

Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad.

Informe final del estudio:

Los Subsidios Energéticos en el Ecuador

Septiembre 2010

ÍNDICE GENERAL

1. Contexto general	9
2. Subsidios a Combustibles Derivados de Petróleo	11
<i>Base legal para la determinación de los precios de los derivados del Petróleo en el periodo 2000 – 2009</i>	11
<i>Metodología para la Cuantificación de los Subsidios en Hidrocarburos</i>	13
<i>Cuantificación de los Subsidios en Hidrocarburos</i>	15
<i>Subsidio al Diesel</i>	20
<i>Subsidio a las Gasolinas</i>	24
<i>Subsidio al GLP</i>	27
<i>Subsidio al Combustible para Pesca Artesanal</i>	31
<i>Subsidio al Jet Fuel</i>	32
<i>Subsidio al Fuel Oil 4</i>	33
<i>Subsidio al Spray Oil</i>	35
<i>Subsidio a los Solventes</i>	36
<i>Subsidio a los Residuos</i>	37
<i>Subsidio al Fuel Oil 6</i>	38
<i>Subsidio a las Naftas de Exportación</i>	40
3. Subsidios Eléctricos	43
<i>Tarifa de la Dignidad</i>	43
<i>Déficit Tarifario</i>	45
<i>Aplicación Pliego Tarifario Único – Tarifa Única</i>	46
<i>Tarifa especial para el Anciano</i>	48
<i>Exoneración a Escenarios Deportivos</i>	49
<i>Afectados por el Volcán Tungurahua</i>	50
<i>Operación de Sistemas Aislados</i>	50
<i>Déficit de Gestión</i>	51
<i>Combustible para Generación Eléctrica</i>	52
<i>Financiamiento de la Expansión</i>	55
<i>Electrificación Rural y Urbano - Marginal</i>	58
<i>Resumen de Requerimientos de Inversión</i>	63
<i>Subsidios cruzados entre Clientes Residenciales</i>	64

<i>Tarifa especial para varios clientes (Juntas de Agua Campesinas, Cultos religiosos, Entidades de Asistencia Social y Beneficio Público)</i>	64
<i>Resumen de Aportes al Sector Eléctrico</i>	64
4. Uso de Electricidad y Combustibles en la Producción	65
<i>Uso de Crudo y sus Derivados en la Producción</i>	65
<i>Uso de Electricidad en la Producción</i>	69
<i>Impacto de los Subsidios por Sector</i>	70
<i>Impacto de la Electricidad y de los Combustibles en la Estructura de Costos/Gastos de cada Sector</i>	85
5. Perspectivas de los Subsidios Energéticos y Planteamientos de Políticas de Subsidios ..	89
<i>Modelo para Analizar el Impacto de Políticas sobre los Subsidios</i>	89
<i>Consideraciones Generales para Definir una Política de Precios de Combustibles</i>	91
<i>Uso Inmediato de Precios Internacionales para todos los Combustibles</i>	92
<i>Impacto en la Tarifa Eléctrica</i>	93
<i>Alza del Precio del GLP</i>	95
<i>Alza del Precio del Diesel 2</i>	98
<i>Alza del Precio de las Gasolinas</i>	99
<i>Alza Gradual del Precio de los Combustibles</i>	100
<i>Perspectivas Específicas para el Sector Eléctrico</i>	104
<i>Perspectivas Específicas sobre el Uso de Combustibles</i>	108
<i>Gas Licuado de Petróleo (GLP)</i>	108
<i>Diesel 2</i>	111
<i>Fuel Oil</i>	113
<i>Gasolinas</i>	113
<i>Jet Fuel</i>	114

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Precios Internacionales Referenciales.....	14
Tabla 2: Subsidios Reportados por Petroecuador.....	15
Tabla 3: Desglose Subsidios a Combustibles 2005.....	15
Tabla 4: Desglose Subsidios a Combustibles 2006.....	16
Tabla 5: Desglose Subsidios a Combustibles 2007.....	16
Tabla 6: Desglose Subsidios a Combustibles 2008.....	17
Tabla 7: Desglose Subsidios a Combustibles 2009.....	18
Tabla 8: Desglose Subsidios a Combustibles Enero-Marzo 2010.....	19
Tabla 9: Subsidios al Diesel 1.....	21
Tabla 10: Resumen Precio y Costos del Diesel 1.....	21
Tabla 11: Valoración Costo de Producción Diesel 1.....	22
Tabla 12: Valoración Costo de Oportunidad 1 Diesel 1.....	22
Tabla 13: Valoración Costo de Oportunidad 2 Diesel 1.....	22
Tabla 14: Subsidios al Diesel 2 Nacional.....	22
Tabla 15: Resumen Precio y Costos del Diesel 2 Nacional.....	23
Tabla 16: Valoración Costo de Producción Diesel 2 Nacional.....	23
Tabla 17: Valoración Costo de Oportunidad 1 Diesel 2 Nacional.....	23
Tabla 18: Valoración Costo de Oportunidad 2 Diesel 2 Nacional.....	23
Tabla 19: Subsidios al Diesel 2 Importado.....	24
Tabla 20: Resumen Precio y Costos del Diesel 2 Importado.....	24
Tabla 21: Subsidios a la Gasolina Extra.....	25
Tabla 22: Resumen Precio y Costos de la Gasolina Extra.....	25
Tabla 23: Valoración Costo de Producción Gasolina Extra.....	25
Tabla 24: Valoración Costo de Oportunidad 1 Gasolina Extra.....	25
Tabla 25: Valoración Costo de Oportunidad 2 Gasolina Extra.....	26
Tabla 26: Subsidios a la Gasolina Súper.....	26
Tabla 27: Resumen Precio y Costos de la Gasolina Súper.....	26
Tabla 28: Valoración Costo de Producción Gasolina Súper.....	26
Tabla 29: Valoración Costo de Oportunidad 1 Gasolina Súper.....	27
Tabla 30: Valoración Costo de Oportunidad 2 Gasolina Súper.....	27
Tabla 31: Subsidios al GLP Nacional.....	28
Tabla 32: Resumen Precio y Costos del GLP Nacional.....	28
Tabla 33: Valoración Costo de Producción GLP Nacional.....	29
Tabla 34: Valoración Costo de Oportunidad 1 GLP Nacional.....	29
Tabla 35: Valoración Costo de Oportunidad 2 GLP Nacional.....	29
Tabla 36: Subsidios al GLP Importado.....	30
Tabla 37: Resumen Precio y Costos del GLP Importado.....	30
Tabla 38: Subsidios a la Pesca Artesanal.....	31
Tabla 39: Resumen Precio y Costos de la Pesca Artesanal.....	31
Tabla 40: Valoración Costo de Producción Pesca Artesanal.....	31
Tabla 41: Valoración Costo de Oportunidad 1 Pesca Artesanal.....	31
Tabla 42: Valoración Costo de Oportunidad 2 Pesca Artesanal.....	32

Tabla 43: Subsidios al Jet Fuel Nacional.....	32
Tabla 44: Resumen Precio y Costos del Jet Fuel Nacional	32
Tabla 45: Valoración Costo de Producción Jet Fuel Nacional	32
Tabla 46: Valoración Costo de Oportunidad 1 Jet Fuel Nacional	33
Tabla 47: Valoración Costo de Oportunidad 2 Jet Fuel Nacional.....	33
Tabla 48: Subsidios al Jet Fuel Importado.....	33
Tabla 49: Resumen Precio y Costos del Jet Fuel Importado	33
Tabla 50: Subsidios al Fuel Oil 4	34
Tabla 51: Resumen Precio y Costos del Fuel Oil 4.....	34
Tabla 52: Valoración Costo de Producción Fuel Oil 4	34
Tabla 53: Valoración Costo de Oportunidad 1 Fuel Oil 4	34
Tabla 54: Valoración Costo de Oportunidad 2 Fuel Oil 4.....	35
Tabla 55: Subsidios al Spray Oil.....	35
Tabla 56: Resumen Precio y Costos del Spray Oil	35
Tabla 57: Valoración Costo de Producción Spray Oil	35
Tabla 58: Valoración Costo de Oportunidad 1 Spray Oil.....	36
Tabla 59: Valoración Costo de Oportunidad 2 Spray Oil.....	36
Tabla 60: Subsidios a los Solventes	36
Tabla 61: Resumen Precio y Costos de los Solventes.....	36
Tabla 62: Valoración Costo de Producción Solventes	37
Tabla 63: Valoración Costo de Oportunidad 1 Solventes.....	37
Tabla 64: Valoración Costo de Oportunidad 2 Solventes.....	37
Tabla 65: Subsidios a los Residuos	37
Tabla 66: Resumen Precio y Costos de los Residuos.....	38
Tabla 67: Valoración Costo de Producción Residuos	38
Tabla 68: Valoración Costo de Oportunidad 1 Residuos.....	38
Tabla 69: Valoración Costo de Oportunidad 2 Residuos.....	38
Tabla 70: Subsidios al Fuel Oil 6	39
Tabla 71: Resumen Precio y Costos del Fuel Oil 6.....	39
Tabla 72: Valoración Costo de Producción Fuel Oil 6	39
Tabla 73: Valoración Costo de Oportunidad 1 Fuel Oil 6	39
Tabla 74: Valoración Costo de Oportunidad 2 Fuel Oil 6	40
Tabla 75: Subsidios a las Naftas de Exportación	40
Tabla 76: Resumen Precio y Costos de las Naftas de Exportación.....	40
Tabla 77: Valoración Costo de Producción Naftas de Exportación.....	40
Tabla 78: Valoración Costo de Oportunidad 1 Naftas de Exportación	41
Tabla 79: Valoración Costo de Oportunidad 2 Naftas de Exportación	41
Tabla 80: Resumen Subsidios al Costo de Producción	42
Tabla 81: Resumen Subsidios al Costo de Oportunidad 1.....	42
Tabla 82: Resumen Subsidios al Costo de Oportunidad 2.....	42
Tabla 83: Tarifa de la Dignidad.....	44
Tabla 84: Déficit Tarifario	47
Tabla 85: Déficit Tarifario por Empresa Distribuidora	48
Tabla 86: Tarifa del Anciano.....	48
Tabla 87: Exoneración a Escenarios Deportivos.....	50

Tabla 88: Afectados Volcán Tungurahua.....	50
Tabla 89: Operación de Sistemas Aislados.....	51
Tabla 90: Resumen Déficit Tarifario	51
Tabla 91: Estimaciones Déficit de Gestión	52
Tabla 92: Requerimientos de Financiamiento	52
Tabla 93: Precios de Combustibles para el Sector Eléctrico	54
Tabla 94: Consumo de Combustibles en la Generación Eléctrica	54
Tabla 95: Requerimientos para la Expansión Eléctrica	55
Tabla 96: Requerimientos para la Generación.....	56
Tabla 97: Requerimientos para la Transmisión.....	57
Tabla 98: Requerimientos para la Distribución.....	58
Tabla 99: Aportes Anuales al FERUM.....	58
Tabla 100: Proyectos a Financiar con el FERUM	59
Tabla 101: Financiamiento Previsto para Electrificación Rural y Urbano Marginal.....	59
Tabla 102: Programa de Obras de Electrificación Rural y Urbano Marginal Aprobado.....	61
Tabla 103: Distribución de Recursos para Electrificación Rural y Urbano Marginal.....	62
Tabla 104: Desembolsos por Distribuidora Plan FERUM	63
Tabla 105: Resumen Requerimientos de Inversión	63
Tabla 106: Requerimientos de Aportes.....	65
Tabla 107: Supuestos de Uso Productivo o de los Hogares de Combustibles	71
Tabla 108: Supuestos de Mal Uso/Contrabando de Combustibles	71
Tabla 109: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Producción por Sector Económico.....	74
Tabla 110: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Oportunidad 1 por Sector Económico.....	76
Tabla 111: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Oportunidad 2 por Sector Económico.....	78
Tabla 112: Distribución Porcentual de Uso/Subsidios por Sector Económico.....	82
Tabla 113: Consumo de Combustibles de los Hogares por Quintil de Ingreso	84
Tabla 114: Distribución del Subsidio a Combustibles Valorado al Costo de Producción en los Hogares	84
Tabla 115: Distribución del Subsidio a Combustibles Valorado al Costo de Oportunidad 1 en los Hogares	85
Tabla 116: Distribución del Subsidio a Combustibles Valorado al Costo de Oportunidad 2 en los Hogares	85
Tabla 117: Estructura de Costo/Gastos por Sector Económico	86
Tabla 118: Generación de Empleo por Sector.....	88
Tabla 119: Impacto en Costos de Levantar Todos los Subsidios.....	92
Tabla 120: Impacto de Levantar Todos los Subsidios en el Gasto en Combustibles de los Hogares	92
Tabla 121: Impacto en las Fuentes de Generación Eléctrica de Levantar Subsistidos a Combustibles.....	94
Tabla 122: Precios de Combustibles para la Generación Eléctrica	94
Tabla 123: Precios de Combustibles para la Generación Eléctrica	95
Tabla 124: Impacto en Costos de Fijar el Incremento en la Tarifa Eléctrica	95
Tabla 125: Impacto en Costos de Fijar el Precio del GLP a Nivel Internacional	96

Tabla 126: Impacto de Fijar el Precio del GLP a Nivel Internacional en el Gasto en Combustibles de los Hogares	96
Tabla 127: Impacto en Costos de Focalizar el Subsidio al GLP usando las Planillas Eléctricas ...	97
Tabla 128: Impacto de Focalizar el Subsidio al GLP usando las Planillas Eléctricas en el Gasto en Combustibles de los Hogares	97
Tabla 129: Impacto en Costos de Fijar el Precio del Diesel 2 a Nivel Internacional.....	98
Tabla 130: Impacto de Fijar el Precio del Diesel a Nivel Internacional en el Gasto en Combustibles de los Hogares	98
Tabla 131: Impacto en Costos de Fijar el Precio de las Gasolinas a Nivel Internacional	99
Tabla 132: Impacto de Fijar el Precio de las Gasolinas a Nivel Internacional en el Gasto en Combustibles de los Hogares	100
Tabla 133: Ejemplo de Política de Incremento Gradual de Precios	102
Tabla 134: Incremento Porcentual de Precios de Combustibles con Política Gradual	103
Tabla 135: Efectos en los Costos Período 1.....	103
Tabla 136: Efectos en los Costos Período 2.....	103
Tabla 137: Efectos en los Costos Período 3.....	103
Tabla 138: Efectos en los Costos Período 4.....	103
Tabla 139: Recursos Asignados al Sector Eléctrico	105
Tabla 140: Simulación de Amortización de Créditos para Financiar Expansión del Sector Eléctrico.....	105
Tabla 141: Incrementos Simulados a las Tarifas	106
Tabla 142: Impacto del Alza de las Tarifas para Financiar la Expansión en los Costos de los Sectores de la Economía	106
Tabla 143: Distribución Vehículos Matriculados.....	114

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Consumo Subsidiado	44
Gráfico 2: Valor Subsidiado	44
Gráfico 3: Beneficiarios Tarifa de la Dignidad	45
Gráfico 4: Consumo Subsidiado	48
Gráfico 5: Valor Subsidiado Tercera Edad	49
Gráfico 6: Beneficiarios Tercera Edad	49
Gráfico 7: Uso de Petróleo Crudo por Sectores Productivos	66
Gráfico 8: Uso de Derivados de Petróleo por Sectores Productivos (3 sectores principales)	67
Gráfico 9: Uso de Derivados de Petróleo por Sectores Productivos.....	67
Gráfico 10: Consumo de Crudo como Porcentaje del Consumo Intermedio Total de cada Sector Productivo	68
Gráfico 11: Consumo de Derivados como Porcentaje del Consumo Intermedio Total de cada Sector Productivo	69
Gráfico 12: Uso de Electricidad por Sectores Productivos.....	70
Gráfico 13: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Producción por Sector Económico	75
Gráfico 14: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Producción por Sector Económico	77
Gráfico 15: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Producción por Sector Económico	79
Gráfico 16: Distribución del Empleo en el Sector Industrial (Principales Generadores de Empleo)	89

LOS SUBSIDIOS ENERGÉTICOS EN EL ECUADOR

1. Contexto general

Los subsidios energéticos han sido una parte importante de la política estatal en Ecuador, desde antes del retorno a la democracia. En los años setenta, el boom de las exportaciones petroleras en el país permitió un acelerado crecimiento de los ingresos fiscales¹, que a su vez se tradujo en una expansiva política de subsidios orientados en principio en apoyar a grupos sociales menos favorecidos y en apuntalar a los gobiernos militares de turno. Por ejemplo, durante los años setenta el precio de la gasolina se mantuvo fijo y sólo se incrementó en 1982, en un contexto de bajos precios del petróleo y crisis por la moratoria del pago de la deuda externa, factores que contrajeron los ingresos fiscales. Durante los ochenta y la primera mitad de los noventa, el país experimentó incrementos graduales en los precios de la gasolina, gas licuado de petróleo (GLP), electricidad y otros servicios públicos. A partir de 1996 comenzó el debate acerca de la pertinencia de levantar los subsidios al GLP y a la electricidad. Por ejemplo, en 1998 el precio del gas doméstico se incrementó de 4,900 a 20,000 sucres (308%) y posteriormente a 25,000 sucres (1 dólar). No obstante, los intentos de levantar o focalizar estos subsidios no fueron bien recibidos por la población y contribuyeron a desestabilizar a distintas administraciones. Desde el año 2000, la estructura de subsidios energéticos se profundizó, al punto que los precios de los combustibles permanecen congelados desde 2003 (2001, en el caso del GLP) y se ha creado una serie de nuevos subsidios en el sector eléctrico.

En lo que se refiere a los subsidios a combustibles y otros derivados de petróleo, en primer lugar hay que considerar que el Presidente de la República, de acuerdo al Art. 72 de la Ley de Hidrocarburos, tiene la potestad de determinar el precio de venta al consumidor de los derivados de los hidrocarburos. Desde el año 2000, los gobiernos de turno usualmente realizaban un ajuste a estos precios a comienzos de cada año, luego de lo cual el precio permanecía temporalmente fijo hasta el próximo año, cuando se lo volvía a ajustar (incrementar) de acuerdo a la tendencia de los precios internacionales y a las necesidades fiscales. Entre 2000 y 2003, se ajustó el precio de los combustibles y del GLP 5 veces. Hay que acotar que durante ese período el precio internacional del petróleo, y por ende de sus derivados, fue relativamente estable e incluso tuvo una tendencia levemente descendente. El crudo WTI promedió US\$ 30.3 por barril en 2000, que disminuyó a US\$ 26.0 por barril en 2001 y volvió a crecer a US\$ 26.1 por barril en 2002. La inestabilidad de los precios del crudo en el mercado internacional incidió en el presupuesto fiscal y en particular en el presupuesto de Petroecuador, empresa que se vio obligada a financiar las diferencias que se producían entre los precios de venta internos y los crecientes precios de los derivados del petróleo que se importaban para cubrir las necesidades del mercado interno, haciendo uso de su presupuesto destinado a otros fines. Consecuentemente, las operaciones de la empresa se vieron afectadas. Por esta razón el subsidio a los derivados de petróleo no tenía registros directos en las cuentas públicas, ya que sólo se lo calculaba como la diferencia entre los gastos de importación de derivados de Petroecuador y los precios de venta internos.

¹ En esa década, los ingresos fiscales totales crecieron a un ritmo promedio anual de 35.3%, los ingresos no petroleros en 23.2% y los petroleros en 91.0%.

En 2005, se realizó el último ajuste al precio de venta interna de los derivados de petróleo, de modo que los precios de venta a nivel de terminal han estado congelados hasta la fecha. Al mismo tiempo, desde 2003 el precio internacional de los derivados se ha incrementado considerablemente, siguiendo la tendencia del precio del crudo. El WTI pasó de un promedio de US\$ 31.1 por barril en 2003 a un promedio de US\$ 99.3 en 2008. Al estar congelados los precios internos el monto de subsidio se ha incrementado considerablemente lo que representa pérdida de recursos que el Estado podría destinar a otros usos. Para poner un poco de perspectiva en cuanto a la magnitud de los subsidios, el subsidio a los combustibles representó, en 2007, 95.8% de los ingresos petroleros del Gobierno Central y 64.3% de sus gastos de capital devengados. En 2008, el gasto del Gobierno Central en Salud y Educación alcanzó 0.8% del PIB nominal, mientras que el subsidio fue 3.7% del PIB nominal. Para finalizar, la construcción del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair requiere de US\$ 1,979 millones de financiamiento, un monto equivalente al 40% del subsidio a la importación de derivados erogado por el Estado en los años 2007-09.

Por otro lado, la política de subsidios ha incentivado la demanda de derivados, deficitarios en relación a su oferta, particularmente en proveniencia de familias de altos ingresos que han incrementado el consumo de gasolina y GLP para uso suntuario; de industrias, que han migrado a tecnologías que usan energías subsidiadas; y de la movilización (contrabando) del producto a los poblados ubicados en la frontera de Colombia y Perú. Estos efectos justifican el valorar el subsidio no sólo en términos de costos de producción o importación, sino también en términos de costo de oportunidad, es decir, la diferencia entre el precio interno y el precio internacional multiplicada por la cantidad vendida de combustibles. Esta valoración recoge la diferencia entre el precio local e internacional que es el principal incentivo para el contrabando de estos derivados a los países vecinos. Por ejemplo el precio del GLP en Colombia y Perú es dos a tres veces más alto que el ecuatoriano, lo que crea un claro incentivo económico para el contrabando de estos productos.

Desde otro punto de vista, la estructura vigente de subsidios favorece a los grupos con mayores ingresos que consumen la mayor cantidad de combustibles, y por tanto reciben los mayores beneficios de los subsidios. Estudios del SIISE-STFS (2003) y del Banco Mundial-BID (2004)² indican que 85% de la gasolina subsidiada beneficia exclusivamente al quintil más rico de la población, y que el subsidio al GLP beneficia cinco veces más al quintil más rico que al quintil más pobre. Datos de la encuesta de Condiciones de Vida (2006) y de la Encuesta de Ingresos y Gastos (2003) del INEC muestran que el quintil más rico concentra 54.9% del consumo total de combustibles, mientras que el quintil más pobre representa sólo 3% del consumo total. Si sólo se considera el GLP para uso doméstico, la inequidad disminuye: los más ricos concentran 24.2% de este consumo y los más pobres 16.3%. Si se considera el consumo de todos los combustibles en 2009, un hogar del quintil más rico en promedio se benefició de US\$ 419 al año por los subsidios, mientras que un hogar del quintil más pobre se benefició en promedio en sólo US\$ 96 al año. Es claro que los subsidios a los combustibles no cumplen una función social de transferir recursos a los más pobres, más bien son un incentivo para generar

² SIISE-STFS, Rob Vos, Juan Ponce, Mauricio León, José Cuestas and Wladimir Brovorich. 2003. "El subsidio al gas y el Bono Solidario en el Ecuador", Cuaderno N.6, Quito.

Banco Mundial – BID. 2004. "Ecuador: Creating fiscal space for poverty reduction. A fiscal management and public expenditure review", Washington DC.

consumo suntuario (calentamiento de piscinas por ejemplo) y no permiten el desarrollo de fuentes alternativas de energía, como paneles solares para calentar agua.

El Gobierno actual ha heredado gran parte de esta estructura de subsidios, la cual en algunos casos no se ajusta al mandato del artículo 285 de la Constitución del Ecuador, que indica que las transferencias, tributos y subsidios procuren la redistribución del ingreso. Por esta razón, se ha delegado al Ministerio de Coordinación de la Producción, Empleo y Competitividad el analizar el estado de los subsidios energéticos y su impacto en los diversos sectores productivos, con miras a detectar potenciales ineficiencias y proponer mecanismos para corregirlas y optimizar la política de subsidios. En este sentido, se busca depurar la estructura de subsidios energéticos, para que el país cuente con un esquema de subsidios cuyas premisas fundamentales sean:

- Focalizar los subsidios hacia los sectores poblacionales menos favorecidos, de modo que constituyan un mecanismo efectivo de redistribución del ingreso y fomenten la integración de estos sectores al resto de la economía. Esta política deberá ser evaluada periódicamente hasta cuándo se logren los objetivos de integración de los beneficiarios.
- Reorientar las finanzas públicas, de modo de liberar y enfocar sus recursos a incentivar una infraestructura productiva que permita crear fuentes de trabajo.
- Mantener subsidios que creen incentivos para el fomento de la producción y el empleo, dentro de un marco de eficiencia y efectividad.
- Propender, con una adecuada política de precios, a incorporar tecnologías con base a energías renovables.

A continuación, la sección 2 de este documento presenta la descripción y cuantificación de los subsidios a combustibles; la sección 3 presenta la descripción y cuantificación de los subsidios a la energía eléctrica; la sección 4 presenta la distribución de los subsidios energéticos entre los diversos sectores de la economía ecuatoriana y una descripción de ineficiencias y cuellos de botella que genera la estructura de subsidios vigente; la sección 5 presenta lineamientos de políticas a considerar para modificar y/o focalizar dichos subsidios.

2. Subsidios a Combustibles Derivados de Petróleo

Base legal para la determinación de los precios de los derivados del Petróleo en el periodo 2000 – 2009

La base legal que determina los precios de los combustibles a nivel de terminal o depósito, establece el punto de referencia de ingresos por ventas de derivados para establecer si existe o no un subsidio en función de los costos de producción o importación de cada derivado. En los casos en que los ingresos por comercialización no cubren los costos se genera un subsidio de parte del Estado. De acuerdo al artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos, es potestad del Presidente de la República fijar el precio de comercialización interna de los derivados de petróleo. Los decretos que se han emitido fijando los precios de los combustibles para el mercado interno son los siguientes:

- *Decreto Ejecutivo No. 684, publicado en el Registro Oficial No. 149 de 16 de marzo de 1999:* Establece los precios de venta en terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL a partir del 12 de marzo de 1999.
- *Decreto Ejecutivo No.1653, publicado en el Registro Oficial No. 356 de 07 de enero de 2000:* Establece los precios de venta en terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL a partir del 01 de enero de 2000.
- *Decreto Ejecutivo No.432, publicado en el Registro Oficial No. 85 de 25 de mayo de 2000:* Establece los precios de venta en terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL a partir del 26 de mayo de 2000.
- *Decreto Ejecutivo No.501, suscrito el 14 de junio de 2000:* Establece el procedimiento de cálculo de los precios para los cementos asfálticos y asfaltos industriales, precios que entraran en vigencia a partir de la fecha de expedición del Decreto.
- *Decreto Ejecutivo No.1089, publicado en el Registro Oficial, Edición Especial No. 01 de 30 de diciembre de 2000:* Establece los precios de venta en terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL a partir del 28 de diciembre de 2000.
- *Decreto Ejecutivo No.1610, publicado en el Registro Oficial No. 359 de 02 de julio de 2001:* Establece los precios de venta en terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL a partir del 21 de junio de 2001.
- *Decreto Ejecutivo No.2203, publicado en el Registro Oficial No. 484 de 31 de diciembre de 2001:* Establece los precios de venta en terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL a partir del 28 de diciembre de 2001.
- *Decreto Ejecutivo No.017, publicado en el Registro Oficial No. 14 de 04 de febrero de 2003:* Establece los precios de venta en terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL a partir del 19 de enero de 2003.
- *Decreto Ejecutivo No.575, suscrito el 11 de julio de 2003:* Establece los precios de venta en terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL a partir de la fecha de publicación en el Registro Oficial.
- *Decreto Ejecutivo No.338, publicado en el Registro Oficial No. 73 de 02 de agosto de 2005:* Establece los precios de venta en terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL a partir del 25 de julio de 2005.

Para el caso específico del Gas Licuado de Petróleo (GLP), la base legal que determina la tarifa que reconoce el Estado por la comercialización del GLP por parte de las comercializadoras del producto en el periodo 2000 – 2009 es la siguiente:

- *Decreto Ejecutivo No.196, publicado en el Registro Oficial No. 168 de 13 de abril de 1999:* Establece la tarifa por los servicios de comercialización del GLP por parte de las comercializadoras a partir del 01 de abril de 1999.
- *Decreto Ejecutivo No.036, publicado en el Registro Oficial No. 46 de 29 de marzo de 2000:* Establece la tarifa por los servicios de comercialización del GLP por parte de las comercializadoras a partir del 22 de marzo de 2000.
- *Decreto Ejecutivo No.054, suscrito el 12 de junio de 2000:* Establece la tarifa por los servicios de comercialización del GLP por parte de las comercializadoras a partir del 12 de junio de 2000.

- *Decreto Ejecutivo No.116, suscrito el 12 de enero de 2001:* Establece la tarifa por los servicios de comercialización del GLP por parte de las comercializadoras a partir del 29 de diciembre de 2000.
- *Decreto Ejecutivo No.2592, publicado en el Registro Oficial No. 575 de 14 de mayo de 2002:* Establece la tarifa por los servicios de comercialización del GLP por parte de las comercializadoras a partir de la fecha de publicación en el Registro Oficial.

Metodología para la Cuantificación de los Subsidios en Hidrocarburos

Para efectos del cálculo, se ha considerado como valor del subsidio, en términos generales, la diferencia entre el precio de venta de los derivados del petróleo en terminal o depósito y los costos en los que incurre el Estado en su producción, transporte, comercialización e importación para cubrir la demanda. Hay que aclarar que se genera un subsidio cuando estos costos son mayores que el precio de comercialización en los terminales o depósitos. Para establecer el valor de los subsidios se aplicaron las siguientes formas de cálculo:

- *Costos Internos de Producción:* Valoración de los subsidios tomando el valor del crudo que se refina en términos de su costo interno de producción.
- *Costo de Oportunidad 1:* Valoración de los subsidios tomando el valor del crudo que se refina en términos de su precio FOB de exportación.
- *Costo de Oportunidad 2:* Valoración de los subsidios asumiendo que la demanda interna se satisface totalmente con derivados importados, es decir el costo se valora al precio de importación CIF más su costo de comercialización.

El método de costos internos de producción de derivados parte del análisis de la información de costos entregada por Petroecuador, que considera los siguientes componentes:

- **Materia prima:** Costo de producción del crudo y transporte (oleoducto y cabotaje)
- **Refinación:** Costo incurrido en el procesamiento de los derivados por parte las refinerías de Esmeraldas, la Libertad y Shushufindi.
- **Comercialización:** Costos de transporte de los derivados por poliductos, buque tanques y auto tanques, almacenamiento y comercialización.

Identificados los costos de cada derivado bajo esta metodología, se realiza un análisis comparativo con los ingresos obtenidos por la venta de los combustibles a precios los a nivel de terminal vigentes en cada año a fin de identificar los valores que el Estado no recupera por concepto de los egresos incurridos en la producción nacional o en la importación de los derivados. Cabe indicar que la metodología utilizada por el Ministerio de Finanzas para la determinación de los subsidios bajo este enfoque considera todas las pérdidas incurridas por el Estado en la comercialización de los diversos derivados que abastecen la demanda nacional; mientras que Petroecuador establece los saldos netos, es decir, considera la diferencia entre los productos que dejan pérdida y los que arrojan ganancias. En este documento primero se presentarán los cuadros elaborados por Petroecuador, que han sido entregados al Ministerio de Finanzas y ya han sido presentados al Señor Presidente de la República. Para los análisis subsiguientes se seguirá el enfoque del Ministerio de Finanzas, es decir, se considerarán como subsidio todas las pérdidas incurridas por el Estado en la comercialización de los diversos derivados que abastecen la demanda nacional.

En cuanto a los costos de oportunidad, en el primer enfoque se valora el crudo utilizado en la refinación a su precio de exportación FOB Balao en vez de a su costo interno de producción. Este enfoque captura el valor de los recursos que el Estado estaría en la posibilidad de recibir en el caso que se exportara todo el crudo que se destina a la producción interna de derivados.

Finalmente, el segundo enfoque de costo de oportunidad considera la posibilidad que el Estado exporte todo el crudo que produce el país e importe todos los derivados del petróleo requeridos para satisfacer las necesidades del país. Con el fin de definir estos costos de importación, para el caso del GLP y del diesel 2, se tomó los precios de importación de estos combustibles reportados por Petroecuador. Para el caso de los solventes se tomó como proxy el precio de importación de diluyente importado por Petroecuador³. Para los demás derivados, se tomó como precio de importación los precios FOB en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de los principales combustibles publicados por la *U.S. Energy Information Administration*⁴. Este precio se lo convirtió en un aproximado CIF tomando como proxy de los costos de importación el costo de transporte de un barril de derivado en la ruta Houston-Esmeraldas reportado por Petroecuador. Para cada combustible comercializado en el país se le aplicó el precio del combustible más similar en cuanto a sus características físicas:

Tabla 1: Precios Internacionales Referenciales

Precios Internacionales Referenciales	
Combustible Comercializado por Petroecuador	Precio Internacionla Utilizado
Gasolina Extra	U.S. Gulf Coast Conventional Gasoline Regular Spot Price FOB/Unleaded USG Waterborne Platts Mid
Gasolina Super	U.S. Gulf Coast Reformulated RBOB Regular Gasoline Spot Price/Super Unleaded USG Waterborne Platts Mid
Diesel 1	U.S. Gulf Coast No. 2 Heating Oil Spot Price FOB
Jet Fuel	U.S. Gulf Coast Kerosene-Type Jet Fuel Spot Price FOB/ Jet/Kerosen Grade 54 USG Waterborne Platts Mid
Fuel Oil 4	Gulf Coast Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price CIF
Pesca Artesanal	U.S. Gulf Coast Conventional Gasoline Regular Spot Price FOB
Spray Oil	Gulf Coast Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price CIF
Residuo	Gulf Coast Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price CIF
Fuel Oil 6	Gulf Coast Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price CIF
Nafta y vgo	U.S. Gulf Coast Conventional Gasoline Regular Spot Price FOB

Este costo de oportunidad recoge la diferencia entre el precio local de venta de derivados y el precio internacional que es el principal incentivo para el contrabando de estos derivados a los países vecinos. Este enfoque implica en algunos casos la medición más elevada de los subsidios, ya que incluye tanto el supuesto que todo el petróleo crudo pudiera potencialmente ser vendido a precios internacionales, como la valoración de los derivados de hidrocarburos a precios internacionales en su totalidad, independientemente de que algunos de ellos utilizan, al menos parcialmente, crudo nacional como insumo de producción. No obstante, también se

³ Si bien es cierto que solventes y diluyentes tienen características distintas, al revisar las series de precios en países vecinos de estos dos derivados se observa que son muy similares.

⁴ <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/oilprice.html>

presentarán algunos casos donde el subsidio por costo de oportunidad 1 es mayor, lo que indica que para esos combustibles las refinerías del país son ineficientes comparadas con refinerías extranjeras.

Con esta visión, se han identificado los siguientes subsidios que afectan a combustibles y otros derivados de petróleo:

- *Subsidio al diesel*
- *Subsidio al gas licuado de petróleo (GLP)*
- *Subsidio a las gasolinas*
- *Otros combustibles*

Cuantificación de los Subsidios en Hidrocarburos

En sus reportes de información contable, Petroecuador ha establecido el monto de los subsidios a los derivados en términos de costo de producción. Los cuadros que se presentan a continuación son cuadros resumen preparados por Petroecuador y presentan la información oficial que la empresa reporta regularmente y ha sido entregada a otras entidades públicas como el Ministerio de Finanzas y el Ministerios de Coordinación de los Sectores Estratégicos. Para el cálculo de los totales de subsidio cabe recordar que la metodología utilizada por el Ministerio de Finanzas para la determinación de los subsidios bajo este enfoque, considera todas las pérdidas incurridas por el Estado en la comercialización de los diversos derivados que abastecen la demanda nacional; mientras que Petroecuador establece los saldos netos, esto es considera la diferencia entre los productos que dejan perdida y los que arrojan ganancias.

