

# Elaboración de la Prospectiva Energética del Ecuador 2012-2040

**Proyecto: 00089679**  
**Aseguramiento de la Eficiencia Energética**

**Fecha: Mayo 2015**

**Equipo del Trabajo:**

**Gonzalo Bravo**  
**Nicolás Di Sbroiavacca**  
**Hilda Dubrovsky**  
**Francisco Lallana**  
**Raúl Landaveri**  
**Marina Recalde**  
**Alejandra Romano**  
**Beno Ruchansky**

## Índice

	Página
<b>PRINCIPALES ACRÓNIMOS .....</b>	<b>1</b>
<b>SÍNTESIS .....</b>	<b>4</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>6</b>
<b>1. BREVE DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO .....</b>	<b>10</b>
1.1. El Sector Eléctrico .....	10
1.1.1. La institucionalidad, la normativa y las políticas asociadas .....	10
1.1.2. La Oferta de Generación de Energía Eléctrica .....	15
1.1.3. Demanda de Energía Eléctrica .....	33
1.2. El sector hidrocarburos .....	45
1.2.1. La institucionalidad, la normativa y las políticas asociadas .....	45
1.2.2. La oferta de Petróleo y Derivados .....	46
1.2.3. La Demanda de hidrocarburos .....	55
1.2.4. Temas relevantes a considerar en los escenarios de los hidrocarburos.....	60
<b>2. ESCENARIOS SOCIOECONÓMICOS DE ECUADOR .....</b>	<b>62</b>
2.1. Introducción.....	62
2.2. Notas referidas a la elaboración de las hipótesis y drivers socioeconómicos .....	62
2.3. El contexto internacional .....	62
2.4. La población.....	64
2.5. El Producto Bruto Interno.....	64
2.5.1. La desagregación por sectores.....	67
<b>3. LINEAMIENTOS DE LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS.....</b>	<b>75</b>
3.1. Introducción.....	75
3.2. El sistema energético ecuatoriano.....	75
3.3. Los escenarios Energéticos .....	78
3.3.1. El escenario Energético tendencial. Aspectos generales.....	78
3.3.2. El escenario Energético alternativo. Aspectos Generales .....	80
<b>4. HIPÓTESIS DE MODELADO.....</b>	<b>83</b>
4.1. La Estructura del Modelo LEAP .....	83
4.2. Hipótesis y detalle del modelado.....	84
4.2.1. Detalles de la Demanda .....	84
4.2.1.1. Sector Residencial.....	85
4.2.1.2. Sector Industrial.....	89
4.2.1.3. Sector Transporte .....	93
4.2.1.4. Sector Comercial y Público .....	94
4.2.1.5. Sector Otros Sectores .....	95
4.2.2. Detalles de Hipótesis y Modelado de la Oferta Energética .....	95
4.2.2.1. La Oferta Eléctrica .....	96
4.2.2.1.1. El Modelado de la Oferta Eléctrica .....	96
4.2.2.1.2. Hipótesis del escenario tendencial de la Oferta Eléctrica.....	99

4.2.2.1.3. Hipótesis del escenario alternativo de la Oferta Eléctrica .....	100
4.2.2.2. La Oferta de Hidrocarburos .....	101
4.2.2.2.1. El modelado de la Oferta de hidrocarburos.....	101
4.2.2.2.2. Hipótesis del escenario tendencial de Hidrocarburos .....	104
4.2.2.2.3. Hipótesis del escenario alternativo de Hidrocarburos.....	105
4.2.2.3. La Oferta de Alcohol para mejoramiento de combustible nacional ECOPAÍS .....	106
4.2.2.3.1. Escenario Energético tendencial.....	106
4.2.2.3.2. Escenario Energético alternativo .....	106
4.2.3. Resumen de las principales medidas a analizar en los escenarios .....	106
<b>5. LA PROSPECTIVA DE LA DEMANDA .....</b>	<b>107</b>
5.1. Proyecciones del Consumo final total.....	107
5.2. Impactos de cada medida sobre el consumo de energía.....	111
5.2.1. Impacto sobre el consumo total .....	111
5.2.2. Análisis de cada medida.....	113
5.2.3. Análisis por fuente .....	121
<b>6. ABASTECIMIENTO DE LAS PRINCIPALES CADENAS PRODUCTIVAS .....</b>	<b>125</b>
6.1. Detalles de Hipótesis y Modelado de la Oferta Energética .....	125
6.2. La Oferta Eléctrica.....	125
6.2.1. El Modelado de la Oferta Eléctrica .....	125
6.2.2. Los principales resultados de la simulación .....	126
6.2.2.1. La potencia instalada .....	126
6.2.2.2. La Generación Eléctrica .....	130
6.2.2.3. Las Pérdidas de T y D eléctricas .....	135
6.2.2.4. Factor de utilización de las tecnologías .....	136
6.2.2.5. Consumo de combustibles .....	138
6.2.2.6. Factor de carga del sistema .....	145
6.2.2.7. Margen de reserva.....	145
6.2.2.8. Exportaciones eléctricas.....	146
6.3. Sector Hidrocarburos .....	147
6.3.1. Configuración del Año Base .....	147
6.3.2. Producción de Petróleo .....	150
6.3.3. Centros de Tratamiento de Gas Natural (Shushufindi).....	151
6.3.4. Reservas.....	151
6.3.5. Exportaciones .....	152
6.3.6. Principales Resultados .....	152
6.3.7. Biocombustibles, Alcohol.....	159
<b>7. ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS A TRAVÉS DE INDICADORES.....</b>	<b>160</b>
7.1. Indicadores relacionados con la Economía .....	167
7.1.1. Gasto en importaciones de petróleo .....	167
7.1.2. Gasto en importaciones de derivados .....	167
7.1.3. Gasto en importaciones.....	168
7.1.4. Gasto Fósil/PIB .....	169
7.1.5. Ingresos por exportaciones de derivados de petróleo .....	170
7.1.6. Ingresos por exportaciones de petróleo .....	171
7.1.7. Ingresos por exportaciones [USD] de electricidad.....	172
7.1.8. Ingresos por exportaciones.....	173
7.1.9. Saldo Balanza Comercial Energética .....	175

7.1.10. Saldo Balanza Comercial Energética sobre PIB .....	175
7.2. Indicadores de carácter General Energético.....	176
7.2.1. Oferta Bruta Total .....	176
7.2.2. Autarquía (Dependencia Energética).....	177
7.2.3. Intensidad energética .....	178
7.2.4. Fracción fósil de la generación eléctrica.....	179
7.2.5. Intensidad (Consumo de Fósiles) en Generación de Energía Eléctrica .....	180
7.2.6. Intensidad (Consumo de Fósiles) en Generación de Energía Eléctrica Térmica .....	181
7.2.7. Intensidad eléctrica.....	182
7.3. Indicador relacionado con aspectos Sociales.....	183
7.3.1. Consumo de electricidad per cápita .....	183
7.4. Indicadores relacionados con las Energías Renovables .....	184
7.4.1. OTEP renovable.....	184
7.4.2. Renovabilidad de la OBT .....	185
7.4.3. Dependencia hidroenergética .....	186
7.5. Indicadores relacionados con el Ambiente.....	187
7.5.1. Consumo Contaminante .....	187
7.5.2. Emisiones CO <sub>2</sub> eq/cápita.....	188
7.5.3. Emisiones CO <sub>2</sub> eq por PIB.....	189
7.5.4. Emisiones en Generación Térmica.....	190
7.5.5. Emisiones en Generación Eléctrica .....	191
7.6. Resumen de la evolución de los indicadores presentados .....	192
<b>8. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO .....</b>	<b>197</b>
8.1. Descripción metodológica .....	197
8.2. Costo Beneficio de los escenarios tendencial y alternativo.....	198
8.3. Análisis de cada medida.....	201
8.4. Resumen del Análisis Costo Beneficio .....	223
<b>9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LAS PRINCIPALES VARIABLES .....</b>	<b>225</b>
9.1. Descripción metodológica .....	225
9.2. Análisis de sensibilidad por grupos de medidas .....	226
9.3. Conclusiones .....	231
<b>10. RESUMEN, CONCLUSIONES, Y SUGERENCIAS.....</b>	<b>232</b>
10.1. Observaciones sobre la situación de la demanda.....	232
10.2. Observaciones sobre la situación de la Oferta .....	233
10.3. Otras consideraciones.....	236
10.4. Conclusiones, resumen de los parámetros relevantes y estudios necesarios.....	237
<b>ANEXO 1. ORGANIGRAMA MEER .....</b>	<b>238</b>
<b>ANEXO 2: ANÁLISIS BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 1990-2013 .....</b>	<b>239</b>
<b>ANEXO 3. ORGANIGRAMA MH .....</b>	<b>293</b>
<b>ANEXO 4. INFORMACIÓN DE BASE PARA EL DIAGNÓSTICO Y ESCENARIOS SOCIOECONÓMICOS DE ECUADOR</b>	<b>294</b>
<b>ANEXO 5. CUADRO MTOP.....</b>	<b>302</b>

---

<b>ANEXO 6. PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE LA OFERTA ELÉCTRICA .....</b>	<b>303</b>
<b>ANEXO 7. PROYECCIONES DEL CONSUMO DE ENERGÍA POR SECTORES Y FUENTES.....</b>	<b>307</b>
<b>ANEXO 8. ANEXO OPERATIVO CÁLCULO DE SENSIBILIDADES .....</b>	<b>310</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA GENERAL .....</b>	<b>313</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA EN EL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO.....</b>	<b>315</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA PARA ESCENARIOS SOCIOECONÓMICOS .....</b>	<b>317</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA UTILIZADA EN LOS LINEAMIENTOS DE ESCENARIOS .....</b>	<b>319</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

	<b>PÁGINA</b>
Gráfico 1. Esquema de correspondencia de escenarios.....	7
Gráfico 1.1. Organigrama del Viceministerio de Energía .....	11
Gráfico 1.2. Evolución de la Potencia Efectiva Instalada por Tecnología 1999-2013 .....	16
Gráfico 1.3. Evolución de la participación de las tecnologías en el parque 1999-2013 .....	17
Gráfico 1.4. Reservas de Potencias del SNI para 2014, Caso Base .....	20
Gráfico 1.5. Infraestructura en Generación.....	21
Gráfico 1.6. Evolución de la generación de energía eléctrica 1999-2013 .....	23
Gráfico 1.7. Evolución de la participación de las tecnologías en la generación 1999-2013 .....	25
Gráfico 1.8. Evolución del consumo de combustibles para generación (kTep). 2003 – 2013 .....	27
Gráfico 1.9. Evolución de la cobertura eléctrica 2002 - 2013.....	34
Gráfico 1.10. Consumo per cápita (kWh/hab), diversos países de la región. Año 2012 .....	35
Gráfico 1.11. Evolución de la energía eléctrica facturada por tipo de cliente 2001 – 2013.....	36
Gráfico 1.12. Participación de los sectores en la demanda de energía eléctrica 2001 – 2013 .....	37
Gráfico 1.13. Evolución del número de clientes 2001 – 2013 .....	38
Gráfico 1.14. Evolución de la Demanda Máxima 2003 – 2013 .....	39
Gráfico 1.15. Pérdidas anuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh).....	41
Gráfico 1.16. Balanza comercial petrolera y no petrolera.....	47
Gráfico 1.17. Producción y demanda de Petróleo (kBep) .....	48
Gráfico 1.18. Oferta y Demanda de Energía Secundaria .....	51
Gráfico 1.19. Estructura de Refinación.....	53
Gráfico 1.20. Consumo Final de Energía por Sector .....	56
Gráfico 1.21. Consumo Final de Energía por Fuente.....	57
Gráfico 1.22. Consumo Final de Energía por Fuente y por Sector.....	58
Gráfico 2.1. PIB en miles de dólares del 2007, evolución 2010-2014 y Proyecciones por escenario años 2015 a 2040 .....	67
Gráfico 2.2. Evolución prevista para el VA industria Manufacturera entre 2013 y 2040, escenario alternativo (miles de dólares del 2007).....	72
Gráfico 3.1. Balance Energético Nacional 2013.....	77
Gráfico 4.1. Modelado básico.....	84
Gráfico 4.2. Detalle del modelado de la Demanda y Consumo Propio .....	85
Gráfico 4.3. Detalle del modelado de la Demanda Residencial.....	85
Gráfico 4.4. Distribución de tipos de combustible utilizados para cocinar en las viviendas 2010 .....	86
Gráfico 4.5. Modelización de la Cocción .....	86

