias primas agrícolas alternativas para la producción de estos dos productos importantes para la población ecuatoriana. Sin embargo, el mercado del azúcar está en una situación relativamente balanceada y estable y la producción de alcohol carburante se basaría en cultivos adicionales, así como en el caso de la palma africana existen los excedentes exportables ya señalados que estarían disponibles en ciertas condiciones económicas para abastecer el mercado interno de biodiesel, con lo cual se evitaría afectar la producción de alimentos. Además es de destacar que los eventuales efectos sobre la producción y el precio de los alimentos tendrían más impacto en producciones a partir de otras materias vegetales como el maíz, por ejemplo.

2.3.5 POSIBLES MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Con el propósito de evitar el impacto ambiental que podrían causar los aspectos considerados como riesgos de una iniciativa de alcance nacional de uso de los biocombustibles, se puede recurrir a una serie de medidas de mitigación, como se pueden ver en la tabla que se presenta a continuación:

Riesgo	Medida de Mitigación
Ampliación de la frontera agrícola	- Elaboración de mapas de aptitud del suelo y de zonificación de cultivos - Regulación agrícola - Estudios de impacto ambiental previo a la autorización de la ampliación de las zonas de cultivo
Cambio en el uso del suelo	- Estudio de zonificación de cultivos - Regulación agrícola - Estudios de impacto ambiental de proyectos específicos
Monocultivos para producción de energía	- Prácticas de rotación de cultivos - Cultivos combinados con leguminosas
Incremento de fertilizantes y pesticidas	- Estudiar la capacidad de asimilación del suelo - Aplicar dosis apropiadas de acuerdo con mejores prácticas existentes - Establecer/aplicar normativa sobre uso de agroquímicos.
Cantidad de agua requerida para los procesos	- Reutilización de aguas de proceso - Utilización de procesos/tecnologías que requieran menor cantidad de agua
Residuos líquidos y sólidos del proceso industrial	- Utilización de los residuos dentro de la unidad productiva (ferti–irrigación) - Uso de tecnologías que minimizan los residuos
Posible conflicto con la producción de alimentos	- Balance adecuado en la producción de alimentos y energía - Unidades de negocio complementarias al interior de cada empresa - Cumplimiento de Políticas de seguridad alimentaria

Finalmente, conviene señalar que la producción de biocombustibles de segunda generación a partir de biomasa contribuirá significativamente a disminuir o eliminar los riesgos ambientales[11].

2.4 EL MARCO REGULATORIO

Como referencia primaria para sustentar la propuesta de regulación del mercado de los biocombustibles, cabe señalar que la Constitución de la República del Ecuador establece que la energía en todas sus formas es un sector estratégico. Para los sectores estratégicos el Estado se reserva el derecho de administrar, regular y controlar su gestión, siguiendo principios de sostenibilidad ambiental y eficiencia. Asimismo, el Estado constituirá empresas públicas o mixtas para el manejo de sectores estratégicos y también puede delegar por excepción la participación en empresas privadas.

Desde el punto de vista regulatorio, dos de los elementos centrales que se requiere definir para establecer las reglas de funcionamiento del mercado son:

1. El tipo de acceso al mercado, es decir si es de acceso abierto, en el cual pueden entrar libremente al mercado nuevos actores bajo su propio riesgo, cumpliendo

[11] Biocombustibles de 2da generación (o biocombustibles celulósicos) son aquellos derivados del aprovechamiento de biomasa no alimentaria (residuos, pastos), producidos a través de procesos de conversión de la biomasa: a) bioquímicos (hidrólisis enzimática y fermentación) y termoquímicos (pirolisis, gasificación y síntesis de Fischer-Tropsch)

requisitos de capacidad técnica y financiera y de cumplimiento de normas ambientales o es de acceso restringido; y,

2. El manejo de los precios a lo largo de la cadena de producción, distribución y comercialización, es decir si los precios se establecen libremente por la interacción entre los agentes económicos del mercado, si se establecen precios referenciales o si se realiza una fijación de precios por el Estado (regulación de precios).

La propuesta para estos dos puntos fundamentales es:

1. Mercado abierto en la fase agrícola (producción de caña, palma africana y otros) y en la fase industrial (destilerías, plantas de biodiesel), acceso restringido en la fase de comercialización mayorista.
2. Regulación de precios en la cadena productiva

El acceso abierto significa que cualquier nuevo productor interesado en ingresar al mercado en cualquier etapa de la cadena productiva, ya sea producción de materias primas, industrialización (producción de biocombustibles) o ambas de manera verticalmente integrada, puede hacerlo y realizar las inversiones necesarias por su cuenta y riesgo, cumpliendo requisitos técnicos, evaluación de impacto ambiental y requisitos mínimos sobre la estructuración financiera del proyecto. De esta manera, se mantiene abierto el ingreso de nuevos competidores y se posibilita una desconcentración de la propiedad, evitando el poder dominante de actividades monopólicas o cuasi-monopólicas, que restrinjan la participación de pequeños productores con el consiguiente efecto sobre la inclusión social.

En cuanto a los precios, dadas ciertas condiciones de contorno, tales como la volatilidad de los precios de los biocombustibles y de los combustibles derivados del petróleo en el mercado internacional y la presencia de fuertes subsidios del Estado a las gasolinas y el diesel en el mercado interno, dejar libre el sistema de precios puede implicar un freno total al desarrollo de los biocombustibles, a menos que los subsidios se eliminen totalmente, lo que puede tener dificultades importantes sobre todo en el caso del diesel por su uso en transporte público.

Se propone, como referencia para la conformación de los precios, una cadena en la que se considere separadamente la fase agrícola y la fase de industrialización, para viabilizar económicamente la producción agrícola dedicada a la producción de biocombustibles (plantaciones energéticas) y viabilizar también la fase industrial (destilerías de alcohol, plantas aceiteras).

Los precios en la cadena de los biocombustibles que serían regulados por el Estado son dos:

- El precio de la materia prima (caña o jugo, dependiendo si la molienda se hace en la plantación o en la destilería, fruta de palma o aceite en el caso del biodiesel)
- El precio mayorista de los biocombustibles

El precio de la materia prima debe permitir que los productores agrícolas, sobre todo los pequeños, tengan un margen (diferencia entre el precio de venta y el costo de producción) que resulta en una rentabilidad atractiva (ROI), asegurando también un piso

de rentabilidad a lo largo del tiempo, que les permita producir de manera exclusiva la materia prima para la producción de biocombustibles.

Para el precio de los biocombustibles se propone formularlo con base en referencias del mercado internacional, utilizando fórmulas de atenuación de volatilidad. También en este caso deberán establecerse límites inferior y superior, para asegurar a las destilerías y aceiteras independientes un piso de rentabilidad y a su vez un límite superior de rentabilidad, para evitar el traslado de eventuales sobrecostos al consumidor final.

Este esquema es una propuesta original específica para el caso del Ecuador. Los mercados internacionales de biocombustibles, que ya existen de manera operativa y brindan referencias de precios actualizados, permiten considerar el costo de oportunidad de la exportación de los productos, brindando a los productores locales precios en el mercado interno que les permiten abastecer dicho mercado interno en condiciones de precios similares al mercado externo. No se considera conveniente utilizar otras referencias como costos de oportunidad de otras producciones o destinos alternativos, como se hace por ejemplo en el caso colombiano, ya que esto puede conducir a sobrecostos trasladados al consumidor o al Estado, vía incremento de subsidios. Un ejemplo es la utilización, como referencia, de los precios del alcohol para consumo humano (fabricación de licores), que se está exportando a casi 1 dólar por litro, lo que es mucho más alto que el precio del internacional del etanol para uso energético e incluso más alto que el precio que se paga hoy por el etanol para el Plan Piloto, que ya está por encima de la referencia internacional.

2.5 LA ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL

Considerando la estructura actual del sector de la energía y las necesidades específicas que requiere el impulso al desarrollo de fuentes renovables alternativas de energía, como es el caso de los biocombustibles, se necesita del diseño de una solución institucional ad-hoc que permita zanjar vacíos institucionales existentes y dar operatividad al proceso de establecer nuevas industrias y mercados. En todo caso, se requiere contar con una entidad que tenga las facultades, competencias y capacidad técnica y administrativa necesarias para conducir el proceso de desarrollo estratégico sectorial, caso contrario pueden producirse duplicaciones y diluciones de esfuerzos y eventual falta de capacidad de administración y ejecución.

Este diseño institucional deberá ser, a la vez que pragmático y realista, flexible para poder adaptarse a nuevas situaciones que puedan surgir eventualmente de un cambio del ordenamiento institucional integrado del sector de la energía.

Cabe señalar que las soluciones institucionales ad-hoc para impulsar el desarrollo de los biocombustibles, han sido la vía que se ha seguido en todos los casos en los países de América Latina, en los que ya existe actualmente un mercado para los biocombustible: Brasil, Colombia, Paraguay y Costa Rica.

Actualmente la organización del sector de los biocombustibles se basa en las directivas del Consejo Nacional de Biocombustibles, no hay una instancia regulatoria organizada y operativa de manera permanente y a nivel de ejecución está Petroecuador, encargada del Plan Piloto de etanol en Guayaquil, con la participación de la compañía Producargo S.A. como único proveedor de alcohol por el momento.

La propuesta institucional parte de tres niveles: coordinación y establecimiento de políticas, regulación y ejecución.

Al nivel de establecimiento de políticas y coordinación del sector, está el Consejo Nacional de Biocombustibles (CNB), que está ya constituido[12] y presidido por el MCPEC, quien lidera actualmente el área de biocombustibles. Adicionalmente, se propone un Consejo Consultivo, integrado principalmente por representantes de los actores del mercado de etanol y biodiesel a nivel de producción agrícola, industrialización y comercialización, así como otras entidades del Estado.

Las políticas establecidas al nivel del CNB difícilmente se podrán materializar en un funcionamiento estable del mercado de los biocombustibles, de no contarse con capacidad regulatoria para desarrollar, regular y monitorear el mercado, requiriéndose una entidad que realice estas actividades de manera permanente.

A nivel operativo, la ejecución de las actividades de inversión y operación estará a cargo de empresas estatales y privadas a lo largo de la cadena productiva del sector.

La unidad regulatoria es una pieza esencial del esquema institucional, para aplicar de manera eficiente el marco regulatorio para los biocombustibles. El nuevo mercado de los biocombustibles no podrá desarrollarse por sí mismo, requiere de supervisión y necesita regulación de precios. La actividad regulatoria es permanente y continua y debe ser desarrollada por un equipo de trabajo permanente dentro de una Unidad de Regulación y Supervisión del Mercado de Biocombustibles, que hoy no existe y se propone crearla.

Para la aplicación del marco regulatorio, la Unidad de Regulación y Supervisión de Biocombustibles.deberá contar con tres elementos fundamentales:

1. Una organización adecuada
2. Un equipo de trabajo que aunque reducido, tenga la capacidad técnica y el respaldo legal para llevar a cabo sus funciones.
3. Un sistema de información de tecnología avanzada, alimentado por un sistema de captura de datos de los agentes económicos del mercado.

Al menos en las etapas iniciales, no parece adecuada la creación de una institución independiente. De esta manera, se propone la opción de constituir esta unidad dentro del MCPEC, sobre la base del pequeño núcleo de trabajo existente actualmente, con base en el rol de dicho Ministerio como entidad rectora del sector de los biocombustibles. Posteriormente, dependiendo de la evolución del mercado y de cambios en el ordenamiento institucional, esta Unidad podría eventualmente trasladarse a otra entidad.

A nivel de la comercialización mayorista, que implica la compra de los biocombustibles, su almacenamiento, mezcla y despacho y la comercialización a distribuidores minoristas, la misma estará a cargo de empresa pública Petroecuador. En la medida que el mercado de los biocombustibles crezca llegando a volúmenes mayores, podría

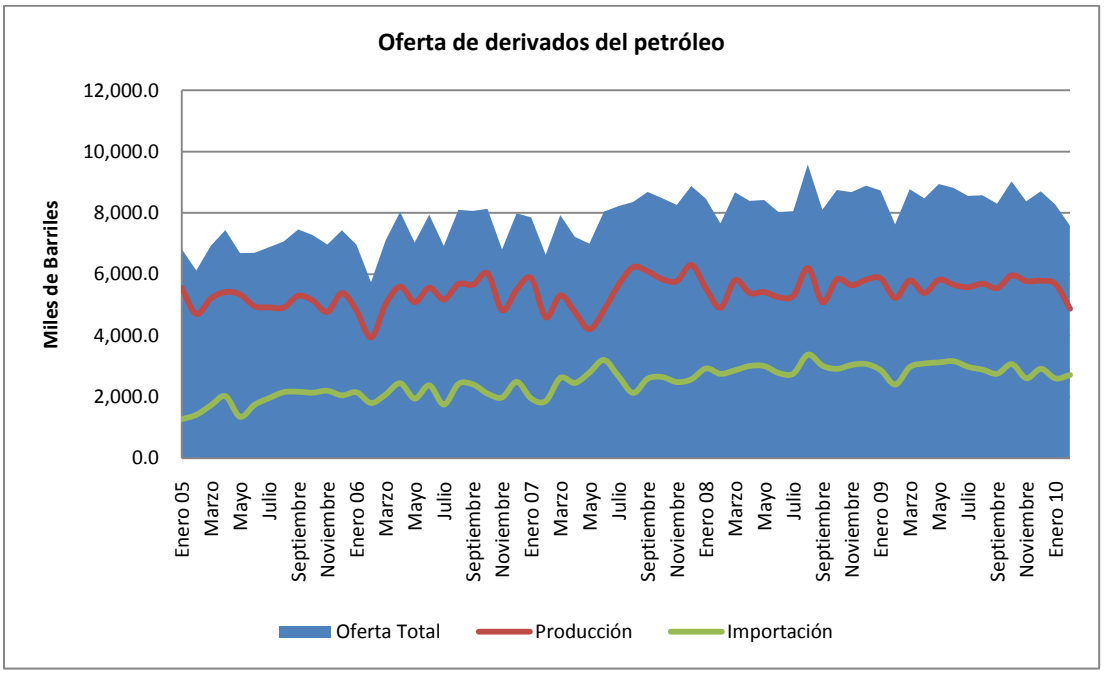
[12] Se creó el 30 de noviembre de 2004 por Decreto Ejecutivo N° 2332, publicado en el Registro Oficial N° 482 el 15 de diciembre de 2004. El Decreto Ejecutivo N° 2332 fue reformado por el Decreto Ejecutivo N° 146 del 27 de febrero de 2007 y publicado en el Registro Oficial N° 39 el 12 de marzo de 2007.

ser conveniente la creación a una unidad separada dentro de la estructura de Petroecuador, que se dedique exclusivamente a los biocombustibles como actividad económica, bajo los mismos principios de sostenibilidad ambiental y eficiencia establecidos para otras actividades de la empresa, midiendo su desempeño en base a los resultados de la adquisición y comercialización de biocombustibles.

2.6 IMPORTACIONES DE COMBUSTIBLES, EROSIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS Y ALTOS COSTOS POR SUBSIDIOS

La oferta interna no cubre el mercado interno, por lo que es necesario importar derivados del mercado externo a precios internacionales. Debido al desajuste entre la estructura de refinación y la estructura de la demanda interna, en el 2009 el país tuvo que importar 32.2 millones de barriles de derivados. Esas importaciones son crecientes en vista de que la capacidad de refinación se ha mantenido constante y a que el consumo de derivados en el mercado interno es creciente, principalmente por la expansión del consumo en el transporte.

Las principales importaciones de derivados son de nafta de alto octano, diesel oil y de GLP para cubrir el déficit en el mercado. Los precios de esos derivados son en general más elevados que los del petróleo exportado por ser productos con mayor valor agregado, que se encuentran en el tope de los procesos de refinación, mientras que las exportaciones actuales 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, en las cuales se han diferido inversiones en la potenciación de su capacidad.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Central del Ecuador

Simultáneamente, los precios de venta en el mercado nacional han mantenido una trayectoria prácticamente constante en los últimos años. 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 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.

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. 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 prácticamente constantes.

El efecto acumulado de las importaciones de derivados, entre enero del 2005 y diciembre de 2009, fue de 137.5 millones de barriles que costaron US$11,060 millones y se vendieron al mercado interno por US$4,768.9 millones, resultando pérdidas cuyo valor alcanzó a los US$6,291.2 millones, arrojando un promedio anual de US$1,258 millones.

Los subsidios se aplican en forma no focalizada a todos los combustibles y por lo tanto no siguen 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. Entre enero del 2005 y diciembre de 2009 el diesel ha contribuido a los subsidios con 46.8%, el gas licuado de petróleo (GLP) le sigue en importancia y contribuye con el 33.6%. Le siguen las gasolinas con una contribución de 19.7% y que se concentran en el sector transporte, particularmente de automóviles y camionetas.

Las pérdidas monetarias derivadas de la diferencia de ingresos por el crudo exportado y el costo de los derivados importados más los subsidios al GLP, gasolinas y diesel oil han erosionado significativamente las ganancias por las exportaciones de petróleo. En el año 2005 esa suma representaba 41% de los ingresos por exportación de petróleo mientras que en 2009 representaba 51%.

Ante esta situación existe la determinación a nivel del Gobierno Nacional para eliminar y/o focalizar debidamente los subsidios a los combustibles. Por otro lado, el desarrollo de los 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 la expansión de la frontera agrícola.

Dentro de este contexto, la política y la nueva metodología de precios propuesta para los biocombustibles debe enmarcarse dentro del concepto general de reflejar costos reales, evitando incrementar los costos del Estado por subsidios mientras estos se levantan gradualmente, ni trasladar esos sobrecostos a los consumidores, una vez que los subsidios hayan sido eliminados.

2.7 LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA FIJACIÓN DE LOS PRECIOS DE LAS MEZCLAS DE BIOCOMBUSTIBLES

La propuesta de la metodología de precios responde a ciertos principios básicos fundamentales que se refieren a:

- Mercado abierto: permitir el acceso a nuevos productores tanto en la etapa agrícola como en la industrial
- Atenuación de volatilidad: las fórmulas para el establecimiento de los precios de las mezclas de biocombustibles con derivados del petróleo deben permitir atenuar la natural volatilidad que presentan estos mercados, a fin se suavizar su traslado al consumidor
- Piso de rentabilidad: los precios en las diferentes etapas de la cadena productiva deben permitir una rentabilidad mínima adecuada, que incentive la inversión para plantaciones y unidades industriales dedicadas exclusivamente a la producción de materias primas y su industrialización para producir biocombustibles, cuidando también que dicha rentabilidad no alcance niveles excesivos
- Eficiencia y sostenibilidad financiera: siguiendo los principios anteriores, los precios responderán a criterios de eficiencia económica en los distintos segmentos del mercado, buscando un mercado auto-sustentado libre de subsidios.

2.7.1 ETANOL

En un período de transición que debería ser lo más corto posible y no ir más allá de la duración de los contratos para el Plan Piloto y/o el proceso de eliminación del subsidio a las gasolinas, se mantendría el sistema actual de establecimiento de los precios en base a valores fijos, para luego pasar a una metodología dinámica con precios variables en el tiempo establecidos en base a referencias internacionales. Durante ese período de transición podría mantenerse el precio del etanol establecido para el Plan Piloto.

Deberá desarrollarse un mercado para la producción de materias primas (caña de azúcar y otras más adelante) y su industrialización exclusivamente para fines energéticos, basada en plantaciones energéticas y nuevas destilerías independientes y también nuevas destilerías de las industrias azucareras, pero dedicadas exclusivamente a producir alcohol para uso energético. Es importante cortar cualquier dependencia de otras alternativas de producción de productos basados en las mismas materias primas que pudieran poner en riesgo el abastecimiento de los biocombustibles.

Los objetivos básicos de desarrollar un mercado con estas características son:

- Asegurar la producción de alcohol con fines energéticos, a ser vendida por contrato con obligación de venta y compra a Petroecuador, como distribuidor mayorista.

- Evitar las referencias de precios a otros mercados de productos alternativos que pueden producirse con la misma materia prima, que podrían generar eventuales desabastecimientos o sobrecostos al tener que pagar esos costos de oportunidad para asegurar el suministro

Los precios de la materia prima para la destilación (caña o jugos y melazas, dependiendo si la molienda se hace en la destilería o la plantación) deben permitir generar un margen que resulte en una rentabilidad apropiada para el productor agrícola. A su vez el precio mayorista del etanol debe producir también un margen para la destilería que resulte en una tasa de retorno sobre la inversión dentro de rangos que incentiven la inversión en nuevas destilerías. Al mismo tiempo, al final de esta cadena de costos y precios, el producto debe llegar al punto de mezcla y distribución a un precio compatible con las referencias de mercado para evitar sobrecostos al consumidor final o aumentos de los subsidios del Estado mientras estos se mantengan.

Por estas razones la nueva metodología propuesta tiene las siguientes características:

- Los precios del alcohol y los combustibles que componen la mezcla serán regulados[13]
- Se toman como referencia los precios internacionales del etanol, la nafta y las gasolinas que componen la mezcla
- Es dinámica, ajustando los precios en función de la evolución de las referencias adoptadas
- Para la materia prima no se propone una regulación específica, sino tomar los mismos precios vigentes para la caña en la industria azucarera
- Se verifica la rentabilidad en las dos etapas de la cadena, agrícola e industrial, a efectos que no baje de un mínimo que permita sostener la actividad, pero que tampoco pase de un techo aceptable para evitar el traslado de sobrecostos al consumidor.

La fórmula general para el cálculo de los precios es:

Costo E(5%)=(Precio FOB Nafta)*0.45 + (Precio FOB Gasolina 87)*0.50 + (Precio FOB Etanol)*0.05 + Flete y Seguro + Impuesto 2.5% + Costo descarga en puerto + Transporte a terminal + Margen Petroecuador + Transporte a estaciones + Margen estación

Donde:

- Los precios FOB de la Nafta y de la Nafta de Alto Octanaje (Unleaded 87) son las referencias Platt´s promedio diario de Costa del Golfo (USGC)
- El precio FOB del etanol es la referencia Platt´s FOB Houston.
- Flete y seguro pueden estimarse en base a la referencia Wordscale para un tamaño de tanquero pre-determinado en la ruta Costa del Golfo- puerto ecuatoriano, ajustada por los índices Flats publicados también en Platt´s, considerando además el tránsito por el canal de Panamá y demoras en la carga y descarga (laytime). Para efectos del ejercicio de aplicación realizado en este informe se tomaron valores estimados
- El impuesto del 2.5% se aplica sobre el valor CIF, es decir FOB más seguro y flete

[13] La experiencia latinoamericana es limitada en cuanto al desarrollo de los mercados de biocombustibles y particularmente en lo referente a la fijación de precios. Solo cuatro países de la región consumen biocombustibles en la actualidad, dos de ellos regulan sus precios (Colombia y Costa Rica), Brasil mantiene un sistema de precios libres y de Paraguay no se cuenta con información precisa al respecto, aunque presumiblemente mantiene un sistema similar a Brasil

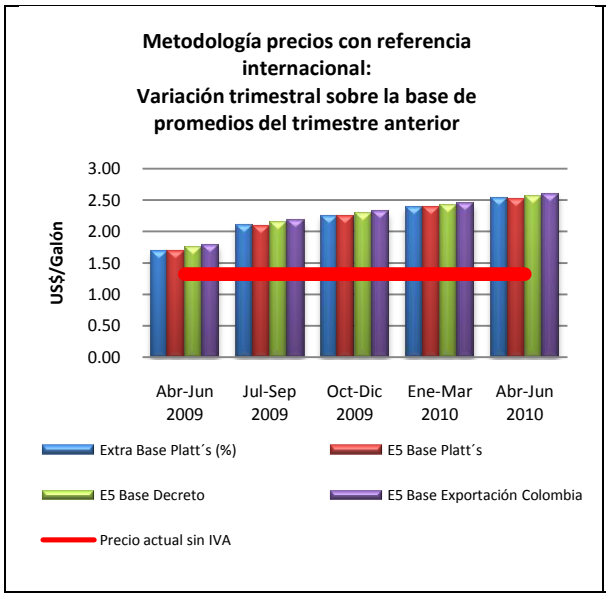
- Los costos de descarga corresponden a los originados en la descarga del buque en puerto de destino
- El transporte a la terminal de almacenamiento corresponde al costo de transporte terrestre o tubería desde el puerto hasta la terminal, por ejemplo Pascuales en el área de Guayaquil
- El margen de Petroecuador es el margen bruto (gross margin) o ingreso neto unitario, a partir del cual debe recuperar sus costos de inversión y operación para este producto y la utilidad correspondiente.
- El transporte a estaciones es el costo del flete terrestre por camión tanque para distribuir el producto a cada estación
- El margen de la estación de servicio es el margen bruto (gross margin) o ingreso neto unitario que le permite a la estación recuperar sus costos adicionales de inversión y operación para vender este producto, más la utilidad correspondiente

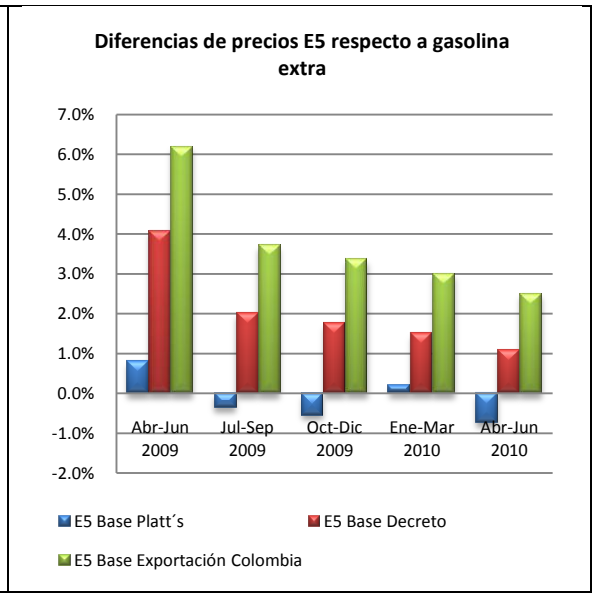
Se aplicó la nueva metodología con información correspondiente al período 2 de enero de 2009 al 4 de mayo de 2010, obteniéndose las siguientes conclusiones generales:

- Debido al comportamiento de los precios internacionales, ya que el etanol tiene una dinámica propia de mercado y no sigue totalmente las fluctuaciones de preciso de las gasolinas, la introducción de gasolina E5 no adiciona ningún costo en promedio para todo el período considerado sobre la gasolina extra, la diferencia media de precios en dicho período es nula
- A medida que los precios de la gasolina crecen, debido a la menor volatilidad del etanol este queda por debajo, en consecuencia la mezcla con etanol en esas condiciones tiende a ser más barata.
- Esto significa que, de mantenerse los subsidios, las diferencias con el precio actual, indicativas de dichos subsidios, no mostrarían en promedio un incremento significativo, sería del orden del 1%.
- El sobrecosto pagado actualmente en el Plan Piloto se diluye debido al pequeño porcentaje de mezcla, pero representa en promedio un 2.2% más en relación a la misma mezcla con el etanol a precio internacional. Pagar el costo de oportunidad del precio de exportación de alcohol potable a Colombia elevaría esa diferencia promedio para 2009-2010 a cerca de un 4%
- El precio del etanol para el Plan Piloto podría mantenerse mientras dura el Plan y los contratos respectivos y se levantan los subsidios a los combustibles, la diferencia podría ser absorbida por los aumentos de precios que podrían darse en el mercado, luego debería ajustarse a precios variables siguiendo la metodología propuesta.
- No es aconsejable ir hacia precios mayores basados en costos de oportunidad de otros productos, específicamente no deberían pagarse por el etanol precios similares a los de exportación de alcohol potable a Colombia.

A efectos de mostrar cómo sería la fijación de los precios internos, se realizó un cálculo de cambios trimestrales de precios. Se tomó como base el promedio de precios de un período similar, es decir el trimestre anterior, lo cual implica un promedio de aproximadamente 62-63 días de la referencia internacional Platt´s (hábiles) por trimestre, obteniéndose los resultados que se muestran a continuación, donde se ve el efecto de ajustarse a la referencia de precios pero sin fluctuaciones bruscas y también que en base a la referencia internacional se obtendría precios para la Ecopaís E5, con pequeñas diferencia por encima y debajo de la gasolina extra, mientras que con el

precio actual del etanol o el del alcohol exportado a Colombia se tendrían sobreprecios significativos en el mercado interno.





Fuente: Elaboración propia

2.7.2 BIODIESEL

En este caso caben consideraciones similares que para el caso del etanol, aunque no existen antecedentes de contratos firmados o un piloto, por lo cual no sería necesario un período de transición. Existe actualmente una industria aceitera que produce aceite de palma, solo una de las compañías importantes (La Fabril) produjo biodiesel para exportación, aunque en este año no está produciendo, desconociéndose hasta el momento sus planes al respecto[14].

El mercado debería desarrollarse también en este caso exclusivamente para fines energéticos, basada en plantaciones energéticas y nuevas plantas de biodiesel independientes y también nuevas plantas de las industrias existentes pero dedicadas exclusivamente a producir biodiesel para uso energético, vendido bajo contrato a Petroecuador. El concepto de las plantaciones energéticas de caña de azúcar debería aplicarse también a la palma africana con el objeto de producir biodiesel.

De esta manera se lograría:

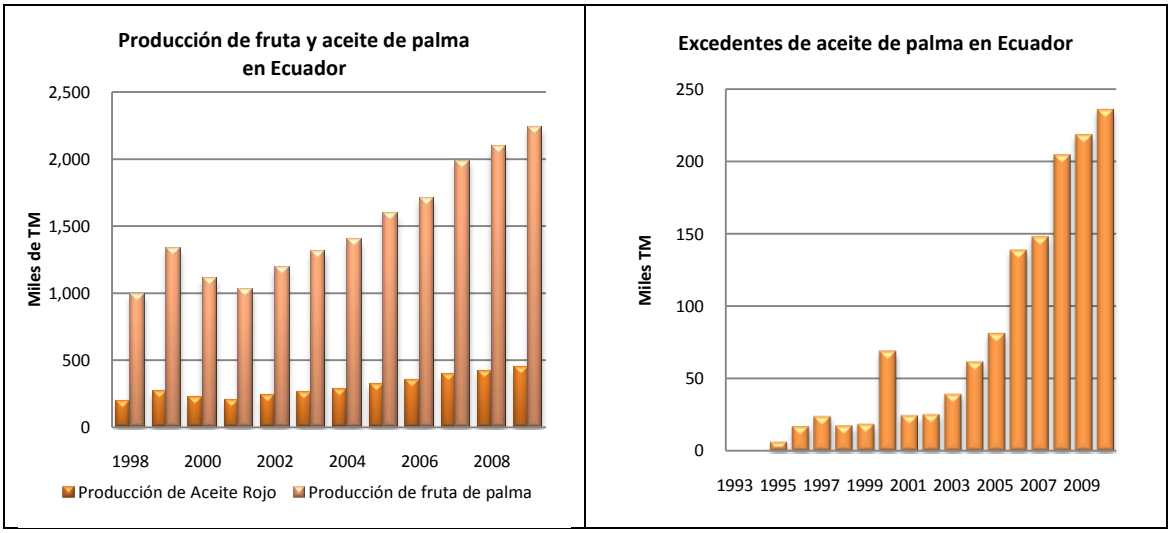
- Asegurar la producción de biodiesel, a ser vendida por contrato con obligación de venta y compra a Petroecuador, como distribuidor mayorista

- Optimizar el precio a pagar por el biodiesel, ya que este producto, si bien en el mercado internacional tiene precios siempre por encima del diesel oil derivado del petróleo, el costo de oportunidad es el del aceite de palma, superior aún al del biodiesel, puede ser evitado en función de la capacidad excedente de producción existente. Actualmente hay excedentes estimados en cerca de unas

[14] Está pendiente una visita a dicha empresa

250,000 TM de producción de aceite que pueden ser suficientes para penetrar al mercado de combustibles en mezclas iniciando con un 5% y hasta un 10% al 2015, como inicio de un programa que llegaría posteriormente a la comercialización de B20 (20% de biodiesel y 80% de diesel oil).

Cabe señalar que la producción de fruta y aceite de palma africana en el Ecuador ha crecido sostenidamente, así como los excedentes, según informaciones de ANCUPA. En el período del año 2001 al 2009 la producción de fruta y aceite de palma creció a la elevada tasa del 10.2% anual.



Fuente: ANCUPA

De manera similar al etanol, la nueva metodología propuesta para el establecimiento de los precios tiene las siguientes características:

- Los precios del biodiesel y los combustibles que componen la mezcla son regulados
- Se toman como referencia los precios internacionales del biodiesel y el diesel que componen la mezcla
- Es dinámica, ajustando los precios en función de la evolución de las referencias adoptadas
- Para la materia prima no se propone una regulación específica, sino tomar los mismos precios vigentes para la fruta de palma
- Se verifica la rentabilidad en las dos etapas de la cadena, agrícola e industrial, a efectos que no baje de un mínimo que permita sostener la actividad, pero que tampoco sea excesiva para no trasladar sobrecostos al consumidor

La fórmula general es, para el caso de una mezcla B20:

Costo B(20%)=(Precio FOB Diesel)*0.80 + (Precio FOB Biodiesel)*0.20 + Flete y Seguro + Impuesto 2.5% + Ajuste por Cetano + Costo descarga en puerto + Transporte a terminal + Margen Petroecuador + Transporte a estaciones + Margen estación

Donde:

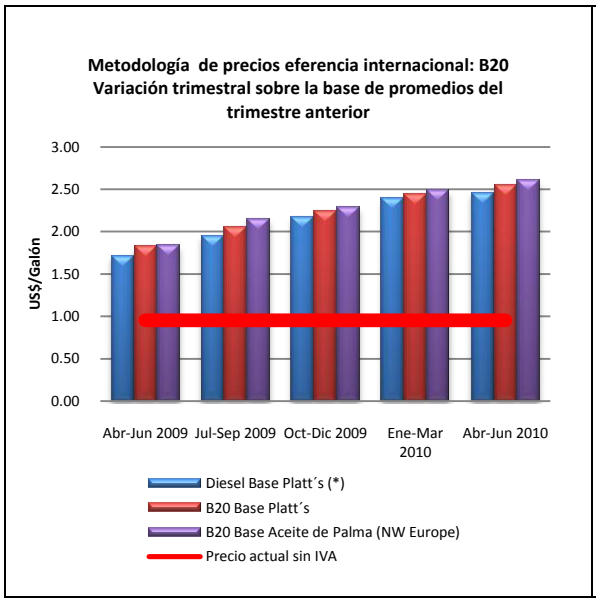
- El precio FOB de la referencia internacional es el promedio diario Platt´s de Costa del Golfo (USGC) para el Diesel Oil No 2 (0.2% de azufre, 40 Cetano)
- El precio FOB del biodiesel es la referencia Platt´s FOB Houston.
- Flete y seguro pueden estimarse en base a la referencia Wordscale para un tamaño de tanquero pre-determinado en la ruta Costa del Golfo- puerto ecuatoriano, ajustada por los índices Flats publicados también en Platt´s, considerando además el tránsito por el canal de Panamá y demoras en la carga y descarga (laytime). Para efectos del ejercicio de aplicación se tomaron valores estimados
- El impuesto del 2.5% se aplica sobre el valor CIF, es decir FOB más seguro y flete
- Ajuste por Cetano. Se asume que el diesel vendido en el país es de 45 Cetanos (debe confirmarse este parámetro), ajustándose la diferencia de calidad en más, ajustando el costo del aditivo. No se considera ajuste por azufre, ya que este es no lineal y solo podría ser significativo para diesel de muy bajo contenido de azufre (ultra low sulfur)
- Los costos de descarga corresponden a los originados en la descarga del buque en puerto de destino
- El transporte a la terminal de almacenamiento corresponde al costo de transporte terrestre o tubería desde el puerto hasta la terminal, por ejemplo Pascuales en el área de Guayaquil
- El margen de Petroecuador es el margen bruto (gross margin) o ingreso neto unitario, a partir del cual debe recuperar sus costos de inversión y operación para este producto y la utilidad correspondiente
- El transporte a estaciones es el costo del flete terrestre por camión tanque para distribuir el producto a cada estación
- El margen de la estación de servicio es el margen bruto (gross margin) o ingreso neto unitario que le permite a la estación recuperar sus costos adicionales de inversión y operación para vender este producto, más la utilidad correspondiente.

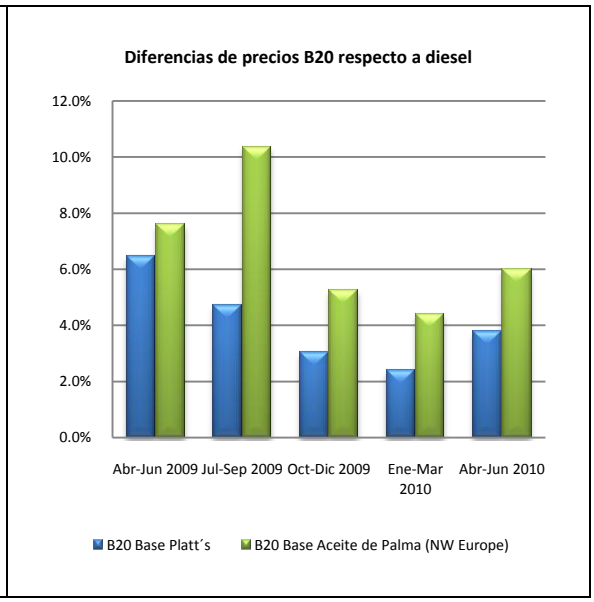
La aplicación de la metodología al período 2 de Enero de 2009 a 4 de mayo del 2010 lleva las siguientes conclusiones generales:

- Debido al comportamiento de los precios internacionales del biodiesel en relación al diesel, la adición de biodiesel implica siempre un aumento de costos respecto al diesel oil puro
- La diferencia media de costo entre el B20 y el diesel es del 4% para el período analizado
- Esto significa que, de mantenerse los subsidios, las diferencias con el precio actual, indicativas de dichos subsidios, mostrarían en promedio un incremento significativo del 7.5%.
- Si se paga por el biodiesel el costo de oportunidad del precio internacional del aceite de palma, como este es siempre superior al del biodiesel, la diferencia media de costos con el diesel oil sería del 8.8%
- Si se mantuviera el subsidio al diesel en el nivel actual, el mismo hubiera sido un 17.5% mayor en promedio para el período 2009-2010, de pagarse un precio para el biodiesel similar al precio internacional del aceite
- No es aconsejable ir hacia precios mayores basados en costos de oportunidad de otros productos, es conveniente negociar con los productores precios

basados en la referencia internacional del precio del biodiesel y no del aceite de palma.

A efectos de mostrar cómo sería la fijación de los precios internos, se realizó un cálculo de cambios trimestrales de precios para una mezcla B20, similar al realizado para la mezcla de etanol E5., obteniéndose los resultados que se muestran a continuación:





Fuente: Elaboración propia

La tendencia de los precios de referencia internacionales es trasladada al mercado interno de manera suavizada sin fluctuaciones bruscas. El precio de la mezcla B20 sobre base Platt´s muestra diferencias porcentuales decrecientes hasta el primer trimestre del 2010, aunque siempre positivas, debe recordarse que el biodiesel es siempre más caro que el diesel. Esas diferencias se ampliarían significativamente si se paga por el biodiesel el precio del aceite de palma.

2.8 ESTRATEGIA PARA LA APLICACIÓN EL NUEVO ESQUEMA REGULATORIO

Para el caso del etanol se recomienda:

- <u>Mercado</u>:
  - Reemplazo total de la gasolina extra en Guayaquil por Ecopaís 5%
  - Pasar a Ecopaís 10% en Guayaquil
  - Seguir el mismo proceso en Quito y Cuenca (planes piloto)
  - Mantener el precio actualmente pagado en el Plan Piloto mientras dure el contrato vigente, absorbiendo gradualmente la diferencia de precios con los incrementos esperados con las referencias de mercado, para luego cambiar a la nueva metodología

- <u>Producción</u>:
  - Nueva licitación de compra: otros proveedores con nuevas inversiones o adiciones de capacidad dedicadas exclusivamente a biocombustibles

- ✓ Para nuevas adquisiciones de producto mantener el precio actualmente pagado en el Plan Piloto durante la vigencia del contrato vigente, si es requerido negociar con la industria existente fórmulas de precios, no valores fijos.
- ✓ Rango de negociación: costos de oportunidad. Para el comprador, la paridad de importación; para el vendedor, precios de venta de alcohol potable.

- Identificar y poner en producción en el menor plazo posible cultivos de caña para plantaciones energéticas, dando preferencia al desarrollo de pequeños productores (negocios inclusivos)
- Avanzar en el desarrollo de cultivos alternativos la caña de azúcar para producción de etanol con fines carburantes
- Analizar la constitución de una Empresa Nacional de Biocombustibles como comprador de caña de pequeños y medianos productores independientes exclusivamente para uso energético y su procesamiento en una destilería integrada. Esto puede tener las siguientes ventajas:
  - ✓ Impulsar las fases iniciales del desarrollo del mercado del etanol anhidro carburante
  - ✓ Regular los precios de la materia prima a efectos de proteger la rentabilidad de los pequeños y medianos productores
  - ✓ Asegurar la inversión requerida en destilerías en el período de despegue del mercado
- Elaborar un plan de inversiones a mediano y largo plazo y esquemas de financiamiento para los proyectos agrícolas y destilerías

- <u>Plan piloto</u>:
  - ✓ El Plan Piloto ya demostró su viabilidad en cuanto a la existencia del mercado y su aceptación del producto, pero se encuentra limitado por falta de etanol, ya que Producargo no puede aumentar el suministro por encima de los 20.000 litros diarios actuales..
  - ✓ Mientras se desarrolla nueva producción de caña y se contratan proveedores adicionales de etanol, lo que todavía llevará un tiempo, la oferta de etanol estará limitada y podrá eventualmente requerirse la importación de materias primas o producto terminado, provisionalmente hasta que se desarrolla la producción local requerida para sostener el crecimiento del Plan Piloto de acuerdo a lo programado.

Para el biodiesel se recomienda:

- ➢ Diseñar y lanzar un Plan Piloto específico, compras mediante licitación para comenzar con B5. Dada la localización mayoritaria de la producción de palma y aceite en la costa, convendría comenzar también en esa región, en función del tamaño del mercado de Guayaquil y la experiencia previa de Petroecuador en el terminal de Pascuales, puede desarrollarse también en Guayaquil
- ➢ Negociar con los productores de palma para establecer <u>desde el comienzo</u> el sistema de precios ajustables en función de referencias internacionales sobre el precio de mercado del biodiesel, para no repetir una experiencia similar al caso del plan piloto de etanol

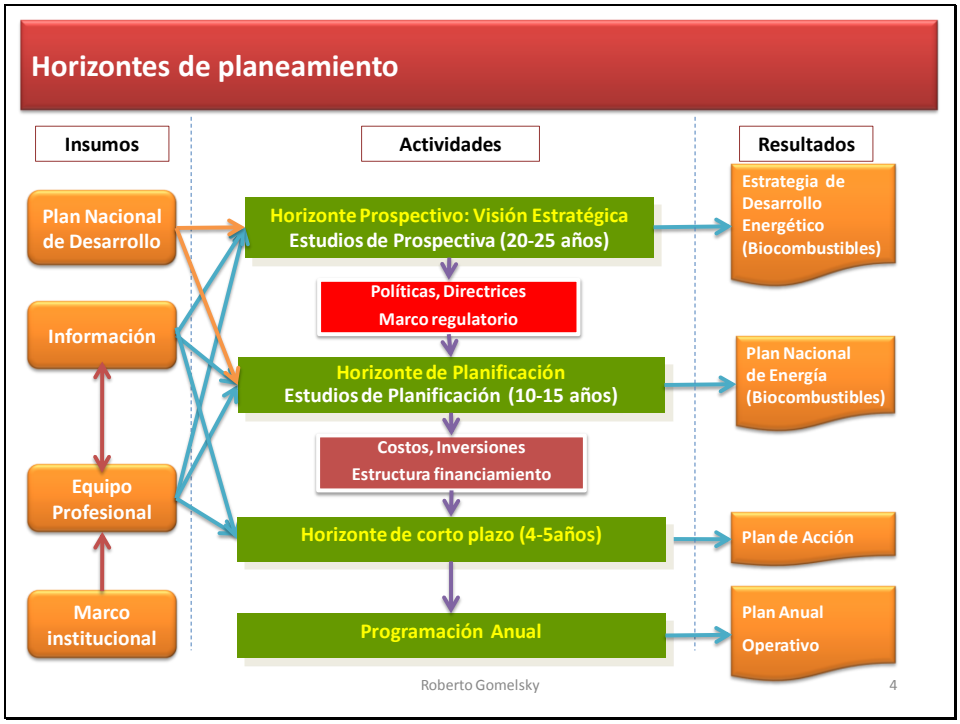
- Comenzar en 5%, aumentando al 10% y luego al 20%, extendiendo gradualmente el plan a Quito y Cuenca
- Desarrollo de pequeños productores de palma. Aplicar el mismo concepto que para la caña: plantaciones energéticas, asegurando el precio de la materia prima como piso de rentabilidad
- El precio de la fruta de palma sería similar al precio de referencia actual.

2.9 RECOMENDACIONES SOBRE LOS PRÓXIMOS PASOS A SEGUIR

2.9.1 ALCANCE DEL TRABAJO REALIZADO

El trabajo efectuado se circunscribió al análisis y proposición de lineamientos de políticas y estrategias para el desarrollo de los biocombustibles en los ámbitos del mercado de biocombustibles dentro de la visón energética global prospectiva de largo plazo, organización institucional y aspectos regulatorios con énfasis la estructura del mercado y la política de precios.

Dentro de un enfoque global de planeamiento a largo plazo aplicable al sector de la energía de manera integral o a cualquiera de sus partes, como son los biocombustibles, existen diversos horizontes de planeamiento y operación, que van desde el análisis de carácter estratégico de prospectiva largo plazo basado en posibles escenarios en base a los cuales pueden establecerse políticas y estrategias de desarrollo, hasta un horizonte de corto plazo donde se ejecutan proyectos y el plan anual operativo en que se operan, pasando por un horizonte de planificación donde se establece un pan de obras con proyectos específicos, sus costos de inversión y operación, quienes lo realizan y como se financian, como se observa en la gráfica a continuación.



El presente estudio llegó al nivel de análisis estratégico a largo plazo, proponiéndose políticas y estrategias en los ámbitos indicados anteriormente. No se llegó al siguiente nivel de planificación, en consecuencia no fueron establecidos planes programas y proyectos a nivel de inversión y estructuras de financiamiento, que es parte de las siguientes actividades que deben realizarse.

2.9.2 PRÓXIMOS PASOS SEGUIR

Los principales pasos a seguir serían:

1. Reforzar el equipo técnico dedicado a biocombustibles a efectos de conformar la unidad de supervisión y regulación del mercado propuesta.
2. Plasmar el marco regulatorio (estructura de mercado, precios, entre otros aspectos relevantes e institucional en un cuerpo legal y reglamentario.
3. Formular un plan de inversiones a mediano y largo plazo (10-15 años), que incluya proyectos específicos a implementar en las fases agrícola, industrial y comercial, con sus respectivas fechas previstas de entrada en operación, costos operativos y de inversión, estudios ambientales, agentes que los realizarán y las fuentes de financiamiento para los mismos.
4. Diseñar mecanismos financieros para las inversiones que serán requeridas para un plan nacional de biocombustibles, que serán del orden de varios cientos de millones de dólares, tales como fondos especiales, líneas de crédito de la banca de desarrollo estatal y de la banca privada, fondos de garantía, entre otros.
5. Si bien se incluye dentro del análisis realizado en este estudio una evaluación general de los beneficios y riesgos potenciales y posibles acciones de mitigación, se considera necesario realizar posteriores y complementarios análisis de los impactos ambientales de la actividad de producción de materias primas y fabricación de biocombustibles, particularmente se recomienda incluir en la normativa los requisitos ambientales que deberán cumplir los proyectos dentro de Plan Nacional de Biocombustibles, la autoridad de aplicación y mecanismos de seguimiento.

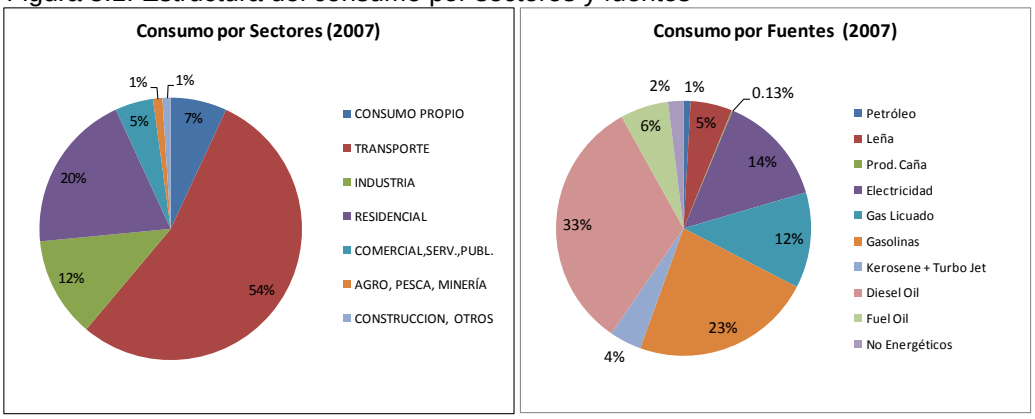
3 LA VISIÓN ENERGÉTICA GLOBAL

3.1 ESCENARIOS DE DEMANDA Y OFERTA DE ENERGÍA

3.1.1 CONSUMO DE ENERGÍA EN 2007 (AÑO BASE)

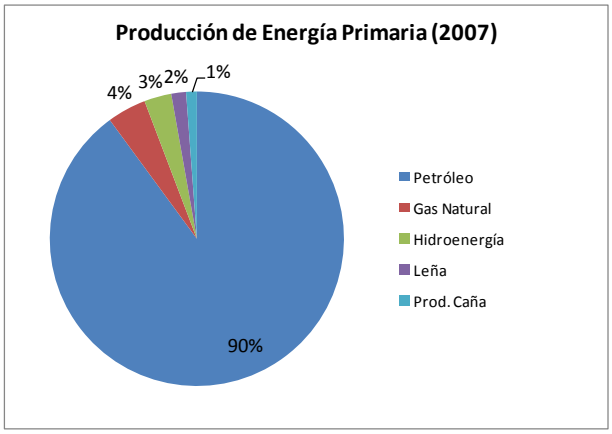
El Balance de Energía del año base (2007) muestra que la demanda final se concentra en el transporte (54%), seguido por el consumo residencial (20%), industria (12%), comercial y servicios públicos (5%) que en conjunto suman 91% del total, mientras que el resto suma en conjunto 9% considerando los consumos propios de los Centros de Transformación. El consumo por fuentes se concentra en diesel oil (32%), gasolinas (23%), electricidad (14%), gas licuado (12%), que suman 81% del total (Figura 3.1).

Figura 3.1: Estructura del consumo por sectores y fuentes



Fuente: MEER, 2009.

Figura 3.2: Estructura de la producción primaria



La transformación de energía para el mercado interno es principalmente realizada en las actividades de refinación, tratamiento de gas natural y generación (hidro y térmica). La producción de energía primaria (Figura 3.2) se concentra en el petróleo (90%), gas natural (4%) que juntamente representa 94% de total. El resto es producción de hidroenergía (3.0%), leña (2%) y producción de caña de azúcar (1%). El Balance de Energía (Tabla 3.1) ilustra con más detalle el suministro a la demanda, el que pasa por los centros de la transformación.

.

Tabla 3.1: Ecuador Balance de Energía 2007 (TJ)

	Petróleo	Gas Natural	Hidro energía	Leña	Prod. Caña	Total Primarias	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas + Alcohol	Kerosene + Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	No Energético	Total Secundarias	TOTAL
PRODUCCION	1,084,757	51,782	36,128	19,566	14,161	1,206,394	62,381	6,219	56,678	17,405	79,666	174,110	7,454	403,913	1,206,394
IMPORTACION	0	0	0	0	0	0	3,098	38,846	38,449	0	68,879	0	0	149,272	149,272
EXPORTACION	720,482	0	0	0	0	720,482	139	0	6,508	0	0	78,746	0	85,392	805,874
VARIACION DE INVENTARIO	-13,366	0	0	0	0	-13,366	0	34	-227	-1,008	-2,014	511	0	-2,705	-16,071
NO APROVECHADO	0	21,304	0	0	0	21,304	0	0	0	0	0	0	0	0	21,304
OFERTA TOTAL	350,909	30,478	36,128	19,566	14,161	451,242	65,340	45,098	88,393	16,396	146,530	95,876	7,454	465,087	512,416
REFINERIA	-345,050	0	0	0	0	-345,050	0	4,245	56,678	17,405	79,666	174,110	7,454	339,558	-5,492
CENTRALES ELECTRICAS	0	-10,255	-34,056	0	0	-44,310	51,303	0	0	0	-13,278	-34,814	0	51,303	-41,100
AUTOPRODUCTORES	-7,041	-7,813	-2,072	0	-13,663	-30,590	11,078	0	0	0	-9,687	-1,314	0	11,078	-30,513
CENTRO DE GAS	0	-2,685	0	0	0	-2,685	0	1,974	0	0	0	0	0	1,974	-711
TRANSFORMACION TOTAL	-352,091	-20,753	-36,128	0	-13,663	-422,634	0	0	0	0	-22,966	-36,129	0	-59,095	-77,816
CONSUMO PROPIO	3,304	0	0	0	0	3,304	10,256	0	599	0	1,059	9,976	0	21,889	25,194
PERDIDAS	0	0	0	0	0	0	12,829	0	0	0	0	0	0	12,829	12,829
AJUSTE	-4,486	9,725	0	0	0	5,239	0	0	3,384	1,344	3,541	37,065	200	45,534	50,773
TRANSPORTE	0	0	0	0	0	0	36	1,934	80,359	15,053	99,735	0	0	197,117	197,117
INDUSTRIA	0	0	0	1,644	498	2,142	13,015	3,108	502	0	13,480	12,705	0	42,810	44,952
RESIDENCIAL	0	0	0	17,922	0	17,922	14,762	38,804	0	0	0	0	0	53,567	71,489
COMERCIAL,SERV.,PUBL.	0	0	0	0	0	0	10,745	1,252	921	0	4,187	0	0	17,104	17,104
AGRO, PESCA, MINERÍA	0	0	0	0	0	0	0	0	2,627	0	1,563	0	0	4,191	4,191
CONSTRUCCION, OTROS	0	0	0	0	0	0	3,698	0	0	0	0	0	0	3,698	3,698
CONSUMO ENERGETICO	0	0	0	19,566	498	20,064	42,256	45,098	84,410	15,053	118,964	12,705	0	318,486	338,551
NO ENERGETICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,254	7,254	7,254
CONSUMO FINAL	0	0	0	19,566	498	20,064	42,256	45,098	84,410	15,053	118,964	12,705	7,254	325,741	345,805

Fuente: MEER, 2009

3.1.2 VARIABLES CONDUCENTES DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

El país ha crecido en forma sostenida durante los trece años precedentes al 2007. En la década del 2000 aumentó su ritmo con un fuerte crecimiento del consumo y de la inversión aunque con un balance comercial desfavorable. Para el futuro, con horizonte en el año 2030, se han definido dos escenarios económicos: BAU (Business as Usual) que refleja la inercia del sistema y ACE (alto crecimiento económico) que refleja cambios estructurales en las decisiones de inversión y comercio exterior.

3.1.2.1 ESCENARIO ECONÓMICO INERCIAL (BAU)

La inercia del sistema, que caracteriza al escenario BAU, muestra comportamientos anuales acordes con la historia (3.2%) entre 1993 y 2007. Se caracteriza por una expansión oscilante entre 2007 y 2030 hasta situarse hacia el horizonte con tasas de crecimiento promedio del PIB del 3.7%.

Tabla 3.2: Escenario BAU. Crecimiento de la oferta y demanda agregada

Período	PIB	Importaciones	Total Ingresos y Gastos	Consumo			Inversión	Exportaciones
				Total	Gobierno General	Hogares		
1993-1999	1.4%	-0.5%	0.9%	1.1%	-0.5%	1.4%	-7.0%	5.8%
2000-2006	5.2%	11.6%	6.9%	5.6%	2.5%	6.0%	11.3%	6.7%
2007-2010	9.7%	1.8%	7.3%	6.7%	6.7%	6.7%	6.0%	9.3%
2010-2015	2.9%	5.5%	3.6%	4.5%	4.5%	4.5%	-2.5%	5.5%
2015-2020	3.3%	3.4%	3.3%	2.9%	2.9%	2.9%	4.9%	3.4%
2020-2025	2.7%	3.6%	3.0%	3.1%	3.1%	3.1%	1.3%	3.6%
2025-2030	2.5%	2.9%	2.7%	2.5%	2.5%	2.5%	2.4%	2.9%

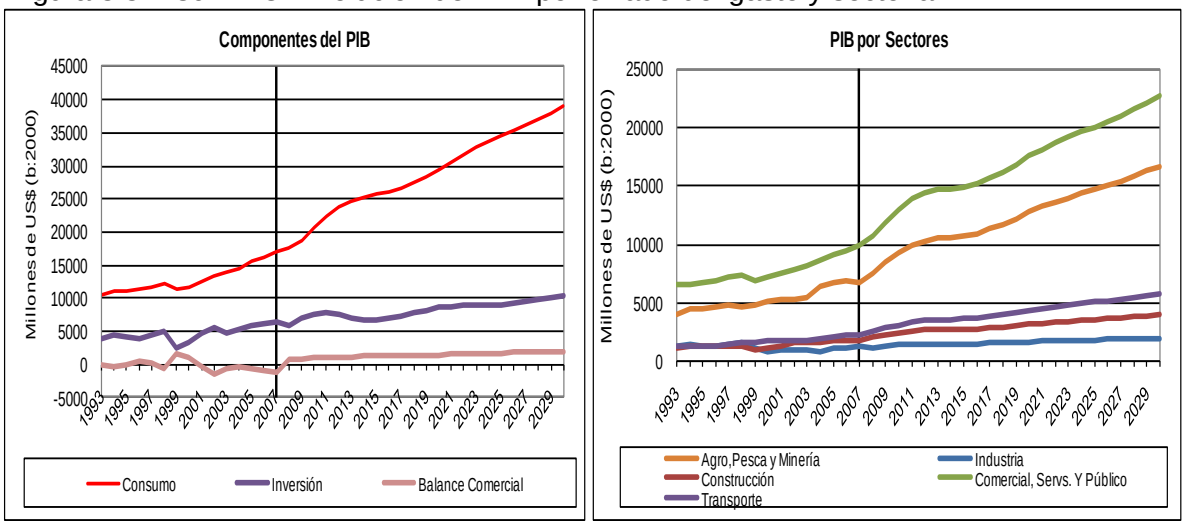
Fuente: Elaboración propia en base a datos del BCE

Siendo el 2007 el año base de las estimaciones (Figura 1.3), las mismas indican para este escenario de referencia un crecimiento anual promedio del PIB del 3.7% entre 2007 y 2030 mientras que el PIB de los sectores socioeconómicos indica, de acuerdo a las tendencias, un elevado crecimiento del sector transporte del 4.1% que ha sido uno de los más dinámicos en la década del 2000, seguido por el agro y minería (4.0%), comercio (3.6%), construcción (3.5%) e industria (1.8%). El elevado crecimiento del parque automotor inducirá a consumos de combustibles también elevados dado el peso que tiene en el sector energético.

3.1.2.2 ESCENARIO ECONÓMICO DE ALTO CRECIMIENTO ECONÓMICO (ACE)

El escenario ACE se caracteriza por estimular la inversión con relación al escenario anterior de modo que asegure un crecimiento sostenido del PIB (4.6%) teniendo en cuenta que el sector energético se enfrentará en la próxima década con fuertes requerimientos de petróleo y gas natural. En el Tabla 3.3 se presentan las tasas de crecimiento de las variables económicas para el escenario ACE.