Tabla 2: Subsidios Reportados por Petroecuador

SUBSIDIO A LOS DERIVADOS					
EN MILLONES DE DOLARES					
METODOLOGIA	2005	2006	2007	2008	2009
PETROECUADOR		409	965	833	379
MINISTERIO FINANZAS	1,007	1,350	1,690	1,986	1,277

A continuación se presenta los cuadros preparados por Petroecuador con el desglose por derivado al mayor detalle seleccionado por dicha institución para el período 2005-09, los valores resaltados en rojo en la columna utilidad/pérdida representan los montos de subsidios:

Tabla 3: Desglose Subsidios a Combustibles 2005

PETROECUADOR						
DERIVADOS MERCADO INTERNO						
ENERO-DICIEMBRE 2005						
	VOLUMEN (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	12,789,972	0.80	431,999,210	0.22	118,179,341	313,819,869
DIESEL IMPORTADO	8,123,339	0.80	274,377,147	2.01	685,853,512	- 411,476,364
TOTAL	20,913,311	0.80	706,376,358	0.92	804,032,853	- 97,656,495
G.L.P. NACIONAL(*)	2,196,599	0.11	19,505,347	0.30	57,197,302	- 37,691,955
G.L.P. IMPORTADO(*)	8,012,684	0.11	72,396,185	0.66	451,830,877	- 379,434,692
TOTAL	10,209,283	0.11	91,901,532	0.58	509,028,180	- 417,126,647
GASOLINAS	8,888,952	1.23	460,622,668	0.23	85,517,654	375,105,014
NAFTA IMPORTADA	6,038,515	1.23	312,913,929	1.94	491,353,979	- 178,440,051
TOTAL	14,927,467	1.23	773,536,597	0.92	576,871,633	196,664,963
FUEL OIL	10,735,892	0.48	218,351,867	0.32	143,664,339	74,687,528
JET FUEL	2,097,899	1.04	153,259,925	0.39	34,458,770	118,801,155
OTROS	2,743,206	1.67	191,978,245	0.25	28,803,663	163,174,582
TOTAL	61,627,058		2,135,404,524		2,096,859,438	38,545,086

* EL COSTO Y EL PRECIO ESTAN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG.FACTOR DE CONVERSION 11.65 BLS POR TONELADA
ELABORADO POR: UNIDAD DE CONTABILIDAD DE PETROECUADOR

Tabla 4: Desglose Subsidios a Combustibles 2006

PETROECUADOR						
DERIVADOS MERCADO INTERNO						
ENERO-DICIEMBRE 2006						
	VOLUMEN (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	12,037,124	0.873	441,160,595	0.358	181,038,345	260,122,250
DIESEL IMPORTADO	11,325,187	0.873	415,088,877	0.358	1,001,273,703	(586,184,827)
TOTAL	23,362,311	0.873	856,249,471	1.205	1,182,312,048	(326,062,577)
G.L.P. NACIONAL(*)	2,217,251	0.106	20,219,338	0.381	72,590,541	(52,371,203)
G.L.P. IMPORTADO(*)	8,431,901	0.106	77,410,692	0.784	567,542,824	(490,132,132)
TOTAL	10,649,152	0.106	97,630,030	0.700	640,133,365	(542,503,335)
GASOLINAS	9,273,019	1.326	516,362,196	0.427	166,277,419	350,084,777
NAFTA IMPORTADA	6,175,077	1.326	343,855,256	2.178	564,772,542	(220,917,286)
TOTAL	15,448,096	1.326	860,217,453	1.127	731,049,962	129,167,491
FUEL OIL	9,427,970	0.762	301,919,030	0.261	103,272,211	198,646,819
JET FUEL	1,960,308	0.809	66,571,417	0.409	33,669,304	32,902,113
OTROS	4,137,663	0.954	165,720,603	0.385	66,945,358	98,775,246
TOTAL	64,985,500		2,348,308,004		2,757,382,248	(409,074,244)

* EL COSTO Y EL PRECIO ESTAN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG.FACTOR DE CONVERSION 11.65 BLS POR TONELADA
ELABORADO POR: UNIDAD DE CONTABILIDAD DE PETROECUADOR

Tabla 5: Desglose Subsidios a Combustibles 2007

PETROECUADOR VENTA DERIVADOS MERCADO INTERNO ENERO-DICIEMBRE 2007						
	VOLUMEN (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	11,098,124	0.851	396,444,584	0.551	256,996,716	139,447,868
DIESEL IMPORTADO	11,872,493	0.851	424,106,412	2.150	1,071,967,393	(647,860,981)
TOTAL	22,970,617	0.851	820,550,996	1.377	1,328,964,109	(508,413,113)
G.L.P. NACIONAL(*)	1,393,547	0.110	13,124,045	0.506	60,543,442	(47,419,397)
G.L.P. IMPORTADO(*)	9,699,750	0.110	91,349,593	0.892	742,700,158	(651,350,565)
TOTAL	11,093,297	0.110	104,473,638	0.844	803,243,599	(698,769,962)
GASOLINAS	8,893,560	1.304	487,135,570	0.462	172,522,325	314,613,245
NAFTA IMPORTADA	7,843,541	1.304	429,621,863	2.347	773,023,732	(343,401,869)
TOTAL	16,737,101	1.304	916,757,433	1.345	945,546,057	(28,788,624)
FUEL OIL	8,772,849	0.887	326,916,852	0.542	199,801,845	127,115,007
JET FUEL	2,336,566	1.534	150,492,086	0.456	44,774,165	105,717,921
OTROS	4,611,778	0.604	116,948,913	0.405	78,410,918	38,537,995
TOTAL	66,522,208		2,436,139,918		3,400,740,694	(964,600,776)

* EL COSTO Y EL PRECIO ESTAN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG.FACTOR DE CONVERSION 11.65 BLS POR TONELADA
 ELABORADO POR: UNIDAD DE CONTABILIDAD DE PETROECUADOR

Tabla 6: Desglose Subsidios a Combustibles 2008

PETROECUADOR						
DERIVADOS MERCADO INTERNO						
ENERO-DICIEMBRE 2008						
	VOLUMEN (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	12,334,227	0.89	462,767,863	0.58	299,315,805	163,452,058
DIESEL IMPORTADO	11,158,501	0.89	418,559,889	2.79	1,307,553,147	(888,993,258)
TOTAL	23,492,728	0.89	881,327,752	1.63	1,606,868,952	(725,541,200)
G.L.P. NACIONAL(*)	2,216,470	0.11	22,098,111	0.39	74,199,425	(52,101,314)
G.L.P. IMPORTADO(*)	9,172,686	0.11	90,143,752	0.98	736,858,818	(646,715,066)
TOTAL	11,389,156	0.11	112,241,863	0.83	811,058,243	(698,816,380)
GASOLINAS	10,639,066	1.25	559,606,366	0.53	236,825,609	322,780,757
NAFTA IMPORTADA	7,482,994	1.25	393,599,502	2.51	788,857,227	(395,257,725)
TOTAL	18,122,060	1.25	953,205,868	1.32	1,025,682,837	(72,476,969)
FUEL OIL NACIONAL	4,758,206	1.09	216,888,353	0.28	55,349,171	161,539,182
IMPORTACION CUTTER STOCK	3,541,189	1.09	161,414,333	2.51	16,572,765	144,841,569
TOTAL	8,299,395	1.09	378,302,686	0.21	71,921,936	306,380,751
JET FUEL	2,513,471	2.40	253,801,692	0.20	21,005,221	232,796,471
JP1 IMPORTADO	70,017	2.40	7,588,151	3.60	10,595,510	(3,007,359)
TOTAL	2,583,488	2.40	260,324,004	0.29	31,600,731	229,789,112
OTROS	4,825,538	0.77	156,422,610	0.10	19,650,155	136,772,455
TOTAL	68,712,365		2,741,824,782		3,566,782,853	(824,958,071)

* EL COSTO Y EL PRECIO ESTAN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG.FACTOR DE CONVERSION 11.65 BLS POR TONELADA

Tabla 7: Desglose Subsidios a Combustibles 2009

PETROECUADOR DERIVADOS MERCADO INTERNO ENERO-DICIEMBRE 2009						
	VOLUMEN (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	10,512,352	0.92	405,589,769	0.45	199,494,833	206,094,937
DIESEL IMPORTADO	13,893,017	0.92	536,023,295	1.84	1,073,433,754	(537,410,459)
TOTAL	24,405,369	0.92	941,613,064	1.24	1,272,928,587	(331,315,523)
G.L.P. NACIONAL(*)	2,147,397	0.11	19,800,722	0.35	64,741,200	(44,940,478)
G.L.P. IMPORTADO(*)	9,079,046	0.11	83,716,082	0.64	501,906,176	(418,190,094)
TOTAL	11,226,443	0.11	103,516,803	0.59	566,647,376	(463,130,573)
GASOLINAS	9,322,907	1.28	499,505,829	0.44	171,405,038	328,100,791
NAFTA IMPORTADA	9,686,734	1.28	518,999,073	1.95	794,774,395	(275,775,321)
TOTAL	19,009,641	1.28	1,018,504,902	1.21	966,179,433	52,325,469
FUEL OIL NACIONAL	6,359,696	0.77	206,958,061	0.49	132,026,017	74,932,043
IMPORTACION DILUYENTE	2,452,357	0.77	79,804,923	0.00	42,129,936	37,674,987
TOTAL	8,812,053	0.77	286,762,984	0.47	174,155,953	112,607,031
JET FUEL	2,486,211	1.44	150,331,087	0.43	44,917,991	105,413,096
JP1 IMPORTADO	80,776	1.44	4,884,197	1.63	5,531,236	(647,039)
TOTAL	2,566,987	1.44	155,215,284	0.47	50,449,227	104,766,057
AVGAS	8,617	2.84	1,026,043	2.07	749,623	276,420
TOTAL	8,617	2.84	1,026,043	2.07	749,623	276,420
OTROS	9,575,644	0.51	206,452,440	0.15	60,804,616	145,647,823
TOTAL	75,604,754		2,713,091,519		3,091,914,815	(378,823,295)
* EL COSTO Y EL PRECIO ESTAN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG.FACTOR DE CONVERSION 11.65 BLS POR TONELADA						

Tabla 8: Desglose Subsidios a Combustibles Enero-Marzo 2010

PETROECUADOR						
DERIVADOS MERCADO INTERNO						
ENERO-MARZO 2010						
	VOLUMEN (BLS)	PRECIO US\$/GL	TOTAL INGRESOS US/\$	COSTO US\$/GLS	TOTAL COSTOS US/\$	UTILIDAD Y/O PERDIDA
DIESEL NACIONAL	2,064,116	0.85	73,737,545	0.45	39,422,108	34,315,437
DIESEL IMPORTADO	4,848,121	0.85	173,192,079	1.93	392,619,943	(219,427,864)
TOTAL	6,912,237	0.85	246,929,624	1.49	432,042,050	(185,112,426)
G.L.P. NACIONAL(*)	487,153	0.11	4,668,602	0.46	19,178,714	(14,510,112)
G.L.P. IMPORTADO(*)	2,169,982	0.11	20,795,894	1.00	187,026,395	(166,230,501)
TOTAL	2,657,135	0.11	25,464,496	0.90	206,205,109	(180,740,613)
GASOLINAS	3,021,726	1.21	152,979,010	0.48	60,818,978	92,160,032
NAFTA IMPORTADA	1,892,544	1.21	95,812,627	1.83	145,386,131	(49,573,504)
	4,914,270	1.21	248,791,637	1.00	206,205,109	42,586,528
FUEL OIL NACIONAL	2,229,873	0.85	79,703,387	0.48	44,716,016	34,987,371
IMPORTACION DILUYENTE	160,128	0.85	5,723,530	2.13	14,311,898	(8,588,369)
TOTAL	2,390,001	0.85	85,426,916	0.59	59,027,915	26,399,002
AVGAS	3,910	7.06	1,158,962	3.16	518,400	640,562
TOTAL	3,910	7.06	1,158,962	3.16	518,400	640,562
OTROS	2,959,881	1.00	124,193,879	0.19	23,024,726	101,169,153
TOTAL	19,837,434		731,965,514		927,023,309	(195,057,795)

* EL COSTO Y EL PRECIO ESTAN EXPRESADOS EN UNIDADES DE KG.FACTOR DE CONVERSION 11.65 BLS POR TONELADA

No obstante, esta desagregación sigue siendo muy general para los fines de este estudio, que busca evaluar el impacto de los subsidios en los diversos sectores de la producción. Por esta razón se solicitó y recolectó de Petroecuador información de detalle de los costos de producción y precios de venta para todos los derivados comercializados por esa entidad (a través de su ex filial Petrocomercial). Con esta información se volvió a calcular los subsidios para todos los derivados usando los tres enfoques antes descritos. En este análisis se encontraron en principio inconsistencias entre los costos de producción por derivado y los agregados, temas que fueron revisados y solucionados con Petroecuador, para contar con una estructura de costos homogénea y consistente. A continuación se presenta el trabajo realizado para cada derivado.

Subsidio al Diesel

El diesel es el derivado de petróleo de mayor consumo a nivel nacional y dinamiza el desarrollo de diversas actividades productivas. Desafortunadamente las refinerías del país no satisfacen la demanda nacional. En 2008, contribuyeron sólo con 51.4% de la oferta nacional de diesel. Consecuentemente, para cubrir la demanda se requirió importar diesel en aproximadamente 11'400,000 barriles, lo que significó un egreso para el Estado de alrededor de USD 1,453 millones. Esto implica un costo por galón importado de USD 3.036, mientras que el precio de venta al público del galón de diesel automotriz es de USD 1.02 y el precio al consumidor industrial es de USD 0.918 por galón, lo que demuestra la existencia del subsidio.

En principio, la política de mantener el subsidio al diesel se fundamenta en apoyar al sector productivo. No obstante, el precio subsidiado ha orientado al sector empresarial a realizar importantes inversiones en plantas industriales que consumen diesel, dejando de lado el uso de otros combustibles como el fuel oil, producido por las refinerías del país en volúmenes que superan la demanda. En este sentido, sería más eficiente diseñar una política de precios que oriente al sector industrial a sustituir diesel por fuel oil, con miras a reducir las importaciones de diesel y reducir el subsidio a este combustible.

Cabe mencionar el consumo del diesel por parte del sector eléctrico. Por las características de los recursos hidroeléctricos del país, el sector eléctrico debe complementar su parque de generación con centrales termoeléctricas, las mismas que son fundamentales en épocas de estiaje. Sin embargo, los retrasos en la construcción de centrales hidroeléctricas y los tiempos que toman el desarrollo de centrales termoeléctrica que utilicen fuel oil, ha obligado al sector eléctrico del país a acudir a la instalación de plantas de generación térmica que utilizan diesel. El precio subsidiado del diesel y el corto tiempo requerido para su instalación, ha inducido a la adquisición y montaje de plantas que consumen este combustible, en vez de plantas que usen bunker, que las refinerías del país sí producen en volúmenes adecuados para este uso.

Existen dos tipos de diesel, diesel 1 y diesel 2. El diesel 1 es de uso industrial y naviero, mientras que el diesel 2 lo usa el transporte, la industria, la generación eléctrica y los barcos. En cuanto al diesel 1 la situación es la siguiente:

Tabla 9: Subsidios al Diesel 1

RESUMEN SUBSIDIO DIESEL 1 (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2005	0.0	3.6	8.6
2006	0.0	4.0	7.3
2007	0.0	3.3	5.0
2008	0.0	3.4	5.4
2009	0.0	1.8	2.5
Ene-Mar 2010	0.0	0.8	1.0

Tabla 10: Resumen Precio y Costos del Diesel 1

PRECIOS Y COSTOS DIESEL 1					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2005	199,399	33.78	17.61	51.89	77.14
2006	144,796	33.78	19.89	61.52	84.02
2007	81,448	33.78	24.49	74.76	95.70
2008	60,529	33.78	17.13	89.13	122.79
2009	51,602	33.78	27.44	69.22	81.98
Ene-Mar 2010	14,705	33.78	26.74	86.46	98.98

Tabla 11: Valoración Costo de Producción Diesel 1

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL DIESEL 1 (EN USD)					
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Total Costo por Barril	Total Costo por Galón
2005	8.56	3.62	5.43	17.61	0.42
2006	11.16	4.21	4.51	19.89	0.47
2007	12.00	4.77	7.72	24.49	0.58
2008	11.96	4.01	1.16	17.13	0.41
2009	12.56	4.32	10.56	27.44	0.65
Ene-Mar 2010	12.89	4.42	9.44	26.74	0.64

Tabla 12: Valoración Costo de Oportunidad 1 Diesel 1

DIESEL 1 (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE EXPORTACIÓN DEL CRUDO EN USD)					
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Total Costo de Oportunidad 1	Total Costo por Galón
2005	42.84	3.62	5.43	51.89	1.24
2006	52.80	4.21	4.51	61.52	1.46
2007	62.27	4.77	7.72	74.76	1.78
2008	83.96	4.01	1.16	89.13	2.12
2009	54.34	4.32	10.56	69.22	1.65
Ene-Mar 2010	72.60	4.42	9.44	86.46	2.06

Tabla 13: Valoración Costo de Oportunidad 2 Diesel 1

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACIÓN				
Fecha	Valor CIF	Comercialización	Total Costo de Oportunidad 2	Total Costo por Galón
2005	71.71	5.43	77.14	1.84
2006	79.51	4.51	84.02	2.00
2007	87.97	7.72	95.70	2.28
2008	121.63	1.16	122.79	2.92
2009	71.42	10.56	81.98	1.95
Ene-Mar 2010	89.54	9.44	98.98	2.36

En cuanto al diesel 2, la producción nacional no abastece la demanda interna, por lo que es necesario importarlo. Por esta razón es necesario diferenciar el tratamiento de los subsidios en cuanto al diesel 2 nacional y al diesel 2 importado:

Tabla 14: Subsidios al Diesel 2 Nacional

RESUMEN SUBSIDIO DIESEL 2 NACIONAL (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Producción	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2005	0.0	126.7	647.9
2006	0.0	240.5	623.1
2007	0.0	415.6	605.6
2008	0.0	723.9	982.6
2009	0.0	230.3	406.6
Ene-Mar 2010	0.0	88.7	93.4

Tabla 15: Resumen Precio y Costos del Diesel 2 Nacional

PRECIOS Y COSTOS DIESEL 2					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2005	12,789,972	33.78	9.40	43.68	84.43
2006	12,037,124	36.65	14.99	56.63	88.41
2007	11,098,124	35.72	22.90	73.17	90.29
2008	12,334,227	37.52	24.21	96.21	117.18
2009	10,512,352	38.58	18.71	60.49	77.26
Ene-Mar 2010	2,064,116	35.72	19.00	78.72	80.98

Tabla 16: Valoración Costo de Producción Diesel 2 Nacional

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL DIESEL 2 NACIONAL (EN USD)					
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Total Costo por Barril	Total Costo por Galón
2005	8.56	0.59	0.25	9.40	0.22
2006	11.16	1.81	2.02	14.99	0.36
2007	12.00	8.83	2.07	22.90	0.55
2008	11.96	7.39	4.86	24.21	0.58
2009	12.56	4.44	1.71	18.71	0.45
Ene-Mar 2010	12.89	4.64	1.48	19.00	0.45

Tabla 17: Valoración Costo de Oportunidad 1 Diesel 2 Nacional

DIESEL 2 (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE EXPORTACIÓN DEL CRUDO EN USD)					
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Total Costo de Oportunidad 1	Total Costo por Galón
2005	42.84	0.59	0.25	43.68	1.04
2006	52.80	1.81	2.02	56.63	1.35
2007	62.27	8.83	2.07	73.17	1.74
2008	83.96	7.39	4.86	96.21	2.29
2009	54.34	4.44	1.71	60.49	1.44
Ene-Mar 2010	72.60	4.64	1.48	78.72	1.87

Tabla 18: Valoración Costo de Oportunidad 2 Diesel 2 Nacional

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACIÓN				
Fecha	Valor CIF	Comercialización	Total Costo de Oportunidad 2	Total Costo por Galón
2005	84.18	0.25	84.43	2.01
2006	86.39	2.02	88.41	2.11
2007	88.22	2.07	90.29	2.15
2008	112.32	4.86	117.18	2.79
2009	75.55	1.71	77.26	1.84
Ene-Mar 2010	79.51	1.48	80.98	1.93

Para el caso del diesel 2 importando tanto el subsidio valorado al costo de producción como al costo de oportunidad tiene el mismo valor ya que se lo mide a precio de importación:

Tabla 19: Subsidios al Diesel 2 Importado

RESUMEN SUBSIDIO DIESEL 2 IMPORTADO (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2005	411.5	411.5	411.5
2006	586.2	586.2	586.2
2007	647.9	647.9	647.9
2008	888.9	888.9	888.9
2009	537.4	537.4	537.4
Ene-Mar 2010	219.4	219.4	219.4

Tabla 20: Resumen Precio y Costos del Diesel 2 Importado

PRECIOS Y COSTOS DIESEL 2 IMPORTADO			
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de importacion (USD/BLS)
2005	8,123,339	33.78	84.43
2006	11,325,187	36.65	88.41
2007	11,872,493	35.72	90.29
2008	11,158,501	37.52	117.18
2009	13,893,017	38.58	77.26
Ene-Mar 2010	4,848,121	35.72	80.98

Subsidio a las Gasolinas

En este caso, para analizar la oferta y demanda hay que considerar por separado a la gasolina extra de la gasolina súper. Esto se debe a que la nafta de alto octanaje importada, mezclada en diferentes proporciones con el producto nacional en refinerías y terminales, permite obtener estas dos gasolinas.

Para cubrir la demanda de gasolinas del mercado interno en 2008, las refinerías del país contribuyeron con 55.42% de la demanda y el déficit (44.58%) fue cubierto con importaciones, que significaron un egreso de USD 821 millones para el Estado. El costo por galón importado de nafta de alto octano fue de USD 2.537, valor superior al precio de venta al público para el sector automotor, que es USD 2.0 por galón para la gasolina súper y USD 1.45 para la gasolina extra⁵.

El desarrollo de nuevas tecnologías en los últimos años que se están implementando en forma acelerada a nivel mundial, en especial en el campo automotriz, permite vislumbrar una reducción significativa en el consumo de gasolinas. Esto ofrece una oportunidad para reorientar la política de subsidios, la misma que adolece de falencias en su aplicación, en especial en el caso de la población de mayores ingresos que demanda gasolina súper y en parte también sucede lo mismo con la demanda de gasolina extra.

⁵ Precios de venta al público en gasolineras de Petrocomercial

Tanto la gasolina extra como la súper necesitan de nafta de alto octanaje como insumo. Esta nafta es importada. En esta valoración de subsidios el costo de importación de la nafta se repartió entre las dos gasolinas en función de los volúmenes de producción de las mismas.

Tabla 21: Subsidios a la Gasolina Extra

RESUMEN SUBSIDIO GASOLINA EXTRA (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Producción	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2005	179.0	352.3	103.6
2006	221.0	448.9	172.6
2007	343.5	747.9	354.0
2008	362.6	864.5	434.3
2009	275.1	874.7	311.3
Ene-Mar 2010	58.7	274.0	157.8

Tabla 22: Resumen Precio y Costos de la Gasolina Extra

PRECIOS Y COSTOS GASOLINA EXTRA					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2005	5,473,042	51.66	84.36	116.03	70.60
2006	5,473,042	51.66	92.04	133.68	83.20
2007	8,045,915	49.09	91.78	142.05	93.09
2008	6,971,584	49.09	101.10	173.10	111.40
2009	14,351,405	54.60	73.77	115.55	76.29
Ene-Mar 2010	3,605,278	49.09	65.37	125.09	92.86

Tabla 23: Valoración Costo de Producción Gasolina Extra

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL GASOLINA EXTRA (EN USD)						
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Naftas Importadas	Total Costo por Barril	Total Costo por Galón
2005	11.16	0.32	0.17	72.70	84.36	2.01
2006	11.16	3.00	2.93	74.95	92.04	2.19
2007	12.00	3.91	3.08	72.79	91.78	2.19
2008	11.96	6.68	2.77	79.69	101.10	2.41
2009	12.56	2.78	2.76	55.67	73.77	1.76
Ene-Mar 2010	12.89	4.38	2.70	45.41	65.37	1.56

Tabla 24: Valoración Costo de Oportunidad 1 Gasolina Extra

GASOLINA EXTRA (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE EXPORTACIÓN DEL CRUDO EN USD)						
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Naftas Importadas	Total Costo de Oportunidad 1	Total Costo por Galón
2005	42.84	0.32	0.17	72.70	116.03	2.76
2006	52.80	3.00	2.93	74.95	133.68	3.18
2007	62.27	3.91	3.08	72.79	142.05	3.38
2008	83.96	6.68	2.77	79.69	173.10	4.12
2009	54.34	2.78	2.76	55.67	115.55	2.75
Ene-Mar 2010	72.60	4.38	2.70	45.41	125.09	2.98

Tabla 25: Valoración Costo de Oportunidad 2 Gasolina Extra

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACIÓN				
Fecha	Valor CIF	Comercialización	Total Costo de Oportunidad 2	Total Costo por Galón
2005	70.43	0.17	70.60	1.68
2006	80.28	2.93	83.20	1.98
2007	90.02	3.08	93.09	2.22
2008	108.63	2.77	111.40	2.65
2009	73.53	2.76	76.29	1.82
Ene-Mar 2010	90.17	2.70	92.86	2.21

Tabla 26: Subsidios a la Gasolina Súper

RESUMEN SUBSIDIO GASOLINA SUPER (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2005	0.0	15.8	75.8
2006	0.0	81.4	112.3
2007	0.0	8.1	9.4
2008	0.0	184.6	172.5
2009	0.0	74.7	46.6
Ene-Mar 2010	0.0	49.0	36.7

Tabla 27: Resumen Precio y Costos de la Gasolina Súper

PRECIOS Y COSTOS GASOLINA SUPER					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2005	2,978,689	48.30	19.34	53.62	73.76
2006	3,338,197	52.50	35.25	76.88	86.15
2007	248,163	63.00	45.51	95.78	100.93
2008	3,163,979	63.00	49.36	121.36	117.51
2009	4,441,177	70.56	45.60	87.38	81.06
Ene-Mar 2010	1,145,127	63.00	46.05	105.76	95.03

Tabla 28: Valoración Costo de Producción Gasolina Súper

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL GASOLINA SUPER (EN USD)						
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Naftas Importadas	Total Costo por Barril	Total Costo por Galón
2005	8.56	0.64	1.47	8.67	19.34	0.46
2006	11.16	3.69	3.90	16.50	35.25	0.84
2007	12.00	3.84	4.14	25.54	45.51	1.08
2008	11.96	7.59	3.62	26.19	49.36	1.18
2009	12.56	3.24	3.43	26.37	45.60	1.09
Ene-Mar 2010	12.89	5.14	3.28	24.74	46.05	1.10

Tabla 29: Valoración Costo de Oportunidad 1 Gasolina Súper

GASOLINA SUPER (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE EXPORTACIÓN DEL CRUDO EN USD)						
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Naftas Importadas	Total Costo de Oportunidad 1	Total Costo por Galón
2005	42.84	0.64	1.47	8.67	53.62	1.28
2006	52.80	3.69	3.90	16.50	76.88	1.83
2007	62.27	3.84	4.14	25.54	95.78	2.28
2008	83.96	7.59	3.62	26.19	121.36	2.89
2009	54.34	3.24	3.43	26.37	87.38	2.08
Ene-Mar 2010	72.60	5.14	3.28	24.74	105.76	2.52

Tabla 30: Valoración Costo de Oportunidad 2 Gasolina Súper

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACIÓN				
Fecha	Valor CIF	Comercialización	Total Costo de Oportunidad 2	Total Costo por Galón
2005	72.29	1.47	73.76	1.76
2006	82.25	3.90	86.15	2.05
2007	96.80	4.14	100.93	2.40
2008	113.89	3.62	117.51	2.80
2009	77.63	3.43	81.06	1.93
Ene-Mar 2010	91.76	3.28	95.03	2.26

Subsidio al GLP

El balance oferta – demanda del GLP refleja un importante déficit de oferta nacional que se traduce en una alta dependencia en importaciones este producto para satisfacer la demanda interna. En 2008, el país importó 81.5% de la demanda total de GLP, destinando aproximadamente USD 662 millones. Las refinерías del país apenas producen 18.2% de la demanda (2'073,152 barriles). El costo del kilogramo (kg) importado de GLP en el período enero – abril 2009 fue de USD 0.4559, mientras que el precio de venta al público sin IVA de un kg de GLP de uso doméstico es de USD 0.09524 (USD 0.36066 de subsidio por kg).

La política del subsidio al precio del GLP de uso doméstico, que se ha mantenido por muchos años, ha distorsionado los patrones de consumo del producto, dándole incluso usos indebidos como consumo industrial, automotor, agrícola, cocción de alimentos industriales y de restaurantes, servicios de hotelería, calentamiento de piscinas y, lo más grave, para atender la demanda del producto por parte de las poblaciones de los países vecinos, fomentándose el contrabando del mismo. Se ha estimado que los hogares más pobres del país (quintiles 1 y 2) se benefician sólo de aproximadamente 23 % del subsidio.

A fin de corregir esta situación, se han considerado algunas medidas que deben orientarse tanto en el corto como en el largo plazo para ir sustituyendo el consumo del GLP especialmente por energía hidroeléctrica y energías renovables, aprovechando el potencial de recursos renovables que posee el país. Otra alternativa para reemplazar al GLP es el gas natural, cuyo costo es significativamente inferior y existen en América del Sur grandes reservas de este producto lo cual no ocurre con el GLP.

Al calcular los subsidios al GLP es importante señalar que, a diferencia de los demás combustibles, Petrocomercial por disposición gubernamental (Decreto Ejecutivo No. 2592 R.O.

No. 575 del 14 de mayo de 2002) reconoce a las comercializadoras de GLP una *Tarifa por la Prestación del Servicio Público de Comercialización del GLP* de USD 0.0922522 por kilogramo. Puesto que el precio de venta al público del cilindro de 15 kilogramos del GLP de uso domestico es de USD 1.60 (USD 0.095238 por kilogramo sin IVA) el ingreso neto del Estado es de USD 0.003 por kilogramo (USD 0.04 por cilindro) mientras que la diferencia del costo al público (USD 1.39 por cilindro sin IVA) cubren a más de los costos de la comercializadora, la utilidad o margen de comercialización del distribuidor final. En el caso del GLP también hay que diferenciar entre GLP producido nacionalmente y GLP importado, ya que la producción nacional solo satisface alrededor de 20% de la demanda del producto:

Tabla 31: Subsidios al GLP Nacional

RESUMEN SUBSIDIO GLP NACIONAL (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2005	37.0	112.3	104.4
2006	52.2	144.6	129.0
2007	47.4	117.5	93.6
2008	52.8	212.4	163.6
2009	45.6	135.3	98.9
Ene-Mar 2010	14.4	43.4	37.3

Tabla 32: Resumen Precio y Costos del GLP Nacional

PRECIOS Y COSTOS GLP NACIONAL					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2005	2,196,599	8.88	25.74	60.02	56.39
2006	2,217,251	9.12	32.68	74.32	67.31
2007	1,393,547	9.42	43.44	93.71	76.57
2008	2,216,470	9.97	33.78	105.78	83.77
2009	2,147,397	9.22	30.44	72.22	55.28
Ene-Mar 2010	487,153	9.58	39.06	98.77	86.19

PRECIOS Y COSTOS GLP NACIONAL					
Fecha	Demanda Interna (Cilindros)	Precio Venta (USD/cilindros)	Costo de producción (USD/cilindros)	Costo de oportunidad 1 (USD/cilindros)	Costo de oportunidad 2 (USD/cilindros)
2005	188,549,270	1.55	4.50	10.49	9.85
2006	190,321,974	1.59	5.71	12.99	11.76
2007	119,617,768	1.65	7.59	16.38	13.38
2008	190,254,936	1.74	5.90	18.49	14.64
2009	184,325,923	1.61	5.32	12.62	9.66
Ene-Mar 2010	41,815,708	1.67	6.83	17.26	15.06

Tabla 33: Valoración Costo de Producción GLP Nacional

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL GLP NACIONAL (EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO POR BARRIL	TOTAL COSTO POR KG
2005	8.56	7.45	9.73	25.74	0.30
2006	11.16	10.64	10.88	32.68	0.38
2007	12.00	20.86	10.58	43.44	0.51
2008	11.96	12.00	9.82	33.78	0.39
2009	12.56	8.59	9.29	30.44	0.35
Ene-Mar 2010	12.89	15.48	10.69	39.06	0.46

COSTO DE PRODUCCIÓN POR CILINDRO GLP NACIONAL (EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO POR CILINDRO	TOTAL COSTO POR KG
2005	1.50	1.30	1.70	4.50	0.30
2006	1.95	1.86	1.90	5.71	0.38
2007	2.10	3.65	1.85	7.59	0.51
2008	2.09	2.10	1.72	5.90	0.39
2009	2.19	1.50	1.62	5.32	0.35
Ene-Mar 2010	2.25	2.71	1.87	6.83	0.46

Tabla 34: Valoración Costo de Oportunidad 1 GLP Nacional

GLP NACIONAL (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE IMPORTACION DEL CRUDO EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 1 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR KG
2005	42.84	7.45	9.73	60.02	0.70
2006	52.80	10.64	10.88	74.32	0.87
2007	62.27	20.86	10.58	93.71	1.09
2008	83.96	12.00	9.82	105.78	1.23
2009	54.34	8.59	9.29	72.22	0.84
Ene-Mar 2010	72.60	15.48	10.69	98.77	1.15

GLP NACIONAL (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE IMPORTACION DEL CRUDO EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 1 POR CILINDRO	TOTAL COSTO POR KG
2005	7.49	1.30	1.70	10.49	0.70
2006	9.23	1.86	1.90	12.99	0.87
2007	10.88	3.65	1.85	16.38	1.09
2008	14.67	2.10	1.72	18.49	1.23
2009	9.50	1.50	1.62	12.62	0.84
Ene-Mar 2010	12.69	2.71	1.87	17.26	1.15

Tabla 35: Valoración Costo de Oportunidad 2 GLP Nacional

SUBSIDIO AL LPG (Asumiendo Importación Total)				
FECHA	VALOR CIF	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 2 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR KG
2005	46.66	9.73	56.39	0.66
2006	56.43	10.88	67.31	0.78
2007	65.99	10.58	76.57	0.89
2008	73.95	9.82	83.77	0.98
2009	45.99	9.29	55.28	0.64
Ene-Mar 2010	75.50	10.69	86.19	1.00

SUBSIDIO AL LPG (Asumiendo Importación Total)				
FECHA	VALOR CIF	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 2 POR CILINDRO	TOTAL COSTO POR KG
2005	8.15	1.70	9.85	0.66
2006	9.86	1.90	11.76	0.78
2007	11.53	1.85	13.38	0.89
2008	12.92	1.72	14.64	0.98
2009	8.04	1.62	9.66	0.64
Ene-Mar 2010	13.19	1.87	15.06	1.00

Para el caso del GLP importado, tanto el subsidio valorado al costo de producción como al costo de oportunidad tienen el mismo valor ya que se los mide a precio de importación:

Tabla 36: Subsidios al GLP Importado

RESUMEN SUBSIDIO GLP IMPORTADO (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2005	379.4	379.4	379.4
2006	490.1	490.1	490.1
2007	651.4	651.4	651.4
2008	678.2	678.2	678.2
2009	418.2	418.2	418.2
Ene-Mar 2010	166.2	166.2	166.2

Tabla 37: Resumen Precio y Costos del GLP Importado

PRECIOS Y COSTOS GLP IMPORTADO			
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de importación (USD/BLS)
2005	8,012,684	9.04	56.39
2006	8,431,901	9.18	67.31
2007	9,699,750	9.42	76.57
2008	9,172,686	9.83	83.77
2009	9,079,046	9.22	55.28
Ene-Mar 2010	2,169,982	9.58	86.19

PRECIOS Y COSTOS GLP IMPORTADO			
Fecha	Demanda Interna (CILINDROS)	Precio Venta (USD/cilindros)	Costo de importación (USD/cilindros)
2005	45,852,269	1.58	56.39
2006	48,251,222	1.60	67.31
2007	55,506,438	1.65	76.57
2008	52,490,335	1.72	83.77
2009	51,954,484	1.61	55.28
Ene-Mar 2010	12,417,637	1.67	86.19

Subsidio al Combustible para Pesca Artesanal

La pesca catalogada como artesanal (pequeños pescadores que no usan métodos de captura industriales) usa una gasolina de bajo octanaje adecuada para motores de 2 tiempos. A continuación se presenta la valoración de subsidios para este combustible.

Tabla 38: Subsidios a la Pesca Artesanal

RESUMEN SUBSIDIO PESCA ARTESANAL (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2006	0.0	13.2	9.0
2007	0.0	19.8	15.5
2008	0.0	32.7	30.3
2009	0.0	17.5	18.6
Ene-Mar 2010	0.0	7.7	7.0

Tabla 39: Resumen Precio y Costos de la Pesca Artesanal

PRECIOS Y COSTOS PESCA ARTESANAL					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2006	461,780	29.82	16.78	58.42	49.31
2007	506,498	29.97	18.71	68.98	60.50
2008	573,520	29.97	15.00	87.00	82.77
2009	630,315	33.56	19.47	61.25	63.05
Ene-Mar 2010	163,865	33.56	20.64	80.35	76.39

Tabla 40: Valoración Costo de Producción Pesca Artesanal

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL PESCA ARTESANAL (EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	11.16	4.65	0.97	16.78	0.40
2007	12.00	5.55	1.16	18.71	0.45
2008	11.96	1.89	1.15	15.00	0.36
2009	12.56	5.79	1.12	19.47	0.46
Ene-Mar 2010	12.89	6.89	0.86	20.64	0.49

Tabla 41: Valoración Costo de Oportunidad 1 Pesca Artesanal

PESCA ARTESANAL (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE IMPORTACION DEL CRUDO EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 1 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	52.80	4.65	0.97	58.42	1.39
2007	62.27	5.55	1.16	68.98	1.64
2008	83.96	1.89	1.15	87.00	2.07
2009	54.34	5.79	1.12	61.25	1.46
Ene-Mar 2010	72.60	6.89	0.86	80.35	1.91

Tabla 42: Valoración Costo de Oportunidad 2 Pesca Artesanal

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACION				
FECHA	VALOR CIF	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 2 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	48.34	0.97	49.31	1.17
2007	59.34	1.16	60.50	1.44
2008	81.62	1.15	82.77	1.97
2009	61.93	1.12	63.05	1.50
Ene-Mar 2010	75.53	0.86	76.39	1.82

Subsidio al Jet Fuel

Este es el combustible utilizado por flota aérea. A continuación se presenta la valoración de subsidios para este combustible.