---

Gráfico 4.6. Modelización del Calentamiento de Agua .....	87
Gráfico 4.7. Pantalla con Eficiencias en Calentamiento de Agua .....	88
Gráfico 4.8. Modelización de las Refrigeradoras.....	88
Gráfico 4.9. Modelización de la Iluminación .....	89
Gráfico 4.10. Modelización de la Industria.....	89
Gráfico 4.11. Modelización de la Industria y detalle en Alimentos y Bebidas.....	90
Gráfico 4.12. Modelización del Transporte .....	93
Gráfico 4.13. Modelización del Transporte Carretero.....	93
Gráfico 4.14. Detalle de Modelización del Transporte Carretero de Pasajeros .....	94
Gráfico 4.15. Detalle de Modelización del Sector Comercial y Público .....	95
Gráfico 4.16. Modelado de la Oferta Energética.....	96
Gráfico 4.17. Modelado de la Oferta Eléctrica .....	96
Gráfico 4.18. Modelado de la Oferta Eléctrica en Servicio Público .....	97
Gráfico 4.19. Modelado de la Curva de Carga anual en Servicio Público .....	98
Gráfico 4.20. Factores de Carga de la Curva Monótona por escenario.....	100
Gráfico 4.21. El modelado de la Oferta de hidrocarburos.....	101
Gráfico 4.22. El modelado de las Refinerías .....	102
Gráfico 4.23. Detalle del modelado de las Refinerías: La Libertad y RDP.....	102
Gráfico 4.24. Detalle del modelado de la Producción de Petróleo: La Libertad y RDP .....	103
Gráfico 5.1. Consumo final total 1990-2040.....	107
Gráfico 5.2. Escenario alternativo – Participación en el ahorro acumulado por medida.....	113
Gráfico 6.1. Modelado de la Oferta Energética.....	125
Gráfico 6.2. Evolución de la potencia instalada del escenario tendencial (Miles de MW y %) .....	129
Gráfico 6.3. Evolución de la potencia instalada del escenario alternativo.....	130
Gráfico 6.4. Generación de Autoprodutores Petroleros escenarios tendencial y alternativo.....	131
Gráfico 6.5. Estructura de Generación de Autoprodutores Petroleros escenarios tendencial y alternativo	131
Gráfico 6.6. Generación de Autoprodutores SNI en escenarios tendencial y alternativo .....	132
Gráfico 6.7. Generación de Autoprodutores del SNI, escenarios tendencial y alternativo .....	133
Gráfico 6.8. Generación de Centrales de Servicio Público escenarios tendencial y alternativo .....	133
Gráfico 6.9. Estructura de Generación eléctrica en Centrales de SP. Escenarios tendencial y alternativo....	135
Gráfico 6.10. Evolución de la Pérdidas. Escenarios tendencial y alternativo .....	136
Gráfico 6.11. Factor de utilización promedio mensual de las diferentes tecnologías.....	137
Gráfico 6.12. Generación térmica por escenario (GWh) .....	137
Gráfico 6.13. Consumo de Combustibles en Autoprodutores Petroleros, por escenario (kBep) .....	139

Gráfico 6.14. Consumo de Combustibles en Autoprodutores del SNI, por escenario (kBep).....	140
Gráfico 6.15. Consumo de Combustibles en Centrales de SP, por escenario (millones de Bep).....	142
Gráfico 6.16. Consumo de GN en Centrales de SP, por escenario (escenario (millones de pies cúbicos/día)	143
Gráfico 6.17. Consumos Específicos medios totales (Kcal/kWh).....	144
Gráfico 6.18. Consumos Específicos térmicos totales por escenario (Kcal/kWh) .....	144
Gráfico 6.19. Evolución del Margen de Reserva por escenario (%).....	146
Gráfico 6.20. Evolución de las Exportaciones de Electricidad por escenario (%) .....	147
Gráfico 6.21. Estructura de la Oferta del Sector Hidrocarburos.....	147
Gráfico 6.22. Perfil de Producción de Petróleo escenario tendencial.....	150
Gráfico 6.23. Perfil de Producción de Petróleo escenario alternativo .....	151
Gráfico 6.24. Exportaciones de Petróleo de acuerdo a cada escenario .....	157
Gráfico 6.25. Producción de Alcohol por escenario (kBep).....	159
Gráfico 7.1. Detalle de las fórmulas de definición de Indicadores .....	161
Gráfico 7.2. Detalle de las fórmulas de definición del Indicador Fracción Fósil de generación eléctrica.....	161
Gráfico 7.3. Detalle de la evolución de Indicadores .....	162
Gráfico 7.4. Evolución de los Precios de Importación de los energéticos primarios (E. tendencial).....	164
Gráfico 7.5. Evolución de los Precios de Importación de los energéticos secundarios (E. tendencial).....	164
Gráfico 7.6. Evolución de los Costos de Importación de los energéticos primarios (E. alternativo).....	165
Gráfico 7.7. Evolución de los Beneficios de Exportación de los energéticos secundarios (E. tendencial) .....	165
Gráfico 7.8. Evolución de los Costos de Importación de los energéticos Secundarios (E. alternativo).....	166
Gráfico 7.9. Evolución de los Beneficios de Exportación de los energéticos secundarios (E. alternativo).....	166
Gráfico 7.10. Gasto en importaciones de Petróleo (Millones U\$D) .....	167
Gráfico 7.11. Gasto en importaciones de Derivados (Millones U\$D).....	168
Gráfico 7.12. Gasto en importaciones (Millones USD) .....	169
Gráfico 7.13. Gasto en combustibles fósiles por PIB (%).....	170
Gráfico 7.14. Ingresos por exportaciones de Derivados de Petróleo (millones de USD) .....	171
Gráfico 7.15. Ingresos por exportaciones de Petróleo (Millones USD) .....	172
Gráfico 7.16. Ingresos por exportaciones de Electricidad (millones U\$D) .....	173
Gráfico 7.17. Ingresos por exportaciones (millones USD) .....	174
Gráfico 7.18. Saldo Balanza Comercial Energética (millones USD).....	175
Gráfico 7.19. Saldo Balanza Comercial Energética sobre PIB (%).....	176
Gráfico 7.20. Oferta Bruta Total (Millones de TEP) .....	177
Gráfico 7.21. Dependencia energética por escenario (%) .....	178
Gráfico 7.22. Intensidad energética por escenario (Tep/miles USD) .....	179



---

Gráfico 7.23. Fracción fósil de la generación eléctrica (%).....	180
Gráfico 7.24. Intensidad en Generación eléctrica (Kcal/kWh) .....	181
Gráfico 7.25. Intensidad en Generación térmica por escenario (Kcal/kWh).....	182
Gráfico 7.26. Intensidad energética por escenario (kWh/miles USD).....	183
Gráfico 7.27. Consumo de electricidad per cápita (kWh/hab).....	184
Gráfico 7.28. OTEP Renovable (kTEP).....	185
Gráfico 7.29. Renovabilidad de la OBT (%) .....	186
Gráfico 7.30. Dependencia hidroenergética (%) .....	187
Gráfico 7.31. Consumo Contaminante tCO <sub>2</sub> /Tep) .....	188
Gráfico 7.32. Emisiones Totales/habitante (tCO <sub>2</sub> eq/hab) .....	189
Gráfico 7.33. Emisiones CO <sub>2</sub> por PIB (kgCO <sub>2</sub> eq/USD).....	190
Gráfico 7.34. Emisiones de GEI en generación térmica (kCO <sub>2</sub> eq/kWh).....	191
Gráfico 7.35. Emisiones de GEI en generación eléctrica (kCO <sub>2</sub> eq/kWh) .....	192
Gráfico 8.1. Costo Beneficio Social según escenario. escenario tendencial.....	199
Gráfico 8.2. Costo Beneficio Social según escenario. escenario alternativo .....	199
Gráfico 8.3. Pantalla del LEAP destinada a la Selección de los escenarios (medidas) a evaluar .....	201
Gráfico 8.4. Costo Beneficio de las cocinas a inducción. Esc. tendencial.....	202
Gráfico 8.5. Costo Beneficio de las cocinas a inducción. Esc. alternativo .....	203
Gráfico 8.6. Costo Beneficio de los calentadores eléctricos. Esc. tendencial.....	204
Gráfico 8.7. Costo Beneficio de los calentadores eléctricos. Esc. alternativo .....	204
Gráfico 8.8. Costo Beneficio de la medida de Refrigeradores. Esc. tendencial.....	205
Gráfico 8.9. Costo Beneficio de la medida de Refrigeradores Esc. alternativo .....	206
Gráfico 8.10. Beneficios asociados a la mejora de eficiencia en calderas industriales. Esc. tendencial .....	207
Gráfico 8.11. Beneficios asociados a la mejora de eficiencia en calderas industriales. Esc. alternativo.....	207
Gráfico 8.12. Beneficio de la disminución de la intensidad energética vapor industrial. Esc. tendencial.....	208
Gráfico 8.13. Beneficio de la disminución de la intensidad energética vapor industrial. Esc. alternativo .....	208
Gráfico 8.14. Beneficios de la mejora IE en motores. Esc. tendencial .....	209
Gráfico 8.15. Beneficios de la mejora IE en motores. Esc. alternativo .....	210
Gráfico 8.16. Beneficio de la mejora en IE en calor de proceso. Esc. tendencial.....	210
Gráfico 8.17. Beneficio de la mejora en IE en calor de proceso. Esc. alternativo .....	211
Gráfico 8.18. Beneficios de la implementación de biocombustibles. Esc. tendencial.....	212
Gráfico 8.19. Beneficios de la implementación de biocombustibles. Esc. alternativo .....	212
Gráfico 8.20. Costo Beneficio de la meta de vehículos híbridos y eléctricos. Esc. tendencial .....	213
Gráfico 8.21. Costo Beneficio de la meta de vehículos híbridos y eléctricos. Esc. alternativo.....	214

---

Gráfico 8.22. Beneficio de la eficiencia en transporte. Esc. tendencial.....	215
Gráfico 8.23. Beneficio de la eficiencia en transporte. Esc. alternativo .....	216
Gráfico 8.24. Beneficio de la eficiencia en Alumbrado Público. Esc. tendencial .....	217
Gráfico 8.25. Beneficio de la eficiencia en Alumbrado Público. Esc. alternativo .....	217
Gráfico 8.26. Costo Beneficio Social de la Refinería del Pacífico. Esc. tendencial.....	218
Gráfico 8.27. Costo Beneficio Social de la Refinería del Pacífico. Esc. alternativo .....	218
Gráfico 8.28. Costo Beneficio Social de la producción petrolera amazónica. Escenario tendencial .....	219
Gráfico 8.29. Costo Beneficio Social de la producción petrolera amazónica. Escenario alternativo .....	220
Gráfico 8.30. Costo Beneficio Social de la producción petrolera amazónica. Escenario tendencial .....	221
Gráfico 8.31. Costo Beneficio Social de la producción petrolera amazónica. Escenario alternativo .....	221
Gráfico 8.32. Costo Beneficio Social del hidroeléctricas Zamora – Santiago .....	222
Gráfico 9.1. Evolución del saldo de la balanza energética respecto del PIB.....	229

## Indice de Tablas

### PÁGINA

Tabla 1.1. Evolución de la Potencia Efectiva Instalada por Tecnología 1999-2013 .....	16
Tabla 1.2. Evolución de la participación de las tecnologías en el parque 1999-2013 .....	17
Tabla 1.3. Proyectos Emblemáticos de Generación Eléctrica.....	21
Tabla 1.4. Evolución de la generación de energía eléctrica 1999-2013 (GWh) .....	23
Tabla 1.5. Producción e importación de energía eléctrica, periodo 2003 – 2013 .....	24
Tabla 1.6. Evolución de la participación de las tecnologías en la generación 1999-2013 .....	25
Tabla 1.7. Evolución del consumo de combustibles para generación (kTep). 2003 – 2013 .....	27
Tabla 1.8. Precios preferentes para fuentes renovables (004/11) .....	32
Tabla 1.9. Precios preferentes para fuentes renovables (1/13) .....	32
Tabla 1.10. Cupo por tecnología de generación .....	33
Tabla 1.11. Evolución de la cobertura eléctrica 2002 - 2013.....	34
Tabla 1.12. Consumo per cápita (kWh/hab), diversos países de la región.....	35
Tabla 1.13. Evolución de la energía eléctrica facturada por tipo de cliente 2001 – 2013.....	36
Tabla 1.14. Participación de los sectores en la demanda de energía eléctrica 2001 – 2013 .....	37
Tabla 1.15. Evolución del número de clientes 2001 – 2013 .....	38
Tabla 1.16. Evolución del porcentaje de pérdidas de electricidad por empresa .....	40
Tabla 1.17. Pérdidas anuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh).....	41
Tabla 1.18. Ahorros en Electricidad.....	43
Tabla 1.19. Ahorros en Combustibles.....	43
Tabla 1.20. Detalle de nueva normativa relacionada con Eficiencia Energética .....	44
Tabla 1.21. Reservas Remanentes Totales (MM Bep) – 2013 .....	46
Tabla 1.22. Balanza comercial petrolera y no petrolera.....	47
Tabla 1.23. Producción y demanda de Petróleo (kBep) .....	49
Tabla 1.24. Oferta y Demanda de Energía Secundaria .....	51
Tabla 1.25. Estructura de Refinación.....	53
Tabla 1.26. Consumo Final de Energía por Sector .....	56
Tabla 1.27. Consumo Final de Energía por Fuente .....	57
Tabla 1.28. Consumo Final de Energía por Fuente y por Sector.....	59
Tabla 2.1. Escenario alternativo. Tasas de crecimiento: Población, y PIB.....	66
Tabla 2.2. Escenario tendencial. Tasas de crecimiento: Población, y PIB .....	66
Tabla 2.3. Prospectiva para las Industrias Básicas, capacidad instalada en función del consumo de energía esperado. Plantas Industriales previstas e impactos esperados .....	69