Figura 3.3: Esc. BAU. Evolución del PIB por el lado del gasto y sectorial



Fuente: Elaboración propia en base a datos del BCE

Tabla 3.3: Escenario ACE. Crecimiento de la oferta y demanda agregada

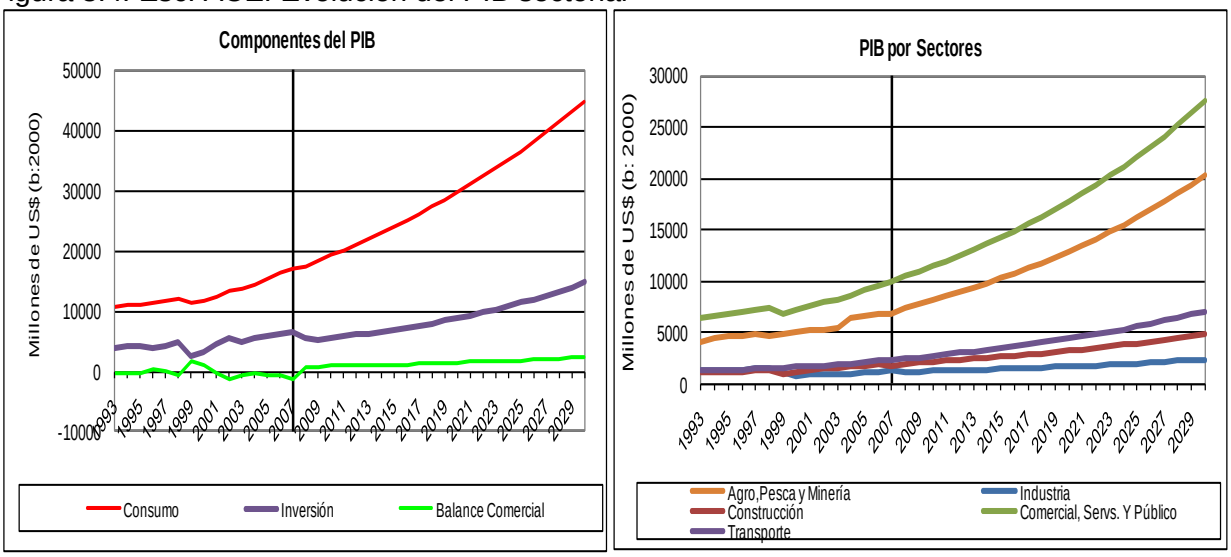
Período	PIB	Importaciones	Total Ingresos y Gastos	Consumo			Inversión	Exportaciones
				Total	Gobierno General	Hogares		
1993-1999	1.4%	-0.5%	0.9%	1.1%	-0.5%	1.4%	-7.0%	5.8%
2000-2006	5.2%	11.6%	6.9%	5.6%	2.5%	6.0%	11.3%	6.7%
2007-2010	5.2%	-1.0%	3.3%	4.5%	4.5%	4.5%	-4.8%	6.3%
2010-2015	4.5%	5.5%	4.8%	4.4%	4.4%	4.4%	4.6%	5.5%
2015-2020	4.5%	5.2%	4.7%	4.3%	4.3%	4.3%	4.9%	5.2%
2020-2025	4.5%	5.0%	4.6%	4.3%	4.3%	4.3%	5.2%	5.0%
2025-2030	4.5%	4.8%	4.6%	4.2%	4.2%	4.2%	5.4%	4.8%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del BCE

En la tabla 3.3 se observa que el crecimiento sostenido del PIB es acompañado a partir del 2010 por un mayor consumo e inversión. El saldo del balance comercial es moderadamente creciente hacia el horizonte. La inversión absorbe parte del efecto inicial de equilibrar el balance comercial para luego expandirse (Figura 1.4). Las hipótesis de equilibrio del balance de pagos y la necesidad de estimular una inversión autónoma, que asegure una tasa de crecimiento sostenida como la indicada supone intervenciones, públicas y privadas, en el modelo especificado, para el escenario de referencia que se cuadran con la ecuación de balance del sistema económico.

Las estimaciones indican para este escenario, un crecimiento anual del PIB de 4.6% anual para los 20 años próximos. La distribución del producto entre los sectores socioeconómicos (Figura 3.4) sigue las tendencias respectivas de cada sector y donde el mayor crecimiento lo registrará el sector transporte con tasas que podrían oscilar alrededor del 5.0%, seguido por el agro y minería (4.9%), comercio (4.5%), construcción (4.4%) e industria (2.6%). El efecto sobre el mayor crecimiento del parque automotor implicará el consecuente aumento en el consumo de combustibles respecto al escenario BAU de no mediar políticas de eficiencia, sustitución entre fuentes y penetración de nueva tecnología en los vehículos.

Figura 3.4: Esc. ACE. Evolución del PIB sectorial



Fuente: Elaboración propia en base a datos del BCE

3.1.3 ESCENARIOS ENERGÉTICOS

Para estudiar los impactos del desarrollo de energía potencial y las políticas diferentes en Ecuador se ha realizado un análisis por escenarios. Se han definido tres escenarios, qué no implican predecir el futuro sino analizar “qué pasa sí”.

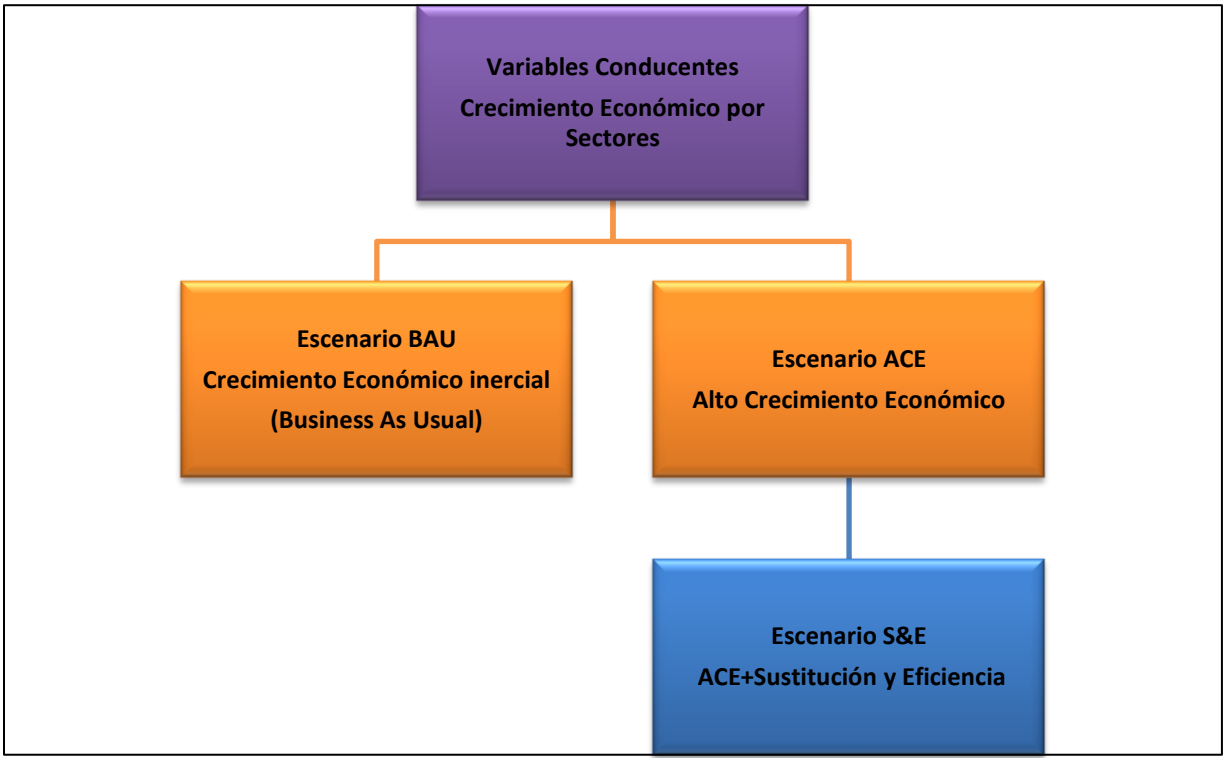
- El escenario BAU (Business as Usual) es inercial. Supone un crecimiento en base a un modelo multiplicador-acelerador en el que interactúan los componentes del gasto: consumo, inversión, exportaciones e importaciones. No se prevén cambios estructurales del sistema económico.

- El escenario ACE (alto crecimiento económico) asume un crecimiento dinámico, donde la estructura económica cambia induciendo a la demanda de energía y complementariamente ajustando la oferta a sus necesidades. La diferencia entre los consumos entre los escenarios BAU y ACE se deben al comportamiento de las variables conducentes (PIB y población).

- El escenario S&E (sustitución y eficiencia) se inicia a partir del escenario ACE y supone la sustitución entre fuentes de energía, existentes y nuevas. Implica una diferente forma de establecer políticas energéticas, incluida la implementación de medidas de eficiencia energética, uso de energías renovables y simultánea preocupación por mejorar el ambiente, local y global.

El diagrama 3.1 sintetiza la secuencia del análisis en de los escenarios mencionados.

Diagrama 3.1: Escenarios Energéticos

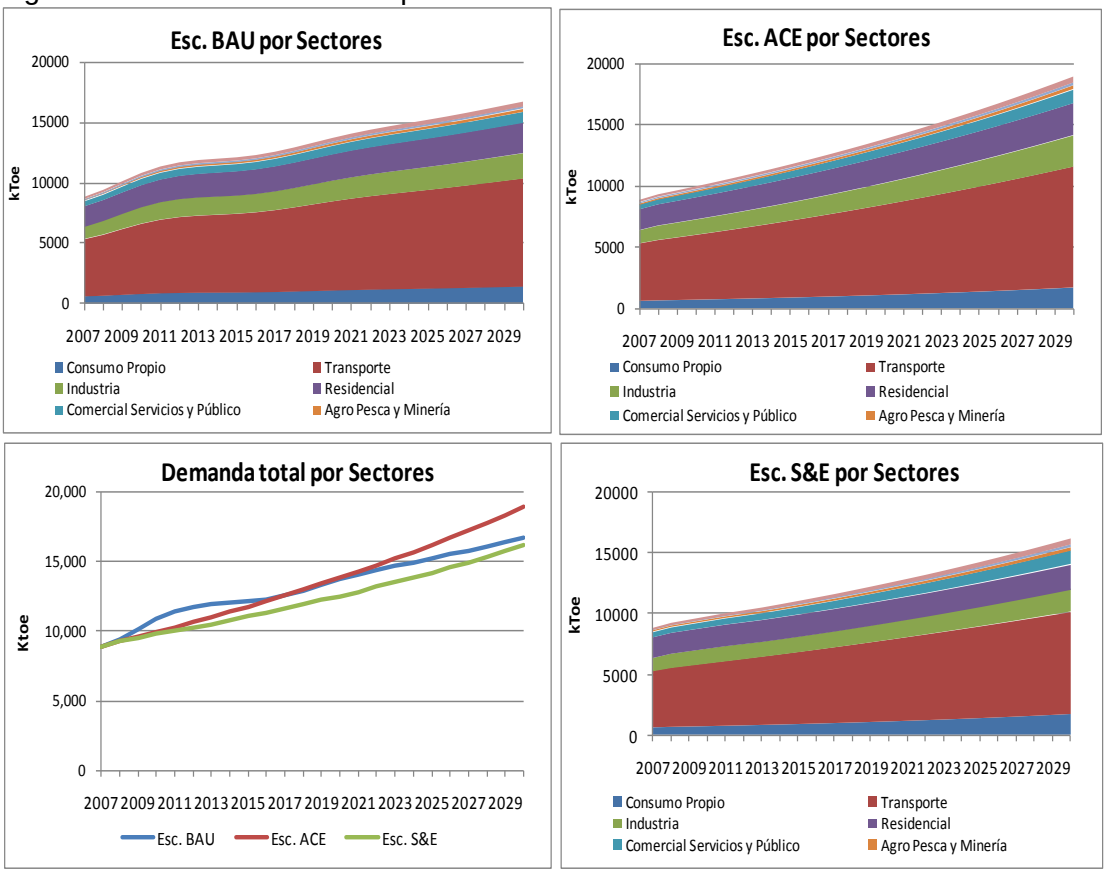


3.1.4 DEMANDA DE ENERGÍA POR ESCENARIOS

3.1.4.1 DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA

La demanda final de energía por sector y el consumo propio en la transformación y distribución, se muestra en tres escenarios (Figura 3.5). El inercial (BAU) con un crecimiento anual de 2.8% y en el escenario de alto crecimiento económico (ACE) 3.4% por año. En el escenario de sustitución y eficiencia (S&E) el crecimiento es de 2.6% por año debido a los correspondientes supuestos.

Figura 3.5: Demanda sectorial por escenarios



Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

Los sectores dominantes continuarán siendo transporte, residencial e industria, (Tabla 3.4) en todos los escenarios.

Tabla 3.4: Estructura del consumo de energía por sectores y escenarios

Sectores	2007	2030		
		BAU	ACE	S&E
Transporte	54%	53%	52%	52%
Residencial	20%	15%	14%	13%
Industria	12%	13%	13%	11%
Otros	9%	19%	20%	24%

Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

En 2007 el consumo del sector transporte representó el 54% del total mientras que en 2030 las estimaciones son de 53% para el escenario BAU, 52% para el escenario ACE y 52% para el escenario S&E (Tabla 3.5). En el resto de los sectores se advierten cambios por los crecimientos relativos de los PIB sectoriales.

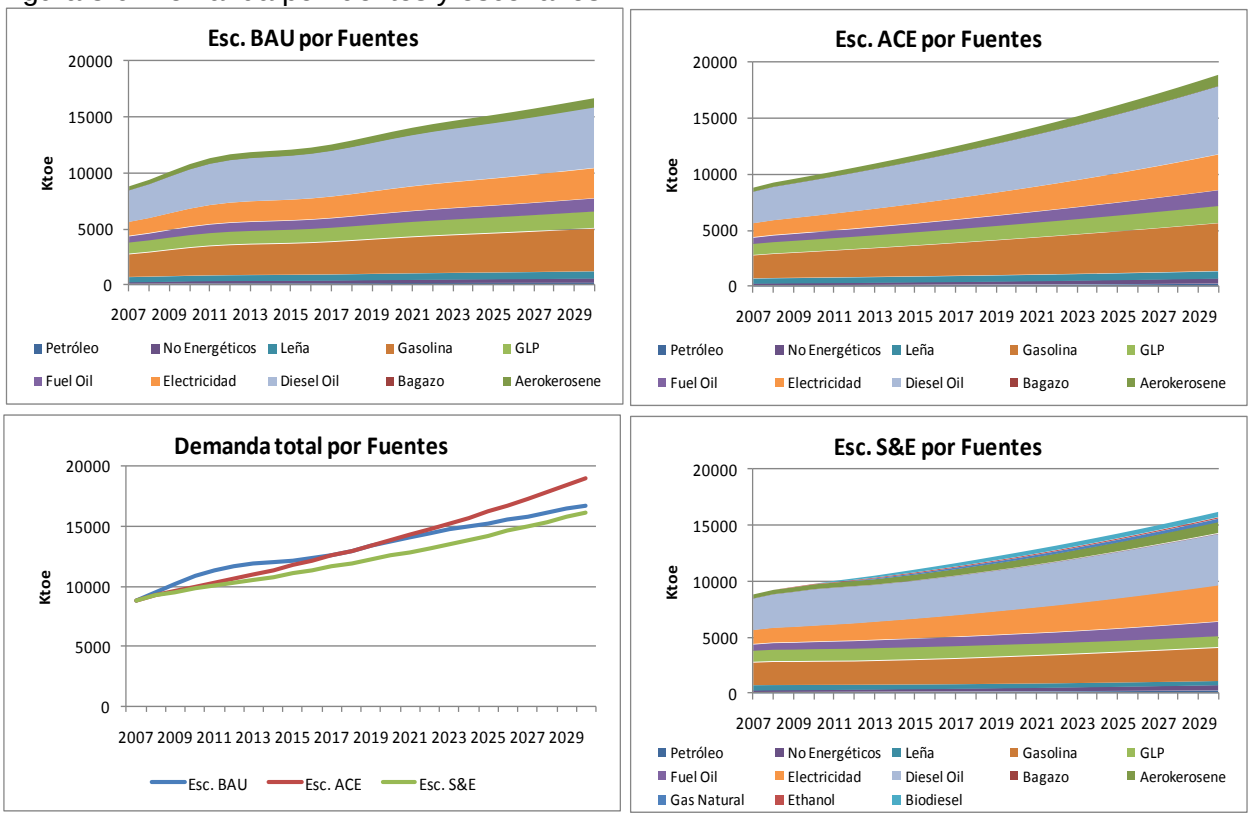
Tabla 3.5: Consumo de energía por fuente y escenarios

Fuentes	2007	2030		
		BAU	ACE	S&E
Productos petroleros	80%	79%	79%	72%
Gas Natural	0%	0%	0%	2%
Electricidad	14%	17%	17%	14%
Etanol	0%	0%	0%	1%
Biodiesel	0%	0%	0%	3%
Otros	5%	4%	4%	2%

Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

Entre los productos del petróleo, las participaciones no cambian en los escenarios de BAU y ACE mientras que en el escenario S&E, las participaciones se reducen por la penetración del gas natural y biocombustibles (Figura 3.6).

Figura 3.6: Demanda por fuentes y escenarios



Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

Las trayectorias de la demanda total por sectores y por fuentes son iguales en cada escenario. No obstante, se observan diferencias entre ellas, en particular en los totales. Entre el escenario BAU y ACE por el diferente crecimiento del PIB y entre el escenario ACE y S&E por las sustituciones de combustibles y la diferente eficiencia de cada uno de ellos en los distintos usos sectoriales, que disminuye los consumos cuando se aplican medidas de sustitución y eficiencia.

El resultado indica que incluso se obtienen reducciones de consumos por debajo del escenario BAU, que supone un crecimiento moderado del PIB.

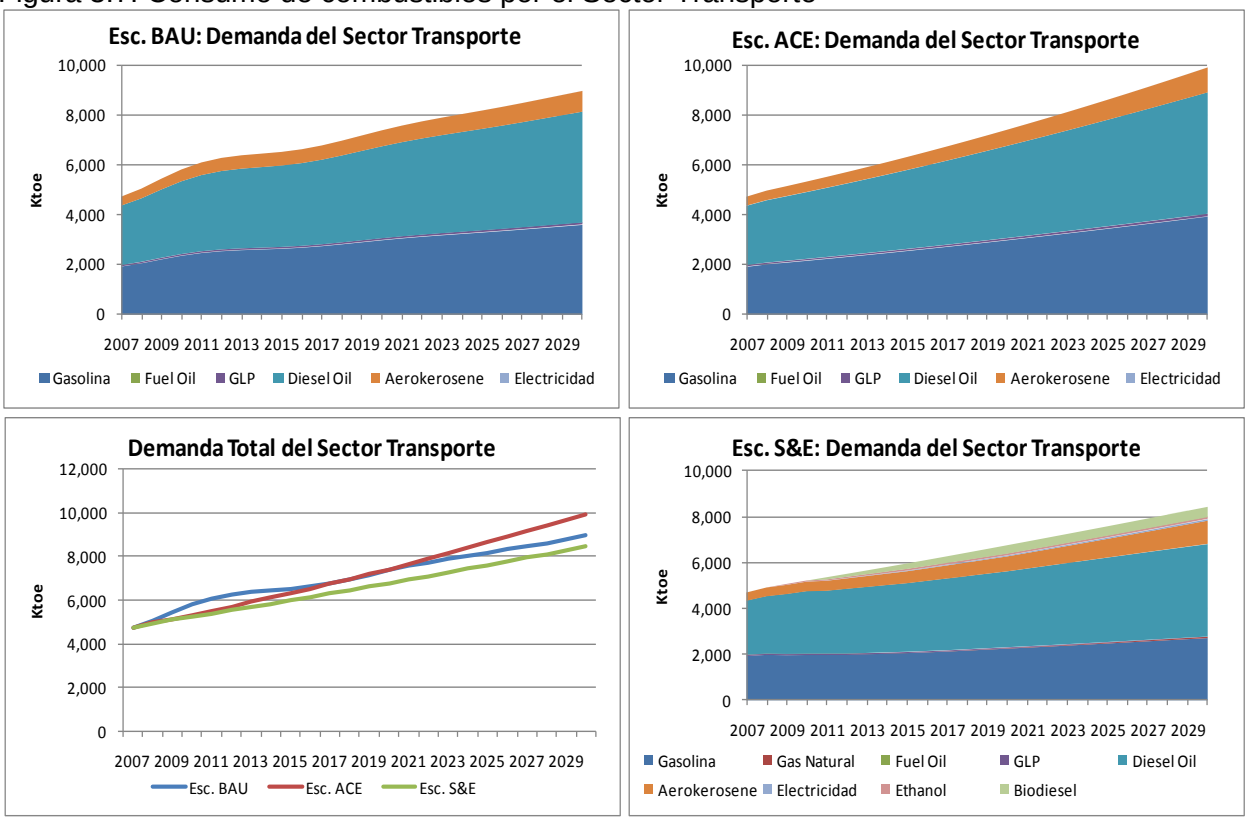
3.1.4.2 SECTOR TRANSPORTE

La demanda de energía del sector transporte en 2007 participa con el 54% de la demanda total de energía. La demanda futura de energía del sector transporte aumenta 2.8% por año en el escenario BAU, 3.3% en el escenario ACE y 2.6% en el escenario S&E (Figura 3.7). La sustitución entre fuentes y la eficiencia podría bajar el consumo esperado en casi 20%.

El transporte consume principalmente productos derivados del petróleo, aunque la electricidad participaba ya en 2007 en este sector. En cualquiera de los escenarios analizados los consumos dominantes son diesel oil y gasolinas. En el escenario S&E se advierte la penetración de gas natural comprimido (GNC) que busca reemplazar en parte al GLP, etanol que permitirá sustituir parcialmente gasolinas y biodiesel para sustituir también en parte diesel oil. En estos casos se reducirá la importación de esos derivados del petróleo.

Simultáneamente, las sustituciones mencionadas tienden a mejorar la eficiencia del sector reduciendo así los consumos de combustibles respecto al requerido por el crecimiento económico.

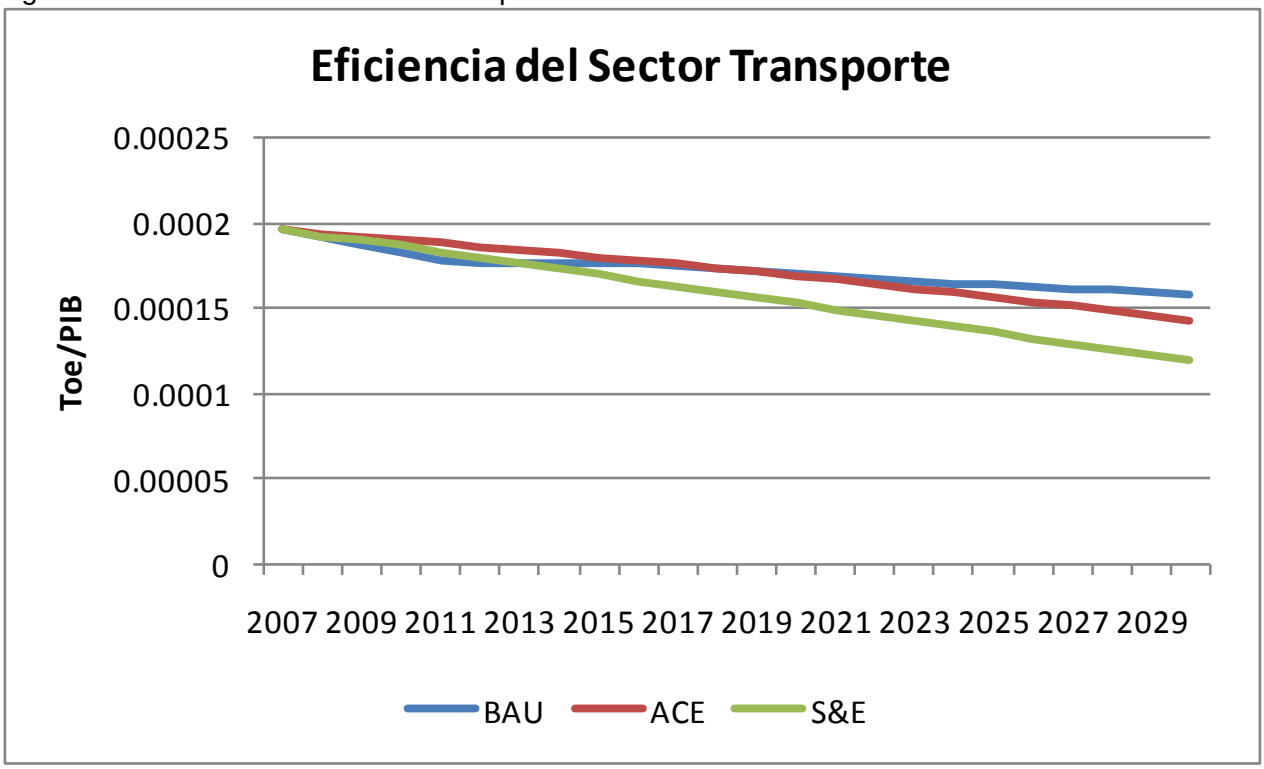
Figura 3.7: Consumo de combustibles por el Sector Transporte



Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

Los consumos mencionados se originan en el parque automotor que en el año 2007 fue de 1,074,551 unidades, distribuidos por tipo de vehículos. El crecimiento del parque desde el año 2001 fue sostenido, 7.5% anual, con una elasticidad respecto al PIB de 1.5, lo que llevó a aumentar de 50 vehículos cada 1000 habitantes a casi 80 vehículos en el 2007. La creciente incorporación de vehículos nuevos y bajas de los más antiguos permite inferir que al reducirse la antigüedad del parque, con el consiguiente efecto en los rendimientos, se reducirá el consumo por unidad de PIB en cada escenario (Figura 3.8).

Figura 3.8: Consumo de combustibles por unidad de PIB



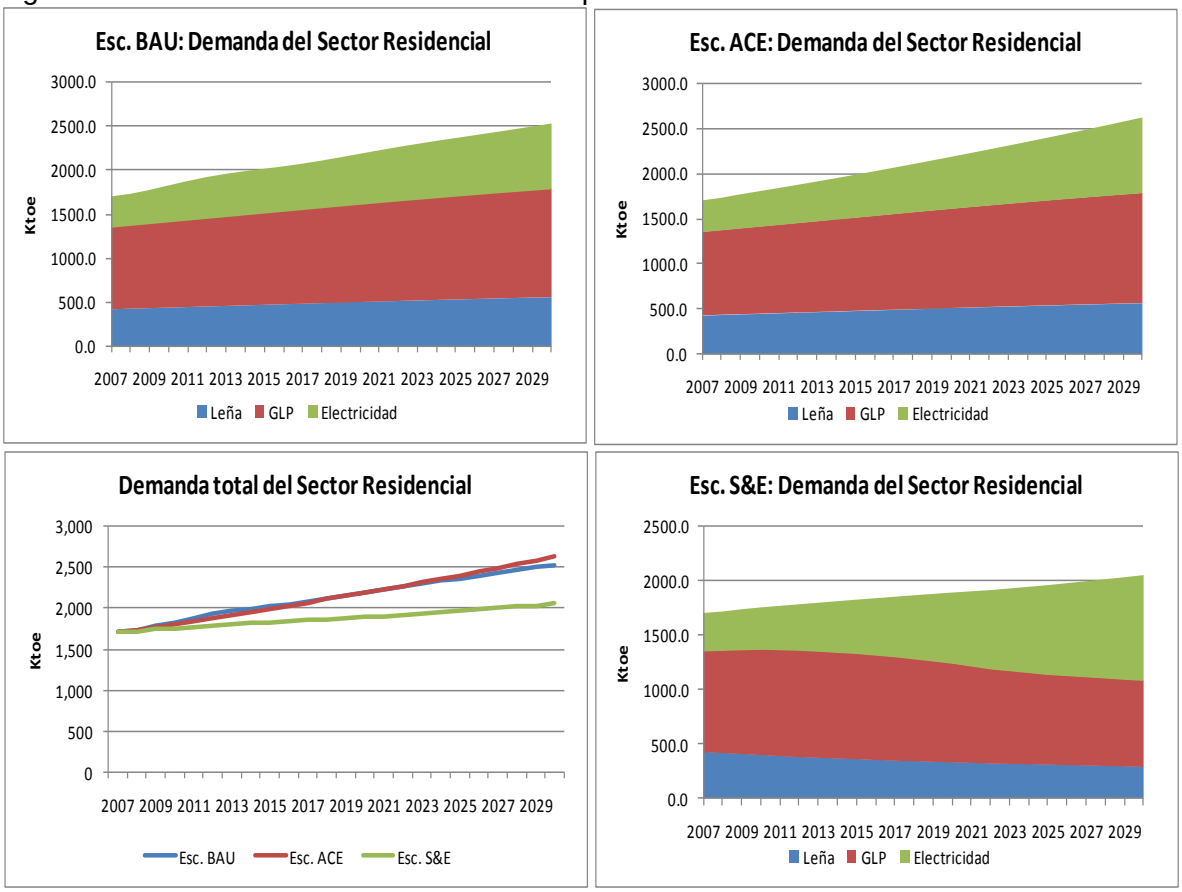
Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

3.1.4.3 SECTOR RESIDENCIAL

La demanda de energía del sector residencial alcanza al 20% del total de demanda de energía en 2007. La demanda de energía futura se proyecta para aumentar anualmente por 1.7% en el escenario de BAU, 1.9% en el escenario ACE y 0.8% en el escenario S&E (Figura 3.9).

Esto lleva a un consumo de 2,528.9 ktoe para 2030 en el escenario BAU, 2,627.3 ktoe en el escenario ACE y 2,054.6 ktoe en el escenario S&E, con una reducción de aproximadamente 22% comparado con el escenario ACE. El sector residencial requirió 1,707.5 ktoe en 2007.

Figura 3.9: Demanda del Sector Residencial por escenarios



Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

En el 2007 el mayor consumo de energía se concentraba en GLP (54.3%), leña (25.1%) y electricidad (20.6%). Se espera que la electricidad experimente el crecimiento más rápido en la demanda de energía del sector (Tabla 3.6) como consecuencia de una mayor cobertura en las áreas rurales (interconectadas y aisladas).

Tabla 3.6: Consumo Residencial por Fuentes y escenario

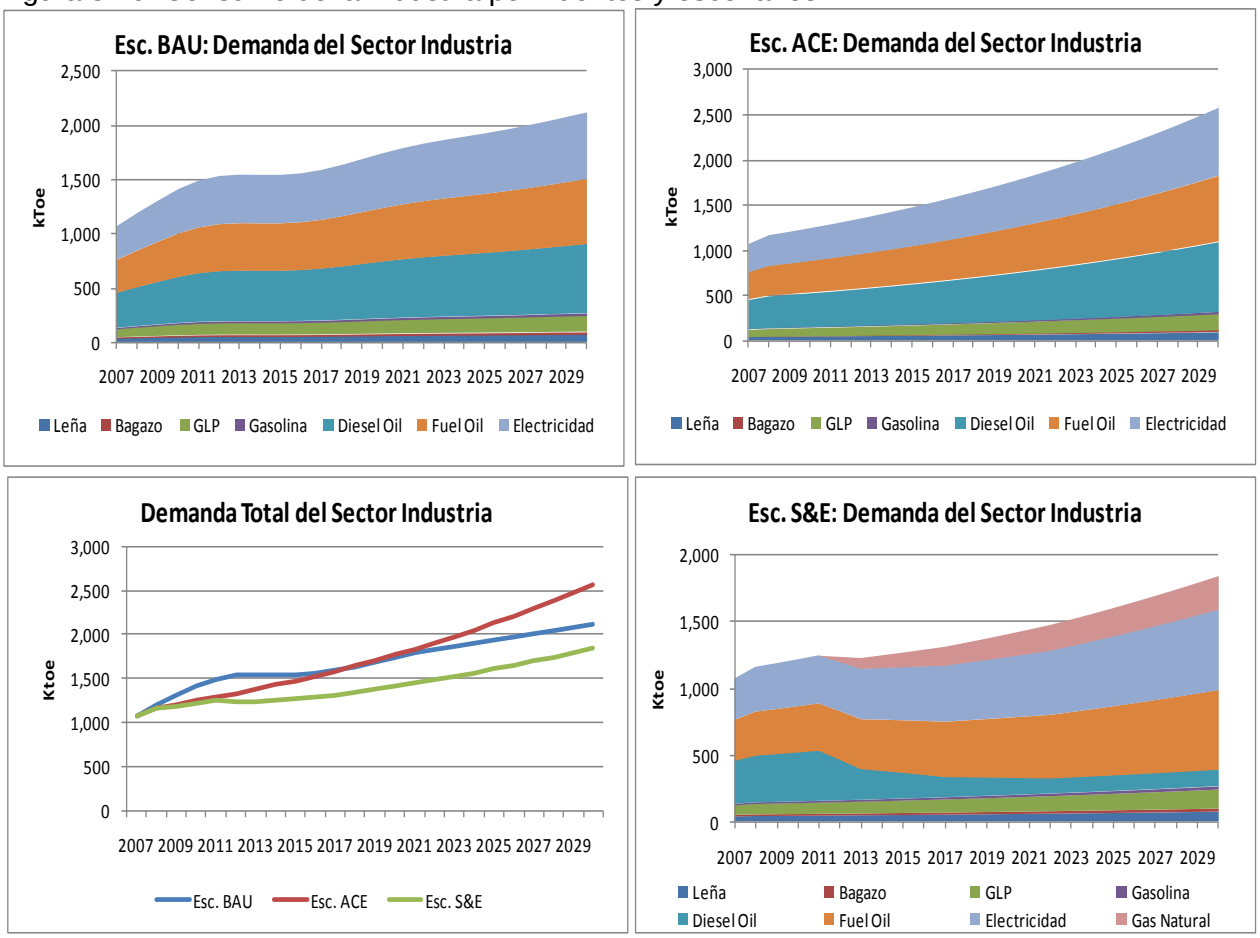
Fuentes	2007	2030		
		BAU	ACE	S&E
Leña	25.1%	22.3%	21.5%	14.3%
GLP	54.3%	48.3%	46.5%	38.6%
Electricidad	20.6%	29.3%	32.0%	47.1%

Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

3.1.4.4 SECTOR INDUSTRIAL

La demanda de energía del sector industrial representaba 12% de demanda total de energía en 2007. La demanda de energía futura de la Industria se ha previsto tenga un aumento de 3.0% por año en el escenario BAU alcanzando en 2030 a 2,122.7 ktoe, de 3.9% anual en el escenario ACE llegando a 2,571.1 ktoe y de 2.4% en el escenario S&E con un consumo total de 1,845.7 en 2030. En 2007 el consumo del sector industria alcanzó a 1,073.6 ktoe (Figura 3.10). La industria consume la mezcla de energía más amplia comparado con los otros sectores.

Figura 3.10: Consumo de la Industria por Fuentes y escenarios



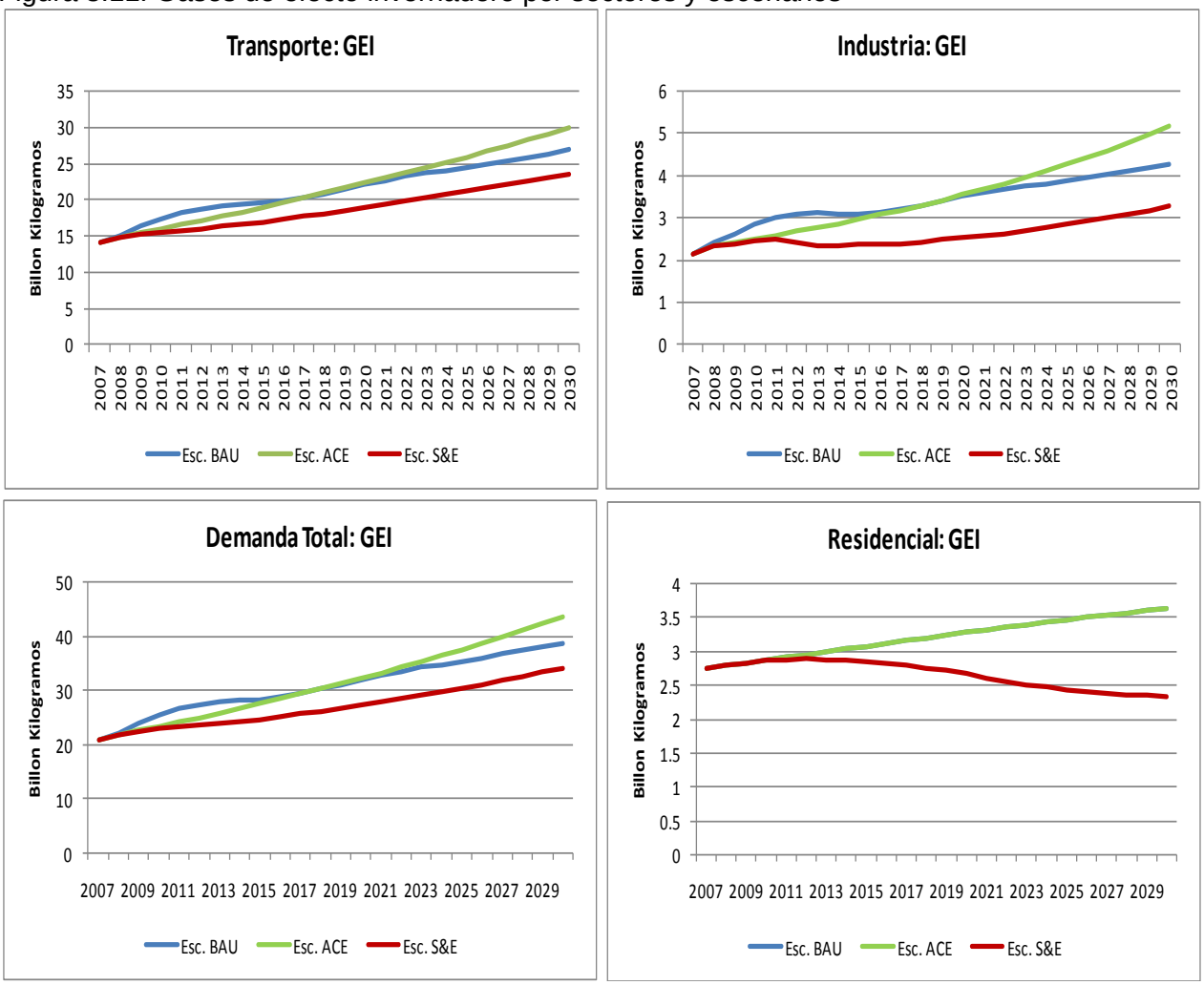
Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

Con las medidas de la sustitución y eficiencia en el escenario S&E el crecimiento del consumo baja a 2.4% por año.

3.1.5 EMISIONES GEI DERIVADAS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Los Gases de Efecto Invernadero (GEI) directos y más grandes que emite la demanda de energía se originan en el sector transporte seguido por la industria y por el sector residencial (Figura 3.11).

Figura 3.11: Gases de efecto invernadero por sectores y escenarios

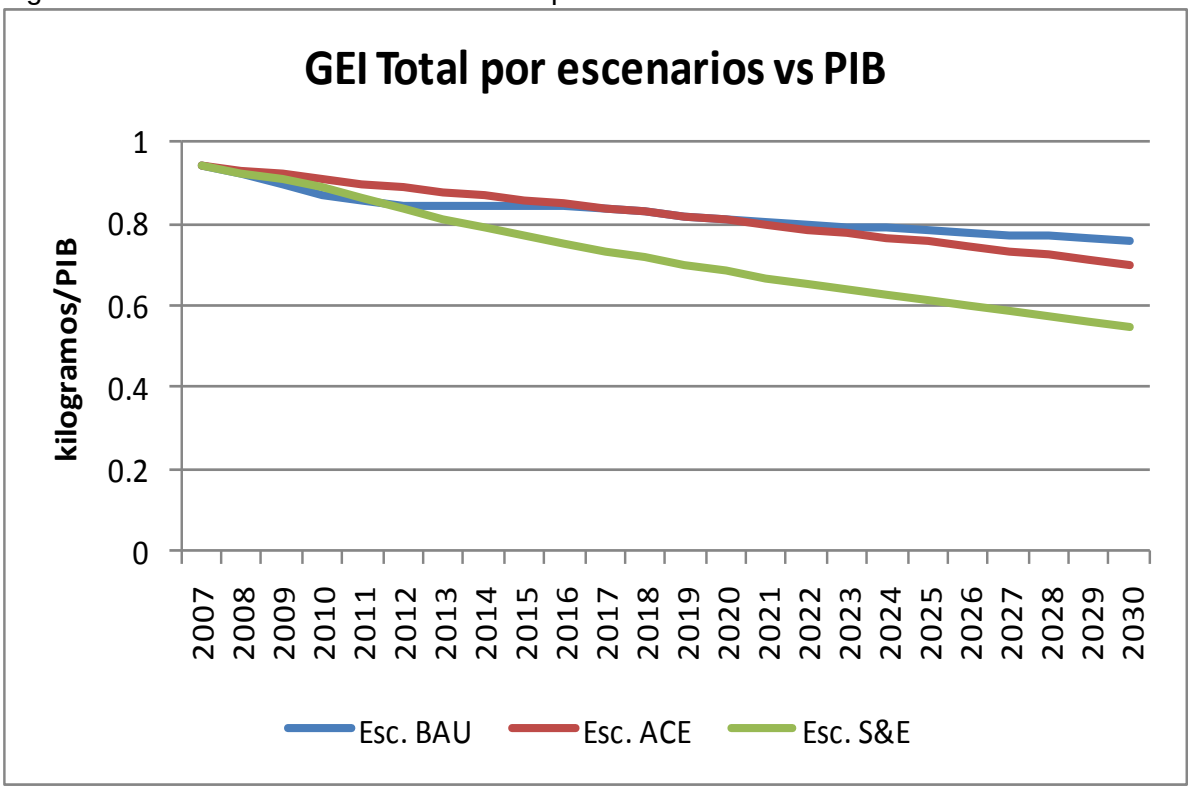


Fuente Elaboración propia en base a datos MEER, 2008 y OLADE, 2009

Las trayectorias que se observan (Figura 1.11) indican que la diferencias entre los escenarios BAU y ACE se deben básicamente a las variables conducentes (PIB y población) mientras que aquellas con el escenario S&E se deben a la sustitución entre las fuentes de energía y a la eficiencia que esas fuentes tienen en los diferentes usos de cada sector. El efecto del escenario S&E es menos intenso con respecto a los otros escenarios.

En el caso de las emisiones GEI por unidad de PIB, una política de sustitución entre fuentes y la eficiencia demuestra su efectividad en particular por la introducción de fuentes renovables (Figura 3.12). La mayor reducción de las emisiones GEI, como las que indica el escenario S&E, contribuirá a mitigar impactos ambientales a nivel local y global y a una mayor inserción internacional entre los países que acceden al crédito por su cuidado del ambiente.

Figura 3.12: Gases de efecto invernadero por escenarios vs PIB



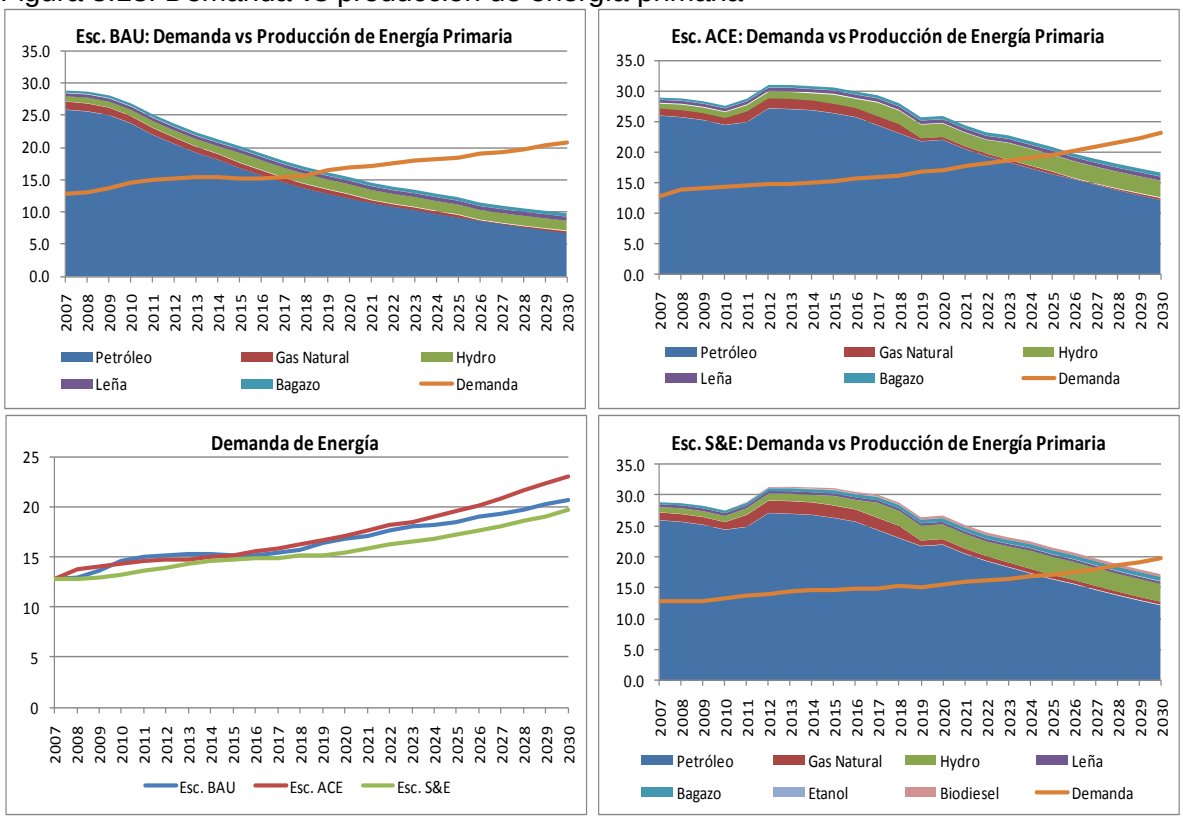
Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

3.1.6 DEMANDA VS PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA

La demanda total de energía, final y consumo propio, sería satisfecha por la producción primaria hasta el año 2019 en el escenario BAU. Ello como consecuencia de exportaciones de petróleo que compensarían a las importaciones de derivados en términos físicos. El horizonte se extiende hasta el año 2026 en el escenario ACE, en el que si bien la demanda aumenta por crecimiento del PIB, también se ve compensada por aumentos en la producción de petróleo, gas natural e hidroenergía (Figura 3.13).

El horizonte de suministro mejora más hasta el año 2028, en el escenario S&E, en parte por la menor demanda de energía debido a los efectos de sustitución y eficiencia y en parte por una mayor oferta derivada de una mayor penetración de gas natural y biocombustibles (etanol y biodiesel). Deriva de todo ello que si se agregaran otras energías renovables (hidráulica, solar y eólica) y geotermia sería posible extender el horizonte, dependiendo de la intensidad de las políticas energéticas a instrumentar

Figura 3.13: Demanda vs producción de energía primaria



Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

3.2 EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL TRANSPORTE AUTOMOTOR

3.2.1 DIAGNÓSTICO

El sector transporte, principalmente automotor, es el mayor consumidor de energía con una participación que supera el 54% de la demanda total de energía. Por otra parte, constituye el sector con el más alto crecimiento, de allí la importancia de desarrollar programas de uso racional y eficiente de la energía. Dentro de todos los modos de transporte, los vehículos para transporte por carretera representan la mayoría del consumo dentro de este sector. El transporte por carretera se caracteriza por una fuerte utilización de hidrocarburos livianos, que se corresponde con un parque vehicular con motores predominantes de ciclo Otto (gasolina).

El potencial de ahorros de combustibles es importante en el sector transporte del Ecuador, los que se pueden alcanzar poniendo en marcha un amplio programa de racionalización de la energía con posibles mejoras en la eficiencia por incorporación de tecnología, aumento en la

calidad y sustituciones entre combustibles, así como mejoras en el ordenamiento del tráfico en las ciudades y vial interurbano. La magnitud de esos ahorros está relacionada con el elevado porcentaje que ocupa el sector transporte dentro del consumo total de combustibles en el país.

3.2.1.1 PARQUE AUTOMOTOR

El parque automotor de Ecuador (Tabla 3.7) se caracteriza por una variación porcentual anual de 5.5% aumentando posiciones relativas los automóviles, taxis, camiones, buses y otros.

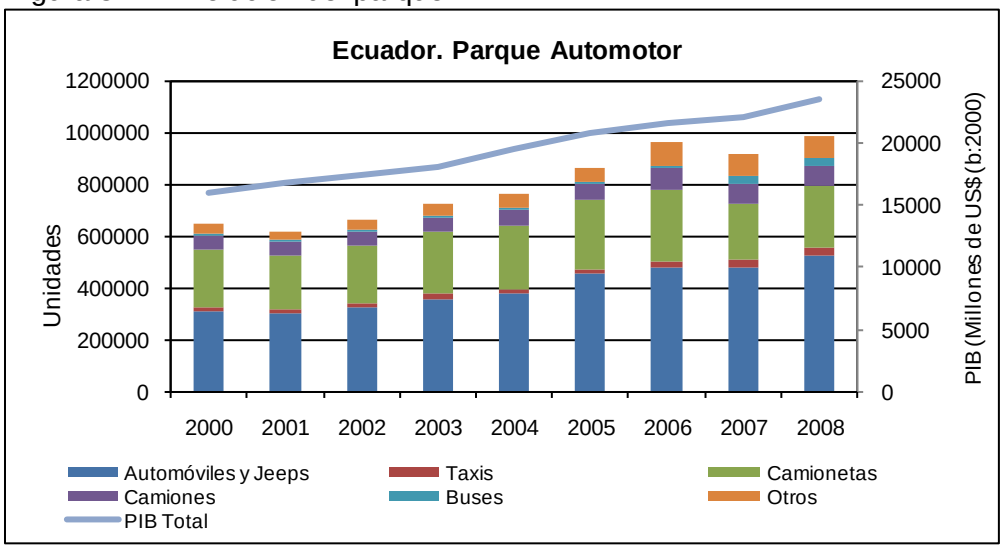
Tabla 3.7. Parque automotor por tipo de vehículo y año

	Automóviles[1]	Taxis[2]	Camionetas[3]	Camiones[4]	Buses[5]	Otros[6]	Total
	Unidades						
2000	309.607	12.841	228.000	48.828	9.183	37.581	646.040
2001	304.420	9.939	215.000	48.290	8.962	34.570	621.181
2002	326.143	18.106	221.678	50.000	10.666	36.638	663.231
2003	359.722	18.407	238.723	52.545	11.408	42.371	723.176
2004	380.985	15.598	246.302	56.274	10.488	54.439	764.086
2005	454.792	16.108	268.053	60.153	10.349	58.211	867.666
2006	478.276	21.255	281.842	80.316	11.164	88.703	961.556
2007	481.966	25.372	220.704	71.513	34.356	86.286	920.197
2008	525.524	27.270	243.633	75.717	27.270	89.625	989.039
	Tasa de crecimiento anual acumulativa						
2000-08	6.8%	9.8%	0.8%	5.6%	14.6%	11.4%	5.5%
	Estructura porcentual						
2000	47.9%	2.0%	35.3%	7.6%	1.4%	5.8%	100.0%
2008	53.1%	2.7%	24.6%	7.7%	2.8%	9.1%	100.0%

Fuente: En base a datos del INEC
Notas: 1 vehículos particulares individuales. 2 automóviles autorizados y vehículos de alquiler. 3 camionetas, furgonetas y vehículos de carga liviana. 4 vehículos de carga pesada de corta y larga distancia. 5 vehículos de corta y larga distancia para transporte de pasajeros. 6 motos y equipos especiales.

La evolución del parque se observa (Figura 3.14) con un sistemático crecimiento fuertemente correlacionado al del PIB, que indica el nivel de actividad en la economía del país.

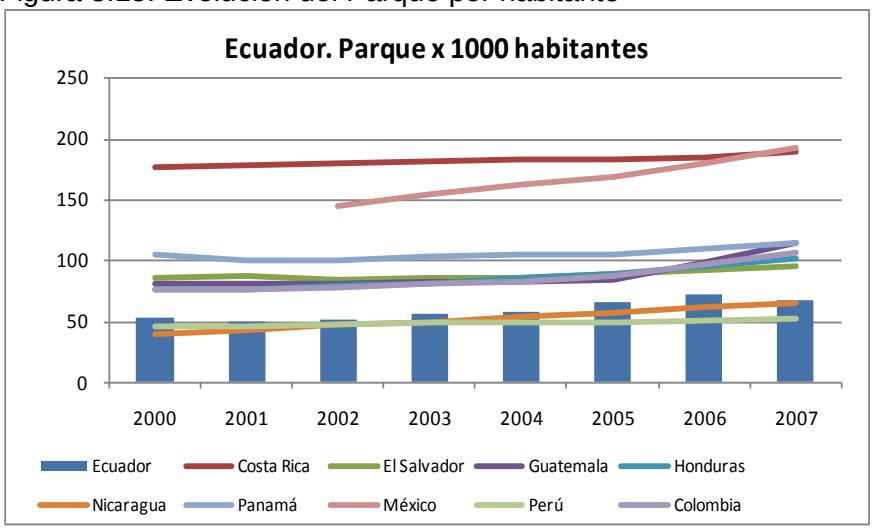
Figura 3.14: Evolución del parque



Fuente: Elaboración propia en base a datos INEC

Comparando con otros países (Figura 3.15) se advierte que el parque automotor total de Ecuador por cada mil habitantes, aún no alcanza a los niveles de la mayoría los países de Centroamérica, excepto Nicaragua y Perú que están por debajo y se encuentra aún lejos de Costa Rica y México.

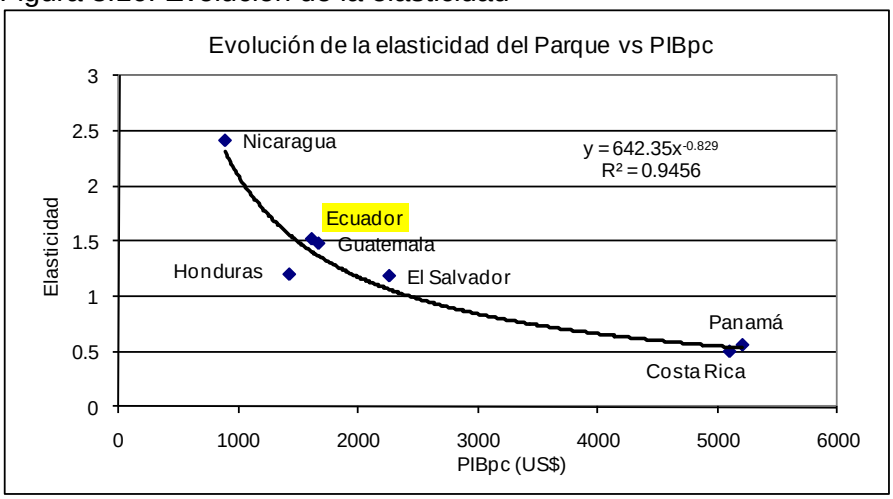
Figura 3.15: Evolución del Parque por habitante



Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, CEPAL y OLADE

El desarrollo relativo de Ecuador lo ubica por su PIB per cápita en niveles similares al de los países intermedios de Centroamérica y por lo tanto la elasticidad del parque automotor respecto al PIB se encuentra en la trayectoria de la evolución de esas elasticidades respecto al PIB per cápita (Figura 3.16). En consecuencia, cabe esperar que el parque tienda a crecer proporcionalmente menos con el desarrollo de país.

Figura 3.16: Evolución de la elasticidad

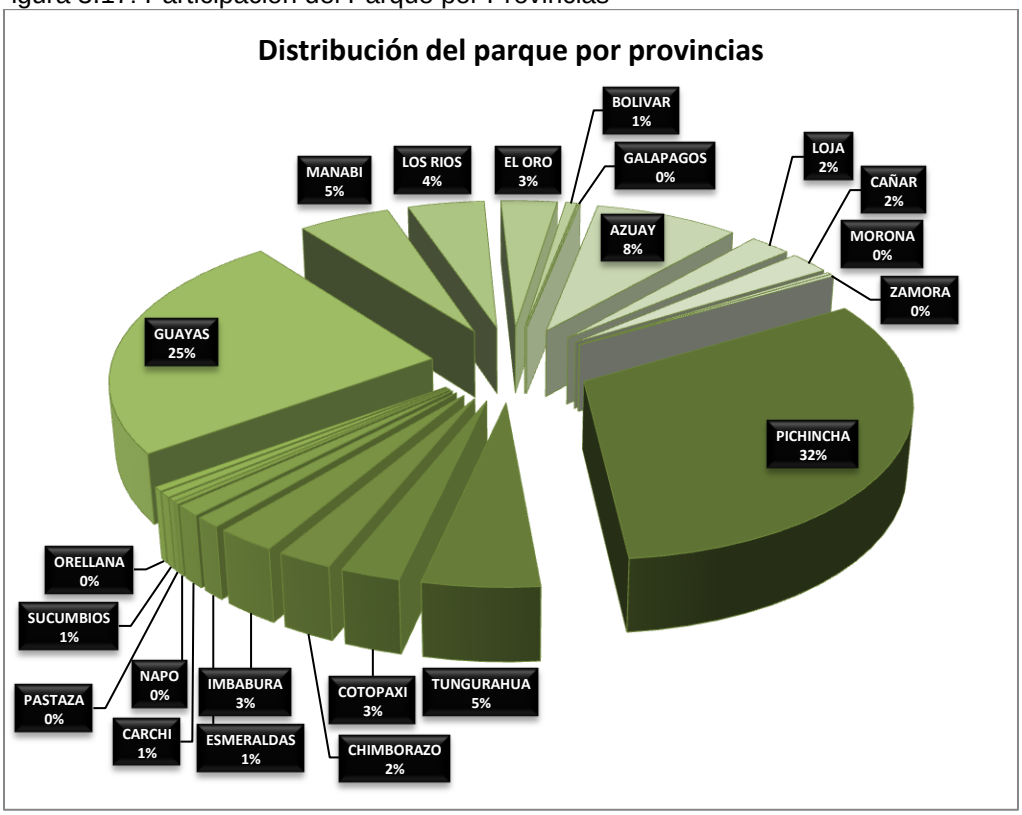


Fuente: Elaboración propia

3.2.1.2 DISTRIBUCIÓN DEL PARQUE VEHICULAR POR PROVINCIAS

El parque vehicular se concentra en tres provincias, Pichincha (32%), Guayas (25%) y Azuay (8%), que suman el 65% del total (Figura 3.17). En esas provincias, entre las ciudades más importantes se encuentran Quito, capital del país, Guayaquil y Cuenca que concentran respectivamente a la población urbana del país. El parque por cada 1000 habitantes es también en esas ciudades el más elevado del país.

Figura 3.17: Participación del Parque por Provincias



Fuente: Elaboración propia en base a datos del INEC, 2006

También, entre esas ciudades se verifican las corrientes de transporte carretero, de doble mano por vía, para carga y pasajeros (Figura 3.18). Pero, la eficiencia del transporte en esos corredores es afectada por el estado de las vías que no aseguran en todo su trayecto condiciones adecuadas de la capa de rodamiento y señalización. A ello se agrega la exposición a factores climáticos que determinan, en ciertas épocas del año, deslizamientos y rotura de puentes que obstruyen los pasos con elevados costos para los transportistas.

Por su parte, la concentración del parque en el ámbito urbano implica una complejidad de proporciones, empezando por la circulación de los vehículos en sus distintas modalidades de transporte, que requieren de un ordenamiento del tránsito cuyos efectos derivan en la eficiencia de los motores, recorridos medios, consumo de combustibles y emisiones que afectan el hábitat de las personas.