Tabla 43: Subsidios al Jet Fuel Nacional

RESUMEN SUBSIDIO JET FUEL (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2006	0.0	49.2	104.2
2007	0.0	11.5	73.8
2008	0.0	0.0	127.1
2009	0.0	0.0	19.9
Ene-Mar 2010	0.0	23.9	32.5

Tabla 44: Resumen Precio y Costos del Jet Fuel Nacional

PRECIOS Y COSTOS JET FUEL					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2006	1,960,308	33.96	17.41	59.05	87.12
2007	2,336,566	64.41	19.08	69.35	95.99
2008	2,513,471	100.76	12.72	84.72	151.33
2009	2,486,211	60.47	18.26	60.04	68.48
Ene-Mar 2010	640,581	43.68	21.25	80.97	94.43

Tabla 45: Valoración Costo de Producción Jet Fuel Nacional

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL JET FUEL (EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	11.16	3.47	2.78	17.41	0.41
2007	12.00	4.32	2.76	19.08	0.45
2008	11.96	0.41	0.35	12.72	0.30
2009	12.56	3.49	2.21	18.26	0.43
Ene-Mar 2010	12.89	5.43	2.93	21.25	0.51

Tabla 46: Valoración Costo de Oportunidad 1 Jet Fuel Nacional

JET FUEL (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE IMPORTACION DEL CRUDO EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 1 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	52.80	3.47	2.78	59.05	1.41
2007	62.27	4.32	2.76	69.35	1.65
2008	83.96	0.41	0.35	84.72	2.02
2009	54.34	3.49	2.21	60.04	1.43
Ene-Mar 2010	72.60	5.43	2.93	80.97	1.93

Tabla 47: Valoración Costo de Oportunidad 2 Jet Fuel Nacional

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACION				
FECHA	VALOR CIF	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 2 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	84.34	2.78	87.12	2.07
2007	93.23	2.76	95.99	2.29
2008	150.98	0.35	151.33	3.60
2009	66.27	2.21	68.48	1.63
Ene-Mar 2010	91.50	2.93	94.43	2.25

Si bien normalmente las refinerías del país satisfacen la demanda de jet fuel, en 2008 y 2009 se produjeron pequeñas importaciones de este combustible, producto de la decisión de priorizar la producción de diesel. Estas importaciones generaron subsidios.

Tabla 48: Subsidios al Jet Fuel Importado

RESUMEN SUBSIDIO JET FUEL IMPORTADO (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2005	0.0	0.0	0.0
2006	0.0	0.0	0.0
2007	0.0	0.0	0.0
2008	3.5	3.5	3.5
2009	0.6	0.6	0.6
Ene-Mar 2010	0.0	0.0	0.0

Tabla 49: Resumen Precio y Costos del Jet Fuel Importado

PRECIOS Y COSTOS JET FUEL			
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de Importacion (USD/BLS)
2005			0.00
2006			0.00
2007			0.00
2008	70,017	100.76	151.33
2009	80,776	60.47	68.48
Ene-Mar 2010			0.00

Subsidio al Fuel Oil 4

Este combustible es utilizado por la industria y para generación eléctrica. A continuación se presenta la valoración de subsidios para este combustible.

Tabla 50: Subsidios al Fuel Oil 4

RESUMEN SUBSIDIO FUEL OIL (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2005	0.0	295.5	248.0
2006	0.0	203.6	159.3
2007	0.0	313.2	201.6
2008	0.0	186.3	173.4
2009	0.0	188.8	205.3
Ene-Mar 2010	0.0	98.3	99.8

Tabla 51: Resumen Precio y Costos del Fuel Oil 4

PRECIOS Y COSTOS FUEL OIL					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2005	10,735,892	20.34	13.58	47.86	43.44
2006	9,427,970	32.02	11.98	53.62	48.92
2007	8,772,849	37.26	22.70	72.97	60.24
2008	4,758,206	45.58	12.73	84.73	82.03
2009	6,359,696	32.54	20.45	62.23	64.83
Ene-Mar 2010	2,229,873	35.74	20.10	79.81	80.52

Tabla 52: Valoración Costo de Producción Fuel Oil 4

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL FUEL OIL (EN USD)					
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Total Costo por Barril	Total Costo por Galón
2005	8.56	3.45	1.57	13.58	0.32
2006	11.16	0.24	0.58	11.98	0.29
2007	12.00	9.80	0.90	22.70	0.54
2008	11.96	0.36	0.41	12.73	0.30
2009	12.56	4.99	2.90	20.45	0.49
Ene-Mar 2010	12.89	2.22	4.99	20.10	0.48

Tabla 53: Valoración Costo de Oportunidad 1 Fuel Oil 4

FUEL OIL (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE EXPORTACIÓN DEL CRUDO EN USD)					
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Total Costo de Oportunidad 1	Total Costo por Galón
2005	42.84	3.45	1.57	47.86	1.14
2006	52.80	0.24	0.58	53.62	1.28
2007	62.27	9.80	0.90	72.97	1.74
2008	83.96	0.36	0.41	84.73	2.02
2009	54.34	4.99	2.90	62.23	1.48
Ene-Mar 2010	72.60	2.22	4.99	79.81	1.90

Tabla 54: Valoración Costo de Oportunidad 2 Fuel Oil 4

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACIÓN				
Fecha	Valor CIF	Comercialización	Total Costo de Oportunidad 2	Total Costo por Galón
2005	41.87	1.57	43.44	1.03
2006	48.34	0.58	48.92	1.16
2007	59.34	0.90	60.24	1.43
2008	81.62	0.41	82.03	1.95
2009	61.93	2.90	64.83	1.54
Ene-Mar 2010	75.53	4.99	80.52	1.92

Subsidio al Spray Oil

El spray oil es un derivado de petróleo en consistencia muy similar a un aceite lubricante. En el país se lo usa para combatir la sigatoka negra en las plantaciones de banano. A continuación se presenta la valoración de subsidios para este derivado de petróleo.

Tabla 55: Subsidios al Spray Oil

RESUMEN SUBSIDIO SPRAY OIL (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2006	0.0	1.9	0.7
2007	0.0	4.2	2.8
2008	0.0	9.9	8.2
2009	0.0	3.6	4.2
Ene-Mar 2010	0.0	2.6	2.4

Tabla 56: Resumen Precio y Costos del Spray Oil

PRECIOS Y COSTOS SPRAY OIL					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2006	141,086	43.26	15.26	56.90	48.48
2007	171,328	43.26	17.27	67.54	59.51
2008	211,462	43.26	17.98	89.98	81.84
2009	220,465	43.26	17.99	59.77	62.16
Ene-Mar 2010	74,691	43.26	18.45	78.16	75.59

Tabla 57: Valoración Costo de Producción Spray Oil

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL SPRAY OIL (EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	11.16	3.96	0.14	15.26	0.36
2007	12.00	5.10	0.17	17.27	0.41
2008	11.96	5.80	0.22	17.98	0.43
2009	12.56	5.20	0.23	17.99	0.43
Ene-Mar 2010	12.89	5.50	0.06	18.45	0.44

Tabla 58: Valoración Costo de Oportunidad 1 Spray Oil

PESCA ARTESANAL (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE IMPORTACION DEL CRUDO EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 1 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	52.80	3.96	0.14	56.90	1.35
2007	62.27	5.10	0.17	67.54	1.61
2008	83.96	5.80	0.22	89.98	2.14
2009	54.34	5.20	0.23	59.77	1.42
Ene-Mar 2010	72.60	5.50	0.06	78.16	1.86

Tabla 59: Valoración Costo de Oportunidad 2 Spray Oil

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACION				
FECHA	VALOR CIF	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 2 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	48.34	0.14	48.48	1.15
2007	59.34	0.17	59.51	1.42
2008	81.62	0.22	81.84	1.95
2009	61.93	0.23	62.16	1.48
Ene-Mar 2010	75.53	0.06	75.59	1.80

Subsidio a los Solventes

Estos son los diferentes solventes y diluyentes utilizados por la industria nacional. A continuación se presenta la valoración de subsidios para este derivado de petróleo.

Tabla 60: Subsidios a los Solventes

RESUMEN SUBSIDIO SOLVENTES (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2006	0.0	0.0	0.5
2007	0.0	0.4	1.7
2008	0.0	2.0	3.6
2009	0.0	0.0	1.6
Ene-Mar 2010	0.0	0.3	0.4

Tabla 61: Resumen Precio y Costos de los Solventes

PRECIOS Y COSTOS SOLVENTES					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2006	40,848	61.32	16.44	58.08	74.54
2007	61,495	61.32	17.82	68.09	88.85
2008	69,746	61.32	17.34	89.34	112.66
2009	64,462	61.32	16.19	57.97	86.11
Ene-Mar 2010	16,048	61.32	17.33	77.05	88.29

Tabla 62: Valoración Costo de Producción Solventes

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL SOLVENTES (EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	11.16	5.12	0.16	16.44	0.39
2007	12.00	5.64	0.18	17.82	0.42
2008	11.96	5.14	0.23	17.34	0.41
2009	12.56	3.42	0.22	16.19	0.39
Ene-Mar 2010	12.89	4.39	0.06	17.33	0.41

Tabla 63: Valoración Costo de Oportunidad 1 Solventes

SOLVENTES (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE IMPORTACION DEL CRUDO EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 1 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	52.80	5.12	0.16	58.08	1.38
2007	62.27	5.64	0.18	68.09	1.62
2008	83.96	5.14	0.23	89.34	2.13
2009	54.34	3.42	0.22	57.97	1.38
Ene-Mar 2010	72.60	4.39	0.06	77.05	1.83

Tabla 64: Valoración Costo de Oportunidad 2 Solventes

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACION				
FECHA	VALOR CIF	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 2 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	74.38	0.16	74.54	1.77
2007	88.66	0.18	88.85	2.12
2008	112.43	0.23	112.66	2.68
2009	85.90	0.22	86.11	2.05
Ene-Mar 2010	88.23	0.06	88.29	2.10

Subsidio a los Residuos

Este combustible es utilizado para generación eléctrica. A continuación se presenta la valoración de subsidios para este combustible.

Tabla 65: Subsidios a los Residuos

RESUMEN SUBSIDIO RESIDUOS (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2006	0.0	0.0	0.0
2007	0.0	0.0	0.0
2008	0.0	184.1	174.5
2009	0.0	161.3	189.9
Ene-Mar 2010	0.0	136.4	139.6

Tabla 66: Resumen Precio y Costos de los Residuos

PRECIOS Y COSTOS RESIDUOS					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2006		16.38	12.24	53.87	48.71
2007		16.46	13.27	63.54	59.73
2008	3,019,869	24.32	13.27	85.27	82.10
2009	4,138,305	16.46	13.67	55.45	62.35
Ene-Mar 2010	2,353,875	16.46	14.69	74.41	75.79

Tabla 67: Valoración Costo de Producción Residuos

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL RESIDUOS (EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	11.16	0.70	0.37	12.24	0.29
2007	12.00	0.88	0.39	13.27	0.32
2008	11.96	0.83	0.48	13.27	0.32
2009	12.56	0.69	0.42	13.67	0.33
Ene-Mar 2010	12.89	1.55	0.26	14.69	0.35

Tabla 68: Valoración Costo de Oportunidad 1 Residuos

RESIDUOS (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE IMPORTACION DEL CRUDO EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 1 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	52.80	0.70	0.37	53.87	1.28
2007	62.27	0.88	0.39	63.54	1.51
2008	83.96	0.83	0.48	85.27	2.03
2009	54.34	0.69	0.42	55.45	1.32
Ene-Mar 2010	72.60	1.55	0.26	74.41	1.77

Tabla 69: Valoración Costo de Oportunidad 2 Residuos

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACION				
FECHA	VALOR CIF	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 2 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2006	48.34	0.37	48.71	1.16
2007	59.34	0.39	59.73	1.42
2008	81.62	0.48	82.10	1.95
2009	61.93	0.42	62.35	1.48
Ene-Mar 2010	75.53	0.26	75.79	1.80

Subsidio al Fuel Oil 6

Este combustible es exportado por Petroecuador. A continuación se presenta la valoración de subsidios para este combustible.

Tabla 70: Subsidios al Fuel Oil 6

RESUMEN SUBSIDIO FUEL OIL 6 (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2005	0.0	168.2	89.4
2006	0.0	216.8	98.9
2007	0.0	305.6	164.2
2008	0.0	234.8	126.6
2009	0.0	92.7	101.1
Ene-Mar 2010	0.0	74.2	70.0

Tabla 71: Resumen Precio y Costos del Fuel Oil 6

PRECIOS Y COSTOS FUEL OIL 6					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2005	10,690,494	37.01	27.04	52.75	45.38
2006	11,923,289	43.67	30.62	61.85	51.96
2007	13,161,431	50.60	36.12	73.82	63.07
2008	13,578,727	76.07	39.36	93.36	85.40
2009	10,860,810	56.38	33.58	64.91	65.69
Ene-Mar 2010	1,850,865	39.32	34.61	79.39	77.12

Tabla 72: Valoración Costo de Producción Fuel Oil 6

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL FUEL OIL 6 (EN USD)						
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Total Costo por Barril	Total Costo por Galón	
2005	22.11	1.42	3.51	27.04	0.64	
2006	25.94	1.06	3.62	30.62	0.73	
2007	25.49	6.90	3.73	36.12	0.86	
2008	34.40	1.19	3.78	39.36	0.94	
2009	28.40	1.42	3.76	33.58	0.80	
Ene-Mar 2010	31.74	1.29	1.59	34.61	0.82	

Tabla 73: Valoración Costo de Oportunidad 1 Fuel Oil 6

FUEL OIL 6 (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE EXPORTACIÓN DEL CRUDO EN USD)					
Fecha	Materia Prima	Refinación	Comercialización	Total Costo de Oportunidad 1	Total Costo por Galón
2005	47.82	1.42	3.51	52.75	1.26
2006	57.17	1.06	3.62	61.85	1.47
2007	63.19	6.90	3.73	73.82	1.76
2008	88.40	1.19	3.78	93.36	2.22
2009	59.73	1.42	3.76	64.91	1.55
Ene-Mar 2010	76.52	1.29	1.59	79.39	1.89

Tabla 74: Valoración Costo de Oportunidad 2 Fuel Oil 6

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACIÓN				
Fecha	Valor CIF	Comercialización	Total Costo de Oportunidad 2	Total Costo por Galón
2005	41.87	3.51	45.38	1.08
2006	48.34	3.62	51.96	1.24
2007	59.34	3.73	63.07	1.50
2008	81.62	3.78	85.40	2.03
2009	61.93	3.76	65.69	1.56
Ene-Mar 2010	75.53	1.59	77.12	1.84

Subsidio a las Naftas de Exportación

Este combustible es exportado por Petroecuador. A continuación se presenta la valoración de subsidios para este combustible.

Tabla 75: Subsidios a las Naftas de Exportación

RESUMEN SUBSIDIO NAFTAS DE EXPORTACION (MILLONES DE USD)			
Fecha	Al Costo de Produccion	Al Costo de Oportunidad 1	Al Costo de Oportunidad 2
2006	0.0	0.0	24.7
2007	0.0	0.0	34.8
2008	0.0	14.2	43.3
2009	0.0	3.9	23.7
Ene-Mar 2010	0.0	0.0	0.0

Tabla 76: Resumen Precio y Costos de las Naftas de Exportación

PRECIOS Y COSTOS NAFTA DE EXPORTACION					
Fecha	Demanda Interna (BLS)	Precio Venta (USD/BLS)	Costo de producción (USD/BLS)	Costo de oportunidad 1 (USD/BLS)	Costo de oportunidad 2 (USD/BLS)
2005	2,298,851	54.00	16.11	50.39	74.25
2006	1,691,398	65.66	14.18	55.82	80.28
2007	1,998,265	74.15	22.33	72.60	91.55
2008	1,837,359	88.28	23.99	95.99	111.82
2009	1,473,505	57.57	18.44	60.22	73.62
Ene-Mar 2010		43.53	0.00	72.60	90.17

Tabla 77: Valoración Costo de Producción Naftas de Exportación

COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL NAFTA DE EXPORTACIÓN (EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2005	8.56	3.73	3.82	16.11	0.38
2006	11.16	3.01	0.01	14.18	0.34
2007	12.00	8.80	1.53	22.33	0.53
2008	11.96	8.84	3.20	23.99	0.57
2009	12.56	5.80	0.09	18.44	0.44
Ene-Mar 2010				-	0.00

Tabla 78: Valoración Costo de Oportunidad 1 Naftas de Exportación

NAFTA DE EXPORTACION (VALORANDO LA MATERIA PRIMA AL COSTO DE IMPORTACION DEL CRUDO EN USD)					
FECHA	MATERIA PRIMA	REFINACIÓN	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 1 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2005	42.84	3.73	3.82	50.39	1.20
2006	52.80	3.01	0.01	55.82	1.33
2007	62.27	8.80	1.53	72.60	1.73
2008	83.96	8.84	3.20	95.99	2.29
2009	54.34	5.80	0.09	60.22	1.43
Ene-Mar 2010	72.60			72.60	1.73

Tabla 79: Valoración Costo de Oportunidad 2 Naftas de Exportación

SUBSIDIO AL PRECIO DE IMPORTACION				
FECHA	VALOR CIF	COMERCIALIZACIÓN	TOTAL COSTO OPORTUNIDAD 2 POR BARRIL	TOTAL COSTO POR GALON
2005	70.43	3.82	74.25	1.77
2006	80.28	0.01	80.28	1.91
2007	90.02	1.53	91.55	2.18
2008	108.63	3.20	111.82	2.66
2009	73.53	0.09	73.62	1.75
Ene-Mar 2010	90.17		90.17	2.15

A continuación se presenta un resumen del total de subsidios bajo estas metodologías de valoración.

Tabla 80: Resumen Subsidios al Costo de Producción

SUBSIDIOS AL COSTO DE PRODUCCION (MILLONES DE USD)																	
Fecha	LPG Nacional	LPG Importado	Diesel 2 Nacional	Diesel 2 Importado	Gasolina Extra	Gasolina Super	Diesel 1	Spray Oil	Residuos	Solventes	Fuel Oil 6	Naftas de Exportacion	Pesca Artesanal	Fuel Oil	Jet Fuel	Jet Fuel Importado	Total
2005	37.0	379.4	0.0	411.5	179.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,006.9
2006	52.2	490.1	0.0	586.2	221.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,349.6
2007	47.4	651.4	0.0	647.9	343.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,690.1
2008	52.8	678.2	0.0	888.9	362.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	1,986.0
2009	45.6	418.2	0.0	537.4	275.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	1,276.9
Ene-Mar 2010	14.4	166.2	0.0	219.4	58.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	458.7
Ene 2005 - Mar 2010	249.4	2,783.6	0.0	3,291.3	1,439.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	7,768.2

Tabla 81: Resumen Subsidios al Costo de Oportunidad 1

SUBSIDIOS AL COSTO DE OPORTUNIDAD 1 (MILLONES DE USD)																	
Fecha	LPG Nacional	LPG Importado	Diesel 2 Nacional	Diesel 2 Importado	Gasolina Extra	Gasolina Super	Diesel 1	Spray Oil	Residuos	Solventes	Fuel Oil 6	Naftas de Exportacion	Pesca Artesanal	Fuel Oil	Jet Fuel	Jet Fuel Importado	Total
2005	112.3	379.4	126.7	411.5	352.3	15.8	3.6	0.0	0.0	0.0	168.2	0.0	0.0	295.5	0.0	0.0	1,865.4
2006	144.6	490.1	240.5	586.2	448.9	81.4	4.0	1.9	0.0	0.0	216.8	0.0	13.2	203.6	49.2	0.0	2,480.4
2007	117.5	651.4	415.6	647.9	747.9	8.1	3.3	4.2	0.0	0.4	305.6	0.0	19.8	313.2	11.5	0.0	3,246.4
2008	212.4	678.2	723.9	888.9	864.5	184.6	3.4	9.9	184.1	2.0	234.8	14.2	32.7	186.3	0.0	3.5	4,223.3
2009	135.3	418.2	230.3	537.4	874.7	74.7	1.8	3.6	161.3	0.0	92.7	3.9	17.5	188.8	0.0	0.6	2,740.9
Ene-Mar 2010	43.4	166.2	88.7	219.4	274.0	49.0	0.8	2.6	136.4	0.3	74.2	0.0	7.7	98.3	23.9	0.0	1,184.8
Ene 2005 - Mar 2010	765.5	2,783.6	1,825.7	3,291.3	3,562.4	413.7	16.9	22.2	481.8	2.6	1,092.3	18.1	90.8	1,285.6	84.6	4.2	15,741.2

Tabla 82: Resumen Subsidios al Costo de Oportunidad 2

AL COSTO DE OPORTUNIDAD 2 (MILLONES DE USD)																	
Fecha	LPG Nacional	LPG Importado	Diesel 2 Nacional	Diesel 2 Importado	Gasolina Extra	Gasolina Super	Diesel 1	Spray Oil	Residuos	Solventes	Fuel Oil 6	Naftas de Exportacion	Pesca Artesanal	Fuel Oil	Jet Fuel	Jet Fuel Importado	Total
2005	104.4	379.4	647.9	411.5	103.6	75.8	8.6	0.0	0.0	0.0	89.4	46.5	0.0	248.0	66.8	0.0	2,182.0
2006	129.0	490.1	623.1	586.2	172.6	112.3	7.3	0.7	0.0	0.5	98.9	24.7	9.0	159.3	104.2	0.0	2,518.1
2007	93.6	651.4	605.6	647.9	354.0	9.4	5.0	2.8	0.0	1.7	164.2	34.8	15.5	201.6	73.8	0.0	2,861.1
2008	163.6	678.2	982.6	888.9	434.3	172.5	5.4	8.2	174.5	3.6	126.6	43.3	30.3	173.4	127.1	3.5	4,015.9
2009	98.9	418.2	406.6	537.4	311.3	46.6	2.5	4.2	189.9	1.6	101.1	23.7	18.6	205.3	19.9	0.6	2,386.6
Ene-Mar 2010	37.3	166.2	93.4	219.4	157.8	36.7	1.0	2.4	139.6	0.4	70.0	0.0	7.0	99.8	32.5	0.0	1,063.7
Ene 2005 - Mar 2010	626.8	2,783.6	3,359.1	3,291.3	1,533.8	453.4	29.8	18.3	504.0	7.8	650.2	172.9	80.4	1,087.5	424.3	4.2	15,027.3



Varias disposiciones legales y resoluciones de diversas entidades y autoridades del país han establecido mecanismos por los cuales el sector eléctrico ecuatoriano recibe y otorga una serie de tratamientos especiales a sus distintos usuarios, a través de: precios inferiores a los costos, exoneraciones de pago, cobertura por parte del Estado de insuficiencias de gestión de las entidades eléctricas, aportes gubernamentales para obras de expansión de la actividad eléctrica, insumos entregados a precios preferenciales, etc. Estos tratamientos especiales tienen, según el caso, aplicaciones coyunturales o permanentes.

En la actualidad, dentro del sector eléctrico del país, se puede identificar ocho aspectos que constituyen manejos especiales, unos financiados por el Gobierno Nacional y otros que son financiados por parte de los mismos clientes del sector eléctrico. Los aspectos financiados por el Gobierno Nacional son:

- 1) Tarifa de la Dignidad
- 2) Déficit Tarifario que está compuesto de los siguientes conceptos:
 - Aplicación Pliego Tarifario único – Tarifa Única
 - Tarifa especial para el Anciano
 - Exoneración a escenarios deportivos
 - Afectados por el volcán Tungurahua
 - Operación de la generación de sistemas aislados
- 3) Déficit de Gestión (Diferencial de pérdidas, Diferencial de costos de O&M, Insuficiencia de recaudación)
- 4) Combustible para Generación Eléctrica
- 5) Financiamiento de la expansión
- 6) Electrificación Rural y Urbano – Marginal

Los aspectos financiados de manera cruzada por parte de determinados clientes del sector eléctrico son:

- 7) Subsidios cruzados entre clientes residenciales.
- 8) Tarifa especial para varios clientes (Juntas de Agua, Cultos Religiosos, Entidades de Asistencia Social y Beneficio Público).

Los seis aspectos financiados por el Gobierno representan requerimientos de egresos de la caja fiscal. De estos seis aspectos, los dos primeros se califican dentro de un concepto tradicional de subsidio, mientras los cuatro restantes son aportes que se deberían realizar por parte del Gobierno dentro de una política general de manejo del sector eléctrico derivada de leyes específicas sobre el tema. A continuación se procede a realizar una explicación detallada de la naturaleza y cuantificación de cada uno de dichos subsidios.

Tarifa de la Dignidad

El Gobierno del Presidente Rafael Correa dispuso al CONELEC en junio de 2007 que se otorgue un trato preferencial a los clientes residenciales que consumen hasta 110 KWh/mes en la Sierra y 130 KWh/mes en la Costa. Este trato preferente denominado “Tarifa de la Dignidad”,

estableció cobrar a dichos clientes con un precio de 4 centavos de dólar por KWh, más un cargo fijo de 70 centavos de dólar por concepto de comercialización. En el primer trimestre del 2010, en promedio 2'050,151 clientes se benefician mes a mes de este subsidio, lo que constituye 60% de los clientes residenciales, porcentaje que llega hasta 80% en la CNEL – Regional Bolívar. La aplicación de este subsidio representa mensualmente al Estado un compromiso de egreso mensual promedio de USD 3.5 millones.

En la tabla siguiente se muestra un resumen de la aplicación de esta tarifa desde que se la puso en vigencia en julio del 2007 hasta el primer trimestre del 2010.

Tabla 83: Tarifa de la Dignidad

PERIODO	PROMEDIO DE CLIENTES BENEFICIADOS	CONSUMO ANUAL SUBSIDIADO (KWh)	VALOR ANUAL DEL SUBSIDIO (DOLARES)	VALOR MENSUAL DEL SUBSIDIO (DOLARES)
TOTAL JUL-DIC 07	1 768 461	500 290 423	21,9	3,7
TOTAL ENE-DIC 08	1 904 288	1 087 630 873	41,7	3,5
TOTAL ENE-DIC 09	1 999 744	1 172 232 778	40,1	3,3
TOTAL ENE-MAR 10	2 050 151	305 093 168	10,4	3,5
TOTAL JUL 07- MAR 10		3 065 247 242	114,1	3,5

Fuente: CONELEC

Gráfico 1: Consumo Subsidiado

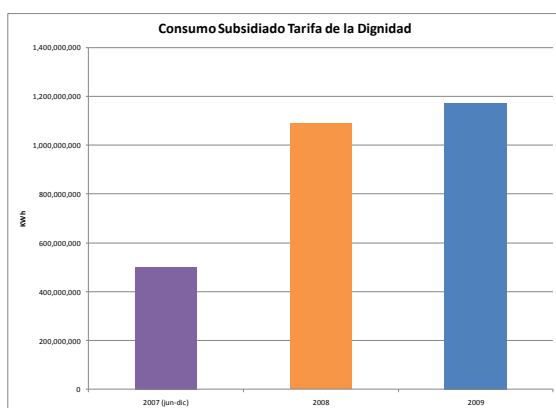


Gráfico 2: Valor Subsidiado

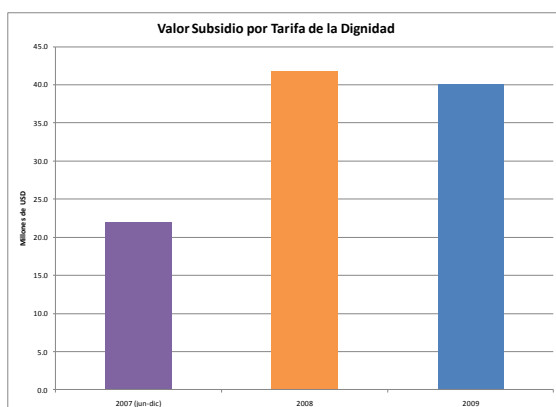
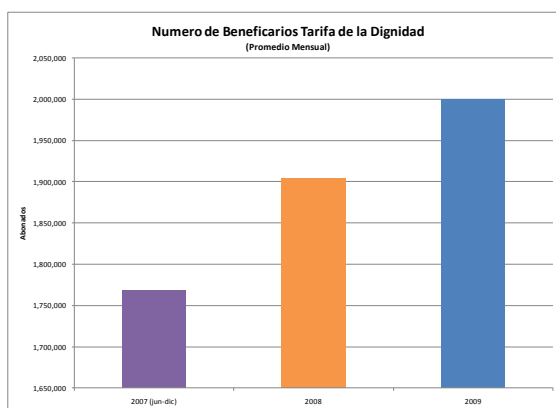


Gráfico 3: Beneficiarios Tarifa de la Dignidad



Se debe puntualizar que antes de la implantación de la tarifa dignidad, el sector eléctrico ya tenía establecido un procedimiento mediante el cual los clientes residenciales que consumían hasta el promedio mensual de consumo de su respectiva empresa distribuidora recibían un trato preferencial en sus tarifas. Este trato preferencial es financiado hasta la actualidad por los clientes residenciales de la misma empresa con consumos superiores a ese promedio y se le denomina subsidio cruzado. Este procedimiento se respalda en el segundo párrafo del literal c) del artículo 53 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico – LRSE.

Puesto que existen dos mecanismos diseñados para apoyar a los consumidores de menores ingresos y para dar cumplimiento a la disposición del Presidente de la República, el CONELEC aplica el siguiente procedimiento para los clientes beneficiarios de la Tarifa de la Dignidad:

- a) Aplicando los pliegos tarifarios aprobados, se calcula mensualmente el valor de la planilla correspondiente.
- b) Se define el valor que los clientes que otorgan el subsidio cruzado deben aportar, para lo cual se incrementa el valor de sus planillas en un 10% en todas las empresas del país, excepto a los clientes de la ciudad de Guayaquil a los que se incrementa 5%.
- c) El valor así definido se divide para el número de clientes beneficiarios, obteniéndose así el monto de subsidio cruzado que cada cliente recibirá en consecuencia, valor que disminuye el monto de la planilla calculada.
- d) A los clientes beneficiados se les aplica los valores definidos por la Tarifa de la Dignidad, y el valor obtenido se lo resta del valor calculado en la parte c). Esta diferencia constituye el valor que el Gobierno debe aportar al sector eléctrico.

Hay algunos casos de clientes beneficiarios del subsidio cruzado para quienes la aplicación de la tarifa de la dignidad no resultaría conveniente, por lo que se les aplica solamente el subsidio cruzado (por ejemplo, clientes de la tercera edad con consumos menores a 120 KWh).

Déficit Tarifario

El déficit tarifario se constituye por la diferencia entre los costos de generación, transmisión y distribución reales, y aquellos que son reconocidos en la tarifa única a nivel nacional. Este déficit se sustenta en el Mandato No. 15 de la Asamblea Nacional Constituyente, vigente desde

julio del 2008 y en varias Resoluciones del CONELEC emitidas en dicho año para aplicar el Mandato.

Específicamente, el Mandato No. 15 en su artículo 2 dice: “El Ministerio de Finanzas, cubrirá mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución, transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el CONELEC; para tal efecto, el Ministerio de Finanzas deberá realizar todos los ajustes presupuestarios pertinentes que permitan cumplir con este Mandato”.

Las regulaciones emitidas por el CONELEC, para aplicar este Mandato, son las siguientes:

- *Regulación No. 006/008*: En su numeral 9 dispone que la diferencia entre el valor de la tarifa única aprobada a nivel nacional y el valor de los costos propios de cada distribuidora sea valorada por el CONELEC para fines de establecer el valor de la compensación que el Ministerio de Finanzas debe cancelar. Igualmente se dispone que, en este cálculo, el CONELEC incluya todos los subsidios o compensaciones que el Estado haya otorgado a través de la propia normativa eléctrica o de otra Leyes, Decretos Ejecutivos, Acuerdos Ministeriales y Mandatos Constituyentes.
- *Regulación No. 013/08*: Complementa la regulación anterior incluyendo la compensación del déficit operacional de los sistemas de generación aislados. Además, ratifica la compensación que el Ministerio de Finanzas deberá pagar por los subsidios que el estado haya establecido y establece la liquidación que debe realizar el CENACE sobre las transacciones realizadas a partir de la aprobación de la regulación 006 /008.

Aplicación Pliego Tarifario Único – Tarifa Única

El estudio de costos de las empresas distribuidoras realizado por el CONELEC en febrero del 2009, y luego corregido por los resultados reales obtenidos, estableció un déficit tarifario de USD 135 millones en 2009 distribuido de la siguiente forma:

Tabla 84: Déficit Tarifario

Déficit Tarifario	
MES	Valoración Subsidio (dólares)
ene-09	3,686,930.5
feb-09	3,207,484.8
mar-09	10,006,213.5
abr-09	1,679,636.9
may-09	1,640,264.1
jun-09	2,134,271.5
jul-09	1,271,514.0
ago-09	7,149,685.1
sep-09	20,256,440.2
oct-09	17,756,127.1
nov-09	33,286,680.2
dic-09	33,202,337.1
Total	135,277,584.9

Fuente: CONELEC

Se aprecia que en el período de estiaje (de septiembre a diciembre), cuando el costo de la generación sube por la mayor utilización de energía termoeléctrica, también se incrementa el nivel del déficit tarifario. También se observa que el monto de este déficit varía de mes en mes, pero que en promedio en el 2009 representó un compromiso de egreso mensual de USD 11.3 millones.

Los mismos datos pero desglosados por empresa eléctrica distribuidora se presentan en la siguiente tabla, en la cual se aprecia que el 50% del total de este subsidio corresponde a las empresas distribuidoras que sirven a Quito y Guayaquil.

Tabla 85: Déficit Tarifario por Empresa Distribuidora

AÑO 2009		
EMPRESA DISTRIBUIDORA	VALOR (US \$)	%
Ambato	3,334,992.70	2.47
Azogues	2,243,573.98	1.66
CNEL-Bolívar	2,038,349.33	1.51
Eléctrica de Guayaquil	33,735,120.84	24.94
Centro Sur	8,407,700.60	6.22
Cotopaxi	3,275,637.27	2.42
CNEL-El Oro	1,855,918.85	1.37
CNEL-Guayas-Los Rios	7,622,718.01	5.63
CNEL-Esmeraldas	1,887,004.59	1.39
CNEL-Los Rios	2,749,055.29	2.03
CNEL-Manabí	6,361,707.93	4.70
CNEL-Milagro	2,909,373.83	2.15
Norte	4,530,592.63	3.35
Quito	33,968,136.43	25.11
Riobamba	4,982,505.15	3.68
CNEL-Sta. Elena	2,166,982.46	1.60
CNEL-Sto. Domingo	3,571,970.03	2.64
Sur	6,014,383.12	4.45
CNEL-Sucumbios	2,078,016.67	1.54
Galápagos	1,543,845.21	1.14
TOTAL	135,277,584.92	100.00

Fuente: CONELEC

Tarifa especial para el Anciano

La Ley del Anciano, en su Artículo 15, estipula una reducción de 50% en el valor de la planilla de energía eléctrica a los primeros 120 kWh/mes de consumo a aquellos clientes residenciales que tengan 65 años o más. Esta tarifa está en vigencia desde el año 2001 y representa en 2010 un egreso promedio para el Estado de USD 244,434 por mes.