---

Tabla 2.4. Escenario alternativo Socioeconómico .....	73
Tabla 2.5. Escenario tendencial Socioeconómico.....	74
Tabla 4.1. Estructura de escenarios Energéticos .....	84
Tabla 4.2. Usos de GLP en porcentaje en Quito .....	87
Tabla 4.3. Requerimientos de energía en Proyectos de Industrias Básicas .....	92
Tabla 5.1. Proyecciones del consumo final total según escenario (millones de Bep) .....	108
Tabla 5.2. Proyecciones del consumo final por sectores.....	108
Tabla 5.3. Escenario tendencial - Proyecciones del consumo final por fuentes.....	110
Tabla 5.4. Escenario alternativo - Proyecciones del consumo final por fuentes .....	111
Tabla 5.5. Escenario tendencial – Variaciones del consumo total de energía según medida .....	112
Tabla 5.6. Escenario alternativo – Variaciones del consumo total de energía según medida .....	112
Tabla 5.7. Cocinas de Inducción - Variaciones del consumo .....	114
Tabla 5.8. Calentadores de Agua - Variaciones del consumo.....	114
Tabla 5.9. Refrigeradores - Variaciones del consumo .....	115
Tabla 5.10. Eficiencia en Calderas - Variaciones del consumo .....	115
Tabla 5.11. Mejora de la Intensidad Energética en Vapor - Variaciones del consumo .....	116
Tabla 5.12. Mejora de la Intensidad Energética en Motores - Variaciones del consumo .....	117
Tabla 5.13. Mejora de la Intensidad Energética en Calor de Proceso - Variaciones del consumo .....	117
Tabla 5.14. Biocombustibles - Variaciones del consumo .....	118
Tabla 5.15. Vehículos Eléctricos e Híbridos - Variaciones del consumo .....	119
Tabla 5.16. Eficiencia en Transporte - Variaciones del consumo .....	120
Tabla 5.17. Alumbrado Público - Variaciones del consumo .....	120
Tabla 5.18. Refinería del Pacífico - Variaciones del consumo .....	121
Tabla 5.19. Variaciones en el consumo de Electricidad según medida .....	122
Tabla 5.20. Variaciones en el consumo de GLP según medida.....	122
Tabla 5.21. Variaciones en el consumo de Gasolina según medida .....	123
Tabla 5.22. Variaciones en el consumo de Diesel según medida .....	123
Tabla 5.23. Variaciones en el consumo de Fuel Oil según medida (kBep y %).....	124
Tabla 5.24. Variaciones en el consumo de Etanol según medida.....	124
Tabla 6.1. Proyección de la Potencia Instalada en AP Petrolera en ambos escenarios.....	126
Tabla 6.2. Evolución de las potencias instaladas en AP SNI, por escenario (GWh y %).....	126
Tabla 6.3. Potencia Instalada incorporada total por escenario (MW).....	128
Tabla 6.4. Proyección de la Generación Eléctrica de Centrales de SP, por escenario (GWh).....	134
Tabla 6.5. Proyección de la Generación Eléctrica de Centrales de SP, por escenario (%).....	134

Tabla 6.6. Proyección del Consumo de Combustibles de Autoprodutores Petroleros, por escenario (%)... 138	138
Tabla 6.7. Consumo Acumulado de Combustibles de Autoprodutores Petroleros, por escenario en 2040. 138	138
Tabla 6.8. Evolución de la Estructura del Consumo de Combustibles de Autoprodutores del SNI, por escenario..... 140	140
Tabla 6.9. Consumo Acumulado de Combustibles de Autoprodutores del SNI, por escenario en 2040..... 141	141
Tabla 6.10. Evolución del consumo de combustibles fósiles en Centrales de SP. (Millones de Bep)..... 141	141
Tabla 6.11. Evolución del consumo acumulado de combustibles en Centrales de SP ..... 142	142
Tabla 6.12. Estructura de los derivados producidos en la Refinería Esmeraldas y su expansión (%) ..... 148	148
Tabla 6.13. Estructura de los derivados producidos en la Refinería La Libertad (%)..... 149	149
Tabla 6.14. Estructura de los derivados producidos en la Refinería La Shushufindi (%) ..... 149	149
Tabla 6.15. Estructura de los derivados producidos en la Refinería Lago Agrio (Amazonas) (%)..... 149	149
Tabla 6.16. Estructura de los derivados producidos en la Refinería del Pacífico ..... 149	149
Tabla 6.17. Balance Gasolina en Millones Bep. Escenario tendencial..... 153	153
Tabla 6.18. Balance Gasolina en Millones Bep. Escenario alternativo ..... 153	153
Tabla 6.19. Balance GLP en Millones Bep. Escenario tendencial ..... 154	154
Tabla 6.20. Balance GLP en Millones Bep. Escenario alternativo..... 154	154
Tabla 6.21. Balance Diésel en Millones Bep. Escenario tendencial..... 155	155
Tabla 6.22. Balance Diésel en Millones Bep. Escenario alternativo ..... 155	155
Tabla 6.23. Balance Petróleo en Millones Bep. Escenario tendencial..... 156	156
Tabla 6.24. Petróleo en Millones Bep. Escenario alternativo..... 156	156
Tabla 6.25. Balance GN en MMPCDS escenario tendencial ..... 158	158
Tabla 6.26. Balance GN en MMPCDS. Escenario alternativo..... 158	158
Tabla 7.1. Evolución de los principales indicadores ..... 193	193
Tabla 8.1. Resumen del Análisis Costo Beneficio ..... 223	223
Tabla 9.1. Esquema de combinación de sensibilidades analizadas ..... 226	226
Tabla 9.2. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD] ..... 227	227
Tabla 9.3. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD] ..... 227	227
Tabla 9.4. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD] ..... 228	228
Tabla 9.5. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD] ..... 230	230
Tabla 9.6. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD] ..... 230	230
Tabla 9.7. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD] ..... 231	231

## Principales Acrónimos

### Principales Acrónimos

a.a.: anual acumulada  
AB Año Base  
API: American Petroleum Institute  
ARCONEL: Agencia de Regulación y Control de Electricidad (anterior CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad)  
AP: Autoproducción  
BCE: Banco Central del Ecuador  
BEN: Balance Energético Nacional  
BID: Banco Interamericano de Desarrollo  
BZ: bagazo  
CAF: Corporación Andina de Fomento  
CAN: Comunidad Andina de Naciones  
CBT: Consumo Bruto Total  
CC: Ciclo Combinado  
CELEC: Corporación Eléctrica del Ecuador  
CENACE: Centro Nacional de Control de Energía  
CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe  
CIER: Comisión de Integración Energética Regional  
CNT: Consumo Neto Total  
CR: Coque Residual  
CO2eq: Dióxido de Carbono equivalente  
D: Demanda  
DO: Diesel Oil  
DOE: Departamento de Energía de los Estados Unidos  
EA: escenario alternativo  
ERNC: Energías Renovables No Convencionales  
EOR/IOR: Recuperación Mejorada de Petróleo (Enhanced Oil Recovery/ Improved Oil Recovery)  
ET: escenario tendencial  
FCC: Cracking Catalítico Fluidizado (Fluid Catalytic Cracking)  
Fu: Factor de utilización  
FO: Fuel Oil  
GIZ: Agencia Alemana de Cooperación al Desarrollo. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.  
GLP: Liquid Petroleum Gas  
GN: Gas Natural  
GNL: Gas Natural Licuado  
GO: Gas Oil  
ICE: Impuesto Consumos Especiales  
INAMHI: Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología  
Hg: Mercurio  
IE: Intensidad Energética  
INEC: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos  
INECEL: Instituto Ecuatoriano de Electrificación  
INER: Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables  
ISA: Interconexión Eléctrica S.A.

I&TT: Ishipingo, Tiputini y Tambococha  
IVA: Impuesto Valor Agregado  
LBE: Ley Básica de Electrificación  
LE: Leña  
LEAP: Long Range Energy Alternatives Planning  
LRSE: Ley de Régimen del Sector Eléctrico  
MAE: Ministerio de Ambiente  
MCI: Motor de Combustión Interna  
MCPEC: Ministerio Coordinador de Producción, Empleo y Competitividad  
MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable  
MH: Ministerio de Hidrocarburos (parte del antiguo MRNNR: Ministerio de Recursos Naturales No Renovables)  
MCI: Motores de Combustión Interna  
MICSE: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
MIPRO: Ministerio de Industrias y Productividad  
MTOP: Ministerio de Transporte y Obras Públicas  
Na: Sodio  
NAO: Nafta Alto Octano  
NBO: Nafta Bajo Octano  
NEB: Necesidades Energéticas Básicas  
NEC: Norma Ecuatoriana de la construcción  
O: Oferta  
OBT: Oferta Bruta Total  
OCP: Oleoducto de Crudos Pesados  
OIBT: Oferta Interna Bruta Total  
OIT: Oferta Interna Total  
OTEP: Oferta Total de Energía Primaria  
OGE&EE: Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética  
OLADE: Organización Latinoamericana de Energía  
ONU DI: Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial  
PAERPI: Plan de ahorro de energía de los sectores residencial, público e industrial  
PEC: Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción y Calentamiento de Agua con Electricidad  
PIB: Producto Interno Bruto  
PME: Plan Maestro de Electricidad  
PMH: Plan Maestro de Hidrocarburos  
PNEE: Plan Nacional de Eficiencia Energética  
PNVB: Plan Nacional del Buen Vivir  
RDP: Refinería del Pacífico  
RFO: Residual Fuel Oil  
SGE: Sistema de Gestión de Energía  
SHE: Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador  
SIEE: Sistema de Información Económica Energética  
SISDAT: Sistematización de Datos del Sector Eléctrico.  
SNI: Sistema Nacional Interconectado  
S.N.T.: Sistema Nacional de Transmisión  
SP: Servicio Público  
TEP: Tonelada equivalente de petróleo  
TG: Turbina de Gas  
TG DO: Turbina de Gas quemando Diesel Oil

TG FO: Turbina de Gas quemando Fuel Oil  
TIE: Transacciones Internacionales de Electricidad  
USD: Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica  
VAI: Valor Agregado Industrial  
VAN: Valor Actual Neto  
VPN: Valor Presente Neto  
WTI: West Texas Intermediate

#### Principales Unidades de Medida

bbld: barriles diarios  
Bep: Barril equivalente de petróleo  
Bbl: Barril  
Mbd: Miles de barriles por día  
kV: Kilovoltio  
kWh/hab: kilowattios hora por habitante  
kBep: kBep  
MMbd: Millones de Barriles diario  
MMpcd: Millones de pies cúbicos por día  
MMUSD: Millones de dólares  
MW: Mega watts  
TEP: Tonelada equivalente de petróleo  
TIE: Transacciones Internacionales de Electricidad  
TJ: Tera joules  
TPC: Trillones de Pies Cúbicos  
USD: Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica



---

## Síntesis

En el marco del cumplimiento de los objetivos del PNBV<sup>1</sup>, el Gobierno del Ecuador, a través de los Ministerios competentes, ha lanzado una serie de iniciativas orientadas a satisfacer los siguientes propósitos: aumentar las reservas de hidrocarburos y la capacidad de refinación a fin de aumentar los saldos exportables de petróleo y derivados; disminuir el consumo e importación de derivados mediante acciones de ahorro, uso eficiente y sustitución por electricidad; y modificación de la matriz de generación eléctrica mediante la incorporación de nueva oferta hidroeléctrica y de otras renovables, que se espera generen excedentes para su exportación.

En dirección a evaluar la implementación de esas iniciativas se realizó un ejercicio de modelización con el Modelo LEAP, en el que se simularon dos escenarios energéticos (tendencial y alternativo) en correspondencia, cada uno, con dos escenarios socioeconómicos de moderado y alto crecimiento. Esos escenarios energéticos estuvieron estructurados a partir de la incorporación de 17 medidas/acciones<sup>2</sup> (o iguales medidas con diferencias en el grado de penetración o en su velocidad). La metodología de evaluación de impactos utilizada a nivel de cada medida (salidas LEAP), se complementó con la definición de indicadores, análisis Costo-beneficio y Sensibilidades a las variaciones del PIB y de los precios internacionales de la energía.