Figura 3.18: Corrientes principales de transporte interurbanas

Fuente: Elaboración propia en base a datos del INEC, 2006

3.2.1.3 LA INDUSTRIA AUTOMOTRIZ EN ECUADOR

A diferencia de Centroamérica, que importa la totalidad de los vehículos y en su mayoría usados, Ecuador cuenta con una industria nacional de significación en el ensamble de vehículos, que puede ampliar la participación de la industria metal mecánica. El resumen de la industria automotriz (Tabla 3.8) pone en evidencia un gran potencial para orientar políticas en incorporación de tecnología, regulación ambiental.

El sector automotor cumple un rol vital en la economía del país. Su desarrollo está ligado al transporte de personas y carga para las diferentes actividades. Se generan puestos de trabajo e ingresos fiscales al país, por medio de aranceles e impuestos. El sector no sólo vende vehículos nuevos de producción nacional, sino que además genera actividad en talleres, venta de repuestos, financiamiento automotriz y otros negocios relacionados como: seguros, dispositivos de rastreo, venta de combustibles y lubricantes, entre otros.

Es un sector formal de la industria que aporta a la economía del país, ya que se deriva en varios subsectores que complementan su actividad productiva y comercial. El sector aporta al fisco con alrededor de 400 millones de dólares por concepto de impuestos, tasas y aranceles. Según AEADE, en los vehículos motorizados se recaudó en 2007 (matrícula) US$74.356.000, con un crecimiento del 6.9% respecto al 2006

Tabla 3.8. Resumen de la Industria Automotriz

AÑO	Producción Nacional		Ventas al Mercado Interno		
	Empresas locales	Exportación	Producción Local	Importación	Total Ventas
2000	13.076	5.012	8.064	8.019	16.083
2001	28.397	7.493	20.316	33.357	53.673
2002	27.181	5.077	21.047	48.325	69.372
2003	31.201	8.574	22.768	32.688	55.456
2004	31.085	9.308	22.230	36.921	59.151
2005	43.393	13.481	29.528	50.882	80.41
2006	51.763	20.283	31.496	58.062	89.558
2007	59.290	25.916	32.591	59.587	92.178
2008	71.210	22.774	46.782	65.902	112.684
2009	55.561	13.844	43.077	49.687	92.764
Variación % 2009-2001	**8.8%**	**8.0%**	**9.9%**	**5.1%**	**7.1%**

Nota: El año 2000 fue atípico habida cuenta de la recesión.
Fuente: AEADE

El mercado automotor en el año 2009 cerró con un saldo positivo. La venta de vehículos nuevos registró su mejor año en 2008 al sumar 112,684 unidades. Cifra que muestra un significativo dinamismo económico debido a la mejora de los ingresos personales que permiten poseer un vehículo propio y a la necesidad de transporte, tanto de carga como de pasajeros (Tabla 3.9). El año 2009, pese a la recesión internacional fue mejor que el 2007 en ventas al mercado interno pero las exportaciones recibieron el impacto.

El parque automotor se genera por las incorporaciones dadas por la producción nacional menos las exportaciones más la importación de vehículos, menos las bajas por accidentes o porque por sus condiciones técnicas y ambientales no deben circular. En ello tienen particular efecto las revisiones técnicas vehiculares (RTV) obligatorias que contribuyen a depurar el parque, así como los estrictos sistemas de matriculación. En este sentido Ecuador ha avanzado significativamente en la presente década.

El crecimiento de las exportaciones entre 2001 y 2009 (8.0%) respecto al de las importaciones (5.1%) indica una mejora del balance comercial en volúmenes, dado que se importan vehículos de mayor valor y también a que la calidad de los vehículos exportados compite en el mercado externo al que se destinan. Ello implica que tanto los vehículos de producción local como los importados han contribuido a elevar los rendimientos medios de los vehículos del parque (kilómetros/galón) y en consecuencia a reducir el consumo medio por vehículo así como a reducir el impacto ambiental por menor emisión de gases y partículas al ser más eficientes.

Esos efectos sobre el parque se verifican en la mayoría de los vehículos dada la diversificación de la producción nacional.

Tabla 3.9. Producción Nacional por tipo de Vehículo unidades)

AÑO	AUTOMOVILES	CAMIONETAS	TODO TERRENO	VANS	CAMIONES Y BUSES	TOTAL
2000	1.236	3.918	7.922		-	**13.076**
2001	2.279	9.042	15.972		654	**29.397**
2002	5.973	10.509	10.333		366	**27.181**
2003	14.991	9.557	6.341		312	**31.201**
2004	14.405	9.976	6.568		136	**31.085**
2005	16.884	19.956	6.364		189	**43.393**
2006	16.927	25.748	8.999		89	**51.763**
2007	21.094	27.235	9.102	1.785	74	**59.290**
2008	20.929	33.132	14.032	2.803	314	**71.210**
2009	18.225	17.378	18.668	1.290	-	**55.561**

Fuente: AEADE

También, por las importaciones que completan la distribución de las ventas en el mercado interno por tipo de vehículos (Tabla 1310). Es de hacer notar que en el año 2007 las ventas de automóviles prácticamente se igualan entre nacionales e importados. Las importaciones se han caracterizado por un significativo predominio de autos nuevos respecto a los usados.

Tabla 3.10. Importación por tipo de Vehículo Unidades

AÑO	AUTOMÓVILES	CAMIONETAS	TODO TERRENO	VANS	CAMIONES Y BUSES	TOTAL
	Unidades					
2000	4.137	1.277	1.491	85	1.029	**8.019**
2001	21.213	5.136	5.153	2.491	8.401	**42.394**
2002	25.403	6.078	5.714	2.807	9.091	**49.093**
2003	14.830	3.779	4.317	2.384	5.646	**30.956**
2004	19.979	4.289	6.251	1.754	5.975	**38.248**
2005	31.870	3.138	10.301	2.276	7.725	**55.310**
2006	30.525	4.379	11.555	1.678	9.339	**57.476**
2007	22.485	6.212	13.401	1.879	10.127	**54.104**
2008	32.585	9.038	13.569	1.915	13.215	**70.322**
2009	15.709	5.298	12.479	921	5.899	**40.576**

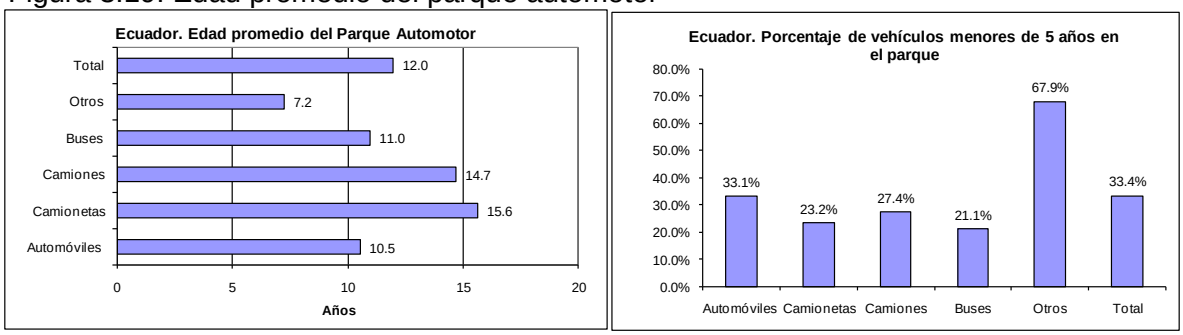
Fuente: AEADE

3.2.1.4 EDAD PROMEDIO DEL PARQUE AUTOMOTOR

Lo expuesto precedentemente ha contribuido a que la edad del parque de cada tipo de vehículo ha disminuido lo cual tiene particular incidencia en el rendimiento de los motores. Al 2007 la edad promedio por tipo de vehículo se ha caracterizado (Figura 3.19) por ser relativamente elevada para camiones, camionetas y automóviles mientras que para los taxis y los buses es más baja y en particular en “otros”, parque en el que predominan las motos.

En los últimos 5 años las incorporaciones al parque total indican (Figura 1.19) que las motos son relativamente nuevas y luego que los buses habrían renovado un 21.1% de su parque. Habida cuenta que los automóviles, jeeps y camiones son los vehículos que más se han renovado, se llega a que la tercera parte del parque es en promedio nuevo, menor de 5 años.

Figura 3.19: Edad promedio del parque automotor



Fuente: Elaboración propia en base a datos del INEC, 2006

3.2.1.5 PARQUE POR TIPO DE VEHÍCULO Y MOTOR

El rendimiento de los vehículos es diferente entre aquellos con motor de ciclo Otto[15], que pueden utilizar gasolinas, gas licuado de petróleo (GLP), gas natural comprimido (GNC) y mezcla de gasolina con etanol (E), respecto a los motores de ciclo Diesel, que pueden utilizar diesel oil y mezcla biodiesel (B). Los motores diesel tienen mayor rendimiento que los de ciclo Otto, son más robustos y con el avance de la tecnología compiten en performance con aquellos.

Cuando se discrimina el parque ecuatoriano por tipo de vehículo y tipo de motor se advierte que al 2007 el motor de ciclo Otto predominaba en total con el 87.8% mientras que los motores Diesel representaban el 12.2%. Esa preferencia por los vehículos con motor de ciclo Otto se concentra en los automóviles particulares y taxis mientras que los camiones y buses se orientan preferentemente a los motores Diesel (Tabla 3.11) de mayor rendimiento y durabilidad.

[15] El motor de ciclo Otto es un tipo de motor de combustión interna, conocido comúnmente como motor de gasolina aunque esa denominación no es correcta ya que puede usar gasolina, alcohol o sus mezclas y gas natural comprimido (GNC). Un motor de combustión interna es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química producida por un combustible que arde dentro de una cámara de combustión, la parte principal de un motor. Se emplean motores de combustión interna de cuatro tipos:

- El motor de explosión ciclo Otto, cuyo nombre proviene del técnico alemán que lo inventó, Nikolaus August Otto, es el motor convencional de gasolina que se emplea en automoción y aeronáutica.
- El motor diesel, llamado así en honor del ingeniero alemán nacido en Francia Rudolf Diesel, funciona con un principio diferente, el encendido se logra por la temperatura elevada que produce la compresión del aire en el interior del cilindro y suele consumir gasóleo (diesel oil, y puede usar biodiesel y sus mezclas). Se emplea en instalaciones generadoras de energía eléctrica, en sistemas de propulsión naval, en camiones, autobuses y automóviles.
- El motor rotatorio.
- La turbina de combustión o turbina de ciclo abierto de gases de combustión, utilizada en aviación y generación eléctrica.

Tabla 3.11. Parque por tipo de vehículo y tipo de motor al 2008

	Motor Otto	Motor Diesel	Motor Eléctrico	Total
	Unidades			
Automóviles y jeeps	521,830	3,694	-	525,524
Taxis	27,081	189	-	27,270
Camionetas	230,937	12,696	-	243,633
Camiones	12,120	63,597	-	75,717
Buses	1,409	25,618	243	27,270
Otros	88,652	973	-	89,625
Total	**882,030**	**106,767**	**243**	**989,039**

Fuente: En base a datos del INEC

3.2.1.6 RENDIMIENTOS, RECORRIDO MEDIO Y CONSUMO POR TIPO DE MOTOR

Los rendimientos por tipo de vehículo y tipo de motor (Tabla 3.12) son promedios estimados para el país, teniendo como referencia a la Encuesta del 2004, de la Dirección Sectorial de Energía de Costa Rica y de la Comisión Nacional de Ahorro de Energía (CONAE) de México, en km por galón, teniendo en cuenta la relación que en general tienen ambos tipos de motores y dada la edad del parque.

Esas estimaciones de rendimientos también han tenido en cuenta las estimaciones de los recorridos por tipo de vehículo circulando durante un año (Tabla 1.12). Los recorridos, también son estimaciones aproximadas en base a la Encuesta mencionada y ajustadas por los consumos de combustibles totales por el parque automotor para el 2007. Esos recorridos son particularmente elevados en los buses por el transporte urbano e interurbano de pasajeros, siendo los recorridos más bajos los de autos y jeeps particulares, en parte por la mejora en los servicios de transporte masivo en las principales ciudades y por la escasez de estacionamientos.

Tabla 3.12. Rendimientos y recorrido medio por tipo de vehículo y motor al 2008

	Motor Otto	**Motor Diesel**	**Motor total**	**Motor Otto**	**Motor Diesel**	**Motor Otto**	**Motor Diesel**
	Rendimientos		**Recorrido medio anual**	**Consumo específico**		**Consumo total**	
	km/galón		km/día	kbep/vehículo		kbep	
Automóviles y jeeps	44.0	45.0	30.0	5.28	5.74	2755.39	21.20
Taxis	38.0	40.0	250.0	50.95	53.81	1379.76	10.18
Camionetas	31.0	34.0	100.0	24.98	25.32	5769.21	321.50
Camiones	18.0	17.0	300.0	129.07	151.94	1564.34	9662.95
Buses	16.0	17.0	250.0	121.01	126.62	170.55	3243.65
Otros	40.0	60.0	30.0	5.81	4.30	514.91	4.19
Total Combustibles						12154.5	13263.66
Gasolinas						11726.0	
GLP						347.5	
Diesel Oil							13263.66

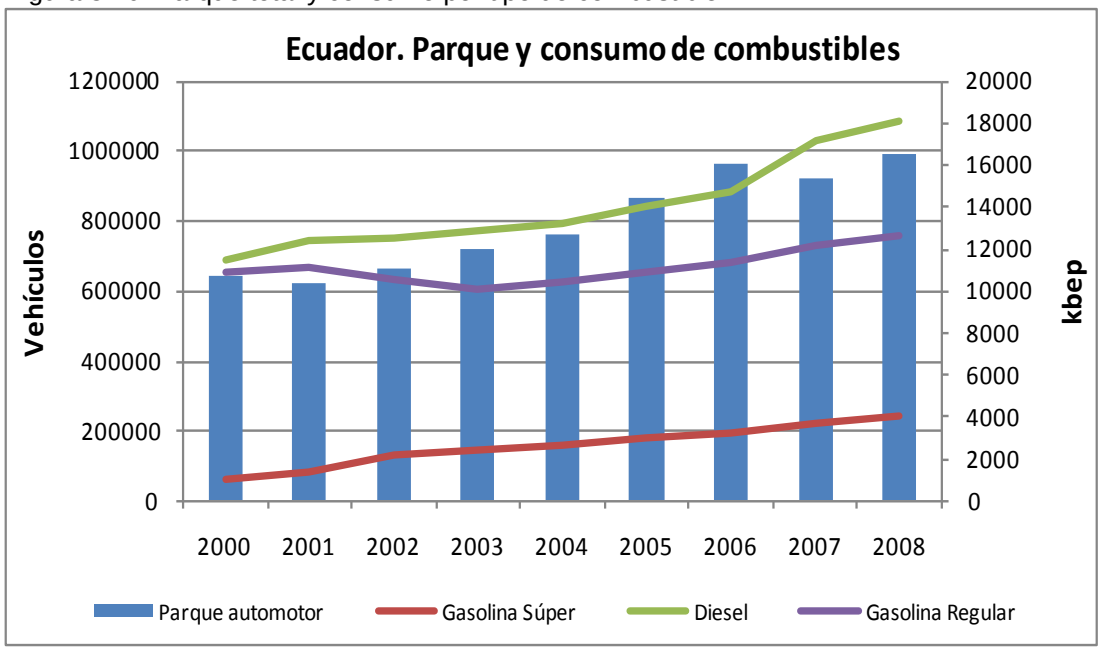
Fuente: Estimaciones propias

Las estimaciones de rendimientos y recorridos son aproximaciones que en el primer caso se encuentran en un entorno de rangos acotados mientras que los segundos dependen de la actividad. No obstante, el consumo de combustibles por el sector transporte de ese año, distribuido por tipo de motor, cierra con esos datos (Tabla 3.12).

Como se observa en el cuadro, cada tipo de motor consume distintos tipos de combustible sin que puedan atribuirse por tipo de vehículo las variedades de gasolinas. En el caso del GLP se estima que en el Guayas los taxis consumen importantes volúmenes y su consumo depende del rendimiento y del precio relativo con las gasolinas. Para las gasolinas de distinto octanaje existe una diversidad de posibilidades de consumo, en vista de la edad del parque y los precios relativos en surtidor para el usuario. Incluso hay usuarios que mezclan las variedades de gasolinas con la carga. Por todo ello no es posible atribuir un consumo de cada combustible a los motores de ciclo Otto que cuentan con distintas alternativas de suministro.

El consumo de combustibles tiene directa relación con el tipo de motor por tipo de vehículo y su edad que se refleja en los rendimientos. La evolución del consumo de combustibles y del parque (Figura 3.20) indica un comportamiento de singular correlación. Con los datos previos de parque y consumos por tipo de vehículos para 2007 se obtuvieron los consumos específicos que resumen los consumos por vehículo, dado el respectivo recorrido y rendimiento y permiten, en las proyecciones, introducir a futuro objetivos de eficiencia selectivos que se reflejarán en la estructura de los consumos dado un parque proyectado.

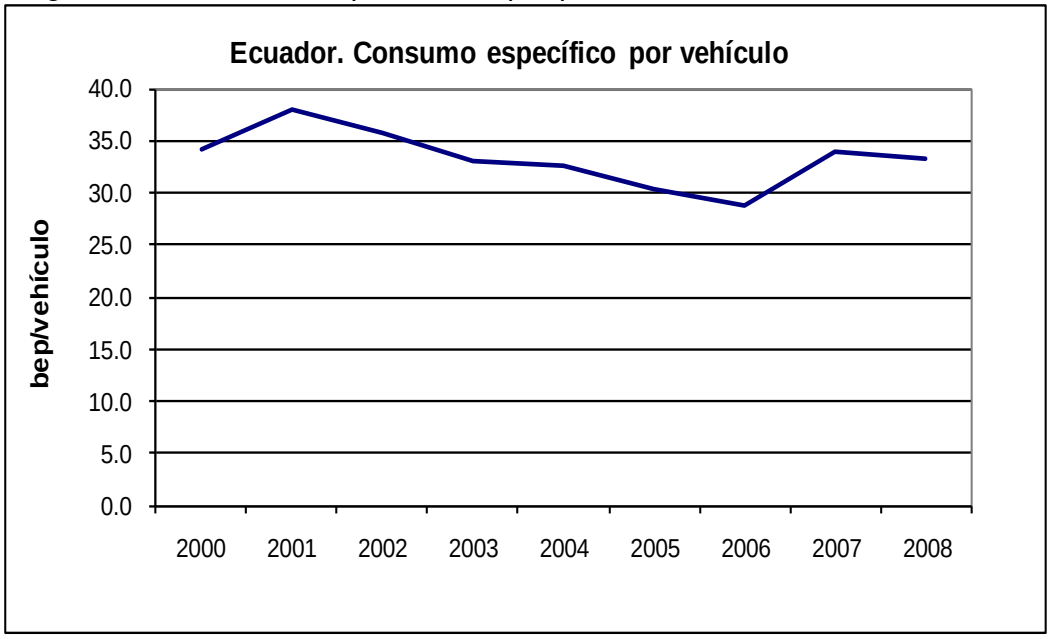
Figura 3.20: Parque total y consumo por tipo de combustible



Fuente: Estimaciones propias en base a datos del INEC y OLADE

También, es interesante la evolución histórica del consumo específico como indicador de la mayor eficiencia que registra el parque automotor en la década (Figura 3.21).

Figura 3.21: Consumo específico del parque automotor



Fuente: Estimaciones propias en base a datos del INEC y OLADE

3.2.2 PERSPECTIVAS DE LA DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL TRANSPORTE CARRETERO

La demanda esperada de los diferentes energéticos requeridos por el Sector Transporte se obtuvo con un modelo analítico, teniendo en cuenta las interdependencias con el resto de los sectores y el suministro por los centros de transformación (electricidad y refinerías), dados los recursos energéticos disponibles (petróleo, gas natural, bioenergías e hidráulicos). En primer lugar, se utilizó la proyección del PIB como se ha indicado precedentemente. En segundo lugar, el parque automotor del país y su evolución con relación al PIB y su elasticidad variable con respecto al PIB per cápita esperado, como indicador del grado de desarrollo relativo entre el año base 2007 y el horizonte 2030. En tercer lugar, se estimó la demanda final futura de los derivados de petróleo requerida por el Sector Transporte en base a la evolución del parque, los consumos específicos por tipo de vehículo y tipo de motor estimados en base a los rendimientos y recorridos medios por tipo de vehículo.

3.2.2.1 ESCENARIO BAU: LA INERCIA DEL SISTEMA

El escenario macroeconómico se identifica con trayectorias que indican el resultado inercial de la evolución histórica del país. El escenario energético inercial o “business as usual” (BAU) continúa con la inercia de las medidas orientativas que han tomado los gobiernos hasta el año base (2007) sin que se apliquen medidas específicas de incorporación de tecnología, eficiencia

energética, uso racional y sustitución entre combustibles, excepto por aquellas que están implícitas en las tendencias.

La evolución esperada del parque automotor del Ecuador, en este escenario, indica una diferencia en las tasas de crecimiento histórica y de la proyección (7.5% y 2.8%) que se explica por las elasticidades decrecientes del Parque respecto al PIB, por aumento del crecimiento económico inercial del país hacia el año 2030 (Tabla 1.13). Cuando se analiza la evolución del parque total, se advierte una evolución decreciente en virtud del aumento de desarrollo relativo.

Entre la causa dada por el parque y el efecto dado por el consumo de combustibles existen varios elementos a tener en cuenta. El primero de ellos es que el parque automotor es una fuente móvil que consume combustibles para el transporte de personas y carga y su existencia *per se* no tiene ningún objeto. Pero, circulando, dadas sus características de antigüedad, uso racional y tecnología determinan su eficiencia. El segundo, es el ordenamiento de esa circulación que es cada vez más crítica en los principales centros urbanos y que se encuentra en situaciones de colapso en horas pico por los cuellos de botella en las vías y agravada por la indisciplina de los conductores y usuarios que no respetan paradas de pasajeros, horas de carga y descarga y estacionamientos de los particulares en lugares prohibidos. El tercero, es que el parque circula por las vías urbanas, interurbanas y entre centros de acopio y descarga por calles y carreteras en estado de gran dificultad de tránsito sobre una base de rodamiento inadecuada e incorrectamente señalizada. Esas situaciones determinan que la variación anual de los consumos de combustibles que derivan del parque automotor en este escenario esté afectada no solo por los distintos tipos de vehículos y sus respectivos consumos específicos.

Entre 2007 y 2030 el parque automotor total pasará de 1,075 mil a 2,004 mil unidades (Tabla 3.13), que representa un crecimiento anual de 2.8%. Discriminando por tipo de vehículo, manteniendo la estructura del año base, los autos y jeeps particulares aumentarán de 502 mil a 936 mil, los taxis de 27 mil a 50 mil, las camionetas para carga liviana de 297 mil a 553 mil, los camiones de 117 mil a 218 mil y los buses de 13 mil a 24 mil. El resto de los vehículos, es una mezcla heterogénea en cuanto a su finalidad, en la que predominan las motos y se estima que también crecerán en proporción al parque total.

Tabla 3.13 Escenario BAU. Parque por tipo de vehículo

	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
	Miles de Unidades							
Autos y Jeeps	502	535	576	614	687	776	856	936
Taxis	27	29	31	33	37	42	46	50
Camionetas	297	316	340	363	406	458	506	553
Camiones	117	125	134	143	160	181	200	218
Buses	13	14	15	16	18	20	22	24
Otros	119	127	137	146	163	184	204	222
Parque Total	**1,075**	**1,145**	**1,234**	**1,315**	**1,471**	**1,661**	**1,834**	**2,004**
Vehículos /1000 Habitantes	79	83	88.1	92.6	96.8	102.6	107.2	111.7

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, MEER y OLADE

La evolución del parque es creciente pero desacelerada tendiendo a disminuir con relación al PIB per cápita. En ese contexto, el crecimiento del parque por mil habitantes se incrementará 1.5%. El crecimiento económico inercial de Ecuador (Tabla 3.14) determina que el parque por

tipo de vehículo requerirá de un consumo de combustibles creciente aunque amortiguado por el efecto decreciente de las elasticidades entre el parque total y el PIB per capita.

Tabla 3.14: Escenario BAU. Consumo de combustibles por tipo de vehículo

	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
	ktoe							
Autos y Jeeps	**392.6**	**418.5**	**450.7**	**480.4**	**537.5**	**606.8**	**670.1**	**732.2**
Gasolina	389.5	415.2	447.1	476.6	533.3	602	664.8	726.4
Diesel Oil	3.1	3.3	3.6	3.8	4.2	4.8	5.3	5.8
Taxis	**181.8**	**193.8**	**208.8**	**222.5**	**249**	**281.1**	**310.4**	**339.1**
Gasolina	134.3	143.1	154.1	164.3	183.8	207.5	229.2	250.4
GLP	46.2	49.2	53	56.5	63.2	71.4	78.8	86.2
Diesel Oil	1.4	1.5	1.6	1.7	1.9	2.1	2.3	2.6
Camionetas	**1,030.0**	**1,097.9**	**1,182.5**	**1,260.3**	**1,410.2**	**1,592.1**	**1,758.0**	**1,921.0**
Gasolina	966.5	1,030.2	1,109.5	1,182.5	1,323.2	1,493.8	1,649.6	1,802.4
Diesel Oil	63.6	67.8	73	77.8	87	98.3	108.5	118.6
Camiones	**2,415.4**	**2,574.6**	**2,772.9**	**2,955.5**	**3,307.0**	**3,733.5**	**4,122.6**	**4,504.7**
Gasolina	326.3	347.8	374.6	399.2	446.7	504.3	556.9	608.5
Diesel Oil	2,089.2	2,226.9	2,398.4	2,556.2	2,860.3	3,229.2	3,565.8	3,896.2
Buses	**230.6**	**245.8**	**264.7**	**282.2**	**315.7**	**356.5**	**393.6**	**430.1**
Gasolina	10.7	11.4	12.2	13	14.6	16.5	18.2	19.9
Diesel Oil	219.1	233.5	251.5	268.1	300	338.7	374	408.6
Electricidad	0.9	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.5	1.6
Otros	**93.2**	**99.4**	**107**	**114.1**	**127.6**	**144.1**	**159.1**	**173.8**
Gasolina	92.2	98.3	105.8	112.8	126.2	142.5	157.3	171.9
Diesel Oil	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.6	1.8	1.9
Total Automotor	**4,343.8**	**4,630.0**	**4,986.6**	**5,314.9**	**5,947.1**	**6,714.0**	**7,413.8**	**8,100.9**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, MEER y OLADE

En la evolución de los consumos de combustibles del Sector Transporte el principal consumidor son los camiones (55.6%), seguido por camionetas (23.7%) y autos y jeeps (9.0%) que en conjunto suman 88.3% de los consumos.

En resumen, el crecimiento inercial del consumo total del parque automotor en Ecuador será de 2.8%. La evolución (Tabla 3.15) de los consumos por tipo de combustibles indica en este escenario un crecimiento amortiguado, dada la evolución del parque, sin que se hayan considerado penetración de nuevas tecnologías y sustituciones de nuevas fuentes de energía como biocombustibles y gas natural comprimido (GNC).

Tabla 3.15: Escenario BAU. Consumo por tipo de combustibles

	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
	ktoe							
Gasolina	1,919.3	2,045.8	2,203.4	2,348.4	2,627.8	2,966.7	3,275.9	3,579.5
GLP	46.2	49.2	53.0	56.5	63.2	71.4	78.8	86.2
Diesel Oil	2,377.4	2,534.0	2,729.2	2,908.8	3,254.9	3,674.6	4,057.6	4,433.6
Electricidad	0.9	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.5	1.6
Total	**4,343.8**	**4,630.0**	**4,986.6**	**5,314.9**	**5,947.1**	**6,714.0**	**7,413.8**	**8,100.9**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, MEER y OLADE

3.2.2.2 ESCENARIO ACE: ALTO CRECIMIENTO ECONÓMICO

El escenario ACE, supone un proceso que se traduce en un incremento de la inversión nacional con tasas medias de crecimiento de largo plazo más elevadas que en el escenario tendencial. Esas tasas tienen en consideración un previsible menor crecimiento que el esperado debido a la crisis mundial de fines del 2008. La evolución esperada del parque automotor del Ecuador, en este escenario, indica una diferencia en las tasas de crecimiento histórica y de la proyección

(7.5% y 3.2%). Cuando se analiza la evolución del parque total se advierte una evolución decreciente en virtud del aumento de desarrollo relativo. Entre 2007 y 2030 el parque automotor total pasará de 1,075 a 2,204 mil unidades (Tabla 3.16), que representa un crecimiento anual de 3.2%. Discriminando por tipo de vehículo, manteniendo la estructura del año base, los autos y jeeps particulares aumentarán de 502 a 1,029 mil, los taxis de 27 a 55 mil, las camionetas para carga liviana de 297 a 608 mil, los camiones de 117 a 240 mil y los buses de 13 a 26 mil.

Tabla 3.16: Escenario ACE. Parque por tipo de vehículo

	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
	Miles de Unidades							
Autos y Jeeps	502	527	546	565	668	780	901	1029
Taxis	27	28	29	30	36	42	48	55
Camionetas	297	312	323	334	395	461	533	608
Camiones	117	123	127	132	156	182	210	240
Buses	13	14	14	15	17	20	23	26
Otros	119	125	130	134	159	186	214	245
Parque Total	**1,075**	**1,129**	**1,170**	**1,211**	**1,430**	**1,671**	**1,930**	**2,204**
Vehículos /1000 Habitantes	79.0	81.8	83.5	85.3	94.1	103.2	112.8	122.8

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, MEER y OLADE

En ese contexto, el crecimiento del parque por mil habitantes se incrementará de 79 a 123 a una tasa anual de 1.9%. El mayor crecimiento económico que el inercial de Ecuador determina que el parque por tipo de vehículo requerirá de un consumo de combustibles creciente aunque amortiguado por el efecto decreciente de las elasticidades entre el parque total y el PIB (Tabla 3.17).

Tabla 3.17: Escenario ACE. Consumo de combustibles por tipo de vehículo

	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
	ktoe							
Autos y Jeeps	**392.6**	**412.5**	**427.3**	**442.4**	**522.6**	**610.6**	**705.1**	**805.2**
Gasolina	389.5	409.3	424	438.9	518.4	605.8	699.6	798.8
Diesel Oil	3.1	3.3	3.4	3.5	4.1	4.8	5.6	6.4
Taxis	**181.8**	**191.1**	**197.9**	**204.9**	**242**	**282.8**	**326.6**	**372.9**
Gasolina	134.3	141.1	146.1	151.3	178.7	208.8	241.1	275.4
GLP	46.2	48.5	50.3	52.1	61.5	71.8	83	94.7
Diesel Oil	1.4	1.4	1.5	1.5	1.8	2.1	2.5	2.8
Camionetas	**1,030.0**	**1,082.4**	**1,121.2**	**1,160.7**	**1,371.0**	**1,602.0**	**1,850.0**	**2,112.4**
Gasolina	966.5	1,015.60	1,052.00	1,089.10	1,286.40	1,503.10	1,735.80	1,982.10
Diesel Oil	63.6	66.8	69.2	71.6	84.6	98.9	114.2	130.4
Camiones	**2,415.4**	**2,538.2**	**2,629.1**	**2,721.9**	**3,215.0**	**3,756.6**	**4,338.2**	**4,953.7**
Gasolina	326.3	342.8	355.1	367.7	434.3	507.4	586	669.1
Diesel Oil	2,089.2	2,195.3	2,274.0	2,354.3	2,780.7	3,249.2	3,752.2	4,284.5
Buses	**230.6**	**242.3**	**251**	**259.9**	**307**	**358.7**	**414.2**	**473**
Gasolina	10.7	11.2	11.6	12	14.2	16.6	19.1	21.9
Diesel Oil	219.1	230.2	238.5	246.9	291.6	340.8	393.5	449.3
Electricidad	0.9	0.9	0.9	1	1.1	1.3	1.5	1.8
Otros	**93.2**	**97.9**	**101.5**	**105**	**124.1**	**145**	**167.4**	**191.2**
Gasolina	92.2	96.9	100.3	103.9	122.7	143.4	165.6	189.0
Diesel Oil	1.0	1.1	1.1	1.2	1.4	1.6	1.9	2.1
Total Automotor	**4,343.8**	**4,564.4**	**4,728.0**	**4,894.9**	**5,781.6**	**6,755.6**	**7,801.5**	**8,908.3**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, MEER y OLADE

En resumen, el mayor crecimiento del consumo total del parque automotor en Ecuador será de 3.2%. La evolución de los consumos por tipo de combustibles (Tabla 3.18) indica en este escenario un crecimiento amortiguado, dada la evolución del parque, sin que se hayan considerado penetración de nuevas tecnologías y sustituciones nuevas fuentes de energía como biocombustibles y gas natural comprimido (GNC).

Tabla 3.18: Escenario ACE. Consumo por tipo de combustibles

	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
	ktoe							
Gasolina	1,919.3	2,016.9	2,089.1	2,162.9	2,554.7	2,985.1	3,447.2	3,936.2
GLP	46.2	48.5	50.3	52.1	61.5	71.8	83.0	94.7
Diesel Oil	2,377.4	2,498.1	2,587.7	2,679.0	3,164.3	3,697.4	4,269.8	4,875.5
Electricidad	0.9	0.9	0.9	1.0	1.1	1.3	1.5	1.8
Total	4,343.8	4,564.4	4,728.0	4,894.9	5,781.6	6,755.6	7,801.5	8,908.3

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, MEER y OLADE

La diferencia de este escenario ACE con el escenario BAU se debe, por el lado de la demanda, exclusivamente al crecimiento económico sin que medien acciones específicas de política energética en los distintos usos sectoriales.

3.2.2.3 ESCENARIO S&E: SUSTITUCIÓN, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y PENETRACIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES

El escenario S&E parte del escenario ACE que supone un proceso que se traduce en un incremento de la inversión nacional con tasas medias de crecimiento de largo plazo más elevadas que en el escenario tendencial.

Este escenario, supone una intervención estatal activa orientando por objetivos y metas específicas, la penetración de las fuentes energéticas en los usos a partir de medidas impositivas y regulaciones sobre la importación de vehículos y precios de los combustibles a los usuarios para favorecer la incorporación de tecnología, la eficiencia, uso racional de la energía y protección del ambiente. Se parte del principio de que el futuro hay que construirlo en el marco de mercados competitivos, cuando existen, y controlar la fijación de precios a los monopolios privados y estatales mediante regulaciones que, sin alterar los principios de la propiedad, eviten abuso de poder dominante sobre los usuarios de la energía.

En el sector transporte de pasajeros se pueden tomar medidas, que van desde cambios de costumbres hasta la introducción de nuevas tecnologías, para disminuir el consumo de combustibles y en consecuencia el nivel de emisiones. Entre las acciones que se están ejecutando se encuentran: i) medidas de reordenamiento vehicular en los grandes centros urbanos, con el objetivo de disminuir la congestión en la circulación; ii) mejoramiento del transporte público ya que éste, al ser insuficiente por falta de frecuencias y capacidad, tiende a reducir su uso y en su lugar se opta por utilizar vehículo particular; iii) definición de normas para la importación de vehículos para que cumplan con los estándares ambientales en sus países

de origen, y iv) campañas de promoción de circulación eficiente mediante la revisión, técnica y de emisiones, de todos los vehículos del parque como condición para que puedan circular.

En base a lo expuesto precedentemente se adoptaron para el escenario S&E las siguientes metas generales:

1. **Incorporación de Tecnología**: implica la penetración gradual de vehículos híbridos en el parque de autos y jeeps hasta un 16% en el año 2030 y de vehículos eléctricos abastecidos por la red hasta un 13% en autos y 1.5% en el parque de buses (trolleys y trenes urbanos) en corredores identificados con vías exclusivas.
2. **Sustitución de gasolinas por diesel oil**: Al ser los motores de ciclo Otto de menor rendimiento que los motores Diesel, fomentar la sustitución gradual de los motores de automóviles, buses y camiones por motores Diesel para el 2030.
3. **Sustitución de GLP por GNC**: En la medida que se descubra gas natural en el Golfo o eventualmente mediante la importación de gas natural licuado (GNL), sustituir los consumos de GLP en taxis por gas natural comprimido (GNC) en términos similares a lo que ocurre en Argentina y Brasil, principales consumidores mundiales de esa fuente en vehículos.
4. **Aumento de eficiencia**: lograr una reducción del 10% promedio en los consumos específicos del transporte particular, de carga y público de pasajeros, mediante revisiones vehiculares verificadas al menos anualmente y aplicación de normas para la importación de vehículos eficientes.
5. **Penetración de biocombustibles**: Implica penetración hasta con el 5% de etanol y el 10% de biodiesel, en mezclas crecientes E(x%) y B(x%) con los respectivos derivados del petróleo (gasolinas y diesel oil), hasta el 10% y 20% respectivamente.
6. **Uso racional de Energía**: fomentando el transporte público mediante reemplazo de las unidades existentes por buses que ofrezcan mayor confort a los usuarios, control de la seguridad de los pasajeros durante el recorrido, fijación de tiempos razonables a cumplir en cada circuito y formando a los choferes y público en el cumplimiento de las normas de paradas.
7. **Ordenamiento del tráfico vehicular urbano**: Mediante una planificación de la circulación de vehículos de carga, buses y de particulares con adecuada señalización vertical y horizontal que además facilite el movimiento de peatones y bicicletas.
8. **Infraestructura vial**: Mejora en el estado de las vías urbanas e interurbanas con programas de obras coordinados con el apartado anterior.
9. **Regulación de la calidad de los combustibles:** En la medida que se establezcan objetivos de mediano y largo plazo se podría hacer penetrar gasolina y diesel oil que estén dentro de los parámetros de los países que más han avanzado en el tema.
10. **Regulación de las emisiones de los vehículos:** La implementación de medidas de inspección y mantenimiento de los vehículos (I/M) y de homologación permitirán ir mejorando la calidad del parque de vehículos por mayor rendimiento y menor impacto ambiental.

Los objetivos precedentes 1 a 6 son a nivel nacional, los que requieren de la implementación de medidas para concretarlos, mientras que los apartados 7 a 10 son específicos y tienen efectos en la eficiencia y en las menores emisiones con que funcionan los vehículos, aunque la

cuantificación de los mismos dependerá de la implementación de los programas y coordinación interinstitucional que se requiere a las autoridades energéticas, ambientales, municipios, del transporte y de obras públicas sobre la base de tres conceptos, prioridad, integración y calidad del transporte público.

El crecimiento del parque automotor en el escenario S&E también se relaciona con el crecimiento del PIB y la variación mencionada de las elasticidades ajustadas por el diferente grado de desarrollo relativo. Contando con la proyección de las variables macroeconómicas, parque por tipo de vehículo y consumos específicos se pasó a proyectar la demanda de los diferentes energéticos en el período en estudio.

Entre 2007 y 2020 el parque automotor total pasará de 1,075 a 2,204 mil unidades (Tabla 3.19), que representa un crecimiento anual de 3.2%.

Tabla 3.19: Escenario S&E. Parque por tipo de vehículo

	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
	Miles de Unidades							
Autos y Jeeps	502	527	546	565	668	780	901	1029
Taxis	27	28	29	30	36	42	48	55
Camionetas	297	312	323	334	395	461	533	608
Camiones	117	123	127	132	156	182	210	240
Buses	13	14	14	15	17	20	23	26
Otros	119	125	130	134	159	186	214	245
Parque Total	**1,075**	**1,129**	**1,170**	**1,211**	**1,430**	**1,671**	**1,930**	**2,204**
Vehículos /1000 Habitantes	79.0	81.8	83.5	85.3	94.1	103.2	112.8	122.8

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, MEER y OLADE

El crecimiento económico en el escenario alternativo de Ecuador determina que el parque por tipo de vehículo requerirá de un consumo de combustibles creciente, aunque amortiguado por el efecto decreciente de las elasticidades entre el parque total y el PIB y aplicación de políticas de eficiencia, sustitución de combustibles y aumento de la electricidad en el transporte masivo de pasajeros. En la Tabla 3.20 se presentan los resultados sobre los consumos del escenario de alto crecimiento económico con sutitución y eficiencia.

En la evolución de los consumos de combustibles del Sector Transporte en 2030 el principal consumidor serán los camiones (54.9%), seguidos por camionetas (24.9%) y autos y jeeps (8.1%) que en conjunto suman 87.9 respecto a los 87.2% iniciales. Mientras que se prevé que el parque crezca al 3.2%, los consumos lo harán al 2.4%.

En resumen, el crecimiento del consumo total de combustibles del Sector Transporte en Ecuador será de 2.4%. La evolución del consumo de los combustibles mencionados (Tabla 3.21) indica un crecimiento más amortiguado que en el escenario ACE resultado de suponer efectos de eficiencia en los consumos específicos y sustituciones por nuevas fuentes de energía de mayor rendimiento.

Tabla 3.20: Escenario S&E. Consumo de combustibles por tipo de vehículo

	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
	ktoe							
Autos y Jeeps	**392.6**	**412.7**	**425.9**	**433.2**	**456.2**	**496.9**	**543.3**	**597.7**
Gasolina	389.5	385.1	378.4	372.3	331.4	332.9	348.1	375.5
Diesel Oil	3.1	27.6	37.8	48.5	86.5	110.1	128.5	145.4
Etanol	0	0	9.7	11	15.3	14.2	14.2	14.9
Biodiesel	0	0	0	0	6.4	11	12.9	14.5
Electricidad	0	0	0	1.3	16.7	28.6	39.7	47.4
Taxis	**181.8**	**190.8**	**196.8**	**202.8**	**232.9**	**263.4**	**293.8**	**323.4**
Gasolina	134.3	132.6	129	129	133.7	147.4	162.6	177.8
GLP	46.2	45.8	46.3	46.8	45.3	35.2	22.7	7.1
Diesel Oil	1.4	12.4	17	21.8	36	44.6	52	58.9
Gas Natural	0	0	0	0	5.3	20.5	38.8	60.2
Etanol	0	0	4.5	5.3	9.7	10.7	11.8	12.9
Biodiesel	0	0	0	0	2.9	5	5.8	6.5
Camionetas	**1030.0**	**1077.4**	**1113.3**	**1149.6**	**1327.8**	**1504.7**	**1679.3**	**1849.5**
Gasolina	966.5	1001.1	983.5	985.9	1034.2	1140.0	1257.6	1375.0
Diesel Oil	63.6	76.3	104.5	134.2	221.5	274.2	320.0	362.0
Etanol	0.0	0.0	25.2	29.6	54.4	60.0	66.2	72.4
Biodiesel	0.0	0.0	0.0	0.0	17.6	30.5	35.6	40.2
Camiones	**2,415.4**	**2,518.5**	**2,588.5**	**2,658.8**	**3,016.2**	**3,379.1**	**3,734.6**	**4,073.0**
Gasolina	326.3	340.8	350.9	361.1	413.4	467.9	522.7	576.8
Diesel Oil	2,089.2	2,177.8	2,237.6	2,297.8	2,410.8	2,620.1	2,890.7	3,146.6
Biodiesel	0	0	0	0	192	291.1	321.2	349.6
Buses	**230.6**	**240.5**	**247.1**	**253.9**	**287.5**	**321.4**	**354.5**	**385.7**
Gasolina	10.7	10.8	10.6	10.5	9.1	7.3	4.7	1.5
Diesel Oil	219.1	228.7	235.4	242.1	255.9	280.2	311.4	341.5
Etanol	0	0	0.3	0.3	0.5	0.4	0.2	0.1
Biodiesel	0	0	0	0	20.4	31.1	34.6	37.9
Electricidad	0.9	0.9	0.9	1	1.6	2.4	3.4	4.7
Otros	**93.2**	**97.9**	**101.5**	**105**	**124.1**	**145**	**167.4**	**191.2**
Gasolina	92.2	96.9	100.3	103.9	122.7	143.4	165.6	189
Diesel Oil	1.0	1.1	1.1	1.2	1.4	1.6	1.9	2.1
Total Automotor	**4,343.8**	**4,537.9**	**4,673.0**	**4,803.4**	**5,444.7**	**6,110.5**	**6,772.9**	**7,420.4**

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, MEER y OLADE

Tabla 3.21: Escenario S&E. Consumo por tipo de combustibles

	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
	ktoe							
Gasolina	1,919.3	1,967.3	1,952.7	1,962.6	2,044.6	2,238.9	2,461.3	2,695.6
GLP	46.2	45.8	46.3	46.8	45.3	35.2	22.7	7.1
Diesel Oil	2,377.4	2,523.9	2,633.4	2,745.5	3,012.0	3,330.9	3,704.5	4,056.4
Gas Natural	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	20.5	38.8	60.2
Etanol	0.0	0.0	39.7	46.2	79.9	85.3	92.4	100.2
Biodiesel	0.0	0.0	0.0	0.0	239.2	368.7	410.0	448.9
Electricidad	0.9	0.9	0.9	2.3	18.3	31.1	43.1	52.1
Total	**4,343.8**	**4,537.9**	**4,673.0**	**4,803.4**	**5,444.7**	**6,110.5**	**6,772.9**	**7,420.4**

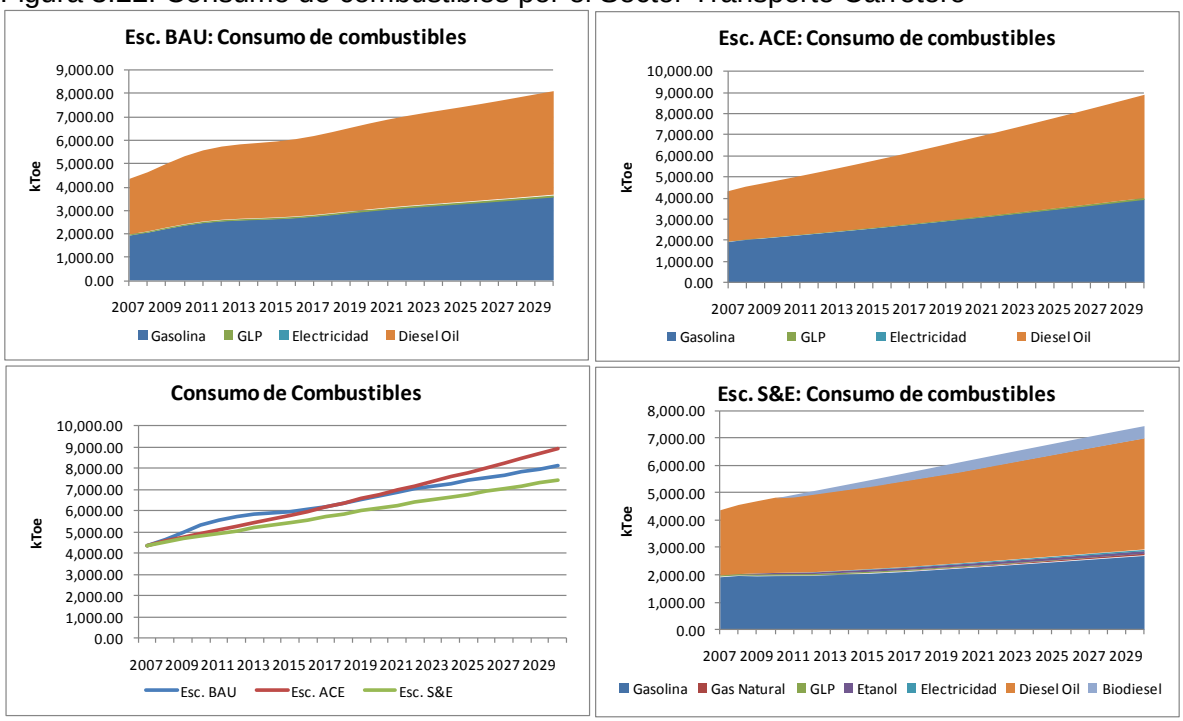
Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, MEER y OLADE

3.2.2.4 SUSTITUCIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA Y AUMENTO DE EFICIENCIA

Los ahorros de energía que resultan entre el escenario ACE y S&E (Figura 3.22) permiten cuantificar hacia el año 2030 un efecto neto de 1,488.3 miles de toneladas equivalentes de petróleo que equivalen a un 17%, dados los supuestos de eficiencia y sustitución entre combustibles. Esos efectos podrán ser mayores o menores dependiendo de la intensidad de las decisiones de política de ahorro de energía en el Sector Transporte.

En todos los tipos de vehículos se introducen mejoras, aunque en el caso de los autos y jeeps es donde se tiene un mayor impacto tanto en la eficiencia energética como en la reducción del uso de gasolinas, debido a la introducción de vehículos híbridos y eléctricos y una mayor penetración de los motores diesel.

Figura 3.22: Consumo de combustibles por el Sector Transporte Carretero



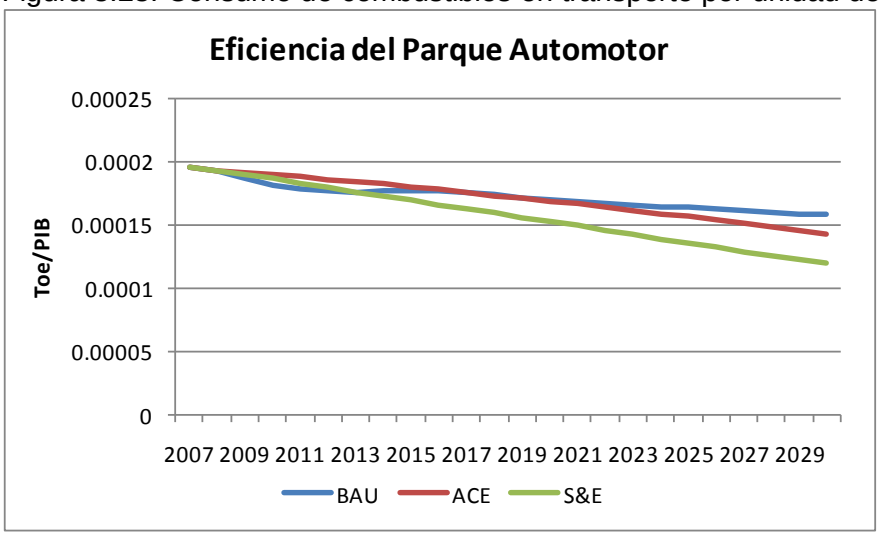
Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

En el caso de los taxis se impulsa la dieselización y la introducción del gas natural comprimido (GNC), así como el reemplazo del uso de GLP.

Como consecuencia del desarrollo del transporte masivo urbano e interurbano, se estima la introducción de consumos de electricidad en estos medios de transporte a partir del 2013, creciendo en función del desarrollo de los sistemas. En la medida que se avance en los estudios de factibilidad de alternativas de transporte masivo de pasajeros y cargas se podrán estimar con mayor precisión las demandas respectivas.

La creciente incorporación de vehículos nuevos y bajas de los más antiguos permite inferir que al reducirse la antigüedad del parque con el consiguiente efecto en los rendimientos se reducirá el consumo por unidad de PIB en cada escenario (Figura 3.23).

Figura 3.23: Consumo de combustibles en transporte por unidad de PIB



Fuente: MEER, 2008 y OLADE, 2009

4 EL MERCADO DE LOS BIOCOMBUSTIBLES EN EL ECUADOR

4.1 DEMANDA DE BIOCOMBUSTIBLES

La demanda de biocombustibles se origina en el parque automotor carretero, analizado en el apartado anterior, y se ha expresado en unidades físicas como es uso y costumbre en cada medio a lo largo de la cadena desde la distribución hasta la producción requerida y la respectiva superficie de cultivo, dados los rendimientos medios para cada fuente carburante, etanol y biodiesel.

Como se ha indicado anteriormente la demanda de combustibles parte del escenario de sustitución y eficiencia (S&E) que reformula el escenario de más alto crecimiento económico (ACE) que supone tasas de 4.6% y un proceso que se traduce en un incremento de la inversión nacional, con tasas medias de crecimiento de largo plazo más elevadas que en el escenario tendencial (BAU).

El escenario S&E supone una intervención estatal activa, orientando por objetivos y metas específicas la penetración de las fuentes energéticas en los usos, a partir de medidas impositivas y regulaciones sobre la importación de vehículos y precios de los combustibles a los usuarios para favorecer la incorporación de tecnología, la eficiencia, uso racional de la energía y protección del medio ambiente. Se parte del principio de que el futuro hay que construirlo en el marco de mercados competitivos, cuando existen, y controlar la fijación de precios de los monopolios privados y estatales mediante regulaciones que, sin alterar los principios de la propiedad, eviten abuso de poder dominante sobre los usuarios de la energía.

El crecimiento del parque automotor en el escenario S&E se relaciona con el crecimiento del PIB y la variación de las elasticidades se ajustan por el grado de desarrollo relativo estimado en base al PIB per capita. Contando con la proyección de las variables macroeconómicas, parque por tipo de vehículo y consumos específicos se pasó a proyectar la demanda de combustibles en el período en estudio. En el escenario S&E, entre 2007 y 2030, el parque automotor total pasará de 1,075 a 2,204 mil unidades (Tabla 4.1), que representa un crecimiento anual de 3.2%.

En el sector transporte de pasajeros individual y colectivo se pueden tomar medidas, que van desde cambios de usos y costumbres hasta la introducción de nuevas tecnologías, para disminuir el consumo de combustibles y en consecuencia el nivel de emisiones. Entre las acciones que se están ejecutando se encuentran: i) medidas de reordenamiento vehicular en los grandes centros urbanos, con el objetivo de disminuir la congestión en la circulación; ii) mejoramiento del transporte público ya que éste, al ser insuficiente por falta de frecuencias y

capacidad, tiende a reducir su uso y en su lugar se opta por utilizar vehículo particular; iii) definición de normas para la importación de vehículos para que cumplan con los estándares ambientales internacionales, y iv) campañas de promoción de circulación eficiente mediante la revisión, técnica y de emisiones, de todos los vehículos del parque como condición para que puedan circular.

Tabla 4.1: Escenario S&E. Parque carretero por tipo de vehículo

	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
	Miles de Unidades							
Autos y Jeeps	502	527	546	565	668	780	901	1029
Taxis	27	28	29	30	36	42	48	55
Camionetas	297	312	323	334	395	461	533	608
Camiones	117	123	127	132	156	182	210	240
Buses	13	14	14	15	17	20	23	26
Otros	119	125	130	134	159	186	214	245
Parque Total	**1,075**	**1,129**	**1,170**	**1,211**	**1,430**	**1,671**	**1,930**	**2,204**
Vehículos /1000 Habitantes	79.0	81.8	83.5	85.3	94.1	103.2	112.8	122.8

Fuente: Elaboración propia en base a datos de INEC, MEER y OLADE

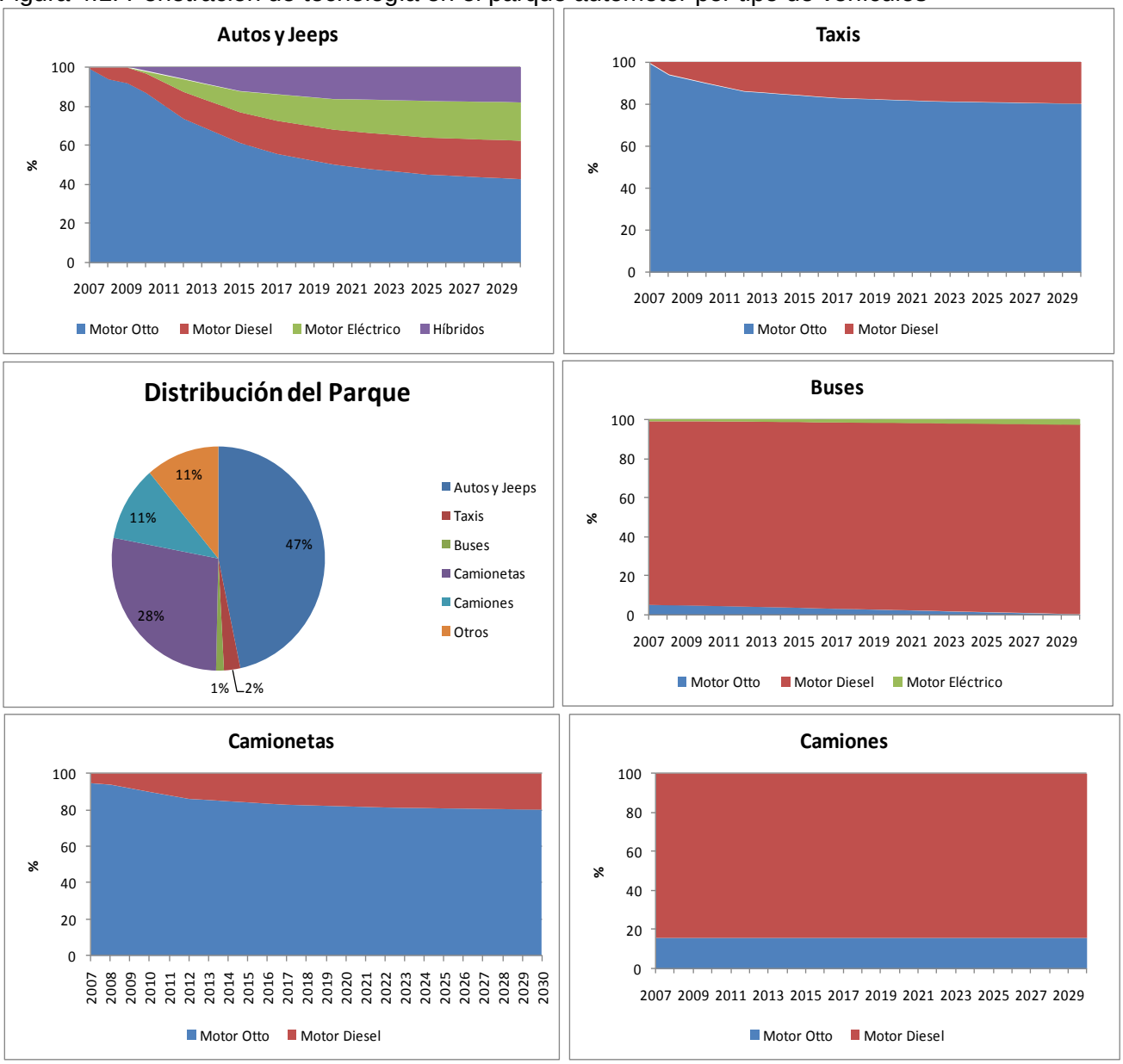
En base a lo expuesto precedentemente se adoptaron para el escenario S&E las siguientes metas generales:

1. **Incorporación de Tecnología**: En el transporte individual de pasajeros (autos y jeeps, taxis) se ha supuesto la penetración gradual de vehículos híbridos en el parque de autos y jeeps hasta un 16% y de vehículos eléctricos abastecidos por la red hasta un 13% en el año 2030. También una penetración de los motores diesel por su mayor eficiencia. Se reduce así la participación de los motores de ciclo Otto y en consecuencia el consumo de gasolinas.

   En el transporte público de pasajeros (buses de corta y larga distancia) se ha previsto 1.5% de penetración motores eléctricos (trolleys y trenes urbanos) en corredores identificados con vías exclusivas y un gradual reemplazo de los motores de ciclo Otto por motores diesel en todos los casos. En el transporte de carga liviana (camionetas) se ha previsto una penetración del diesel respecto a los motores de ciclo Otto para disminuir el consumo de gasolinas. Para el transporte de carga pesada (camiones de corta y larga distancia) no se hicieron supuestos de sustitución de motores.

2. **Aumento de eficiencia:** Se estimó que con el avance tecnológico los motores de ciclo Otto podrán lograr en 2030 una reducción del 15% promedio en los consumos específicos, mientras que los motores Diesel tendrán un 20% de reducción.