Tabla 86: Tarifa del Anciano

	Clientes Beneficiados	Consumo Anual (kWh)	Subsidio Anual (USD)	Subsidio Mensual (USD)
TOTAL AGOSTO-DICIEMBRE 2008	85 606,60	65 022 843,00	1,46	0,29
TOTAL ENERO-DICIEMBRE 2009	118 993,42	225 925 256,00	5,00	0,42
TOTAL ENERO-MARZO 2010	64 992,33	34 375 965,00	0,73	0,24

Gráfico 4: Consumo Subsidiado

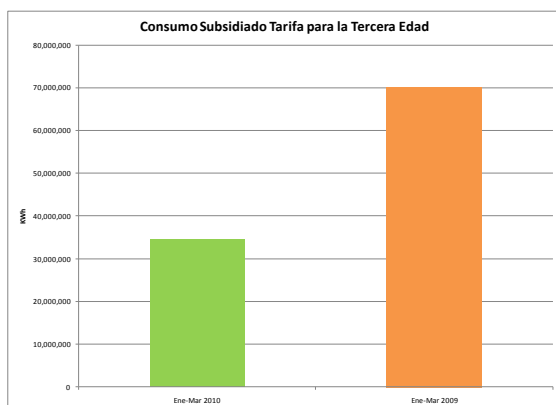


Gráfico 5: Valor Subsidiado Tercera Edad

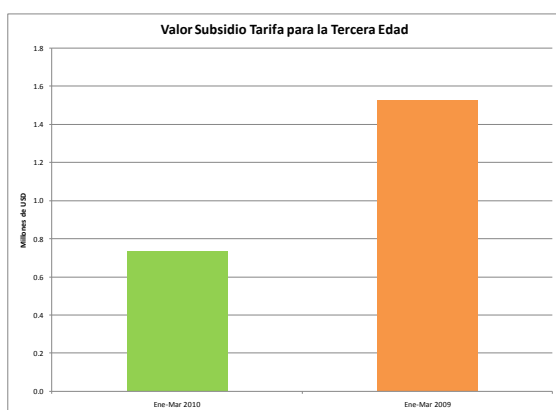
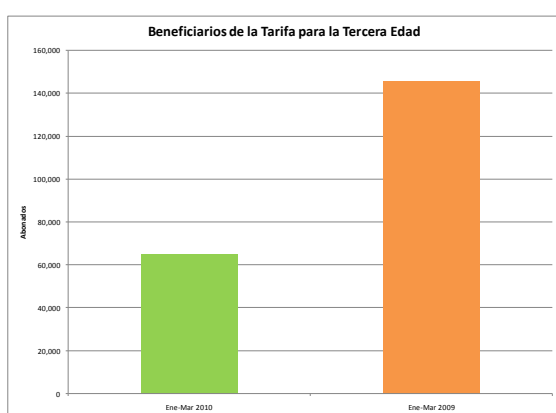


Gráfico 6: Beneficiarios Tercera Edad



Cabe señalar que las empresas eléctricas distribuidoras tienen la obligación de reportar al CONELEC los consumos y facturas cobradas a sus clientes de la tercera edad. Sin embargo, la entrega de dicha información ha sido bastante irregular – especialmente en 2008, así como en lo que va de 2010 – observándose que hay empresas que no reportan esta información. Esto ha estado ocasionando perjuicios a dichas empresas, puesto que, al no informar sobre estos consumos no son incluidas en los reportes que el CONELEC envía al Ministerio de Finanzas para la recuperación de los montos subsidiados. Como esta situación se ha repetido también en los casos de la exoneración a los escenarios deportivos y los afectados por el volcán Tungurahua, en días pasados el CONELEC ha procedido a emitir una Regulación por la cual establece la obligatoriedad de las empresas eléctricas distribuidoras de enviar la información completa y en los términos que el CONELEC establezca, incluyendo sanciones económicas para los ejecutivos de las mismas que no cumplan esta disposición.

Exoneración a Escenarios Deportivos

Según la disposición contenida en el Artículo 48 de la Ley de Cultura Física y Deporte, se exonera a las instituciones deportivas a cargo de organismos deportivos reconocidos por dicha ley del pago por consumo de energía eléctrica, independientemente del uso que se de al escenario. La aplicación de esta disposición se ha prestado a ciertos abusos por parte de algunas entidades deportivas. Representó un costo para el Estado de USD 95,156 por mes en el periodo agosto-diciembre 2008 y USD 48,816 en 2009.

Tabla 87: Exoneración a Escenarios Deportivos

Fecha	Valoración Subsidio Periodo (dólares)	Valoración Subsidio Promedio Mensual (dólares)
Ago - Dic 2008	475,779	95,156
Ene - Dic 2009	585,791	48,816

Fuente: CONELEC

Afectados por el Volcán Tungurahua

A través de una disposición que consta en la *Ley Reformatoria a la Ley que Favorece a la Población y Otros Sectores de la Zona de Influencia del Volcán Tungurahua*, identificada como Ley 2000-2, se otorga a la población afectada por la erupción del volcán una exoneración total del pago por el consumo de energía eléctrica desde la fecha de evacuación hasta su retorno oficial definitivo, o el cese de los efectos dañosos de la actividad eruptiva del volcán Tungurahua. El siguiente cuadro presenta un resumen de los valores que han dejado de cobrarse a los afectados por la actividad del volcán, que corresponden a clientes de las Empresas Eléctricas Riobamba y Ambato.

Tabla 88: Afectados Volcán Tungurahua

Subsidio para los Afectados por el Volcán Tungurahua				
(Dólares)				
PERIODO	E.E. RIOBAMBA	E.E. AMBATO	TOTAL	EQUIVALENTE MENSUAL
AGO-DIC 2008	33 464,01	3 969,04	37 433,05	7 486,61
ENE-AGO 2009	51 058,01	6 287,04	57 345,05	7 168,13

Fuente: CONELEC y Empresa Eléctrica Ambato

La información disponible también es bastante irregular, por lo que se espera que con la nueva Regulación del COENELC cobre el tema la información deberá quedar totalmente normalizada.

En todo caso, se aprecia que el costo para el Estado de este trato preferencial a los afectados por el volcán Tungurahua, fluctúa alrededor de USD 7,500 mensuales.

Operación de Sistemas Aislados

Existen cuatro sistemas de generación aislada – que operan independientemente del Sistema Nacional Interconectado con grupos de generación termoeléctrica – en el país: CNEL Sucumbíos, CNEL El Oro, EEQ (Oyacahi) y Galápagos. Estos sistemas tienen altos costos operativos, los mismos que hasta antes del Mandato 15 se financiaban con parte de los fondos generados a través del aporte de los usuarios comerciales e industriales al Fondo de Electrificación Urbano Marginal - FERUM. A partir del Mandato 15, para compensar esos altos costos y acatando la Regulación del CONELEC No. 013/08 de 2008 (que complementa la aplicación del Mandato No. 15 de la Asamblea Constituyente), se otorga un trato preferente a estos sistemas, que consiste en cubrir la diferencia entre el costo real de generación de dichas centrales y el costo medio de generación (CMG) calculado en el estudio de costos del CONELEC. El costo real de generación de estos sistemas está compuesto por los costos de

reposición, operación, mantenimiento, combustible y administración. En promedio este subsidio representa un egreso anual de USD 11.2 millones, un promedio mensual de USD 0.94 millones. En la siguiente tabla se muestra el monto del subsidio que se otorgó en 2009 por este concepto.

Tabla 89: Operación de Sistemas Aislados

MES	Valoración Subsidio (dólares)
ene-09	648,426.8
feb-09	795,434.5
mar-09	662,589.4
abr-09	791,104.3
may-09	780,219.3
jun-09	825,904.3
jul-09	862,374.6
ago-09	910,870.7
sep-09	921,469.1
oct-09	1,042,416.9
nov-09	1,040,328.5
dic-09	1,959,279.9
Total	11,240,418.4

Fuente: CONELEC

Resumiendo el tema del Déficit tarifario, este representó en 2009 un requerimiento para el Estado de USD 152.1 millones, que se distribuye de la siguiente manera:

Tabla 90: Resumen Déficit Tarifario

Aplicación Pliego Tarifario Unico	Tarifa Especial para el Anciano	Exoneración a Escenarios Deportivos	Afectados por Volcán Tungurahua	Operación de Sistemas Aislados	TOTAL
135 277 584,92	4 974 454,79	585 791,42	57 345,05	11 240 418,37	152 135 594,55

Déficit de Gestión

En el año 2009, el CONELEC—en coordinación con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable—elaboró un documento titulado “Plan Integral de Estabilización y Mejoramiento del Sector Eléctrico - PIEMSE”, en el que se plantea una serie de acciones orientadas a conseguir en el corto plazo, la estabilización financiera del sector eléctrico, y en el mediano y largo plazo, la mejora de los niveles de eficiencia de las empresas, para enmarcarlas en lo que establecen las normas e índices de eficiencia internacionales. Este plan, que fue aprobado en noviembre del año 2009 por el CONELEC, propone reducir a cero el déficit de gestión en un plazo de cuatro años, sobre la base de planes concretos que deben elaborar las empresas eléctricas y que deben ser aprobados por el CONELEC, quien deberá hacer el posterior seguimiento y evaluación de los resultados correspondientes.

Los aspectos que se incluyeron para mejorar la gestión de las empresas eléctricas fueron: las pérdidas de energía, los costos de operación, mantenimiento y administración y las mejoras

en la recaudación. El valor inicial estimado para estos tres rubros para el año 2009 fue de USD 167 millones, lo que significa un requerimiento mensual de casi USD 14 millones. En la siguiente tabla se presenta un desglose de los valores estimados para 2009:

Tabla 91: Estimaciones Déficit de Gestión

CONCEPTO	VALOR
	(Millones de USD)
Pérdidas de Energía	52.85
Costos de Operación	52.88
Recaudación	61.61
TOTAL	167.34

Fuente: CONELEC

El CONELEC ha informado que, hasta mayo 2010, ha recibido del Ministerio de Finanzas un monto de USD 38.55 millones, que se han repartido en el sector eléctrico de la siguiente manera:

Tabla 92: Requerimientos de Financiamiento

CONCEPTO	REQUERIMIENTO (US\$)	PAGADO MIN DE FINANZAS (US\$)	SALDO POR RECIBIR (US \$)
Pliego Tarifario Unico	135 277 585	16 647 155	118 630 430
Tarifa para el Anciano	4 974 455	625 000	4 349 455
Exoneración Escenarios Deportivos	585 791	83 333	502 458
Afectados por el VolcánTungurahua	57 345	23 287	34 058
Operación de Sistemas Aislados	11 240 418	7 241 248	3 999 170
Subtotal Déficit Tarifario	152 135 594	24 620 023	127 515 571
Déficit de Gestión	167 340 000	13 929 977	153 410 023
TOTAL	319 475 594	38 550 000	280 925 594

De esta forma, se ha desembolsado 12% de los requerimientos formulados por el sector eléctrico para el déficit tarifario y el déficit de gestión del año 2009.

Combustible para Generación Eléctrica

Existe un vínculo entre los subsidios a los hidrocarburos y los subsidios eléctricos. Como se señaló en la sección 2, debido a las características de los recursos hidroeléctricos del Ecuador, el país requiere de centrales termoeléctricas para satisfacer la demanda de energía de su población. Estas plantas utilizan derivados de petróleo a precios subsidiados, particularmente diesel que debe ser importado ya que la producción del país no satisface la demanda interna. Por lo tanto, conforme sube la demanda para la generación de plantas que operan con diesel, se incrementa el subsidio a este hidrocarburo. Además, el subsidio al diesel y la relativa facilidad de la implantación de centrales que utilizan este combustible (en cuanto a costos de inversión y tiempo de ejecución) han inducido a acudir a este tipo de plantas de generación, en vez de invertir en centrales termo generadoras que utilicen otros derivados que el país sí produce. Lo más grave, desde una perspectiva de economía política, es que se han visto

manifestaciones de algunos operadores de generadoras térmicas que se han constituido en voces de oposición a la regularización de los subsidios de combustibles.

Los precios de los combustibles utilizados para la generación de electricidad han sido sujeto de múltiples variaciones desde el inicio del Mercado Eléctrico Mayorista en abril de 1999, pasando desde una valoración con precios internacionales hasta la adopción de una política de subsidios aplicada dentro de un esquema de precios preferentes de derivados de hidrocarburos para el sector eléctrico. Hasta el 25 de julio de 2005, el sector eléctrico pagaba precios internacionales por los combustibles que utilizaba. A partir de esa fecha y con base en el Decreto Ejecutivo No. 338, publicado en el Registro Oficial No. 73 del 02 de agosto de 2005, el sector eléctrico paga precios especiales para los combustibles que utiliza. A continuación se presenta una breve relación de los decretos emitidos por el Ejecutivo en torno a los precios de combustible y su incidencia en el sector eléctrico:

- *Decreto Ejecutivo 17 (RO 14, 04/02/2003)*: Establece semanalmente los precios de venta para los derivados de hidrocarburos requeridos por el sector eléctrico, con base a los precios internacionales publicados por el Platt's Oil Gram Marketscand de la Costa del Golfo.
- *Decreto Ejecutivo 575 (RO 130, 22/07/2003)*: Modifica los precios de las gasolinas y diesel y establece valores fijos para el margen de comercialización. No afecta el tratamiento de los combustibles para el sector eléctrico.
- *Decreto Ejecutivo 866 (RO 180, 30/09/2003)*: Establece que PETROECUADOR determinará los precios de los combustibles para el sector eléctrico con base a los precios FOB de exportación (fuel oil y nafta) y CIF de importación (diesel), dando la potestad a los generadores térmicos de importar directamente el combustible requerido.
- *Decreto Ejecutivo 1077 (RO 221, 28/11/2003)*: Especifica la forma de calcular los precios FOB y CIF mencionados en el Decreto 866.
- *Decreto Ejecutivo 1250 (RO 250, 13/01/2004)*: Deroga el Decreto Ejecutivo No 1077
- *Decreto Ejecutivo 1539 (RO 307, 05/04/2004)*: Dispone que PETROECUADOR provea de fuel oil y crudo reducido al sector eléctrico, exclusivamente para la generación de energía eléctrica, fijando el precio del residuo de 100 000 SRW1 (Segundos Redwood) en la Refinería Esmeraldas y dispone que PETROINDUSTRIAL elabore una tabla de viscosidades para la determinación de los porcentajes de diesel 2 y residuo que intervienen en la elaboración del fuel oil. El precio del diesel que se utilice para la mezcla se determinará en función de lo publicado en los PLATT'S OIL GRAM U.S. MARKETSCAN de la Costa del Golfo.
- *Decreto Ejecutivo 338 (RO 73, 02/08/2005)*: Establece los precios de venta de los derivados de los hidrocarburos en los terminales y depósitos operados por PETROCOMERCIAL, haciéndole beneficiario de esos precios al sector eléctrico, es decir, que pueda adquirir el combustible a los precios existentes dentro del país. Los precios fijados, que no incluyen IVA ni margen de comercialización, fueron los siguientes:

Tabla 93: Precios de Combustibles para el Sector Eléctrico

Producto	Precio de terminal (US\$/galón)
Diesel 2	0.8042
Fuel Oil 4	0.62
Naftas industriales (bajo octano)	0.6547

Fuente: CENACE

- *Decreto Ejecutivo 862 (10/01/2008)*: Modifica el precio de la nafta de 0.6547 US\$/galón a 0.8042 US\$/galón. Este nuevo precio de la nafta hizo que la central Victoria II de propiedad de INTERVISATRADE, único generador que opera con este combustible, se torne menos competitiva que las unidades de gas que operan con diesel (subsidiado), dado su menor rendimiento.
- *Decreto Ejecutivo 1131 (11/06/2008)*: Modifica el precio del Fuel Oil 4 para las centrales termoeléctricas que tienen participación estatal mayoritaria, estableciendo un valor de 0.4800 USD/galón. Las centrales beneficiadas por este nuevo precio son:
 - ELECTROGUAYAS con sus centrales Gonzalo Zevallos y Trinitaria, así como a la central Power Barge II que fue operada temporalmente por disposición del 24 de septiembre del CONELEC entre septiembre 2009 y mayo 2010.
 - Eléctrica de Guayaquil a su central A. Santos, a partir de la constitución de la empresa estatal Unidad Eléctrica de Guayaquil – UEG (en junio 18 del 2009).
 - *Decreto Ejecutivo 1136 (13/06/2008)*: Restituye el precio de la nafta previo al decreto 862.

La siguiente tabla presenta un resumen del consumo de combustible de los generadores térmicos sujetos a despacho centralizado del CENACE, para los años comprendidos entre 1999 y 2009.

Tabla 94: Consumo de Combustibles en la Generación Eléctrica

Consumo de Derivados en la Producción Eléctrica					
Fecha	FUEL OIL (galones)	RESIDUO (galones)	DIESEL (galones)	NAFTA (galones)	GAS NATURAL (pies cubicos)
1999	173,217,962	0	41,825,376	5,686,565	0
2000	160,135,563	0	43,355,710	2,656,064	0
2001	184,314,644	0	82,327,590	9,806,725	0
2002	188,490,751	0	68,750,421	8,929,948	24,206,546
2003	180,106,426	0	38,066,399	3,340,321	8,782,304,989
2004	162,187,698	14,776,358	51,001,681	5,782,832	8,489,427,000
2005	194,999,324	16,944,999	81,276,779	26,504,327	9,244,613,988
2006	139,753,820	84,718,228	119,852,492	34,439,503	9,891,927,000
2007	120,026,200	126,972,500	87,401,789	4,003,752	10,426,632,609
2008	111,342,818	106,431,250	45,767,927	7,935,786	8,794,129
2009	121,662,172	144,216,993	119,312,124	9,953,193	9,179,288,277

Fuente: CENACE

La cuantificación de este subsidio se presenta en la sección 4 de este documento.

Financiamiento de la Expansión

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establecía que las tarifas eléctricas, tanto de la transmisión como de la distribución a más de cubrir los costos de operación y mantenimiento y de depreciación anual de los bienes en servicio, incluyan una rentabilidad que permita financiar el programa de expansión del servicio. En el caso específico de la generación no existía un plan de expansión específico y las tarifas con las que se remuneraba esta etapa funcional estaban sometidas al tipo de suministro que los distribuidores escojan (sea por contratos suscritos entre los generadores y los distribuidores, sea para suministro desde el mercado ocasional).

La Asamblea Constituyente estableció, a través del artículo 1 del Mandato 15, que el sector eléctrico debe requerir a través del Presupuesto General del Estado, los fondos para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución. En forma puntual se le asignaron al sector eléctrico en 2008 fondos producto de las utilidades retenidas que disponía el Fondo de Solidaridad, lo cual se lo concretó a través del Mandato No. 9 de la Asamblea Constituyente. Estos recursos se asignaron para mejoramiento, ampliación de infraestructura física o nuevos proyectos. A nueve de las diez empresas integrantes de la CNEL se asignaron USD 86 millones, los que debían ser entregados en un lapso de 15 meses, aunque hasta la fecha todavía no se produce. Actualmente se ha entregado 43% de estos recursos. En la siguiente tabla se muestra el presupuesto en dólares original y revisado para esas obras.

Tabla 95: Requerimientos para la Expansión Eléctrica

REGIONAL CNEL	PRESUPUESTO INICIAL Marzo 2008	PRESUPUESTO A Enero 2009
ESMERALDAS	10.057.368	9.086.408
MANABI	17.768.312	22.247.337
GUAYAS LOS RIOS	13.847.086	16.347.065
LOS RIOS	9.199.301	7.202.417
MILAGRO	4.165.290	4.543.726
EL ORO	10.506.275	8.495.294
SANTA ELENA	9.309.748	8.980.070
SUCUMBIOS	7.819.124	6.564.352
BOLIVAR	3.750.791	2.956.626
TOTAL	86.423.295	86.423.295

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

En el caso de la Transmisión se asignó un valor de USD 47.4 millones, para tres programas: Sistema de Transmisión Milagro—Las Esclusas de 230 KV (USD 32.4 millones), Sistema Las Esclusas-Caraguay (USD 11.9 millones) y Ampliación de la subestación Pascuales (USD 3.3 millones). El avance promedio de ejecución de estas obras a abril 2010 es de 60%.

En lo que se refiere al plan de expansión de la generación para el año 2010, se especificó un requerimiento de inversión de USD 1,222 millones, aunque lo que se concretó dentro del denominado Plan Anual de Inversión – PAI, fue un aporte del Gobierno de solamente USD 158 millones.

Tabla 96: Requerimientos para la Generación

Para Generación Eléctrica (en dólares)			
DESCRIPCION	PRESUPUESTO 2010	PROPUESTA DE REASIGNACION PAI	SALDO POR FINANCIAR
HIDROELECTRICO MAZAR	58,032,898	58,032,898	
MULTIPROPOSITO BABA	156,645,861	52,046,352	104,599,509
HIDROELECTRICO OCAÑA	19,538,000	6,783,000	12,755,000
TERMOELECTRICO FUEL OIL CUBA 40 MW	13,999,967	13,999,967	
TERMOESMERALDAS II	48,000,000	5,204,454	42,795,546
HIDROELECTRICO COCA CODO	292,599,119	3,984,160	288,614,959
HIDROELECTRICO SOPLADORA	178,735,000		178,735,000
TERMOELECTRICO FUEL OIL 380	247,376,602	3,690,202	243,686,400
HIDROELECTRICO BUENOS AIRES	2,316,563	2,316,563	
EOLICO VILLONACO	42,991,900	3,959,474	39,032,426
HIDROELECTRICO CHONTAL - TORTUGO	85,524,315		85,524,315
ESTUDIOS DE PROY. HIDR. DEL SIST. INTEGRADO DEL RIO GUAYLLABAMBA	15,835,298	4,056,711	11,778,587
PROGRAMA DE ESTUDIOS MINAS-SAN FRANCISCO Y LA UNION	2,340,526	2,340,526	
ESTUDIOS DE PROGRAMA GEOTERMICO	1,215,339	1,215,339	
ESTUDIOS PROYECTO HIDROELECTRICO ZAMORA	703,650	703,650	
ESTUDIOS PROYECTO HIDROELECTRICO CARDENILLO	6,466,841		6,466,841
FOTOVOLTAICO	50,000,000		50,000,000
TOTALES	1,222,321,879	158,333,297	1,063,988,583

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

En consecuencia, solamente se ha logrado que se incluya en el presupuesto del Estado 13% de los requerimientos de inversión.

Para la etapa funcional de transmisión, el requerimiento de inversión en diversos proyectos es bastante más bajo, pues solamente llega a USD 39.6 millones y la asignación presupuestaria ha sido completa. El detalle de los proyectos que conforman el plan de expansión de la transmisión son:

Tabla 97: Requerimientos para la Transmisión

Para Transmisión Eléctrica		
DESCRIPCION	PRIORIZADO	PROPUESTA REASIGNACION PAI
AMPLIACION DE SUBESTACIONES DE TRANSMISION	5,815,280	5,815,280
RESERVA DE SUBESTACIONES DE TRANSMISION	1,086,253	1,086,253
SISTEMA DE TRANSMISION CUENCA-LOJA 138 KV	1,300,000	1,300,000
SISTEMA DE TRANSMISION MILAGRO-MACHALA 230 KV	3,295,840	3,295,840
SISTEMA TRANSMISION QUEVEDO-PORTOVIEJO 230 KV	3,387,749	3,387,749
SISTEMA TRANSMISION LAGO CHONGON-STA. ELENA 138 KV	1,283,541	1,283,541
SISTEMA DE TRANSMISIÓN ZHORAY - CUENCA, 230 kV	488,000	488,000
COMPENSACIÓN CAPACITIVA	1,687,238	1,687,238
SISTEMA DE TRANSMISION NORORIENTE, 138 KV	2,088,425	2,088,425
SISTEMA DE TRANSMISION STA. ROSA-POMASQUI, 230 KV-II ETAPA	5,215,944	5,215,944
SISTEMA DE TRANSMISION SALITRAL-TRINITARIA, 138 KV	1,325,460	1,325,460
SISTEMA DE TRANSMISION TRINITARIA-LAS ESCLUSAS, 230 KV	3,209,680	3,209,680
SUBESTACION QUININDE 138/69 KV	2,131,193	2,131,193
SUBESTACION EL INGA, 230/138 KV	3,189,936	3,189,936
SUBESTACIÓN NUEVA PROSPERINA 230/69 kV	2,061,328	2,061,328
VARIANTES DE LÍNEAS PENITENCIARÍA DEL LITORAL	753,733	753,733
ESTUDIOS SISTEMA DE TRANSMISION 500 KV	1,260,000	1,260,000
TOTALES	39,579,601	39,579,601

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

La distribución constituye uno de los principales problemas del sector. La incidencia de las pérdidas y el déficit de gestión hacen necesaria la utilización de importantes recursos para mejorar la gestión integral de esta etapa funcional. Por esta razón, el CONELEC solicitó a la SENPLADES priorizar los proyectos presentados, que sumaban USD 311 millones. La prioridad solicitada efectivamente fue concedida por tal monto con fecha de abril del 2010. Por requerimiento del Ministerio de Finanzas y, debido a las restricciones presupuestarias del Estado, se le pidió sector eléctrico que priorice las obras a ser ejecutadas, con lo cual el monto de requerimiento para obras de distribución bajó a USD 59 millones. En la siguiente tabla se muestra el detalle de dicha cantidad, que sumada a los casi USD 126 millones asignados para electrificación rural dio un monto de USD 185 millones. De este monto, solamente fue incluido en el PAI del 2010 un valor de USD 166 millones (incluyendo los recursos de electrificación rural), lo que significa que para distribución solamente se presupuestó USD 40 millones.

Tabla 98: Requerimientos para la Distribución

DESCRIPCION	PRIORIZADO	PROPUESTA REASIGNACION PAI	PAI EJECUTADO	PROPUESTA PAI POR EJECUTAR	SALDO POR FINANCIAR
PROYECTO ELECTRIFICACION FUENTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA	36,907	36,907	30,490	6,417	
MEJORAS CATEG (MODELO DE GESTION DEL SECTOR ENERGIA)	733,035	733,035	270,000	463,035	
EXPANSION Y MEJORA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA	53,184,549	36,053,007		36,053,007	17,131,542
FONDO DE ELECTRIFICACION URBANO MARGINAL - FERUM (MODELO DE GESTION DEL SECTOR ENERGIA)	125,684,320	125,684,320	3,717,872	121,966,448	
PLAN DE REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS	2,888,696	2,888,696	2,888,696		
SISTEMA INTEGRADO PARA LA GESTION DE LA DISTRIBUCION ELECTRICA SIGDE	413,229	413,229		413,229	
PROGRAMA DE ENERGIZACION RURAL PARA VIVIENDAS DE LA AMAZONIA (PERVA)	2,191,000				2,191,000
TOTALES	185,131,737	165,809,195	6,907,058	158,902,136	19,322,542

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

NOTA: Como se verá en la siguiente sub sección incluso los USD 126 millones para electrificación rural inicialmente aprobados se redujeron a USD 108 millones

Electrificación Rural y Urbano - Marginal

Desde el año de 1973 el sector eléctrico manejó el Fondo de Electrificación Rural –FER, para atender los requerimientos de expansión de los sectores rurales del país. Su fuente de financiamiento provenía de clientes comerciales e industriales, quienes pagaban un recargo de 10% sobre el valor de su planilla por el consumo de la energía eléctrica. Varios años después este fondo se modificó con la expedición de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico- LRSE, al denominado Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal- FERUM.

Los rendimientos de este fondo a lo largo de los años se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 99: Aportes Anuales al FERUM

MES	FERUM (USD)
1998	9,953,850
1999	21,810,353
2000	13,188,672
2001	21,154,194
2002	33,159,170
2003	38,298,995
2004	44,573,834
2005	45,478,780
2006	45,154,297
2007	46,308,029
Total	319,080,174

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

Como se aprecia, los aportes del FERUM en los últimos años alcanzaron alrededor de 45 millones de dólares anuales. Estos recursos fueron utilizados en el área rural para reforzar el sistema de subtransmisión, para mejorar las redes de distribución existentes y ejecutar nuevos proyectos, para cubrir el déficit operativo en los sistemas de generación aislada, y para

desarrollar proyectos de generación renovable. El detalle de las asignaciones en el período 1998-2007 se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 100: Proyectos a Financiar con el FERUM

TIPO DE PROYECTOS	USD FERUM ASIGNADOS	PORCENTAJE
Generación Renovable	6,272,041	1.97%
Déficit de Generación	69,536,254	21.79%
Subtransmisión	14,211,053	4.45%
Mejoras de Redes de Distribución	154,357,321	48.38%
Nuevas redes en el sector rural	74,703,506	23.41%
TOTAL GENERAL	319,080,175	100.00%

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

Con estas obras se logró incrementar la cobertura del servicio de electricidad hasta el 84% en el sector rural y hasta el 93% en los sectores urbano marginales (cifras al año 2006).

En el mes de mayo de 2008, el Presidente de la República dispuso al CONELEC que, a partir de ese año, y durante los siguientes cuatro años, la electrificación rural y urbano marginal se convertían en una prioridad nacional y que su ejecución contaría como fuente de financiamiento los recursos del Presupuesto General del Estado, para cuyo efecto dispuso a las autoridades del Ministerio de Finanzas la asignación de recursos por un monto de 120 millones de dólares anuales en el período 2008-2012. El objetivo del Gobierno era lograr que en un plazo de 5 años, todo el sector rural cuente con energía eléctrica, para lo cual el CONELEC en coordinación con otras entidades elaboró un Programa de Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal (también llamado FERUM) en todo el territorio nacional.

El recargo del 10% aplicado a las planillas de electricidad de los clientes comerciales e industriales fue eliminado por la Asamblea Constituyente a través de los Mandatos No. 9 y No.15 en los meses de mayo y junio de 2008. En el año 2008, cuando se produjo la transición al nuevo esquema de financiamiento, se acordó que en ese año los 120 millones se sumen a lo recaudado con el recargo a los comerciantes e industriales hasta la fecha de su eliminación.

Lo que estuvo previsto disponer entre los años 2008 y 2012, se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 101: Financiamiento Previsto para Electrificación Rural y Urbano Marginal

Ingresos						
	2008	2009	2010	2011	2012	TOTAL PERÍODO
FERUM	48,000,000					48,000,000
Aporte Gobierno Presupuesto	120,000,000	120,000,000	120,000,000	120,000,000	120,000,000	600,000,000
Total Financiamiento	168,000,000	120,000,000	120,000,000	120,000,000	120,000,000	648,000,000
Egresos						
Expansión del servicio eléctrico para Nuevos Usuarios						
Rural RED	32,803,604	33,787,712	34,801,343	35,845,383	36,920,745	174,158,787
Rural renovables	1,800,000	1,854,000	1,909,620	1,966,909	2,025,916	9,556,445
Urbano Marginal	28,604,546	29,462,682	30,346,563	31,256,960	32,194,669	151,865,420
Mejoras del Servicio Eléctrico	83,055,925	38,011,803	42,166,407	40,857,839	37,353,144	241,445,118
Déficit de Generación	7,095,925	7,308,803	7,528,067	7,753,909	7,986,526	37,673,230
Otras Inversiones	14,640,000	9,575,000	3,248,000	2,319,000	3,519,000	33,301,000
Total Inversiones	168,000,000	120,000,000	120,000,000	120,000,000	120,000,000	648,000,000

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

Se conoce que los criterios de calificación y selección de proyectos que se venían aplicando hasta junio de 2008 eran rigurosos, buscando priorizar la utilización de los recursos obtenidos. Con las nuevas condiciones y el objetivo planteado por el Gobierno de llegar con el servicio de electricidad a toda la población rural, se hizo necesario adaptar los mecanismos de selección y calificación a la nueva realidad y al entorno político y social planteado.

La ejecución del nuevo FERUM ha sido irregular, debido al incumplimiento en la entrega de los fondos asignados por el Gobierno. Para en el año 2008, el presupuesto original de 168 millones de dólares se ajustó a 158 millones (94%), del cual se asignaron en la práctica 127 millones de dólares (76%) y se desembolsaron 94 millones (56%), incluyendo 70 millones en 2008 y 24 millones en 2009. En otras palabras, no se pudo ejecutar 44% de las obras programadas.

Para el año 2009, el CONELEC calificó 1,194 proyectos por un monto de USD 75'623,825, que beneficiarían a 291,491 familias, de las cuales 38,576 familias se integrarían al servicio eléctrico y 252,915 familias mejorarían su servicio. Sin embargo, por la crisis financiera que soportó el país, quedó suspendida la ejecución del programa para dicho año. Considerando que las obras del nuevo FERUM no se pudieron ejecutar, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER instruyó para que se elabore un plan denominado Plan Integral 2010, que incluya obras del 2008, 2009 y del 2010, el mismo que alcanzó al monto global de USD 126 millones. Este valor inicial fue reducido en un 14%, quedando un valor final de USD 108 millones. Al mes de junio del 2010, el Ministerio de Finanzas ha realizado un primer desembolso de alrededor de USD 45 millones, que ya se han remitido a las empresas distribuidoras para la ejecución del Plan Integral 2010 integral. El hecho que el 42% del presupuesto se lo haya entregado a las distribuidoras casi a mitad de año, puede provocar que no exista posibilidad real de ejecutar la totalidad de las obras programadas, postergándose así la puesta en servicio de las mismas.

La siguiente tabla, muestra el programa de obras para electrificación rural inicialmente aprobado

Tabla 102: Programa de Obras de Electrificación Rural y Urbano Marginal Aprobado

PLAN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL Y URBANO-MARGINAL FERUM 2008															
Empresa	Déficit Generación			Generación Renovables			Redes			Subtransmisión			Totales		
	No. Proyectos	Presupuesto Total (USD)	Asignado FERUM (USD)	No. Proyectos	Presupuesto Total (USD)	Asignado FERUM (USD)	No. Proyectos	Presupuesto Total (USD)	Asignado FERUM (USD)	No. Proyectos	Presupuesto Total (USD)	Asignado FERUM (USD)	No. Proyectos	Presupuesto Total (USD)	Asignado FERUM (USD)
Ambato							211	9,016,908	8,145,049	1	2,174,004	461,000	212	11,190,912	8,606,049
Azogues							27	2,144,463	1,294,349				27	2,144,463	1,294,349
Bolívar							53	2,517,119	2,517,119	1	1,146,506	1,146,506	54	3,663,625	3,663,625
CATEG-D							95	8,610,946	8,610,946	33	10,683,476	10,683,476	128	19,294,422	19,294,422
Centro Sur				10	681,842	681,842	283	11,944,715	9,054,034	4	8,136,429	4,663,510	297	20,762,987	14,399,386
Cotopaxi							78	3,066,735	2,287,514	1	821,480	821,480	79	3,888,215	3,108,994
El Oro	1	35,197	16,076				119	3,915,458	3,915,456	2	1,769,457	1,769,457	122	5,720,111	5,700,988
Esmeraldas							92	6,143,158	5,991,117	3	2,245,002	1,451,000	95	8,388,160	7,442,117
Galápagos	1	3,463,318	2,034,464				11	313,221	313,231				12	3,776,540	2,347,695
Guayas-Los Ríos				4	570,221	362,721	85	3,620,938	3,240,206				89	4,191,159	3,602,927
Los Ríos							68	2,936,000	2,919,496				68	2,936,000	2,919,496
Manabí							182	2,802,423	2,802,430				182	2,802,423	2,802,430
Milagro							64	1,452,765	1,434,605				64	1,452,765	1,434,605
Norte							200	6,750,824	6,611,446	7	7,867,312	7,239,992	207	14,618,136	13,851,438
Quito	1	70,000	21,417				229	15,646,875	12,208,061				230	15,716,875	12,229,478
Riobamba							137	4,842,693	4,193,479	1	1,115,576	1,004,018	138	5,958,269	5,197,497
Sta. Elena							18	1,347,981	1,347,983				18	1,347,981	1,347,983
Sto. Domingo							90	2,590,881	2,504,471				90	2,590,881	2,504,471
Sucumbíos	2	10,261,466	2,067,333	34	2,036,289	2,036,290	63	5,275,792	4,937,979				99	17,573,548	9,041,602
Sur							232	6,081,565	5,773,201				232	6,081,565	5,773,201
Total General	5	13,829,981	4,139,290	48	3,288,352	3,080,853	2,337	101,021,464	90,102,171	53	35,959,241	29,240,439	2,443	154,099,039	126,562,752

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

Tabla 103: Distribución de Recursos para Electrificación Rural y Urbano Marginal

DISTRIBUCIÓN DE RECURSOS FERUM 2010 INTEGRAL									
Distribuidora	Proyectos F10 Integrado				Proyectos FERUM 2008, Reforma 2010, Frontera Amazonia , Plan Ecuador				Total
	No. Proyectos	Viviendas con servicio	Viviendas sin servicio	Subtotal (USD)	FERUM 2008 (USD)	Reforma F10 (USD)	FAG Plan Ecuador (USD)	Subtotal (USD)	
CNEL-Bolívar	43	604	502	1,954,381					1,954,381
CNEL-EI Oro	112	1,475	1,155	2,417,416					2,417,416
CNEL-Esmeraldas	140	198	5,587	9,027,798	2,283,184		4,135,048	6,418,232	15,446,029
CNEL-Guayas-Los Ríos	130	897	12,054	8,630,603					8,630,603
CNEL-Los Ríos	95	976	1,655	3,155,178	879,100			879,100	4,034,278
CNEL-Manabí	137	9,709	1,633	3,671,449		2,633,703		2,633,703	6,305,152
CNEL-Miagro	96	684	2,004	2,378,989					2,378,989
CNEL-Santa Elena	26	686	1,118	1,280,585					1,280,585
CNEL-Santo Domingo	135	274	1,771	2,963,241					2,963,241
CNEL-Sucumbíos	129	3,196	5,273	9,163,684			2,982,220	2,982,220	12,145,904
E. de Guayaquil	51	163	18,588	8,731,677					8,731,677
E. E. Ambato	126	8,981	2,851	7,665,173	673,541			673,541	8,338,715
E. E. Azoques	27	1,545	192	2,401,843					2,401,843
E. E. Centro Sur	163	55,100	3,242	13,478,152	1,074,090			1,074,090	14,552,242
E. E. Cotopaxi	75	4,183	1,012	5,351,895	386,371			386,371	5,738,267
E. E. Galápagos	6	54	53	173,737					173,737
E. E. Norte	165	16,100	1,567	7,808,936			2,880,460	2,880,460	10,689,396
E. E. Quito	242	1,090	5,854	12,111,473					12,111,473
E. E. Riobamba	77	21,855	995	1,248,779					1,248,779
E. E. Sur	120	1,459	1,714	4,330,078	127,215			127,215	4,457,293
Total financiamiento	2,095	129,229	68,820	107,945,069	5,423,501	2,633,703	9,997,728	18,054,931	126,000,000



DESEMBOLSO POR DISTRIBUIDORA PLAN FERUM 2010 INTEGRAL			
DISTRIBUIDORA	No. Proyecto	USD Presupuesto Aprobado	USD Desembolso Realizado
Cnel-Bolívar	43	1,954,381	808,272
Cnel-El Oro	112	2,417,416	999,769
Cnel-Esmeraldas (x)	140	9,027,798	3,733,626
Cnel-Guayas los Rios	130	8,630,603	3,569,358
Cnel-Los Ríos (x)	95	3,155,178	1,304,885
Cnel-Manabí (x)	137	3,671,449	1,518,401
Cnel-Milagro	96	2,378,989	983,878
Cnel-Santa Elena	26	1,280,585	529,610
Cnel-Santo Domingo	135	2,963,241	1,225,507
Cnel-Sucumbíos (x)	129	9,163,684	3,789,825
E. de Guayaquil	51	8,731,677	3,611,160
E.E. Ambato (x)	126	7,655,173	3,170,085
E.E. Azogues	27	2,401,843	993,329
E.E. Centro Sur (x)	163	13,478,152	5,574,160
E.E. Cotopaxi (x)	75	5,351,895	2,213,383
E.E. Galápagos	6	173,737	71,851
E.E. Norte (x)	165	7,808,936	3,229,540
E.E. Quito	242	12,111,473	5,008,942
E.E. Riobamba	77	1,248,779	516,457
E.E. Sur	120	4,330,078	1,790,790
TOTAL	2095	107,935,067	44,642,828

(x) Modificado respecto al presupuesto inicial presentado

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

Resumen de Requerimientos de Inversión

Las cifras señaladas en los dos capítulos anteriores indican que el sector eléctrico tiene, para 2010, los siguientes requerimientos expresados en dólares.