Entre los principales resultados se destacan los siguientes:

El consumo final total de energía será relevante dado que crecerá entre 2013 y 2040 a una tasa promedio de 2,2% a.a. en el escenario tendencial, mientras que en el escenario alternativo lo hará al 3,4% a.a. La simulación de 11 medidas/acciones<sup>3</sup> a nivel de la demanda permitió observar importantes reducciones del consumo alcanzando el 6,5% en el año 2040 del escenario tendencial, y el 13% al mismo año en el alternativo. **Sin embargo al complementar el estudio con el análisis Costo-beneficio de esas medidas no siempre se lograron Beneficios netos para la sociedad ecuatoriana.**

Por el lado de la oferta eléctrica, con la incorporación de las centrales hidroeléctricas del complejo Hidroeléctrico Zamora Santiago, se presentan saldos eléctricos exportables que otorgarían viabilidad al proyecto. Sin embargo, es importante destacar, que el desarrollo de industrias básicas y la implementación de planes de masificación eléctrica en los sectores Residencial y Transporte, precisa para su éxito del mantenimiento de un parque con más del 70% de participación hidroeléctrica de su generación. En particular, la evaluación de esta medida ha enmarcado dicha situación.

La producción de petróleo amazónico (sumados los campos de Tiputini y Tambococha, Ishpingo y Pungarayacu) muestra los **análisis de los resultados de costo beneficio como la medida más beneficiosa**. La producción de petróleo adicional a los yacimientos tradicionales, aún con costos superiores a los de la producción actual, se ven más que compensados al ser evaluados ante la necesidad de importar el recurso que requeriría la RP así como las restantes instalaciones de refinación.

Finalmente, en base a los resultados obtenidos se aprecia que a nivel del conjunto de medidas analizadas para los principales sectores de la demanda y la oferta, modificaciones en el margen del crecimiento del PIB y moderados cambios en los precios de los energéticos, no alteran sustantivamente los resultados obtenidos de **los análisis costo-beneficio sociales** bajo las hipótesis del

---

<sup>1</sup> En especial: Objetivo 11: Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica; Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover la sostenibilidad ambiental territorial y global; y Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.

<sup>2</sup> 11 medidas aplicadas a la demanda y 6 a la oferta.

<sup>3</sup> Esas medidas han sido escogidas dentro del amplio espectro de acciones sugeridas en entrevistas calificadas y en los estudios y planes específicos sectoriales.

---

escenario alternativo. Se concluye entonces que **la mayor parte de las medidas analizadas contribuyen al logro de los objetivos de políticas con figuras económicas beneficiosas para la sociedad.**

No obstante, y teniendo en cuenta las simplificaciones necesarias a los efectos de realizar dichas sensibilidades y el modelado integral del sector, se recomendó **profundizar el análisis de cada una de las medidas propuestas, actualizando costos de operación, inversiones y año de ingreso de las mismas**, dado que más allá de los cambios posibles en los escenarios del PIB o de los precios de los energéticos, la viabilidad de las mismas pueden estar más directamente asociadas a variables endógenas, más que a cuestiones macroeconómicas.

Los resultados aquí presentados no pretenden reflejar las consecuencias de un determinado plan energético nacional, sino que manifiestan las consecuencias de la implementación de las principales hipótesis utilizadas. Es importante destacar que este documento no incluye todas las decisiones o propuestas finalmente adoptadas luego de los destacados intercambios de opiniones llevados a cabo especialmente en el último período del proyecto. Esas propuestas han sido incluidas en una nueva área LEAP que ha sido entregada a las autoridades correspondientes.

Se espera con este ejercicio aportar un insumo referencial para la elaboración del Plan Energético Nacional.

---

## Introducción

En este Informe se brindan todos los antecedentes y resultados comprometidos en el proyecto de Prospectiva Energética para Ecuador (2013-2040)<sup>4</sup>, cuyo objetivo fue evaluar las consecuencias, sobre la evolución de la demanda y la oferta de energía, de dos escenarios energéticos de menor y mayor implementación de políticas, en el marco de dos escenarios socioeconómicos de crecimientos moderado y alto, respectivamente.

Los resultados, han surgido de la aplicación de la metodología de escenarios y del modelo LEAP (Long Range Energy Alternatives Planning), considerando un conjunto de hipótesis elaboradas en base a la información recogida en entrevistas efectuadas a inicios de 2015 en Ecuador a actores clave del sector, junto a valiosa documentación aportada por diferentes organismos. Es importante mencionar que para el desarrollo de todas las tareas mencionadas, se ha contado con el apoyo del Comité Técnico<sup>5</sup> y otras instituciones relevantes del país.

La "técnica de escenarios" constituye un elemento central dentro de esa tarea de "exploración" del futuro. Los escenarios constituyen una imagen coherente del estado de un determinado sistema en ciertos puntos del futuro. La coherencia se refiere, por una parte, a la compatibilidad interna que deben guardar entre sí, los diferentes elementos o hipótesis que definen o conforman un escenario, atendiendo a un marco teórico - conceptual de referencia. Por otra parte, dicha coherencia requiere que se puedan especificar las trayectorias que unen a los diferentes estados que se incluyen en el escenario.

Teniendo en cuenta el objetivo de reducir el grado de incertidumbre para la toma de decisiones, se propusieron dos escenarios (2013-2040) contrastados con la finalidad de "cubrir" adecuadamente la trayectoria real futura del sistema considerado, es decir, de manera tal que la trayectoria real del sistema sea contenida, con una alta verosimilitud, por la diversidad de trayectorias correspondientes a los escenarios definidos.

Se formularon, entonces, dos escenarios socioeconómicos asociados a crecimientos moderado y alto, que reflejaron las principales tendencias macroeconómicas y sub-sectoriales de las variables explicativas (drivers), así como de los precios internacionales del petróleo.

En consonancia con esos escenarios se propusieron dos escenarios energéticos. Uno de ellos, denominado "escenario tendencial o de pocos cambios" el que constituyó un futuro de continuidad (de la estructura y el tipo de funcionamiento) respecto de la evolución histórica reciente del sistema, dejando de lado los movimientos coyunturales. Este escenario requirió algunos ajustes dado que el sistema que se pretendió escenificar ha mostrado cambios importantes en el pasado reciente. Se diferenció un primer período dentro del cual habrían de completarse los cambios estructurales y de funcionamiento más relevantes que ya se habían evidenciado con claridad y, una segunda etapa, donde el sistema evolucionaría desarrollándose "en régimen" dentro de la nueva situación.

El segundo, es el "escenario alternativo, de muchos cambios o de aplicación de políticas" que, por contraste al de referencia, incorporó hipótesis marcadamente diferentes a las de éste último. Para ello, en el escenario alternativo se maximizaron todos los indicios de cambio relevantes que habían

---

<sup>4</sup> Realizada en el marco del Proyecto: 00089679, Aseguramiento de la Eficiencia Energética. Ese estudio consta en su versión ampliada de los siguientes capítulos: Breve Diagnóstico energético; Escenarios Socioeconómicos; Análisis y revisión de los BEN; Hipótesis escenarios energéticos; Análisis de los escenarios y proyecciones; Análisis beneficio-costos y definición de Parámetros que influyen en la variación de los escenarios; Análisis de sensibilidades; y Análisis de las políticas energéticas consideradas, y sugerencias.

<sup>5</sup> El comité técnico estuvo constituido por los siguientes ministerios: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ministerio de Hidrocarburos (parte del antiguo MRNR: Ministerio de Recursos Naturales No Renovables), Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, Ministerio de Industrias y Productividad, Ministerio Coordinador de Producción, Empleo y Competitividad, Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, Ministerio de Ambiente, y el Banco Central de Ecuador.

comenzado a manifestarse en los diferentes planos o aspectos del sistema energético. Como el escenario de referencia ya incorporó cambios estructurales y de funcionamiento de magnitud muy significativos, el escenario alternativo no presentó dentro de un horizonte de mediano plazo (cuatro o cinco años), disparidades muy importantes.

El esquema de correspondencia entre los escenarios propuestos se presenta a continuación:

**Gráfico 1. Esquema de correspondencia de escenarios**



Para llevar adelante el trabajo descrito se ha seguido un proceso de análisis según los capítulos de este documento.

En el Capítulo 1, se realiza un breve Diagnóstico Energético<sup>6</sup> del país, en el que se consideran los aspectos característicos sectoriales más relevantes entre los que se destacan los siguientes:

- ✓ Situación de los sectores eléctrico (institucionalidad y análisis de políticas aplicadas, la demanda, y la oferta), hidrocarburos (institucionalidad y análisis de políticas aplicadas, la demanda, y la oferta)
- ✓ El dimensionamiento de los potenciales energéticos de Ecuador, ha sido incluido en el capítulo del sector eléctrico
- ✓ El análisis de las principales acciones iniciadas en eficiencia energética, ha sido incluido en el capítulo del sector eléctrico

Se han tratado de identificar los aspectos positivos, así como los principales problemas, los actores claves, y los elementos críticos del sistema energético de Ecuador.

El Capítulo 2, es de carácter descriptivo y se proponen, para su discusión, escenarios socioeconómicos<sup>7</sup> (bajo las hipótesis de crecimientos bajo y alto) con los cuales se desarrollará la prospectiva energética para Ecuador y otorgarán una visión de las condiciones previas (condiciones que se vislumbran como posibles para cierto horizonte de planificación).

<sup>6</sup> Complementando este Capítulo se presenta en Anexo 2 el análisis del Balance Energético Nacional 2013, en el que se estudian las particularidades de la estructura de oferta (incluyendo los centros de transformación) y del consumo. Se analizan también, las principales variables que caracterizan la evolución de los BEN de Ecuador entre 1990 y 2013, y para varios años de corte se observa la evolución de algunos de los indicadores más relevantes de sustentabilidad energética del país. Este capítulo se ha desarrollado a partir de los balances energéticos proporcionados por el MICSE. Para una descripción de las definiciones y la metodología utilizadas se remite al lector a la publicación "Balance Energético Nacional 2013 – Año base 2012", MICSE 2013. También se presenta un Capítulo de Bibliografía específica para la elaboración de este Diagnóstico.

<sup>7</sup> Complementando este Capítulo se presenta en Anexo 4 Información de base para el Diagnóstico y Escenarios Socioeconómicos de Ecuador. También se presenta un Capítulo de Bibliografía específica para la elaboración de estos Escenarios.

En el Capítulo 3 se proponen los lineamientos para la elaboración de dos escenarios Energéticos contruidos a partir de la definición de los dos escenarios Socioeconómicos presentados en el Capítulo anterior. Se consideró para cada escenario un marco General, y los rasgos característicos básicos de la Oferta y de la Demanda. Dichos lineamientos se han elaborado en base a las entrevistas realizadas y a la lectura de los materiales recibidos a tal efecto (ver Bibliografía específica), y constituyeron una propuesta validada por el comitente.

En base a los Lineamientos de los escenarios Energéticos (MRNNR M. d., 2015), se ha elaborado una propuesta de prospectiva energética de Ecuador. Recordando que en los Lineamientos se consideraron aspectos Generales de los escenarios Socioeconómicos y Energéticos. En el Capítulo 4, en base a esas hipótesis y a rasgos característicos de la Oferta y de la Demanda, incluyendo políticas sobre penetración de energéticos en los sectores de consumo, cambios en las intensidades energéticas, penetración de nuevas tecnologías, políticas de oferta y medidas de uso racional de la energía, se modeló en el LEAP el año base del sector energético y la futura evolución de las variables explicativas relevantes.

En los Capítulos 5 y 6, se presentan los resultados asociados a los escenarios propuestos, y sus impactos en la evolución de la Demanda y de la Oferta. Los mismos han permitido en gran medida evaluar las principales decisiones de política energética expresadas para este estudio. Entre los resultados obtenidos se destacan: las Proyecciones del consumo final de energía, las proyecciones de la Oferta Energética (Eléctrica, de los hidrocarburos incluyendo el Gas Natural, y de Biocombustibles). Se destacan los resultados asociados a los Ahorros energéticos y a la sustitución de fuentes.

En el Capítulo 7, se han evaluado los resultados obtenidos mediante la construcción de indicadores que permiten medir, cuantitativa y cualitativamente, el avance o los logros de la implementación de medidas/acciones/políticas.

En el Capítulo 8, se realizaron Análisis Costo Beneficio que permitieron evaluar implicancias económicas cuantificables asociadas a las políticas propuestas. Se evaluó el balance entre los beneficios que cada medida implicó y los costos a los que hubo que incurrir para lograrla.

Se retoman los análisis de los principales resultados obtenidos, presentados y discutidos en el Taller de Nacional de Capacitación sobre Planificación y Prospectiva Energética a partir del modelo LEAP (Bariloche & MEER, 2015). A partir de esos análisis se han logrado establecer los parámetros más relevantes que influirían en la variación de los escenarios Futuros.

En particular con dos de esos parámetros (PIB proyectado, y precios internacionales de la energía), en el Capítulo 9, se han realizado análisis de sensibilidad sobre medidas de políticas propuestas a fin de dimensionar cambios en las proyecciones de demanda, y en la figura de costo-beneficio de las medidas, lo que permite evaluar el comportamiento de la medida así como su robustez en términos de conveniencia relativa de su implementación.

Finalmente como resultado de los análisis realizados se propone a modo de conclusión un resumen de sugerencias de políticas energéticas futuras.