Figura 4.1: Penetración de tecnología en el parque automotor por tipo de vehículos

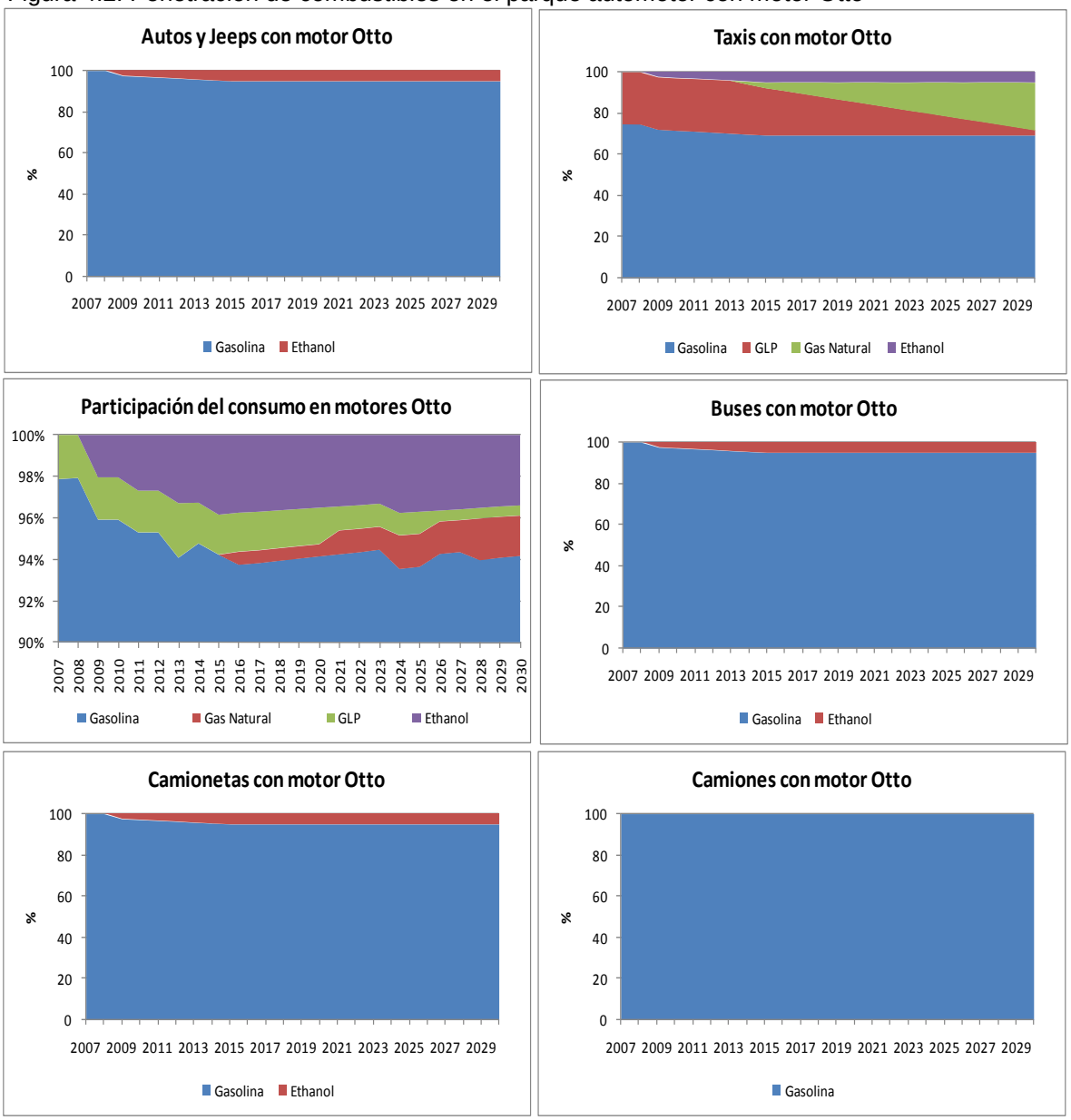


Fuente: Elaboración propia

3. **Sustitución entre combustibles convencionales y penetración de biocombustibles**: La sustitución y penetración de nuevos combustibles se analizó para cada tipo de motor en cada tipo de vehículo:

   a. **Motores Otto**

Figura 4.2: Penetración de combustibles en el parque automotor con motor Otto

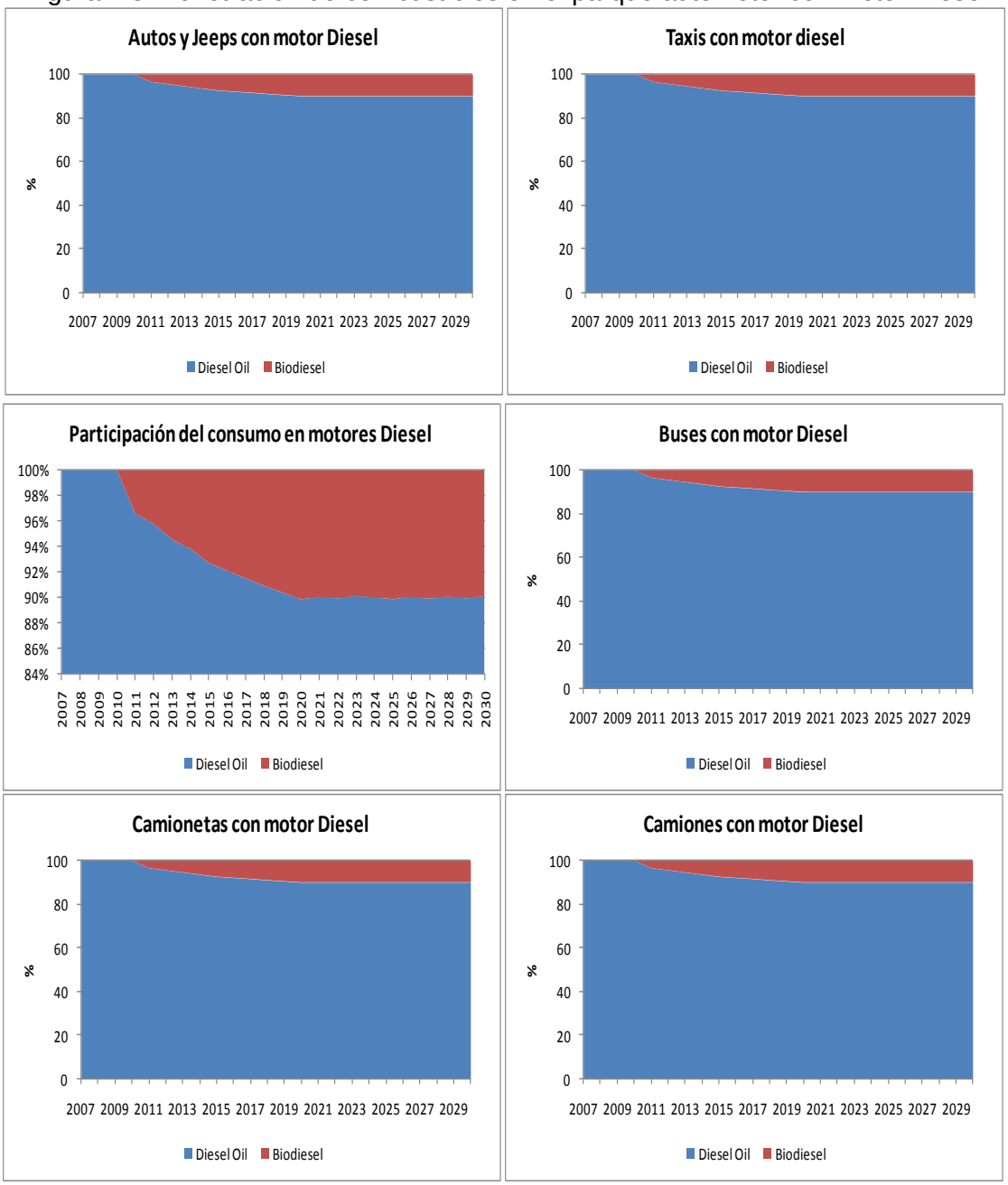


Fuente: Elaboración propia

En la medida que se descubra gas natural en el Golfo o eventualmente mediante la importación de gas natural licuado (GNL), se prevé sustituir los consumos de GLP en taxis por gas natural comprimido (GNC), en términos similares a lo que ocurre en Argentina y Brasil, principales consumidores mundiales de esa fuente en vehículos. La penetración de etanol en los usos de los motores Otto se ha estimado con un crecimiento gradual hasta el 5% en 2030, ello no se refiere al porcentaje de la mezcla con gasolinas.

b. **Motores Diesel**

Figura 4.3: Penetración de combustibles en el parque automotor con motor Diesel



Fuente: Elaboración propia

La penetración de biodiesel se ha estimado con un crecimiento gradual de hasta el 10% del mercado para el año 2030. Como se ha indicado precedentemente no indica el porcentaje de mezcla con el diesel oil.

c. **Motores Eléctricos e Híbridos:**

Los eléctricos convencionales (Trolleys y trenes urbanos) se alimentan de la red construida al efecto y la generación puede disponer de equipos propios o recibir energía del sistema interconectado nacional. En ambos casos se trata de vehículos duales con motores alternativos diesel. Los vehículos eléctricos particulares se alimentan de la red del sistema interconectado.

Los motores de los vehículos híbridos son normalmente eléctricos cuyas baterías se alimentan con un motor de gasolina. Los consumos de gasolina son muy bajos debido a que la tracción es predominantemente con la electricidad autogenerada. No se conectan a la red eléctrica convencional.

Los objetivos precedentes son a nivel nacional y se han incorporado en las estimaciones. Los objetivos que siguen requieren profundización de acciones para concretarlos ya que tienen efectos en la eficiencia y en las menores emisiones con que funcionan los vehículos. La mejor cuantificación de los efectos dependerá de la implementación de los programas y coordinación interinstitucional que se requiere a las autoridades energéticas, ambientales, municipios, del transporte y de obras públicas sobre la base de tres conceptos, prioridad, integración y calidad del transporte público.

4. **Uso racional de Energía**: fomentando el transporte público mediante reemplazo de las unidades existentes por buses que ofrezcan mayor confort a los usuarios, control de la seguridad de los pasajeros durante el recorrido, fijación de tiempos razonables a cumplir en cada circuito y formando a los choferes y público en el cumplimiento de las normas de paradas.

5. **Ordenamiento del tráfico vehicular urbano**: Mediante una planificación de la circulación de vehículos de carga, buses y de particulares con adecuada señalización vertical y horizontal que además facilite el movimiento de peatones y bicicletas.

6. **Infraestructura vial**: Mejora en el estado de las vías urbanas e interurbanas con programas de obras coordinados con el apartado anterior.

7. **Regulación de la calidad de los combustibles:** En la medida que se establezcan objetivos de mediano y largo plazo se podría hacer penetrar gasolina y diesel oil que estén dentro de los parámetros de los países que más han avanzado en el tema.

8. **Regulación de las emisiones de los vehículos:** La implementación de medidas de inspección y mantenimiento de los vehículos (I/M) y de homologación permitirán ir mejorando la calidad de del parque de vehículos por mayor rendimiento y menor impacto ambiental.

9. **Fabricación de vehículos nacionales más eficientes y que generen menos emisiones:** Implica el fomento para las empresas que avancen en la incorporación de

tecnología y se limite la importación de vehículos usados o nuevos que no cumplan con las especificaciones técnicas (rendimientos) y ambientales (emisiones).

4.1.1 DEMANDA Y OFERTA DE ETANOL Y MEZCLA CON GASOLINAS

Para el caso específico de los biocombustibles se analizaron dos escenarios de demanda y oferta. Para el etanol se consideró un escenario concordante con el descripto anteriormente para la demanda de energía, particularmente en el sector transporte, con una penetración global del etanol del 5% en el consumo de los vehículos con motor de ciclo Otto, y otro con una penetración final mayor, del 10%. Estos son porcentajes globales de penetración en el consumo y no deben confundirse con los porcentajes de mezcla de etanol con gasolinas en los productos E5 y E10. Ambos escenarios se describen a continuación.

4.1.1.1 ESCENARIO CON PENETRACIÓN DEL ETANOL AL 5% EN MOTORES CICLO OTTO

La producción de etanol[16] está asociada a la de gasolinas y a su mezcla, también llamada gasolina E(%), donde el porcentaje entre paréntesis indica la participación del etanol en la contribución total de ambos combustibles[17]. Ese porcentaje no puede ser mayor al 10%, de acuerdo a lo que se recomienda para un parque automotor convencional como el de Ecuador que utiliza motores de ciclo Otto[18] para consumo de gasolinas convencionales. Se ha previsto una mezcla inicial de gasolinas con etanol de 5% desde 2010 con vistas a determinar la demanda de gasolina E(%) por el parque automotor carretero del país y a partir del 2015 del 10% (Tabla 2). Ello implica que la gasolina a emplear en la mezcla es respectivamente 95% y 90% respectivamente. Aparece así un nuevo tipo de gasolina E(%) que complementará a las gasolinas convencionales Súper y Normal (S&N) en el mercado.

La penetración de la gasolina E(%) implica ahorros de gasolinas convencionales en el equivalente al etanol utilizado en la mezcla. La especificación de la gasolina utilizada para la mezcla ha sido determinada por Petrocomercial como un porcentaje de las gasolinas Súper y Normal. Con la penetración del etanol parte de esas gasolinas se dejará de importar, reduciendo además la importación de aditivos para poner en especificación las naftas de alto octanaje (NAO) que requiere el parque automotor más moderno. Con la penetración del etanol la evolución esperada de las gasolinas convencionales (S&N) se reduce hasta que la gasolina E(%) alcanza una participación del etanol de 10% y luego se estabilizan las oscilaciones iniciales (Figura 4) para crecer sistemáticamente con los requerimientos totales de gasolinas que cabe esperar en el futuro, por crecimiento del parque automotor.

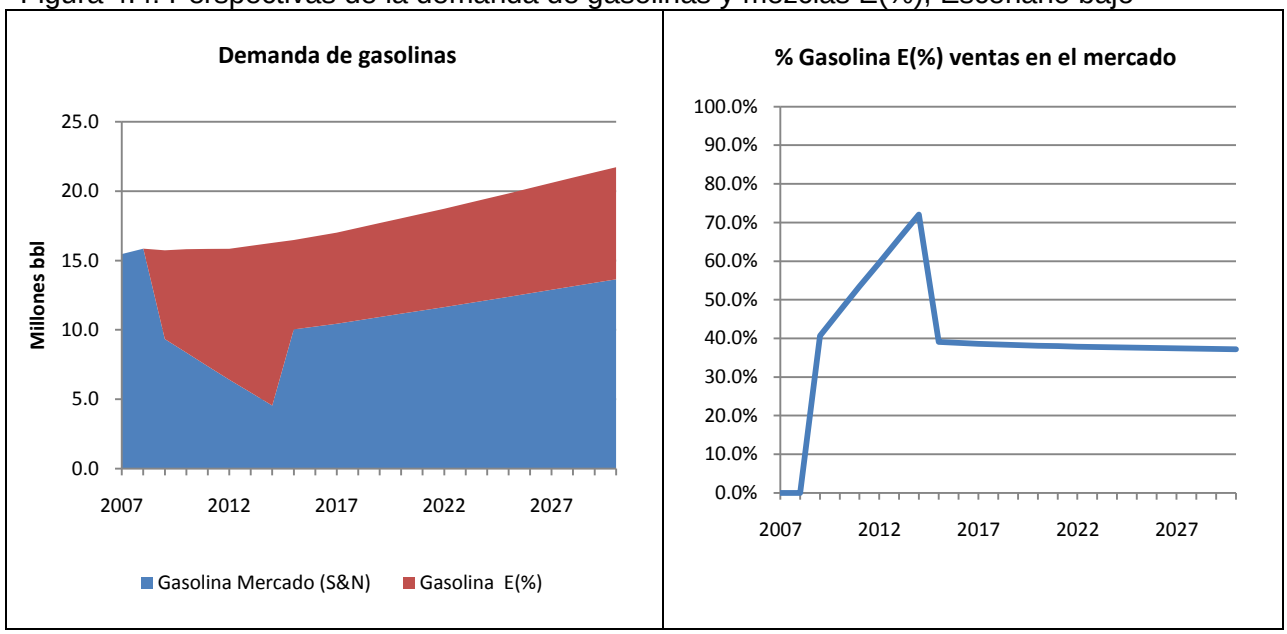
[16] Existen diferentes tipos de alcoholes carburantes, entre los cuales se encuentran el metanol, el etanol y el butanol. El etanol es utilizado masivamente y se emplea en forma hidratada o deshidratada como combustible. La información que se presenta en el resto del documento corresponde únicamente a etanol, excluyendo otros tipos de alcoholes carburantes.

[17] Es usual confundir el porcentaje como la relación con el total de gasolinas que se consumen en el mercado lo cual no es correcto e induce a estimaciones sesgadas.

[18] En Brasil existe desde hace años la producción de vehículos FLEX que utilizan hasta 100% de etanol. Esos vehículos tienen motores de ciclo Otto pero sus componentes han sido adaptados para usar etanol en elevada proporción.

Como se aprecia en la Figura 4.4 el porcentaje de las gasolinas S&N requeridas por el parque carretero se reduciría hasta el año 2014 y se estabilizaría en un 63% en los años siguientes dependiendo que existan los estímulos suficientes como para inducir a los usuarios a consumir gasolina E(%), cuya participación final de mercado sería del 37%.

Figura 4.4: Perspectivas de la demanda de gasolinas y mezclas E(%), Escenario bajo



Fuente: Elaboración propia en base a datos del MEER y OLADE, 2009.

Como se advierte (Tabla 4.2) la demanda de etanol determina las gasolinas convencionales requeridas para la mezcla de acuerdo a los porcentajes de la gasolina E(%). Esto es importante para la comercialización de gasolinas toda vez que a partir de sus volúmenes se deberá determinar en cada centro de mezcla de Petrocomercial[19] la disponibilidad de tanques para el acopio del etanol ingresado y de la mezcla para distribuir a las estaciones de servicio, las que a su vez deberán disponer de tanques para la gasolina E(%) y los correspondientes surtidores, como se tiene actualmente para las gasolinas Súper y Normal (S&N).

Los volúmenes de etanol requeridos, en litros/día, indican la necesidad de planificar en las destilerías de alcohol la capacidad a incorporar (unidades de rectificación) para obtener el alcohol carburante o etanol y los tanques de almacenamiento para distribuir a los centros de mezcla de gasolinas de Petrocomercial. En base a la demanda se han estimado capacidades anticipadas para la producción de etanol que aseguren el suministro. Esos incrementos de capacidad serán más acentuados hasta el año 2015 y luego con la estabilización del crecimiento de la demanda de etanol las expansiones serán más moderadas (Figura 4.5). Las expansiones dependerán de la capacidad de los módulos de rectificación de alcohol hidrogenado que se ofrezcan en el mercado.

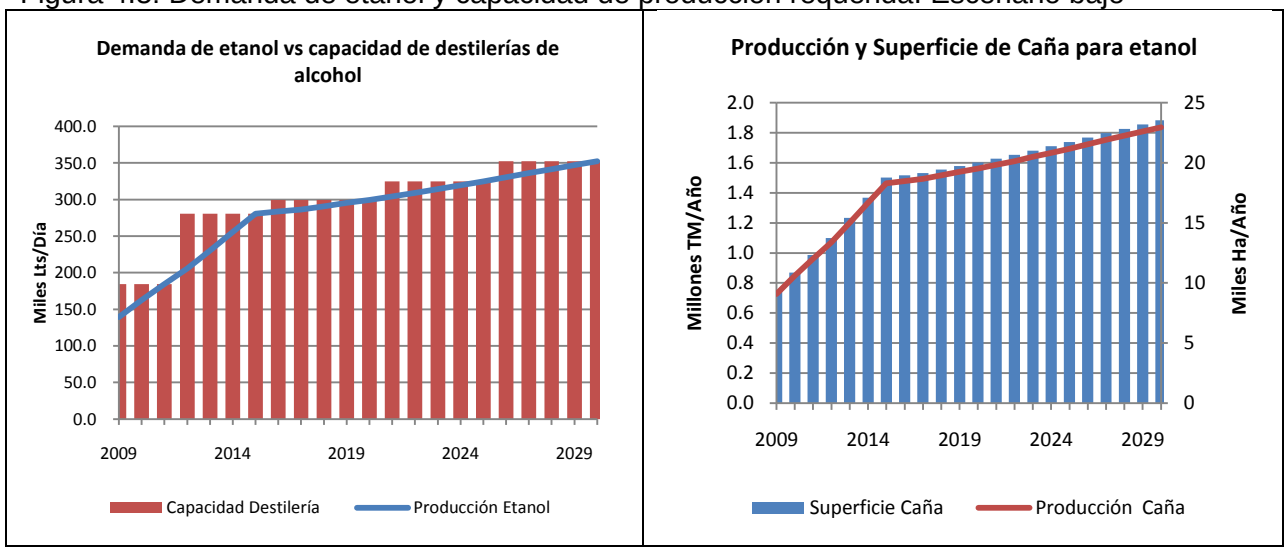
[19] Petrocomercial debe asegurar, como para el resto de los combustibles que comercializa, la calidad de las nuevas gasolinas.

Tabla 4.2: Demanda de gasolina y etanol por el parque automotor carretero. Escenario bajo

	Gasolina Mercado	Mezcla E(%)	Gasolina p/mezcla	Etanol	Gasolina E(%)	Gasolina S&N	% Gasolina E
	Barriles						
2007	15,468,977.4	0%				15,468,977.4	0.0%
2008	15,855,446.2	0%				15,855,446.2	0.0%
2009	15,737,674.4	5%	6,077,277.3	319,856.7	6,397,134.0	9,340,540.4	40.6%
2010	15,817,446.4	5%	7,078,335.2	372,544.0	7,450,879.1	8,366,567.2	47.1%
2011	15,839,431.5	5%	8,035,051.2	422,897.4	8,457,948.7	7,381,482.8	53.4%
2012	15,846,382.8	5%	8,962,720.7	471,722.1	9,434,442.9	6,411,939.9	59.5%
2013	16,061,581.0	5%	10,045,057.1	528,687.2	10,573,744.3	5,487,836.7	65.8%
2014	16,272,706.6	5%	11,136,217.2	586,116.7	11,722,333.9	4,550,372.7	72.0%
2015	16,478,517.6	10%	5,794,871.2	643,874.6	6,438,745.8	10,039,771.8	39.1%
2016	16,746,841.8	10%	5,853,730.9	650,414.5	6,504,145.4	10,242,696.4	38.8%
2017	17,010,995.8	10%	5,909,169.4	656,574.4	6,565,743.8	10,445,252.1	38.6%
2018	17,357,751.5	10%	6,003,219.1	667,024.3	6,670,243.4	10,687,508.0	38.4%
2019	17,702,384.7	10%	6,095,082.7	677,231.4	6,772,314.2	10,930,070.6	38.3%
2020	18,044,112.7	10%	6,184,473.3	687,163.7	6,871,637.0	11,172,475.7	38.1%
2021	18,388,916.2	10%	6,283,076.4	698,119.6	6,981,195.9	11,407,720.3	38.0%
2022	18,730,715.0	10%	6,379,668.7	708,852.1	7,088,520.8	11,642,194.2	37.8%
2023	19,101,883.5	10%	6,490,018.9	721,113.2	7,211,132.1	11,890,751.4	37.8%
2024	19,470,902.4	10%	6,598,842.9	733,204.8	7,332,047.7	12,138,854.7	37.7%
2025	19,836,929.7	10%	6,705,848.6	745,094.3	7,450,942.9	12,385,986.7	37.6%
2026	20,220,383.8	10%	6,821,942.0	757,993.6	7,579,935.5	12,640,448.3	37.5%
2027	20,601,622.7	10%	6,936,645.1	770,738.3	7,707,383.5	12,894,239.2	37.4%
2028	20,979,768.8	10%	7,049,659.9	783,295.5	7,832,955.4	13,146,813.4	37.3%
2029	21,354,512.8	10%	7,160,879.5	795,653.3	7,956,532.8	13,397,980.0	37.3%
2030	21,724,913.3	10%	7,269,984.6	807,776.1	8,077,760.7	13,647,152.6	37.2%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del MEER y OLADE, 2009.

Figura 4.5: Demanda de etanol y capacidad de producción requerida. Escenario bajo



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CEPAL (2007), MEER (2009) y OLADE (2009).

La producción de etanol en Ecuador se estima de 5,460 lts por Ha de caña de azúcar. Ello significa que en 2010 se requerirá de una superficie cultivada de 10,860 Ha/año que podrán producir 847,070 Ton/año, dados los rendimientos medios del país de 78 Ton/ha. En el año 2007 se estimaba una superficie de 10,000 Ha destinadas a la producción de alcohol que representaban 7.4% de la superficie total de caña sembrada (135,000 Ha). Esos datos indican que la producción requerida de alcohol para etanol se puede cubrir inicialmente con la superficie sembrada dados los rendimientos mencionados.

El incremento de los requerimientos de superficie a sembrar sería de 12,687 Ha para los próximos 20 años. Con ello, si no aumentan los rendimientos, se podrían satisfacer las necesidades de etanol del mercado interno de gasolina E(%) y eventualmente los excedentes exportarlos para un mercado crecientemente ávido de ese producto (Tabla 4.3 y Figura 4.5).

Si se tiene en cuenta que el plan del MAGAP del 2007 para expansión de la superficie de caña a sembrar con destino a alcohol carburante era de 50,000 Ha en 2011, es de destacar las oportunidades adicionales que se presentarían a los productores para exportar el alcohol o el etanol excedente y el dinamismo colateral que ello aparejará a la actividad agro-industrial.

Tabla 4.3: Producción de etanol y producción requerida de caña de azúcar. Escenario bajo

	Producción de Etanol	Destilería de Alcohol	Producción de Caña	Superficie de caña
	Lts/día	Lts/día	Ton/año	Ha/año
2009	139,476.9	184,409.0	727272.7	9324.0
2010	162,451.8	184,409.0	847070.1	10859.9
2011	184,409.0	184,409.0	961561.0	12327.7
2012	205,699.5	280,768.4	1072576.0	13751.0
2013	230,539.7	280,768.4	1202100.1	15411.5
2014	255,582.5	280,768.4	1332680.1	17085.6
2015	280,768.4	280,768.4	1464006.8	18769.3
2016	283,620.2	299,645.1	1478877.0	18960.0
2017	286,306.3	299,645.1	1492882.9	19139.5
2018	290,863.1	299,645.1	1516643.5	19444.1
2019	295,314.0	299,645.1	1539851.7	19741.7
2020	299,645.1	299,645.1	1562435.2	20031.2
2021	304,422.5	324,906.4	1587346.1	20350.6
2022	309,102.6	324,906.4	1611749.1	20663.4
2023	314,449.2	324,906.4	1639627.8	21020.9
2024	319,721.8	324,906.4	1667120.9	21373.3
2025	324,906.4	324,906.4	1694154.6	21719.9
2026	330,531.2	352,239.4	1723484.3	22096.0
2027	336,088.7	352,239.4	1752462.7	22467.5
2028	341,564.4	352,239.4	1781014.6	22833.5
2029	346,953.2	352,239.4	1809112.9	23193.8
2030	352,239.4	352,239.4	1836677.0	23547.1

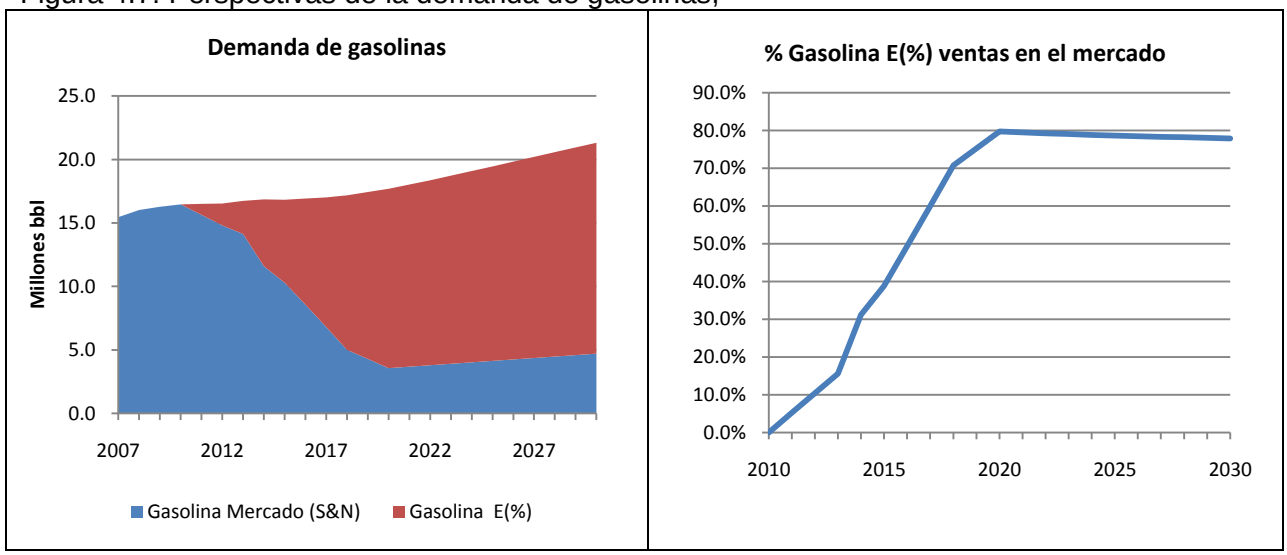
Fuente: Elaboración propia en base a datos de CEPAL (2007), MEER (2009) y OLADE (2009).

4.1.1.2 Escenario con penetración del etanol al 10% en motores Ciclo Otto

En este escenario se considera un objetivo mayor de penetración global del etanol en el consumo del parque vehicular equipado con motores de ciclo Otto, además se ha considerado también un menor grado de dieselización del parque de autos y jeeps en función de la

posibilidad de una mayor utilización de alcohol. Como puede apreciarse (Figura 4.7 y Tabla 4.4), en este caso la mezcla final E10 llega a penetrar cerca del 80% en el mercado de gasolinas.

Figura 4.7: Perspectivas de la demanda de gasolinas,



Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.4: Demanda de gasolina y etanol por el parque automotor carretero

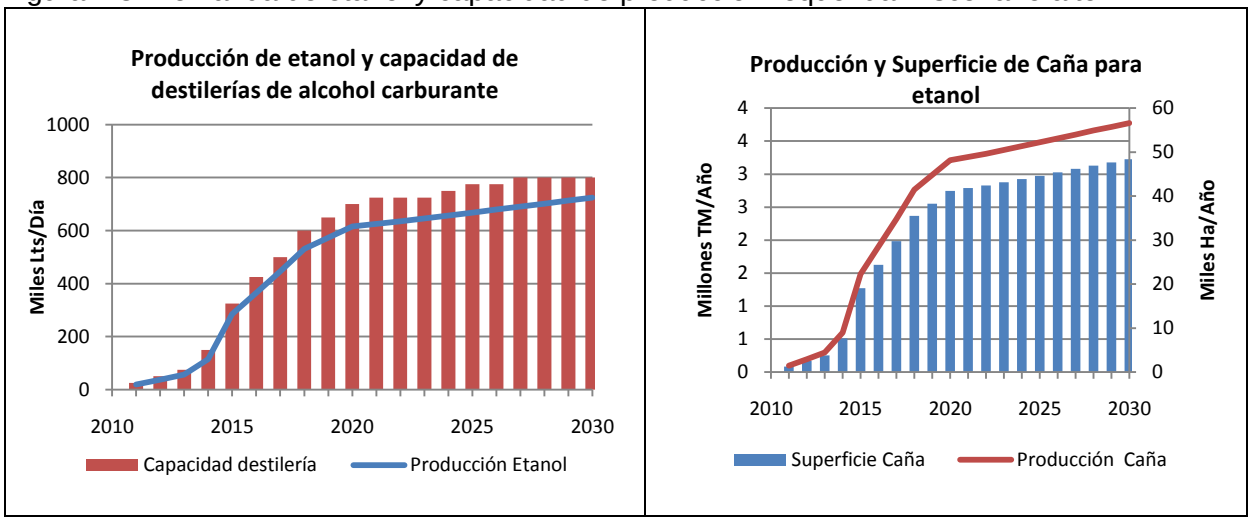
	Gasolina Mercado	Mezcla E(%)	Gasolina p/mezcla	Etanol	Gasolina E(%)	Gasolina S&N	% Gasolina E
2010	16,470,179.3			0.0		16,470,179.3	0.0%
2011	16,511,417.9	5%	823,450.0	43,339.5	866,789.5	15,644,628.4	5.2%
2012	16,538,389.7	5%	1,637,861.5	86,203.2	1,724,064.8	14,814,324.9	10.4%
2013	16,748,224.2	5%	2,478,473.2	130,446.0	2,608,919.2	14,139,305.0	15.6%
2014	16,864,348.8	5%	4,996,546.8	262,976.1	5,259,522.9	11,604,825.8	31.2%
2015	16,834,717.6	10%	5,877,031.0	653,003.4	6,530,034.5	10,304,683.2	38.8%
2016	16,931,521.4	10%	7,518,683.8	835,409.3	8,354,093.1	8,577,428.3	49.3%
2017	17,020,629.2	10%	9,186,996.3	1,020,777.4	10,207,773.7	6,812,855.5	60.0%
2018	17,184,134.5	10%	10,952,589.6	1,216,954.4	12,169,544.1	5,014,590.4	70.8%
2019	17,444,312.7	10%	11,824,061.3	1,313,784.6	13,137,845.8	4,306,466.8	75.3%
2020	17,699,238.5	10%	12,711,235.2	1,412,359.5	14,123,594.7	3,575,643.8	79.8%
2021	18,034,440.3	10%	12,909,796.6	1,434,421.8	14,344,218.5	3,690,221.9	79.5%
2022	18,366,561.3	10%	13,104,036.5	1,456,004.1	14,560,040.6	3,806,520.7	79.3%
2023	18,732,891.0	10%	13,332,159.4	1,481,351.0	14,813,510.5	3,919,380.5	79.1%
2024	19,097,222.1	10%	13,557,210.9	1,506,356.8	15,063,567.6	4,033,654.5	78.9%
2025	19,458,729.1	10%	13,778,591.9	1,530,954.7	15,309,546.6	4,149,182.5	78.7%
2026	19,836,623.2	10%	14,018,117.0	1,557,568.6	15,575,685.6	4,260,937.6	78.5%
2027	20,212,420.6	10%	14,254,827.4	1,583,869.7	15,838,697.1	4,373,723.5	78.4%
2028	20,585,260.4	10%	14,488,107.4	1,609,789.7	16,097,897.1	4,487,363.3	78.2%
2029	20,954,839.1	10%	14,717,737.6	1,635,304.2	16,353,041.8	4,601,797.3	78.0%
2030	21,320,232.3	10%	14,943,065.2	1,660,340.6	16,603,405.8	4,716,826.5	77.9%

Fuente: Elaboración propia

Asimismo, la necesidad de capacidad de destilación se incrementaría sustancialmente a largo plazo llegando a 800,000 litros diarios y también el área sembrada con caña debería ser

sustancialmente mayor, llegando a unas 48,000 Ha al año horizonte 2030 (Figura 4.8 y Tabla 4.5).

Figura 4.8. Demanda de etanol y capacidad de producción requerida. Escenario alto



Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.5: Producción de etanol y producción requerida de caña de azúcar. Escenario alto

	Producción de Etanol	Destilería de Alcohol	Producción de Caña	Superficie de caña
	Lts/día	Lts/día	Ton/año	Ha/año
2011	18,898.6	25,000.0	98542.9	1263.4
2012	37,589.8	50,000.0	196004.2	2512.9
2013	56,882.4	75,000.0	296600.9	3802.6
2014	114,673.6	150,000.0	597940.8	7665.9
2015	284,749.2	325,000.0	1484763.5	19035.4
2016	364,289.2	425,000.0	1899508.0	24352.7
2017	445,120.9	500,000.0	2320987.7	29756.3
2018	530,666.0	600,000.0	2767044.3	35474.9
2019	572,889.9	650,000.0	2987211.5	38297.6
2020	615,874.5	700,000.0	3211345.7	41171.1
2021	625,495.1	725,000.0	3261509.9	41814.2
2022	634,906.2	725,000.0	3310582.4	42443.4
2023	645,959.0	725,000.0	3368215.0	43182.2
2024	656,863.0	750,000.0	3425071.6	43911.2
2025	667,589.2	775,000.0	3481000.9	44628.2
2026	679,194.5	775,000.0	3541514.2	45404.0
2027	690,663.4	800,000.0	3601316.3	46170.7
2028	701,966.1	800,000.0	3660251.8	46926.3
2029	713,092.0	800,000.0	3718265.2	47670.1
2030	724,009.3	800,000.0	3775191.6	48399.9

Fuente: Elaboración propia

4.1.1.3 El plan piloto de etanol en ciudad de Guayaquil (Ecopaís)

El 12 de enero del corriente año se lanzó un plan piloto para comercializar un nuevo combustible denominado Ecopaís, mezcla de 95% gasolina extra y 5% de etanol anhidro. El

plan, que se desarrolla en Guayaquil tiene dos años de plazo para evaluar la conveniencia de la introducción del alcohol como carburante a nivel nacional.. El objetivo de extenderse al resto del país dependerá de la expansión de la oferta de etanol anhidro para su uso como carburante, priorizando el desarrollo de inclusivos de producción, fomentando así alternativas productivas y mejorando el nivel de empleo.

Para reemplazar los 250,000 galones diarios (unos 950,000 litros diarios) de gasolina extra que consume Guayaquil por igual cantidad de Ecopaís que contiene 5% de etanol, se necesitan aproximadamente 47,000 litros diarios de etanol anhidro. Para ello, Petrocomercial requeriría del etanol que procesan los ingenios San Carlos y Valdez, que no pudieron participar en la primera licitación por algunas restricciones legales.

El plan piloto de Petroecuador está produciendo actualmente alrededor de 80,000 galones diarios de Ecopaís, para lo cual demanda 4,000 galones de etanol (unos 15.000 litros) que le provee Producargo, productora de alcohol del ingenio estatal Ecudos (La Troncal), de acuerdo al contrato vigente. Se sustituyó la gasolina extra por Ecopaís en 19 estaciones de servicio en Guayaquil. Adicionando 5.000 litros diarios provenientes de Loja, Producargo está proveyendo a Petroecuador 20.000 litros diarios en total.

Petrocomercial invirtió $4 millones para construir en la Terminal de Pascuales un tanque de 40,000 Barriles en el que se realiza la pre mezcla de nafta de alto octanaje y gasolina base. Además se levantaron dos tanques de 5,000 Barriles cada uno para el almacenamiento de etanol anhidro y se instalaron ductos y válvulas para despachar a los camiones tanque y distribuir a las estaciones de servicio.

Como parte de las actividades del proyecto USAID para la elaboración de una Propuesta de Política Nacional de Biocombustibles, particularmente dentro del programa de visitas técnicas, se realizó una visita a Producargo y Petroecuador, para tener una visión in situ de la marcha del plan piloto y obtener información más precisa y detallada sobre el mismo.

Cabe señalar que se constató que Producargo no puede aumentar el volumen de etanol para suministrar al Plan Piloto, indicando falta de materia prima. Cabe señalar que la destilería estuvo importando melazas de Perú y qye actualmente importa de Bolivia alocol crudo de 92 grados para cubrir aproximadamente la mitad de su producción actual.

El Plan Piloto ya demostró su viabilidad en cuanto a la existencia del mercado y su aceptación del producto, pero se encuentra limitado por falta de etanol. Mientras se desarrolla nueva producción de caña y se contratan proveedores adicionales de etanol, lo que llevará un tiempo, una posibilidad es que Petroecuador importe etanol anhidro carburante de manera directa, provisionalmente hasta que se desarrolla la producción local requerida, para sostener el crecimiento del Plan Piloto de acuerdo a lo programado. Si bien esto dilata el cumplimiento del objetivo de sustitución de importaciones debido a la situación existente, es solamente temporal, permite llevar adelante la programación del Plan Piloto y además tener un beneficio de costos debido al menor precio del etanol en el mercado internacional.

4.1.2 DEMANDA Y OFERTA DE BIODIESEL Y MEZCLA CON DIESEL OIL

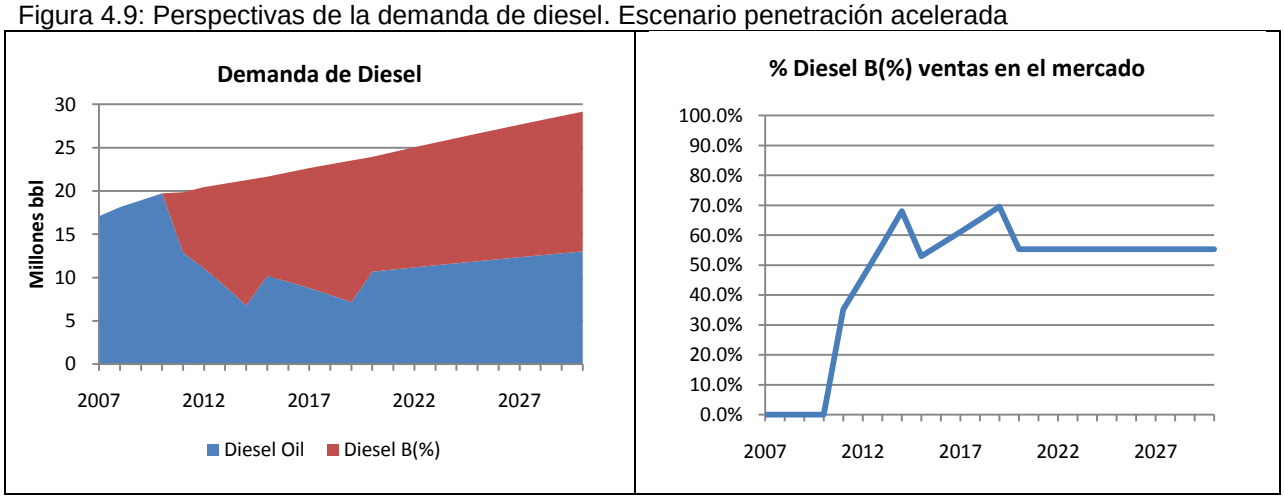
En el caso del biodiesel se consideraron también dos escenarios, aunque con niveles de penetración a largo plazo similares en el consumo global de los vehículos propulsados por motor diesel pero con diferente velocidad de penetración de las mezclas en el mercado.

4.1.2.1 ESCENARIO DE PENETRACIÓN INICIAL MÁS ACELERADA

La producción de biodiesel está asociada a la de diesel oil y a su mezcla, también llamada diesel B(%), donde el porcentaje entre paréntesis indica la participación del biodiesel en la contribución total de ambos combustibles. Ese porcentaje, a diferencia de la gasolina E(%) puede ser más elevado, llegando incluso al 100% (B100)[20]. Se ha previsto una mezcla inicial de biodiesel de 10% desde 2011, con vistas a determinar la demanda total de diesel B(%) por el parque automotor carretero del país, a partir del 2015 del 15% y a partir del 2020 de 20% (Tabla 2.6). Ello implica que el diesel oil a emplear en la mezcla es respectivamente 90%, 85% y 80% respectivamente. Aparece así un nuevo tipo de diesel B(%) que complementará al diesel oil convencional en el mercado.

La penetración del diesel B (%) implica ahorros de diesel oil convencional en el equivalente al biodiesel utilizado en la mezcla. La especificación del diesel oil utilizado para la mezcla debe ser determinada por Petrocomercial. Con la penetración del biodiesel, parte del diesel oil se dejará de importar y la evolución esperada del diesel oil se reduce hasta que el diesel B (%) alcanza una participación del etanol de 20% y luego se estabilizan las oscilaciones iniciales (Figura 4.9), para crecer sistemáticamente con los requerimientos totales de diesel que cabe esperar en el futuro por crecimiento del parque automotor. Como se advierte el porcentaje de diesel oil requerido por el parque carretero se estabilizaría en un 45% a partir de 2020 dependiendo que existan los estímulos suficientes como para inducir a los usuarios a consumir diesel B (%), cuya participación de mercado sería del 55%.

Figura 4.9: Perspectivas de la demanda de diesel. Escenario penetración acelerada



Fuente: Elaboración propia en base a datos del MEER y OLADE, 2009.

[20] En Alemania el biodiesel se llega a utilizar en 100% en vehículos escolares.

En la Tabla 4.6 se explicitan los valores de la estimación de demanda de diesel oil y biodiesel en base al parque automotor por tipo de vehículos, como se ha indicado en el apartado anterior. Como se advierte la demanda de biodiesel determina el diesel oil convencional requerido para la mezcla de acuerdo a los porcentajes del diesel B(%). Esto es importante para la comercialización de diesel toda vez que a partir de sus volúmenes se deberá determinar en cada centro de mezcla de Petrocomercial la disponibilidad de tanques para el acopio del biodiesel ingresado y de la mezcla para distribuir a las estaciones de servicio, las que a su vez deberán disponer de tanques para diesel B(%) y los correspondientes surtidores, como se tiene actualmente para el diesel oil y las gasolinas Súper y Normal (S&N).

Tabla 4.6: Requerimientos de diesel oil y biodiesel por el parque automotor carretero

	Diesel Oil Requerido	Mezcla B(%)	Diesel Oil p/mezcla	Biodiesel	Diesel B(%)	Diesel Oil Mercado	% Diesel B(%)
	Barriles						
2007	17,092,189.6	0				17,092,189.6	0.0%
2008	18,145,569.9	0				18,145,569.9	0.0%
2009	18,933,189.3	0				18,933,189.3	0.0%
2010	19,738,978.7	0		0.0	0	19,738,978.7	0.0%
2011	19,861,930.1	10%	6,291,979.9	699,108.9	6,991,088.7	12,870,841.4	35.2%
2012	20,454,400.3	10%	8,453,772.5	939,308.1	9,393,080.6	11,061,319.8	45.9%
2013	20,860,106.2	10%	10,675,960.0	1,186,217.8	11,862,177.8	8,997,928.5	56.9%
2014	21,260,541.1	10%	13,017,607.1	1,446,400.8	14,464,007.9	6,796,533.2	68.0%
2015	21,655,251.8	15%	9,746,942.1	1,720,048.6	11,466,990.7	10,188,261.0	53.0%
2016	22,153,553.8	15%	10,738,838.8	1,895,089.2	12,633,928.1	9,519,625.7	57.0%
2017	22,651,767.8	15%	11,773,695.9	2,077,711.0	13,851,406.9	8,800,360.9	61.1%
2018	23,089,467.0	15%	12,819,278.6	2,262,225.6	15,081,504.2	8,007,962.8	65.3%
2019	23,521,773.8	15%	13,901,903.1	2,453,277.0	16,355,180.1	7,166,593.7	69.5%
2020	23,947,528.2	20%	10,602,999.5	2,650,749.9	13,253,749.4	10,693,778.9	55.3%
2021	24,504,196.9	20%	10,848,925.1	2,712,231.3	13,561,156.4	10,943,040.5	55.3%
2022	25,060,017.0	20%	11,094,452.5	2,773,613.1	13,868,065.6	11,191,951.4	55.3%
2023	25,587,970.9	20%	11,327,876.4	2,831,969.1	14,159,845.5	11,428,125.4	55.3%
2024	26,113,033.0	20%	11,560,007.5	2,890,001.9	14,450,009.4	11,663,023.6	55.3%
2025	26,633,953.2	20%	11,790,291.8	2,947,572.9	14,737,864.7	11,896,088.5	55.3%
2026	27,150,952.7	20%	12,018,827.8	3,004,707.0	15,023,534.8	12,127,417.9	55.3%
2027	27,663,543.2	20%	12,245,399.2	3,061,349.8	15,306,749.1	12,356,794.1	55.3%
2028	28,170,423.0	20%	12,469,430.1	3,117,357.5	15,586,787.6	12,583,635.4	55.3%
2029	28,671,051.0	20%	12,690,681.1	3,172,670.3	15,863,351.3	12,807,699.7	55.3%
2030	29,164,035.0	20%	12,908,536.4	3,227,134.1	16,135,670.5	13,028,364.6	55.3%

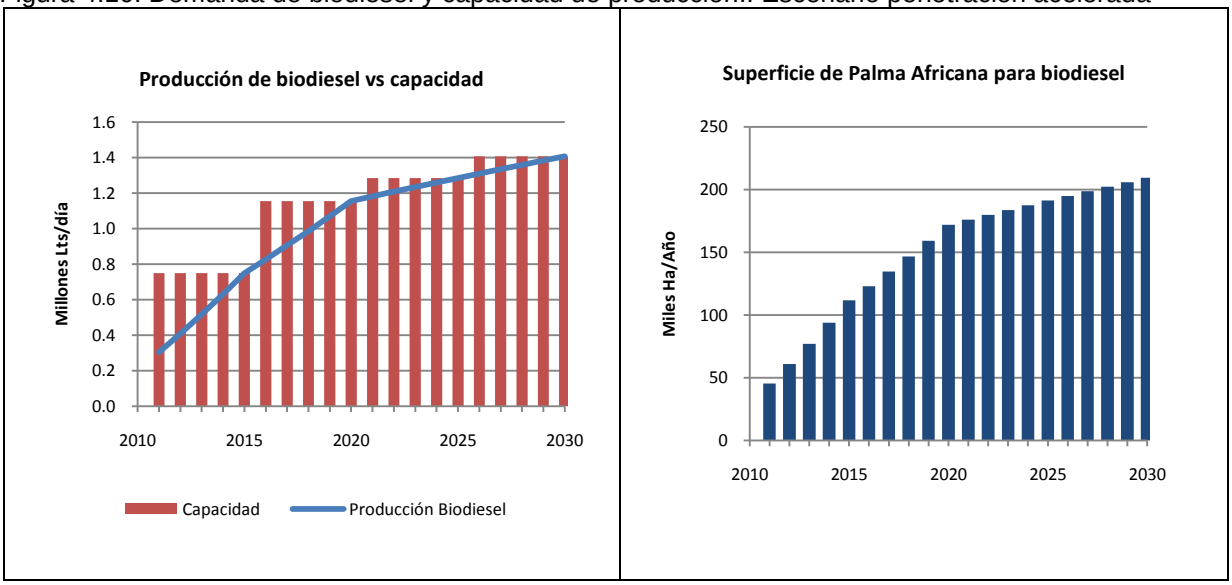
Fuente: Elaboración propia en base a datos de MEER (2009) y OLADE (2009).

Los volúmenes de biodiesel requeridos, en litros/día, indican la necesidad de planificar en las refinerías la capacidad a incorporar para obtener el biodiesel dentro de las especificaciones requeridas para el mercado interno y los tanques de almacenamiento para distribuir a los centros de mezcla de diesel de Petrocomercial. En base a la demanda se han estimado capacidades anticipadas para la producción de biodiesel que aseguren el suministro. Esos incrementos de capacidad serán más acentuados hasta el año 2020 y luego con la estabilización del crecimiento de la demanda de biodiesel las expansiones serán más moderadas (Figura 4.10). Las expansiones dependerán de la capacidad de los módulos que se ofrezcan en el mercado.

La producción de biodiesel en Ecuador se estima de 2,454 litros por Ha sembrada de Palma Africana. Ello significa que en 2011 se requerirá de una superficie cultivada de 45,343 Ha/año que podrán producir 99,754 Ton/año de aceite, dados los rendimientos medios del país de 2.2 Ton/ha. En el año 2007 se estimaba una superficie de 28,700 Ha destinadas a la producción de aceite que representaban 13.5% de la superficie total de palma (213,400 Ha). Esos datos indican que la producción requerida de aceite para biodiesel aún es insuficiente en 2010.

Sin embargo, debe considerarse que existen actualmente excedentes de producción de aceite exportables de unas 250,000 TM, correspondiente a unas 110,000 Ha de palma africana ya existentes, en consecuencia se deberían adicionar solamente unas 90,000 Ha en un escenario con importante penetración del biodiesel en transporte de cargas y público de pasajeros y una cantidad menor en un escenario más moderado. Esos ex cedentes que actualmente se exportan pueden destinarse a la producción de biodiesel.

Figura 4.10: Demanda de biodiesel y capacidad de producción.. Escenario penetración acelerada



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CEPAL (2007), MEER (2009) y OLADE (2009).

4.1.2.2 Escenario de penetración inicial gradual

En este escenario la penetración del biodiesel es más lenta en los primeros años, además se comienza con una mezcla del 5% que llega también al 20%. El biodiesel llega a estabilizar su participación en el año 2020 a un nivel final del 55.2%, similar al del escenario anterior (Figura 4.11 y Tabla 4.8)

Si se tiene en cuenta que el plan del MAGAP del 2007 para expansión de la superficie de Palma a sembrar, con destino a biodiesel era de 50,000 Ha en 2011, es de destacar que la disponibilidad de superficie planificada para esos cultivos fue acertada. El incremento de los requerimientos de superficie a sembrar sería de 163,963 Ha para los próximos 20 años. Con ello, si no aumentan los rendimientos, se podrían satisfacer las necesidades de biodiesel del

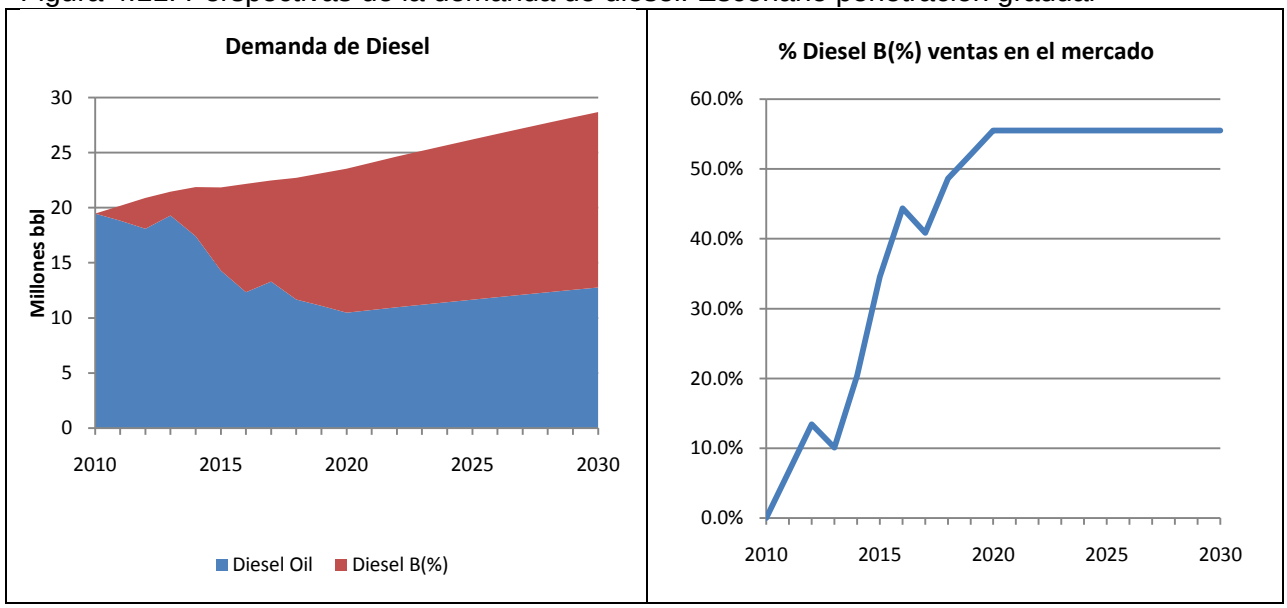
mercado interno de Diesel E(%) y eventualmente los excedentes exportarlos para un mercado crecientemente ávido de ese producto.

Tabla 4.7: Producción de Biodiesel y producción de Palma Africana. Escenario penetración acelerada

	Producción Biodiesel	Capacidad Plantas	Producción aceite	Superficie Palma
	Lts/día	Lts/día	Ton/año	Ha/año
2011	304,853.9	750,045.7	99754.6	45343.0
2012	409,595.4	750,045.7	134028.1	60921.9
2013	517,263.0	750,045.7	169259.2	76936.0
2014	630,718.6	750,045.7	206384.3	93811.0
2015	750,045.7	750,045.7	245430.6	111559.4
2016	826,374.0	1,155,888.0	270406.8	122912.2
2017	906,008.2	1,155,888.0	296464.8	134756.7
2018	986,467.8	1,155,888.0	322792.8	146724.0
2019	1,069,777.8	1,155,888.0	350053.6	159115.3
2020	1,155,888.0	1,155,888.0	378230.7	171923.0
2021	1,182,697.6	1,285,320.8	387003.3	175910.6
2022	1,209,463.8	1,285,320.8	395761.8	179891.7
2023	1,234,910.5	1,285,320.8	404088.5	183676.6
2024	1,260,216.4	1,285,320.8	412369.1	187440.5
2025	1,285,320.8	1,285,320.8	420583.8	191174.5
2026	1,310,234.7	1,407,226.5	428736.1	194880.1
2027	1,334,934.5	1,407,226.5	436818.4	198553.8
2028	1,359,357.2	1,407,226.5	444810.0	202186.4
2029	1,383,476.9	1,407,226.5	452702.5	205773.9
2030	1,407,226.5	1,407,226.5	460473.9	209306.3

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CEPAL (2007), MEER (2009) y OLADE (2009).

Figura 4.11: Perspectivas de la demanda de diesel. Escenario penetración gradual



Fuente: Elaboración propia

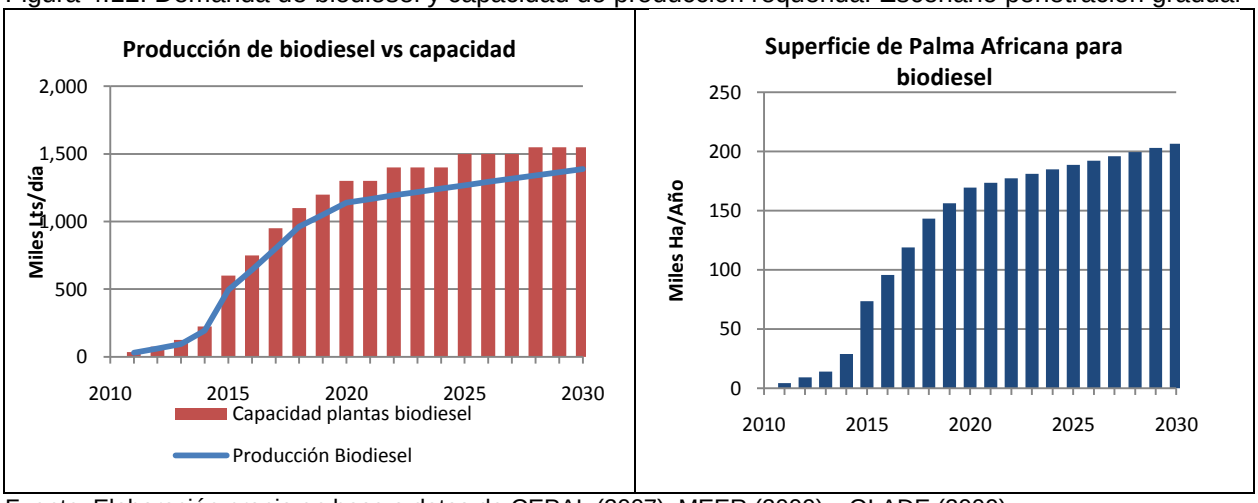
Tabla 4.8: Requerimientos de diesel y biodiesel por el parque automotor. Escenario penetración gradual

	Diesel Oil Requerido	Mezcla B(%)	Diesel Oil p/mezcla	Biodiesel	Diesel B(%)	Diesel Oil Mercado	% Diesel B(%)
	Barriles						
2010	19,459,664.8	0		0.0	0	19,459,664.8	0.0%
2011	20,165,858.0	5%	1,280,890.3	67,415.3	1,348,305.6	18,817,552.4	6.7%
2012	20,882,718.9	5%	2,661,751.0	140,092.2	2,801,843.2	18,080,875.7	13.4%
2013	21,447,765.3	10%	1,948,952.1	216,550.2	2,165,502.4	19,282,262.9	10.1%
2014	21,867,130.7	10%	4,014,648.2	446,072.0	4,460,720.2	17,406,410.5	20.4%
2015	21,837,059.0	15%	6,415,353.6	1,132,121.2	7,547,474.9	14,289,584.1	34.6%
2016	22,157,417.7	15%	8,359,096.3	1,475,134.6	9,834,231.0	12,323,186.7	44.4%
2017	22,466,979.8	20%	7,344,438.7	1,836,109.7	9,180,548.4	13,286,431.4	40.9%
2018	22,707,772.9	20%	8,838,847.4	2,209,711.9	11,048,559.3	11,659,213.6	48.7%
2019	23,124,769.3	20%	9,632,932.6	2,408,233.1	12,041,165.7	11,083,603.5	52.1%
2020	23,534,700.5	20%	10,454,716.4	2,613,679.1	13,068,395.5	10,466,305.0	55.5%
2021	24,087,879.5	20%	10,700,418.4	2,675,104.6	13,375,523.0	10,712,356.5	55.5%
2022	24,640,473.7	20%	10,945,858.4	2,736,464.6	13,682,323.0	10,958,150.7	55.5%
2023	25,159,696.3	20%	11,176,464.4	2,794,116.1	13,970,580.6	11,189,115.8	55.5%
2024	25,676,079.7	20%	11,405,806.6	2,851,451.6	14,257,258.2	11,418,821.5	55.5%
2025	26,188,394.6	20%	11,633,338.7	2,908,334.7	14,541,673.3	11,646,721.3	55.5%
2026	26,696,858.6	20%	11,859,157.2	2,964,789.3	14,823,946.6	11,872,912.0	55.5%
2027	27,200,991.3	20%	12,083,049.0	3,020,762.2	15,103,811.2	12,097,180.1	55.5%
2028	27,699,512.9	20%	12,304,445.2	3,076,111.3	15,380,556.5	12,318,956.4	55.5%
2029	28,191,891.2	20%	12,523,109.5	3,130,777.4	15,653,886.9	12,538,004.3	55.5%
2030	28,676,757.0	20%	12,738,433.6	3,184,608.4	15,923,042.0	12,753,714.9	55.5%

Fuente: Elaboración propia

Por su parte, los requerimientos de capacidad de producción y superficie sembrada de palma africana crecen también más gradualmente aunque llegan finalmente a niveles similares al del otro escenario (Figura 4.12 y Tabla 4.9).