Tabla 105: Resumen Requerimientos de Inversión

ETAPA FUNCIONAL	REQUERIMIENTO	ASIGNADO	DEFICIT	% FINANCIADO
GENERACION	1,222,321,879	158,333,297	1,063,988,583	12.95
TRANSMISIÓN	39,579,601	39,579,601	-	100
DISTRIBUCIÓN	311,682,774	40,124,875	271,557,899	12.87
Electrificación Rural	125,684,320	125,684,620	-	100
TOTAL	1'699,268,574	363,722,393	1'335,546,181	21.4

Las cifras mostradas demuestran que aunque los requerimientos de inversión presentados por el sector eléctrico sumen prácticamente USD 1,700 millones (USD 142 millones al mes), apenas se ha presupuestado entregarle USD 364 millones (USD 30 millones por mes). Aquello significa que por las restricciones de la caja fiscal se deben postergar casi 79% de los requerimientos de inversión del sector eléctrico. De acuerdo a un último dato recibido directamente del Ministerio de Finanzas (28 de junio del 2010), estarían asignados para el sector eléctrico USD 410.7 millones, y se han entregado USD 94.4 millones.

Subsidios cruzados entre Clientes Residenciales

La ley de Régimen del Sector Eléctrico estipula en su Artículo 53 que los clientes residenciales de bajos recursos deben recibir un trato preferencial. En cumplimiento de esta disposición, se estableció que quienes recibirían ese trato especial, sean aquellos clientes residenciales que consuman hasta el valor mensual promedio existente en cada localización del país servida por una empresa eléctrica.

Este trato preferente no es cubierto por el Estado, sino por los clientes residenciales de consumos superiores a esos consumos promedio, cargándoles a su factura sin recargos (bomberos, basura, etc.), un valor mensual equivalente al 10%. La excepción a lo anterior es la empresa que sirve a la ciudad de Guayaquil a cuyos clientes solamente se les recarga 5% en vista de que, para esta empresa, es suficiente este monto para cubrir los requerimientos.

El valor mensual facturado por este concepto por cada empresa distribuidora se acredita en el mes correspondiente a las facturas de los abonados que se benefician del subsidio, de tal modo que a todos los beneficiarios de una misma empresa se les acredite un mismo valor de subsidio. En ningún caso, la factura por consumo de electricidad de un abonado podrá ser menor que el valor mínimo que el valor de comercialización que cancela en la actualidad a la empresa.

Tarifa especial para varios clientes (Juntas de Agua Campesinas, Cultos religiosos, Entidades de Asistencia Social y Beneficio Público)

De las entidades antes mencionadas, a las Juntas de Agua potable se les ha fijado una tarifa especial, para cuyo objeto se les aplica un cargo tarifario de 4 centavos por KWh y un cargo fijo de 70 centavos por concepto de comercialización, es decir, es un trato equivalente al que se les aplica a los clientes beneficiados con la Tarifa de la Dignidad, Está vigente desde el año 2008 y su aplicación fue producto de una disposición del Ministerio de Electricidad.

A las restantes entidades (Cultos religiosos Asistencia Social y Beneficio Público), se otorga un trato preferencial fijando cargos tarifarios más bajos que aquellos establecidos para servicios equivalentes. Los valores que se les rebaja a estos clientes son cubiertos incrementando los cargos de los restantes consumidores, lo cual ya está incluido en los diseños tarifarios realizados. Este incremento en los cargos no resulta en incrementos de gran importancia, por la poca incidencia que tienen los consumos de estas entidades en el consumo total.

Resumen de Aportes al Sector Eléctrico

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los aportes por los diferentes rubros antes analizado que el sector eléctrico ha solicitado al Ministerio de Finanzas:

Tabla 106: Requerimientos de Aportes

CONCEPTO	REQUERIMIENTO (Dólares)
TARIFA DE LA DIGNIDAD	40 101 412
DEFICIT TARIFARIO	152 135 596
Pliego Tarifario Unico	135 277 585
Tarifa para el Anciano	4 974 455
Exoneración Escenarios Deportivos	585 791
Afectados por el VolcánTungurahua	57 345
Operación de Sistemas Aislados	11 240 418
DEFICIT DE GESTION	167 340 000
FINANCIAMIENTO DE LA EXPANSION	1 573 584 254
Generación	1 222 321 879
Transmisión	39 579 601
Distribución	311 682 774,00
ELECTRIFICACION RURAL Y URB. MARG.	125 684 320
TOTAL	2 058 845 582

Esto equivale a USD 172 millones mensuales.

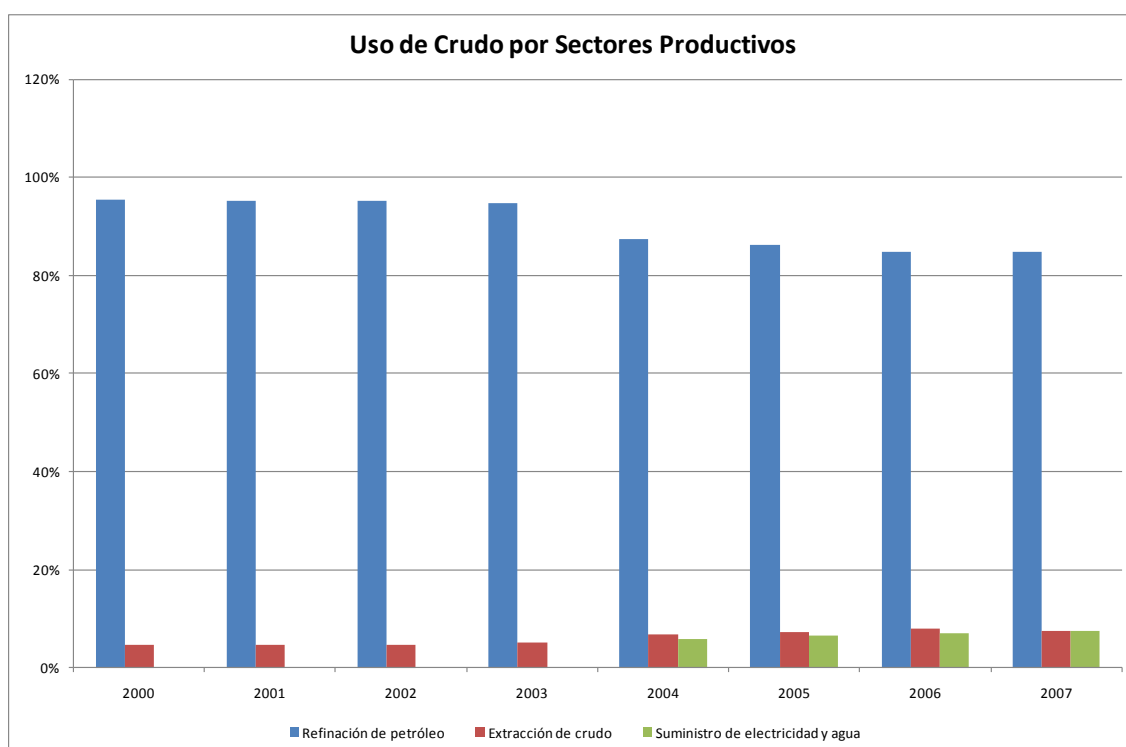
4. Uso de Electricidad y Combustibles en la Producción

Las matrices insumo producto del Banco Central brindan una primera aproximación al uso del crudo, sus derivados y la electricidad en la economía nacional. Con estas matrices el posible determinar el peso de los derivados de petróleo (combustibles) y de la electricidad en el uso total de insumos de cada sector productivo y respecto al consumo final. Con estos pesos, se puede evaluar el impacto de los subsidios sobre cada sector, es decir, tener una aproximación de cuáles son los sectores más beneficiados por los subsidios y cuál sería el impacto de alternativas para focalizar los subsidios sobre los costos de producción de cada sector y de este punto sobre la economía en su conjunto.

Uso de Crudo y sus Derivados en la Producción

En cuanto al crudo, su principal destino es la exportación. En cuanto al uso doméstico, las refinерías lógicamente son los principales usuarios de crudo, consumiendo en 2007 84.9% del total de crudo destinado a uso intermedio. A más de la refinación, solo dos sectores adicionales usan crudo en sus procesos productivos: el propio sector de extracción de crudo—que quema una pequeña parte de la producción en las bombas de transporte del crudo por el Oleoducto Transecuatoriano—y el sector de generación de eléctrica, que incluye la generación eléctrica en los campos petroleros que también usan una pequeña parte del crudo extraído. En 2007, estos sectores representan 7.7% y 7.5% del total de consumo intermedio de crudo.

Gráfico 7: Uso de Petróleo Crudo por Sectores Productivos



En cuanto al uso de derivados de petróleo en la producción local, de acuerdo a las matrices insumo producto del BCE, el sector transporte es el principal usuario (combustibles y aceites), representando en 2007 40.5% del total del consumo intermedio de derivados. En segundo lugar, está el propio sector de refinación de crudo, que representa, en 2007, 21.4% del consumo intermedio de derivados. En tercer lugar está la generación eléctrica (10.1%) por su consumo principalmente de diesel en las centrales termoeléctricas. Entre otros sectores con consumo importante de derivados se destacan⁶: Fabricación de Productos Minerales No Metálicos (3.7%), Extracción de Crudo (3.4%), Administración Pública y Defensa (3.3%), Pesca (3.0%), Producción de Madera y Fabricación de Productos de Madera (2.4%), Fabricación de Productos Textiles (0.9%), Elaboración de Productos de Molienda y Panadería (0.9%) y Construcción (0.8%).

⁶ Porcentajes de consumo intermedio al 2007.

Gráfico 8: Uso de Derivados de Petróleo por Sectores Productivos (3 sectores principales)

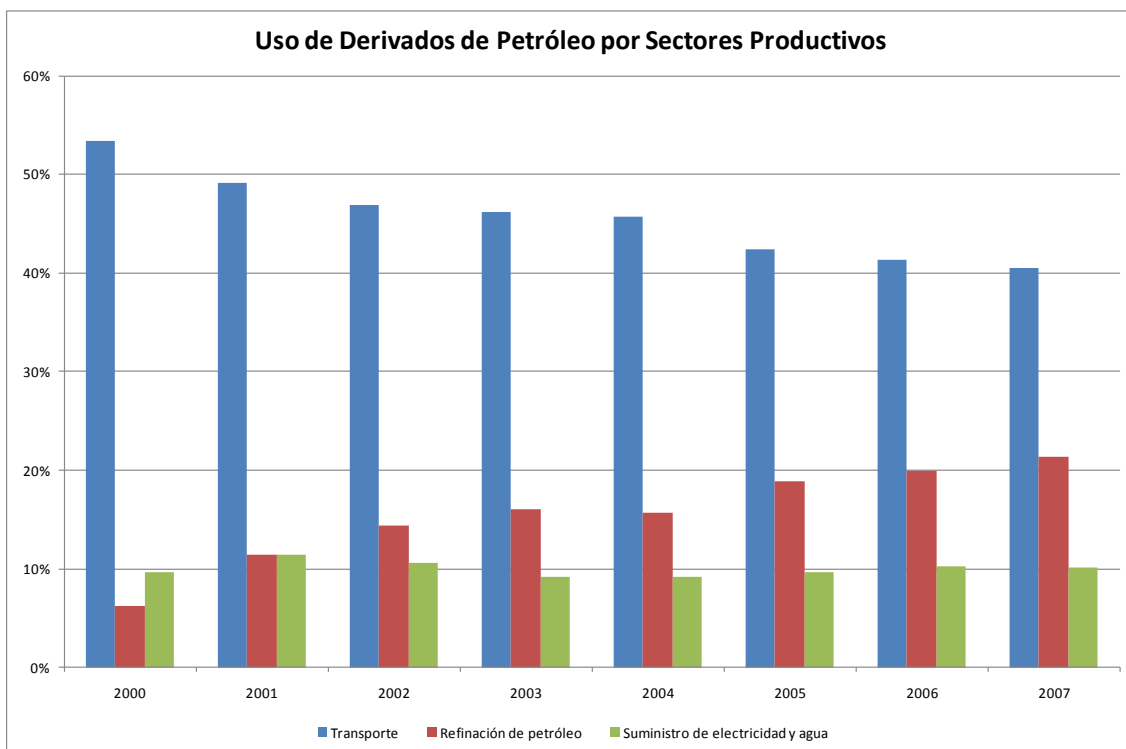
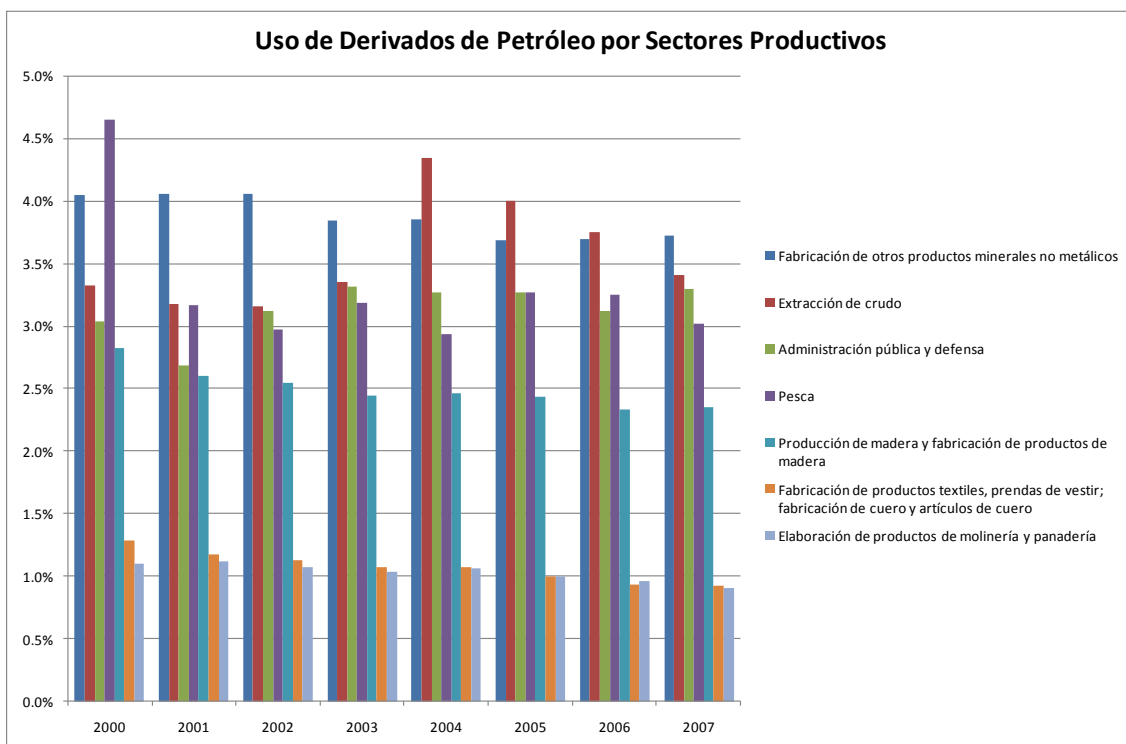


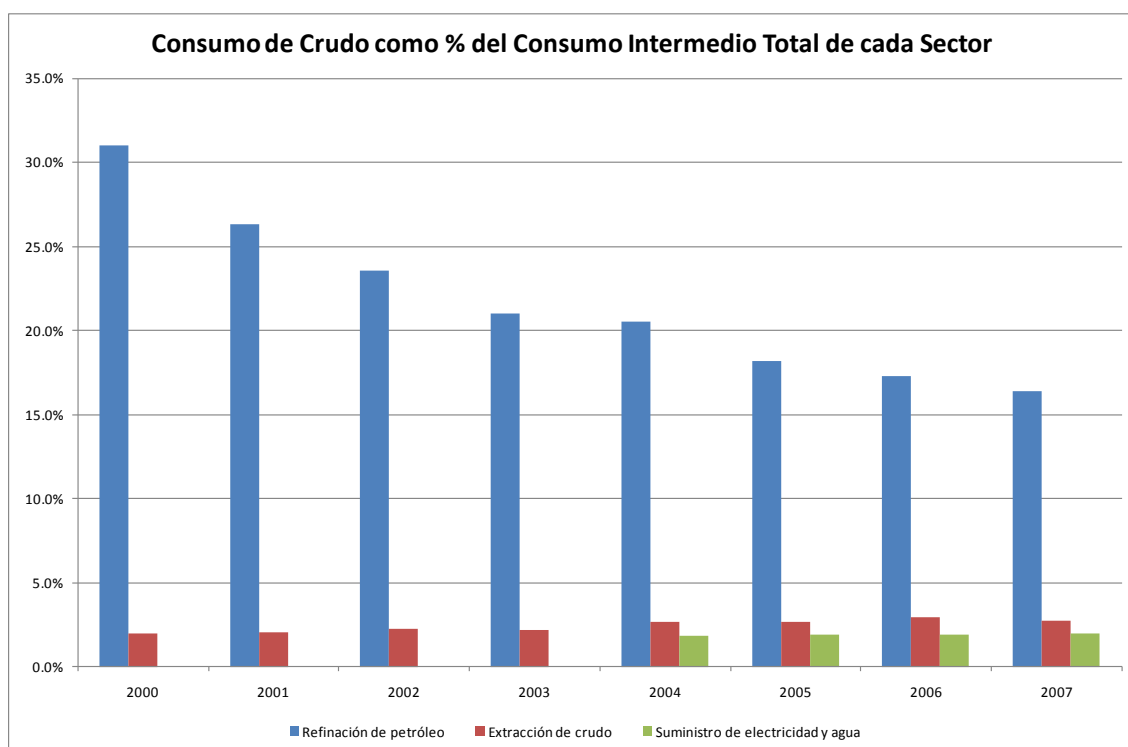
Gráfico 9: Uso de Derivados de Petróleo por Sectores Productivos



Desde la perspectiva del consumo intermedio total de cada sector, el petróleo crudo representó, en 2007, 16.4% del consumo de insumos del sector Refinación de Petróleo, 2.7%

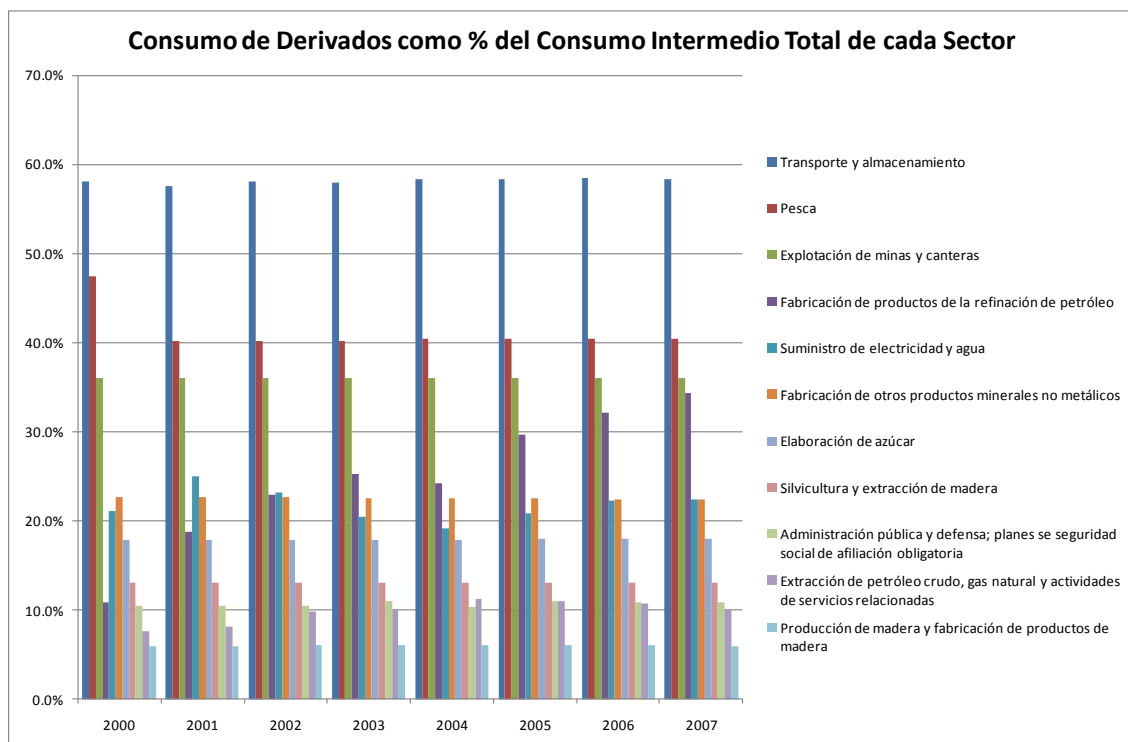
del consumo de insumos del sector Extracción de Petróleo y 2.0% del sector de Generación Eléctrica.

Gráfico 10: Consumo de Crudo como Porcentaje del Consumo Intermedio Total de cada Sector Productivo



Por otro lado, en 2007 los derivados de petróleo representaron 58.4% del total de insumos utilizados por el sector Transporte, 40.5% de los insumos del sector Pesca, 36.1% de los insumos del sector Explotación de Minas y Canteras, 34.3% de los insumos del sector Refinación de Petróleo, 22.4% de los insumos del sector Generación Eléctrica, 22.4% de los insumos del sector Fabricación de Productos Minerales No Metálicos, 18.1% de los insumos de la Elaboración de Azúcar, 13.0% de los insumos de la Silvicultura, 10.9% de los insumos de la Administración Pública y Defensa, 10.1% de los insumos de la Extracción de Petróleo y 6.0% de los insumos de la Producción de Madera y Fabricación de Productos de Madera. Por el peso de los derivados en los procesos productivos de estas industrias, estos sectores son los principales beneficiarios de los subsidios a los hidrocarburos y serían productivamente los principales afectados de cualquier medida que afecte a estos subsidios. Para las demás industrias de la economía, la participación de los derivados de petróleo en sus insumos es menor al 4.5% por lo que el impacto de levantar o focalizar subsidios sería mucho menor.

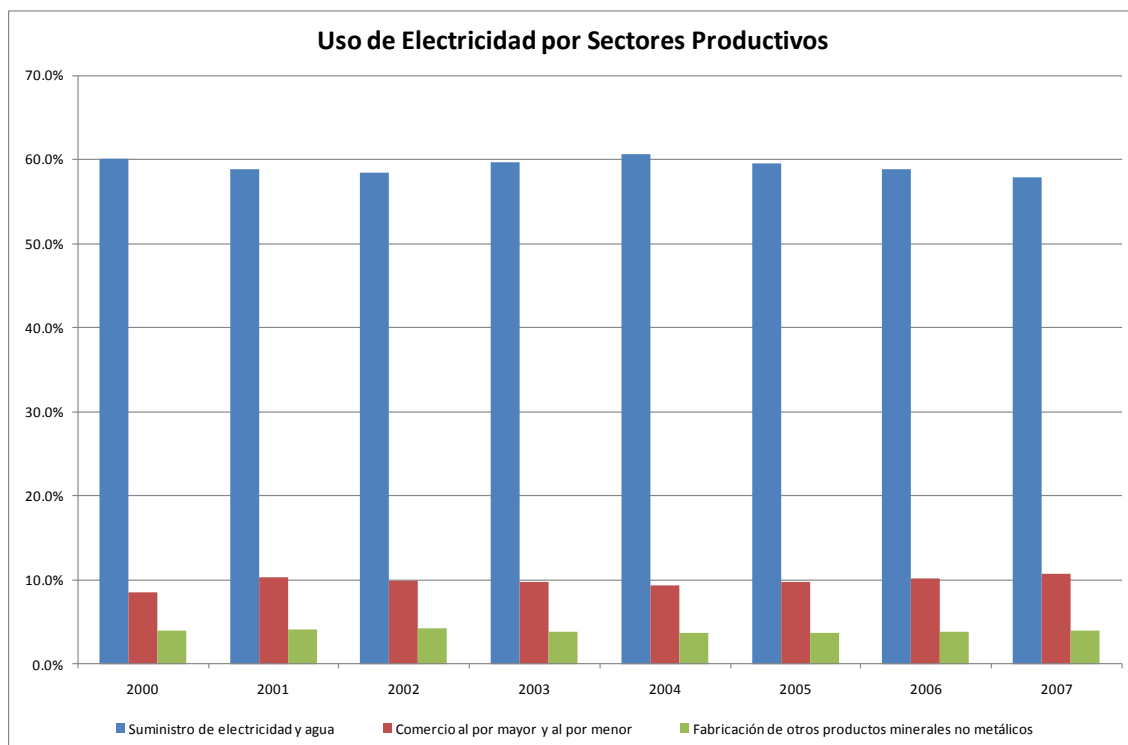
Gráfico 11: Consumo de Derivados como Porcentaje del Consumo Intermedio Total de cada Sector Productivo



Uso de Electricidad en la Producción

El sector de Suministro de Electricidad y Agua utilizó, en 2007, 57.9% del total de electricidad destinada para consumo intermedio, el Comercio utilizó 10.7% y la Fabricación de Productos Minerales No Metálicos usó 4.0%. El resto del sector industrial no petrolero usó 11.3% del total de electricidad destinada al consumo intermedio.

Gráfico 12: Uso de Electricidad por Sectores Productivos



Desde la perspectiva del consumo intermedio total de cada sector, la electricidad representó, en 2007, 56.1% del total de insumos utilizados por el sector de Suministro de Electricidad y Agua, 11.6% de los insumos utilizados por Enseñanza, 10.4% de los insumos utilizados por la Fabricación de Productos Minerales No Metálicos, 8.7% de los insumos utilizados por Otras Actividades Empresariales, 5.4% de los insumos utilizados por Correos y Telecomunicaciones y 5.3% de los insumos utilizados por el Comercio. Para el resto de los sectores industriales, el uso de electricidad representa en promedio 1.8% del total de insumos que utilizan, este porcentaje de uso fluctúa entre un máximo de 3.9% y un mínimo de 0.2%. Esto refleja que la estructura productiva del país usa muy poca electricidad y está sesgada al uso de otras formas de energía, principalmente uso de combustibles por la existencia de subsidios. Un sistema de subsidios energéticos eficientes debería incentivar el uso de electricidad—que el país podría potencialmente generar a bajo costo—en vez de usar combustibles fósiles, cuya demanda no es satisfecha con la producción interna del país.

Impacto de los Subsidios por Sector

La base para repartir los subsidios por sector de la producción es la matriz insumo producto del BCE. Para el caso de la electricidad, las matrices insumo producto tienen desglosado el uso de electricidad de cada sector, por lo que no es necesario realizar ningún cálculo adicional. No obstante, dadas las disposiciones legales vigentes, las tarifas comercial e industrial no reflejan subsidios, por lo que todos los subsidios cuantificados en la sección 3 de este estudio corresponden al sector residencial (hogares). Sin embargo, los temas de déficit tarifario, combustibles y financiamiento de la expansión afectarían a la tarifa de todos los sectores, por

lo que su manejo podría significar o tarifas más altas en el futuro o nuevos subsidios. Los posibles impactos de estos tres temas se analizan en la siguiente sección.

Para el caso de los combustibles, la principal limitación para poder distribuir a los subsidios entre los diferentes sectores de la economía ecuatoriana es que el BCE no dispone de información sobre la utilización de derivados de petróleo desagregada (combustible por combustible), sino sólo del uso total de derivado de petróleo⁷. Con el fin de determinar una aproximación a la proporción de uso de cada derivado, se solicitó a Petroecuador la información de volúmenes y recaudaciones por la venta de los derivados por sectores productivos. Adicionalmente, se utilizó la información de consumo de derivados presente en la Encuesta de Manufacturas y Minas del INEC para obtener distribuciones más precisas del consumo de derivados dentro de los sectores industriales y de minas y petróleo. Adicionalmente se planteó supuestos sobre uso productivo de derivados comercializados en estaciones de servicio (gasolineras), sobre el mal uso de GLP doméstico en usos industrial y sobre contrabando de derivados. Estos supuestos buscan ajustarse a las percepciones sobre mal uso y contrabando que se presentan en otros estudios, pero no existen mediciones exactas. Las siguientes tablas resumen los supuestos utilizados:

Tabla 107: Supuestos de Uso Productivo o de los Hogares de Combustibles

Supuestos de Uso Productivo/Hogares de Derivados		
Combustible	Supuestos	
GASOLINA EXTRA	Uso Productivo	3%
GASOLINA SUPER	Uso Productivo	1%
DIESEL 2	Uso Productivo	5%
	Consumo Hogares	5%

Tabla 108: Supuestos de Mal Uso/Contrabando de Combustibles

Supuestos de Mal Uso de Derivados			
Combustible	Supuestos		% Uso Indevido frente a Consumo Total
GLP	Contrabando	5%	18.7%
	Mal Uso GLP Doméstico	15%	
Diesel 1	Contrabando	30%	2.0%
GASOLINA EXTRA	Contrabando	5%	5.0%
GASOLINA SUPER	Contrabando	2%	2.0%
DIESEL 2	Contrabando Naviero	15%	9.0%
	Contrabando Distribuidores	15%	

⁷ El BCE se encuentra trabajando en un proyecto para cambiar la estructura de las cuentas nacionales. Este proyecto contempla el desarrollo de información de utilización desagregada para cada combustible y está previsto que se presenten los resultados en noviembre 2010.

Los supuestos planteados implican que 18.7% del total de GLP consumido en el país (21.6 millones de galones) se desvía a uso industrial o contrabando. Esto implica que la diferencia de precios entre el GLP en el país y en el exterior (en el primer trimestre de 2010 hay una diferencia de 799% entre los dos precios) induce dos distorsiones en el funcionamiento de la economía. Primero, el hecho que el país cuente con GLP artificialmente barato induce a los actores productivos a utilizar tecnologías que usen ese combustible, que en otros países no se contemplan por el costo del GLP. Por ejemplo, se encuentran casos de mal uso de GLP doméstico en criaderos avícolas, plantaciones de granos y cereales y dentro del sector industrial. En segundo lugar, la diferencia del precio del GLP en el país con sus dos vecinos, Colombia y Perú, induce al contrabando del mismo por los puntos de frontera. Esto implica que la sociedad ecuatoriana en su conjunto, a través del subsidio, está financiando márgenes de rentabilidad extraordinarios a parte del sector productivo y una forma de negocio ilegal.

En el caso del diesel 1 se asume que se pierde por contrabando el 30% del diesel 1 que se vende a través de estaciones de servicio privadas, que representa un pérdida de 2% (0.1 millones de galones) del consumo total de diesel 1. Estas pérdidas se deben a venta de diesel 1 a barcos internacionales que lo usan como diluyente. Las fugas se dan a través de barcos y lanchas nacionales que realizan los trasbordos del combustible en alta mar.

En el caso de las gasolinas extra y súper se asume un porcentaje de contrabando de 5% (29 millones de galones) y 2% (3.6 millones de galones), respectivamente, reflejando la fuga de estos combustibles en las zonas de frontera, incluyendo casos de retanqueo.

En el caso del Diesel 2 existen dos modalidades de contrabando posible. Primero, barcos nacionales que se benefician del precio subsidiado y luego venden combustible en alta mar a barcos internacionales. Esta es la principal forma de contrabando del diesel 2. La segunda forma de contrabando se trata de fugas de las ventas en estaciones de servicios por tierra o por mar (usando lanchas y barcos pequeños), especialmente en las zonas de frontera. Con los supuestos definidos, las dos formas de contrabando representan 9% del total de consumo de diesel (100 millones de galones).

Con estas tres fuentes de información sobre el uso de derivados por sector económico se repartió el consumo de derivados en galones para 2009, diferenciando entre uso de combustibles subsidiados y no subsidiados (por ejemplo el GLP industrial se vende sin subsidio), entre los 48 sectores productivos usados en las cuentas nacionales, los hogares y las exportaciones; usando como base de ajuste las relaciones planteadas en la matriz insumo producto real de 2007, que es la última publicada. Con esta distribución, se calculó el porcentaje de uso de cada sector frente a la utilización total de la economía para cada derivado⁸. Estos porcentajes permiten determinar cuánto del total de subsidio otorgado en cada derivado corresponde a cada sector de la economía. Para determinar el monto de subsidio que beneficia a cada sector, se multiplicó el porcentaje de uso antes calculado de

⁸ Adicionalmente, se multiplicó la distribución de volúmenes de consumo de combustibles por sus respectivos precios, y con esta nueva matriz se calculó el peso porcentual de cada derivado dentro del consumo total de derivados de cada sector económico. Este porcentaje se utilizará para determinar el impacto de medidas que afecten el precio de los combustibles sobre los costos de cada sector y sobre los precios de la economía.

cada sector frente a la utilización total de la economía por el monto total de subsidio de cada derivado. Se utilizó esta metodología por dos razones:

- Para mantener consistencia con el monto total de subsidios reportado por Petroecuador y el Ministerio de Finanzas.
- Por el hecho que en algunos derivados se tiene producción nacional e importaciones y no es posible diferenciar qué sectores recibieron combustible nacional y qué sectores usaron combustibles importados. Por esta razón, es razonable asumir que cada sector se beneficia del subsidio en función de su proporción de uso de combustible frente al resto de la economía.

Se realizó este ejercicio para las tres formas de cálculo de los subsidios a los derivados de petróleo presentadas en la sección 2 de este documento. Las siguientes tablas resumen la importancia de los subsidios a los derivados de petróleo para los diferentes sectores.