Es importante mencionar que para el desarrollo de todas las tareas mencionadas, se ha contado con el apoyo de todos los antecedentes y resultados de trabajos realizados por los organismos del Comité Técnico (MICSE, MEER, MH, INEC, MIPRO, MCPE, MAE, BCE) y otras instituciones del sector. También se ha contado con la información recibida en respuesta a la solicitud realizada oportunamente<sup>8</sup>, la que

---

<sup>8</sup> Pedido de Información enviado el 21 de Noviembre, 2014 al MICSE y otras autoridades del proyecto.

---

ha sido eficientemente organizada por el MEER en una página de Dropbox y luego es su página WEB, para su utilización en el proyecto<sup>9</sup>.

Complementando estos desarrollos, se incluyen en boxes cuestiones complementarias, que se han evaluado como de interés para los objetivos del trabajo. También se destacan en **negrita** conceptos relevantes para el estudio.

Las hipótesis y resultados correspondientes a este documento surgen del área LEAP: **prospectiva ecuator meer v.28**

---

<sup>9</sup> Al final del Documento se adjuntan 4 listados de Bibliografía, los 3 últimos específicamente utilizados en los Capítulos de Diagnóstico, Escenarios Socioeconómicos, y Lineamientos de Escenarios Energéticos.

---

## 1. Breve Diagnóstico Energético

En el presente Capítulo, se presenta un Diagnóstico Energético del país, basado en el análisis de aspectos característicos sectoriales relevantes.

Se analizan los sectores: eléctrico, e hidrocarburos, considerando aspectos como la institucionalidad, las políticas aplicadas, y la evolución de la demanda, y la oferta.

También se presenta: un dimensionamiento preliminar de los potenciales energéticos de Ecuador, y un análisis de las principales acciones iniciadas en eficiencia energética. Ambos han sido incluidos en el apartado correspondiente al sector eléctrico.

En este Capítulo se han tratado de identificar los aspectos más positivos, así como los principales problemas, los actores claves, y los elementos críticos del sistema energético de Ecuador.

Complementando este Capítulo, en el Anexo 2, se presenta un análisis del Balance Energético Nacional 2013. Se estudian las particularidades de la estructura de oferta (incluyendo los centros de transformación) y del consumo. Se analizan también las principales variables que caracterizan la evolución de los BEN de Ecuador entre 1990 y 2013, y para varios años de corte se observa la evolución de algunos de los indicadores más relevantes de sustentabilidad energética del país.

### 1.1. El Sector Eléctrico

#### 1.1.1. La institucionalidad, la normativa y las políticas asociadas

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (2007) (ver organigrama en el Anexo 1), se encuentra bajo la coordinación del MICSE<sup>10</sup>, es el ente rector del sector eléctrico ecuatoriano y de la Energía Renovable. Es el responsable de satisfacer las necesidades de Energía Eléctrica del país, mediante la formulación de normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos<sup>11</sup>. Se espera garantizar el servicio eléctrico respondiendo a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad, establecidos en las políticas que lleva adelante el Gobierno de la Revolución Ciudadana.

En particular, el Viceministerio de Energía, según se observa en el gráfico 1.1. siguiente tiene bajo su tutoría los principales actores del sector, lo que parecería otorga fortaleza institucional al sector. Efectivamente, se observa que se encuentran en un solo ámbito institucional, las subsecretarías correspondientes a los diferentes eslabones de la cadena productiva (generación, transmisión, distribución, renovables<sup>12</sup> y eficiencia, y control y aplicaciones nucleares), y organismos relevantes como el ARCONEL, el CENACE (Despacho y administración MEM), las empresas públicas y el INER.

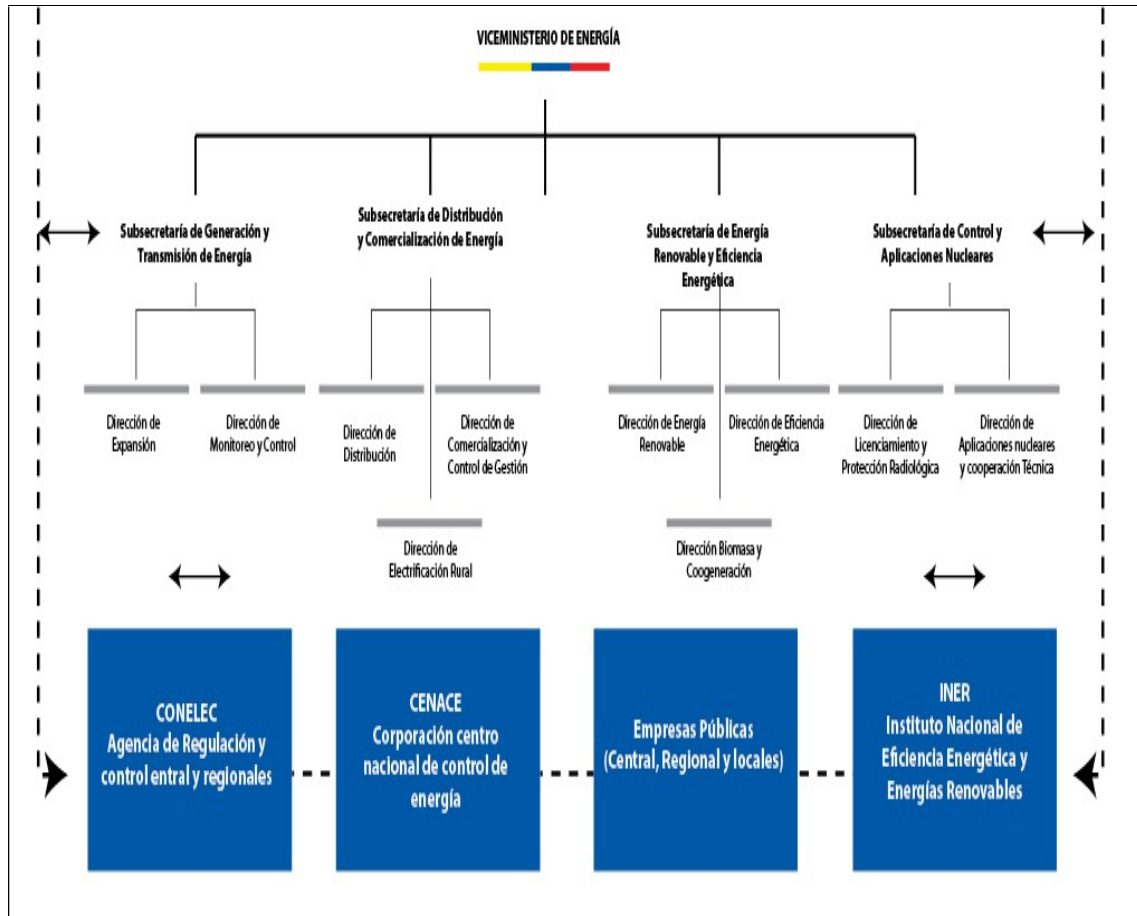
---

<sup>10</sup> El MICSE, es el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, cuyos objetivos son: la buena gestión para el aprovechamiento racional, sostenible y eficiente de los recursos mineros, hidrocarburíferos e hídricos, y la prestación efectiva de los servicios públicos de telecomunicaciones y de electricidad, generando el máximo beneficio social e impacto económico con una mínima afectación ambiental, orientados a garantizar los derechos de la población. <https://www.sectoresestrategicos.gob.ec/objetivos/>.

<sup>11</sup> <https://www.energia.gob.ec/el-ministerio/>.

<sup>12</sup> En el punto 1.1.2. La Oferta de Generación de Energía Eléctrica, v. Energías Renovables. Legislación, se detallan algunos aspectos relevantes correspondientes a la normativa destinada a incentivar las energías renovables.

Gráfico 1.1. Organigrama del Viceministerio de Energía



Fuente: <https://www.energia.gob.ec/el-ministerio/>

En cuanto a la normativa, vale recordarse la evolución reciente. Con respecto a la Ley Básica de Electrificación (LBE) de 1961 estableció los primeros lineamientos en lo referido a regulación y funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano, con el objetivo de crear el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la integración eléctrica regional.

En este marco inició sus funciones el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), este instituto integró a la generación, transmisión y distribución en un solo monopolio Estatal<sup>13</sup> que brindaba el servicio de electricidad. En el año de 1966 se elabora el primer Plan de Electrificación, el cual tiene como objetivos, la integración de los sistemas regionales, la construcción de un Sistema Nacional Interconectado y la elaboración de un plan para la electrificación rural. A partir de la asignación de regalías por exportación de crudo se dio comienzo a un proceso intensivo de electrificación.

Al igual que el resto de Latinoamérica, siguiendo la corriente desreguladora de la década de los '90, se dejó atrás el monopolio integrado por el INECEL<sup>14</sup> y expidió en el año de 1996 la Ley de Régimen del

<sup>13</sup> El INECEL inició sus funciones el 23 de mayo de 1961, como una empresa privada con fines sociales y públicos. En el año 1973, a partir de una serie de reformas a la LBE, pasó a ser una empresa pública.

<sup>14</sup> El Ministerio de Energía y Minas fue el encargado del proceso de cierre técnico y económico del INECEL mediante el decreto ejecutivo No. 7783 del 14 de abril de 1999 puso fin a todas sus actividades.



Sector Eléctrico (LRSE), la cual estableció un modelo de competencia mayorista conocido como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), para la aplicación de este modelo se aplicaron varios cambios entre los principales se pueden mencionar:

- ✓ Segmentación de las actividades de generación, transmisión y distribución.
- ✓ Creación de las entidades de regulación (ARCONEL) y administración técnico-económica del sistema eléctrico (CENACE).
- ✓ Adopción del modelo marginalista.
- ✓ Establecimiento del mercado de largo plazo y el mercado de corto plazo (spot), donde se concentran todas las actividades transaccionales.
- ✓ El Estado ejerció su propiedad a través del Fondo de Solidaridad, propietario de las acciones de las más grandes empresas de generación, accionista único de la empresa TRANSELECTRIC S.A responsable de la transmisión y mantuvo un importante paquete accionario de las empresas de distribución.

En 1999 se da inicio al funcionamiento del MEM, (con el Centro Nacional de Control de Energía-CENACE como el encargado del despacho). Si bien la responsabilidad de la expansión era privada, el estado siguió protagonizando a través del Fondo de Solidaridad.

El modelo implementado por la LRSE pretendía modernizar el sector eléctrico, incentivar la inversión privada e incrementar la oferta de energía. Pero al cabo de casi 10 años de funcionamiento del modelo, no se habían logrado los resultados esperados, debido a varios problemas que se presentaron entre los que se puede mencionar:

- ✓ Insuficiente inversión en nueva generación.
- ✓ Alta dependencia de combustibles fósiles para la generación.
- ✓ Alta volatilidad del precio de la energía en el MEM.
- ✓ Altos índices de pérdidas de energía en los sistemas de distribución.
- ✓ Bajos índices de recaudación por parte de las distribuidoras.
- ✓ Insuficiencia tarifaria para que los distribuidores puedan recuperar sus costos.

Dados los antecedentes mencionados y para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, el Gobierno Nacional, en el marco de una reforma política general, ha llevado adelante una serie de cambios en el sector. Ya la Asamblea Nacional Constituyente, en julio de 2008 (con anterioridad a la promulgación de la nueva Constitución), expidió el Mandato Constituyente No. 15 que establecía disposiciones relacionadas con el sector eléctrico ecuatoriano. Se suscribieron contratos regulados entre toda la generación y la distribución (demanda regulada)<sup>15</sup>. Se adoptaron nuevos criterios para el mercado eléctrico<sup>16</sup> como por ejemplo: eliminación de la aplicación del costo marginal en el cálculo del costo de generación y de la componente de inversión de la expansión en los costos de transmisión y distribución. Se adoptó la planificación centralizada.

Así mismo en CAF<sup>17</sup>, 2013, se indica que a partir de 2008: “Se incorporan cambios respecto al rol de Estado en general, y en particular sobre el sector eléctrico el que pasa a tener **carácter estratégico, configurándolo como un servicio público**. En ese marco se dispone que el Estado asuma el control

<sup>15</sup> Se esperaba que las transacciones en el mercado de corto plazo fueran mínimas, y que solamente se liquidarían transacciones internacionales de electricidad (TIE).

<sup>16</sup> El ARCONEL emitió diferentes regulaciones ante la posible necesidad de participación privada.

<sup>17</sup> CAF, 2013. Energía: una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe, marco institucional y análisis de la regulación “Agenda energética para América Latina y Caribe”.

total sobre los sectores estratégicos –administración, regulación, control y gestión- y la responsabilidad en la prestación de los servicios públicos a través de sus empresas. En agosto 2009 se inició y completó la firma de los contratos de todos los generadores (estatales-inmediato, privado-negociación por precio) y con los distribuidores (demanda regulada). Los generadores privados futuros debían ser aceptados por selección y tendrán contratos obligados y regulados (remuneraciones con Regulación No. CONELEC – 013/) con distribuidoras (proporcionalmente a su demanda).

Como excepción (2010), el Estado podría delegar a la iniciativa privada y a las empresas de economía popular y solidaria, el ejercicio de actividades dentro del sector eléctrico, en los casos que establece la Ley, por ejemplo cuando el Estado no pueda cubrir la oferta.