Figura 4.12: Demanda de biodiesel y capacidad de producción requerida. Escenario penetración gradual



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CEPAL (2007), MEER (2009) y OLADE (2009).

Tabla 4.9: Producción de Biodiesel y producción requerida de Palma Africana. Escenario penetración gradual

	Producción Biodiesel	Capacidad Plantas	Producción aceite	Superficie Palma
	Lts/día	Lts/día	Ton/año	Ha/año
2011	29,397.2	35,000.0	9619.4	4372.4
2012	61,088.7	75,000.0	19989.5	9086.1
2013	94,429.1	125,000.0	30899.2	14045.1
2014	194,514.5	225,000.0	63649.2	28931.5
2015	493,673.6	600,000.0	161540.3	73427.4
2016	643,248.3	750,000.0	210484.3	95674.7
2017	800,655.3	950,000.0	261991.1	119086.9
2018	963,568.6	1,100,000.0	315299.7	143318.1
2019	1,050,135.9	1,200,000.0	343626.4	156193.8
2020	1,139,722.8	1,300,000.0	372941.1	169518.7
2021	1,166,508.1	1,300,000.0	381705.8	173502.6
2022	1,193,264.8	1,400,000.0	390461.1	177482.3
2023	1,218,404.3	1,400,000.0	398687.3	181221.5
2024	1,243,406.1	1,400,000.0	406868.4	184940.2
2025	1,268,210.6	1,500,000.0	414985.0	188629.5
2026	1,292,828.2	1,500,000.0	423040.4	192291.1
2027	1,317,235.8	1,500,000.0	431027.0	195921.4
2028	1,341,371.4	1,550,000.0	438924.7	199511.2
2029	1,365,209.1	1,550,000.0	446724.9	203056.8
2030	1,388,682.7	1,550,000.0	454406.0	206548.2

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CEPAL (2007), MEER (2009) y OLADE (2009).

4.1.3 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI

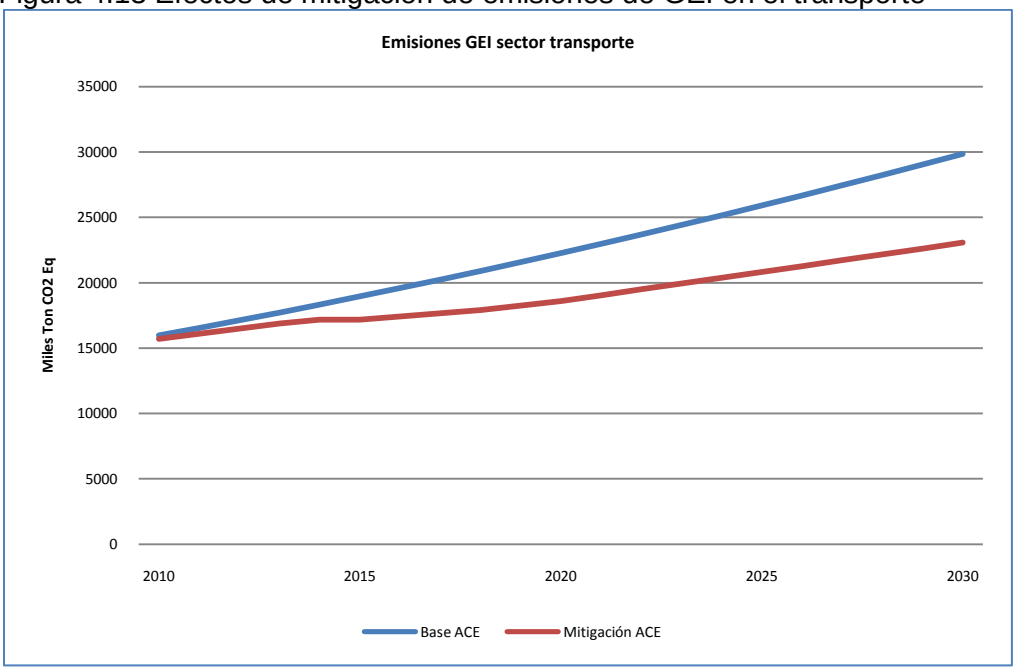
Por el lado de la demanda, en un escenario de mayor crecimiento económico con sustitución y eficiencia (S&E) se produce un abatimiento significativo de las emisiones de GEI en todos los sectores más importantes consumidores de energía.

Particularmente en el caso del sector transporte, los biocombustible no tendrían por sí solos un impacto cuantitativamente tan importante y se considera que no es conveniente desarrollar estas fuentes de energía como una única estrategia para introducir cambios estructurales en la demanda energética del transporte. Por el contrario, la penetración de los biocombustibles en mezclas con gasolinas y diesel derivados del petróleo deben considerarse dentro de un escenario global de cambio en el que se desarrollen un conjunto de acciones para mejorar la eficiencia del sector transporte y cambiar sus estructuras de consumo, tales como las indicadas en el Capítulo 3.

Con este conjunto de acciones, incluida la penetración de los biocombustibles en niveles moderados en los escenarios analizados, se logran en conjunto efectos muy importantes en la reducción de emisiones de GEI en el transporte. Considerando un escenario de alto crecimiento (ACE) con sustitución y eficiencia (escenario de mitigación) a largo plazo se obtendría una reducción de emisiones del 23% con respecto al mismo escenario sin cambios

(escenario base) como consecuencia del conjunto de estrategias para el sector transporte, incluidos los biocombustibles (Figura 4.13).

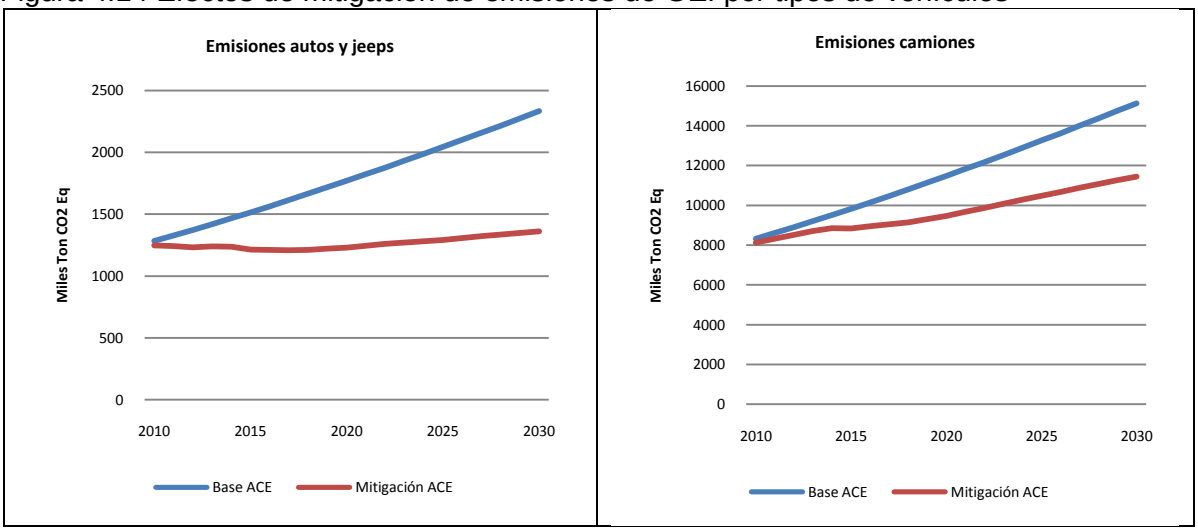
Figura 4.13 Efectos de mitigación de emisiones de GEI en el transporte

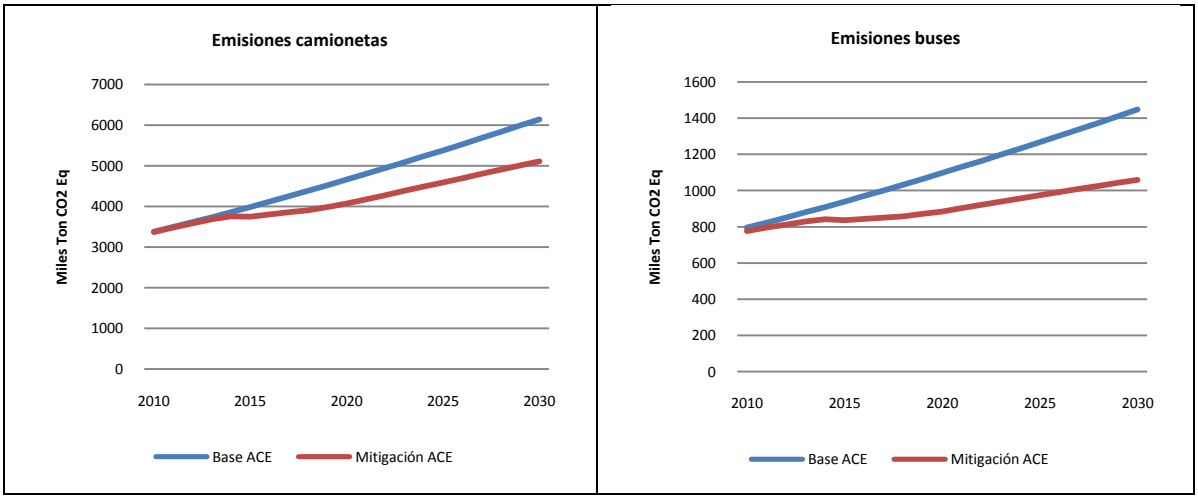


Fuente: Elaboración propia

El efecto es muy importante no solo globalmente sino también en cada uno de los tipos de vehículos mayores consumidores de energía y mayores emisores de GEI (Figura 4.14).

Figura 4.14 Efectos de mitigación de emisiones de GEI por tipos de vehículos





Fuente: Elaboración propia

4.2 MATERIAS PRIMAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES

Las experiencias realizadas hasta la presente fecha en la producción de biocombustibles en el Ecuador, se concentran en el uso de la caña de azúcar para la obtención de etanol y de la palma africana para la fabricación de biodiesel. Las cadenas de producción agrícola de estos cultivos son completamente conocidas por el sector agrícola a diferentes niveles: grandes, medianos y pequeños productores de caña de azúcar para producción de azúcar y alcohol; así como de palma para obtención de aceite vegetal.

La infraestructura tanto agrícola como industrial existente para la producción de azúcar – alcohol y de palma africana – aceite vegetal, permite garantizar el desarrollo de programas o proyectos orientados a la diversificación del uso de la caña de azúcar y de la palma africana con un enfoque energético, que para los productores relevantes actualmente posicionados en el mercado del azúcar y el aceite vegetal significará una ampliación de su mercado tradicional, como un complemento para mejorar su competitividad y para los nuevos actores, el desarrollo de un mercado atractivo para su inversión.

De acuerdo con información obtenida en visitas a productores de caña de azúcar-alcohol, se conoce de la existencia de excedentes en la producción de alcohol para consumo humano de empresas privadas nacionales que se están comercializando principalmente a Colombia, sin embargo existe una capacidad de destilación aunque menor que podría destinarse a alcohol anhidro con fines carburantes y también el interés de ampliar esa capacidad para satisfacer la potencial demanda interna de este nuevo producto si se desarrolla el mercado interno.

En el caso de la producción de palma – aceite, se resalta la existencia de una infraestructura de producción orientada a la exportación de biodiesel a los Estados Unidos, por falta de un mercado nacional. También, se está exportando el aceite crudo de palma, alentados por el mejor precio relativo pagado fuera del país. Según información del IICA (Atlas de Biodiesel,

2008) el Ecuador es el segundo país productor de aceite de palma en Latino América después de Colombia.

De acuerdo con el Plan Agrícola Nacional de agosto del 2007, uno de sus objetivos relacionado con el Programa de Biocombustibles, considera el ampliar la superficie de caña de azúcar y de palma africana en 50,000 hectáreas respectivamente, para asegurar la materia prima requerida para producir etanol y biodiesel.

Bajo estas consideraciones, se cree apropiado recomendar la utilización de la caña de azúcar y de la palma africana como los cultivos primarios del Programa Nacional de Biocombustibles, destacando que estos cultivos cumplen, adicionalmente, con los siguientes aspectos relacionados con la política nacional del Gobierno de la República del Ecuador expresado en su Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013 y en sus políticas de seguridad alimentaria, generación de empleo, inclusión social, mejoramiento de la producción agrícola:

4.2.1 SEGURIDAD ALIMENTARIA

- Tanto la caña de azúcar como la palma africana se destinan actualmente a la producción de azúcar y alcohol, así como de aceite vegetal y biodiesel y su producción genera excedentes que se exportan.

- La infraestructura agrícola e industrial existente está subutilizada.

- Puede coexistir la producción de azúcar y etanol en una forma equilibrada, generando un mercado complementario y optimizando la rentabilidad a los productores. Este equilibrio lo demuestran las experiencias de Brasil y de Colombia en su sector azucarero – alcoholero.

- La producción de aceite vegetal y de biocombustibles son complementarios para la industria aceitera, en un esquema empresarial de optimización de la producción agrícola e industrial, como lo prueba la experiencia de Colombia.

- No existen conflictos entre la producción de alimentos y la producción de energía en los países de América Latina y el Caribe (ALC), de acuerdo con lo expresado en las conclusiones del III Seminario Latinoamericano y del Caribe de Biocombustibles (República Dominicana, 2008), organizado por OLADE, FAO, IICA y el Gobierno de República Dominicana.

- En América Latina y el Caribe no se puede atribuir a los biocombustibles una participación en la reducción de la producción de alimentos y en el consecuente aumento de precios, de acuerdo con lo manifestado en el estudio del IICA "Biocombustibles y Alimentos en América Latina y el Caribe" (2009), la participación de los biocombustibles en el aumento de precios de productos agrícolas es marginal y restringida a tres aspectos puntuales: el maíz norteamericano, la colza europea y el trigo europeo.

- Tanto el proceso agrícola como el industrial de la caña de azúcar y de la palma africana, generan residuos de cosechas y del proceso que pueden ser aprovechados utilizando tecnologías de 2da. Generación para aumentar la producción de biocombustibles o para generar electricidad.

4.2.2 GENERACIÓN DE EMPLEO

- Tanto la caña de azúcar como la palma africana son cultivos que requieren una cantidad considerable de mano de obra tanto en su fase agrícola como en su fase industrial.

- Son cultivos que pueden agrupar tanto a los grandes como a los medianos y pequeños productores.

- Pueden ser manejados con un enfoque de mercado, re-enfocando el esquema de subsidios.

- La expansión del área cultivada permitirá crear polos de desarrollo en varias provincias del país y no solo concentrar la industria en la Provincia de Guayas.

- Según el IICA (Atlas de Biodiesel, 2008), en Ecuador existen pequeños y medianos productores en la cadena del aceite de palma y estimaciones de futuras inversiones que podrían generar 43,500 nuevos empleos y 24,200 empleos indirectos.

4.2.3 INCLUSIÓN SOCIAL

- Los cultivos de caña y palma permitirán incentivar e incorporar la participación del sector rural en la producción de materia prima.

- Se podrá apoyar la participación de las asociaciones de pequeños productores en el Programa Nacional de Biocombustibles.

- Se podrían incorporar nuevos proyectos con enfoque productivo para la provisión de materia prima.

4.2.4 MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN AGRÍCOLA

- En el caso de la caña de azúcar, el período productivo es estacional y los rendimientos obtenidos son menores en comparación con los cultivos existentes en Colombia y Perú, por lo cual un Programa Nacional de Biocombustibles basado en el aprovechamiento de

la caña permitirá reforzar la investigación sobre mejoramiento de variedades y rendimientos o la incorporación de variedades de Colombia y/o Perú.

- También en el caso de la palma, se podrían mejorar las variedades y rendimientos existentes tomando como base la materia prima utilizada en Colombia y/o Honduras.

- De acuerdo con el estudio de la FAO "Land Resource Potential and Constraints at Regional and Country Levels", que tiene como objetivo identificar el potencial de incremento del área cultivada, se indica que para el caso del Ecuador la disponibilidad de tierra arable para expansión es de alta disponibilidad, lo que permitiría la expansión de cultivos extensivos en tierra y mano de obra como la caña y la palma.

4.2.5 INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE CULTIVOS ALTERNATIVOS

Aunque el desarrollo de los biocombustibles pueda centrarse en la caña y la palma africana, se reconoce la importancia que podría tener el considerar cultivos alternativos como el rechazo del banano, los residuos de biomasa y las microalgas (utilizados con tecnologías de 2da y 3era generación), así como el aprovechamiento de la *Jatropha Curcas* (Piñón) y la higuerilla para la producción de biocombustibles. Existe ya un programa del Gobierno orientado a utilizar tierras semiáridas de la provincia de Manabí para establecer entre 50,000 a 100,000 hectáreas de higuerilla y piñón, para producir biodiesel a ser utilizado en las Islas Galápagos (Proyecto ERGAL), como parte de estrategias nacionales para combatir los procesos de erosión y desertificación que afectan a la provincia y de proveer energía limpia a las Islas Galápagos.

Es recomendable intensificar el esfuerzo de promoción de la investigación y desarrollo de otros cultivos para fines energéticos, así como la producción en distintas regiones del país, no solamente para aumentar las perspectivas de producción y penetración en el mercado energético, sino también para cubrir las variaciones estacionales que pueden ocurrir en cultivos como la caña de azúcar con fuerte estacionalidad en las zonas de mayor producción actual y para generar otras alternativas productivas con el consiguiente impacto sobre el nivel de empleo.

4.2.6 EFECTOS AMBIENTALES

4.2.6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El desarrollo de los biocombustibles se considera dentro de una visión global de todo el sector de la energía a nivel de demanda y oferta, en un escenario de cambios estructurales basados en sustitución entre fuentes de energía y eficiencia energética, que implica una significativa reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), en particular en el caso del transporte que es el sector donde penetrarían los biocombustibles (etanol y biodiesel), tal como se describiera en el Capítulo 3.

Este análisis de escenarios no implica recomendaciones sobre una senda de expansión determinada, que es en realidad una siguiente etapa correspondiente a un nivel y un horizonte de planificación, que es parte de las actividades que deben realizarse a futuro: formular un plan de inversiones a mediano y largo plazo (10-15 años), que incluya proyectos específicos a implementar en las fases agrícola, industrial y comercial, con su respectivo cronograma de entrada en operación así como la determinación de los costos operativos y de inversión, agentes que los realizarán y las fuentes de financiamiento para los mismos, en los cuales se requerirá, en cada caso, los correspondientes estudios de impacto ambiental, la obtención de una licencia previa ambiental y el cumplimiento de requisitos ambientales durante las fases de implementación y operación de los proyectos.

Dentro de las correspondientes funciones regulatorias se prevé que la entidad responsable tenga la capacidad legal y técnica para aprobar los proyectos en los distintos segmentos de la cadena productiva desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

4.2.6.2 BENEFICIOS AMBIENTALES DE LA INTRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES

Como visión global, se puede sostener que la introducción de los biocombustibles para satisfacer parcialmente la demanda de energía, específicamente en el sector transporte, producirá un efecto positivo en las emisiones de gases de efecto invernadero, siendo parte de un escenario de mitigación en conjunto con otras estrategias a nivel de ese sector, mientras que por el lado de la industrialización y del uso del suelo y cambio en el uso del suelo y silvicultura (USCUSS) no generaría efectos negativos sobre el inventario de GEI dentro de límites moderados de expansión de la producción en base a tierras ya en producción o no utilizadas y sin generar efectos de deforestación.

En términos generales, de acuerdo a estudios efectuados por el Departamento de Energía de los estados Unidos de América y el Departamento de Agricultura[21], en los que se compararon los resultados de parámetros ambientales relevantes del biodiesel con los del diesel de petróleo, bajo el enfoque total a lo largo de toda la cadena desde el recurso primario hasta el uso final, haciendo un inventario de los materiales utilizados, los recursos energéticos consumidos, el aire, el agua y los desechos sólidos y las emisiones generadas por el diesel de petróleo y biodiesel, con el fin de comparar los costos y beneficios durante el ciclo de vida de cada uno de los combustibles, se concluyó que el biodiesel presenta amplias ventajas en términos del balance neto de energía, eficiencia energética global, producción de residuos sólidos peligrosos y aguas residuales, emisiones de dióxido de carbono, monóxido de carbono, azufre, metano, partículas y hollín, siendo superiores únicamente en el caso de nitrógeno.

La tasa de eficiencia total del biodiesel es cuatro veces mayor que la del diesel; en el ciclo de vida, las emisiones de CO_2 del biodiesel son 78% más bajas que las emisiones del diesel de petróleo, como consecuencia del reciclaje del carbono en los cultivos de oleaginosas; en el ciclo de vida global las emisiones de CO del biodiesel son 35% más bajas que las del diesel;

[21] USDOE-USDA. Inventario del ciclo de vida del biodiesel, 1998, citado en Biocombustibles y Alimentos en América Latina y el Caribe, Decio Luiz Gazzoni, Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), San José, Costa Rica 2009. Los estudios duraron 3 años y medio y siguieron los protocolos aprobados por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los Estados Unidos

las emisiones de materia articulada del biodiesel son 32% más bajas que las emisiones de partículas del diesel; el biodiesel reduce en 83,6% la cantidad total de partículas de hollín en el tubo de escape de los autobuses; el ciclo de vida global de las emisiones de óxidos de azufre del biodiesel es un 8% inferior al ciclo de las emisiones de del diesel; las emisiones de metano en el ciclo de vida del biodiesel es casi 3,0% inferior al de las emisiones de metano del diesel; la producción de residuos sólidos peligrosos de biodiesel es 96% menor que la producción total de residuos sólidos peligrosos procedentes del diesel de petróleo, aunque la producción de residuos sólidos no peligrosos es dos veces mayor que la del diesel, con un balance positivo para el biodiesel. En general, hay una clara ventaja con el uso de biodiesel en comparación con el diesel respecto a la reducción de todas las emisiones de GEI, a excepción de los óxidos de nitrógeno. Por otro lado La producción de aguas residuales durante el ciclo de vida del biodiesel es 79% inferior al diesel.

En el caso del etanol, también se observa una clara ventaja con respecto a la gasolina en las emisiones netas de CO_2 en el ciclo de vida del combustible, con una relación de 1 a 10 a favor del etanol (309 Kg de CO_2/1000 litros contra 3368 de la gasolina)[22]. Esto se debe a que las emisiones del etanol en todas las etapas de producción de caña, cosechas y transporte, industrialización y consumo en vehículos son compensadas en un 96% por la absorción de CO_2 en las plantaciones.

Asimismo, en el mencionado estudio del IICA se infiere que no se prevén problemas en América Latina originados en una elevada proporción de monocultivos intensivos en relación a la tierra cultivada.

En definitiva, el balance ambiental de la introducción de biocombustibles es positivo en el ciclo de vida de los mismos, es decir considerando toda la cadena de producción, industrialización, transporte y consumo.

Por el lado de la oferta de biocombustibles, si bien por USCUSS puede afectar el medio ambiente y generarse un aumento de la emisión de GEI, esto no ocurriría en un plan específico de plantaciones energéticas dentro de límites que no produzcan deforestación. En tal sentido, los escenarios analizados, recalcando que son solamente eso, escenarios, muestran un abanico dentro de niveles razonables de uso de la tierra para combustibles en función de las limitaciones de la conservación de los bosques y la seguridad alimentaria.

Como ya se ha señalado en el análisis de escenarios del mercado, no se visualizan en principio en el caso del etanol conflictos potenciales significativos desde el punto de vista de seguridad alimentaria ni de efectos ambientales originados en cambios en el uso del suelo (deforestación).

Según el Atlas del biodiesel del IICA[23], “la producción de biodiesel tiene potencial de convertirse en una fuente generadora de empleo agrario/rural ya que existen aproximadamente 1.500.000 Ha cultivables…” Sobre los aspectos ambientales, el citado estudio señala que “en la

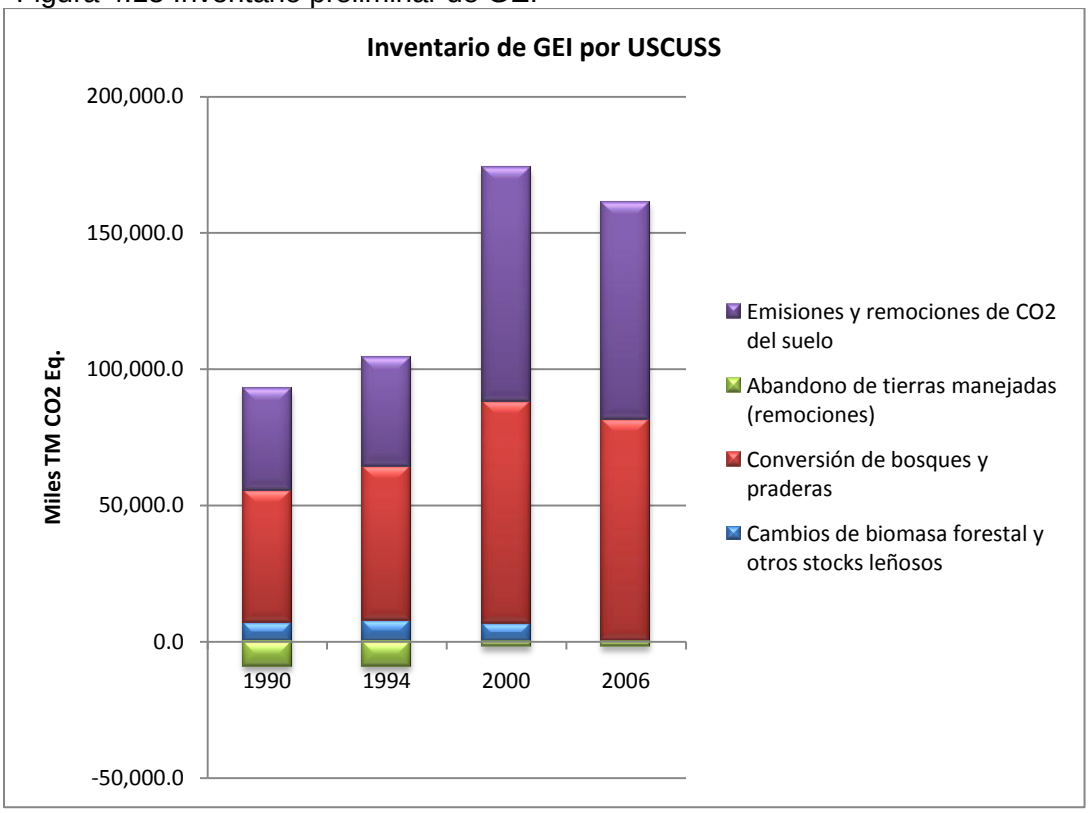
[22] Decio Luiz Gazzoni, Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), Op. Cit.
[23] Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, Atlas del Biodiesel,. Op. Cit.

actividad palmícola se evidencia presión sobre los bosques nativos en algunas zonas del país; esto ha generado críticas de los sectores ambientalistas. El Ecuador ocupa el noveno lugar de los países deforestadores, siendo la actividad maderera la principal causa".

En términos de uso del suelo, cabe señalar que no es posible realizar un análisis más profundo de los efectos de los distintos tipos de cultivos, específicamente plantaciones energéticas, sobre la expansión de la frontera agrícola y las emisiones de GEI por USCUSS en un escenario futuro, debido al déficit de información detallada y actualizada sobre uso del suelo en el país.

Como marco general, puede decirse que cerca del 99% de las emisiones de GEI por USCUSS corresponden a CO_2, y que las emisiones de CO_2 se distribuyen casi por partes iguales entre conversión de bosques y praderas[24] y emisiones y remociones de CO_2 del suelo y muestran cifras declinantes en la década del 2000, luego de incrementarse en los años 90, según cifras preliminares del Inventario Nacional de Gases del Efecto Invernadero en Ecuador 1990, 1994, 2000 y 2006 (Abril 2010). Esto estaría mostrando una tendencia a atenuar el crecimiento de las emisiones por USCUSS que debería sostenerse en el largo plazo (Figura 4.15).

Figura 4.15 Inventario preliminar de GEI



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Inventario preliminar de GEI, Abril 2010

[24] Según estimaciones del Ministerio del Ambiente, la cobertura forestal es de 10,000,000 de Ha

4.2.6.3 RIESGOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE CULTIVOS ENERGÉTICOS Y PROCESAMIENTO DE BIOCOMBUSTIBLES

El presente estudio se focaliza en el análisis de los aspectos relacionados con la formulación e implementación de políticas, que permitan la producción y uso de biocombustibles, como alternativas energéticas para la reducción de la utilización de combustibles líquidos tradicionales: gasolina y diesel y como alternativas económicas para los sectores productivos. Como se ha descripto anteriormente, la introducción de los biocombustibles presenta un balance ambiental claramente positivo en su ciclo de vida frente a los combustibles derivados de petróleo con respecto a las emisiones de GEI y a otros efectos ambientales tales como efluentes líquidos,. Sin embargo, aunque el alcance del trabajo y la disponibilidad de información no permitieron una evaluación en detalle de las consideraciones ambientales relativas a la ampliaciones de los requerimientos de materia prima vegetal para el consumo de biocombustibles en el sector transporte del país, a continuación se hacen varias reflexiones sobre los principales riesgos que se deberán tomar en cuenta cuando el Estado formule y desarrolle el Plan Nacional de Biocombustibles.

Una iniciativa de esta naturaleza podría generar importantes impactos sobre el medio ambiente local si no se toman las previsiones y medidas concretas requeridas para alcanzar un marco de sostenibilidad ambiental y económica, en todas las fases de producción agrícola, transformación industrial y uso como combustible.

Es importante destacar que los potenciales riesgos ambientales en los cultivos energéticos son los mismos que hoy se tienen en la producción de las mismas materias primas para fines alimentarios o industriales, ya sea la caña para azúcar o la palma africana para producción de aceite para consumo interno y exportación, Igualmente sucede en la fase industrial, producir alcohol anhidro para uso como combustible genera los mismos riesgos ambientales que producir alcohol potable para fabricar bebidas alcohólicas o alcoholes para cosmética y otros usos industriales. En consecuencia, todos los cultivos para cualquier uso generan riesgos similares y deben estar sujetos al cumplimiento de los mismos requisitos ambientales, controles y medidas de mitigación. Es la adición de áreas de cultivos para producción de biocombustibles en cantidades más allá de ciertos límites aconsejables la que podría aumentar en términos cuantitativos los riesgos potenciales, aunque si se aplican los necesarios controles y acciones de mitigación como para cualquier cultivo y la penetración de los biocombustibles en el transporte se mantiene dentro de márgenes moderados o bajos como los propuestos, los riesgos pueden ser controlados.

4.2.6.3.1 AMPLIACIÓN DE LA FRONTERA AGRÍCOLA

La necesidad de disponer de mayor cantidad de materia prima para la obtención de etanol y biodiesel podría eventualmente presionar a la utilización de tierras que actualmente sean de vocación forestal, si el plan de desarrollo de biocombustibles fuera tan agresivo como para salirse del marco de los escenarios analizados en el presente estudio, contribuyendo en ese caso a la tala indiscriminada de bosques y a la pérdida de cobertura forestal (deforestación), con directa repercusión en la absorción de CO_2, posible pérdida de biodiversidad y afectación de ciclos hídricos. Además Si la deforestación se realiza a través de quemas, se contribuirá a la generación de gases de efecto invernadero.

Es recomendable que en la necesaria evaluación de impacto ambiental de cada proyecto específico se considere que no deben aprobarse proyectos que produzca efectos de deforestación.

4.2.6.3.2 CAMBIO EN EL USO DEL SUELO

Los requerimientos de aumento del número de hectáreas cultivadas tanto de caña de azúcar como de palma africana u otros cultivos podrían eventualmente involucrar a suelos dedicados a otros usos como ganadería o producción de alimentos, causando serios inconvenientes en la producción alimentaria, por la posible utilización de tierras con vocación agropecuaria y generando emisiones de GEI[25] por cambio en el uso del suelo.

Sin embargo, esta situación no se produciría, así como los efectos de deforestación indicados anteriormente en a), si las tierras para producción de materias primas para biocombustibles son áreas recuperadas o un cambio de destino de la producción de cultivos existentes.

4.2.6.3.3 MONOCULTIVOS PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

El posible incremento en el área cultivada tanto de caña de azúcar como de palma aceitera podría tener consecuencias para los nutrientes del suelo, dada su naturaleza de monocultivos, que en períodos largos de producción empobrecen los suelos de sus componentes naturales. Tanto en Argentina como en Brasil, en áreas con monocultivo de soja, se han reportado pérdida de materia orgánica, pérdida neta de nutrientes y, por tanto, una disminución de la fertilidad[26]. Sin embargo, por ejemplo en Brasil, el país con un mayor desarrollo de los biocombustibles en América Latina y uno de los líderes en el mercado mundial de etanol, no se aprecian efectos significativos que indiquen que el porcentaje del área total dedicado a monocultivos pueda alcanzar umbrales peligrosos[27].

4.2.6.3.4 INCREMENTO DEL USO FERTILIZANTES Y PESTICIDAS

El incremento en el rendimiento de la superficie cultivada tanto de cantidad de caña, como de palma dependerá cada vez más del uso más intenso de fertilizantes. Un aumento considerable en la cantidad de químicos (fertilizantes y pesticidas) que se adiciona al suelo a la larga repercute sobre su calidad y contribuirá a la erosión de los mismos. Los impactos ambientales por el uso de fertilizantes son de tres tipos: a) arrastre del nitrógeno y del fósforo hacia cuerpos de agua provocando la proliferación de algas y la disminución del oxigeno disponible (eutrofización); b) problemas graves a la salud si la lixiviación de nitratos y fosfatos llega a acuíferos usados para abastecimiento de poblaciones; c) incremento de las emisiones de GEI . También el uso de pesticidas en concentraciones altas puede provocar daños a la salud por contaminación de suelo y agua.

---

[25] Biofuels for Transport - *An International Perspective,* International Energy Agency, *2004*

[26] Consideraciones Ambientales en torno a los Biocombustibles Líquidos, CEPAL-GTZ, 2008.

[27] Decio Luiz Gazzoni, Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), Op. Cit.

4.2.6.3.5 CANTIDAD DE AGUA REQUERIDA PARA LOS PROCESOS

En general la mayoría de los procesos de obtención de etanol y biodiesel son intensivos en el uso de agua por lo que el incremento de su producción conllevaría a un mayor requerimiento de este elemento, a pesar que en la fase agrícola tanto la caña de azúcar y la palma son cultivos eficientes en el uso de agua y en la destilación de alcohol el tratamiento y uso de agua es en circuito cerrado.

4.2.6.3.6 RESIDUOS LÍQUIDOS Y SÓLIDOS DEL PROCESO INDUSTRIAL

En el caso de la producción etanol a partir de caña de azúcar, se genera un residuo muy importante: las vinazas (un efluente industrial rico en materia orgánica y potasio), cuya cantidad depende de la tecnología utilizada en el proceso de fermentación y destilación del etanol. Si las vinazas no son adecuadamente tratadas y utilizadas, pueden causar problemas de contaminación a los acuíferos y a los cultivos que vayan a estar en contacto con éste material, que en el caso de un Programa Nacional de Biocombustibles, será producido en cantidades más elevadas. Cabe señalar que este problema de las vinazas, como es natural no está ligado únicamente a la producción de etanol con fines carburantes, sino que se presenta en la actual producción de alcoholes para uso potable, cosmético, farmacéutico e industrial, existiendo el ejemplo de una destilería existente (CODANA) que hace un tratamiento de las vinazas obteniendo metano, mediante biodigestores, para uso energético en la planta, con lo cual se minimiza o elimina este contaminante, demostrando la posibilidad de una producción limpia.

De igual forma, en el caso de la producción de biodiesel con palma se genera un subproducto importante como las tortas residuales y las aguas de lavado del proceso, que llevan compuestos químicos y alcohol, que deben ser recuperados.

4.2.6.3.7 POSIBLE CONFLICTO CON LA PRODUCCIÓN DE ALIMENTOS

La producción de grandes cantidades de caña de azúcar y de palma africana podría eventualmente originar problemas con la producción de azúcar o de aceite vegetal necesarios para el consumo nacional, considerando que no hay actualmente materias primas agrícolas alternativas para la producción de estos dos productos importantes para la la población ecuatoriana. Sin embargo, el mercado del azúcar está en una situación relativamente balanceada y estable y la producción de alcohol carburante se basaría en cultivos adicionales, así como en el caso de la palma africana existen los excedentes exportables ya señalados que estarían disponibles en ciertas condiciones económicas para abastecer el mercado interno de biodiesel, con lo cual se evitaría afectar la producción de alimentos. Además es de destacar que los eventuales efectos sobre la producción y el precio de los alimentos tendría más impacto en producciones a partir de otras materias vegetales como el maíz, por ejemplo.

4.2.6.4 POSIBLES MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Con el propósito de evitar el impacto ambiental que podrían causar los aspectos considerados como riesgos de una iniciativa de alcance nacional de uso de los biocombustibles, se puede recurrir a una serie de medidas de mitigación, como se pueden ver en la tabla que se presenta a continuación:

Riesgo	Medida de Mitigación
Ampliación de la frontera agrícola	- Elaboración de mapas de aptitud del suelo y de zonificación de cultivos - Regulación agrícola - Estudios de impacto ambiental previo a la autorización de la ampliación de las zonas de cultivo
Cambio en el uso del suelo	- Estudio de zonificación de cultivos - Regulación agrícola - Estudios de impacto ambiental de proyectos específicos
Monocultivos para producción de energía	- Prácticas de rotación de cultivos - Cultivos combinados con leguminosas
Incremento de fertilizantes y pesticidas	- Estudiar la capacidad de asimilación del suelo - Aplicar dosis apropiadas de acuerdo con mejores prácticas existentes - Establecer/aplicar normativa sobre uso de agroquímicos.
Cantidad de agua requerida para los procesos	- Reutilización de aguas de proceso - Utilización de procesos/tecnologías que requieran menor cantidad de agua
Residuos líquidos y sólidos del proceso industrial	- Utilización de los residuos dentro de la unidad productiva (ferti –irrigación) - Uso de tecnologías que minimizan los residuos
Posible conflicto con la producción de alimentos	- Balance adecuado en la producción de alimentos y energía - Unidades de negocio complementarias al interior de cada empresa - Cumplimiento de Políticas de seguridad alimentaria

Finalmente, conviene señalar que la producción de biocombustibles de segunda generación a partir de biomasa contribuirá significativamente a disminuir o eliminar los riesgos ambientales[28].

[28] Biocombustibles de 2da generación (o biocombustibles celulósicos) son aquellos derivados del aprovechamiento de biomasa no alimentaria (residuos, pastos), producidos a través de procesos de conversión de la biomasa: a) bioquímicos (hidrólisis enzimática y fermentación) y termoquímicos (pirolisis, gasificación y síntesis de Fischer-Tropsch)

5 MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL

5.1 ANTECEDENTES

5.1.1 EL MARCO REGULATORIO E INSTITUCIONAL EN OTROS PAÍSES

5.1.1.1 PANORAMA DE AMÉRICA LATINA

En varios países de América Latina existe un marcado interés por desarrollar combustibles alternativos que puedan ayudar a reducir la dependencia energética de combustibles fósiles, generalmente importados, con gran volatilidad en los precios y que contribuyen a la generación de emisiones de gases contaminantes.

Para lograr una adecuada participación del sector privado es importante que los Estados establezcan reglas claras para toda la cadena productiva de los biocombustibles, de forma que ofrezcan al inversionista un grado de confort para su inversión y además, un producto competitivo en el mercado de los combustibles líquidos.

En ese sentido, es de fundamental importancia la expedición de un marco institucional y un marco normativo claro que asigne las responsabilidades de la conducción de programas nacionales de biocombustibles y contenga las disposiciones para la su producción, distribución, comercialización, regulación y fiscalización. Asimismo, es fundamental la expedición de la normativa que regirá la cadena: productor (agrícola e industrial) – inversionista – comercializador – comprador – refinador – distribuidor – regulador – fiscalizador – exportador – usuario final.

En América Latina y el Caribe los países que están utilizando mezclas de etanol-gasolina y biodiesel-diesel en sus parques automotores a nivel nacional son: Brasil (E100 y E25 – B5), Colombia (E10 – B5), Costa Rica (E5 y E8), Ecuador (E5) y Paraguay (E18 y E24 – B2). Además de estos, hay varios países que producen biocombustibles para exportación o para uso interno no oficial y que tienen una legislación o disposiciones legales, para permitir la participación de inversionistas privados en la producción y suministro, como los casos de: Argentina, Bolivia, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Perú, República Dominicana y Uruguay.

En los países que disponen de legislación específica sobre biocombustibles, que se indican en la Tabla 5.1, estos cuerpos legales incorporan dentro de sus disposiciones las responsabilidades institucionales.

A efectos de brindar información sobre la forma en que están establecidas estas normas institucionales, en este capítulo se hará referencia específica a aquellos países en donde se están aplicando las disposiciones referidas por necesidad de regular el mercado interno.

Tabla 5.1. Países de América Latina con legislación de biocombustibles

País	Expenden Mezcla Gasolina - Etanol	Expenden Mezcla Diesel - Biodiesel	Incentivos para Producción y Consumo
Argentina	NO	NO	- Devolución de IVA por adquisición de bienes de capital u obras de infraestructura - Amortización de impuesto a las ganancias - Exoneración de tasa de infraestructura hídrica para el biodiesel y bio-etanol - Exoneración de impuesto a combustibles líquidos. - Exoneración de impuesto a transferencia o importación de gasoil - Derechos de reducción de emisiones, créditos de carbono.
Brasil	E100 y E25	B5	- El productor de biodiesel puede beneficiarse de exoneración total o parcial de los tributos: PIS/PASEP y COFINS, en función del tipo de productor, región y oleaginosa que sirve de materia prima - Para la producción y comercialización del alcohol combustible, se otorga financiamiento para el almacenaje del producto; oferta anticipada de garantía de precios.
Bolivia	NO	NO	Sólo para el biodiesel: - Exención de pago de impuesto específico a los Hidrocarburos (IEHD) - Exención de impuesto directo a los hidrocarburos (IDH) - Exención del 50% de la carga total impositiva al proceso de producción y comercialización del componente agrícola - Estabilidad fiscal por 10 años para los productores - Liberación de pago del gravamen arancelario consolidado (GAC) y de IVA.
Colombia	E10	B5	- El biocombustible para motores diesel, está exento del impuesto a las ventas y del impuesto global al ACPM (diesel) - La mezcla de gasolina con alcohol no se considera un proceso industrial o de producción - El alcohol carburante está exento del IVA, impuesto global y sobretasa - Exenciones arancelarias para la importación de bienes destinados a la producción del alcohol carburante. - Las mezclas de diesel con los biocombustibles de origen vegetal o animal, para uso en motores diesel, no se considera como proceso industrial o de producción.
Costa Rica	E5 y E8	NO	
Ecuador	E5	NO	
Guatemala	NO	NO	

Tabla 5.1 (Continuación)

País	Expenden Mezcla Gasolina - Etanol	Expenden Mezcla Diesel - Biodiesel	Incentivos para Producción y Consumo
Honduras	NO	NO	- Exoneración del pago al impuesto a la renta, impuesto al activo fijo y demás impuestos conexos a la renta - Exoneración del pago de otra clase de impuestos, tasas estatales y derechos arancelarios - El biocombustible incorporado al producto tiene exoneración del pago del aporte para la atención de programas sociales y conservación del patrimonio nacional - Los proyectos gozan de los beneficios establecidos por la Ley de Aduanas en relación con la importación de maquinaria y equipo.
México	NO	NO	
Nicaragua	NO	NO	
Paraguay	E18 y E24	B2	- Los productores de biocombustibles tienen los siguientes beneficios: a) incentivos fiscales para la inversión de capital de origen nacional y extranjero; b) reordenamiento administrativo y adecuación fiscal - Exención del cobro de tasas de inspección o cualquier otro concepto a los productores de biocombustibles en la fase industrial, producción de materia prima y comercial.
Perú	NO	NO	
República Dominicana	NO	NO	- Exención del pago de impuestos sobre la renta, tasas, contribuciones, arbitrios, aranceles, recargos cambiarios - Exención del pago de impuestos que se aplican a los combustibles fósiles - Exención de impuestos a los bienes de capital. - Garantía de precios
Uruguay	NO	NO	- Se exonera el biodiesel nacional del impuesto específico interno (IMESI) - Exoneración del impuesto al patrimonio de los bienes de activo fijo - Exoneración del 100% del impuesto a la renta de industria y comercio (IRAE).

Fuente: Elaboración propia

5.1.1.2 MARCO INSTITUCIONAL EN BRASIL

Brasil es el país que más ha avanzado el desarrollo de los biocombustibles en América Latina, siendo un referente de escala mundial particularmente en el alcohol. El país tiene una amplia normativa regulatoria que cubre toda la cadena de producción y utilización tanto de etanol como de biodiesel. Los cuerpos legales más importantes son:

- Ley Nº 737, que dispone la obligatoriedad de la adición de alcohol a la gasolina (1938).

- Ley Nº 8.723, que norma la reducción de emisiones de gases contaminantes por vehículos automotores (1993).
- Decreto Nº 3.546, que crea el Consejo Interministerial del Azúcar y del Alcohol (CIMA), encargado de definir la política (2000).
- Ley 11.097, que establece porcentajes mínimos de mezcla de biodiesel/diesel y establece la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) como el ente responsable de la regulación (2005).
- Ley 11.116, define el procedimiento para el registro del productor o importador de biodiesel, el modelo tributario federal y el concepto de "combustible social" para el biodiesel (2005).

Como se puede ver en los documentos citados, hay dos niveles de institucionalidad:

a) Nivel político, que está representado por el Consejo Interministerial del Azúcar y del Alcohol (CIMA) y que es el responsable por la adopción de políticas, planes y estrategias de los biocombustibles.
b) Nivel Regulatorio, que está bajo la responsabilidad de la ANP, entidad vinculada al Ministerio de Minas y Energía, que se encarga de regular y fiscalizar las industrias del etanol y del biodiesel. Entre las funciones de la ANP está el implementar las políticas nacionales de petróleo, gas natural y biocombustibles en el marco de la política energética nacional.

5.1.1.3 MARCO INSTITUCIONAL EN COLOMBIA

Los cuerpos legales más importantes existentes en Colombia para los biocombustibles son:

- Ley 693, que dicta normas sobre el uso de alcohol carburante y crea estímulos para su producción, comercialización y consumo (2001).
- Ley 939, establece disposiciones para estimular la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en Motores diesel (2004).
- Decreto 3862, que reglamenta la Ley 693 (2005).
- Decreto 2629, que contiene disposiciones para promover el uso de biocombustibles en vehículos (2007).
- Decreto 3942, que reglamenta la Ley 939 (2007).

El Gobierno Nacional implementó una serie de instrumentos de política para la promoción de los biocombustibles a través del Plan Nacional de Desarrollo (PND), dispone de un marco normativo y de incentivos tributarios y financieros.

En los documentos antes citados se establece los roles y responsabilidades institucionales, como se explica a continuación:

a) Nivel político, se determinan las funciones específicas de los Ministerios de Energía y Minas; de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial; de Hacienda, de Agricultura y Comercio Exterior en la aplicación de los estímulos para la producción, comercialización

y consumo de alcoholes carburantes y del Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, de Protección Social, de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, dentro de la política de estímulos a la producción de materias primas necesarias para la industria de los biocombustibles, aspecto en el que se incluye al biodiesel.

b) Nivel regulatorio, que está bajo la responsabilidad de los Ministerios de Minas y Energía y el de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, que deben establecer la calidad de los biocombustibles.

5.1.1.4 MARCO INSTITUCIONAL EN PARAGUAY

La normativa legal superior del Paraguay está dada por las siguientes disposiciones gubernamentales:

- Ley 2748, que brinda disposiciones para el fomento de los biocombustibles: biodiesel, etanol absoluto y etanol hidratado y establece beneficios impositivos para quienes inviertan en la producción de estos (2005).
- Decreto 7412, que reglamenta la Ley 2748 (2006).
- Resolución MIC 234, que reglamenta el Decreto 7412/06 y establece el porcentaje de etanol absoluto en las gasolinas (2007).
- Resolución MIC 235, que reglamenta el Decreto 7412/06 y establece el porcentaje de mezclas del biodiesel con el gasoil (2007).

En la normativa citada se establecen las responsabilidades institucionales, a saber:

a) Nivel político: el Ministerio de Industria y Comercio, a través de Dirección General de Combustibles, dependiente de la Subsecretaría de Estado de Comercio, constituye el órgano encargado de administrar a nivel nacional y dar seguimiento a la aplicación de los instrumentos de política comercial en materia de combustibles y derivados. También existe una Mesa Sectorial de Biocombustibles, que tiene como función integrar a las instituciones públicas y privadas y las universidades relacionadas con el sector, para mejorar la competitividad.

b) Nivel regulatorio, se otorga al Ministerio de Industria y Comercio (MIC) la atribución de autoridad de control para la actividad; además indica el procedimiento para llevar a cabo esta actividad. La Dirección General de Asuntos Legales del MIC tiene competencia para conocer el procedimiento administrativo por infracciones a la Ley y su reglamento.

5.1.1.5 MARCO INSTITUCIONAL EN COSTA RICA

La normativa legal superior de Costa Rica está dada por las siguientes disposiciones gubernamentales:

- Decreto 33357-MAG-MINAE, que crea la Comisión Nacional de Biocombustibles, que es la que propone a los Ministros de Ambiente y Energía y de Agricultura y Ganadería, el Plan de Acción con estrategias de corto, mediano y largo plazo para la

implementación en Costa Rica del uso de biocombustibles, así como las acciones de seguimiento y control, responsables y plazos.

Como se puede apreciar en la disposición legal mencionada el marco institucional es el siguiente:

a) Nivel político: lo ejerce la Comisión Nacional de Biocombustibles, como encargada de elaborar el Plan de Acción de los biocombustibles**.**
b) Nivel ejecutor: está a cargo de los Ministros de Ambiente y Energía y de Agricultura y Ganadería, que implementan las acciones derivadas del Plan.

5.1.2 AVANCES DEL PROCESO DE INSTITUCIONALIZACIÓN DEL PLAN DE BIOCOMBUSTIBLES EN EL ECUADOR

Dentro de la estructura ministerial del Estado son de particular relevancia, los ministerios de Transporte, Energía[29], Agricultura y del Ambiente ya que los tres primeros enlazan entre sí las respectivas cadenas para el consumo y distribución y producción de biocombustibles, 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 del Buen Vivir del Gobierno y los otros actores, públicos y privados, que intervienen institucionalmente a lo largo de las cadenas agroindustria-energía-transporte.

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, 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, las pérdidas que originan esos combustibles en el balance comercial de derivados, las que se 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[30]. La erosión de recursos del Estado por las pérdidas indicadas, como ha señalado el Ministerio de Energía y Minas,[31] 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

[29] 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
[30] 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
[31] "Agenda Energética 2007-2011: Hacia un sistema energético sustentable" Quito, junio 2007.

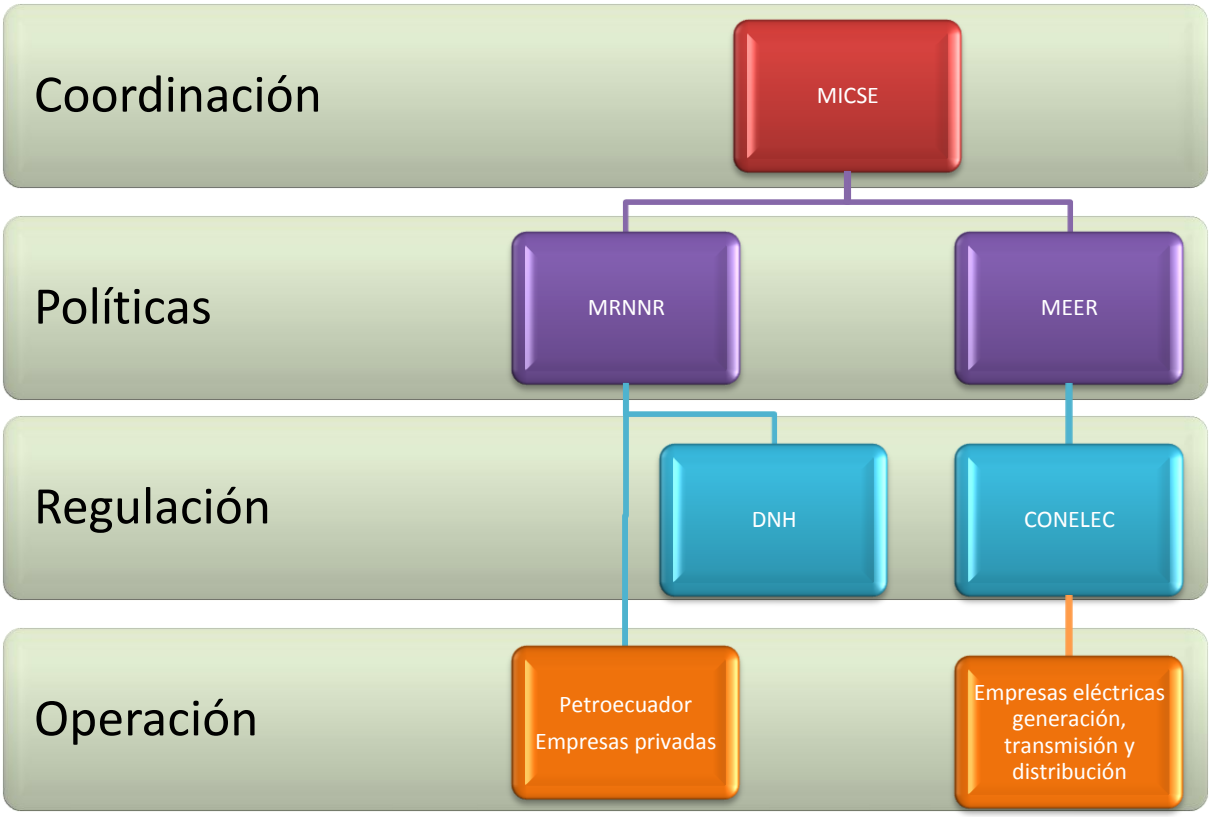
como la producción agrícola destinada a la preparación de biocarburantes. Las disposiciones Ejecutivas establecían que el Consejo se integraría con el Presidente de la República, los Ministros de Energía y Minas que ejercería la coordinación, Agricultura y Ganadería, Ambiente y Comercio Exterior, Industria, 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.
- El MEER ejerció la Presidencia del Consejo Nacional de Biocombustibles hasta Junio del 2009, luego se trasladó el liderazgo del impulso del sector de biocombustibles al Ministerio de Coordinación de la Producción, Empleo y Competitividad (MCPEC), que actualmente lo preside para continuar con mayor dinamismo el trabajo emprendido por dicho Consejo, ya que desde un enfoque productivo y de sector estratégico impulsado desde el MCPEC se dinamizará la producción y comercialización de este tipo de combustibles a nivel nacional, desarrollando una industria nacional de biocombustibles.

5.1.3 LA ESTRUCTURA INSTITUCIONAL ACTUAL DEL SECTOR DE LA ENERGÍA

El sector de la energía en el Ecuador presenta un nivel apreciable de dispersión, manejándose de manera separada los diversos subsectores que lo componen (Figura 5.1).

Figura 5.1 Organización institucional actual del sector energía



Fuente: Elaboración propia

Así, existe un Ministerio de Recursos Energéticos no Renovables que se ocupa del subsector petrolero y del gas natural, con funciones de tipo de control y regulación del sector, del cual dependen Petroecuador y a su vez son supervisadas otras empresas que trabajan en el subsector en sus diferentes segmentos productivos.

Por otro lado existe el Ministerio de Electricidad y Energías renovables (MEER), que coordina la planificación del sector eléctrico, el desarrollo de proyectos y también cuenta con una Subsecretaría de Energías Renovables, que trabaja entre otros en el tema de los biocombustibles. En el subsector eléctrico se cuenta con una entidad reguladora, el Consejo Nacional de Electrificación y las empresas de generación, transmisión y distribución del sector. El MEER tenía la presidencia del Consejo Nacional de Biocombustibles que actualmente ejerce el MCPEC.

El Ministerio de Coordinación de Sectores Estratégicos tiene un rol coordinador de los ministerios del sector se la energía, aunque dado su carácter de ministerio coordinador no

constituye realmente la cabeza del sector que se ocupe de una planificación integral del mismo y de impulsar el desarrollo de fuentes alternativas de energía ya la eficiencia energética.

Precisamente esta es una debilidad que presenta la actual estructura institucional del sector energético. Aunque en el MEER se tomaron iniciativas que concluyeron con algunos estudios de prospectiva energética a largo plazo[32], no existe una asignación clara de responsabilidades para realizar sistemáticamente la planificación energética de manera integral. De esta manera, actualmente existe un reducido grado de coordinación en la planificación subsectorial, manejándose separadamente en el caso de la energía eléctrica y del petróleo y gas, quedando también fuera de este esquema el desarrollo de fuentes renovables de energía.

5.2 EL MARCO REGULATORIO GENERAL

5.2.1 OBJETIVOS DE LA POLÍTICA NACIONAL DE BIOCOMBUSTIBLES

Como objetivos generales de la política nacional de biocombustibles pueden indicarse los siguientes:

- *Generar alternativas productivas para el sector agroindustrial, fortaleciendo la producción nacional*
- *Diversificar la matriz energética nacional y aumentar la seguridad y eficiencia del sistema energético*
- *Mejorar la balanza comercial*
- *Mejorar los niveles de empleo impulsando esquemas productivos inclusivos*
- *Disminuir impactos ambientales*

Estos objetivos van en línea con varios de los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo, Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013. Específicamente están directamente vinculados al Objetivo 1 del Plan: auspiciar la igualdad, cohesión e integración social y territorial en la diversidad, superando las condiciones de desigualdad y exclusión; al Objetivo 4: garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable; al Objetivo 11: establecer un sistema económico social, solidario y sostenible.

El desarrollo de los biocombustibles está particularmente alineado con algunas estrategias específicas del Plan Nacional del Buen Vivir, especialmente con el cambio de la matriz

[32] Prospectiva energética en un contexto de desarrollo sustentable: Políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética del Ecuador, Enero de 2008. Actualización de la prospectiva energética del Ecuador, Marzo 2009.

energética mediante el incremento de la participación de las energías renovables en la producción nacional de energía, impulsando "los proyectos de utilización de otras energías renovables: geotermia, biomasa, eólica y solar"[33]. Asimismo, una estrategia de desarrollo de los biocombustibles con los objetivos enumerados contribuirá a la materialización de otras estrategias del Plan, como la democratización de los medios de producción, re-distribución de la riqueza y diversificación de las formas de propiedad y organización, así como la transformación del patrón de especialización de la economía a través de la sustitución selectiva de importaciones.