Tabla 109: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Producción por Sector Económico

Subsidios por Sector - Enfoque Costo de Producción (Millones de USD)											
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinanciación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Contrabando	Exportaciones	Total
2005	20.34	1.17	156.35	6.86	52.19	195.80	3.80	502.85	67.55	0.00	1006.90
2006	28.48	1.60	214.86	9.40	74.18	278.42	5.28	645.36	92.04	0.00	1349.60
2007	32.51	1.96	253.21	11.50	82.49	308.73	6.23	881.94	111.53	0.00	1690.10
2008	42.48	2.48	312.65	14.56	112.62	424.78	8.12	931.88	136.45	0.00	1986.00
2009	25.98	1.61	192.87	9.43	68.37	255.55	5.13	631.62	86.34	0.00	1276.90
Enero - marzo 2010	10.42	0.55	76.85	3.25	27.64	103.99	1.88	201.98	32.16	0.00	458.71

Subsidios por Sector - Enfoque Costo de Producción (% Total)											
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinanciación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Contrabando	Exportaciones	Total
2005	2.0%	0.1%	15.5%	0.7%	5.2%	19.4%	0.4%	49.9%	6.7%	0.0%	100.0%
2006	2.1%	0.1%	15.9%	0.7%	5.5%	20.6%	0.4%	47.8%	6.8%	0.0%	100.0%
2007	1.9%	0.1%	15.0%	0.7%	4.9%	18.3%	0.4%	52.2%	6.6%	0.0%	100.0%
2008	2.1%	0.1%	15.7%	0.7%	5.7%	21.4%	0.4%	46.9%	6.9%	0.0%	100.0%
2009	2.0%	0.1%	15.1%	0.7%	5.4%	20.0%	0.4%	49.5%	6.8%	0.0%	100.0%
Enero - marzo 2010	2.3%	0.1%	16.8%	0.7%	6.0%	22.7%	0.4%	44.0%	7.0%	0.0%	100.0%

Subsidios por Sector - Enfoque Costo de Producción (Variación Interanual)											
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinanciación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Contrabando	Exportaciones	Total
2005											
2006	40.0%	36.7%	37.4%	36.9%	42.1%	42.2%	38.9%	28.3%	36.3%		34.0%
2007	14.2%	22.8%	17.9%	22.4%	11.2%	10.9%	18.0%	36.7%	21.2%		25.2%
2008	30.7%	26.2%	23.5%	26.6%	36.5%	37.6%	30.2%	5.7%	22.3%		17.5%
2009	-38.8%	-35.1%	-38.3%	-35.2%	-39.3%	-39.8%	-36.8%	-32.2%	-36.7%		-35.7%

Gráfico 13: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Producción por Sector Económico

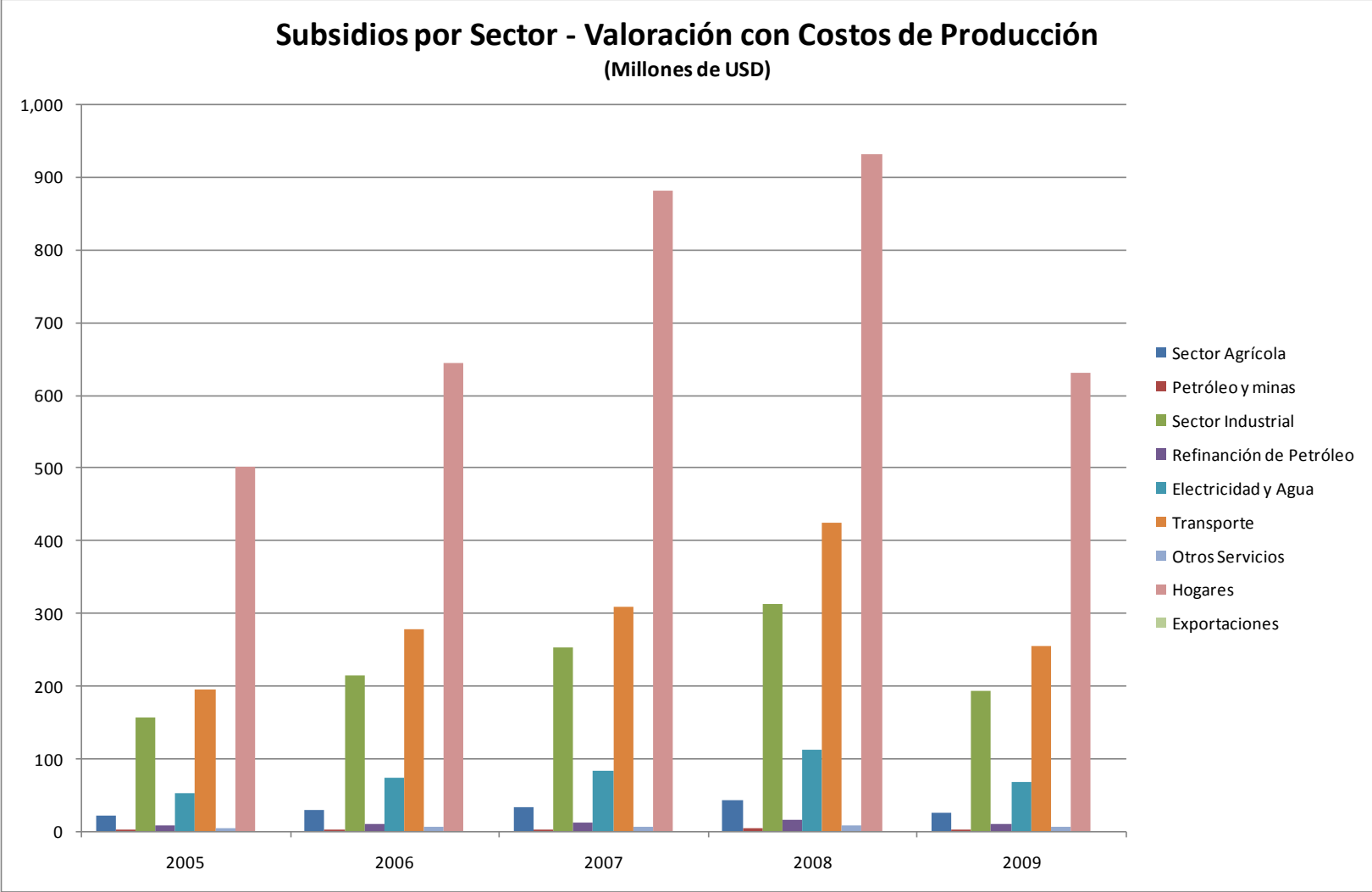


Tabla 110: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Oportunidad 1 por Sector Económico

Subsidios por Sector - Enfoque Costo de Oportunidad 1 (Millones de USD)											
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinanciación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Contrabando	Exportaciones	Total
2005	26.42	1.78	307.19	10.40	253.87	260.48	5.50	739.37	92.11	168.21	1865.35
2006	54.56	2.62	362.83	15.20	232.96	444.07	8.30	1011.06	132.04	216.79	2480.43
2007	74.55	3.60	477.26	21.41	332.46	519.61	11.00	1326.91	173.99	305.61	3246.41
2008	116.63	5.11	577.51	31.59	506.47	766.58	16.23	1713.93	240.26	248.99	4223.30
2009	58.40	3.34	335.19	19.25	379.86	366.76	9.53	1328.53	143.49	96.58	2740.93
Enero - marzo 2010	24.99	1.21	140.17	7.20	237.82	171.07	3.59	471.05	53.53	74.17	1184.80

Subsidios por Sector - Enfoque Costo de Oportunidad 1 (% Total)											
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinanciación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Contrabando	Exportaciones	Total
2005	1.4%	0.1%	16.5%	0.6%	13.6%	14.0%	0.3%	39.6%	4.9%	9.0%	100.0%
2006	2.2%	0.1%	14.6%	0.6%	9.4%	17.9%	0.3%	40.8%	5.3%	8.7%	100.0%
2007	2.3%	0.1%	14.7%	0.7%	10.2%	16.0%	0.3%	40.9%	5.4%	9.4%	100.0%
2008	2.8%	0.1%	13.7%	0.7%	12.0%	18.2%	0.4%	40.6%	5.7%	5.9%	100.0%
2009	2.1%	0.1%	12.2%	0.7%	13.9%	13.4%	0.3%	48.5%	5.2%	3.5%	100.0%
Enero - marzo 2010	2.1%	0.1%	11.8%	0.6%	20.1%	14.4%	0.3%	39.8%	4.5%	6.3%	100.0%

Subsidios por Sector - Enfoque Costo de Oportunidad 1 (Variación Interanual)											
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinanciación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Contrabando	Exportaciones	Total
2005											
2006	106.5%	46.9%	18.1%	46.2%	-8.2%	70.5%	50.7%	36.7%	43.3%	28.9%	33.0%
2007	36.6%	37.5%	31.5%	40.8%	42.7%	17.0%	32.6%	31.2%	31.8%	41.0%	30.9%
2008	56.5%	42.1%	21.0%	47.5%	52.3%	47.5%	47.6%	29.2%	38.1%	-18.5%	30.1%
2009	-49.9%	-34.7%	-42.0%	-39.1%	-25.0%	-52.2%	-41.3%	-22.5%	-40.3%	-61.2%	-35.1%

Gráfico 14: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Producción por Sector Económico

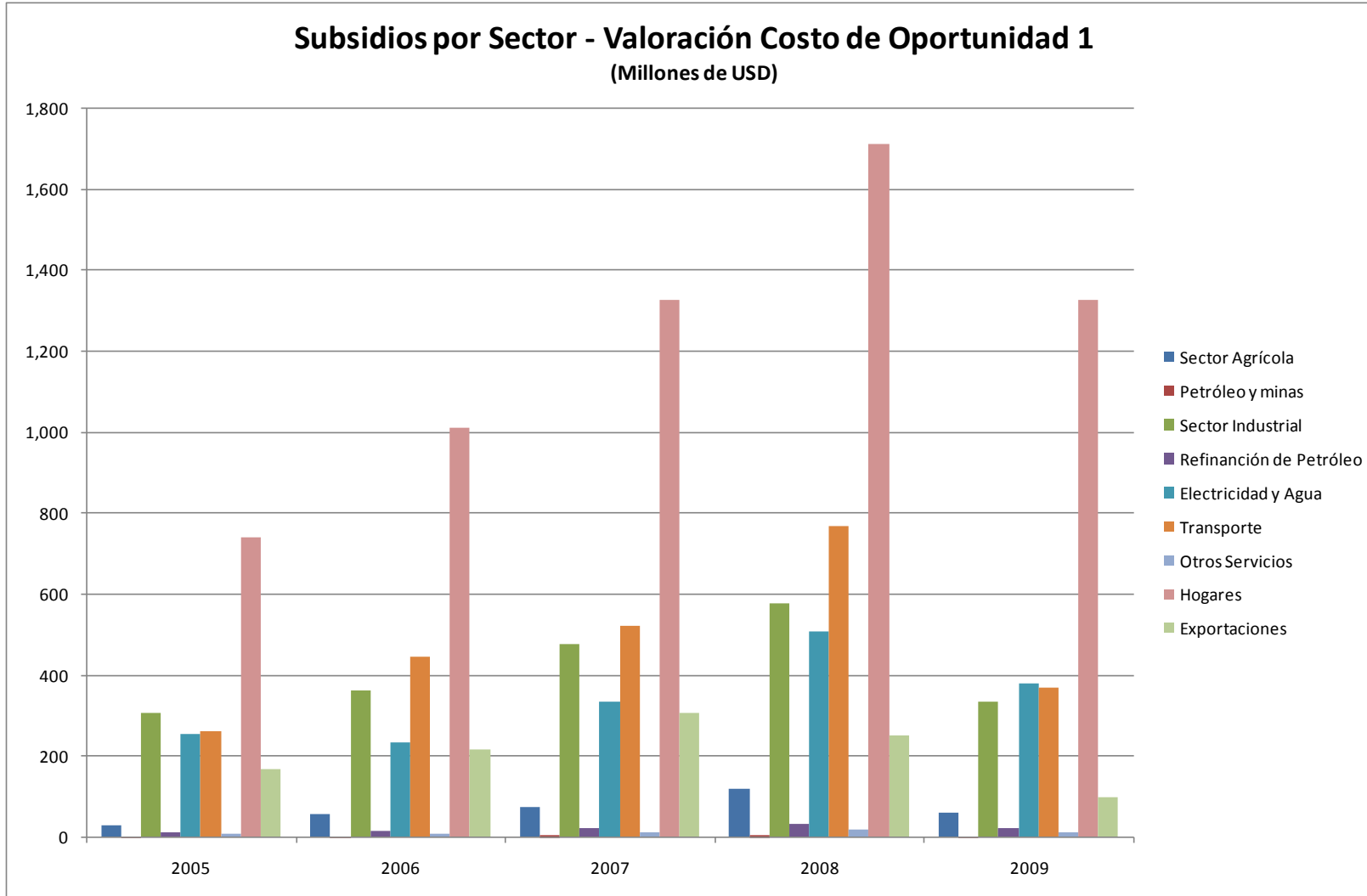


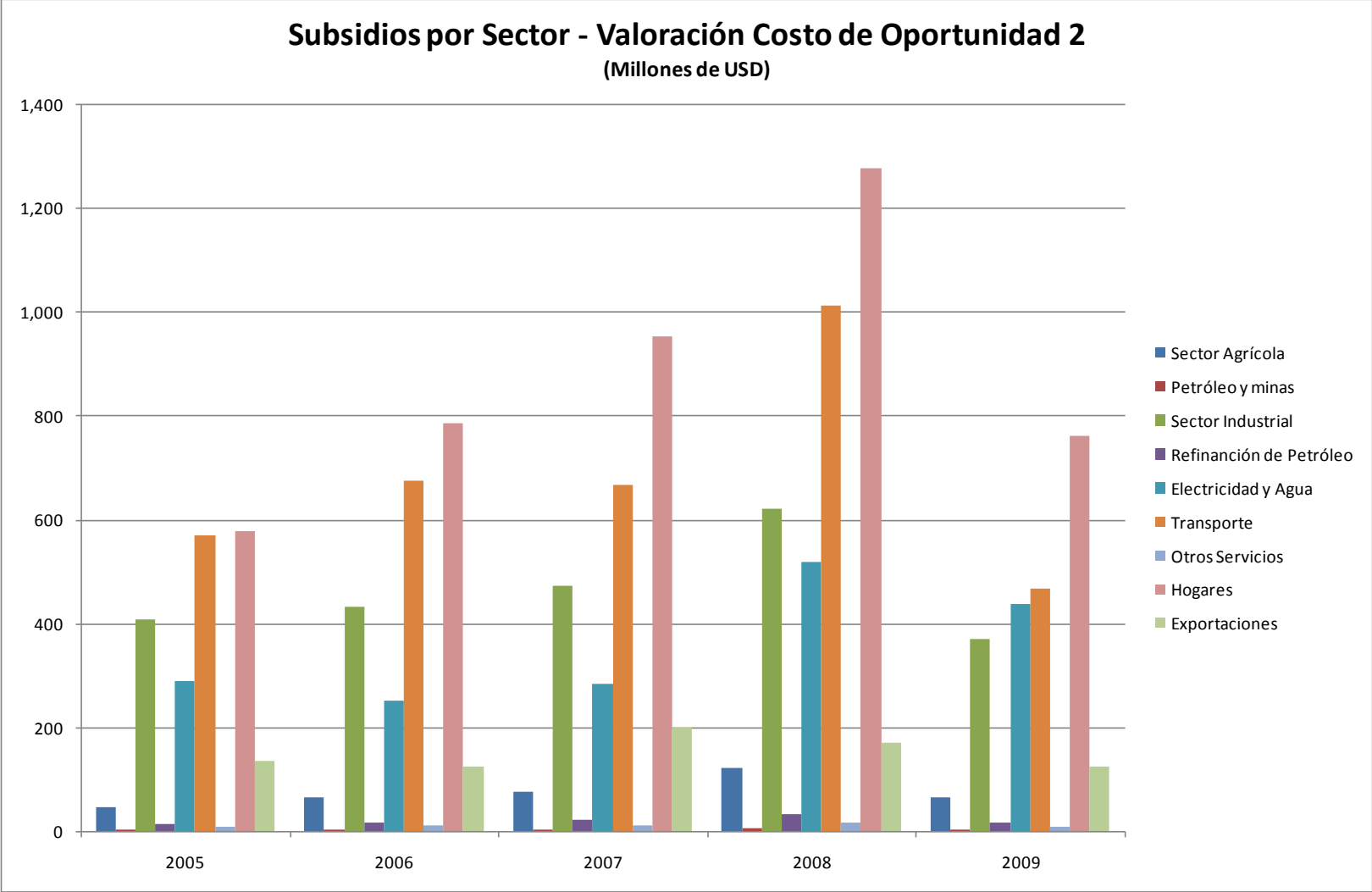
Tabla 111: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Oportunidad 2 por Sector Económico

Subsidios por Sector - Enfoque Costo de Oportunidad 2 (Millones de USD)											
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Contrabando	Exportaciones	Total
2005	46.76	2.39	408.93	14.06	287.94	569.56	8.64	578.51	129.20	135.99	2181.98
2006	63.80	2.86	431.09	17.31	251.56	676.67	10.17	787.15	153.84	123.63	2518.09
2007	75.45	3.19	473.59	20.52	284.22	668.53	10.85	954.84	171.00	198.93	2861.12
2008	121.51	4.76	620.79	31.39	518.85	1013.57	16.40	1278.34	240.37	169.88	4015.86
2009	65.59	2.54	369.35	16.46	437.78	468.71	8.50	763.27	129.57	124.78	2386.55
Enero - marzo 2010	24.03	0.97	139.56	6.08	242.03	181.85	3.11	348.41	47.66	69.96	1063.66

Subsidios por Sector - Enfoque Costo de Oportunidad 2 (% Total)											
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Contrabando	Exportaciones	Total
2005	2.1%	0.1%	18.7%	0.6%	13.2%	26.1%	0.4%	26.5%	5.9%	6.2%	100.0%
2006	2.5%	0.1%	17.1%	0.7%	10.0%	26.9%	0.4%	31.3%	6.1%	4.9%	100.0%
2007	2.6%	0.1%	16.6%	0.7%	9.9%	23.4%	0.4%	33.4%	6.0%	7.0%	100.0%
2008	3.0%	0.1%	15.5%	0.8%	12.9%	25.2%	0.4%	31.8%	6.0%	4.2%	100.0%
2009	2.7%	0.1%	15.5%	0.7%	18.3%	19.6%	0.4%	32.0%	5.4%	5.2%	100.0%
Enero - marzo 2010	2.3%	0.1%	13.1%	0.6%	22.8%	17.1%	0.3%	32.8%	4.5%	6.6%	100.0%

Subsidios por Sector - Enfoque Costo de Oportunidad 2 (Variación Interanual)											
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Contrabando	Exportaciones	Total
2005											
2006	36.5%	19.9%	5.4%	23.1%	-12.6%	18.8%	17.8%	36.1%	19.1%	-9.1%	15.4%
2007	18.3%	11.7%	9.9%	18.5%	13.0%	-1.2%	6.7%	21.3%	11.2%	60.9%	13.6%
2008	61.0%	48.9%	31.1%	53.0%	82.6%	51.6%	51.2%	33.9%	40.6%	-14.6%	40.4%
2009	-46.0%	-46.6%	-40.5%	-47.5%	-15.6%	-53.8%	-48.2%	-40.3%	-46.1%	-26.5%	-40.6%

Gráfico 15: Distribución de Subsidios Valorados al Costo de Producción por Sector Económico





Los subsidios al costo de producción en 2005-09, los hogares se beneficiaron en promedio de 49.3% de los subsidios a combustibles, el transporte de 19.9%, agua y electricidad de 5.3%, la industria de 15.5%, mientras que 6.8% del subsidio se perdió por contrabando. Los demás sectores recibieron, en promedio, 3.2% de los subsidios. Si se valora al costo de oportunidad 1, en el mismo período los hogares se beneficiaron en promedio de 42.1% de los subsidios, el transporte de 15.9%, agua y electricidad de 11.8%, la industria de 14.3% y 5.3% se pierde por contrabando. Finalmente, si se valora los subsidios al costo de oportunidad 2, se tiene que los hogares se beneficiaron en promedio de 31% de los subsidios, el transporte de 24.2%, agua y electricidad de 12.9%, la industria de 16.7% y 5.9% del subsidio se pierde por contrabando.

Estos cambios en la participación de cada sector se deben a que cada sector usa los derivados en diferentes proporciones, por lo que cambios en la valoración del subsidio de cada uno de ellos lleva a cambios en la repartición de los subsidios entre los sectores. Por ejemplo, los hogares tienden a usar relativamente más combustibles importados, mientras que la industria utiliza más combustibles de producción nacional, para los cuales la cuantificación del subsidio es mayor en términos de costos de oportunidad que en términos de costos de producción. Adicionalmente, al valor los subsidios al costo de oportunidad 1 y 2, el fuel oil 6 y las naftas de exportación también son subsidiados, lo que implica ajustes en la participación porcentual de cada sector.

En el caso del GLP, el principal beneficiario son los hogares que reciben 78.5% del subsidio. Los sectores industriales que más se benefician⁹ del subsidio al GLP son la Elaboración de Productos de Molinería y Panadería (4.5%) y Fabricación de Otros Productos Minerales No Metálicos (4.5%). En conjunto, el sector industrial recibe 14.7% del subsidio al GLP. En los sectores agrícolas, los principales beneficiarios son los sectores de Cultivo de Banano, Café y Cacao (0.3%), Cultivo de Cereales (0.3%) y Cría de Animales (0.2%) por el uso de secadoras y calentadores a gas. El contrabando concentraría aproximadamente 4.9% del subsidio, bajo estos supuestos.

En lo que respecta al Diesel 2, este es un combustible de uso clave en el Transporte que recibe 46.5% del subsidio. En el caso del transporte, existen limitaciones tecnológicas que impedirían que se adopten medidas que incentiven el uso de otros combustibles, ya que los motores de buses, camiones y barcos funcionan con diesel y no existen otras tecnologías sustitutas. El segundo beneficiario del subsidio al diesel es el sector de Suministro de electricidad y agua (12.5%). En el sector industrial, los principales beneficiarios del subsidio al diesel 2 son Fabricación de Otros Productos Minerales no Metálicos (4.4%), Elaboración y Conservación de Camarón (4%) y Elaboración y Conservación de Pescado y productos de pescado (4%). En total, el sector industrial se beneficia de 23.9% del subsidio al diesel 2. En el sector primario el diesel 2 es un insumo importante para la pesca, sector que se beneficia de 4% del subsidio. Por otro lado, los hogares consumen poco diesel 2 (básicamente vehículos privados a diesel), por lo que reciben 2.9% del subsidio. El contrabando representaría 9.3% del subsidio al diesel 2, producto de traspases de combustible en alta mar y de fugas de combustible en las fronteras.

⁹ No existe una cuantificación del mal uso de gas doméstico en procesos industriales, por esto es más conservador asumir que el mal uso de gas se distribuirá en función del porcentaje de uso de gas de cada sector.

Por último, en lo que respecta a la gasolina extra, los hogares son los principales beneficiarios (91.5%), ya que concentran el consumo de este combustible. El sector industrial recibe 2.3% del subsidio a este combustible (la gasolina extra no representa más del 1% del uso total de ese combustible en la economía para ningún sector industrial). El contrabando capturaría 4.9% del subsidio a este combustible.

Los demás combustibles no presentan subsidios si estos se calculan al costo de producción y su uso es más concentrado en sectores específicos. Así, el uso de fuel oil 4 se concentra en el sector eléctrico (62.6%), el jet fuel en transporte (100%), el spray oil en las plantaciones bananeras (100%) y los residuos en el sector eléctrico. La siguiente tabla presenta los porcentajes con los que cada sector se beneficia (en función de su uso) si se valora el subsidio al costo de oportunidad 1 o al costo de oportunidad 2 (la suma de los porcentajes por sector suma, horizontalmente, 100%).

Tabla 112: Distribución Porcentual de Uso/Subsidios por Sector Económico

	Cultivo de banano, café y cacao	Cultivo de cereales	Cultivo de flores	Otros cultivos	Cría de animales	Silvicultura y extracción de madera	Cría de camarón	Pesca	Extracción de petróleo crudo, gas natural y actividades de servicios relacionadas	Explotación de minas y canteras	Producción, procesamiento y conservación de carne y productos cárnicos	Elaboración y conservación de camarón	Elaboración y conservación de pescado y productos de pescado
GLP	0.331%	0.331%	0.000%	0.000%	0.166%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.681%	0.208%	0.208%
Diesel 1	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.886%	14.994%	14.994%
Diesel 2	0.018%	0.001%	0.000%	0.004%	0.002%	0.013%	0.027%	3.945%	0.170%	0.028%	0.247%	3.979%	3.978%
Gasolina Extra	0.018%	0.001%	0.000%	0.004%	0.002%	0.013%	0.027%	0.151%	0.171%	0.028%	0.023%	0.111%	0.110%
Gasolina Super	0.006%	0.000%	0.000%	0.001%	0.001%	0.004%	0.009%	0.050%	0.092%	0.018%	0.026%	0.206%	0.206%
Jet Fuel	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Fuel Oil 4	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	1.054%	1.054%
Pesca Artesanal	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Spray Oil	100.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Solventes	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Residuo	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Fuel Oil 6	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Nafta y vgo	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%

	Elaboración de aceites y grasas de origen vegetal y animal	Elaboración de productos lácteos	Elaboración de productos de molinería y panadería	Elaboración de azúcar	Elaboración de cacao, chocolate y productos de la confitería	Elaboración de otros productos alimenticios n.c.p.	Elaboración de bebidas	Elaboración de productos del tabaco	Fabricación de productos textiles, prendas de vestir; fabricación de cuero y artículos de cuero	Producción de madera y fabricación de productos de madera	Fabricación de papel y productos de papel	Fabricación de productos de la refinación de petróleo	Fabricación de sustancias y productos químicos
GLP	0.000%	0.330%	4.498%	0.000%	0.005%	1.056%	0.021%	0.018%	0.592%	0.060%	0.155%	0.000%	0.032%
Diesel 1	2.253%	1.891%	3.487%	4.971%	0.829%	3.324%	2.810%	0.063%	3.036%	1.631%	1.579%	0.417%	2.573%
Diesel 2	0.624%	0.503%	0.963%	1.336%	0.222%	0.894%	0.763%	0.017%	0.845%	0.547%	0.445%	1.179%	0.678%
Gasolina Extra	0.035%	0.016%	0.069%	0.036%	0.009%	0.057%	0.061%	0.000%	0.063%	0.127%	0.053%	1.123%	0.018%
Gasolina Super	0.020%	0.028%	0.074%	0.029%	0.014%	0.103%	0.104%	0.000%	0.057%	0.063%	0.069%	0.484%	0.042%
Jet Fuel	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Fuel Oil 4	2.584%	0.132%	0.627%	0.248%	0.178%	3.125%	1.448%	0.000%	2.192%	0.143%	4.021%	0.000%	0.343%
Pesca Artesanal	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Spray Oil	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Solventes	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%	0.000%
Residuo	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Fuel Oil 6	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Nafta y vgo	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%

* Para cada derivado, la suma horizontal de los porcentajes para cada sector, sumando las cuatro tablas consecutivas, alcanza al 100% de uso de dicho derivado.

	Fabricación de productos de caucho y plástico	Fabricación de otros productos minerales no metálicos	Fabricación de metales comunes y de productos elaborados de metal	Fabricación de maquinaria y equipo	Fabricación de equipo de transporte	Industrias manufactureras n.c.p.	Suministro de electricidad y agua	Construcción	Comercio al por mayor y al por menor	Hoteles y restaurantes	Transporte y almacenamiento	Correos y telecomunicaciones	Intermediación financiera excepto seguros
GLP	0.537%	4.529%	1.134%	0.587%	0.017%	0.053%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	1.033%	0.000%	0.000%
Diesel 1	0.776%	16.139%	4.697%	0.942%	0.919%	0.409%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	11.467%	0.000%	0.000%
Diesel 2	0.219%	4.432%	1.265%	0.258%	0.275%	0.111%	12.461%	0.038%	0.014%	0.015%	46.539%	0.018%	0.000%
Gasolina Extra	0.034%	0.198%	0.052%	0.020%	0.042%	0.009%	0.512%	0.038%	0.014%	0.015%	0.000%	0.018%	0.000%
Gasolina Super	0.053%	0.091%	0.066%	0.028%	0.033%	0.015%	0.217%	0.013%	0.005%	0.005%	0.000%	0.006%	0.000%
Jet Fuel	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%	0.000%	0.000%
Fuel Oil 4	0.894%	16.674%	1.097%	0.000%	0.017%	0.025%	62.609%	0.000%	0.000%	0.000%	1.536%	0.000%	0.000%
Pesca Artesanal	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Spray Oil	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Solventes	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Residuo	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Fuel Oil 6	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
Nafta y vgo	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%

	Financiación de planes de seguros y de pensiones, excepto los de seguridad social de afiliación obligatoria	Alquiler de vivienda	Otras actividades empresariales	Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	Enseñanza	Servicios sociales y de salud	Otros servicios sociales y personales	Servicio doméstico	Servicios de intermediación financiera medidos indirectamente (SIFMI)	Total gasto de consumo final de los hogares residentes (pc)	Contrabando	Exportaciones de Bienes (FOB)	Total
GLP	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	78.511%	4.907%	0.000%	100.000%
Diesel 1	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	4.914%	0.000%	100.000%
Diesel 2	0.000%	0.000%	0.008%	0.639%	0.004%	0.014%	0.001%	0.000%	0.000%	2.974%	9.288%	0.000%	100.000%
Gasolina Extra	0.000%	0.000%	0.008%	0.289%	0.004%	0.014%	0.001%	0.000%	0.000%	91.439%	4.970%	0.000%	100.000%
Gasolina Super	0.000%	0.000%	0.003%	0.329%	0.001%	0.005%	0.000%	0.000%	0.000%	95.457%	1.968%	0.000%	100.000%
Jet Fuel	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%
Fuel Oil 4	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%
Pesca Artesanal	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%
Spray Oil	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%
Solventes	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%
Residuo	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%
Fuel Oil 6	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%	100.000%
Nafta y vgo	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	100.000%	100.000%

subsidios existentes. El sector industrial consume (y por ende recibe de subsidio) 14.7% del GLP subsidiado y 24% del Diesel 2 vendidos a nivel nacional, mientras que demanda 14.8% de la demanda total de electricidad del país. Esto indica que los subsidios existentes sesgan a que las industrias se enfoquen en tecnologías que usen las formas de energía más baratas dado que existen los subsidios. En este sentido, la industria nacional se enfoca en usar GLP y Diesel, combustibles que el país no produce en volúmenes suficientes para satisfacer la demanda, en vez de usar fuel oil (si bien el sector industrial usa 35.9% del fuel oil 4 destinado a uso interno, el país tiene que exportar fuel oil 6 ya que no existe más demanda interna para este combustible: las exportaciones de fuel oil 6 representaron, en 2009, 456 millones de galones) ó utilizar electricidad, con energía que el país podría producir con costos marginales reducidos, utilizando energía hidroeléctrica, geotérmica, o nuclear en el futuro.

Para poder tener una evaluación de los subsidios en términos de equidad, las Encuestas de Ingresos y Gastos y de Condiciones de Vida del INEC permiten tener un cálculo de la distribución del consumo de combustibles¹⁰ (y por ende de los subsidios) por quintiles de ingreso de los hogares. Puesto que no existe un desglose del consumo de gasolinas y diesel se estimó estos porcentajes – asumiendo que el quintil más pobre no consume gasolina súper ni diesel 2 – manteniendo las proporciones de consumo general de cada combustible, de modo que la distribución total permanezca constante.

Tabla 113: Consumo de Combustibles de los Hogares por Quintil de Ingreso

	Consumo de Combustibles de los Hogares por Quintil				
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5
GLP	16.3%	18.5%	19.8%	21.1%	24.2%
Diesel 2	0.0%	0.4%	15.1%	40.2%	44.3%
Gasolina Extra	0.0%	2.3%	10.2%	21.7%	65.8%
Gasolina Super	0.0%	0.7%	10.2%	21.7%	67.4%
Total Combustibles	3.0%	6.5%	13.2%	22.4%	54.9%

Asumiendo que cada quintil de hogares se beneficia del subsidio en función de su consumo de cada combustible, con estas distribuciones los subsidios al consumo de combustibles de los hogares en 2009 se distribuyen de la siguiente forma:

Tabla 114: Distribución del Subsidio a Combustibles Valorado al Costo de Producción en los Hogares

	Impacto de los Subsidios por Quintil - Valoración al Costo de Producción (Millones de USD)					
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	TOTAL
GLP	59.43	67.52	71.92	76.98	88.25	364.10
Diesel 2	0.00	0.06	2.42	6.43	7.08	15.98
Gasolina Extra	0.00	5.67	25.63	54.63	165.60	251.54
Gasolina Super	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	59.43	73.25	99.96	138.04	260.94	631.62

¹⁰ Las encuestas de Ingresos y Gastos detallan el consumo de GLP, pero no el de los otros combustibles (diesel y gasolinas). La Encuesta de Condiciones de Vida detalla en consumo de combustibles en general.

Tabla 115: Distribución del Subsidio a Combustibles Valorado al Costo de Oportunidad 1 en los Hogares

Impacto de los Subsidios por Quintil - Valoración Costo de Oportunidad 1 (Millones de USD)						
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	TOTAL
GLP	70.92	80.58	85.83	91.87	105.33	434.54
Diesel 2	0.00	0.08	3.45	9.18	10.12	22.83
Gasolina Extra	0.00	18.03	81.50	173.72	526.59	799.83
Gasolina Super	0.00	0.47	7.27	15.49	48.09	71.33
TOTAL	70.92	99.17	178.05	290.27	690.12	1328.53

Tabla 116: Distribución del Subsidio a Combustibles Valorado al Costo de Oportunidad 2 en los Hogares

Impacto de los Subsidios por Quintil - Valoración Costo de Oportunidad 2 (Millones de USD)						
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	TOTAL
GLP	66.26	75.29	80.19	85.84	98.40	405.98
Diesel 2	0.00	0.10	4.24	11.29	12.44	28.08
Gasolina Extra	0.00	6.42	29.01	61.83	187.43	284.69
Gasolina Super	0.00	0.30	4.54	9.67	30.02	44.52
TOTAL	66.26	82.11	117.98	168.63	328.29	763.27

Se observa que para el GLP el quintil más rico recibe un 49% más de subsidio que el quintil más pobre. En el caso de la gasolina extra, el quintil más rico recibe 2820% más de subsidio que el segundo quintil más pobre (el primero no consume gasolina extra y por ende no se beneficia de subsidio). Esto se debe a que la gasolina extra es un combustible de uso exclusivo de automóviles. En el caso del diesel 2, la diferencia entre el quintil más rico y el segundo quintil más pobre (otra vez, el primer quintil con consume diesel 2 por lo que no recibe subsidio) es de 11848%. Eso se debe a que el consumo de diesel de los hogares es exclusivamente suntuario, concentrado en vehículos de diesel (pick up y SUV), generadores eléctricos para casas y edificios, y calentadores de agua. Del total de subsidio a los combustibles que reciben los hogares, un hogar del quintil más rico recibe en promedio USD 419 al año, mientras que un hogar del quintil más pobre recibe USD 96 al año, 4 veces menos. En el caso del subsidio al GLP esta diferencia es menos marcada, un hogar del quintil más rico recibe en promedio USD 142, mientras que una familia del quintil más pobre recibe USD 96, 1.5 veces menos. Por lo tanto, una segunda distorsión de los subsidios a los combustibles vigentes es su estructura regresiva.

Impacto de la Electricidad y de los Combustibles en la Estructura de Costos/Gastos de cada Sector

Para tener una aproximación a la estructura de costos de los diferentes sectores se tomó la matriz insumo producto nominal de 2007. Con esta matriz se calculó el porcentaje de uso de electricidad, de uso de derivados de petrolero y de uso de otros insumos sobre el total de consumo intermedio de cada sector. Para poder aproximar el peso de cada uno de los derivados dentro de cada sector, al porcentaje de uso de derivados general se lo repartió en función de la distribución porcentual de uso de derivados dentro de cada sector que se calculó anteriormente. Esta distribución considera uso de combustibles con y sin subsidios, como es el caso del GLP de uso industrial (sin subsidio) así como el mal uso industrial que se da al GLP de uso doméstico (con subsidio). La siguiente tabla resume la estructura de costos de los diferentes sectores:



Los combustibles son el principal insumo del sector transporte, en particular el Diesel 2 subsidiado (35.1% de los costos). Para el sector transporte también es representativo el consumo de jet fuel subsidiado (4.8%) y el fuel oil sin subsidio (16%). Para el sector eléctrico, los combustibles representan 23.6% de los insumos, siendo el fuel oil subsidiado (7.1%), los residuos (5.8%) y el diesel 2 subsidiado (10.3%) los más importantes. En general los combustibles y la electricidad no son representativos en los costos de los sectores agrícolas primarios, representando respectivamente 0.7% y 5.3% de los costos totales. Sin embargo, hay dos excepciones: silvicultura y extracción de madera, para los cuales los combustibles representan 16.9% de los costos totales (el diesel 2 subsidiado representa 8.7% del total de costos) y la Pesca donde los combustibles representan 47.1% de los costos totales (el diesel representa 29.7% y el combustible de pesca artesanal 16.4%). En los demás sectores primarios, los principales combustibles utilizados son el diesel 2 subsidiado (0.5% del costo total en promedio) y la gasolina extra (0.4% del costo total en promedio).

En lo que respecta al sector industrial, los combustibles representan, en agregado, 5.9% de los costos, siendo el GLP y el diesel 2 los más importantes. Dentro del sector industrial en los siguientes sectores los combustibles son representativos en los costos totales (con un peso entre 28% y 4% dependiendo del sector), donde el diesel representa en promedio 68.9% del total de costo de combustibles: Elaboración de azúcar (28% y 26% en diesel 2 subsidiado), Elaboración y conservación de camarón (9.6%), Elaboración y conservación de pescado y productos de pescado (4.3%), Elaboración de aceites y grasas de origen vegetal y animal (5.3%), Elaboración de otros productos alimenticios n.c.p. (4.8%), Elaboración de bebidas (6.5%), Fabricación de productos textiles, prendas de vestir, fabricación de cuero y artículos de cuero (6.1%) , Producción de madera y fabricación de productos de madera (8.9%) y Fabricación de papel y productos de papel (4.3%).