En ese marco, se han realizado cambios significativos en la organización sectorial. En esa dirección, merece ser mencionado que se constituyó la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC S.A., resultado de la fusión de empresas generadoras y transmisión. También se ha formado la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), por la fusión de empresas estatales de distribución. *Así, dos empresas estatales pasaron a concentrar respectivamente la mayor parte de la generación y transmisión y la distribución. Las demoras en las inversiones fueron uno de los sustentos de los cambios implementados.*

**El ARCONEL, regula y planifica (Plan Maestro de Electrificación<sup>18</sup>).** Luego en 2011, y para definir los parámetros que se deben aplicar a la participación privada, el ARCONEL, aprobó tres normas: Regulación 002/11 que norma la excepcionalidad de la iniciativa privada, la Regulación No. 3/11 que establecen la metodología para el cálculo de los precios y plazos de los proyectos ejecutados por la iniciativa privada y la Regulación No.004/11 que establece un tratamiento preferente en caso que se utilicen recursos renovables. Las tres normas estuvieron vigentes desde el abril del 2011. Con posterioridad en 2013, se establece una Resolución (1/13) relevante para el desarrollo de las energías renovables, que será tratado en el apartado correspondiente.

Se observa que tanto la expansión de la generación, como transmisión y distribución está en su mayoría en manos del estado.

**Recientemente a fines de 2014, se aprobó una nueva "Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica".** Esta Ley reemplaza a la anterior Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) de 1996. **Ordena en un solo cuerpo normativo,** las diferentes regulaciones parciales, sancionadas para corregir las distorsiones que la Ley de 1996, presentaba con respecto a los cambios políticos registrados.

Efectivamente, la nueva ley eléctrica aprobada por la Asamblea Nacional en Noviembre de 2014, tiene como antecedentes inmediatos diversos mandatos constituyentes promulgados en el año 2008, que surgieron para paliar la situación de falta de inversión privada, reposicionar al estado en su rol directriz de la política energética y eléctrica, así como utilizar el servicio público eléctrico como herramienta de fomento del desarrollo.

Adicionalmente, encuentra fundamentos en la constitución nacional, la que remarca diversos aspectos vinculados con el sector energético y eléctrico, en particular el artículo 313 que establece el derecho del Estado de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos (entre los que se encuentra el eléctrico) y el 314 en que se designa como responsable al Estado de la provisión del servicio público eléctrico.

Entre sus puntos más relevantes se destacan los siguientes:

1. La formulación, definición y dirección de las políticas y planificación del sector es de obligatorio cumplimiento y estará a cargo del MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable), la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL, que será el órgano de control de cumplimiento y determinación de las normas detalladas de funcionamiento del sector bajo las directrices del MEER), el

<sup>18</sup> El Plan ha sido elaborado por el ARCONEL en sintonía con todas las políticas y objetivos propuestos expresados en el Plan Nacional para el Buen Vivir, así como los emitidos por el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Operador Nacional de Electricidad (CENACE, quien ejecutará el despacho operativo y de mínimo costo posible) y otros institutos especializados.

2. Se establecerá un "Plan Maestro de Electricidad" (PME) y un "Plan de Electricidad de Eficiencia Energética".
3. Si bien se percibe en el espíritu de la ley la consolidación institucional a través de una gran empresa pública, no existe en la misma una propuesta explícita de creación (se espera que se presente en la Reglamentación de la misma). Se mantiene el espíritu relacionado con la reducción de la participación de las empresas puramente privadas en la prestación de los servicios que el Estado no puede realizar y de forma excepcional. La figura de empresa mixta surge con claridad, como asociación de capital privado y participación estatal con mayoría accionaria. Así mismo se fomenta la creación de empresas de economía popular y solidaria, reglamentando la posibilidad de intervenir éstas en segmentos de la prestación de servicios eléctricos (principalmente en lo que respecta a los sistemas aislados).
4. La ejecución de los proyectos estará bajo la responsabilidad de empresas públicas y de manera excepcional por empresas privadas<sup>19</sup>, así como empresas de economía popular y solidaria (para proyectos de renovables principalmente).
5. Respecto del sistema de transacciones, se desarticula la idea del mercado de contratos y spot como tal. Se proponen transacciones de corto plazo originadas por la diferencia entre los contratos y lo efectivamente consumido o producido, valorizado al costo económico de despacho real de cada hora (costo horario), el que no considerará las pérdidas de transporte y será único para todas las barras. La determinación de las mismas y su forma de remuneración corresponderá a regulación específica realizada por ARCONEL.
6. La construcción, operación y mantenimiento de proyectos prioritarios (expansión), podría ser concesionada a empresas privadas o de economía social y se efectuará por procesos públicos de selección. El oferente estará obligado a suscribir los contratos regulados que surjan, con base al precio presentado en la oferta.
7. El PME identificará los proyectos prioritarios con proyecciones a diez años (para el SNI y Aislados), seleccionando cuáles serán proseguidos por el Estado y cuáles sujetos a concesión. La inversión del Estado surgirá del Presupuesto General del Estado o recursos propios del MEER. Las inversiones financiadas por el Estado serán consideradas como aporte patrimonial si lo fueran a través de empresas públicas o como aporte de capital en sociedades anónimas.
8. Se establecerá una tarifa única en todo el territorio nacional, con diferentes categorías según las modalidades de consumo y niveles de tensión (a excepción de los sistemas aislados o insulares que podrían tener cargos diferentes). Existen importantes asimetrías actualmente.
9. La tarifa deberá compensar los costos completos de la operación y expansión de todos los eslabones del servicio. Si existieran subsidios o rebajas focalizadas que hagan que la recaudación no logre cubrir los costos, dicha diferencia deberá ser cubierta por el Estado ecuatoriano y deberá constar obligadamente en el Presupuesto General del Estado.
10. El Estado promoverá y financiará los proyectos de electrificación rural, de manera prioritaria.
11. Se regularán los aspectos técnicos, económicos, tarifarios y de calidad del alumbrado público
12. Respecto de la renta generada por la explotación del servicio eléctrico:
  - 12.1. Las empresas públicas destinarán el 30% del superávit operativo a proyectos de desarrollo territorial del área de influencia
  - 12.2. Las empresas privadas o de economía mixta destinarán el 3% de las utilidades a los trabajadores y un 12% a proyectos de desarrollo territorial en el área de influencia.
  - 12.3. En ambos casos los proyectos de desarrollo territorial serán determinados por el reglamento general de esta ley
13. Se restablecen los subsidios para personas con discapacidad y adultos mayores (de hasta 50%), los que habían sido suspendidos con disposiciones reformativas previas
14. Se creó una disposición para garantizar los programas de electrificación a comunidades indígenas y rurales, de los que se hará cargo el Estado.

<sup>19</sup> La excepcionalidad se definirá si la misma "es necesaria" para satisfacer el interés público, cuando el servicio no pueda ser cubierto por el estado o cuando se trate de proyectos renovables no contemplados en el plan maestro de electricidad y pudiendo incluso acceder a incentivos.

---

## La normativa relativa a la integración eléctrica regional

Con respecto a la normativa relacionada a la integración eléctrica de Ecuador con sus países vecinos de Colombia y Perú, según el Proyecto CAF (2013)<sup>20</sup>, en la normativa que enmarca los intercambios, se destaca que: “si bien los contratos a largo plazo están previstos en la Decisión 536 y se mencionan también en los Anexos I y II de la última regulación supranacional vigente, la Decisión CAN 757, especialmente en el Anexo II aplicable a Ecuador y Perú, se observa que las normativas nacionales solo contemplan contratos de corto plazo y como objetivo central sobre el desarrollo eléctrico nacional: la autosuficiencia e intercambios de excedentes<sup>21</sup>, esta modalidad genera cierta incertidumbre en usuarios no regulados que requieren potencia firme, ya que sólo pueden firmar contratos de suministro con un generador de otro país, solo con energía excedente, suministro interrumpible y sin respaldo de potencia firme”.

Por otra parte, en CAF (2013), se resume que: **“el proceso de integración en la subregión ha sido importante, y por ahora se basa fundamentalmente en la interconexión física y de regulación de flujos, regulares o para emergencias. No se ha podido avanzar hacia una etapa de planificación conjunta entre dos o más países. Según estas perspectivas no parecería equivocado suponer que a futuro se mantendrían los niveles de participación de los intercambios actuales (moderados), dependiendo de las hidrologías, retrasos en planes de obras nacionales, etc., o sea compensando las dificultades para el cumplimiento del objetivo de autosuficiencia”<sup>22</sup>.**

### 1.1.2. La Oferta de Generación de Energía Eléctrica

#### *i. Evolución Histórica de la Potencia Instalada, Periodo 1999 - 2013*

En el gráfico 1.2. siguiente se presenta la evolución de la potencia efectiva de las centrales de generación a nivel nacional, a diciembre de 2013, Ecuador, cuenta con 5.103, 42 MW de potencia efectiva, con una variación de 0,8% respecto al año anterior<sup>23</sup>.

---

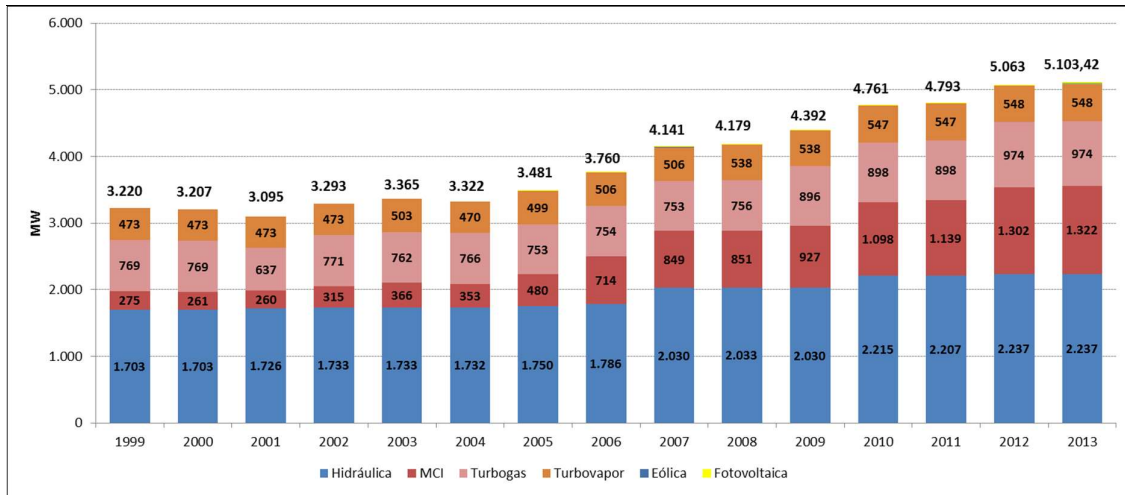
<sup>20</sup> Corporación Andina de Fomento (CAF), 2013. “Energía: una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe, Integración Energética “Agenda energética para América Latina y Caribe”.

<sup>21</sup> Por su parte en Colombia la CREG, estableció en la Resolución 004/2003 las reglas de la Decisión CAN 536 como reglas principales para comercio internacional de electricidad, y se refiere únicamente a las TIE de corto plazo (mercado spot) y no haciendo ninguna referencia a los contratos de largo plazo.

<sup>22</sup> Se ha detectado normativa reciente y nuevos estudios eléctricos de las interconexiones, realizados, que no han sido analizados en el marco de este estudio [http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com\\_phocadownload&view=category&id=1:phocatinterint&Itemid=50](http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=1:phocatinterint&Itemid=50)

<sup>23</sup> La potencia efectiva de la interconexión con Colombia es de 525 MW y con Perú 110 MW.