5.2.2 LINEAMIENTOS DEL MARCO REGULATORIO DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

El marco regulatorio que permita un desarrollo sostenido de los biocombustibles en el país debe apuntar a alcanzar los objetivos generales indicados anteriormente y contener los elementos estratégicos fundamentales que permitan alcanzar dichos objetivos.

Como referencia primaria para sustentar la propuesta de regulación del mercado de los biocombustibles, cabe señalar que la Constitución de la República del Ecuador establece que la energía en todas sus formas es un sector estratégico. Para los sectores estratégicos el Estado se reserva el derecho de administrar, regular y controlar su gestión, siguiendo principios de sostenibilidad ambiental y eficiencia. Asimismo, el Estado constituirá empresas públicas para el manejo de sectores estratégicos y también puede delegar la participación en empresas mixtas o privadas[34].

Desde el punto de vista regulatorio, dos de los elementos centrales que se requiere definir para establecer las reglas de funcionamiento del mercado son:

---

[33] Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013. Consejo Nacional de Planificación, Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – SENPLADES, 2009

[34] Constitución de la República del Ecuador, Capítulo quinto: Sectores estratégicos, servicios y empresas públicas. Artículo 313 El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social. Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas…. Art. 315.- El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas. Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley… Artículo 316.- El Estado podrá delegar la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. La delegación se sujetará al interés nacional y respetará los plazos y límites fijados en la ley para cada sector estratégico. El Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria, el ejercicio de estas actividades, en los casos que establezca la ley.

1) El tipo de acceso al mercado, es decir si es de acceso abierto, en el cual pueden entrar libremente al mercado nuevos actores bajo su propio riesgo, cumpliendo requisitos de capacidad técnica y financiera y de cumplimiento de normas ambientales, o por el contrario si es de acceso restringido;

2) El manejo de los precios a lo largo de la cadena de producción, distribución y comercialización, es decir si los precios se establecen libremente por la interacción entre los agentes económicos del mercado, si se establecen precios referenciales o si se realiza una fijación de precios por el Estado (regulación de precios).

La propuesta en estos dos puntos fundamentales sobre acceso al mercado y manejo de los precios es mantener un mercado abierto en la fase agrícola (producción de caña, palma africana y otros) y en la fase industrial (destilerías, plantas de biodiesel), acceso restringido en la fase de comercialización mayorista y regulación de precios en la cadena productiva (Figura 5.2).

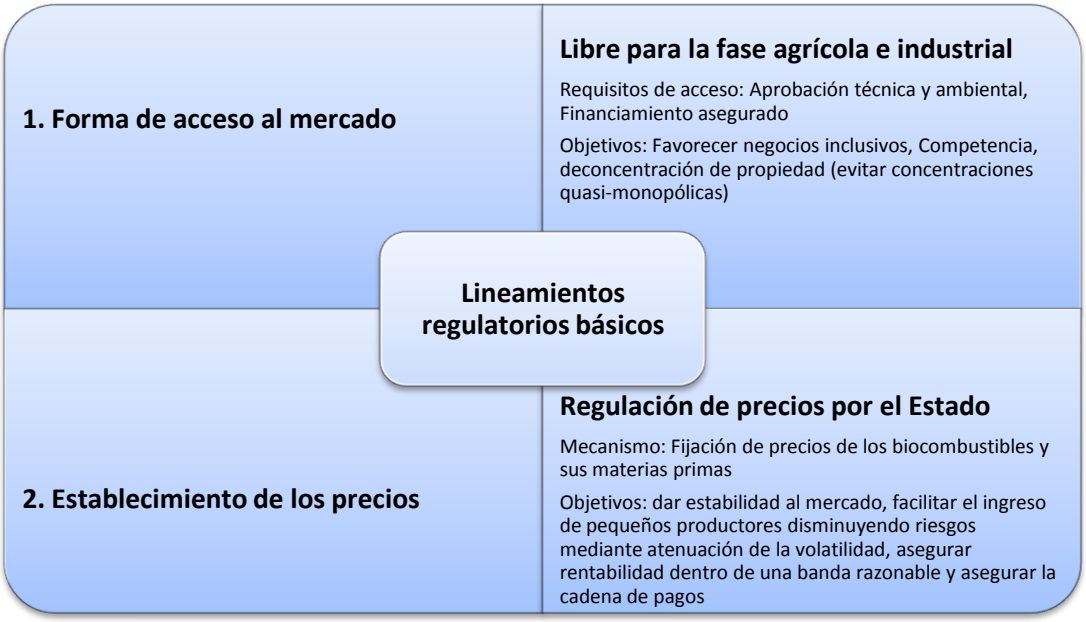
El acceso abierto significa que cualquier nuevo productor interesado en ingresar al mercado en cualquier etapa de la cadena productiva, ya sea producción de materias primas, industrialización (producción de biocombustibles) o ambas de manera verticalmente integrada, puede hacerlo y realizar las inversiones necesarias por su cuenta y riesgo, cumpliendo requisitos técnicos, evaluación de impacto ambiental y requisitos mínimos sobre la estructuración financiera del proyecto. De esta manera se mantiene abierto el ingreso de nuevos competidores y se posibilita una desconcentración de la propiedad, evitando concentraciones económicas monopólicas o quasi-monopólicas, lo que junto con otras acciones específicas de promoción permitirá también la participación de pequeños productores con el consiguiente efecto de inclusión social.

En la etapa de comercialización mayorista de los biocombustibles ya sea puros o mezclados con derivados del petróleo, esta actividad estará en manos de una empresa estatal, Petroecuador, que compre los biocombustibles por contrato de acuerdo a los precios establecidos por el Estado, garantizando el pago oportuno de los productos, realice las mezclas cumpliendo normas de calidad y las distribuya a expendedores minoritas (estaciones de servicio) de su propia red o de distribuidores privados.

En cuanto a los precios, dadas ciertas condiciones de contorno, tales como la volatilidad de los precios de los biocombustibles y de los combustibles derivados del petróleo en el mercado internacional y la presencia de fuertes subsidios del Estado a las gasolinas y el diesel en el mercado interno, dejar libre el sistema de precios puede implicar un freno total al desarrollo de los biocombustibles a menos que los subsidios se eliminen totalmente, lo que puede tener dificultades importantes sobre todo en el caso del diesel por su uso en transporte público.

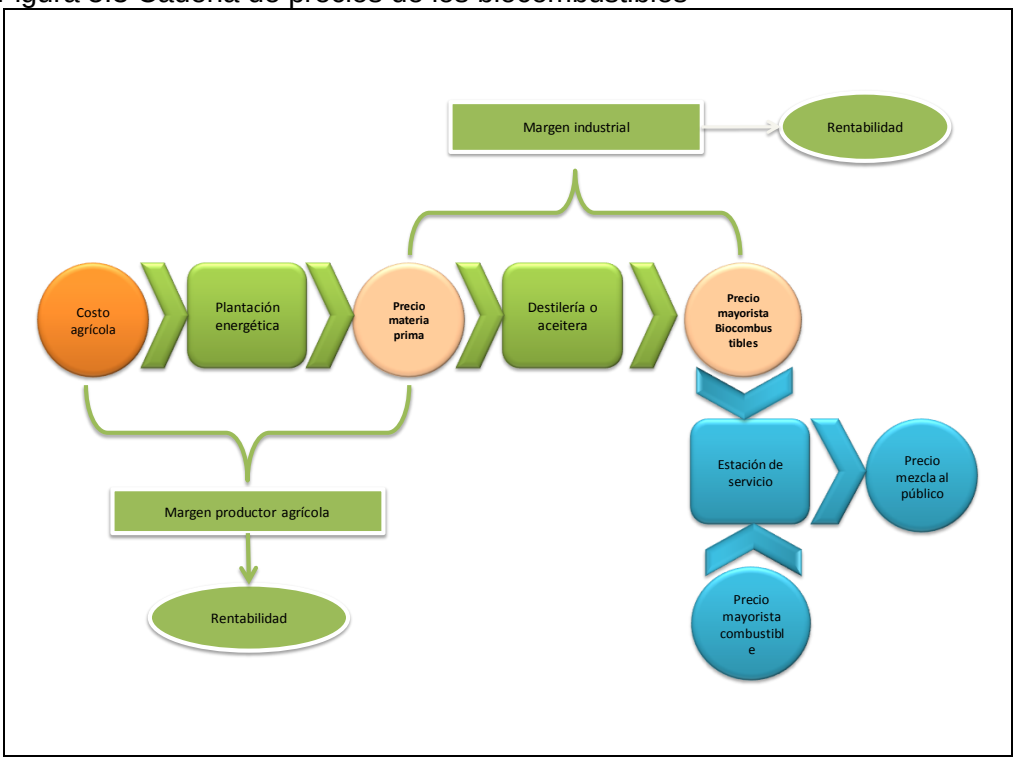
Se propone como referencia para la conformación de los precios una cadena en la que se considere separadamente la fase agrícola y la fase de industrialización, para viabilizar económicamente la producción agrícola dedicada a la producción de biocombustibles (plantaciones energéticas) y viabilizar también la fase industrial (destilerías de alcohol, plantas aceiteras (Figura 5.3).

Figura 5.2 Acceso al mercado y formación de los precios



Fuente: Elaboración propia

Figura 5.3 Cadena de precios de los biocombustibles



Fuente: elaboración propia

- El precio de la materia prima (caña o jugo, dependiendo si la molienda se hace en la plantación o en la destilería, fruta de palma o aceite en el caso del biodiesel). Para estos se mantendrían los esquemas actuales de precios para la caña para azúcar.
- El precio mayorista de los biocombustibles sería regulado en base a una fórmula pre-establecida

El precio de la materia prima debe permitir que los productores agrícolas, sobre todo los pequeños, tengan un margen (diferencia entre el precio de venta y el costo de producción) que resulta en una rentabilidad atractiva, asegurando también un piso de rentabilidad a lo largo del tiempo que les permita producir de manera exclusiva la materia prima para la producción de biocombustibles.

El precio de los biocombustibles se propone establecerlo con base en referencias del mercado internacional utilizando fórmulas de atenuación de volatilidad. También en este caso deberán establecerse límites inferior y superior para asegurar a las destilerías y aceiteras independientes un piso de rentabilidad y a su vez límite superior de rentabilidad para evitar el traslado de eventuales sobrecostos al consumidor final.

Este esquema es una propuesta original específica para el caso del Ecuador. Los mercados internacionales de biocombustibles, que ya existen de manera operativa y brindan referencias de precios actualizadas, permiten considerar el costo de oportunidad de la exportación de los productos, brindando a los productores locales precios en el mercado interno que les permiten abastecer dicho mercado interno en condiciones de precios similares al mercado externo.

No se considera conveniente utilizar otras referencias como costos de oportunidad de otras producciones o destinos alternativos, como se hace por ejemplo en el caso colombiano, ya que esto puede conducir a sobrecostos trasladados al consumidor o al Estado vía incremento de subsidios.

Un ejemplo es la utilización como referencia de los precios del alcohol para consumo humano (fabricación de licores), que se está exportando a casi 1 dólar por litro, lo que es mucho más alto que el precio internacional del etanol para uso energético e incluso más alto que el precio que se paga hoy por el etanol para el Plan Piloto, que ya está por encima de la referencia internacional.

Para dar estabilidad del mercado y generar atractivos para los productores en las etapas agrícola e industrial de la cadena productiva, el marco regulatorio debe prever la compra de productos (ya sean materias primas o biocombustibles) mediante contratos a mediano y largo plazo, en base a los precios regulados y con garantías de pago. El rompimiento de la cadena de pagos por cualquier circunstancia produciría un efecto negativo en los productores que podría llevar a un colapso del mercado de los biocombustibles.

La organización institucional del sector de los biocombustibles, cuya propuesta se presenta en el capítulo siguiente, deberá estar reflejada en el cuerpo legal y reglamentario mediante el cual se establezca el marco regulatorio del sector.

A nivel de comercialización mayorista, que implica la compra de los biocombustibles a los productores en la etapa de industrialización, su almacenamiento y mezcla de acuerdo a especificaciones para venta a las estaciones de servicio, como se verá más adelante, estará concentrada en una empresa estatal, la Empresa Pública Petroecuador. Más adelante, el crecimiento del mercado puede llevar a la conveniencia de crear dentro de la empresa una unidad especializada en biocombustibles.

La comercialización minorista de las distintas mezclas de etanol y biodiesel se propone que sea generalizada a todas las estaciones de servicio de cualquier bandera, ya sea Petrocomercial y también las empresas privadas, tal como se hace actualmente en el Plan Piloto.

Finalmente, una parte importante del marco regulatorio se refiere a la constitución de líneas especiales de financiamiento o la aplicación de líneas existentes mediante la intervención de la banca de desarrollo estatal y eventualmente de la banca privada. Estos esquemas de financiamiento cobran especial relevancia para facilitar el ingreso al mercado de los biocombustibles de pequeños productores.

Asimismo, en cuanto a incentivos fiscales u otros incentivos económicos, la recomendación es utilizar en principio esquemas ya establecidos de aplicación general a los sectores productivos. En las siguientes etapas del trabajo se profundizará más con este tema, aunque se considera que los mejores incentivos son un precio retributivo y acceso a financiamiento para las inversiones y capital de trabajo.

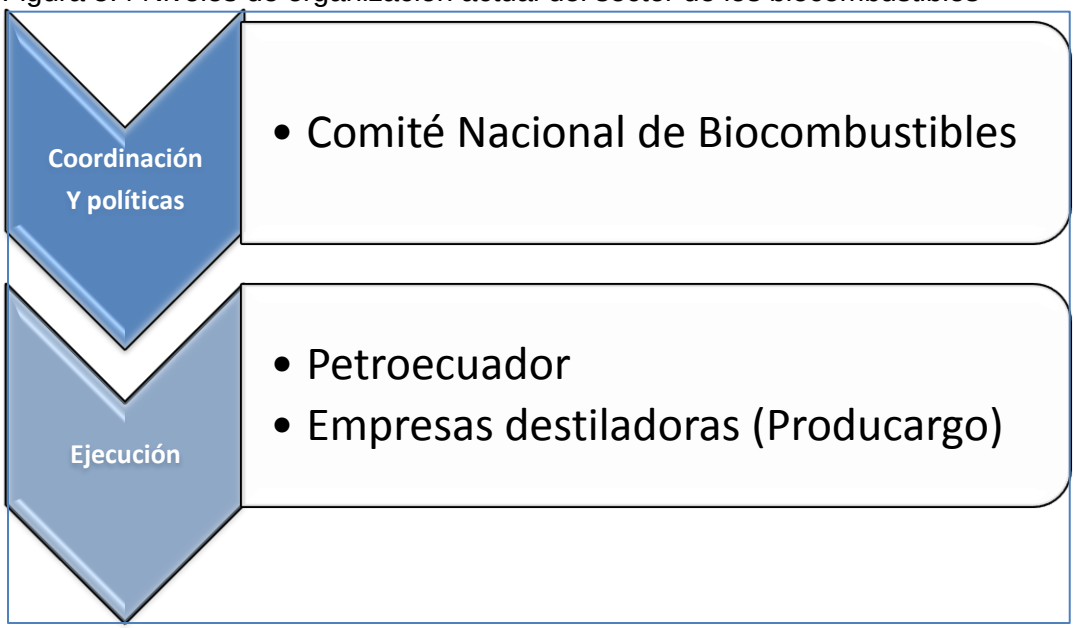
5.3 PROPUESTA DE ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL

Considerando la estructura actual del sector de la energía y las necesidades específicas que requiere el impulso al desarrollo de fuentes renovables alternativas de energía, como es el caso de los biocombustibles, se requiere del diseño de una solución institucional ad-hoc que permita zanjar vacíos institucionales existentes y dar operatividad al proceso de establecer nuevas industrias y mercados.

Este diseño institucional deberá ser, a la vez que pragmático y realista, flexible para poder adaptarse a nuevas situaciones que puedan surgir, eventualmente, de un nuevo ordenamiento institucional integrado del sector de la energía.

Actualmente, la organización del sector de los biocombustibles se basa en el Comité Nacional de Biocombustibles, no hay una instancia técnica regulatoria organizada y operativa de manera permanente, y a nivel de ejecución está Petroecuador encargada del Plan Piloto de etanol en Guayaquil, con la participación de Producargo como único proveedor de alcohol por el momento (Figura 5.4).

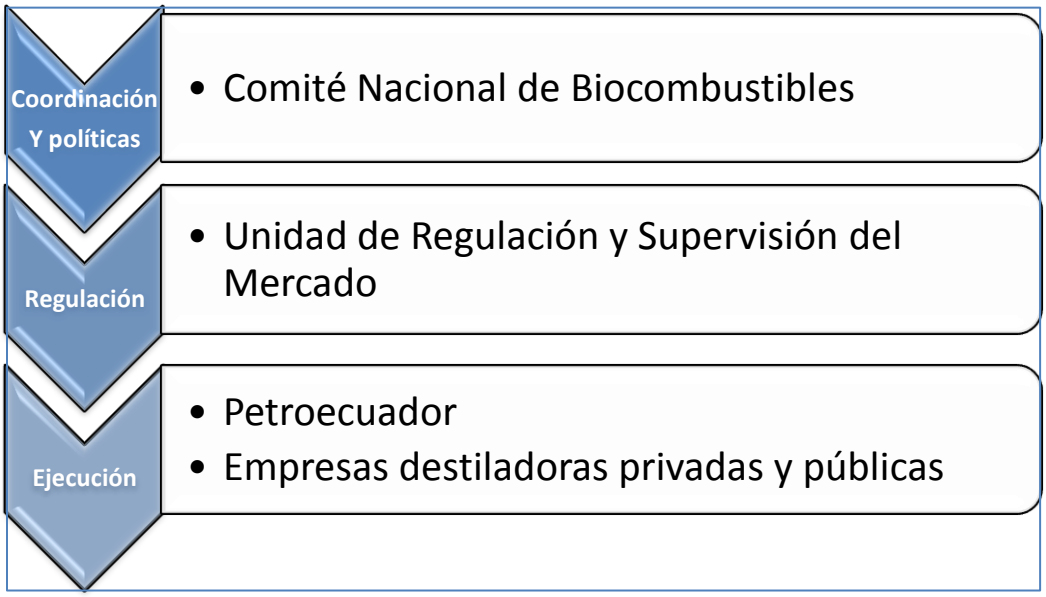
Figura 5.4 Niveles de organización actual del sector de los biocombustibles



Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a la nueva organización propuesta, se requerirán instancias de coordinación y políticas, regulatoria y operativa (Figura 5.5).

Figura 5.5 Niveles institucionales para el desarrollo de los biocombustibles



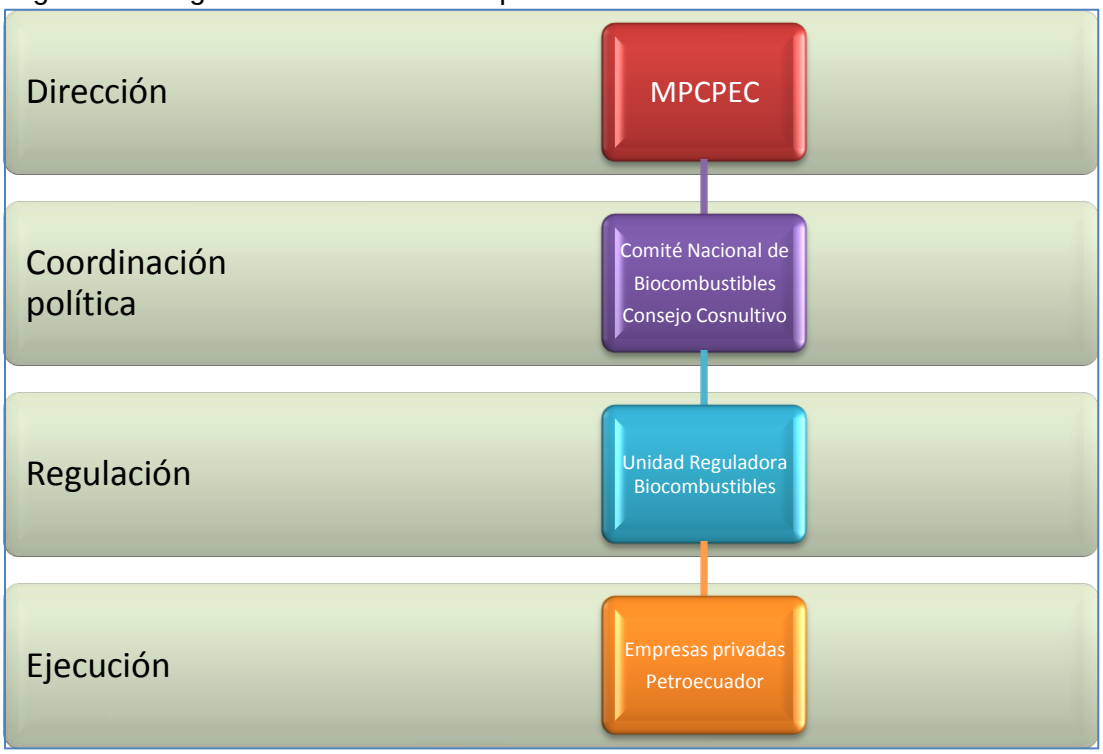
Fuente: Elaboración propia

Esta estructuración básica, analizada independientemente para el caso del Ecuador, concuerda a rasgos generales en cuanto a los niveles fundamentales de actividad, con los lineamientos seguidos en otros países latinoamericanos que ya utilizan biocombustibles a nivel nacional, como se mencionó anteriormente.

Al nivel de establecimiento de políticas y coordinación del sector, está el Consejo Nacional de Biocombustibles, que está constituido y presidido por el MCPEC. Las políticas establecidas al nivel del Consejo difícilmente se podrán materializar en un funcionamiento estable del mercado de los biocombustibles, de no contarse con capacidad regulatoria para desarrollar, regular y monitorear el mercado. Este mercado no podrá desarrollarse por sí mismo y requiere de supervisión y necesita regulación de precios, lo cual lleva a la necesidad de una entidad que se encargue de estos aspectos
.
Esta actividad regulatoria es permanente y continua y debe ser desarrollada por un equipo de trabajo permanente dentro de una Unidad de Regulación y Supervisión del Mercado de Biocombustibles, que hoy no existe y se propone crearla. A nivel operativo, la ejecución de las actividades de inversión y operación estará a cargo de empresas estatales y privadas a lo largo de la cadena productiva del sector.

La organización propuesta, considerando las tres instancias señaladas de políticas, regulación y ejecución, se sintetiza en la Figura 5.6.

Figura 5.6 Organización institucional para el sector de los biocombutibles



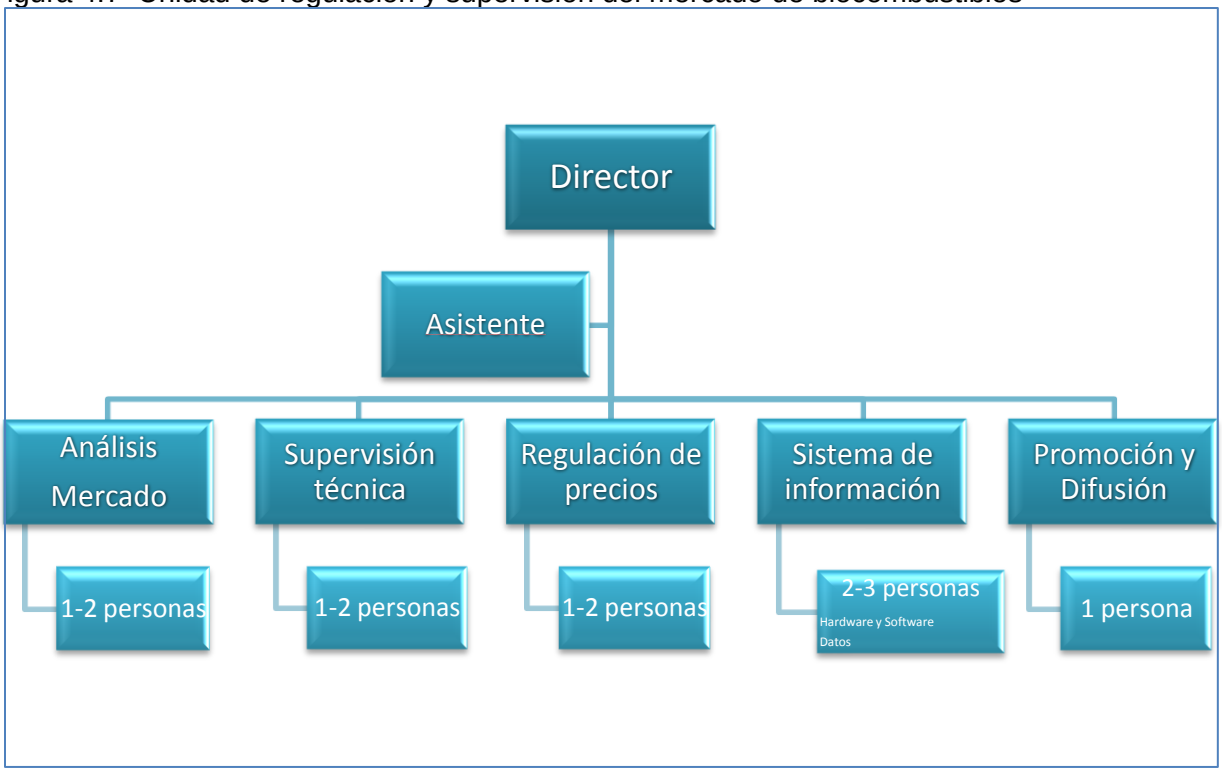
Fuente: Elaboración propia

El Comité Nacional de Biocombustibles estará constituido por el MCPEC, que ejerce la Presidencia y la coordinación del mismo; el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER); el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables (MRNR); el Ministerio de Agricultura (MAGAP); el Ministerio del Ambiente (MAE); y, a nivel empresarial Petrocomercial y luego la nueva Empresa Nacional de Biocombustibles dentro del ámbito de Petroecuador. La función fundamental del Consejo es coordinar con los ministerios que lo intergan, los roles de cada uno y la aplicación de las políticas específicas en cada ámbito, que conduzcan al desarrollo estratégico del sector de los biocombustibles. El Consejo es también la instancia de aprobación de la Política Nacional de Biocombustibles y sus ajustes a lo largo del tiempo.

Adicionalmente, como un Consejo Consultivo, estarían el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos (MICSE), representantes de productores agrícolas, representantes de empresas alcoholeras, representantes de empresas aceiteras que produzcan biodiesel y representantes de empresas distribuidoras de combustibles en estaciones de servicio, de modo que se tenga una instancia permanente de consulta con los actores del mercado.

La unidad regulatoria es una pieza esencial del esquema insitucional para aplicar de manera eficiente el marco regulatorio para los biocombustibles. Una posible estructuración funcional de la entidad de regulación y supervisión del mercado se presenta en la Figura 4.7.

Figura 4.7 Unidad de regulación y supervisión del mercado de biocombustibles



Fuente: Elaboración propia

Para la aplicación del marco regulatorio propuesto dentro de un esquema institucional como el indicado, es necesario contar con tres elementos fundamentales:

1. Una organización adecuada
2. Un equipo de trabajo que aunque pequeño, tenga la capacidad técnica y el respaldo legal para llevar a cabo sus funciones.
3. Un sistema de información de tecnología avanzada, alimentado por un sistema de captura de datos de los agentes económicos del mercado.

El número de personas que integran cada área y sus calificaciones deberá establecerse mediante un análisis más detallado, de manera indicativa se incluye una posible integración en la Figura 7 principalmente con la idea de ilustrar que no se trata de un gran número de personas, aunque sí se requiere alta especialziación, lo que demandará un esfuerzo de capacitación apropiado.

El sistema de información es clave para poder trabajar en la vigilancia del funcionamiento del mercado y en el establecimiento de los precios, es imposible regular cualquier actividad económica sin un flujo constante de información confiable.

Una pregunta importante es donde se sitúa esta Unidad regulatoria y el equipo que la integran. Al menos en las etapas iniciales, no parece adecuada la creación de una institución independiente. De esta manera, se propone la opción de constituir esta unidad dentro del MCPEC, sobre la base del pequeño núcleo de trabajo existente actualmente. Posteriormente, dependiendo de la evolución del mercado y de cambios en el ordenamiento institucional, esta Unidad podrá trasladarse a otra entidad.

Lo importante es que está unidad exista, que cuente con los recursos humanos, técnicos y financieros adecuados, y el marco legal que respalde su accionar, no importa dentro de qué institución esté.

A nivel de la comercialización mayorista, que implica la compra de los biocombustibles, su almacenamiento, mezcla y despacho y a la comercialización a distribuidores minoristas, la misma estará a cargo, de la EP Petroecuador. En la medida que el mercado de los biocombustibles crezca llegando a volúmenes mayores, podría ser conveniente la creación a una unidad separada dentro de la estructura de Petroecuador que se dedique exclusivamente a los biocombustibles como actividad económica bajo los mismos principios de sostenibilidad ambiental y eficiencia establecidos para otras actividades de la empresa, midiendo su desempeño en base a los resultados de la adquisición y comercialización de biocombustibles.

6 REGULACIÓN DE PRECIOS DE LOS BIOCOMBUSTIBLES

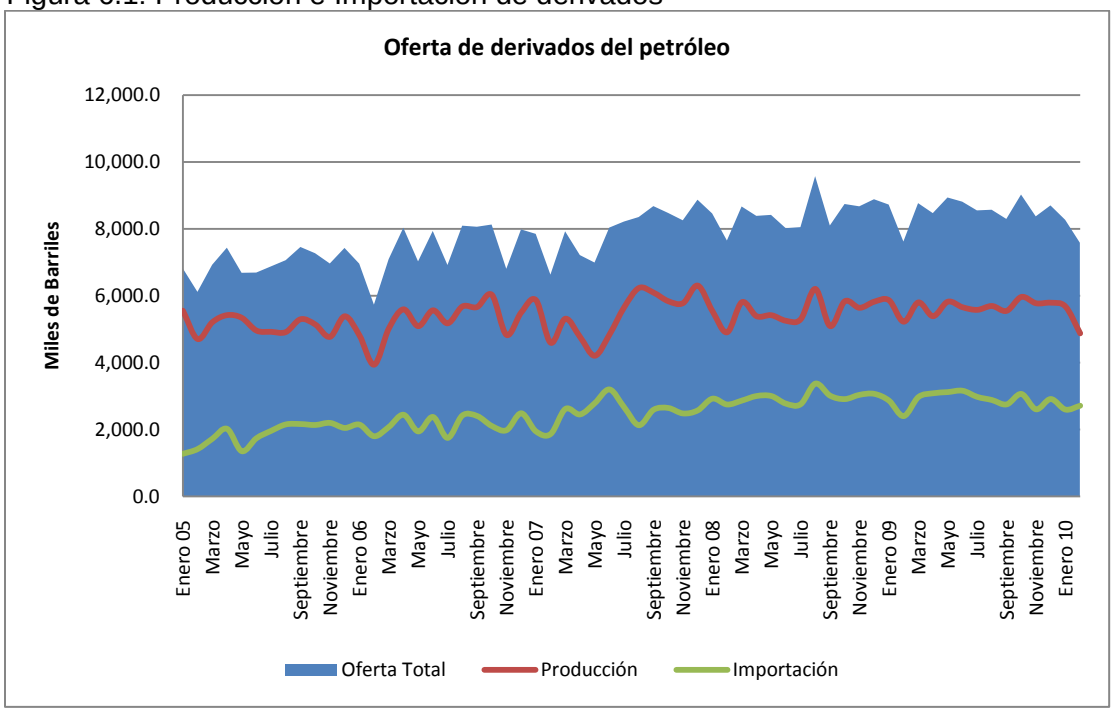
6.1 DIAGNÓSTICO

6.1.1 BALANCE COMERCIAL DE DERIVADOS

La estructura general de refinación del país muestra que de los 68,105 miles de barriles de productos obtenidos por las refinerías del país en el 2009 el 78.5 % de los derivados está constituido por los productos: gasolina súper 5.9%, Gasolina Extra 20.9%, GLP 3.1% y Diesel Oil 18.6%. La producción de GLP es reducida y ello ha obligado a importarlo para abastecer al mercado domestico,

La oferta interna no cubre al mercado por lo que es necesario importar derivados del mercado externo a precios internacionales.

Figura 6.1: Producción e Importación de derivados



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Central del Ecuador

Debido al desajuste entre la estructura de refinación y la estructura de la demanda interna, en el 2009 el país tuvo que importar 32.2 millones de barriles de derivados. La evolución histórica

de esas importaciones es creciente en vista de que la capacidad de refinación se ha mantenido constante y el consumo de derivados en el mercado interno es creciente por expansión del sector transporte. Al creciente consumo de derivados (Tabla 6.1) por el crecimiento del parque automotor carretero se suma el del transporte aéreo y marítimo. No obstante, caben políticas de sustitución y eficiencia en los primeros, como se ha indicado en las alternativas de prospectiva indicadas que tenderán a atenuar los impactos sobre las importaciones de derivados.

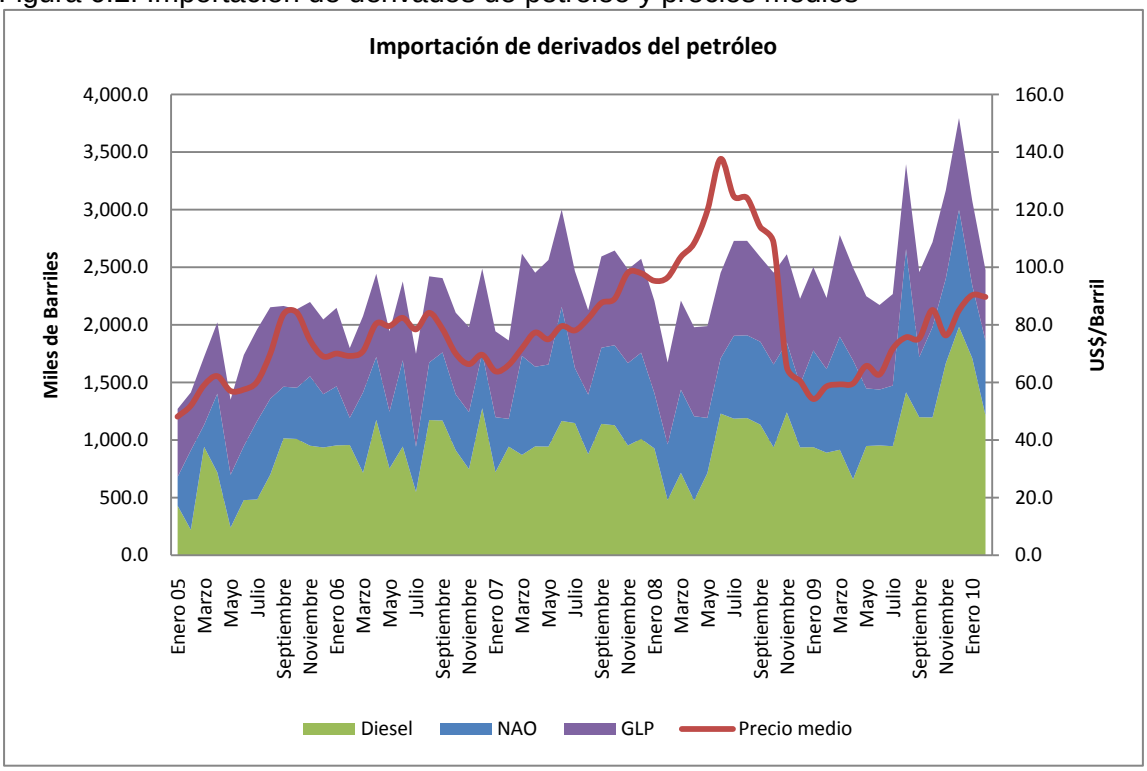
Tabla 6.1: Evolución reciente de los consumos de combustibles

	Consumo nacional de derivados de petróleo						
	TOTAL	Gasolinas		Diesel	Fuel Oil	GLP	Otros
		Super	Extra				
	Miles de barriles						
Enero 07	5735.8	300.5	999.3	2006.5	811.4	898.8	719.3
Febrero	5488.2	280.7	911.5	2005.7	866.6	785.4	638.3
Marzo	5544.9	305.3	1000.1	2075.6	747.5	910.4	506.0
Abril	5198.9	294.7	960.0	1829.8	697.2	862.5	554.7
Mayo	5307.0	305.8	1037.2	1758.3	672.2	966.1	567.4
Junio	5066.1	301.8	1011.9	1770.2	462.7	891.0	628.5
Julio	5600.8	315.4	1056.6	1893.1	702.7	1023.3	609.7
Agosto	5615.7	326.8	1076.7	1933.3	676.7	952.3	649.9
Septiembre	5456.2	316.1	1050.3	1944.5	672.8	934.8	537.7
Octubre	5845.7	323.6	1094.3	1980.2	802.3	977.4	667.9
Noviembre	5610.6	315.0	1079.2	1920.4	663.2	941.6	691.2
Diciembre	5678.6	340.6	1134.2	1794.0	756.7	949.9	703.2
Enero 08	5645.6	328.7	1080.6	1822.4	751.4	950.3	712.2
Febrero	5203.5	311.2	1006.1	1640.9	815.4	845.2	584.7
Marzo	5347.7	325.1	1032.0	1783.4	685.1	929.7	592.4
Abril	5477.3	331.8	1069.7	1818.8	737.4	934.9	584.7
Mayo	5710.2	341.2	1120.3	1947.5	735.9	967.6	597.7
Junio	5833.9	329.9	1089.2	1966.4	768.2	917.2	763.0
Julio	5951.8	355.6	1157.9	2038.3	767.8	963.2	669.0
Agosto	5930.7	354.8	1153.3	2076.6	668.8	1011.3	665.9
Septiembre	6056.8	356.3	1162.7	2155.2	720.5	961.5	700.6
Octubre	6222.0	362.5	1180.9	2149.1	706.5	1006.7	816.3
Noviembre	5718.4	341.5	1118.5	2024.6	588.0	934.9	710.9
Diciembre	6137.0	388.2	1250.5	2146.8	656.9	966.8	727.8
Enero 09	6055.7	357.5	1149.5	2034.5	757.3	944.4	812.5
Febrero	5268.4	325.4	1041.5	1757.5	659.8	816.0	668.2
Marzo	6114.3	351.5	1136.9	2061.9	711.4	937.8	914.8
Abril	6132.0	363.8	1152.1	2089.1	803.2	930.1	793.7
Mayo	5980.8	369.8	1174.1	2032.0	989.9	715.8	699.2
Junio	6288.2	365.0	1189.7	2142.8	945.0	701.5	944.2
Julio	6165.3	381.5	1238.8	2073.7	710.6	967.8	792.9
Agosto	6214.3	386.3	1234.2	2139.5	669.5	957.7	827.1
Septiembre	6452.1	368.7	1210.7	2298.6	772.5	948.4	853.2
Octubre	6775.5	380.6	1269.9	2493.6	789.7	971.3	870.4
Noviembre	7026.4	366.2	1203.2	2713.8	840.0	905.4	997.8
Diciembre	7141.3	423.4	1350.8	2859.8	677.5	912.8	917.0
Enero 10	6833.9	385.6	1169.8	2583.5	840.5	924.7	929.8
Febrero	6094.4	363.8	1088.0	2231.9	762.1	816.1	832.5

Fuente: En base a datos del Banco Central del Ecuador

Las principales importaciones de derivados son de nafta de alto octano para enriquecer y aumentar la mezcla de gasolinas de producción nacional, diesel oil premium para mejorar y complementar la calidad de la producción nacional y de GLP para cubrir el déficit en el mercado (Figura 6.2). Entre las alternativas previstas en las perspectivas de la Matriz Energética, para reducir esas importaciones se encuentra la instalación de una nueva refinería de alta complejidad de 300 mil barriles día (Refinería del Pacífico) que revertiría los procesos de conversión en las unidades de proceso, posibilitando incluso exportar productos livianos. Complementariamente, la penetración de biocombustibles atenuaría la presión del consumo sobre la refinación permitiendo primero reducir importaciones y luego aumentar las exportaciones de derivados del petróleo, una vez que opere la nueva refinería.

Figura 6.2: Importación de derivados de petróleo y precios medios



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Central del Ecuador

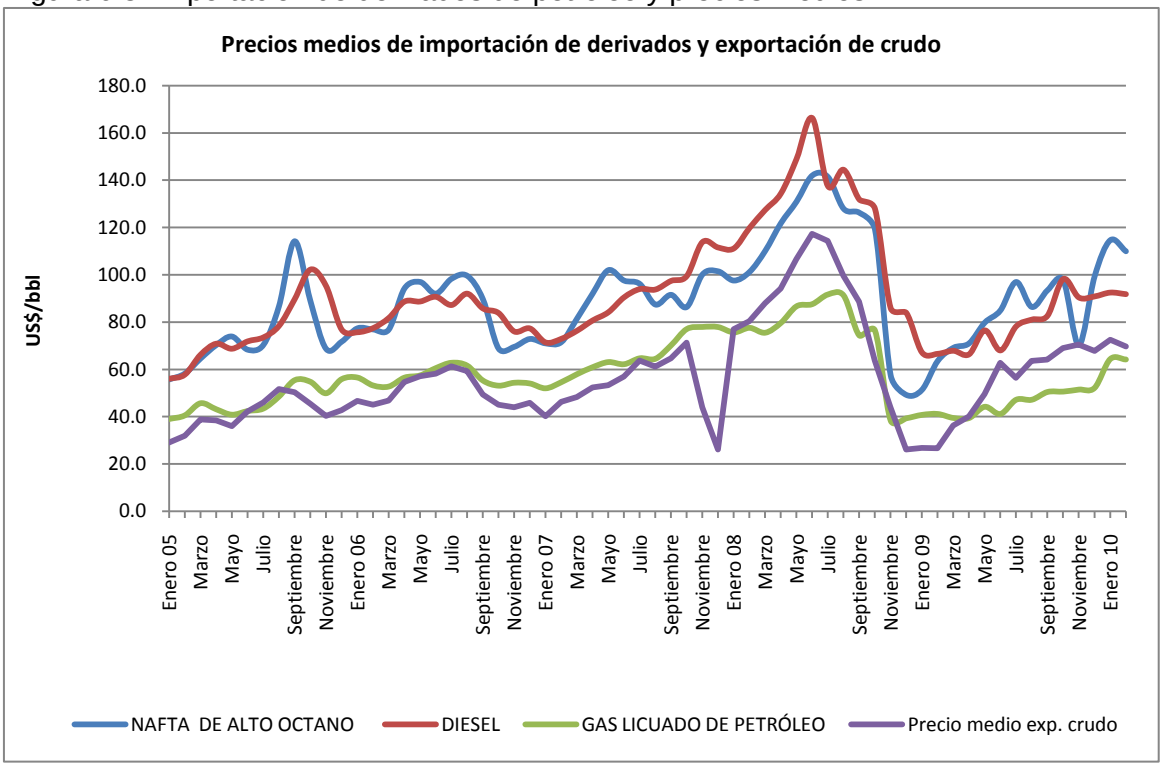
6.1.2 PRECIOS DE LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO

6.1.2.1 PRECIOS DE IMPORTACIÓN Y PRECIOS INTERNOS

Los precios promedio de importación de derivados en 2009 fueron de US$ 70.3 por barril mientras los precios promedio de exportación de petróleo fueron de US$ 50.2 por barril (Figura 6.3).

Los precios medios de los derivados importados han seguido históricamente a los del petróleo en el mercado internacional. En 2009, luego del volátil crecimiento de precios del 2008, el GLP se importó a un precio de US$ 45.5 por barril, la nafta de alto octano a US$ 79.7 por barril y el diesel a US$ 80.4 por barril, derivados que tuvieron un precio medio ponderado de US$ 70.3 por barril.

Figura 6.3: Importación de derivados de petróleo y precios medios



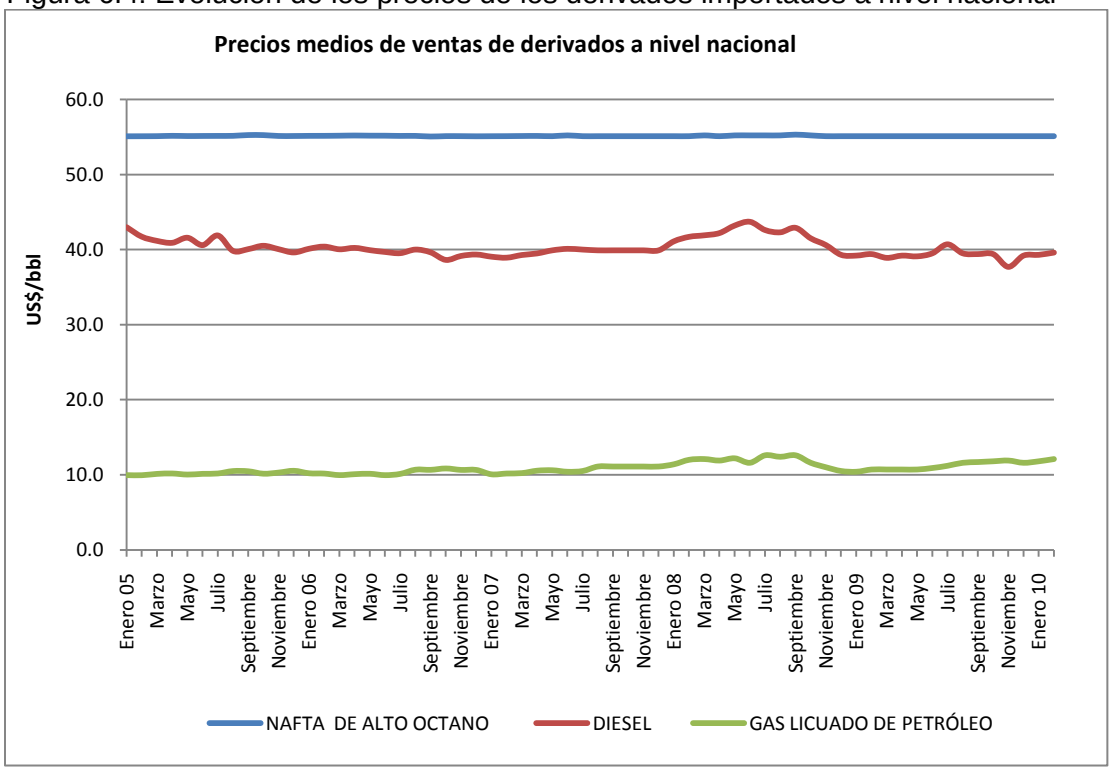
Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Central del Ecuador

Los precios de esos derivados son en general más elevados que los del petróleo exportado por ser productos con mayor valor agregado que se encuentran en el tope de los procesos de refinación, mientras que las exportaciones actuales 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 en las cuales se han diferido inversiones en la potenciación de su capacidad.

Simultáneamente, los precios de venta en el mercado nacional han mantenido una trayectoria prácticamente constante. 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 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 (54%) se evidenciaba una falta de toma de decisiones tendientes a instrumentar medidas a nivel de los consumos de energía según su importancia relativa.

Figura 6.4: Evolución de los precios de los derivados importados a nivel nacional



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Central del Ecuador

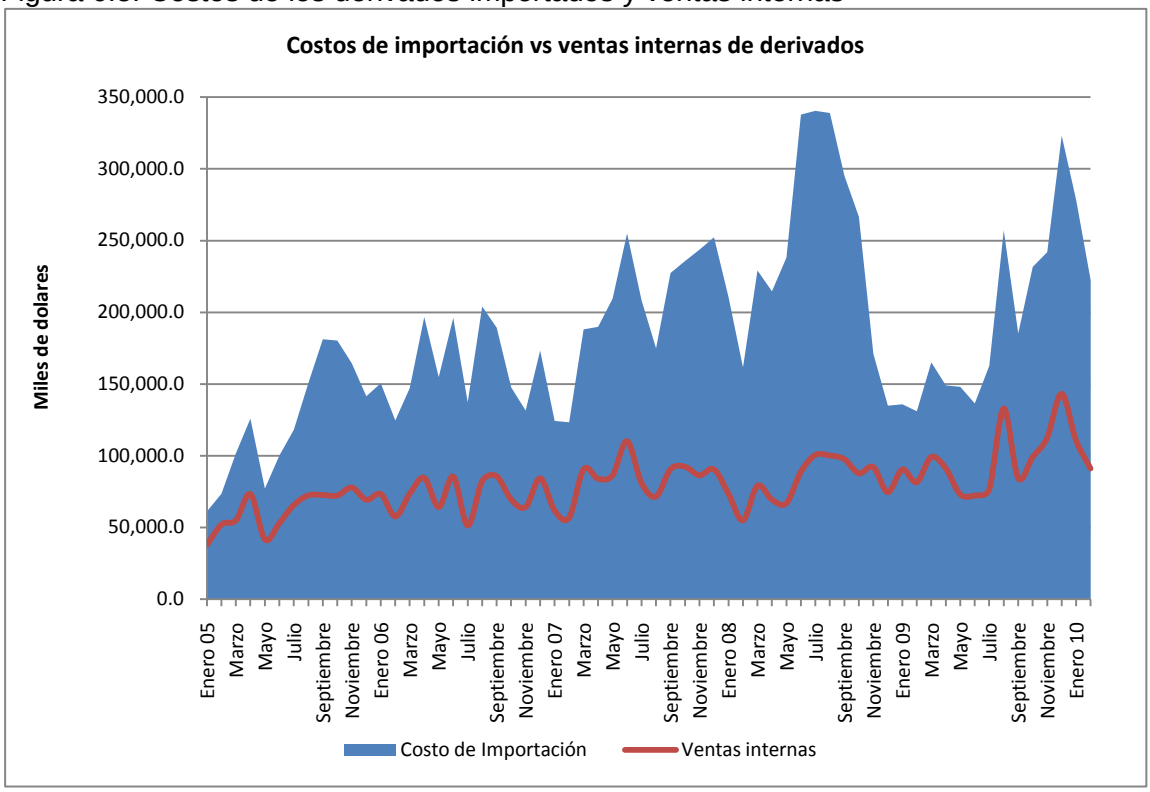
6.1.2.2 SUBSIDIOS A LOS DERIVADOS DE PETRÓLEO

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.

Como se observa (Figura 6.5) 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.

El efecto acumulado de las importaciones de derivados, entre enero del 2005 y diciembre de 2009, fue de 137.5 millones de barriles que costaron US$11,060 millones y se vendieron al mercado interno por US$4,768.9 millones, resultando pérdidas cuyo valor alcanzó a los US$6,291.2 millones.

Figura 6.5: Costos de los derivados importados y ventas internas



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Central del Ecuador

Tabla 6.2: Ingresos y egresos de la comercialización interna de derivados importados (2005-2009)

Producto	Volumen	Egresos	Ingresos	Subsidios
	Miles de Barriles	Miles de US$		
Nafta Alto Octano	36,005.3	3,267,995.5	2,029,022.8	-1,235,974.7
Diesel Oil	56,157.6	5,198,263.0	2,255,729.9	-2,942,533.1
GLP	44,558.1	2,596,893.7	484,186.8	-2,112,706.9
Total	137,521.0	11,060,154.2	4,768,939.5	-6,291,214.7

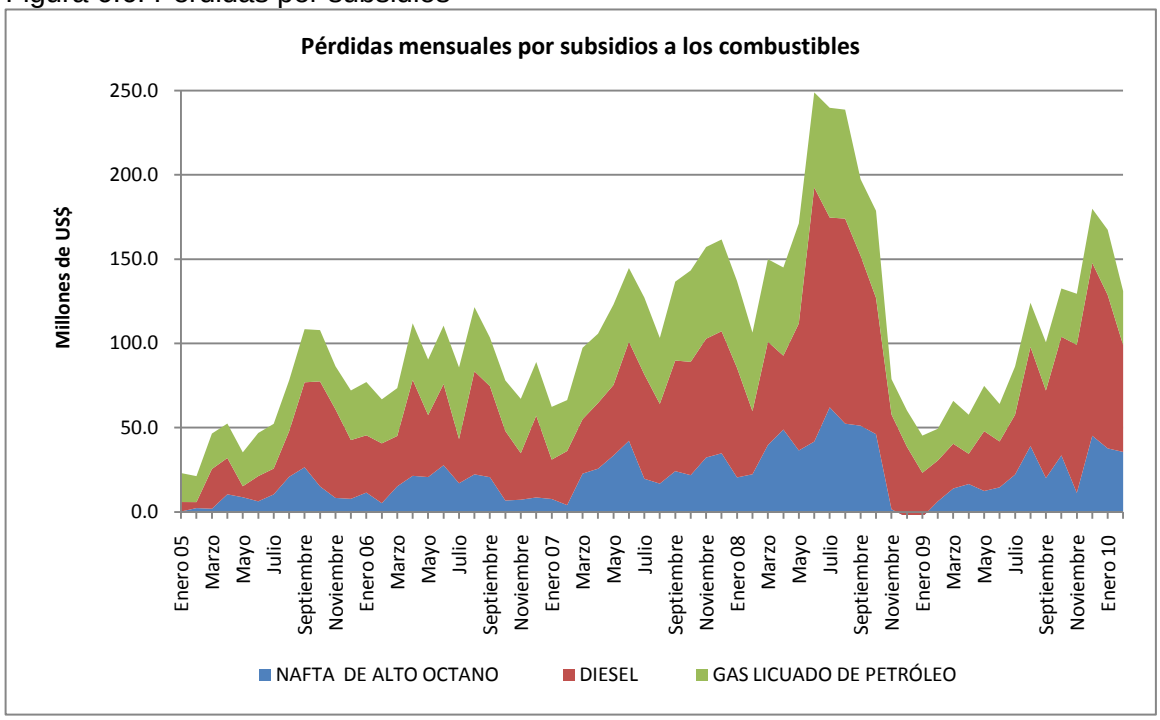
Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Central del Ecuador.

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 ha implementado medidas para una mayor eficiencia en la transformación y uso de la energía. Entre enero del 2005 y diciembre de 2009 el diesel ha contribuido a los subsidios con 46.8%, el gas licuado de petróleo (GLP) le sigue en importancia y contribuye con el 33.6%. Le siguen las gasolinas con una contribución de 19.7% y que se concentran en el sector transporte, particularmente de automóviles y camionetas.

Según el MEM[35] la situación había 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. 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. 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 (Figura 6.6).

Figura 6.6: Pérdidas por subsidios



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Central del Ecuador

[35] Agenda Energética 2007-2011, Quito, junio 2007.

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 2005, aunque existe la voluntad en tomar medidas tendientes a 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.

En resumen, las pérdidas monetarias derivadas de la diferencia de ingresos por el crudo exportado y el costo de los derivados importados más los subsidios al GLP, gasolinas y diesel oil, han reducido significativamente las ganancias por las exportaciones de petróleo (Tabla 6.3). En el año 2005 esa suma representaba 41% de los ingresos por exportación de petróleo mientras que en 2009 representaba 51%.

Tabla 6.3: Ingresos y egresos de la comercialización interna de derivados entre 2005 y 2009

	Exportación de Petróleo			**Importación de derivados**			**Subsidios**	Participación del valor de importación y subsidios en exportación de crudo
	Miles de barriles	Miles de dólares FOB	Valor unitario US$/barril	Miles de barriles	Miles de dólares C&F	Valor unitario dólares/barril	Miles de dólares	
2005	131,595	5,396,840	41.01	22,172.7	1,474,604	66.5	729,691	41%
2006	136,634	6,934,010	50.75	25,932.9	1,951,538	75.3	1,073,986	44%
2007	125,094	6,570,095	52.52	29,330.6	2,430,566	82.9	1,427,466	59%
2008	127,352	10,568,326	82.99	27,852.8	2,937,567	105.5	1,950,998	46%
2009	131,423	6,594,007	50.17	32,232.0	2,265,878	70.3	1,108,995	51%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del BCE

6.1.2.3 CONTRABANDO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

Los precios al público son notablemente más bajos que los de los países vecinos por los subsidios mencionados. Ello favorece el contrabando en las fronteras terrestres y por mar.

Tabla 6.4: Precios al público a septiembre 2007

	Ecuador	Colombia	Perú**
	US$/galón		
GLP (15 kg.) residencial	2.30	7.05	15.3
GLP (15 kg.) vehícular*	5.00	-	-
Super 92 Octanos	2.099	3.65	4.24
Extra 83 Octanos	1.48	2.99	3.70
Diesel Oil	1.037	2.48	3.40

Fuente: Elaboración propia. Notas: * Precio al que se esperaba vender GLP para uso en taxis. **Julio 2007

Según el anterior MEM, en el pasado no se ha tenido en cuenta que las fronteras dentro de las cuales el gobierno nacional fija los precios no constituyen, desde el punto de vista económico, un cerco cerrado, puesto que resulta difícil impedir el tráfico ilegal e incontrolado de bienes energéticos que encuentra su motivación en el diferencial de precios con los países vecinos: Colombia y Perú. 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. Así, por ejemplo, se estimaba en el 2007 que alrededor del 22% del GLP destinado al consumo interno salía por las fronteras a Colombia y a Perú. Estimaciones para el caso del diesel son más complejas y es probable que la fuga de combustibles por vía marítima sea aún mayor.

Según datos del Ministerio de Minas y Petróleo el país perdía hacia el año 2007 USD 300 millones anuales por la fuga o contrabando de combustible a Colombia o Perú. Del total del GLP y diesel consumido se estima que 22% y 13%, respectivamente se iba de contrabando a los países vecinos.

6.1.2.4 LOS BIOCOMBUSTIBLES: UNA OPCIÓN PARA REDUCIR IMPORTACIONES

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 la expansión de la frontera agrícola.

De acuerdo con las proyecciones de crecimiento de la Agencia Internacional de Energía, se estima que la participación de los biocombustibles en el mercado mundial de energía será del 4% en el año 2030, frente al 1% actual. Estados Unidos, la Unión Europea y Brasil seguirán siendo los países líderes en la demanda de biocombustibles. Por su parte, los países en desarrollo tendrán un papel importante en la oferta de estos energéticos, de tal manera que se prevé la participación de países de Asia y África en la producción de etanol, y Malasia e Indonesia en la de biodiesel. Considerando lo anterior, la demanda esperada de biocombustibles para el año 2020 se estima en 50 Mtoe, que corresponden a un crecimiento del 6,3% anual. De esta manera, se estima que la producción de etanol será de 524 mmba y la de biodiesel será de 397 mmba.

6.1.3 COSTOS Y PRECIOS DE LOS BIOCOMBUSTIBLES: ALGUNAS REFERENCIAS EXTERNAS

6.1.3.1 ETANOL

Los costos de producción de etanol para los principales países productores oscilan entre 32 y 86 US$/bbl. De acuerdo con la información disponible, entre 44 y 19 US$/bbl de este costo corresponde a la materia prima, entre 2 y 12 US$/bbl a insumos, entre 2 y 12 US$/bbl a costos de operación y mantenimiento y entre 7 y 20 US$/bbl a costos de capital (Tabla 6.5). Los costos de producción varían entre países debido a los factores agroclimáticos, la disponibilidad de tierras y el costo de la mano de obra, que inciden en el tipo de cultivos empleados como materia prima, factor que afecta la selección de tecnologías de transformación.

Tabla 6.5: Estructura de costos de etanol

	Brasil	USA	Colombia	Ecuador(*)	UE
	US$/bbl				
Materia Prima	19	22	44	59	42
Insumos	4	12	2	2	12
Operación y Mantenimiento	2	8	12	12	12
Capital	7	5	5	6	20
Total	32	47	63	79	86

Fuente: World Energy Outlook 2006. The Outlook for Biofuels. International Energy Agency. Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural para el caso colombiano.(*) Estimado en base a datos de Petrocomercial.