Finalmente, los combustibles representan sólo 2.3% del gasto de los hogares, donde la gasolina extra representa 1.5% del costo total.

Dada esta estructura sectorial de costos, medidas destinadas a focalizar o levantar subsidios podrían tener impactos sobre la economía en dos dimensiones: precios y desempleo. Particularmente se observa que existe un sesgo en la estructura productiva hacia el uso de diesel 2 subsidiado, particularmente dentro del sector industrial. Adicionalmente el diesel 2 es importante para los sectores transporte y pesca, donde no es posible sustituirlo por otros combustibles dadas las características tecnológicas de los motores de buses, camiones y barcos. En este sentido, medidas que incrementen el precio del diesel tendrán impactos sobre los precios.

Por otro lado, el GLP no es representativo dentro de la estructura de costos de todos los sectores, así el peso del GLP subsidiado sobre el costo total del sector industrial es de 0.3%. El sector industrial que más usa GLP es Fabricación de otros productos minerales no metálicos, donde el GLP representa 1.8% de sus costos totales. En este sentido el efecto de medidas que busquen incrementar el precio del GLP sobre los precios será menor, ya que no incide demasiado sobre los costos de los sectores productivos. No obstante, el GLP es usado por hogares de bajos ingresos para cocinar y como insumo de negocios informales, por lo que

medidas que afecten su precio deben tomar en cuenta su impacto sobre los hogares de bajos ingresos.

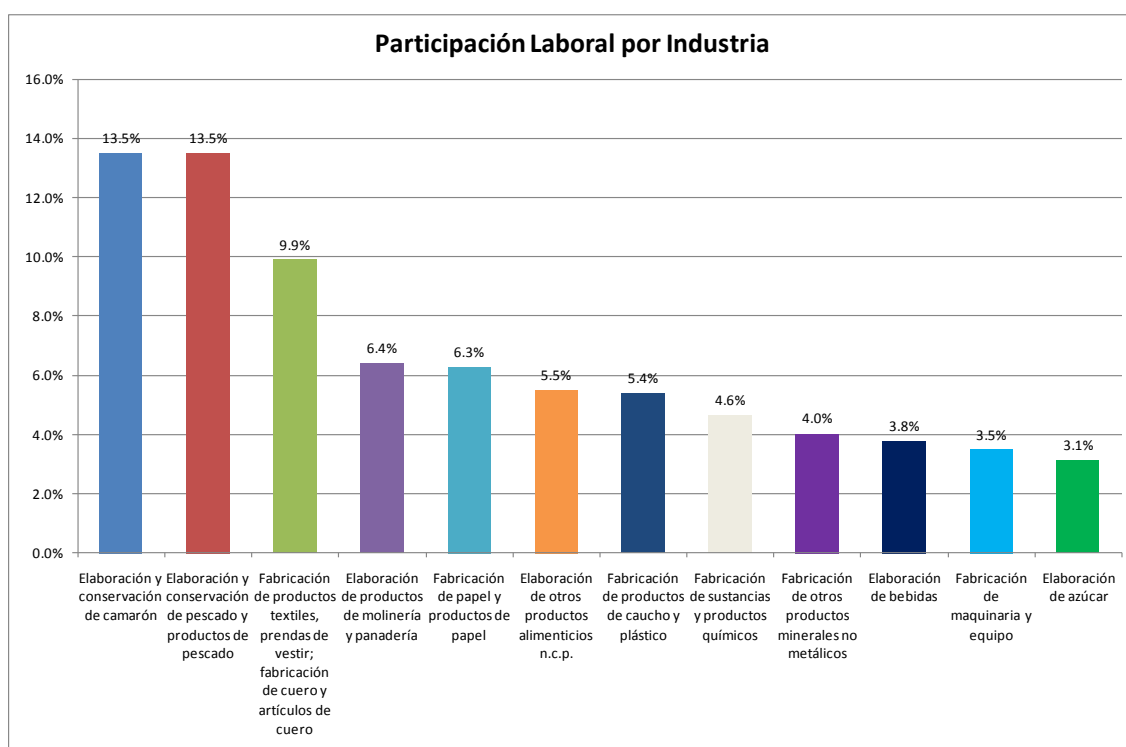
Finalmente, el uso de gasolinas tampoco es representativo en el costo de producción de los distintos sectores productivos, ya que la mayor parte de los vehículos que consumen estos combustibles son de uso de los hogares. Dentro de los hogares, los quintiles 4 y 5 concentran el uso de combustibles. En este sentido, medidas que incrementen los precios de las gasolinas deberían tener un efecto bajo sobre los precios (salvo el shock inicial que afecta directamente al IPC dada su forma de cálculo) y en cierta medida mejorará la progresividad de la estructura de subsidios ya que los hogares más rico pagarán más por el combustible.

No existe un mecanismo directo para extrapolar el efecto de un incremento en el costo de los combustibles – y por ende en el costo total de los sectores productivos – sobre el empleo. No obstante, es posible inferir que en los sectores donde es posible sustituir tecnología para abaratar costos, ya sea dirigiéndola al uso de combustibles más baratos y/o sustituyendo mano de obra por capital, podría existir un impacto más alto sobre el empleo. Este razonamiento señala que el sector industrial posiblemente sería el más propenso a reducir puestos de trabajo. La siguiente tabla y gráfico presentan la distribución del empleo en el sector industrial, en petróleo y minas y en refinación petrolera.

Tabla 118: Generación de Empleo por Sector

SEGMENTACIÓN LABORAL POR SECTOR			
	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo
Mujeres	0.5%	98.5%	1.0%
Hombres	2.5%	95.7%	1.8%
Total	1.9%	96.6%	1.6%

Gráfico 16: Distribución del Empleo en el Sector Industrial (Principales Generadores de Empleo)



Se observa que las industrias camaronera y pesquera son las principales generadoras de empleo dentro del sector industrial, representando 13.5% del empleo total cada una de ellas. Este sector es sensible a cambios en los precios de los combustibles, tanto porque los combustibles representan un porcentaje significativo de su costo total (9.6% y 4.2% respectivamente) como porque su principal insumo (la pesca) también depende fuertemente de combustibles. El sector textil genera 9.9% del empleo del sector industrial y los combustibles representan 6.1% de sus costos totales. La industria textil es susceptible de realizar cambios tecnológicos, por lo que si sube el precio de los combustibles, podrían buscar tecnologías que usen combustibles más baratos o que reemplacen trabajadores, lo que generaría un impacto negativo en el empleo. La generación de empleo en los demás sectores industriales disminuye considerablemente, por lo que el impacto de medidas que alteren los costos será menor.

5. Perspectivas de los Subsidios Energéticos y Planteamientos de Políticas de Subsidios

Modelo para Analizar el Impacto de Políticas sobre los Subsidios

Como se planteó en la sección anterior, políticas que incrementen los precios domésticos de los combustibles o de la electricidad repercutirán sobre los costos de producción de los diferentes sectores productivos. Estos incrementos en los costos productivos en algún grado se traducirán en incrementos de los precios finales de consumo por lo que políticas que afecten el precio de los combustibles o de la electricidad tendrán un impacto sobre el nivel de precios. Es más, el efecto final sobre el nivel de precios no es igual al incremento en el valor de los

combustibles o la electricidad. Realmente se presentará una cadena de efectos sobre los precios que sigue el siguiente orden:

- Se produce el incremento en el precio de los combustibles y/o la electricidad. El costo total de cada sector productivo se incrementa en función del peso de los combustibles o de la electricidad en la estructura de cada sector. Este incremento en los costos se traduce en alguna proporción en un incremento de los precios finales de cada sector.
- En un segundo período, como todos los precios de la economía subieron, suben otra vez los costos de los insumos de cada sector. Esto se traduce en un nuevo incremento de los costos totales que a su vez representarán en alguna proporción un nuevo incremento de los precios.
- Entonces se produce un proceso iterativo de incremento en costos – incremento en precios donde la magnitud de los incrementos es decreciente en el tiempo.

Para capturar este proceso se diseñó un aplicativo en VBA de Excel que permite simular las iteraciones para diferentes alternativas de políticas de focalización o levantamiento de los subsidios. La base de esta simulación es la matriz insumo producto nominal 2007 del BCE, que se usa como proxy de la estructura de costos/gastos de los diferentes sectores de la economía. De este modo es posible simular el efecto de políticas que afecten a todos los combustibles, o solo a algunos y aplicar, si es del caso, medidas diferenciadas a distintos sectores de la economía. En el diseño de esta aplicación, se tomó en cuenta los siguientes supuestos:

- El shock inicial de alza del precio de los combustibles o de la electricidad se traduce completamente a los costos. El subsiguiente incremento en los costos totales se traduce en un 100% a los precios finales. Se aplica este supuesto porque para minimizar el impacto político de cualquier medida que afecte los subsidios será necesario aplicar mecanismos de socialización de la medida. Por esto es razonable asumir que en su estructura de expectativas los agentes esperen el incremento en los combustibles y lo traduzcan directamente al resto de precios de la economía. Este efecto es el impacto inicial sobre los precios, ponderado por los pesos de la canasta básica.
- Para las siguientes iteraciones no es razonable asumir que 100% del incremento en costos se traduzca en incremento del precio. Por un lado, en el corto plazo existen rigideces que impiden alza inmediata de los precios (por ejemplo los costos de menú). Conforme pasa el tiempo, estas rigideces se levantan y es más plausible realizar ajustes en los precios. Por otro lado, la estructura competitiva de los mercados (los precios se deben fijar en función de costos marginales) no contempla que los márgenes de ganancia sean constantes frente a incrementos en los costos. El problema radica en que no existe información para estimar el grado de traspaso de costos al precio final y cómo esta proporción evoluciona en el tiempo. Por esta razón se asume que para la segunda iteración $x\%$ del costo se traspasará a los precios, manteniendo este porcentaje variable con fines de manejo de escenarios (para los casos analizados en este estudio se usó $x = 50\%$). Para las subsiguientes iteraciones se asume que el porcentaje de traspaso crece siguiendo a la función $peso_i = 1 - e^{(-\lambda \cdot i)}$. El factor lambda se calcula de modo que $peso_1$ sea igual a $x\%$.

- Se itera el proceso de incremento de costos – incremento de precio hasta que la suma de la diferencia porcentual entre el costo total de la iteración j y el costo total de la iteración i ($j > i$) de cada sector sea menor que 0.0001.
- El efecto final (de largo plazo) sobre los precios es la suma ponderada del cambio porcentual entre el costo inicial (antes de la subida de precio de combustibles) de cada sector con el costo final de cada sector después del proceso iterativo. Los ponderadores son los pesos utilizados para el cálculo del IPC en la canasta básica, distribuidos para los productos que se presentan en las matrices insumo producto del BCE.

Consideraciones Generales para Definir una Política de Precios de Combustibles

En términos generales, las distorsiones identificadas en el uso de combustibles en Ecuador se deben a la estructura de precios vigentes. Por un lado, los precios vigentes orientan al sector productivo a usar combustibles que el país no produce en suficiente cantidad (GLP y diesel 2), en vez de utilizar combustibles que el país se ve obligado a exportar ya que no existe demanda interna (fuel oil). En este sentido, la matriz energética vigente impone elevados costos a la economía nacional, costos que no serán sostenibles en el mediano plazo de acuerdo al documento “Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética del Ecuador” elaborado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en 2008. Lo que es más, dados los bajos precios de los combustibles no existen incentivos para que las empresas y hogares busquen tecnologías más eficientes de uso de energía, como uso de energía solar en procesos industriales o compra de automóviles híbridos por parte de los hogares. Adicionalmente, la estructura de precios vigente limita el desarrollo de nuevas industrias, como la construcción de paneles solares para el calentamiento de agua (rama de la industria metalmecánica con alto potencial de generar empleo). Por otro lado, las diferencias existentes entre los precios domésticos y los precios internacionales que aplican los países vecinos generan contrabando de combustibles que son pérdidas netas para la economía ecuatoriana.

Adicionalmente, los subsidios a los combustibles representan un creciente costo fiscal para el Estado. Entre 2005 y 2008 los subsidios (valorados al costo de producción) a combustibles crecieron en promedio 25.6% anual, motivados por el alza de los precios de los derivados de petróleo y por la creciente demanda nacional por diesel y GLP. Si bien en 2009 el monto de subsidios se redujo frente a 2008 (-35.7%) por la caída del precio del petróleo producto de la crisis internacional, en 2010 se observa un nuevo crecimiento de los subsidios. En el primer trimestre 2010, el subsidio a combustibles alcanzó USD 458.7 millones, un 44% superior al subsidio correspondiente al primer trimestre 2009. Dadas las distorsiones que genera esta política de precios de combustibles en el aparato productivo y a que los subsidios resultantes son regresivos, no se justifica que el Estado gaste ingentes recursos en mantener esos precios.

Por estas razones, no se justifica en el mediano plazo que los precios a los combustibles en el país sean menores que los precios internacionales. No obstante, para definir una política de precios adecuada es necesario entender el impacto de los precios de cada combustible sobre el aparato productivo y sobre los hogares, con el fin de minimizar impactos sobre el nivel de precios y sobre los hogares con menores ingresos. A continuación se presenta algunos casos que ilustran estos impactos.

Uso Inmediato de Precios Internacionales para todos los Combustibles

Este escenario busca presentar los efectos de una política acelerada de incremento del precio de todos los combustibles. Se asume que se procede a subir inmediatamente el precio de todos los combustibles en el país al nivel definido por los precios internacionales (costo de oportunidad 2). Este incremento se hace, sin excepciones, a todos los sectores de la economía. Los resultados de esta medida son:

Tabla 119: Impacto en Costos de Levantar Todos los Subsidios

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Combustibles	134.9%	16.1%	152.6%	5.0%	188.5%	83.3%	116.2%	129.3%	0.0%
Var. Costo Total	7.1%	2.0%	8.9%	2.0%	44.4%	55.6%	2.2%	3.0%	0.0%

Lógicamente, el sector más afectado sería el transporte con un incremento de 55.6% del su costo total, seguido de la generación eléctrica con un incremento de 44.4% de su costo total por la importancia del diesel en la generación eléctrica. En conjunto, el costo total del sector industrial subiría un 8.9%. No obstante, dentro del sector hay industrias que se afectarían en mayor proporción. Los costos de la fabricación de productos minerales no metálicos subirían 50%, los costos de elaboración de azúcar subirían 28.7%, los de elaboración y conservación de camarón subirían 13.4% y los de productos de madera subirían 11.8%. Alzas tan bruscas en los costos podrían provocar quiebra de empresas y pérdidas de empleo. En el sector agrícola el incremento de los costos sería de 7.2%. No obstante el impacto para el sector pesquero sería de 63.2%, lo que podría implicar grandes dificultades para el sector. Otra sector primario muy afectado sería la silvicultura, con un incremento de su costo total de 19.1%. En cuanto a los otros servicios, su costo total subiría 2.2%, siendo los subsectores más afectados la administración pública (18.2%), otras actividades empresariales (3.6%), salud (3.1%) y enseñanza (2.1%). El impacto sobre hoteles y restaurantes sería de 1.7%.

En cuanto a los hogares, su gasto total subiría en 3%. Esto representa que los hogares del quintil más pobre deberían gastar en combustibles USD 8 adicionales al mes (16% del ingreso promedio de este quintil), mientras que los hogares más rico gastarían USD 55 extra al mes (4% del ingreso promedio de este quintil)¹¹.

Tabla 120: Impacto de Levantar Todos los Subsidios en el Gasto en Combustibles de los Hogares

	Incremento Gasto Hogares por Reducción de Subsidios en Combustibles (Millones de Dolares)					
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	Total
GLP	60.40	68.63	73.10	78.25	89.70	370.08
Diesel 2	0.00	0.09	3.63	9.67	10.65	24.05
Gasolina Extra	0.00	8.63	38.98	83.09	251.87	382.57
Gasolina Super	0.00	0.60	9.23	19.67	61.07	90.57
TOTAL	60.40	77.94	124.94	190.68	413.30	867.27

¹¹ Se divide el incremento en el gasto en combustibles anual de cada quintil (ver la siguiente tabla) para el número de hogares de cada quintil (633,000 hogares) y para doce meses. Este valor se compara con el ingreso de cada quintil.

En términos de impacto sobre precios, el shock inicial producto del incremento de los precios de los combustibles implicaría un alza de 13.3% del IPC. De acuerdo al modelo desarrollado, el efecto de largo plazo sobre el IPC sería de 31.8%.

Estos resultados permiten concluir que es económica y políticamente inviable fijar el precio de los combustibles en niveles internacionales de la noche a la mañana. El incremento brusco de los costos de producción podría implicar serias dificultades en muchas empresas, con el subsecuente incremento del desempleo. Por otro lado, incrementar los precios de los combustibles tan bruscamente afectaría proporcionalmente más al quintil más pobre. Esto sugiere que cualquier política de focalización de subsidios deba buscar mecanismos que minimicen los impactos sobre los grupos menos favorecidos. Otra conclusión de este escenario es que la inflación acumulada en la última década, al haberse mantenido congelados los precios de la mayoría de combustibles, ha esta represada en al menos 13% o, alternativamente, que el Estado está subsidiado márgenes de ganancia para el sector productivo.

Impacto en la Tarifa Eléctrica

La eliminación del subsidio a los combustibles utilizados por el sector eléctrico tendría un impacto directo sobre el precio de la electricidad a través de la etapa de generación. En las restantes etapas funcionales – transmisión y distribución – el impacto de esta medida sería mucho menor, pues solamente incrementaría costos operativos relacionados con movilización. Por esta razón, para esta simulación se considera únicamente el incremento tarifario en la etapa de generación eléctrica.

El cálculo del costo de la generación anual de electricidad no es trivial debido a que se deben considerar tanto una serie de componentes técnicos (demanda, costos operativos, disponibilidad de las unidades de generación, etc.) como el hecho de que existen factores totalmente aleatorios que afectan la generación eléctrica (como el caso de la hidrología). Esto obliga a utilizar herramientas de cálculo con componentes estocásticos, cuyo tiempo de procesamiento es considerable. Por esta razón, se decidió realizar un cálculo aproximado, que mantenga consistencia conceptual y que esté circunscrito a la afectación operativa que se produciría por la utilización de precios sin subsidio para los combustibles utilizados en la generación eléctrica¹².

El despacho de las unidades de generación se realiza en función de los costos variables de las distintas unidades, es decir, primero se despacha la energía más barata y progresivamente se despacha la energía de mayor costo. En el caso ecuatoriano, el parque de generación se compone de centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas de diferente tipo e interconexiones con otros países, sobre todo la existente con Colombia. Si los precios de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica suben, ese incremento alteraría el

¹² Este ejercicio permite tener una aproximación razonable del impacto de los precios de combustibles en la tarifa eléctrica. Un ejercicio más detallado implicaría tomar en cuenta elementos aleatorios, como la hidrología y el mantenimiento de diferentes centrales, o diferentes supuestos en cuanto a crecimiento de la demanda de energía. Un trabajo de ese tipo implicaría un esfuerzo ambicioso de simulación estocástica, que podría ser efectuado por las entidades técnicas correspondientes.

orden de prelación en que las distintas unidades generadoras entran a operar. De este modo, el efecto de utilizar precios sin subsidio para los combustibles sería la disminución de la generación termoeléctrica, sobre todo la más cara que utiliza diesel, substituyéndola con electricidad proveniente de la interconexión con Colombia, que se volvería más competitiva en sus costos.

Por este motivo se determinó la energía adicional que provendría desde Colombia y cómo esta energía reemplazaría a generación térmica local. Este cálculo está basado en el Plan Operativo Anual para el período julio 2010 – junio 2011, proporcionado por el CENACE, según el cual la demanda anual de energía en el período señalado alcanzaría a 18,214 GWH. Para condiciones hidrológicas promedio, la siguiente tabla presenta cómo se cubriría la demanda de energía tanto para el caso en que se mantenga los precios subsidiados, como para el caso en que se eliminen los subsidios a los combustibles utilizados en generación eléctrica. Se aprecia la reducción estimada de generación termoeléctrica, reemplazada por aquella proveniente de la interconexión con Colombia, asumiendo que Colombia vende el máximo posible para el período de análisis.

Tabla 121: Impacto en las Fuentes de Generación Eléctrica de Levantar Subsidios a Combustibles

GENERACIÓN PREVISTA PARA CUBRIR LA DEMANDA DE ENERGÍA (G WH)		
	Combustible con subsidio	Combustible sin subsidio
HIDROELÉCTRICA	10,859.5	10,859.5
TERMOELECTRICA	6,432.8	5,690.6
CON BUNKER	4,700.0	4,613.9
CON DIESEL	686.6	88.7
CON NAFTA	58.2	0.0
CON GAS NATURAL	988.1	988.1
NO CONVENSIONAL	100.9	100.9
INTERCONEXION	820.7	1,563.0
TOTAL	18,213.9	18,214.0

Los precios de los combustibles y de la interconexión utilizados para esta simulación son los siguientes:

Tabla 122: Precios de Combustibles para la Generación Eléctrica

PRECIOS DE COMBUSTIBLES	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio
	(US \$/Galón)		(UsCents/KWh)	
Diesel 2	0.8203	1.93	5.86	13.79
Bunker para empresas privadas	0.6324	1.84	3.95	11.50
Bunker para empresas estatales	0.4896	1.84	3.06	11.50
Nafta	0.6678	2.49	4.77	17.79
Gas Natural (US \$/MPC)	3.7713	3.7713	4.20	4.20
Precio de la Interconexión (US Cents/KWh)			6.27	6.27

Con esta información se determinó el incremento de costos que se tendría al utilizar combustibles sin subsidio, considerando la reducción del monto de generación térmica y el

consecuente incremento de la generación de la interconexión. Con este incremento en los costos de generación se calculó el nuevo precio de la generación. Los resultados señalan que el precio de la generación se incrementaría del actual valor de 5.95 centavos de dólar por KWh a 8.13 centavos de dólar por KWh, un incremento del 36.6%.

Tabla 123: Precios de Combustibles para la Generación Eléctrica

PRECIO PROMEDIO ANUAL DE LA GENERACION CON SUBSIDIO A LOS COMBUSTIBLES (US cents/KWh)	5.95
COSTO TOTAL DE LA GENERACION CON SUBSIDIO A LOS COMBUSTIBLES (Millones de USD)	1,084.5
COSTO TOTAL DE LA GENERACION SIN SUBSIDIO A LOS COMBUSTIBLES (Millones de USD)	1,481.4
PRECIO PROMEDIO ANUAL DE LA GENERACION SIN SUBSIDIO A LOS COMBUSTIBLES (US cents/KWh)	8.13
Incremento del Precio de la Generación (%)	36.6%

Tomando en consideración que la tarifa al usuario final es de 8.07 centavos por KWh, con el nuevo precio de la generación la tarifa final subiría a 10.25 centavos por KWh, un incremento de 27%. El efecto de esta medida en los diferentes sectores de la economía sería:

Tabla 124: Impacto en Costos de Fijar el Incremento en la Tarifa Eléctrica

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	27.0%	27.0%	27.0%	27.0%	27.0%	27.0%	27.0%	27.0%	27.0%
Var. Costo Combustibles	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Total	0.2%	0.1%	0.7%	0.4%	14.5%	0.0%	0.7%	0.4%	0.0%

El impacto de esta medida sobre los sectores productivos es relativamente bajo siendo el mismo sector eléctrico el principal afectado, en las etapas de transmisión y distribución. En el sector industrial el mayor impacto sobre costos totales se daría en la fabricación de productos minerales no metálicos (3.4%), seguido por fabricación de maquinaria y equipos (1.3%), productos textiles (1.2%), fabricación de productos de caucho y plástico (1.1%) y procesamiento de camarón (1.1%). En el sector agrícola el impacto sería mínimo, siendo el cultivo de flores el sector más afectado (0.8%). En los servicios, el sector con mayor incremento en sus costos totales por esta medida sería la educación (3.6%), otras actividades empresariales (3.2%), correos y telecomunicaciones (2%), otros servicios sociales y personales (1.5%) y comercio (1.4%). El impacto en el gasto total de los hogares sería de 0.4% y dada la existencia de la tarifa de la dignidad y del subsidio cruzado su impacto sobre los quintiles de menor ingreso sería mínimo. El shock sobre precios inmediato de esta medida sería de 1.3% y el efecto de largo plazo sería de 5%.

Alza del Precio del GLP

Este escenario busca evaluar el impacto de subir el precio del GLP en la economía únicamente. Se asume que se procede a subir inmediatamente el precio del GLP en el país al nivel definido por los precios internacionales de este combustible (incremento de 799%, para alcanzar el

costo de oportunidad 2). Este incremento se hace, sin excepciones, a todos los sectores de la economía. Los resultados de esta medida son:

Tabla 125: Impacto en Costos de Fijar el Precio del GLP a Nivel Internacional

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Combustibles	12.4%	0.0%	35.7%	0.0%	0.0%	1.0%	0.0%	55.2%	0.0%
Var. Costo Total	0.7%	0.0%	2.1%	0.0%	0.0%	0.6%	0.0%	1.3%	0.0%

El impacto de esta medida en los costos de los sectores productivos es relativamente bajo. El sector industrial sería el más afectado con un incremento de sus costos totales de 2.1%. Dentro del sector industrial, el impacto sobre el costo total sería mayor para la fabricación de productos minerales no metálicos (14.2%), fabricación de maquinaria y equipos (5.2%), elaboración de productos de molinería y panadería (4.5%), elaboración de otros productos alimenticios (2.4%), textiles (2.1%) y productos de caucho y plástico (2.1%). En el sector agropecuario, el incremento del costo total sería de 0.7%. Los sectores donde el impacto sobre el costo total sería mayor serían el cultivo de cereales (4.2%), la cría de animales (1.1%) y el café y cacao (0.5%). En cuanto a servicios, el transporte incrementaría sus costos totales en 0.5% producto del uso de gas en taxis.

El impacto en el gasto total de los hogares sería de 1.3%. Esto implica que los hogares del quintil más pobre deberían gastar en combustibles USD 8 adicionales al mes (16% del ingreso promedio de este quintil), mientras que los hogares más rico gastarían USD 12 extra al mes (1% del ingreso promedio mensual de este quintil). Esto se debe a que el único combustible que usa prácticamente el quintil más pobre es el GLP (para cocina), por lo que el gasto en este combustible es muy representativo dentro de su gasto total.

Tabla 126: Impacto de Fijar el Precio del GLP a Nivel Internacional en el Gasto en Combustibles de los Hogares

	Incremento Gasto Hogares por Reducción de Subsidios en Combustibles (Millones de Dolares)					
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	Total
GLP	60.40	68.63	73.10	78.25	89.70	370.08
Diesel 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasolina Extra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasolina Super	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	60.40	68.63	73.10	78.25	89.70	370.08

En términos de impacto sobre precios, incrementar el precio del GLP no repercute fuertemente. El shock inicial producto del incremento del precio del GLP implicaría un alza de 2.7% del IPC. De acuerdo al modelo desarrollado, el efecto de largo plazo sobre el IPC sería de 4.7%.

Estos resultados permiten concluir que el impacto de subir el precio del GLP sería bajo sobre los sectores productivos, por lo que una medida de este tipo no debería causar excesiva pérdida de empleos en la economía. Un plus adicional, que no es capturado por estos datos, es

que este incremento de precio elimina todos los incentivos para el contrabando del GLP. No obstante, al ser el GLP un combustible importante para los hogares más pobres es necesario definir mecanismos que mitiguen el impacto de incrementar el precio del GLP sobre los hogares más pobres, caso contrario estos hogares sería proporcionalmente los más afectados por la medida.

En el estudio del Ing. Santiago Játiva denominado “Reducción del Consumo del GLP en el Ecuador y su Sustitución por Otras Fuentes Energéticas”, se propone mantener el subsidio al gas para las familias de bajos ingresos conservando el precio subsidiado para una cantidad equivalente a 1.3 cilindros por mes. Para cantidades superiores el precio del producto se elevaría a niveles internacionales. Se plantea que cada hogar reciba a través de la planilla de consumo eléctrico uno o dos cupones que pueda canjear por un cilindro de gas a precio subsidiado. De este modo solo las compras con cupón se beneficiarían del subsidio y cualquier otra compra debería pagar el precio internacional. Este mecanismo busca garantizar el consumo de gas subsidiado a los hogares de bajos ingresos y al obligar el uso de cupones para acceder al subsidio se controla el incentivo al contrabando. Para evaluar el impacto de este mecanismo con el modelo de impactos desarrollado, la política de vender 1.3 cilindros al mes a precio subsidiado contra cupones distribuidos en las planillas eléctricas equivale a incrementar el precio del GLP en 37.8% para los hogares, mientras que para los demás sectores el precio del GLP subiría al nivel internacional. Los impactos serían:

Tabla 127: Impacto en Costos de Focalizar el Subsidio al GLP usando las Planillas Eléctricas

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinanciación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Combustibles	12.4%	0.0%	35.7%	0.0%	0.0%	1.0%	0.0%	2.6%	0.0%
Var. Costo Total	0.7%	0.0%	2.1%	0.0%	0.0%	0.6%	0.0%	0.1%	0.0%

El impacto en los sectores productivos sería similar al del caso anterior. El gasto total de los hogares crecería en 0.1%. Esto implica que los hogares del quintil más pobre deberían gastar en combustibles USD 0.4 adicionales al mes (0.8% del ingreso promedio de este quintil), mientras que los hogares más ricos gastarían USD 0.6 extra al mes (0.04% del ingreso promedio mensual de este quintil). Se observa que este mecanismo es mucho más equitativo, donde el impacto a los hogares del quintil más pobre se daría por el uso que pueden dar al GLP doméstico para negocios informales como puestos de venta de comida ambulante.

Tabla 128: Impacto de Focalizar el Subsidio al GLP usando las Planillas Eléctricas en el Gasto en Combustibles de los Hogares

	Incremento Gasto Hogares por Reducción de Subsidios en Combustibles (Millones de Dolares)					
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	Total
GLP	2.86	3.25	3.46	3.70	4.24	17.50
Diesel 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasolina Extra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasolina Super	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	2.86	3.25	3.46	3.70	4.24	17.50

El shock inicial sobre los precios producto de esta política implicaría un alza de 0.9% del IPC. De acuerdo al modelo desarrollado, el efecto de largo plazo sobre el IPC sería de 3%.

Alza del Precio del Diesel 2

Este escenario busca evaluar el impacto de subir únicamente el precio del diesel 2 en la economía. Se asume que se procede a subir inmediatamente el precio del diesel 2 en el país al nivel definido por los precios internacionales de este combustible (incremento de 140%). Este incremento se hace, sin excepciones, a todos los sectores de la economía. Los resultados de esta medida son:

Tabla 129: Impacto en Costos de Fijar el Precio del Diesel 2 a Nivel Internacional

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Combustibles	75.8%	10.1%	91.0%	3.0%	60.9%	73.6%	83.8%	3.6%	0.0%
Var. Costo Total	4.0%	1.3%	5.3%	1.2%	14.4%	49.1%	1.6%	0.1%	0.0%

El transporte sería el sector productivo más afectado, con un incremento de 49.1% de sus costos totales. Dado que el transporte es un insumo de prácticamente todos los sectores industriales y primarios, este incremento en el costo repercutirá fuertemente sobre el nivel de precios. El siguiente sector afectado sería el eléctrico, cuyos costos incrementarían en 34.4%. Si las tarifas eléctricas no se actualizan para cubrir los nuevos precios del combustible esto significaría un incremento del déficit tarifario del sector eléctrico lo que implicaría que parte del subsidio al diesel no se eliminaría. En cuanto al sector industrial, el impacto sobre sus costos totales sería de 5.3%. Los sectores industriales cuyos costos totales se incrementarían en mayor proporción serían la elaboración de azúcar (36.9%), la fabricación de productos minerales no metálicos (23.9%), la elaboración de camarón (12.3%), fabricación de productos de madera (9.6%) y la elaboración de bebidas (6.6%). En el sector agrícola el impacto sobre sus costos totales sería de 4%, siendo la pesca (41.4% de impacto) y la silvicultura (12.3% de impacto). El impacto en los costos totales de otros servicios sería de 1.6% siendo la administración pública el más afectado con un incremento de 14.1%.

El gasto total de los hogares se incrementaría en 0.1%, Los hogares del quintil más pobre no se verían afectados ya que no consumen este combustible, mientras que los hogares del quintil más rico pagarían en promedio USD 1.4 adicionales al mes (0.1% de su ingreso mensual promedio). Estos datos evidencian que el impacto de subir el diesel 2 a precios internacionales no presenta un impacto significativo directo en los gastos de los hogares.

Tabla 130: Impacto de Fijar el Precio del Diesel a Nivel Internacional en el Gasto en Combustibles de los Hogares

	Incremento Gasto Hogares por Reducción de Subsidios en Combustibles (Millones de Dolares)					
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	Total
GLP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel 2	0.00	0.09	3.63	9.67	10.65	24.05
Gasolina Extra	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasolina Super	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	0.00	0.09	3.63	9.67	10.65	24.05

No obstante, el impacto de esta medida sobre los precios es alto. El shock inicial sobre el IPC sería de un alza de 6.1%, mientras que el incremento de largo plazo producto de esta medida sería de 17.6%. Esto se debe a que el transporte es un insumo importante de todos los sectores, y sus costos se incrementan fuertemente si sube el precio del diesel 2. Por esta razón conviene evaluar un escenario donde se incremente el precio del diesel 2 a nivel internacional

para todos los sectores excepto el transporte. En este caso, el impacto directo del incremento del precio del diesel para los demás sectores no cambia, al igual que para los hogares. La diferencia se presenta en el efecto sobre los precios. Si no se sube el precio del diesel al sector transporte, el primer shock sobre el IPC será de 3% y el efecto de largo plazo será de 10.8%. El efecto de largo plazo se debe en parte a que la estructura productiva del país es dependiente del diesel, porque las industrias han implementado maquinaria que usa este combustible. Comparando con el escenario en el que sí se suprime el subsidio para el sector transporte, en conjunto el impacto sobre el IPC es menor en 7%.

Una forma de no subir el precio al sector transporte, y tal vez al sector pesca para minimizar impactos sobre el empleo, es definir volúmenes de combustible que se comercializan con precio reducido. Se debería estimar el consumo de diesel diario de un bus/camión y este cupo se lo vendería a precio reducido. Una vez consumido su cupo, cualquier consumo excedente pagaría el precio internacional. De esta forma se minimizan incentivos para que transportistas compren más diesel del que necesitan para luego revenderlo. La misma lógica se puede aplicar a las ventas de diesel pesquero y naviero. El control de los volúmenes subsidiados se puede hacer a través de redes de sistema y tarjetas magnéticas que identifiquen al bus/camión/barco¹³.

Alza del Precio de las Gasolinas

Este escenario busca evaluar el impacto de subir el precio de la gasolina extra y de la gasolina súper en la economía. Se asume que se procede a subir inmediatamente el precio de las gasolinas en el país al nivel definido por los precios internacionales de estos combustibles (incrementos de 89.2% para la gasolina extra y 20.8% para la gasolina súper). Este incremento se hace, sin excepciones, a todos los sectores de la economía. Los resultados de esta medida son:

Tabla 131: Impacto en Costos de Fijar el Precio de las Gasolinas a Nivel Internacional

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Combustibles	10.4%	6.0%	5.2%	1.6%	1.4%	0.0%	32.4%	70.5%	0.0%
Var. Costo Total	0.5%	0.8%	0.3%	0.7%	0.3%	0.0%	0.6%	1.6%	0.0%

El impacto de esta medida sobre los costos totales del sector industrial sería un incremento de 0.3%. El sector industrial cuyos costos totales se incrementarían en mayor proporción es la fabricación de productos de madera (1.3%). Los costos totales del sector primario se incrementarían en 0.5%, especialmente los de silvicultura (6.8%), cría de camarón (1.5%) y pesca (0.9%). Los costos totales de la explotación de minas y canteras subirían en 13.8%. En lo que se refiere a otros servicios, sus costos totales se incrementarían en 0.6%, especialmente los de administración pública (4.3%), otras actividades empresariales (1.3%), salud (1.1%), correos y telecomunicaciones (1%) y otros servicios sociales y personales (0.9%).

¹³ Un ejemplo de alternativa tecnológica para el control del diesel y gasolinas fue presentada por las empresas Optronic, DIT y Frontera Global al Ministerio de Coordinación de la Producción, Empleo y Competitividad. Esta propuesta se basa en un sistema de “tags” (parecidos a de los sistemas de telepeaje) en cada vehículo y sensores instalados en las estaciones de servicio, que permite identificar al vehículo y con tecnología de redes inalámbricas enlazarlo a una base de datos que registra el volumen de combustibles subsidiado al que puede acceder.