Gráfico 1.2. Evolución de la Potencia Efectiva Instalada por Tecnología 1999-2013



Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL  
Archivo xls Graficos Informe v02, Hoja Potencia

(1) Turbovapor contempla centrales que generan con biomasa (bagazo)

Tabla 1.1. Evolución de la Potencia Efectiva Instalada por Tecnología 1999-2013

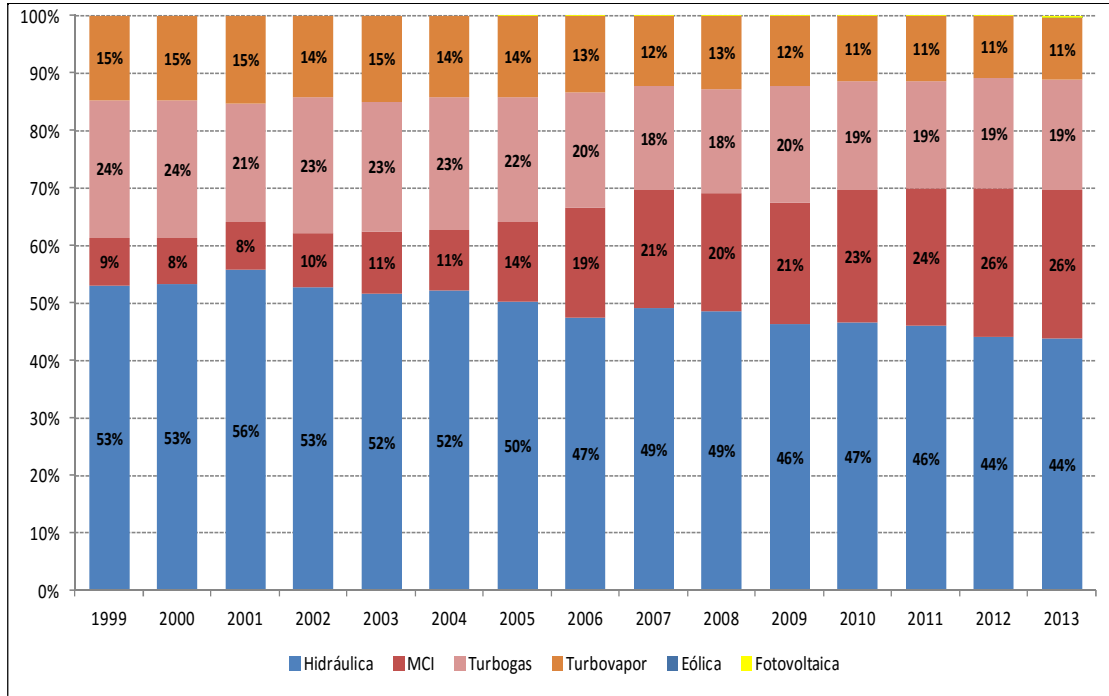
Año	Potencia Efectiva						
	Total	Eólica	Fotovoltaica	Hidráulica	MCI	Turbogas	Turbovapor
1999	3.220			1.703	275	769	473
2000	3.207			1.703	261	769	473
2001	3.095			1.726	260	637	473
2002	3.293			1.733	315	771	473
2003	3.365			1.733	366	762	503
2004	3.322			1.732	353	766	470
2005	3.481		0,02	1.750	480	753	499
2006	3.760		0,02	1.786	714	754	506
2007	4.776	2	0,02	2.030	849	753	506
2008	4.814	2	0,02	2.033	851	756	538
2009	5.027	2	0,02	2.030	927	896	538
2010	5.396	2	0,02	2.215	1.098	898	547
2011	5.428	2	0,04	2.207	1.139	898	547
2012	5.698	2	0,1	2.237	1.302	974	548
2013	5.738	20	4	2.237	1.322	974	548

Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL  
Archivo xls Graficos Informe v02, Hoja Potencia

Como puede observarse en el gráfico precedente la potencia efectiva instalada ha crecido más de un 58% desde 1999, pero es a partir del 2006 – 2007 que la potencia ha experimentado un mayor incremento. La evolución de la potencia efectiva reciente ha sido sustentada en su mayoría en tecnologías térmicas.

La potencia efectiva instalada en el sistema eléctrico ecuatoriano en el año 2013 fue de 2.237 MW hidráulicos y 2.750 MW térmicos y aproximadamente 117 MW en energías renovables no convencionales (solar, eólica, biomasa).

Gráfico 1.3. Evolución de la participación de las tecnologías en el parque 1999-2013



Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL  
Archivo xls Graficos Informe v02, Hoja Potencia

Tabla 1.2. Evolución de la participación de las tecnologías en el parque 1999-2013

Participación Potencia Efectiva						
Año	Eólica	Fotovoltaica	Hidráulica	MCI	Turbogas	Turbovapor
1999	0%	0%	52,9%	8,5%	23,9%	14,7%
2000	0%	0%	53,1%	8,2%	24,0%	14,8%
2001	0%	0%	55,7%	8,4%	20,6%	15,3%
2002	0%	0%	52,6%	9,6%	23,4%	14,4%
2003	0%	0%	51,5%	10,9%	22,6%	14,9%
2004	0%	0%	52,2%	10,6%	23,1%	14,1%
2005	0%	0,001%	50,3%	13,8%	21,6%	14,3%
2006	0%	0,0005%	47,5%	19,0%	20,0%	13,5%
2007	0,1%	0,0004%	49,0%	20,5%	18,2%	12,2%
2008	0,1%	0,0004%	48,6%	20,4%	18,1%	12,9%
2009	0,1%	0,0004%	46,2%	21,1%	20,4%	12,2%
2010	0,1%	0,0004%	46,5%	23,1%	18,9%	11,5%
2011	0,1%	0,001%	46,0%	23,8%	18,7%	11,4%
2012	0,05%	0,002%	44,2%	25,7%	19,2%	10,8%
2013	0,4%	0,1%	43,8%	25,9%	19,1%	10,7%

Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL  
Archivo xls Graficos Informe v02, Hoja Potencia

El gráfico 1.3. refleja la paulatina pérdida de participación de la potencia hidroeléctrica dando paso a un constante incremento a la potencia térmica alcanzando en el 2013 una participación del 56% (26%

de Motores de Combustión Interna, 19% Turbo gas y 11% turbo vapor<sup>24</sup>), correspondiendo el 53,93% a potencia no renovable o sea **dependiente de los derivados y productos del petróleo**.

Tal cual sostiene el MEER, **la gran mayoría de los motores de combustión interna tienen más de 20 años de instalación, razón por la cual sus rendimientos y factores de planta son bajos y sus costos variables de producción altos**. Una muestra de esta característica del parque está dada, para el 2012 por la diferencia entre los promedios de los mantenimientos no programados y los programados es de un 46% lo que pone en evidencia el número elevado de mantenimientos emergentes. Considerando que la diferencia entre el porcentaje de mantenimientos no planificados con respecto a los planificados es mayor en el 2012 que en el 2011; **se puede concluir que es necesario implementar una política de mantenimiento preventivo, encaminada a la reducción de las paradas emergentes**.

En el 2012, todas las empresas del sector eléctrico nacional, generadoras, distribuidoras con generación y autogeneradores, aportaron con 5.062,95 MW de potencia efectiva, distribuidos en 225 centrales de generación. Del total de la potencia efectiva en todo el país el 87,72% corresponde a la destinada para el servicio público; y, el 12,28% a la autoproducción.

La Unidad de Negocio CELEC - Hidropaute, con sus centrales hidroeléctricas Paute y Mazar, representa el 28,45% de la potencia efectiva para servicio público. Dentro de la generación termoeléctrica, la Unidad de Negocio CELEC - Electroguayas, con sus centrales Enrique García, Gonzalo Cevallos (Gas), Gonzalo Cevallos (Vapor), Pascuales II, Trinitaria y Santa Elena II, representa el 11,79% de la potencia efectiva para servicio público.

Las distribuidoras que poseen centrales de generación son 11, la mayor parte de su generación corresponde a centrales térmicas con el 69,64%, mientras que el resto es con centrales hidráulicas (30,34%).

Por su parte, de los 25 autogeneradores, 7 están dedicados a la actividad petrolera y constituyen el 77,17% de la potencia total instalada de autogeneración; 3 son ingenios azucareros, que representan el 10,69%, y la capacidad restante corresponde a empresas dedicadas a otras actividades.

Una de las características del parque hidroeléctrico es que en su mayor porcentaje se encuentra localizado en la vertiente del río Amazonas<sup>25</sup>.

Existen en el país cuatro centrales con embalses que son considerados como de regulación. El embalse de Mazar, con una regulación mensual de caudales, que permite tanto la operación de la central del mismo nombre y la regulación del caudal de ingreso hacia el embalse Amaluz de la Central Molino (transformándolo en un embalse con regulación semanal). Otro embalse con regulación semanal es el de Daule Peripa de la central hidroeléctrica Marcel Laniado, aunque el propósito principal de su presa es el manejo y control del riego e inundaciones en la cuenca alta del río Guayas, su operación permite un manejo semanal de los caudales utilizados en la generación de la central. Adicionalmente, la central hidroeléctrica Pucará tiene el embalse Pisayambo.

<sup>24</sup> Más de 90 MW de potencia efectiva proveniente de centrales térmicas que pertenecen a ingenios azucareros que utilizan el bagazo de caña.

<sup>25</sup> Más del 80% de la capacidad hidroeléctrica instalada en el Ecuador se encuentra en la vertiente Amazónica: Paute Molino (1.100 MW), San Francisco (230 MW), Paute Mazar (167 MW), Agoyán (156 MW), Pucará (73 MW); mientras que la única gran central hidroeléctrica de la vertiente del Pacífico es Marcel Laniado de Wind (213 MW).

El aporte hidráulico se basa en su mayor parte en la generación de la central hidroeléctrica Paute (1.075 MW), cuya cuenca hidrográfica<sup>26</sup> presenta una marcada reducción de sus caudales entre los meses de octubre a marzo, ocasionado con ello una disminución de su generación y los consiguientes riesgos de abastecimiento. Esta central representa cerca del 23% de la capacidad instalada.

El resto de los reservorios cumplen una función de regulación horaria, manteniendo la reserva suficiente para la operación en horas de punta, por lo que se consideran como centrales de pasada. Tal es el caso de las centrales Agoyán y San Francisco.

Otro punto de atención es la situación de la reserva de potencia. Ya en 2005 y 2006, ante las bajas reservas de energía que se suscitaron en los períodos de estiaje, fue necesario realizar cortes programados de alumbrado público en los últimos trimestres de los años 2005, 2006. También en el último bimestre del año 2009 y principios de 2010, hubo cortes del servicio a nivel nacional, junto con la caída de la calidad del servicio eléctrico. Para enfrentar esos déficit se instalaron dos centrales de generación termoeléctrica, Pascuales II y Miraflores TG1, que representan una capacidad instalada 159,6 MW, y se arrendó una capacidad de 205 MW, repartidos entre las centrales Quevedo y Santa Elena, que ingresaron durante el primer bimestre del 2010.

Para los años 2011 y 2012 se volvieron a registrar **niveles de reserva de potencia disponible inferiores al 10% en demanda máxima**. Esta situación sin duda implica un significativo riesgo en la operación del sistema. Tal como indica el CENACE, **la insuficiente reserva primaria puede llevar a la inestabilidad por frecuencia del sistema, sobre todo si no se cuenta con el estatismo debido a la interconexión con Colombia, el cual permite el amortiguamiento de la caída de la frecuencia, según este organismo la reserva primaria, en el caso de perder la interconexión con Colombia, debe ser como mínimo del 5%**.

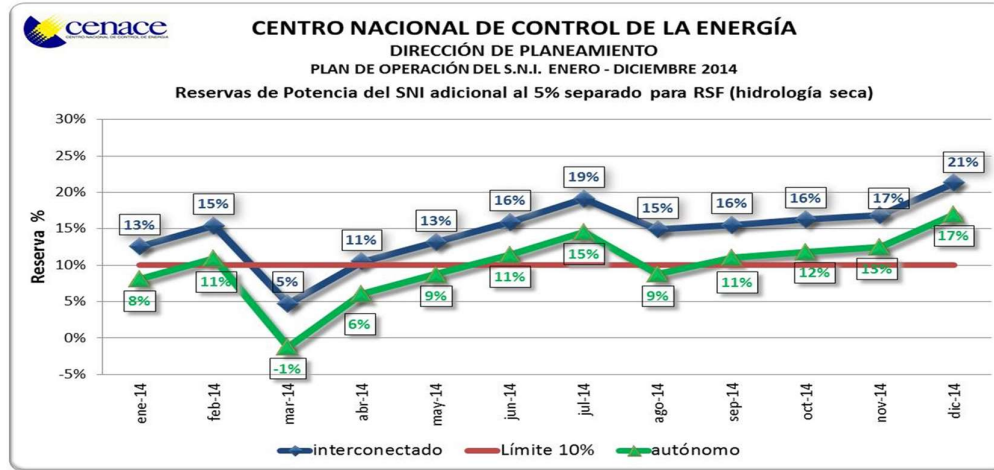
A título de ejemplo, en el gráfico 1.4., se muestran los valores estimados de las reservas de potencia del Sistema Nacional Interconectado, para simulación de probabilidades de excedencia 90%, los cuales son adicionales a la reserva del 5% de potencia prevista para control secundario de frecuencia (RSF). Según indica el CENACE<sup>27</sup>: se observa que las reservas en marzo de 2014 se presentan inferiores a los valores técnicos recomendados, debido a la parada de la fase C de la central Paute en la primera quincena.

<sup>26</sup> El río Paute, está ubicado en las provincias del Azuay, Cañar y Morona Santiago. Es un afluente del río Namangoza que a su vez es afluente del río Santiago que luego desemboca en el río Marañón, el cual termina en el río Amazonas y este en el océano Atlántico.

<sup>27</sup> CENACE, Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado Enero – Diciembre De 2014.



Gráfico 1.4. Reservas de Potencias del SNI para 2014, Caso Base



Fuente: CENACE, Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado Enero – Diciembre De 2014

En el informe del CENACE, se indica que para el Caso **Contingencia Caso base (90% probabilidad de excedencia), sin importaciones desde Colombia (Ecuador autónomo)**, se producirían reservas de potencia con valores inferiores o próximos a los técnicamente recomendados, circunstancia que podría dificultar el cumplimiento del plan de mantenimientos, el cual estaría condicionado eventualmente a las importaciones de Colombia en los periodos de máxima demanda.