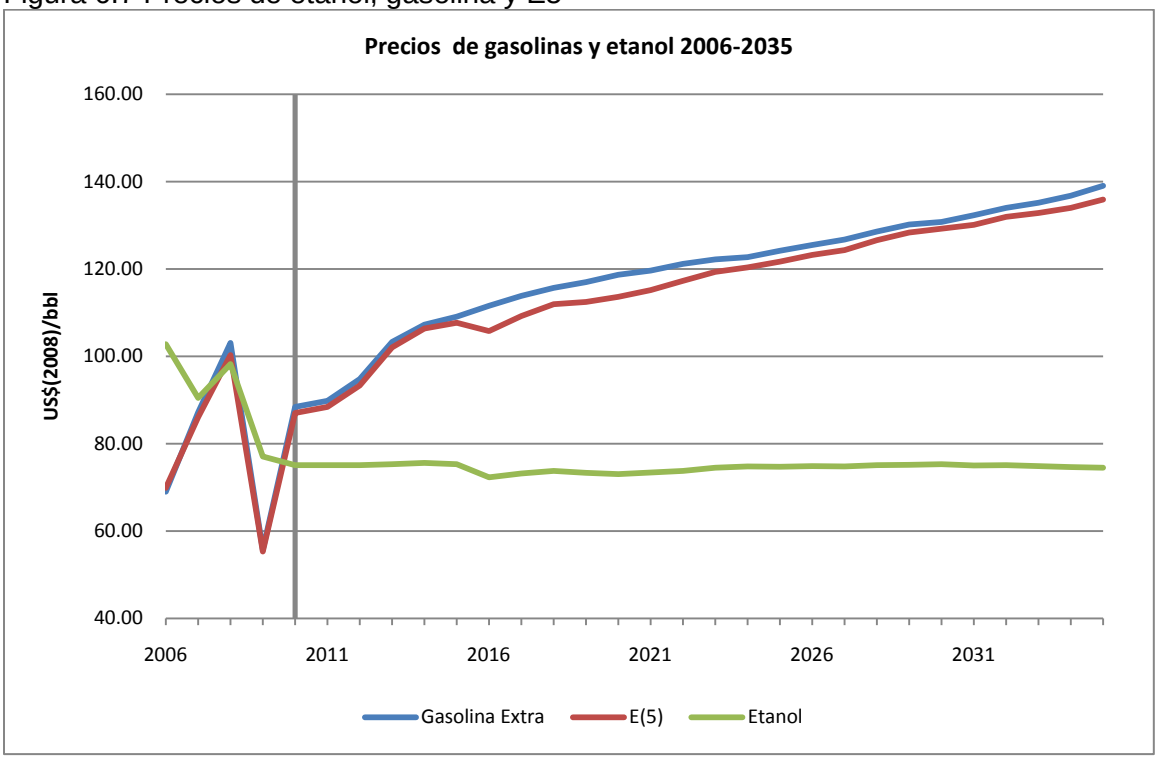
Los costos de producción de Ecuador y Colombia son superiores a los costos de los principales productores de etanol. En particular, en Colombia son aproximadamente un 92% superiores a los costos de Brasil. De acuerdo con la información disponible, el costo de producción de etanol en Colombia fue de 63,3 US$/bbl (491 US$/ton) en 2006. A partir de la estructura de costos de producción se observa que el 70% corresponde a los costos de la materia prima y el 30% restante a insumos, operación de la planta e inversión.

En Colombia, el Ministerio de Minas y Energía (MME) es el ente responsable de la regulación de precios de los biocombustibles. Para sustentar su política de precios, el MME consideró que no existe un mercado que pueda ser tomado como referencia para la definición del precio de estos bienes, aunque en realidad sí existe un mercado internacional del etanol bien estructurado y con claras referencias de precios. El Ministerio estableció un esquema regulatorio que busca reconocer los costos de oportunidad de sus productos complementarios y los de los usos alternativos de las materias primas utilizadas en su producción, así como los costos eficientes de la transformación de las materias primas.

De esta manera, el ingreso máximo al productor de etanol está definido como el mayor valor entre: i) un precio fijo de $4.497 por galón y ii) los costos de oportunidad de un uso alternativo de la materia prima utilizada con mayor eficiencia para su producción en Colombia.

Aunque las previsiones a futuro de los precios de cualquier fuente de energía generan un alto grado de incertidumbre, las estimaciones a futuro del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) muestran una tendencia de gran estabilidad a largo plazo de los precios del etanol, comparada con tendencias al incremento para la gasolina, lo que hace que la mezcla E5 siga la tendencia de su componente mayoritario, pero su precio está por debajo de la gasolina (Figura 6.7).

Figura 6.7 Precios de etanol, gasolina y E5



Fuente: Elaboración propia en base a datos históricos promedios Platt´s Costa del Golfo, proyecciones DOE

6.1.3.2 BIODIESEL

Los costos de producción en EE.UU. se ubican alrededor de 77 US$/bbl a partir de soya, mientras que en Europa llegan a 92 US$/bbl a partir de colza. De acuerdo con la información disponible, entre el 52% y el 58% de este costo corresponde a la materia prima, entre 6% y 10% a insumos, entre 10% y 12% a costos de operación y mantenimiento y entre 25% y 27% a costos de capital. En particular, los costos de producción de biodiesel están asociados con el tipo de biomasa empleada como materia prima, a la tecnología de conversión y a la disponibilidad de tierras.

Tabla 6.6: Estructura de costos de biodiesel

	USA	**UE**	**Ecuador (*)**
	US$/bbl		
Materia Prima	45	48	128
Insumos	4	9	9
O&M	9	10	10
Capital	19	25	20
Total	77	92	167

Fuente: World Energy Outlook 2006. The Outlook for Biofuels. International Energy Agency. (*) Estimado en base a datos de La Fabril.

Se estima que en Colombia el costo de producción de biodiesel puede llegar a 70,5 US$/bbl, de los cuales el 75% correspondería a los costos de aceite de palma. Estos últimos son superiores en un 37% a los costos de Malasia y un 110% a los de Indonesia, debido en parte a los costos de la mano de obra en Colombia, a los costos de transporte y a la subutilización de la capacidad instalada de las plantas extractoras.

El ingreso máximo al productor corresponde al mayor entre: i) una estimación de los costos eficientes de producción del biodiesel y ii) el precio de paridad importación del diesel más los costos de transformación del aceite de palma en biodiesel.

6.2 PRECIOS DE LOS BIOCOMBUSTIBLES: PERIODO DE TRANSICIÓN

6.2.1 ETANOL

Se propone mantener el sistema actual de establecimiento de los precios en base a valores fijos mientras se desarrolla el proceso de levantamiento de subsidios a las gasolinas y el diesel, para luego pasar a una metodología dinámica con precios variables en el tiempo establecidos en base a referencias internacionales. Durante ese período podría mantenerse el precio del etanol establecido para el Plan Piloto.

En base al estimado de costos para el etanol, el precio por galón de E5 se transferirían los subsidios de las gasolinas importadas sustituidas para su mezcla, al precio del etanol de producción nacional puesto en tanques de Petrocomercial. Esto es que el producto comercializado al público en estaciones de servicio debería estar entre el precio de la gasolina súper y normal. El cálculo sería el siguiente:

Tabla 6.7: E5 precio al público en estaciones de servicio

Componentes	Mezcla según formulación Terminal Pascuales	Precio promedio	Precio sin subsidio	Precio con subsidio
	%	2009 (promedio enero-diciembre)		
		US$/barril		
Nafta de alto octano (precio de importación CIF)	45.00%	79.7	35.87	21.49
Nafta base (precio exportación FOB)	50.00%	65.2	32.60	30.86
Etanol (precio incluye IVA)	5.00%	135.33	6.77	6.77
Subtotal	100.00%		75.23	59.11
Aditivación			0.29	0.29
Transporte desde plantas industriales a T. Pascuales*			0.08	0.08
Precio US$/barril			75.60	59.48
Precio US$/Galón			1.79	1.41

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

6.2.2 BIODIESEL

Similar mecanismo se debería aplicar al precio al público para el B(5). En este caso el precio con subsidio superaría al precio actual al público. Se propone ese precio con una penetración por franjas de consumidores en los centros urbanos de Quito, Guayaquil y Cuenca:

- Autos y Jeeps Particulares
- Transporte público de pasajeros en la urbes
- Transporte escolar
- Transporte de liviano de cargas en las urbes (camionetas, camiones livianos de distribución de cargas desde los centros de acopio hasta los comercios)

El resto del transporte a más largo plazo:

- Buses interurbanos y de larga distancia
- Camiones pesados de carga de larga distancia

El cálculo sería el siguiente:

Tabla 6.8: B5 Precio al público en estaciones de servicio

Componentes	Mezcla según formulación Terminal Pascuales	Precio promedio	Precio sin subsidio	Precio con subsidio
	%	2009		
		US$/barril		
Diesel Oil Premium (precio de importación CIF)	95.00%	80.4	76.38	37.24
Biodiesel (costo La Fabril)	5.00%	128.0	6.40	6.4
Subtotal	100.00%		82.78	43.64
Aditivación			9	9
Transporte desde plantas industriales a T. Pascuales*			0.16	0.16
Precio US$/barril			91.94	52.8
Precio US$/Galón			2.18	1.25

Fuente: En base a datos de La Fabril. Nota: *Costo US$ 0.02 por litro de biodiesel a ser cubierto por La Fabril.

6.3 NUEVA METODOLOGÍA DE FIJACIÓN DE PRECIOS

6.3.1 ETANOL

6.3.1.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

En la Figura 4.8 se presenta la estructura referencial del mercado del etanol anhidro para mezclas de uso carburante.

En la parte superior del diagrama puede observarse de manera resumida la estructura actual de la industria azucarera, que produce azúcar, básicamente para el mercado interno con eventuales intercambios con el mercado externo; alcohol para consumo humano: industria licorera, con fuertes exportaciones principalmente a Colombia, perfumería y cosméticos y otros usos; también genera otros subproductos como CO_2 y hielo seco.

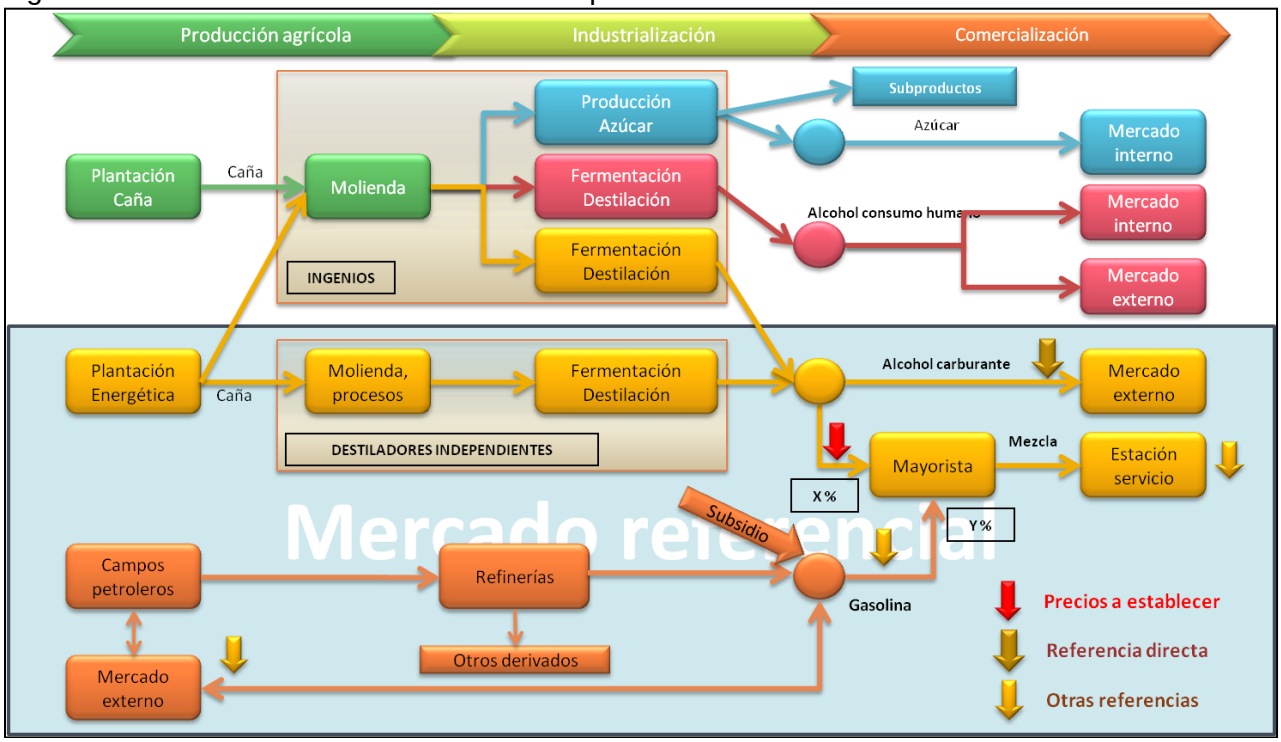
En la parte inferior del diagrama de la Figura 6.8 se observa la estructura referencial del mercado exclusivamente para fines energéticos, basada en plantaciones energéticas y nuevas destilerías independientes y también nuevas destilerías de las industrias azucareras pero dedicadas exclusivamente a producir alcohol para uso energético.

Los objetivos básicos de desarrollar un mercado con estas características son:

- Asegurar la producción de alcohol con fines energéticos, a ser vendida por contrato con obligación de venta y compra a Petroecuador, como distribuidor mayorista

- Evitar las referencias de precios a otros mercados de productos alternativos que pueden producirse con la misma materia prima, que podrían generar eventuales desabastecimientos o sobrecostos al tener que pagar esos costos de oportunidad para asegurar el suministro

Figura 6.8 Estructura del mercado del etanol para combustible

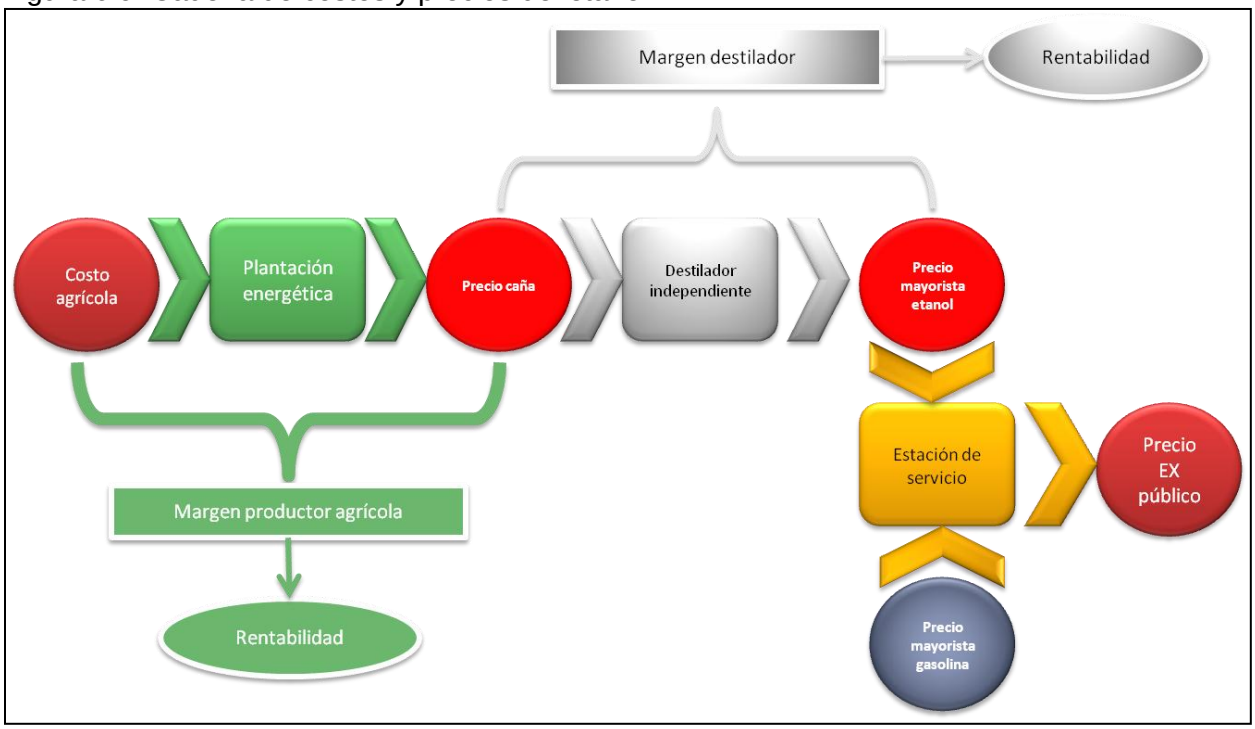


Fuente: Elaboración propia

6.3.1.2 CADENA DE COSTOS Y PRECIOS

En la Figura 6.9 se presenta la cadena de costos y precios para el etanol, desde la producción de la materia prima hasta las mezclas con gasolinas y su venta al público. Los precios de la materia prima para la destilación (caña o jugos y melazas, dependiendo si la molienda se hace en la destilería o la plantación) deben permitir generar un margen que resulte en una rentabilidad apropiada para el productor agrícola. A su vez el precio mayorista del etanol debe producir también un margen para la destilería que resulte en una tasa de retorno sobre la inversión dentro de rangos que incentiven la inversión en nuevas destilerías. Al mismo tiempo, al final de esta cadena de costos y precios, el producto debe llegar al punto de mezcla y distribución con un precio compatible con las referencias de mercado para evitar sobrecostos al consumidor final o aumentos de los subsidios del Estado mientras estos se mantengan.

Figura 6.9. Cadena de costos y precios del etanol



Fuente: Elaboración propia

Por estas razones la nueva metodología propuesta tiene las siguientes características:

- Los precios del alcohol y los combustibles que componen la mezcla son regulados

- Toma como referencia los precios internacionales del etanol, la nafta y las gasolinas que componen la mezcla
- Es dinámica, ajustando los precios en función de la evolución de las referencias adoptadas
- Para la materia prima no se propone una regulación específica, sino tomar los mismos precios vigentes para la caña para la industria azucarera}
- Se verifica la rentabilidad en las dos etapas de la cadena, agrícola e industrial, e efectos que no baje de un mínimo que permita sostener la actividad pero que tampoco pase de un techo aceptable para evitar el traslado de sobrecostos al consumidor

6.3.1.3 PRECIOS INTERNACIONALES DE ETANOL Y GASOLINAS

6.3.1.3.1 COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS

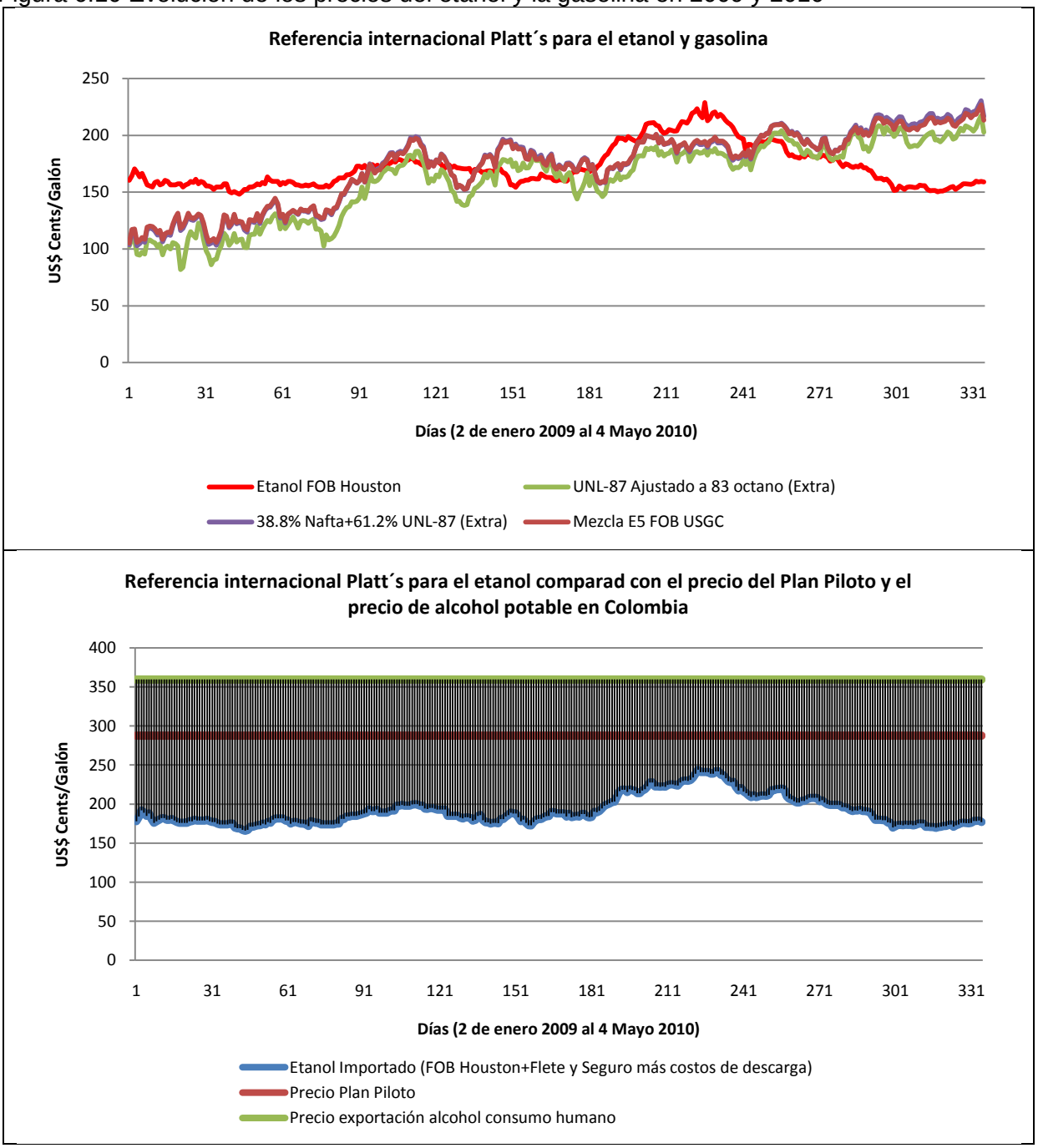
A continuación se presenta un análisis comparado de los precios en el mercado internacional (Figura 6.10). Se observa que los precios del etanol promedios diarios en Houston[36] (FOB) publicados en Platt´s muestran una dinámica propia y no siguen totalmente las tendencias y fluctuaciones de los precios de la gasolina, mostrando en general menor volatilidad.
Como referencia para la gasolina extra se muestran en la Figura 4.10 dos curvas: una corresponde al cálculo en base a la referencia Platt´s de la gasolina Unleaded índice octano 87, que equivale a un numero octano 92 RON[37], ajustado por octanaje al nivel de 83 octano RON que es la especificación en Ecuador, asumiendo que no hay ajuste por presión de vapor, la otras corresponde a una mezcla de 61.2% de Unleaded 87 y 38.8% de nafta, que es la que toma Petroecuador para calcular un precio referencial Platt´s para la gasolina extra. Esta segunda forma de cálculo da valores superiores y es usada en la industria petrolera para determinar un costo para un combustible de una determinada especificación, mediante mezclas de productos disponible en el mercado y referenciados en Platt's, ya no siempre se obtienen

[36] Platt´s publica diariamente, en días hábiles los precios del etanol FOB en tres puertos: Houston, New York y Chicago, así como en California Sur y California Norte por tren. Los precios de los combustibles derivados del petróleo son promedios diarios de todas las refinerías de la Costa del Golfo (USGC), por esta razón se toma como referencia el precio del etanol en Houston.

[37] El número octano mide el poder antidetonante del combustible en el motor de explosión de ciclo Otto, está vinculado a la proporción de Iso-Octano en el combustible Hay dos formas de medirlo: Número de Octanos Método (RON, por sus iniciales en inglés "Research Octane Number"), es el % volumétrico de Iso Octano con base de 100 (cien) octanos en una mezcla de n-heptano con base 0 (cero) octanos, que detona con la misma intensidad que la muestra, cuando son comparadas utilizando un motor patrón; Número de Octanos MON (por sus iniciales en inglés "Motor Octane Number"), la definición es la misma que para el RON, pero las condiciones de la prueba son más severas, utilizando mayores revoluciones del motor patrón; el número Indice Octano es el promedios de los dos anteriores (RON+MON)/2, la publicación de Platt´s para cualquier gasolina se refiere a Indice Octano, cuya diferencia con el número RON es generalmente 5, así una gasolina de 87 Octano Indice publicada en Platt´s equivale a una gasolina de 92 RON. Los ajustes por calidad se efectúan interpolando los precios publicados de gasolinas de distinto octanaje.

productos con especificaciones diferentes. Por esta razón, esta es la referencia que se usará en el ejercicio de aplicación que se presenta más adelante.

Figura 6.10 Evolución de los precios del etanol y la gasolina en 2009 y 2010



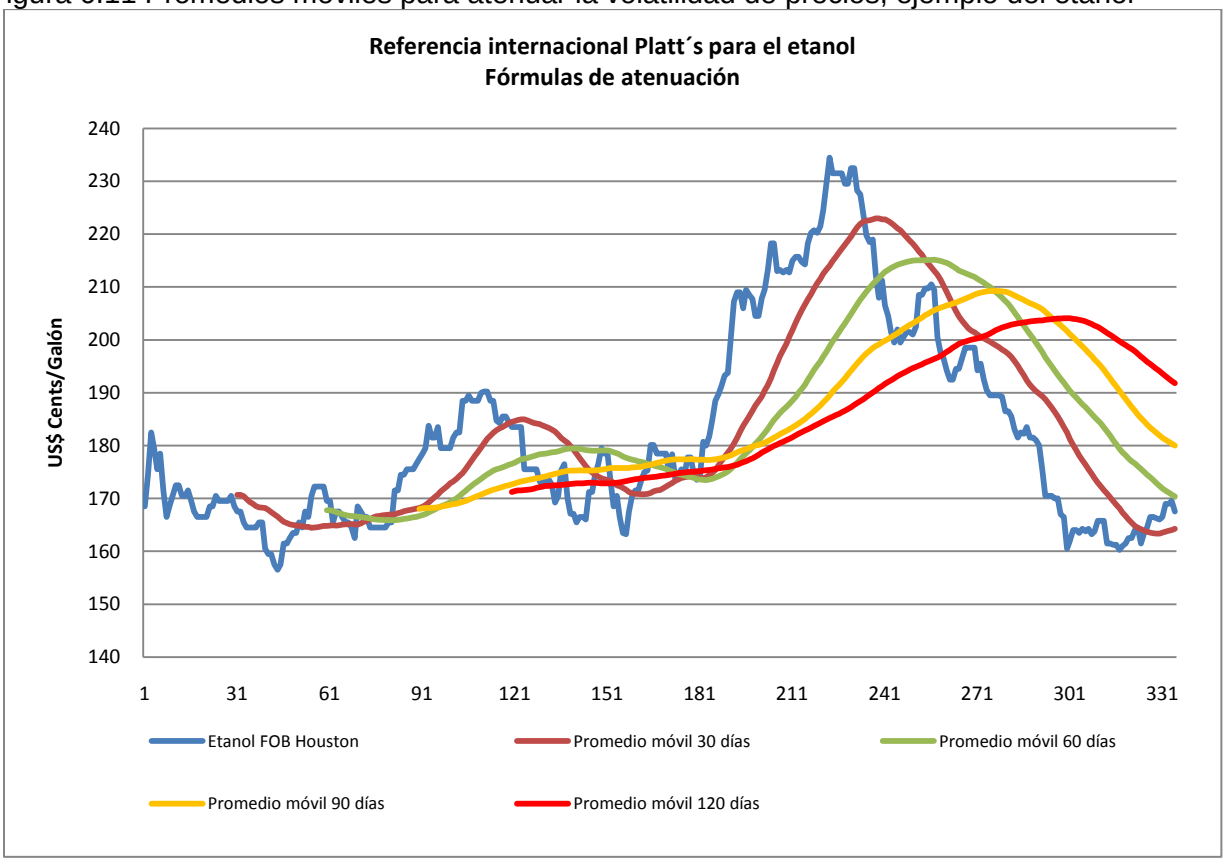
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Platt´s Global Alert Report

El precio referencial FOB Costa del Golfo de la gasolina extra de 83 RON calculado por mezcla se aproxima mucho al valor referencial de la mezcla E5 (5% Etanol, 45% nafta y 50% Unleaded 87). En la misma Figura 4.10 se presenta también la evolución para el mismo período 2 de Enero 2009 al 4 de Mayo 2010 del etanol importado base Platt´s FOB Houston, sumándole flete y seguro y costos de descarga, comparado con el precio pagado a Producargo en el Plan Piloto de 0.76 US$/litro (2.88 US$/Galón), observándose un importante sobreprecio, el que se levaría aún más significativamente si se pagara el precio de exportación del alcohol etílico para bebidas exportado a Colombia, estimado en 0.95 US$/litro (3.60 US$/Galón).

6.3.1.3.2 VOLATILIDAD Y SU ATENUACIÓN

Con fines ilustrativos se presentan en la Figura 6.11 los efectos de fórmulas de atenuación utilizando promedios móviles de 30, 60, 90 y 120 días (días con datos Platt´s publicados), tomando como ejemplo el etanol.

Figura 6.11 Promedios móviles para atenuar la volatilidad de precios, ejemplo del etanol



Fuente: elaboración propia

Puede apreciarse claramente el efecto de atenuación que tienen las diferentes fórmulas de promedios móviles. En el ejercicio de aplicación que se presentará más adelante se tomarán promedios del trimestre anterior para fijar precios para el siguiente trimestre.

6.3.1.4 FÓRMULA DE CÁLCULO

La metodología de cálculo del precio de venta al público de una mezcla E5, como la actual Ecopaís, se basa en los conceptos explicados anteriormente.

La fórmula detallada de cálculo es:

Costo E(5%)=(Precio FOB Nafta)*0.45 + (Precio FOB Gasolina 87)*0.50 + (Precio FOB Etanol)*0.05 + Flete y Seguro + Impuesto 2.5% + Costo descarga en puerto + Transporte a terminal + Margen Petroecuador + Transporte a estaciones + Margen estación

Donde:

- Los precios FOB de la Nafta y de la Nafta de Alto Octanaje (Unleaded 87) son las referencias Platt´s promedio diario de Costa del Golfo (USGC)
- El precio FOB del etanol es la referencia Platt´s FOB Houston.
- Flete y seguro pueden estimarse en base a la referencia Wordscale para un tamaño de tanquero pre-determinado en la ruta Costa del Golfo- puerto ecuatoriano, ajustada por los índices Flats, publicados también en Platt´s, considerando además el tránsito por el canal de Panamá y demoras en la carga y descarga (laytime). Para efectos del ejercicio de aplicación se tomaron valores estimados
- El impuesto del 2.5% se aplica sobre el valor CIF, es decir FOB más seguro y flete
- Los costos de descarga corresponden a los originados en la descarga del buque en puerto de destino
- El transporte a la terminal de almacenamiento corresponde al costo de transporte terrestre o tubería desde el puerto hasta la terminal, por ejemplo Pascuales en el área de Guayaquil
- El margen de Petroecuador es el margen bruto (gross margin) o ingreso neto unitario, a partir del cual debe recuperar sus costos de inversión y operación para este producto y la utilidad correspondiente. Para el ejercicio de aplicación se adoptaron valores estimados.

- El transporte a estaciones es el costo del flete terrestre por camión tanque para distribuir el producto a cada estación

- El margen de la estación de servicio es el margen bruto (gross margin) o ingreso neto unitario que le permite a la estación recuperar sus costos adicionales de inversión y operación para vender este producto, más la utilidad correspondiente. Para el ejercicio de aplicación se utilizó un valor estimado.

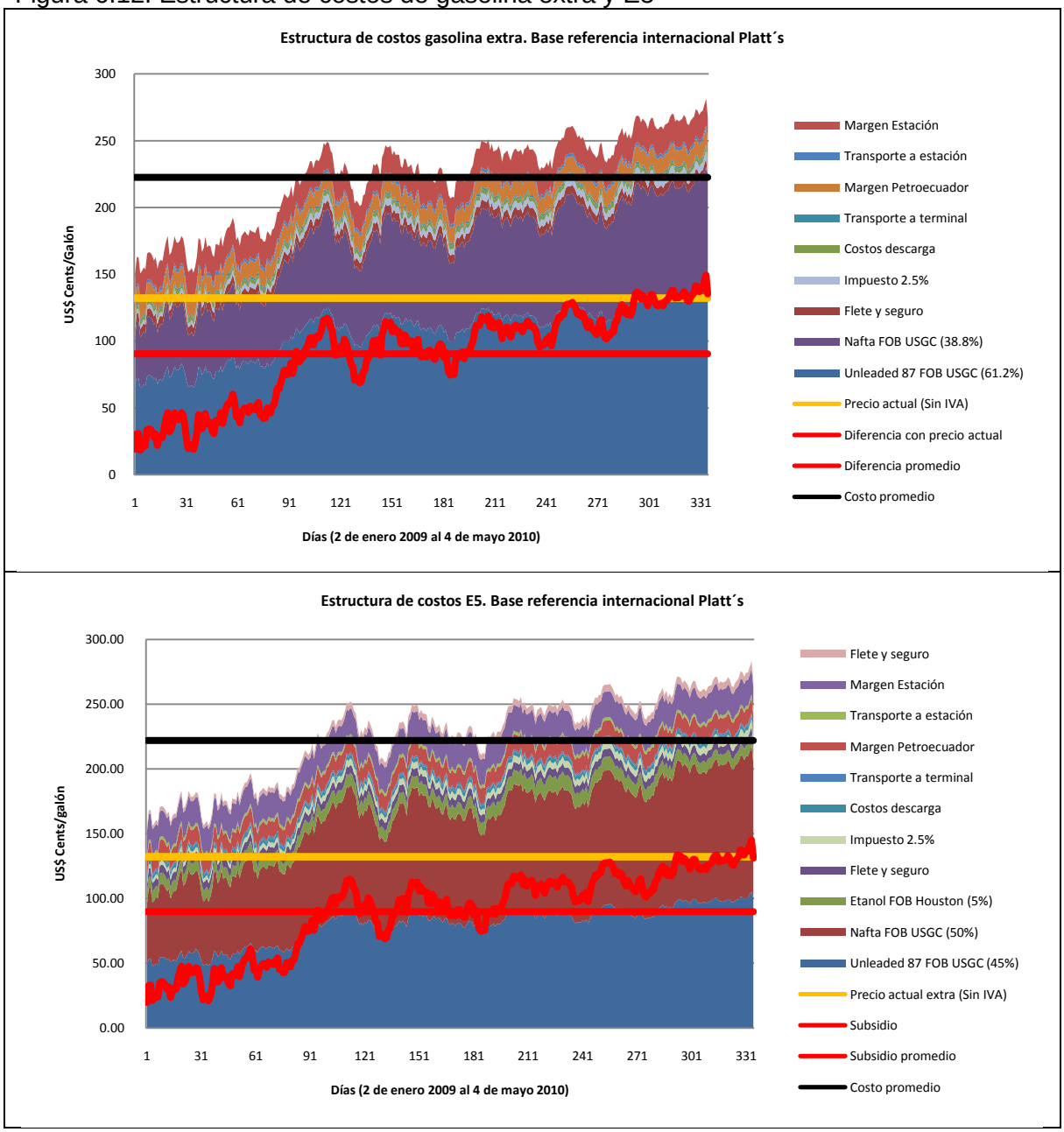
6.3.1.5 EJERCICIO DE APLICACIÓN

A continuación se presenta un ejercicio de aplicación de la metodología propuesta, analizándose la estructura comparada de costos de la E5 con la gasolina extra, ambas con la misma metodología de referencia internacional para permitir dicha comparación. Se efectuó también el análisis de los efectos sobre los costos y diferencias de precios respecto al valor actual subsidiado para ambos combustibles, E5 y gasolina extra, así como los efectos sobre la mezcla E5 del pago de precios más altos por el etanol, como es el caso del precio pagado actualmente para el Plan Piloto y del precio a costo de oportunidad de la exportación de alcohol potable a Colombia. En el Anexo se presentan los mismos análisis para la E10, conformada por la mezcla de 10% de etanol, 45% de nafta y 45% de NAO.

6.3.1.5.1 ESTRUCTURA DE COSTOS

En la Figura 6.12 se muestra la estructura de costos de la gasolina extra y de la mezcla E5 aplicando la metodología de referencia internacional basada en Platt´s. Puede observarse que la mayor parte del costo proviene de los productos utilizados. Igualmente, el periodo analizado parte de una situación de mercado de bajos precios en los primeros meses del año 2009, seguida por una tendencia de crecimiento sostenido hasta comienzos de mayo del 2010. Como es natural, el valor de la diferencia respecto al precio actual, indicativo del subsidio por galón, es creciente en función del incremento de los precios de mercado.

Figura 6.12. Estructura de costos de gasolina extra y E5



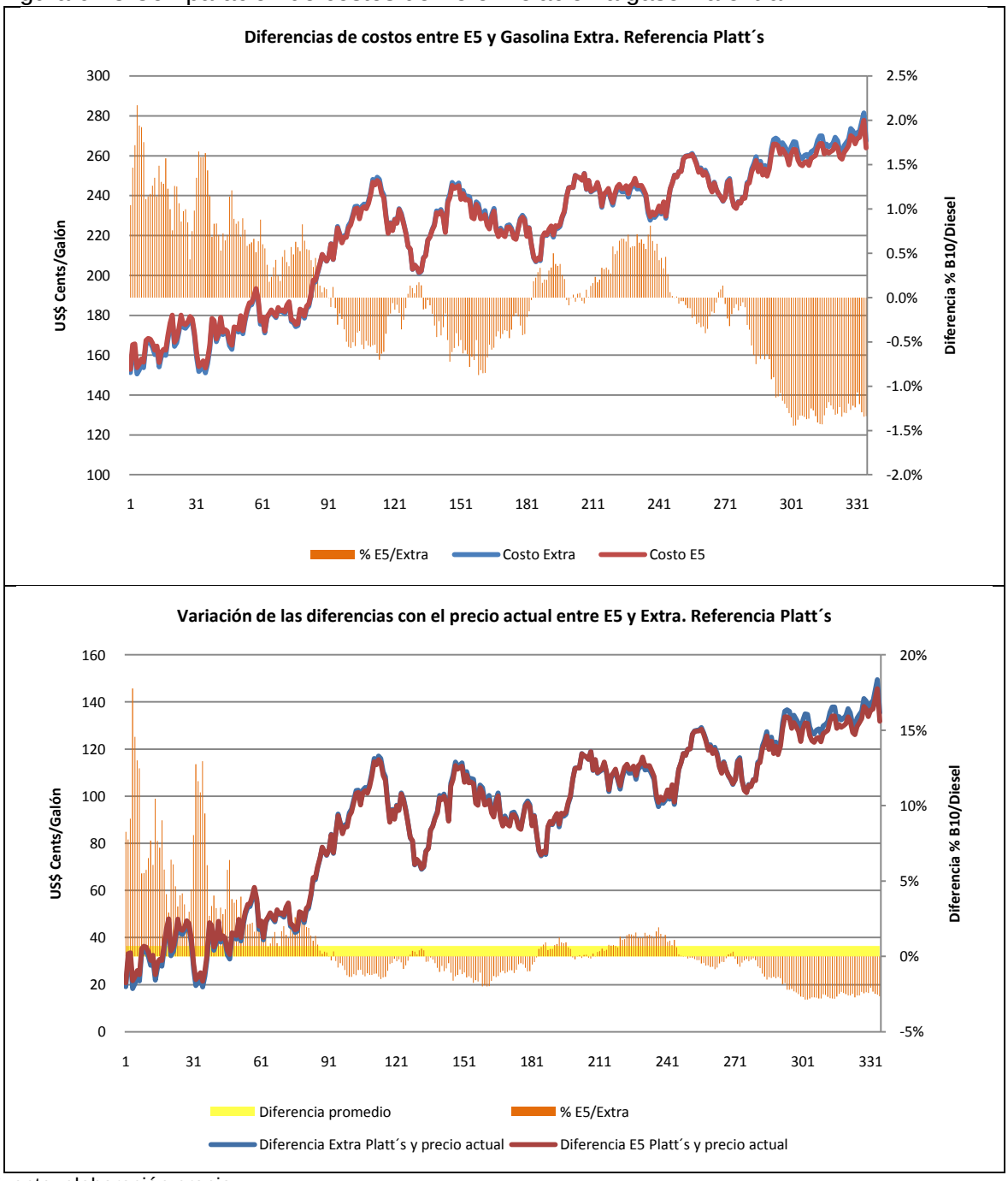
Fuente: elaboración propia

6.3.1.5.2 EFECTOS SOBRE LOS PRECIOS

En las Figuras 6.13 y 6.14 se presentan la comparación de precios entre E5 y gasolina extra siguiendo la referencia internacional y también utilizando para el etanol los precios del Plan

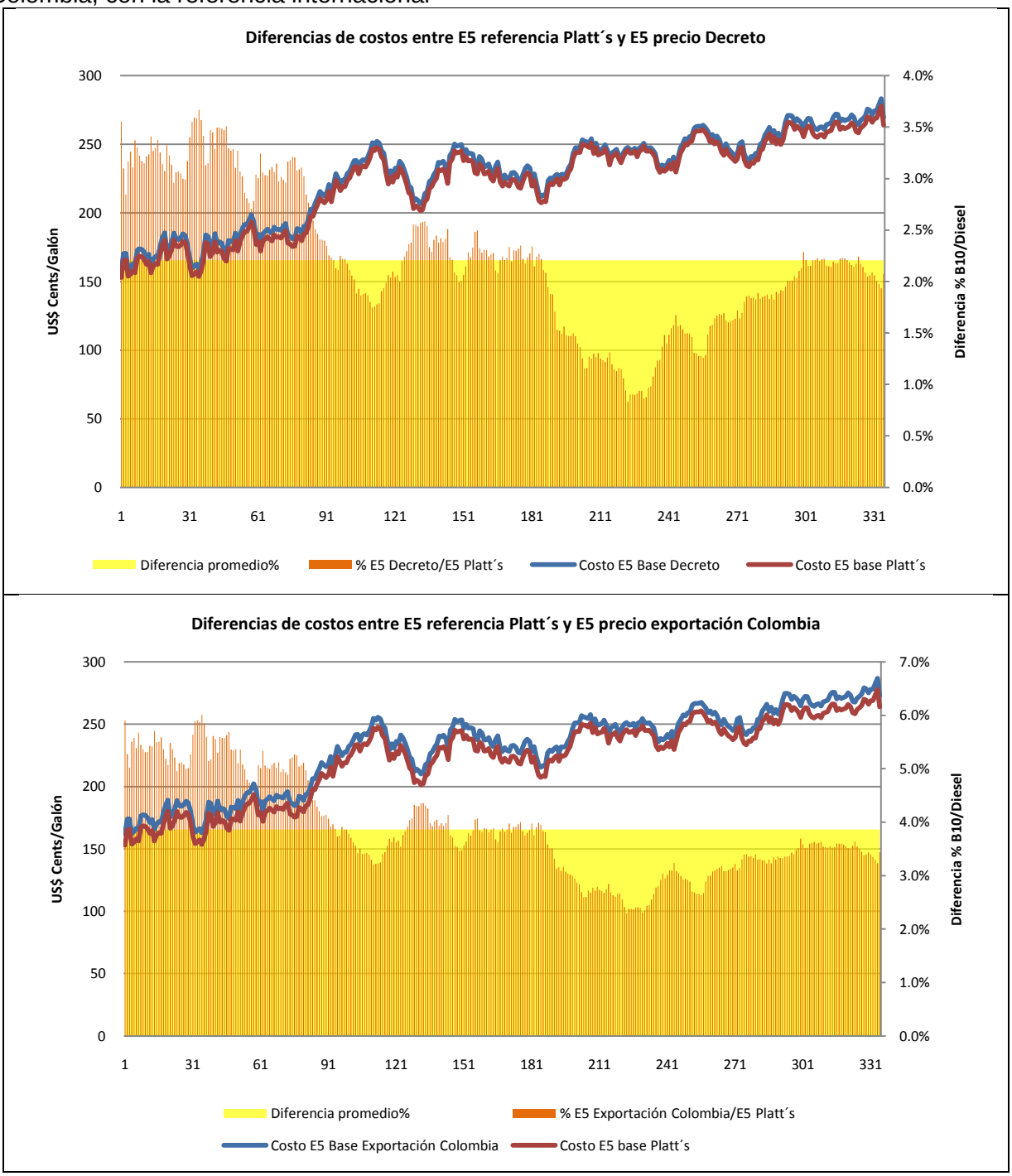
Piloto y de exportación de alcohol potable a ColombiaFigura 4.13 Comparación de costos de E5 en relación a gasolina extra

Figura 6.13 Comparación de costos de E5 en relación a gasolina extra



Fuente: elaboración propia

Figura 6.14 Comparación entre los costos de E5 a precios Plan Piloto y exportación a Colombia, con la referencia internacional



Fuente: elaboración propia

El análisis de la información muestra principalmente que:

- Debido al comportamiento de los precios internacionales en el período analizado, la introducción de E5 no adiciona ningún costo en promedio para todo el período cobre la gasolina extra, la diferencia media de precios en dicho período es nula

- A medida que los precios de la gasolina crecen, debido a la menor volatilidad del etanol este que da por debajo, en consecuencia la mezcla con etanol en esas condiciones tiende a ser más barata.

- Esto significa que, de mantenerse los subsidios, las diferencias con el precio actual, indicativas de dichos subsidios, no mostrarían en promedio un incremento significativo, el que sería del orden del 1%.

- El sobrecosto pagado actualmente en el Plan Piloto se diluye debido al pequeño porcentaje de mezcla, pero representa en promedio un 2.2% más en relación a la misma mezcla con el etanol a precio internacional. Pagar el costo de oportunidad el precio de exportación de alcohol potable a Colombia elevaría esa diferencia promedio para 2009-2010 a cerca de un 4%

- El precio del etanol para el Plan Piloto podría mantenerse mientras dura el Plan y los contratos respectivos y se levantan los subsidios a los combustibles, la diferencia podría ser absorbida por los aumentos de precios que podrían darse en el mercado, luego debería ajustarse a precios variables siguiendo la metodología propuesta.

- No es aconsejable ir hacia precios mayores basados en costos de oportunidad de otros productos, específicamente no deberían pagarse por el etanol precios similares a los de exportación de alcohol potable a Colombia.

6.3.1.5.3 CÁLCULO DE PRECIOS SOBRE BASE TRIMESTRAL

La aplicación de una fórmula dinámica ajustada en función de variaciones de precios de mercado internacional requiere de la definición de algunos criterios de política de precios no solo para las mezclas con biocombustibles sino para los combustibles en general, no es conveniente establecer precios con distintas metodologías.

La propuesta para los biocombustibles es de precios regulados, en base a la metodología propuesta. Una primer pregunta es qué pasa con los derivados del petróleo, también serán precios regulados? Se asume que sí.

La siguiente cuestión es sobre la periodicidad de los ajustes de precios. En un extremo podrían estar los ajustes semanales, que es un traslado prácticamente directo de las variaciones internacionales al mercado interno, lo cual sería conveniente para la industria, en este caso

Petroecuador, pero daría mucha volatilidad al mercado interno. En el otro extremo podrían estar ajustes semestrales o anuales, que darían más tranquilidad al mercado interno, pero podrían tener un fuerte impacto sobre los costos financieros de Petroecuador.

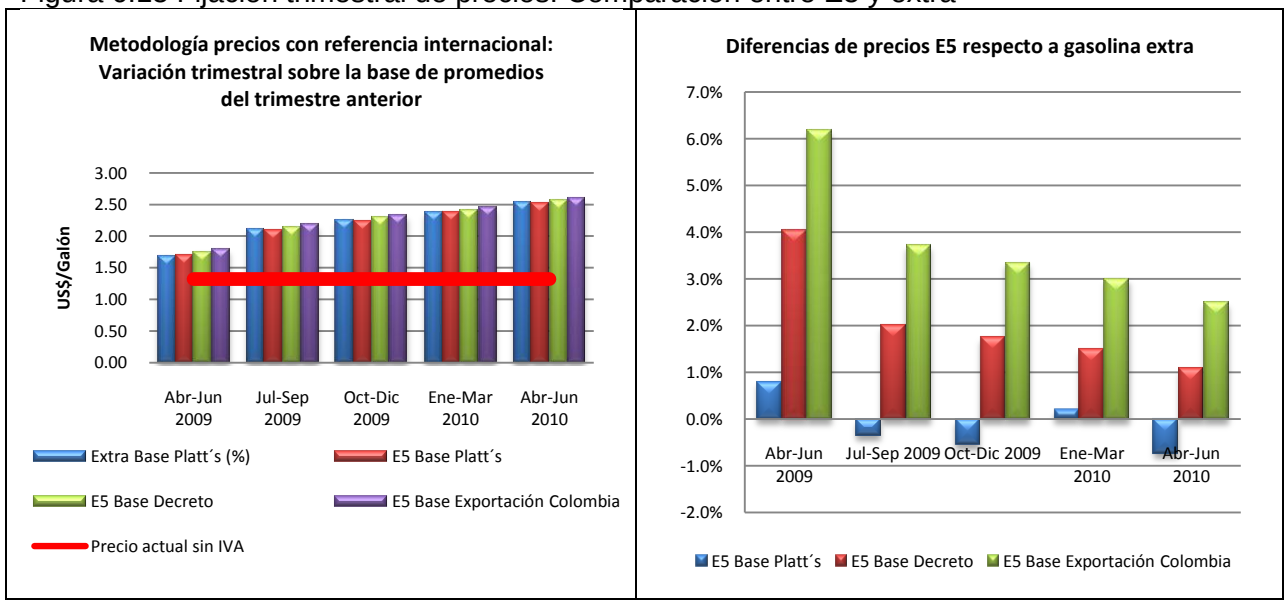
A efectos de mostrar cómo sería la fijación de los precios internos, se realizó un cálculo de cambios trimestral de precios. Se tomó como base el promedio de precios de un período similar, es decir el trimestre anterior, lo cual implica un promedio de aproximadamente 62-63 días Platt´s (hábiles) por trimestre. Los resultados se muestran en la Tabla 6.9 y en la Figura 6.15.

Tabla 6.9
Precios trimestrales sobre referencia internacional del trimestre anterior (US$/Galón sin IVA)

	Abr-Jun 2009	Jul-Sep 2009	Oct-Dic 2009	Ene-Mar 2010	Abr-Jun 2010
Extra Base Platt´s (%)	1.68	2.10	2.25	2.38	2.54
E5 Base Platt´s	1.70	2.10	2.24	2.39	2.52
E5 Base Decreto	1.75	2.15	2.29	2.42	2.56
E5 Base Exportación Colombia	1.79	2.18	2.32	2.45	2.60
Precio actual Extra sin IVA	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32

Fuente: elaboración propia

Figura 6.15 Fijación trimestral de precios. Comparación entre E5 y extra



Fuente: elaboración propia

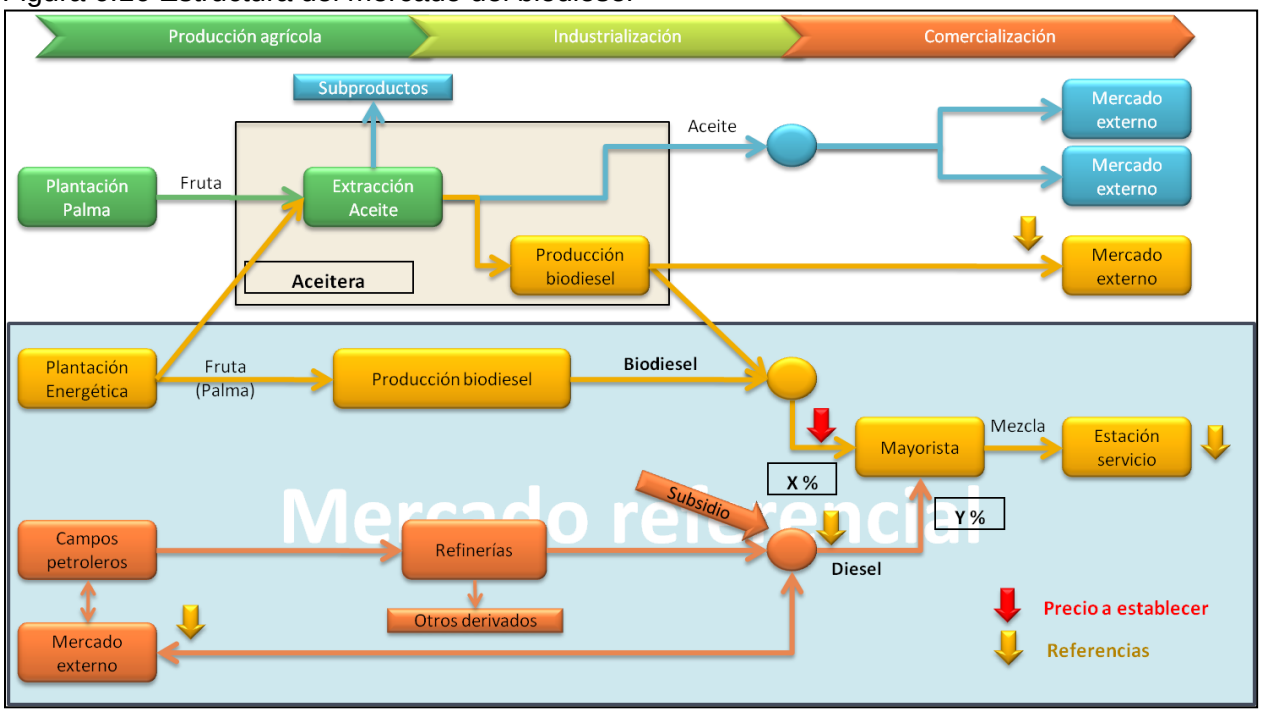
Puede verse que la tendencia creciente de los precios de referencia internacionales en el período analizado con los datos de Platt´s disponibles, es traslada al mercado interno de manera suavizada sin fluctuaciones bruscas. También se observa que el precio de E5 sobre base Platt´s tiene un comportamiento similar a la gasolina extra, estando su precio alternadamente por encima y debajo con diferencias pequeñas. En cambio las diferencias son siempre positivas y mucho mayores si se paga por el etanol el precio de Plan Piloto o el precio de exportación a Colombia, aunque esas diferencias disminuyen, como es natural, a medida que los precios de los derivados de petróleo en la mezcla se incrementan.

6.3.2 BIODIESEL

6.3.2.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

La estructura del mercado para el caso de la mezcla de biodiesel con diesel oil, se presenta en la Figura 6.16.

Figura 6.16 Estructura del mercado del biodiesel



Fuente: elaboración propia

En este caso caben consideraciones similares que para el caso del etanol. Existe actualmente una industria aceitera que produce aceite de palma, solo una de las compañías importantes (La Fabril) produjo biodiesel para exportación, en lo que va del año 2010 no está produciendo, no se cuenta actualmente con información sobre sus planes al respecto.

En la parte inferior del diagrama de la Figura 6.16 se observa la estructura referencial del mercado exclusivamente para fines energéticos, basada en plantaciones energéticas y nuevas plantas de biodiesel independientes y también nuevas plantas de las industrias existentes pero dedicadas exclusivamente a producir biodiesel para uso energético. El concepto de las plantaciones energéticas de caña de azúcar debería aplicarse también a la palma africana con el objeto de producir biodiesel.

Los objetivos básicos de un mercado con estas características son:

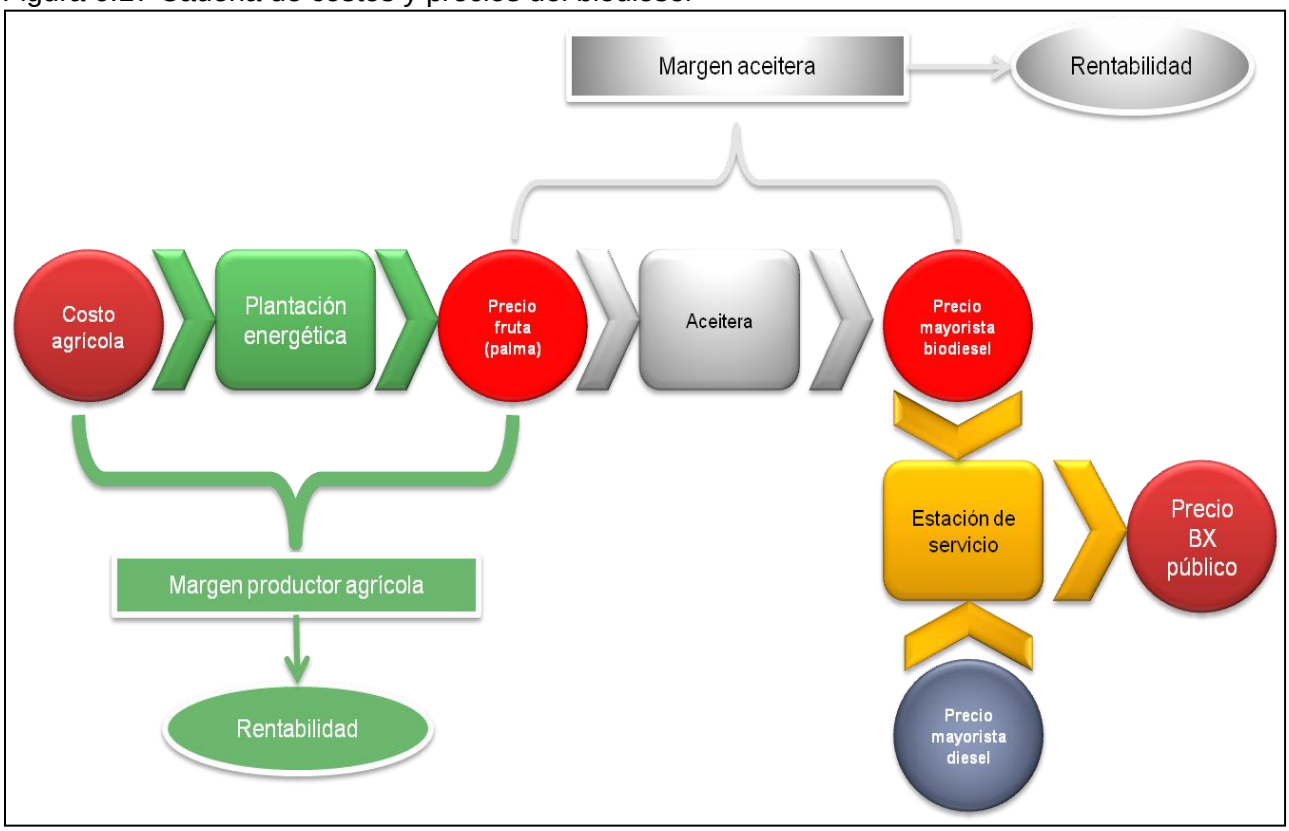
- Asegurar la producción de biodiesel, a ser vendida por contrato con obligación de venta y compra a Petroecuador, como distribuidor mayorista

- Optimizar el precio a pagar por el biodiesel, ya que este producto, si bien en el mercado internacional tiene precios siempre por encima del diesel oil derivado del petróleo, el costo de oportunidad que podrían pretender los productores, que es el del aceite de palma, superior aún al del biodiesel, puede ser evitado en función de la capacidad de producción excedente. Actualmente hay excedentes de unas 250,000 TM de producción de aceite que pueden ser suficientes para penetrar al mercado de combustibles en mezclas comenzando en el 5% y hasta un 10% al 2015, como inicio de un programa que llegaría posteriormente a la comercialización de B20 (20% de biodiesel y 80% de diesel oil).

6.3.2.2 CADENA DE COSTOS Y PRECIOS

En la Figura 6.17 se presenta la cadena de costos y precios para el biodiesel, desde la producción de la materia prima hasta las mezclas con diesel y su venta al público. Los precios de la materia prima deben permitir generar un margen que resulte en una rentabilidad apropiada para el productor agrícola. A su vez el precio mayorista del biodiesel debe producir también un margen para la planta de aceites, que resulte en una tasa de retorno sobre la inversión dentro de rangos que incentiven la inversión en nuevas destilerías. Al mismo tiempo, al final de esta cadena de costos y precios, el producto debe llegar al punto de mezcla y distribución con un precio compatible con las referencias de mercado para evitar sobrecostos al consumidor final o aumentos de los subsidios del Estado mientras estos se mantengan.