El principal impacto de esta medida se daría en los hogares, cuyos gastos totales subirían en 1.6%. Los hogares más pobres no se verían afectados porque no consumen estos combustibles y la mayor carga la llevarían los hogares del quintil 5, que deberían gastar USD 42 adicionales en gasolinas al mes (2.9% de su ingreso mensual promedio).

Tabla 132: Impacto de Fijar el Precio de las Gasolinas a Nivel Internacional en el Gasto en Combustibles de los Hogares

Incremento Gasto Hogares por Reducción de Subsidios en Combustibles (Millones de Dolares)						
	QUINTIL 1	QUINTIL 2	QUINTIL 3	QUINTIL 4	QUINTIL 5	Total
GLP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasolina Extra	0.00	8.63	38.98	83.09	251.87	382.57
Gasolina Super	0.00	0.60	9.23	19.67	61.07	90.57
TOTAL	0.00	9.23	48.21	102.76	312.94	473.14

En cuanto a los impactos sobre el nivel de precios, esta medida causaría un alza inicial del IPC de 2.7%, mientras que el efecto de largo plazo sería un incremento de 3.6%. Incrementar el precio de las gasolinas tendría el menor impacto sobre los precios de los escenarios analizados.

Alza Gradual del Precio de los Combustibles

Si bien es recomendable que a mediano plazo los combustibles en el país se comercialicen a precios internacionales, todos los casos antes analizados muestran que un incremento inmediato en los precios tiene impactos altos, ya sea en los costos de los sectores productivos (y por ende en los precios finales) o en términos de equidad sobre los hogares. También se demuestra que una propuesta gradual como la planteada para focalizar el subsidio al GLP usando las planillas eléctricas minimiza los impactos negativos.

Estos resultados sugieren la evaluación de una política de incrementos graduales en el precio de los combustibles:

- Para los combustibles que en parte son producidos en el país y en parte son importados, una alternativa que se podría considerar es tomar como precio de arranque el promedio ponderado entre el precio de terminal vigente y el precio internacional de cada combustible. Las ponderaciones serían el promedio histórico de las proporciones de producción nacional y de importaciones de cada derivado. Luego de un período a determinarse en función de consideraciones económicas y de impacto político, se procedería a subir gradualmente el precio de terminal a ser considerado para el cálculo, de modo que gradualmente se cierre la brecha entre el precio nacional y el precio internacional, siendo el ponderado entre los dos el precio vigente para el mercado.
- Los combustibles que actualmente ya se venden a precios internacionales mantendrían sus políticas de fijación de precios.

- Para los combustibles que son producidos enteramente en el país (por ejemplo, el diesel 1), los ponderadores podrían ser 50%-50%, para tomar en cuenta el costo de oportunidad de dichos productos e ir acercando al precio de venta con los precios internacionales.

Este proceso se aplicaría para todos los combustibles que se comercializan en el país, ya que es la única forma de corregir las distorsiones que han sido comentadas en este informe. La siguiente tabla presenta un ejemplo de cómo se daría el proceso de ajuste de precios.

Tabla 133: Ejemplo de Política de Incremento Gradual de Precios

		Período 1			Período 2			Período 3			Período 4		
		Precio Nacional	Precio Internacional	Precio Ponderado	Precio Nacional	Precio Internacional	Precio Ponderado	Precio Nacional	Precio Internacional	Precio Ponderado	Precio Nacional	Precio Internacional	Precio Ponderado
GLP	Precios domésticos diferenciados	1.67	15.06	12.54	6.14	15.06	13.38	10.60	15.06	14.22	15.06	15.06	15.06
	Precios domésticos internacionales	15.06	15.06	15.06	15.06	15.06	15.06	15.06	15.06	15.06	15.06	15.06	15.06
	Ponderadores	18.9%	81.1%		18.9%	81.1%		18.9%	81.1%		18.9%	81.1%	
Diesel 1	Precios domésticos diferenciados	0.80	2.36	1.58	1.32	2.36	1.84	1.84	2.36	2.10	2.36	2.36	2.36
	Precios domésticos internacionales	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36
	Ponderadores	50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%	
Diesel 2	Precios domésticos diferenciados	0.80	1.93	1.35	1.18	1.93	1.55	1.55	1.93	1.74	1.93	1.93	1.93
	Precios domésticos internacionales	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93	1.93
	Ponderadores	51.0%	49.0%		51.0%	49.0%		51.0%	49.0%		51.0%	49.0%	
Gasolina Extra	Precios domésticos diferenciados	1.17	2.21	1.75	1.52	2.21	1.90	1.86	2.21	2.06	2.21	2.21	2.21
	Precios domésticos internacionales	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21	2.21
	Ponderadores	44.7%	55.3%		44.7%	55.3%		44.7%	55.3%		44.7%	55.3%	
Gasolina Súper	Precios domésticos diferenciados	1.50	2.26	1.88	1.75	2.26	2.01	2.01	2.26	2.14	2.26	2.26	2.26
	Ponderadores	50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%	
Jet Fuel	Precios domésticos diferenciados	1.04	2.25	1.64	1.44	2.25	1.85	1.85	2.25	2.05	2.25	2.25	2.25
	Precios domésticos internacionales	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
	Ponderadores	50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%	
Fuel Oil	Precios domésticos diferenciados	0.85	1.92	1.38	1.21	1.92	1.56	1.56	1.92	1.74	1.92	1.92	1.92
	Precios domésticos internacionales	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92	1.92
	Ponderadores	50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%	
Pesca Artesanal	Precios domésticos diferenciados	0.80	1.82	1.31	1.14	1.82	1.48	1.48	1.82	1.65	1.82	1.82	1.82
	Ponderadores	50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%	
Spray Oil	Precios domésticos diferenciados	1.03	1.80	1.41	1.29	1.80	1.54	1.54	1.80	1.67	1.80	1.80	1.80
	Ponderadores	50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%	
Solventes	Precios domésticos diferenciados	1.46	2.10	1.78	1.67	2.10	1.89	1.89	2.10	2.00	2.10	2.10	2.10
	Ponderadores	50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%	
Residuo	Precios domésticos diferenciados	0.39	1.80	1.10	0.86	1.80	1.33	1.33	1.80	1.57	1.80	1.80	1.80
	Ponderadores	50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%		50.0%	50.0%	



de este tipo, los incrementos porcentuales por período de los precios de los derivados en el país serían los siguientes:

Tabla 134: Incremento Porcentual de Precios de Combustibles con Política Gradual

	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4
GLP	648.6%	6.7%	6.3%	5.9%
Diesel 1	96.5%	16.4%	14.1%	12.3%
Diesel 2	68.4%	14.1%	12.4%	11.0%
Gasolina Extra	49.3%	8.9%	8.2%	7.6%
Gasolina Súper	25.4%	6.8%	6.3%	5.9%
Jet Fuel	58.1%	12.2%	10.9%	9.8%
Fuel Oil	62.6%	12.8%	11.4%	10.2%
Pesca Artesanal	63.8%	13.0%	11.5%	10.3%
Spray Oil	37.4%	9.1%	8.3%	7.7%
Solventes	22.0%	6.0%	5.7%	5.4%
Residuo	180.2%	21.4%	17.7%	15.0%

Las siguientes tablas resumen los efectos de estas medidas por período

Tabla 135: Efectos en los Costos Período 1

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Combustibles	71.0%	8.2%	86.7%	2.5%	93.7%	41.2%	58.7%	84.8%	0.0%
Var. Costo Total	3.7%	1.0%	5.1%	1.0%	22.1%	27.5%	1.1%	2.0%	0.0%

El shock inicial sobre los precios sería de 7.6% y el efecto de largo plazo sería de 18.2%.

Tabla 136: Efectos en los Costos Período 2

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Combustibles	12.6%	1.6%	12.1%	0.5%	15.4%	8.4%	11.8%	8.3%	0.0%
Var. Costo Total	0.7%	0.2%	0.7%	0.2%	3.6%	5.6%	0.2%	0.2%	0.0%

El shock inicial sobre los precios sería de 1.1% y el efecto de largo plazo sería de 3.1%.

Tabla 137: Efectos en los Costos Período 3

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Combustibles	11.2%	1.5%	10.7%	0.5%	13.3%	7.3%	10.5%	7.7%	0.0%
Var. Costo Total	0.6%	0.2%	0.6%	0.2%	3.1%	4.9%	0.2%	0.2%	0.0%

El shock inicial sobre los precios sería de 1% y el efecto de largo plazo sería de 2.7%.

Tabla 138: Efectos en los Costos Período 4

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Combustibles	10.0%	1.3%	9.6%	0.4%	11.7%	6.5%	9.5%	7.1%	0.0%
Var. Costo Total	0.5%	0.2%	0.6%	0.2%	2.8%	4.4%	0.2%	0.2%	0.0%

El shock inicial sobre los precios sería de 0.9% y el efecto de largo plazo sería de 2.4%.

Para minimizar el crecimiento de los precios, se podría aplicar políticas de subsidios focalizados a sectores específicos, como establecer cupos de diesel subsidiado para los sectores transporte y pesca. De este modo, los transportistas podrían acceder a una cantidad previamente definida de diesel subsidiado (estimando la cantidad de diesel que necesitaría un camión/bus/barco para operar en condiciones normales), volúmenes que se contraloría con aplicaciones tecnológicas como tarjetas magnéticas y sensores que permitan identificar el vehículo y determinar cuánto combustible subsidiado le queda por comprar. Una vez terminado este cupo pagarían el precio vigente.

Para atenuar el impacto sobre los hogares de bajos ingresos, en el caso del GLP en vez de aplicar este esquema se podría usar el mecanismo planteado en el estudio “Reducción del Consumo del GLP en el Ecuador y su Sustitución por Otras Fuentes Energéticas”.

Perspectivas Específicas para el Sector Eléctrico

La valoración de los requerimientos de sector eléctrico para el 2010 alcanza USD 2,060 millones, de los cuales USD 1,700 millones se necesitan para inversión y los restantes USD 360 millones de dólares se deben destinar para cubrir los subsidios descritos en la sección 3. De los USD 2,060 millones solicitados, 82% corresponden a requerimientos de inversión, los cuales por las disposiciones legales vigentes no pueden ser cubiertos por las tarifas. Es decir, la mayor carga financiera para el Estado por parte del sector eléctrico proviene del aporte que se debe realizar para cubrir la expansión del sector eléctrico. En respuesta a los requerimientos de recursos del sector, el Ministerio de Finanzas ha asignado en 2010 USD 411 millones para inversión (38 % de las necesidades de recursos), de los cuales ha entregado USD 40 millones para electrificación rural y USD 39 millones destinados a cubrir el déficit tarifario y el déficit de gestión. Esto implica que no se cubriría 62% de los requerimientos de financiamiento del sector eléctrico, implicando que:

- El sector eléctrico difiera la ejecución de obras, con el riesgo para la prestación oportuna del servicio que tales retrasos puedan significar.
- Los diferentes subsidios no puedan ser cubiertos en su totalidad, por lo que las empresas distribuidoras no cancelen en su totalidad las planillas de generación, con las consecuencias que aquello acarrea (no pago de combustibles a Petroecuador, postergación de mantenimientos de los generadores, etc.).
- Las entidades eléctricas no puedan mejorar su gestión institucional por falta de fondos provenientes de la compensación de los subsidios que deben ser destinados a tal objetivo.

Los USD 411 millones que el Gobierno Nacional ha podido asignar al sector eléctrico para inversiones, están compuestos de la siguiente manera:

Tabla 139: Recursos Asignados al Sector Eléctrico

Fuente	Valor (US \$)	%
Recursos Fiscales	63,4	15,44
Préstamos Externos	128,7	31,34
Colocaciones Internas	218,5	53,20
Donaciones	0,1	0,02
TOTAL	410,7	100,00

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas

Se puede observar que el endeudamiento interno y externo fondea 84% de lo que se ha podido asignar. El Estado deberá en el futuro asignar fondos para cancelar esta deuda, lo cual pasará a constituirse en un subsidio explícito al sector eléctrico.

Las restricciones que el Ministerio de Finanzas enfrenta para la oportuna y completa entrega de los recursos que necesita el sector eléctrico ratifican la necesidad de focalizar los compromisos gubernamentales para ser entregados en forma de subsidios explícitos o de aportes para obras dentro del sector eléctrico. Paralelamente, se puede establecer esquemas alternativos para que tales compromisos puedan concretarse en montos que sean factibles y técnicamente recomendables. Independientemente del camino que se escoja, cualquier medida debe buscar la menor afectación posible a los usuarios del servicio eléctrico y dar un alivio a las presiones de la caja fiscal.

Para este estudio, se ha realizado un cálculo indicativo, suponiendo que los USD 1,700 millones requeridos para inversión en proyectos se financien con créditos con una tasa de interés promedio de 7% y un plazo de amortización del capital de 10 años, condiciones equivalentes al crédito conseguido para financiar el proyecto Coca Codo Sinclair. Con estos supuestos, la carga financiera anual a pagar sería de USD 242 millones entre capital e intereses. Si tal carga financiera pudiera ser cubierta por las tarifas eléctricas (realizando los ajustes legales respectivos), aquello significaría un incremento promedio global de 1.63 centavos de dólar por Kwh.

Tabla 140: Simulación de Amortización de Créditos para Financiar Expansión del Sector Eléctrico

	Inversión (Millones US \$)	Plazo para Amortizar Deuda (Años)	Tasa de Interes (%)	ANUALIDAD (Millones US\$)	ENERGIA A FACTURAR (GWh)	Costo Unitario (USC/KWh)
Generación	1 222,32	10,00	7,00	174,03		
Transmisión	39,58	10,00	7,00	5,64		
Distribución	311,68	10,00	7,00	44,38		
Elect. Rural	125,68	10,00	7,00	17,89		
TOTAL	1 699,26			241,94	14 808,00	1,63

Este incremento tarifario repartido entre todos los clientes del sector eléctrico daría los siguientes resultados.

Tabla 141: Incrementos Simulados a las Tarifas

Tarifas Promedio (US c/kWh)				
	Actuales*	Nuevas	Incremento	Porcentaje Incremento
RESIDENCIAL	9.04	10.87	1.83	20.2%
COMERCIAL	7.75	9.32	1.57	20.3%
INDUSTRIAL	6.47	7.78	1.31	20.2%
OTROS	8.75	10.52	1.77	20.2%
TOTAL	8.07	9.7	1.63	20.2%

(*) Fuente: Estadísticas del CONELEC para el 2009

Un incremento de 1.63 centavos por Kwh sobre el nivel tarifario actual representa un ajuste de alrededor de 20%. Simulando el efecto de esta medida se tendría el siguiente impacto en los costos de los sectores económicos:

Tabla 142: Impacto del Alza de las Tarifas para Financiar la Expansión en los Costos de los Sectores de la Economía

	Impacto por Sector Focalización Subsidios								
	Sector Agrícola	Petróleo y minas	Sector Industrial	Refinanciación de Petróleo	Electricidad y Agua	Transporte	Otros Servicios	Hogares	Exportaciones
Var. Costo Electricidad	20.2%	20.2%	20.2%	20.2%	0.0%	20.3%	20.3%	20.2%	20.2%
Var. Costo Combustibles	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Var. Costo Total	0.1%	0.0%	0.5%	0.3%	0.0%	0.0%	0.5%	0.3%	0.0%

Esta medida, en un primer momento, significaría un alza de 0.3% en los costos totales del sector industrial, servicios y en el gasto de los hogares. Dentro de los sectores industriales los más afectados serían la Fabricación de productos minerales no metálicos con un incremento de sus costos de 2.5%, la fabricación de maquinaria y equipo con un alza de 1.0%, el sector textil con un incremento de 0.9% y la industria camaronera con un incremento de 0.8%. En los sectores de servicios, los más afectados serían la enseñanza, con un incremento de 2.6% en sus costos totales, las otras actividades empresariales con un alza de 2.4% en sus costos totales, Correos y telecomunicaciones con un alza de 1.5% y el comercio con un incremento de 1%. Para el sector agrícola primario sólo significaría un incremento de 0.1% de sus costos totales, siendo el sector florícola el más afectado con un incremento en sus costos totales de 0.6%. Este incremento en los costos se traduciría en un incremento inicial de 0.6% del índice de precios al consumidor, mientras que el efecto a largo plazo de alza en los precios producto de esta medida sería de 1.5%

En cuanto a los subsidios explícitos ya señalados, una forma de lograr alivio fiscal podría incluir las siguientes medidas:

- *Para la tarifa de la Dignidad:* Este subsidio se sumó al que ya existía en el sector eléctrico desde hace muchos años atrás a través del esquema de subsidio cruzado antes descrito. La tarifa de la dignidad representa mensualmente alrededor de USD 3.5 millones, monto que podría ser cubierto por el mecanismo de subsidio cruzado para lo cual sería necesario realizar dos acciones:
 - Revisar los porcentajes de aporte que actualmente se están aplicando.

- Ajustar el criterio de consumo promedio de cada empresa eléctrica distribuidora, para corregir distorsiones que existen entre las empresas distribuidoras. Por ejemplo en una distribuidora como Bolívar clientes con consumos superiores a 51 Kwh/mes ya están pagando el subsidio cruzado, mientras que en distribuidoras como Quito y Guayaquil, clientes con consumos por ejemplo de 120 Kwh/mes, están más bien recibiendo tal subsidio.
- *Para el Déficit Tarifario:*
 - *Aplicación del Pliego Tarifario Único:* La razón de este subsidio es que se estableció un pliego tarifario único a nivel nacional con excepción de Quito y Guayaquil, empresas para las cuales se mantuvo sus pliegos originales, los mismos que eran menores en relación al resto del país. El subsidio establecido por este concepto, que alcanza a los USD 135 millones por año, puede ser compensado en parte con la unificación general de tales pliegos a nivel nacional, lo que además permitiría dar un trato equitativo a todos los clientes del país. Este esquema deberá ser utilizado cuando se concrete la integración de todas las empresas distribuidoras en una sola, ya que no hace sentido que existan diferencias en los pliegos tarifarios para los clientes de una misma empresa.
 - *Exoneración a Escenarios Deportivos:* Dar apoyo a la actividad deportiva a través de la exoneración al consumo de la energía eléctrica ayuda efectivamente a dichas actividades, pero en todo caso debería concentrarse exclusivamente a las canchas de organizaciones del deporte que realicen actividades deportivas no remuneradas (amateur). Para aplicar esta medida sería necesario realizar una reforma a la Ley del Deporte o a su reglamento.
 - *Operación de Sistemas Aislados:* Este subsidio se genera por el alto costo del combustible (diesel) que utilizan las plantas generadoras de estos sistemas. La única forma de eliminar este subsidio es cambiar las actuales plantas generadoras por otras que utilicen como combustible fuel oil. Naturalmente este cambio deberá ser paulatino dentro de un esquema de mejoramiento del parque generador termoeléctrico del país.
 - *Las Tarifas para el Anciano y la Exoneración a Afectados por el Volcán Tungurahua:* Su poca incidencia y la adecuada focalización existente, permite concluir que son aspectos que no deberían ser modificados, salvo clarificar la duración del beneficio a los afectados por la erupción del Tungurahua.
- *Para el Déficit de Gestión:* Mejorar la gestión del sector eléctrico, sobre todo en lo relacionado con la etapa funcional de distribución, es crucial para el buen manejo del sector y para que el servicio brindado sea de calidad y a precios más bajos. Un aporte económico del Estado para mejorar la eficiencia del sector es indispensable. Los aspectos a mejorarse, deben provenir de estudios integrales y específicos para cada entidad eléctrica del país. Los estudios deben incluir aspectos como:

- Control de las pérdidas, tanto técnicas como comerciales, de energía.
- Organización empresarial por procesos optimizados de gestión bajo un esquema de mejoramiento continuo, capacitación y motivación de personal.
- Mejorar las herramientas tecnológicas para el manejo del sistema de atención y control al cliente.
- Introducción de mejoras estructurales en los diferentes componentes de las instalaciones eléctricas (redes inteligentes, tele medida, redes blindadas, etc.).
- Benchmarking contra las mejores prácticas que utilicen empresas eficientes al menos en el ámbito latinoamericano.
- Estos estudios, cuyo alcance debe ser cuidadosamente definido, realizado y controlado con criterios uniformes, es necesario que sean desarrollados por compañías técnicas que conozcan el manejo y los problemas del sector eléctrico y bajo la responsabilidad de las respectivas entidades eléctricas, contando con el control de los niveles de dirección correspondientes.
- Los estudios deberán responder a las realidades de cada entidad eléctrica, por lo que los plazos para lograr mejorar la gestión de las mismas deberán responder a tales realidades y la complejidad de las acciones que deban implementarse.

Perspectivas Específicas sobre el Uso de Combustibles

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

El subsidio al consumo de GLP en Ecuador tuvo su origen en la decisión de los gobiernos de beneficiar a la población en los usos de consumo doméstico, en especial para cocinar promoviendo el reemplazo del kerex. Sin embargo, el uso del GLP subsidiado se ha extendido con gran rapidez hacia otras actividades como: calentamiento de agua a través de calefones a gas, calentadores de ambientes, aire acondicionado, secadoras de ropa, secadoras de granos, combustible para taxis, diversos usos industriales y comerciales, y contrabando. Se puede prever que esa tendencia se reforzará en el futuro con repercusiones graves para el desarrollo económico del país a través de requerimientos inmanejables de financiamiento para el Gobierno debido a la creciente demanda de importaciones de este producto, si no se aplican medidas de racionalización y focalización del subsidio. En esas circunstancias es indispensable aplicar algunas medidas correctivas considerando los siguientes lineamientos:

- Minimizar la afectación a los sectores de la población de más bajos ingresos.
- Promover la eficiencia (productiva y energética) en los sectores productivos minimizando impactos que perjudiquen la generación de empleo.

Teniendo en cuenta este marco de acción, las siguientes políticas son alternativas a considerar para el manejo adecuado de una política de subsidio al GLP:

- *Política de optimización y racionalización de la oferta y la demanda del producto.*
 - *Incremento de la producción nacional:* Con el objetivo de reducir las importaciones es necesario aumentar el volumen de la producción nacional, lo cual se puede realizar mediante la optimización y repotenciación de las refinarias de Esmeraldas y Shushufindi.
- *Política de sustitución del GLP:* Este enfoque busca un cambio de matriz energética, donde se pretende reemplazar al GLP ya sea con otros derivados del petróleo o con otras fuentes de generación de energía aprovechando los recursos que dispone el país. Se pueden considerar las siguientes alternativas:
 - *Hidroelectricidad:* Ecuador es un país con un gran potencial de generación de hidroelectricidad y adicionalmente tiene una extensa cobertura de redes para el suministro de esta forma de energía a la población. Por este motivo, la sustitución del consumo de gas por electricidad tiene la primera prioridad en la matriz energética, debiendo orientar el Gobierno Nacional sus esfuerzos a la construcción de los grandes proyectos hidroeléctricos y tener una política de apertura para que el sector privado invierta en forma complementaria en todas las oportunidades que puedan ser identificadas. Adicionalmente, es necesario implementar planes para optimizar el uso de energía en los artefactos domésticos, tales como cocinas a inducción y equipos de última generación en ahorro de energía. Otro importante uso de la electricidad que actualmente se está desarrollando con mucha fuerza en el mundo son los carros eléctricos, los cuales podrían sustituir a aquellos taxis que consumen actualmente GLP subsidiado.
 - *Energía Solar:* Gracias a la ubicación geográfica del Ecuador, el país dispone de una gran cantidad de radiación solar. Por esta razón, el Gobierno podría orientar a la población para sustituir el consumo de GLP para calentar agua en base de calefones por el uso de paneles solares. Bien podría aplicarse una política de subsidios temporales para favorecer la compra de paneles solares y de ese modo el desarrollo de la industria de paneles solares en el país. Complementariamente los municipios en las principales ciudades deberían exigir al momento de aprobar la construcción de edificios y casas que en las terrazas o cubiertas se contemple la instalación de paneles solares, tanto para calentamiento de agua como para aplicaciones fotovoltaicas. El uso de paneles fotovoltaicos tiene el objetivo de que los hogares puedan generar electricidad para utilización propia y para venta de excedentes a la red pública, logrando así el inicio de la denominada generación desconcentrada o distribuida que está utilizándose con fuerza en Europa y Estados Unidos. Esto a más de bajar la presión de la mayor demanda de electricidad, permite convertir a los clientes del servicio eléctrico en entes activos dentro del sector substituyendo la posición pasiva que han mantenido hasta ahora.
 - *Gas natural:* En la matriz energética de la mayoría de países, el gas natural juega un importante papel en el abastecimiento de la demanda de energía

porque se trata de un hidrocarburo abundante a nivel mundial por lo que su precio es bajo (especialmente comparado con el GLP). En ese sentido el Ecuador tiene una gran oportunidad para sustituir el consumo del GLP en taxis, industria y en el sector agrícola. Incluso puede ser una fuente energética para generar electricidad. En el tema de vehículos, las experiencias llevadas a cabo utilizando el gas que se produce en la península de Santa Elena por parte de la empresa Pacifpetrol han sido muy satisfactorias. Por esto sería recomendable hacer un estudio para que en la estación gasera de Monteverde se adecuen las instalaciones para recibir gas natural. El país puede explotar el gas natural que se encuentra en el Golfo de Guayaquil y en menor escala en la península de Santa Elena y en la región Oriental. Para complementar los requerimientos de la demanda se puede recurrir a importaciones que pueden provenir de los grandes yacimientos de Venezuela y Perú. Tanto la explotación del gas nacional como las importaciones abren la posibilidad de que en el mediano plazo puedan construirse gasoductos que abastezcan las necesidades de las principales ciudades del país, con un correspondiente impacto en la generación de empleo. En el corto plazo la ejecución de las inversiones para ampliar la producción en el bloque 20 explotado actualmente por la empresa EDC, la optimización de la planta de Machala Power y la construcción de un gasoducto para aprovechar el gas del sur del Perú permitiría sustituir el GLP que se consume actualmente por las empresas que elaboran cerámica en la provincia del Azuay y en algunas industrias del Guayas.

- *Control de usos ilegales:* El gobierno debería continuar con el control del uso del GLP subsidiado, de modo que no se destine a actividades industriales, comerciales y fundamentalmente al contrabando a los países vecinos. Se ha estimado que entre un 20% y 26%¹⁴ del GLP que se vende para el consumo doméstico se desvía para usos no autorizados por la ley. Cabe señalar que mientras existan diferencias de precios significativas, existirán incentivos para que se de un mal uso al GLP.
- *Políticas de precios:* La disminución y racionalización del subsidio por la vía del incremento de los precios es otra medida que el gobierno puede adoptar, dadas las distorsiones económicas que produce este subsidio en el aparato productivo y por el hecho que se trata de un subsidio regresivo que no favorece mayoritariamente a los grupos sociales de menores ingresos. Es necesario que se informe a la población sobre los efectos negativos de este subsidio. Han sugerido algunas alternativas para el tratamiento de este:
 - En el estudio del Ing. Santiago Játiva denominado “Reducción del Consumo del GLP en el Ecuador y su Sustitución por Otras Fuentes Energéticas”, se propone mantener el subsidio al gas para las familias de bajos ingresos

¹⁴ De acuerdo a datos presentados en el estudio del Ing. Santiago Játiva denominado “Reducción del Consumo del GLP en el Ecuador y su Sustitución por Otras Fuentes Energéticas” y en el documento “Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética del Ecuador” elaborado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en 2008.

conservando el precio subsidiado para una cantidad equivalente a 1.3 cilindros por mes. Para cantidades superiores el precio del producto se elevaría a niveles internacionales. Se plantea que cada hogar reciba a través de la planilla de consumo eléctrico uno o dos cupones que pueda canjear por un cilindro de gas a precio subsidiado. De este modo solo las compras con cupón se beneficiarían del subsidio y cualquier otra compra debería pagar el precio internacional. En un primer momento todos los hogares recibirían los cupones, lo que en el futuro se puede focalizar en función del consumo eléctrico, de modo que solo los hogares de bajos ingresos reciban el subsidio. También con el tiempo, y conforme avancen procesos de cambio de matriz energética, es posible reducir el número de cilindros subsidiados, de modo que paulatinamente se elimine el subsidio. Por supuesto, el uso de cupones podrá ser substituido por otros mecanismos tecnológicos que logren el mismo objetivo.

- Se puede incrementar el precio del GLP para el consumo domestico en forma escalonada. Una primera alternativa es subirlo en una primera etapa al precio que se otorga actualmente al sector agropecuario para el secado de grano y al sector del transporte para taxis, es decir el cilindro costaría USD 5.00 como precio final para el consumidor. En una segunda etapa se procedería a un segundo incremento del precio hasta igualarlo el costo de importación. Otra alternativa es fijar un nuevo precio en función del promedio ponderado entre el costo de producción nacional y el costo de importación, usando como ponderadores las cantidades producidas e importadas del GLP. Después de un período razonable, por ejemplo, un año se procedería a incrementar el precio nacional gradualmente, de modo que se disminuya la diferencia con el precio internacional de importación. De este modo gradualmente se eliminaría el subsidio. Como un mecanismo complementario, se podría crear de forma paralela un “Bono Gas”, que se entregaría a las familias de bajos recursos económicos que actualmente reciben el Bono de Desarrollo Humano. Este bono sería una compensación económica equivalente al incremento del precio del cilindro de gas.

Diesel 2

Se puede identificar las siguientes alternativas de políticas en función de los distintos usos del diesel 2 en la economía ecuatoriana.

Transporte automotor pesado y últimamente liviano

Por un lado, es indispensable identificar el parque automotor pesado por uso del mismo: transporte de carga y transporte de pasajeros. Por otro lado, los vehículos livianos particulares deben tener un tarto particular. En lo que respecta a dichos vehículos, una alternativa sería imponer altos aranceles a las importaciones de vehículos livianos de uso particular que consuman diesel 2. El país es deficitario en la producción de este combustible, por lo que no se justifica el uso de este tipo de vehículos. Para los vehículos livianos que ya están circulando se debería cobrar el precio internacional del diesel 2 por todo el combustible que consuman.

Actualmente, la tecnología permite aplicar mecanismos que garanticen un cobro de precios diferenciados a diferentes tipos de vehículos con el uso de tarjetas magnéticas.

Para el transporte pesado no existen alternativas de sustitución del diesel por otros combustibles. Por esta razón y para minimizar impactos en los precios, se podría aplicar un subsidio temporal diferenciado a camiones de carga y buses, de modo que se beneficien de una cierta cantidad de galones de diesel subsidiado en un período a establecerse (diario, semanal o mensual). Esta cantidad se estimaría en función de los requerimientos de consumo de diesel de un camión o bus para su normal operación. Este tipo de mecanismos se puede implementar con las nuevas tecnologías disponibles, como el uso de tarjetas magnéticas y sensores que permitan identificar al vehículo y establecer la cantidad de galones con subsidio a los que tiene acceso. Cualquier excedente de consumo se lo vendería al precio sin subsidio. De esta forma se minimiza el impacto de una subida brusca del precio del diesel sobre el nivel de precios de la economía y se controla para que no se den desvíos del combustible destinado a transporte a otros usos no autorizados.

Transporte marítimo interno y en menor medida externo

La flota de transporte marítimo, y en particular la de buques tanque al servicio interno, consume diesel 2, por lo que es necesario realizar un análisis técnico de las naves a fin de establecer una política que permita modernizar la flota naviera, en la medida que la economía de las empresa dueñas de los barcos lo permita, de modo que se sustituya el consumo del diesel por fuel oil de la viscosidad que la nave demande. El precio del fuel oil de viscosidad preestablecida, debería fijarse en función de los precios del mercado internacional. Para minimizar el impacto de la subida del precio del fuel oil, también se podría aplicar un mecanismo de precios ponderados. Para los barcos que aún consuman diesel, se podría aplicar un mecanismo de precio promedio ponderado entre el costo de producción nacional y el precio de importación, donde los pesos serían los volúmenes de producción nacional y de importación. Gradualmente se incrementaría el valor del componente nacional hasta alcanzar el precio internacional, cuando el subsidio medido como costo de oportunidad desaparecería. Esta política se aplicaría a todos los barcos que consuman diesel, independientemente del sector donde operen.

Industriales

El consumo del diesel 2 en la industria es elevado comparado con otros países. El contar con un precio bajo ha orientado a las industrias de acero, cementeras, agrícolas, textiles, papelera, alimenticia, manufacturera y otras de menor consumo a consumir diesel 2, distorsionando la matriz de consumo de los combustibles de modo que el fuel oil—que normalmente se consume en la gran industria y que nuestro país produce—tenga una demanda limitada, generando un importante excedente que se destina al mercado externo. La política de gobierno debería orientar a la sustitución de calderos y maquinaria industrial de consumo de diesel al consumo de fuel oil, creando mecanismos que motiven (vía descuentos en impuestos o aranceles) la inversión para sustituir esta maquinaria. Parte de este mecanismo sería implementar para el diesel el esquema de precio promedio ponderado que ya se ha descrito.

Generación eléctrica

Es indispensable que las nuevas plantas termoeléctricas a instalarse se orienten al consumo del fuel oil y analizar la sustitución de las plantas existentes por nuevas plantas que usen fuel oil.

Fuel Oil

Transporte marítimo interno y en menor medida externo

En el análisis del diesel se planteó la necesidad de orientar el consumo de las naves al fuel oil. Es necesario añadir que las naves que cubren rutas internacionales consumen el fuel oil de la viscosidad que su diseño requiera. El precio de este producto para el Bunkereo o servicio exterior se lo define en razón de los mercados de la región (precio internacional). El país debería crear una infraestructura de carga de este producto, toda vez que no se atiende a cerca del 50% de las naves en tránsito que demandan el producto, por lo que el País deja de percibir un rubro importante.

Industrial

El consumo de fuel oil en la industria debe incrementarse en la medida que la producción local lo permita y de ser necesario es más conveniente importar un crudo reconstituido o fuel oil para refinarlo y obtener productos adicionales como fuel oil de consumo industrial o como el coque que importar diesel. Respecto a la producción y consumo del coque se debe señalar que el procesamiento de los petróleos pesados genera menos fracciones leves y más fracciones pesadas, desequilibrando la matriz energética. Para retornar el equilibrio, la industria petrolera opta por aumentar el número de unidades de craqueamiento, que consumen las fracciones pesadas y producen fracciones más livianas, generando como residuo el coque. Los diversos usos del coque generan contaminantes cuya emisión es regulada en distinta forma en distintos países. Se concluye que, cualquiera que sea la ruta a seguir para la utilización del coque de petróleo, los consumidores deberán considerar los patrones de emisión de contaminantes, principalmente de dióxido de azufre. El coque en la actualidad lo consume la Industrial Cementera Holcim, producto que se lo importa desde Colombia con resultados económicos muy interesantes para la empresa, por lo que el país debería tender a orientar a este consumo.

Generación eléctrica

Es importante orientar el consumo de las plantas eléctricas al fuel oil, que permitiría un ahorro importante de recursos financieros.

Gasolinas

El consumo de las gasolinas extra y súper es exclusivo del parque automotriz tanto público como privado. En los años 2007 y 2008 de acuerdo a estadísticas del INEC, la distribución de vehículos por uso fue la siguiente:

Tabla 143: Distribución Vehículos Matriculados

AÑO	TOTAL				
	VEHICULOS MATRICULADOS	PARTICULARES	ALQUILER	ESTADO	MUNICIPAL
2007	920,127	873,697	36,959	6,929	2,612
2008	989,039	953,199	29,590	4,773	1,477

Como se puede apreciar en 2008 96.4% de los vehículos que circulaban en el país son de uso particular (hogares y empresas), 3.0 % de alquiler, 0.5 % le corresponde al Estado y 0.1% son de propiedad Municipal. De estos datos se desprende que una revisión del precio de las gasolinas afectaría en su mayor parte a los hogares junto con una pequeña proporción de vehículos de transporte de pasajeros y servicio de carga de menor peso (camionetas y pequeños camiones). Esto permitiría aplicar una política de precios promedio ponderados, similar a la descrita para el caso del diesel, de modo que gradualmente se alcance el precio internacional. Adicionalmente, si se busca dar más gradualidad se podría estimar un volumen de galones al mes por vehículo, equivalente al consumo de un vehículo altamente eficiente, que se vendería al precio subsidiado. Cualquier excedente sobre este volumen se vendería al nuevo precio ponderado. El control de la venta de galones subsidiados es factible usando tecnología moderna de tarjetas magnéticas.

Jet Fuel

Las aeronaves que operan en el país se proveen normalmente de jet fuel de producción nacional. No obstante, en 2008 y 2009 fue necesario importar este producto para cubrir un déficit de oferta que representó egresos por USD 10.6 millones y USD 5.5 millones respectivamente. Los precios que se fijan a este producto dependen si la compañía aérea es nacional o extranjera y si la ruta que operan es interna o externa. De este modo las compañías nacionales o que operan rutas internas se benefician de precios menores. Los precios que se establezcan para este sector debería ser uno solo en función del precio internacional, por lo que a las compañías que se benefician de precios menores se podría aplicar un esquema de precios ponderados como los descritos para los otros combustibles.