Figura 6.17 Cadena de costos y precios del biodiesel

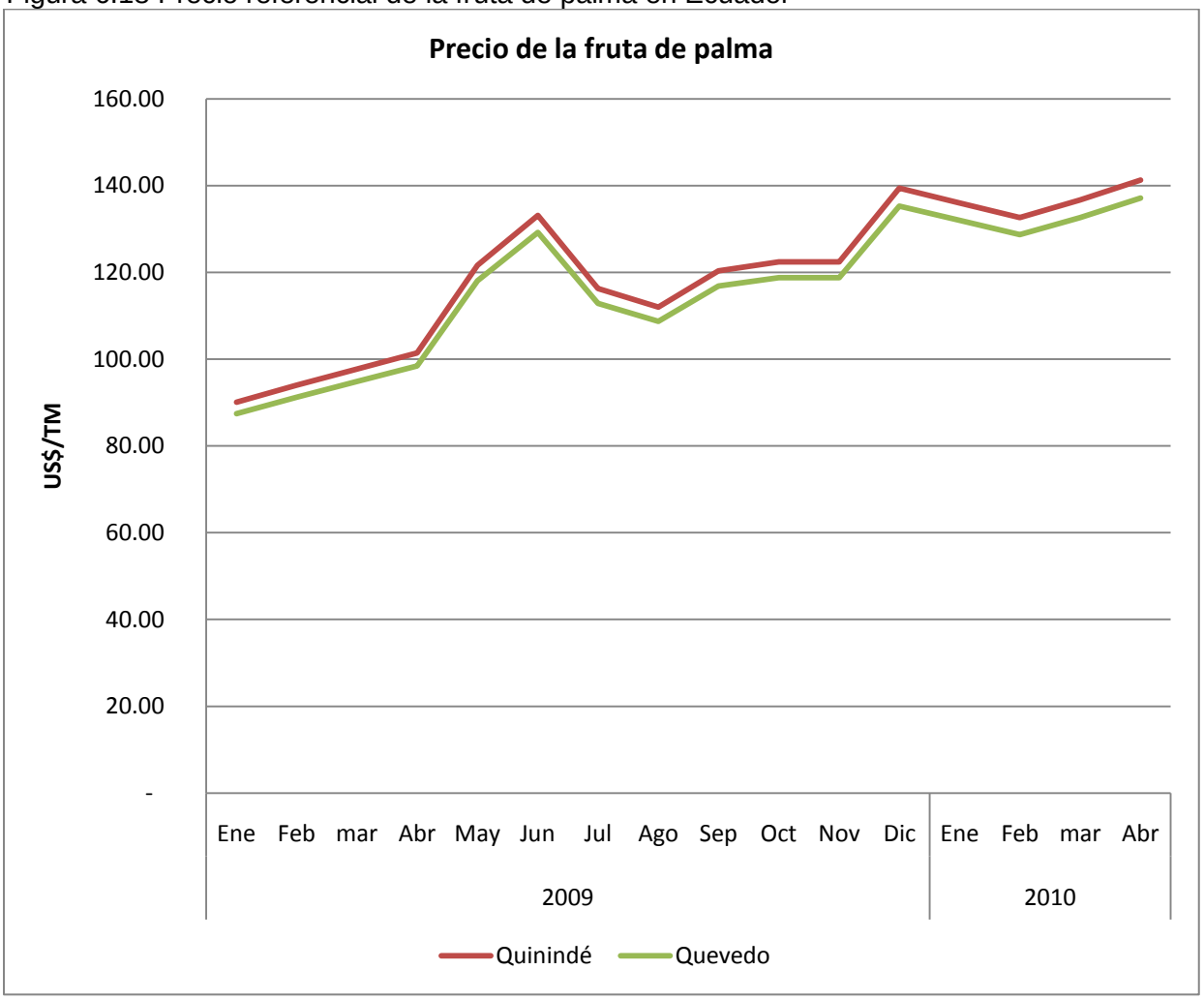


Fuente: Elaboración propia

De manera similar al etanol, la nueva metodología propuesta tiene las siguientes características:

- Los precios del biodiesel y los combustibles que componen la mezcla son regulados
- Toma como referencia los precios internacionales del biodiesel y el diesel que componen la mezcla
- Es dinámica, ajustando los precios en función de la evolución de las referencias adoptadas
- Para la materia prima no se propone una regulación específica, sino tomar los mismos precios vigentes para la fruta de palma (Figura 6.18)
- Se verifica la rentabilidad en las dos etapas de la cadena, agrícola e industrial, a efectos que no baje de un mínimo que permita sostener la actividad pero que tampoco sea excesiva para no trasladar sobrecostos al consumidor

Figura 6.18 Precio referencial de la fruta de palma en Ecuador



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANCUPA

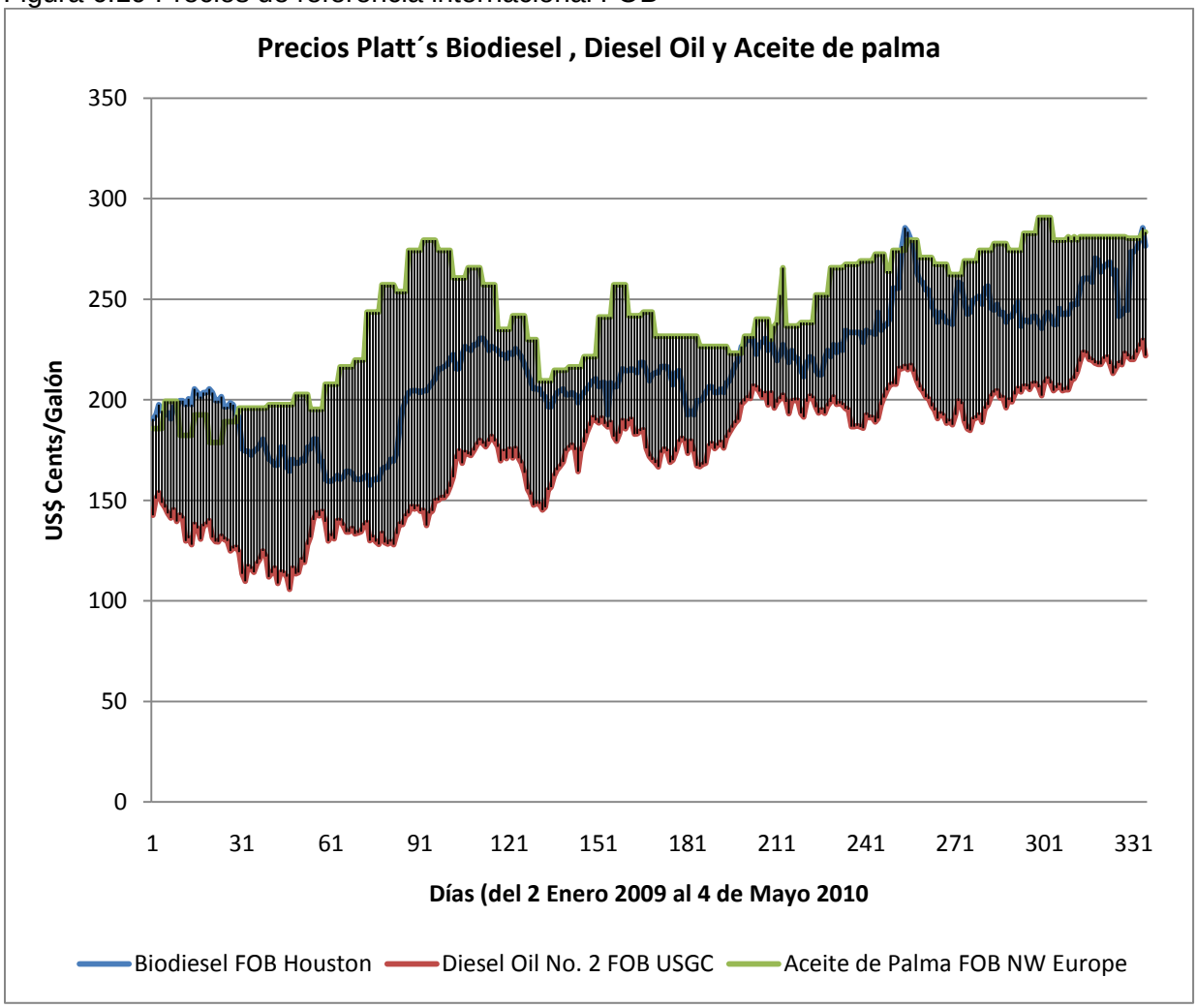
6.3.2.3 PRECIOS INTERNACIONALES DE BIODIESEL, DIESEL Y ACEITE DE PALMA

El biodiesel muestra un comportamiento en el mercado completamente distinto el del etanol. A diferencia de este, no muestra una dinámica de mercado propia y sus precios siguen estrechamente a los del diesel oil con un notable paralelismo y siempre por encima de este último (Figura 6.19).

A su vez, el precio internacional del aceite de palma sigue las mismas tendencias y se sitúa siempre por encima del biodiesel. El precio de referencia nacional del aceite de palma sigue la

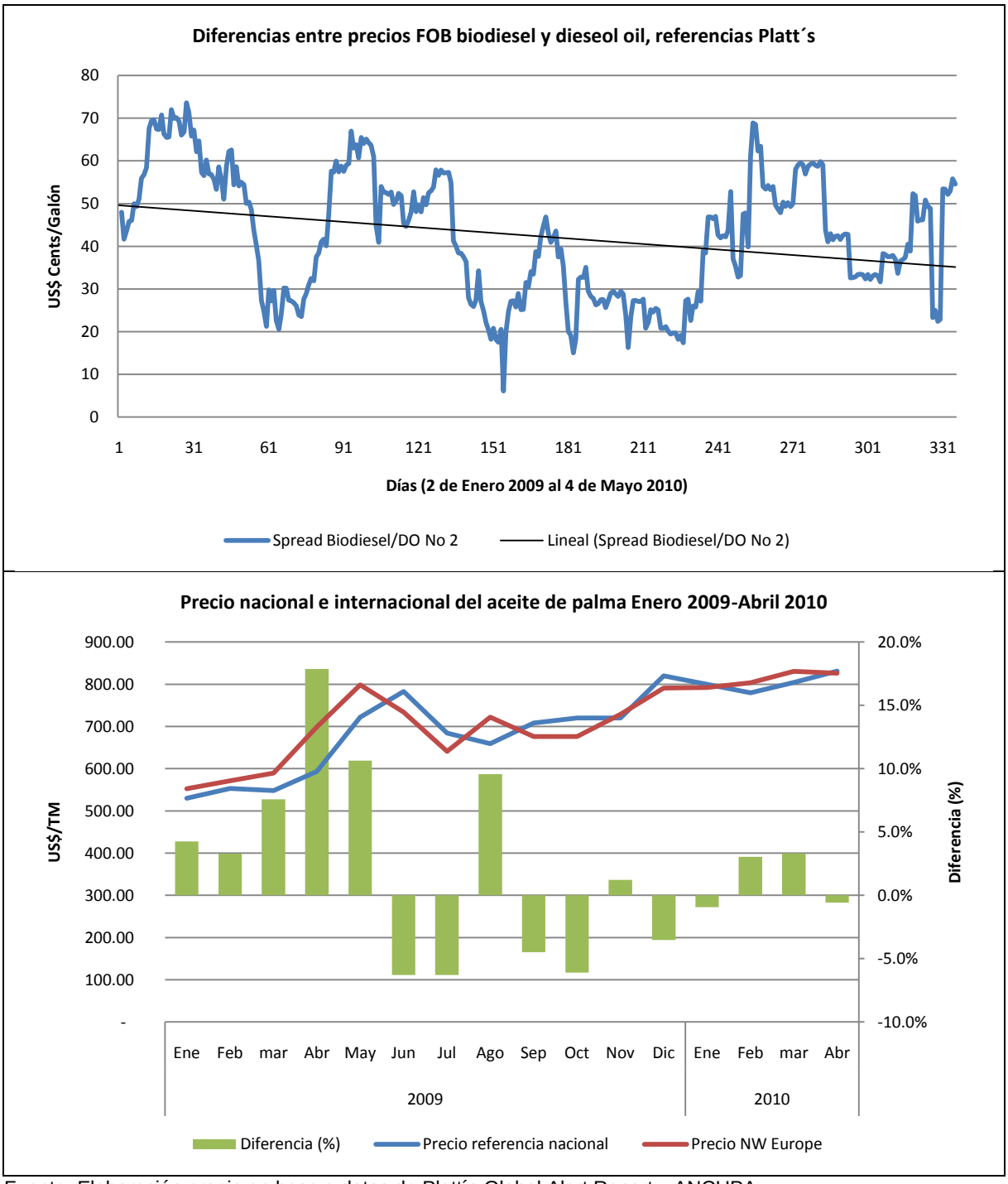
referencia internacional con cierto retraso, mientras que la diferencia (spread) entre el precio del biodiesel y el del diesel oil varía a lo largo del tiempo pero siempre muestra valores significativos (Figura 6.20). Debido a que el precio nacional del aceite sigue de cerca el precio internacional, este se utilizó como referencia en el ejercicio de aplicación ya que la información disponible es semanal mientras que para el precio nacional es mensual

Figura 6.19 Precios de referencia internacional FOB



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Platt´s Global Alert Report y ANCUPA

Figura 6.20 Diferencias de precios del biodiesel y el diesel. Precio nacional del aceite de palma



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Platt´s Global Alert Report y ANCUPA

6.3.2.4 FÓRMULA DE CÁLCULO

La fórmula detallada para el cálculo de precios es:

Costo B (20%)=(Precio FOB Diesel)*0.80 + (Precio FOB Biodiesel)*0.20 + Flete y Seguro + Impuesto 2.5% + Ajuste por Cetano + Costo descarga en puerto + Transporte a terminal + Margen Petroecuador + Transporte a estaciones + Margen estación

Donde:

- El precio FOB de la referencia internacional es el promedio diario Platt´s de Costa del Golfo (USGC) para el Diesel Oil No 2 (0.2% de azufre, 40 Cetano[38])
- El precio FOB del biodiesel es la referencia Platt´s FOB Houston.
- Flete y seguro pueden estimarse en base a la referencia Wordscale para un tamaño de tanquero pre-determinado en la ruta Costa del Golfo- puerto ecuatoriano, ajustada por los índices Flats publicados también en Platt´s, considerando además el tránsito por el canal de Panamá y demoras en la carga y descarga (laytime). Para efectos del ejercicio de aplicación se tomaron valores estimados
- El impuesto del 2.5% se aplica sobre el valor CIF, es decir FOB más seguro y flete
- Ajuste por Cetano. Se asume que el diesel vendido en el país es de 45 Cetanos, ajustándose la diferencia de calidad en más ajustando el costo del aditivo. No se considera ajuste por azufre, ya que este es no lineal y solo podría ser significativo para diesel de muy bajo contenido de azufre (ultra low sulfur)
- Los costos de descarga corresponden a los originados en la descarga del buque en puerto de destino
- El transporte a la terminal de almacenamiento corresponde al costo de transporte terrestre o tubería desde el puerto hasta la terminal, por ejemplo Pascuales en el área de Guayaquil
- El margen de Petroecuador es el margen bruto (gross margin) o ingreso neto unitario, a partir del cual debe recuperar sus costos de inversión y operación para este producto y la utilidad correspondiente. Para el ejercicio de aplicación se adoptaron valores estimados.
- El transporte a estaciones es el costo del flete terrestre por camión tanque para distribuir el producto a cada estación
- El margen de la estación de servicio es el margen bruto (gross margin) o ingreso neto unitario que le permite a la estación recuperar sus costos adicionales de inversión y operación para vender este producto, más la utilidad correspondiente. Para el ejercicio de aplicación se utilizó un valor estimado.

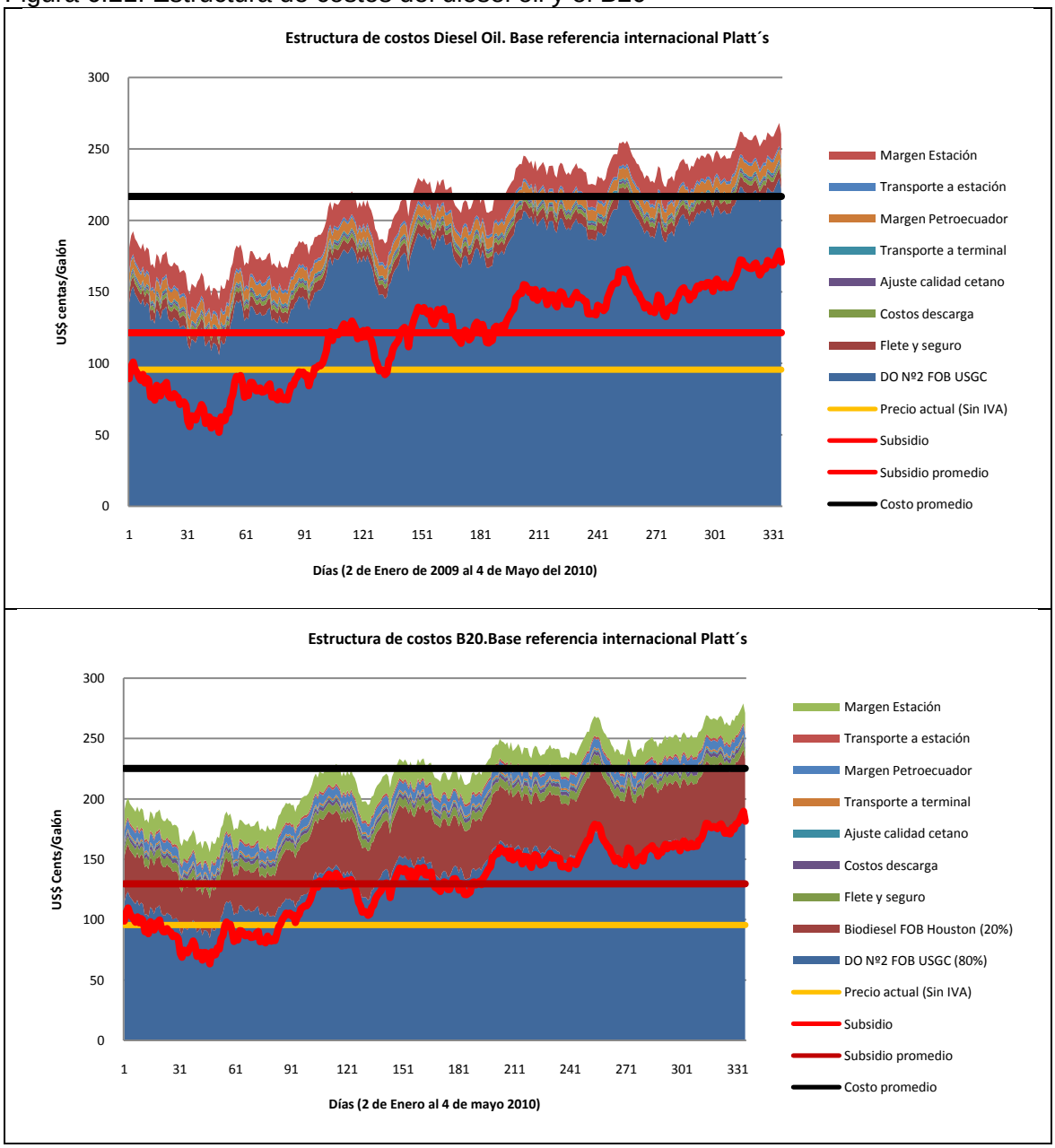
6.3.2.5 EJERCICIO DE APLICACIÓN

[38] Número de Cetano: Es la fracción de volumen (% volumen) de n-hexadecano (Cetano) en mezcla con 1-metil-naftaleno, que produce un combustible con la misma calidad de ignición que una muestra. Físicamente el número de Cetano representa el retardo de la ignición, es decir un mayor número de Cetano implica un menor retardo de la auto ignición del combustible en el motor de ciclo Diesel (autoencendido por compresión).

6.3.2.5.1 ESTRUCTURA DE COSTOS

En la Figura 6.21 se muestra la estructura de costos del diesel oil y de la mezcla B20 aplicando la metodología de referencia internacional basada en Platt´s.

Figura 6.21. Estructura de costos del diesel oil y el B20



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Platt´s Global Alert Report

Puede observarse que la mayor parte del costo proviene de los productos utilizados. Igualmente, el periodo analizado parte de una situación de mercado de bajos precios en los primeros meses del año 2009, seguida por una tendencia de crecimiento sostenido hasta comienzos de mayo del 2010. Como es natural, el valor de la diferencia respecto al precio actual, indicativo del subsidio por galón, es creciente en función del incremento de los precios de mercado y sus niveles son mucho más altos que los correspondientes a gasolinas.

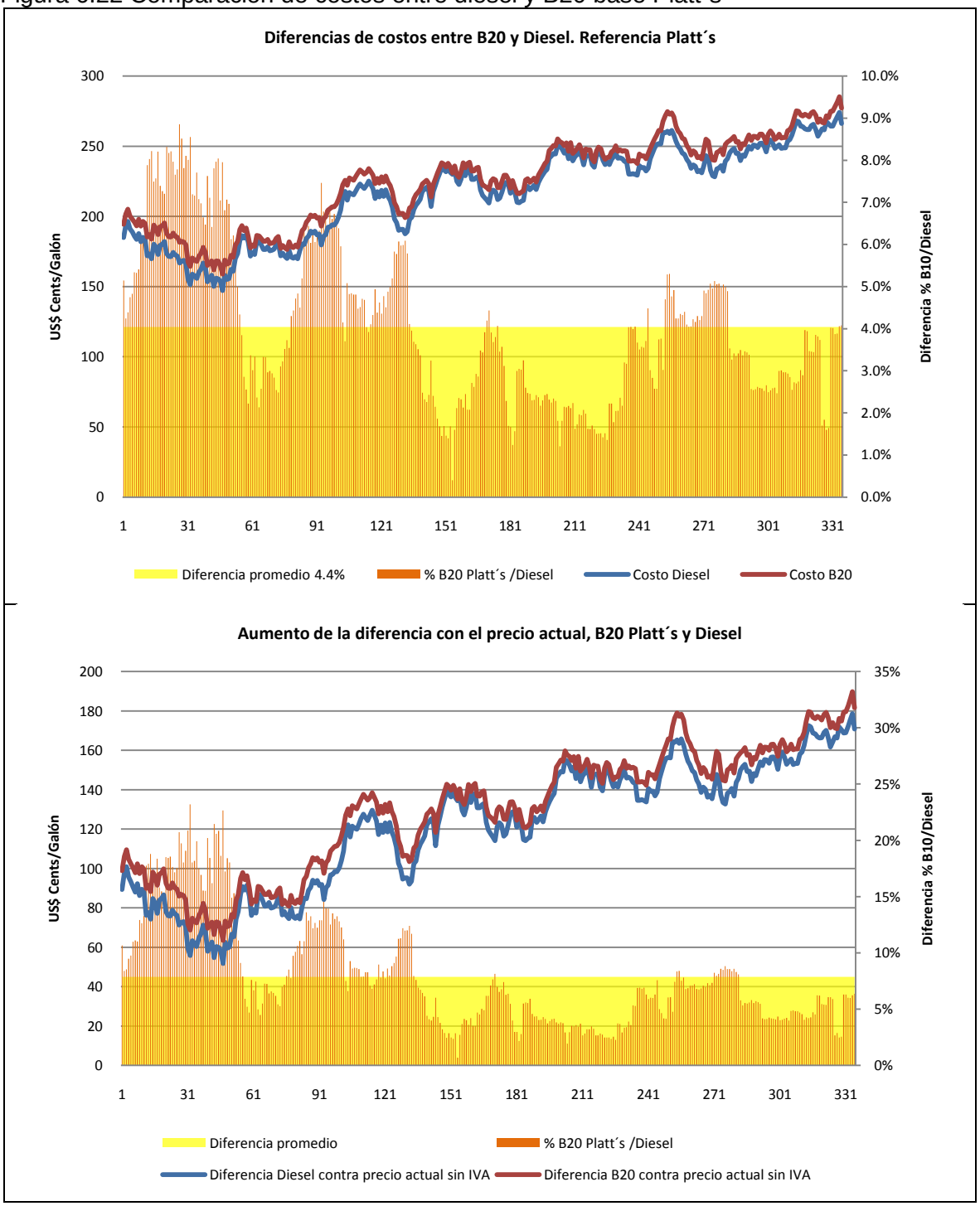
6.3.2.5.2 EFECTOS SOBRE LOS PRECIOS

En las Figuras 6.22 y 6.23 se presentan la comparación de costos y diferencias de precios respecto al precio actual (indicativa del subsidio) entre el B20 y el diesel oil siguiendo la referencia internacional y también utilizando para el biodiesel la referencia del precio internacional del aceite de palma.

El análisis de la información muestra principalmente que:

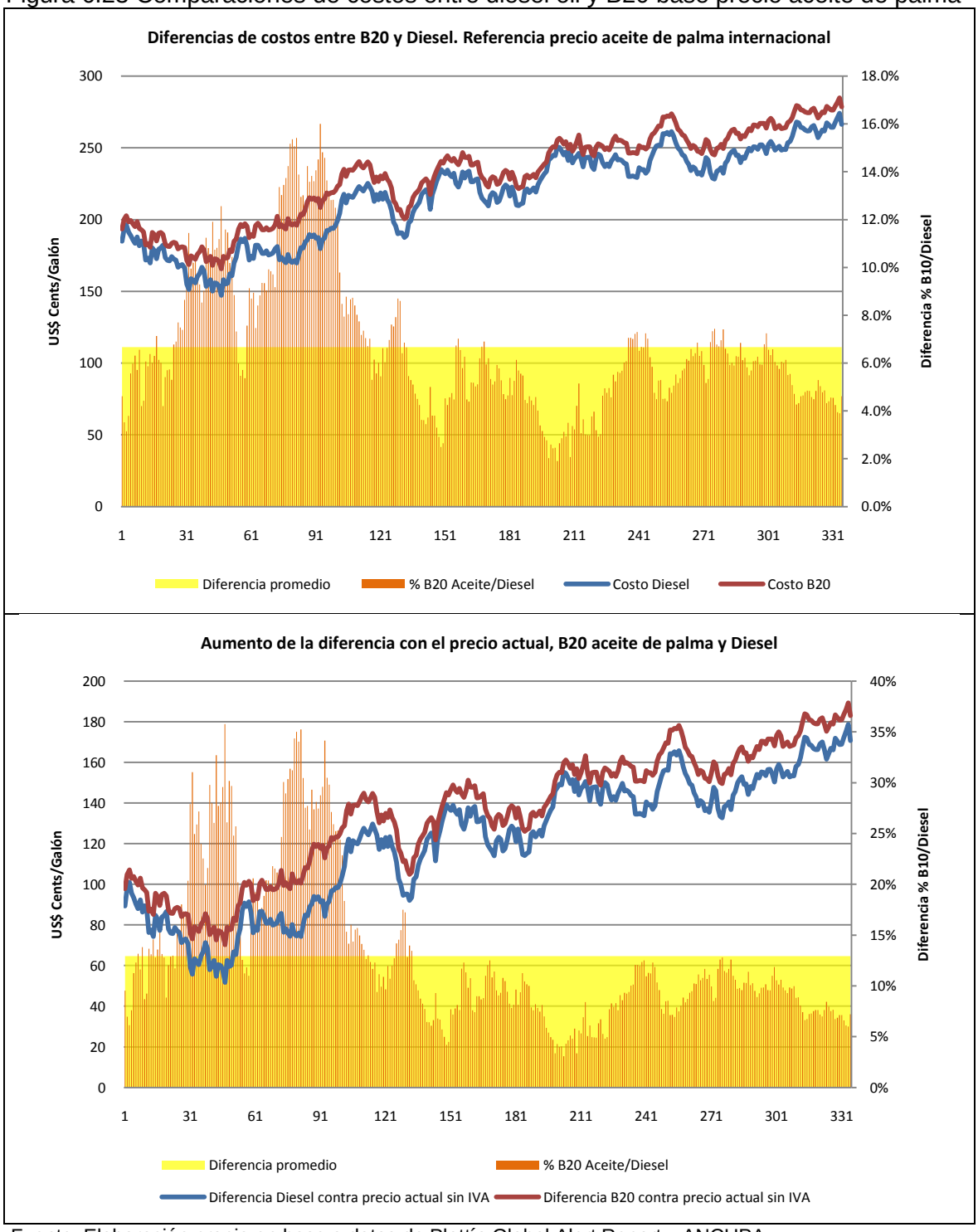
- Debido al comportamiento de los precios internacionales del biodiesel en relación al diesel, la adición de biodiesel implica siempre un aumento de costos respecto al diesel oil puro
- La diferencia media de costo entre el B20 y el diesel es del 4% para el período analizado
- Esto significa que, de mantenerse los subsidios, las diferencias con el precio actual, indicativas de dichos subsidios, mostrarían en promedio un incremento significativo del 7.5%.
- Si se paga por el biodiesel el costo de oportunidad del precio internacional del aceite de palma, como este es siempre superior al del biodiesel, la diferencia media de costos con el diesel oil sería del 8.8%
- Si se mantuviera el subsidio al diesel en el nivel actual, el mismo hubiera sido un 17.5% mayor en promedio para el período 2009-2010 de pagarse un precio para el biodiesel similar al precio internacional del aceite
- No es aconsejable ir hacia precios mayores basados en costos de oportunidad de otros productos, es conveniente negociar con los productores precios basados en la referencia internacional del precio del biodiesel y no del aceite de palma.

Figura 6.22 Comparación de costos entre diesel y B20 base Platt´s



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Platt´s Global Alert Report

Figura 6.23 Comparaciones de costos entre diesel oil y B20 base precio aceite de palma



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Platt´s Global Alert Report y ANCUPA

6.3.2.5.3 CÁLCULO DE PRECIOS SOBRE BASE TRIMESTRAL

La aplicación de una fórmula dinámica ajustada en función de variaciones de precios de mercado internacional requiere de la definición de algunos criterios de política de precios no solo para las mezclas con biocombustibles sino para los combustibles en general, no es conveniente establecer precios con distintas metodologías.

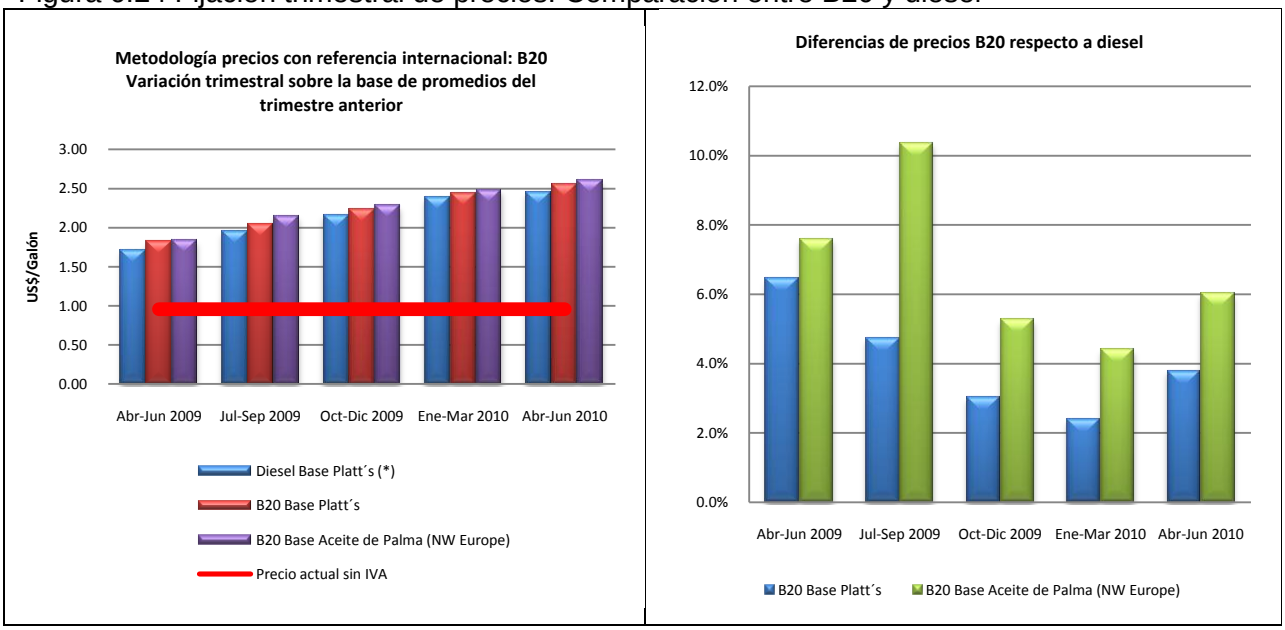
Siguiendo lo indicado en el caso del etanol, se asume que los precios de todos los combustibles serán regulados. Asimismo, valen las mismas consideraciones expresadas para el caso del etanol sobre periodicidad de los ajustes. A efectos de mostrar cómo sería la fijación de los precios internos, se realizó un cálculo de cambios trimestrales de precios. Se tomó como base el promedio de precios de un período similar, es decir el trimestre anterior, lo cual implica un promedio de aproximadamente 62-63 días Platt´s (hábiles) por trimestre. Los resultados se muestran en la Tabla 6.10 y en la Figura 6.24.

Tabla 6.10
Precios trimestrales sobre referencia internacional del trimestre anterior (US$/Galón sin IVA)

	Abr-Jun 2009	Jul-Sep 2009	Oct-Dic 2009	Ene-Mar 2010	Abr-Jun 2010
Diesel Base Platt´s (*)	1.71	1.95	2.17	2.38	2.46
B20 Base Platt´s	1.82	2.04	2.23	2.44	2.55
B20 Base Aceite de Palma (NW Europe)	1.88	2.21	2.33	2.54	2.67
Precio actual sin IVA	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96

Fuente: elaboración propia

Figura 6.24 Fijación trimestral de precios. Comparación entre B20 y diesel



Fuente: elaboración propia

Puede verse que la tendencia creciente de los precios de referencia internacionales en el período analizado con los datos de Platt´s disponibles, es trasladada al mercado interno de manera suavizada sin fluctuaciones bruscas. También se observa que el precio de la mezcla B20 sobre base Platt´s muestra diferencias porcentuales decrecientes a medida que suben los precios de referencia de los combustibles, aunque esas diferencias son siempre positivas. Debe recordarse que el biodiesel es siempre más caro que el diesel. Esas diferencias se ampliarían significativamente si se pagara por el biodiesel el precio del aceite de palma.

6.4 ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA METODOLOGÍA

6.4.1 ETANOL

La implantación de la nueva regulación de precios para el etanol debería ir pari-pasu con el desarrollo del mercado y el levantamiento del subsidio a la gasolina.

Mientras se completan los dos años del Plan Piloto en Guayaquil se mantendría el sistema actual de precios para el etanol y la mezcla E5 (Ecopaís), avanzándose gradualmente de la siguiente manera:

- Mercado:
  - Reemplazo total de la gasolina extra en Guayaquil por Ecopaís 5%
  - Pasar a Ecopaís 10% en Guayaquil
  - Seguir el mismo proceso en Quito y Cuenca (planes piloto)
  - Mantener el precio actualmente pagado en el Plan Piloto durante la vigencia del contrato vigente, absorbiendo gradualmente la diferencia de precios contar los incrementos esperados con las referencias de mercado, para luego cambiar a la nueva metodología

- Producción:
  - Nueva licitación de compra: otros proveedores con nuevas inversiones o adiciones de capacidad dedicadas exclusivamente a biocombustibles
    - ✓ Para nuevas adquisiciones de producto mantener el precio actualmente pagado en el Plan Piloto durante la vigencia del contrato vigente, si es requerido negociar con la industria existente fórmulas de precios, no valores fijos.
    - ✓ Rango de negociación: costos de oportunidad. Para el comprador, la paridad de importación; para el vendedor, precios de venta de alcohol potable.
  - Identificar y poner en producción en el menor plazo posible cultivos de caña para plantaciones energéticas, dando preferencia al desarrollo de pequeños productores (negocios inclusivos)
  - Avanzar en el desarrollo de cultivos alternativos la caña de azúcar para producción de etanol con fines carburantes

- Constitución de una Empresa Nacional de Biocombustibles como comprador de caña de pequeños y medianos productores independientes exclusivamente para uso energético y su procesamiento en una destilería integrada. Esto puede tener las siguientes ventajas:
  - ✓ Impulsar las fases iniciales del desarrollo del mercado del etanol anhidro carburante
  - ✓ Regular los precios de la materia prima a efectos de proteger la rentabilidad de los pequeños y medianos productores
  - ✓ Asegurar la inversión requerida en destilerías en el período de despegue del mercado
- Plan piloto:
  - ✓ El Plan Piloto ya demostró su viabilidad en cuanto a la existencia del mercado y su aceptación del producto, pero se encuentra limitado por falta de etanol, ya que Producargo no puede aumentar el suministro por encima de los 20.000 litros diarios actuales..
  - ✓ Mientras se desarrolla nueva producción de caña y se contratan proveedores adicionales de etanol, lo que todavía llevará un tiempo, la oferta de etanol estará limitada y podrá eventualmente requerirse la importación de materias primas o producto terminado, provisionalmente hasta que se desarrolla la producción local requerida para sostener el crecimiento del Plan Piloto de acuerdo a lo programado.

➢ Precios
- Mantener un esquema como el actual en la fase piloto
- Comenzar a aplicar gradualmente la nueva metodología de precios en los nuevos contratos, especialmente los de la nueva Empresa Nacional de Biocombustibles
- Llegar al punto de aplicación plena de la nueva metodología de precios basada en referencias internacionales en el momento que se complete el proceso de levantamiento del subsidio a las gasolinas

6.4.2 BIODIESEL

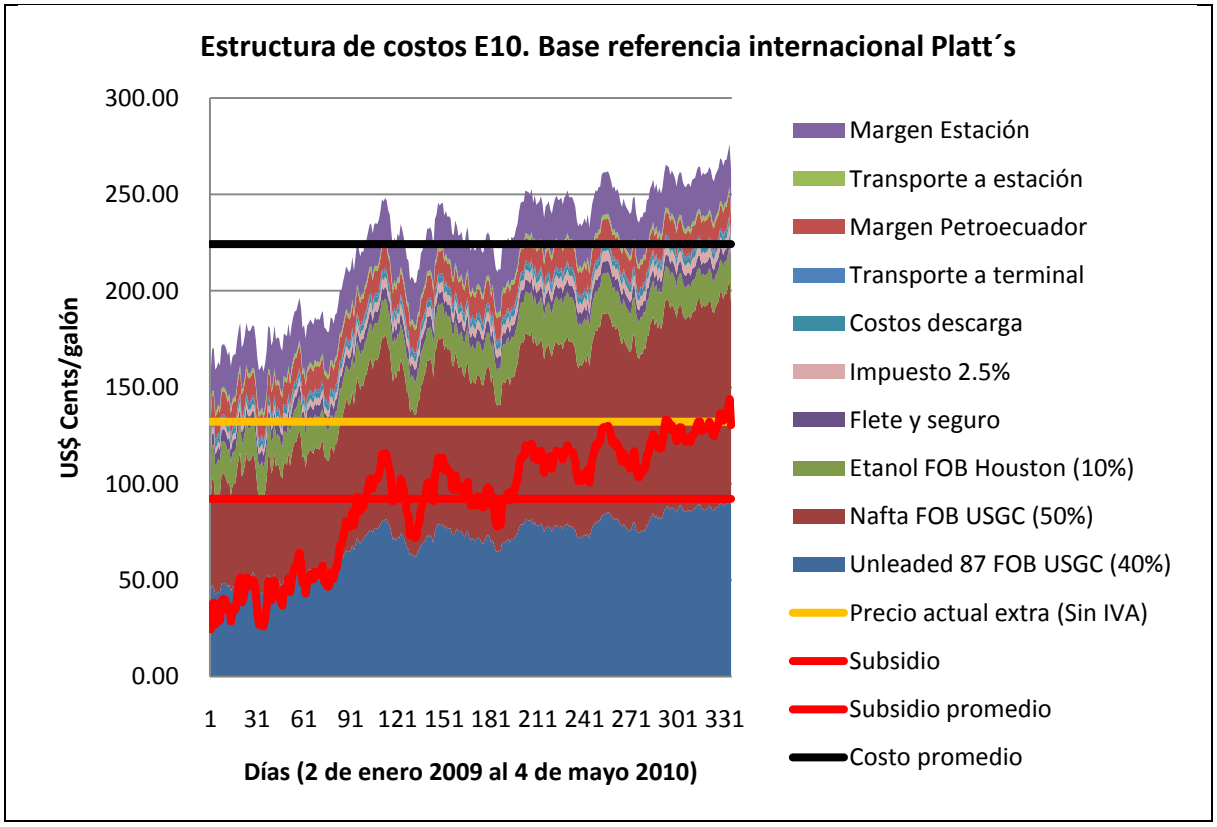
Dado que el biodiesel se encuentra en una etapa más primaria que el etanol, pero al mismo tiempo presenta un mayor potencial de desarrollo por la capacidad del país de producir aceite de palma y también tiene la desventaja de ser más costos que el diesel derivado del petróleo, es conveniente comenzar con un plan piloto a la brevedad posible.

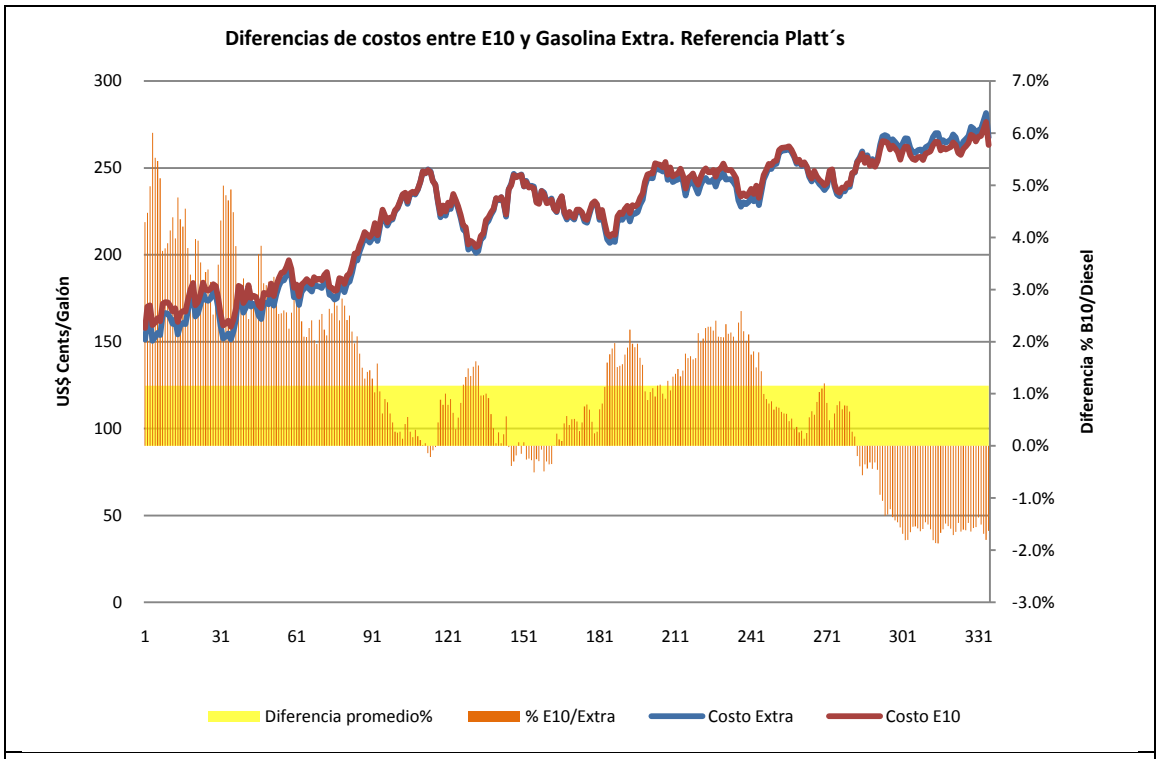
Las etapas de desarrollo pueden seguir lineamientos similares al caso del etanol.

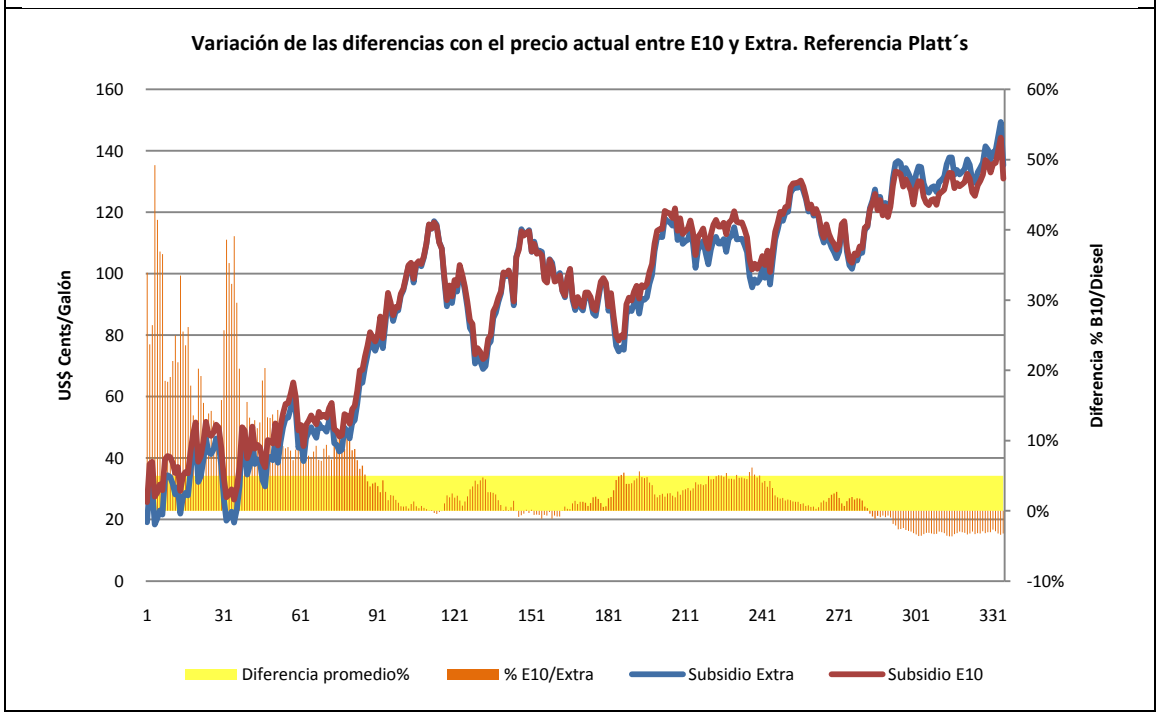
➢ Diseñar y lanzar Plan Piloto, compras mediante licitación para comenzar con B5. Dada la localización mayoritaria de la producción de palma y aceite en la costa, convendría comenzar también en esa región, en función del tamaño del mercado de Guayaquil y la experiencia previa de Petroecuador en el terminal de Pascuales, puede desarrollarse también en Guayaquil

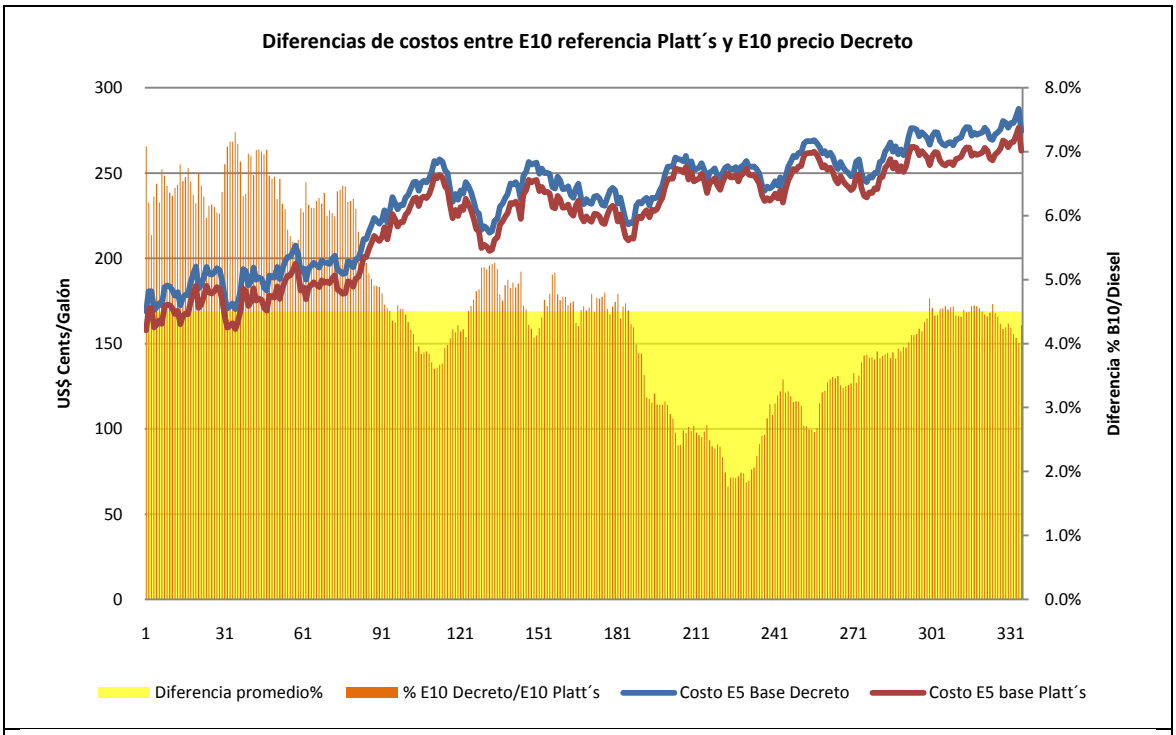
- Negociar con los productores de palma para establecer desde el comienzo el sistema de precios ajustables en función de referencias internacionales sobre el precio de mercado del biodiesel, para no repetir una experiencia similar al caso del plan piloto de etanol
- Comenzar en 5%, aumentando al 10% y luego al 20%, extendiendo gradualmente el plan a Quito y Cuenca
- Desarrollo de pequeños productores de palma. Aplicar el mismo concepto que para la caña: plantaciones energéticas, asegurando precio de la materia prima como piso de rentabilidad
- El precio de la fruta de palma sería similar al precio de referencia actual

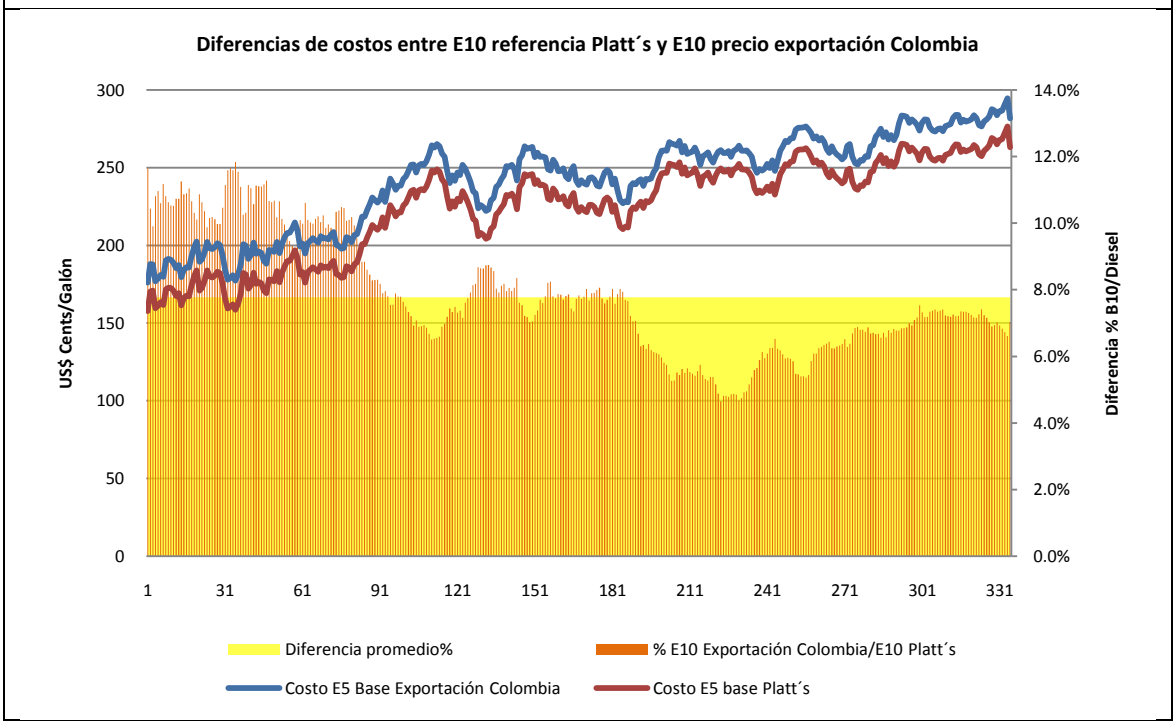
7 ANEXO CALCULO DE PRECIOS PARA E10




Diferencias de costos entre E10 y Gasolina Extra. Referencia Platt´s
US$ Cents/Galón
Diferencia % B10/Diesel
300
250
200
150
100
50
0
7.0%
6.0%
5.0%
4.0%
3.0%
2.0%
1.0%
0.0%
-1.0%
-2.0%
-3.0%
1
31
61
91
121
151
181
211
241
271
301
331
Diferencia promedio%
% E10/Extra
Costo Extra
Costo E10

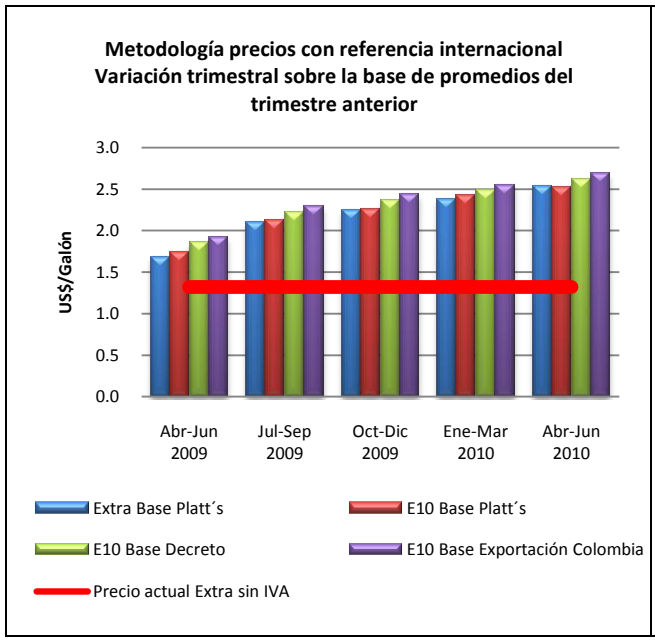

Variación de las diferencias con el precio actual entre E10 y Extra. Referencia Platt´s
US$ Cents/Galón
Diferencia % B10/Diesel
160
140
120
100
80
60
40
20
0
60%
50%
40%
30%
20%
10%
0%
-10%
1
31
61
91
121
151
181
211
241
271
301
331
Diferencia promedio%
% E10/Extra
Subsidio Extra
Subsidio E10

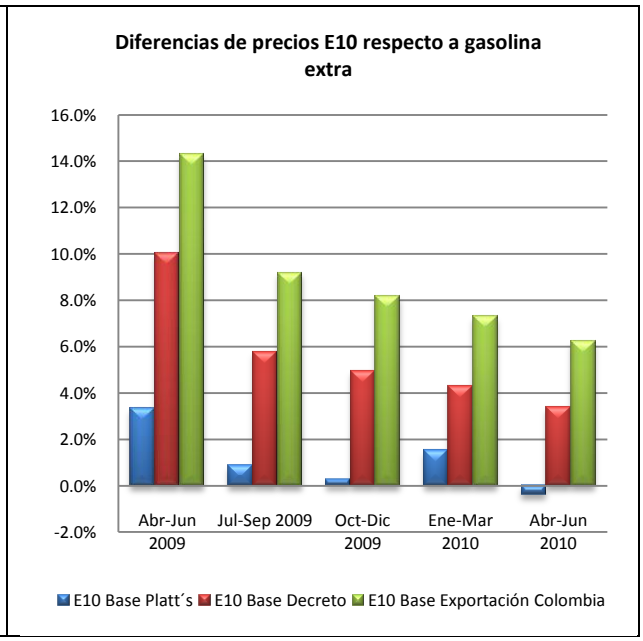

Diferencias de costos entre E10 referencia Platt´s y E10 precio Decreto
US$ Cents/Galón
Diferencia % B10/Diesel
300
250
200
150
100
50
0
8.0%
7.0%
6.0%
5.0%
4.0%
3.0%
2.0%
1.0%
0.0%
1
31
61
91
121
151
181
211
241
271
301
331
Diferencia promedio%
% E10 Decreto/E10 Platt´s
Costo E5 Base Decreto
Costo E5 base Platt´s


Diferencias de costos entre E10 referencia Platt´s y E10 precio exportación Colombia
US$ Cents/Galón
Diferencia % B10/Diesel
300
250
200
150
100
50
0
14.0%
12.0%
10.0%
8.0%
6.0%
4.0%
2.0%
0.0%
1
31
61
91
121
151
181
211
241
271
301
331
Diferencia promedio%
% E10 Exportación Colombia/E10 Platt´s
Costo E5 Base Exportación Colombia
Costo E5 base Platt´s

Precios trimestrales sobre referencia internacional (US$/Galón sin IVA)

	Abr-Jun 2009	Jul-Sep 2009	Oct-Dic 2009	Ene-Mar 2010	Abr-Jun 2010
Extra Base Platt´s	1.68	2.10	2.25	2.38	2.54
E10 Base Platt´s	1.74	2.12	2.25	2.42	2.53
E10 Base Decreto	1.85	2.22	2.36	2.48	2.62
E10 Base Exportación Colombia	1.92	2.30	2.43	2.55	2.69
Precio actual Extra sin IVA	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32





8 Referencias

1. Decio Luiz Gazzoni, IICA, Biocombustibles y Alimentos en América Latina y el Caribe, Serie Crisis Global y Seguridad Alimentaria, 7, San José, Costa Rica, 2009.
2. Atlas de Biodiesel, IICA, San José, Costa Rica, 2008
3. Atlas de la Agroenergía y los Biocombustibles en las Américas – I Etanol, IICA, San José, Costa Rica, 2007
4. María Amparo Albán, Biocombustibles como energía sostenible: una mirada desde la región, Foro Biocombustibles como Energía Alternativa, FLACSO y Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental, 2007
5. Percival Rojas, Biodiesel una perspectiva empresarial, Foro Biocombustibles como Energía Alternativa, FLACSO y Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental, 2007
6. Francisco Figueroa de la Vega, Tablero de Comando para la Promoción de los Biocombustibles en el Ecuador, CEPAL/GTZ, 2008
7. Conclusiones del III Seminario Latinoamericano y del Caribe de Biocombustibles, OLADE/IICA/FAO/Comisión Nacional de Energía de República Dominicana, 2008.
8. Prospectiva energética en un contexto de desarrollo sustentable: Políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética del Ecuador. Enero de 2008
9. Actualización de la prospectiva energética del Ecuador. Marzo 2009
10. Prospectiva energética de América Latina y el Caribe, Escenarios Energéticos al 2032. Enerinter, OLADE. Julio 2009
11. Ajila Víctor y Chiliquinga Byron, Análisis de Legislación sobre Biocombustibles en América Latina, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2007.
12. OLADE, Sistema de Información Energético Legal (SIEL), página web, 2010.
13. Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), Atlas de la Agroenergía y los Biocombustibles en las Américas – I. Etanol, 2007.
14. Sain Gustavo, Atlas del Biodiesel, IICA, 2008.
15. Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), Departamento Nacional de Planeación, Republica de Colombia, Lineamientos para promover la Producción Sostenible de Biocombustibles en Colombia, Documento CONPES 3510, 2008.
16. Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013. Consejo Nacional de Planificación, Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – SENPLADES, 2009
17. Platt´s Global Alert Report
18. ANCUPA, precios internacionales y nacionales del aceite de Palma