Y se recomienda mantener la mayor disponibilidad de potencia en los días laborables, mediante la entrega de la máxima capacidad de las centrales con embalse.

**Para el mediano plazo se sugiere:** Gestionar que la ejecución de los nuevas plantas de generación hidroeléctrica y termoeléctrica, se cumpla según lo planificado, esencialmente para robustecer o recuperar márgenes adecuados de reserva de potencia y energía que permitan garantizar el normal suministro del servicio eléctrico con parámetros de calidad, confiabilidad y economía, además de evitar la dependencia de las inciertas importaciones de electricidad; Apoyar y fortificar la política energética impulsada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, para el desarrollo de generación hidroeléctrica y termoeléctrica eficiente en los próximos años; y Configurar y ejecutar de forma permanente, un plan nacional de uso eficiente de la energía eléctrica y asignar los recursos requeridos para este propósito.

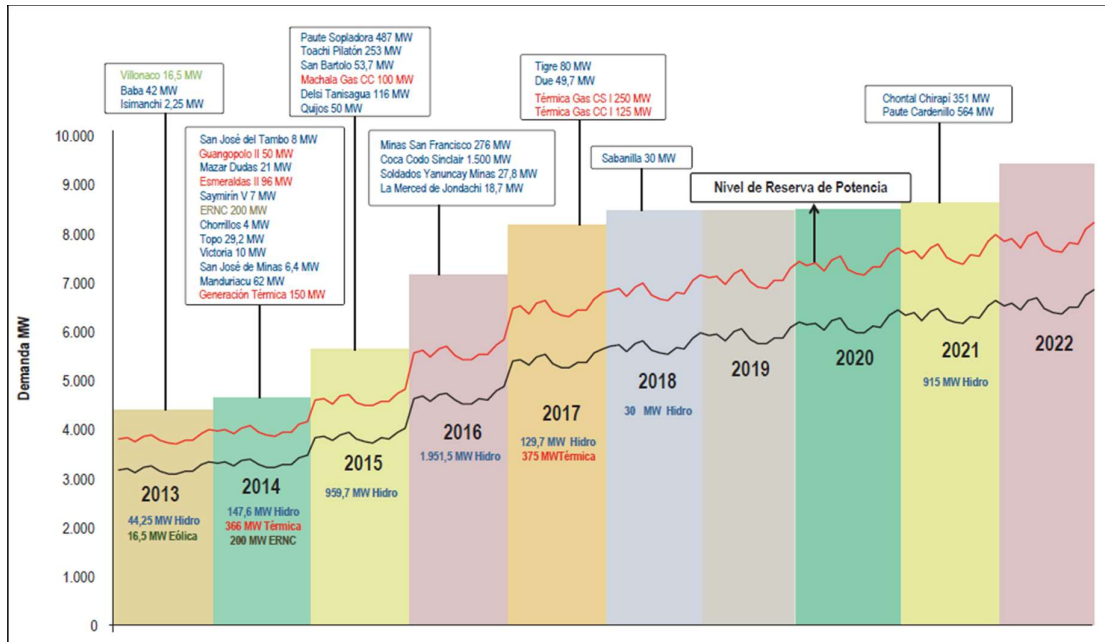
En respuesta al incremento de la potencia térmica, y a las necesidades de reserva en el Plan de Expansión de Generación 2013 - 2022, se considera un total de nueve (9) proyectos de generación eléctrica categorizados como emblemáticos - estratégicos; que permitirían mejorar la situación de baja reserva. Se trata de ocho proyectos hidroeléctricos y un proyecto eólico (ver Tabla 1.3.):

Tabla 1.3. Proyectos Emblemáticos de Generación Eléctrica

Nombre	Capacidad (MW)	Energía media (GWh/año)
Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair	1.500	8.743
Proyecto Hidroeléctrico Quijos	50	353
Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu	60	349
Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón	253	1.190
Proyecto Hidroeléctrico Sopladora	487	2.800
Proyecto Hidroeléctrico Mazar Dudas	20,82	125
Proyecto Hidroeléctrico Minas San Francisco	270	1.290
Proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua	116	904
Proyecto Eólico Villonaco	16,5	64

Fuente: ARCONEL, 2013. Plan de Maestro de Electrificación 2013 - 2022

Gráfico 1.5. Infraestructura en Generación



Fuente: ARCONEL, 2013. Plan de Maestro de Electrificación 2013 – 2022

La estrategia del Plan de Expansión de Generación plasmado en el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022, tiene como eje central el desarrollo del potencial hidroeléctrico de Ecuador. Para el escenario de referencia se prevé para el período 2013-2022 la incorporación de 5.227,16 MW de capacidad, de los cuales casi **4.700 corresponden a proyectos de hidroeléctricos, 841 MW a proyectos térmicos y los 216 restantes a energías renovables no convencionales.**

**Aspectos a tener en cuenta:**

El plan de Expansión de Generación previsto lo constituye la elevada participación estatal en el desarrollo de los proyectos, de los más de 7.000 millones de dólares estimados como inversión, afectados a la expansión de la generación, se estima que un poco más de **6.000 millones serán provistos por el Estado.** La absorción mayoritaria de las inversiones, debería ser analizada profundamente, ya que podría constituir un riesgo para la sostenibilidad financiera del plan en el largo plazo.

Otro elemento relevante a considerar está referido a las dificultades que pueden acarrear este tipo de obras que pueden afectar significativamente los **plazos** preestablecidos.

Un aspecto a considerar en cuanto a la expansión de la generación hidroeléctrica se refiere a la posible **afectación ambiental**, por las áreas inundadas, por la deforestación previa a la inundación, por la alteración de los regímenes de caudales, etc. que expresan en **oposición grupos ecologistas y habitantes afectados**, ubicados cerca de los proyectos de generación.

Otro elemento a considerar en la planificación hidroeléctrica está relacionado a la necesidad de la integración del **riesgo al cambio climático** (variaciones de temperaturas<sup>28</sup> y precipitaciones<sup>29</sup>, disminución de glaciares<sup>30</sup>, y eventos extremos<sup>31</sup>), con los planes y programas clave del sector hídrico<sup>32</sup>, implementando estrategias y medidas que faciliten la adaptación al cambio climático en el manejo del agua (tecnológicas, económicas, etc.) y fortaleciendo las capacidades de instituciones y humanas (MAE, 2009)<sup>33</sup>.

Considerar la **situación y potencialidad de la integración eléctrica** de la región Andina

## ii. La Generación de Energía Eléctrica<sup>34</sup>

Desde 1999 al 2013 la generación de energía eléctrica ha crecido más de un 125%, este comportamiento se ha visto impulsado, en un ritmo mayor que la evolución de potencia instalada. Este crecimiento se ha basado fundamentalmente en el crecimiento de la generación térmica basada en combustibles fósiles (ver gráfico 1.6.). Esta situación tiene un impacto directo en el crecimiento del consumo de derivados. En este contexto la generación hidroeléctrica ha crecido alrededor del 50%.

<sup>28</sup> En la Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático (MA, 2011), se indica que: “El Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) identificó en el año 1998 el cambio a nivel nacional de la temperatura. Este dato fue actualizado en los años 2002 y 2007. Dicha actualización señala un incremento en la temperatura media, máxima y mínima anual en todo el territorio nacional, con algunas excepciones en ciertas zonas geográficas (Ontaneda, G., 2007)”.

<sup>29</sup> Según la Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático, se indica que la cantidad, frecuencia e intensidad de las precipitaciones ha variado considerablemente en el país, especialmente en los últimos años, y se destacan diferencias geográficas y temporales importantes.

<sup>30</sup> Por ejemplo, y de acuerdo con los resultados preliminares del Inventario de Glaciares en el Ecuador, entre los años 1997 y 2006, la cubierta de los glaciares ecuatorianos se ha reducido en un 27,8% (Cáceres, Jordan, Francon, y Hastenrath, 2010).

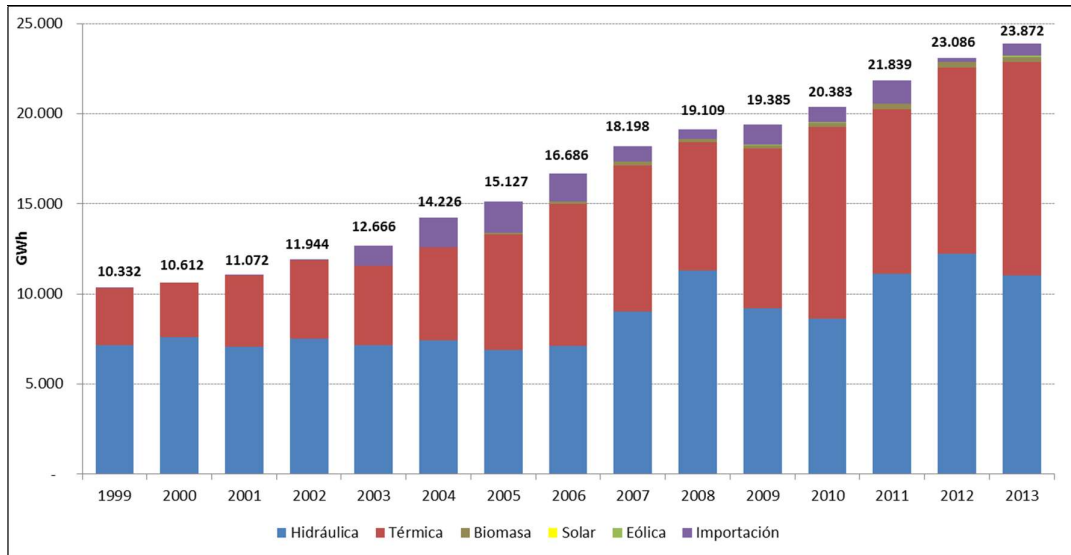
<sup>31</sup> Se han observado importantes inundaciones y sequías de corta y larga duración que han ocasionado impactos sociales, ambientales y económicos significativos.

<sup>32</sup> De hecho en la 2CNCC, se indica que “bajo el escenario de disminución de la precipitación, los caudales que aportan a las centrales hidroeléctricas El Carmen, Loreto y Quijos, ubicadas alrededor del nevado Antisana, podrían decrecer entre el 21% y el 25%. En este contexto, la Central Hidroeléctrica El Carmen tendría un impacto en la capacidad de generación hidroeléctrica, sin embargo, **ésta sería reducida por la existencia de la presa de regulación de caudales**”.

<sup>33</sup> Ministerio del Ambiente (2009), “Informe Cambio Climático”, Subsecretaría de Cambio Climático. Consultado el 24 de agosto 2010. Disponible en: [www.mae.gob.ec](http://www.mae.gob.ec).

<sup>34</sup> Complementando esta información, en el Anexo 2, Puntos: 1.3 Producción de Energía Secundaria; 1.4 Importación y Exportación de Energía Primaria y Secundaria; y 1.5 centros de Transformación (i. Centrales Eléctricas, y ii. Autoprodutores), se presenta información extraída de la serie reciente del BEN de Ecuador.

Gráfico 1.6. Evolución de la generación de energía eléctrica 1999-2013



Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL  
 Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Generación

Tabla 1.4. Evolución de la generación de energía eléctrica 1999-2013 (GWh)

Año	Biomasa	Eólica	Hidráulica	Solar	Térmica	Importación	Total
1999			7.177		3.131	24	10.332
2000			7.611		3.001		10.612
2001			7.071		3.979	22	11.072
2002			7.524		4.363	56	11.944
2003			7.180		4.366	1.120	12.666
2004	3		7.412		5.170	1.642	14.226
2005	103		6.883	0,01	6.419	1.723	15.127
2006	146		7.129	0,01	7.841	1.570	16.686
2007	219	1	9.038	0,02	8.079	861	18.198
2008	208	3	11.293	0,03	7.104	500	19.109
2009	217	3	9.225	0,01	8.819	1.121	19.385
2010	236	3	8.636		10.634	873	20.383
2011	278	3	11.133	0,1	9.129	1.295	21.839
2012	296	2	12.238	0,3	10.311	238	23.086
2013	296	57	11.039	4	11.815	662	23.872

Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL  
 Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Generación

Las importaciones de electricidad se han dado comúnmente a través de Colombia y Perú, especialmente en épocas deficitarias y estiaje. El objetivo fundamental de la interconexión ha sido la cobertura de los déficits de Ecuador. Adicionalmente, se ha logrado también la sustitución de combustibles líquidos y generación térmica ineficiente por otra eficiente (utilizando el gas natural) e hidráulica (abundantes) en Colombia, han sido los objetivos de esta interconexión. A partir del 2003 y hasta el 2006 aumentó considerablemente la importación de energía (ver tabla 1.5.) debido a la falta de generación hidráulica por disminución de la hidrología en las principales centrales de generación. Se observaron importaciones relevantes en 2005, cuando los flujos representaron casi el 13% de la

demanda de Ecuador, y el 3.6% de la de Colombia. Luego esos niveles decayeron debido a la incorporación de generación hidroeléctrica, y otros equipamientos en Ecuador.

En cuanto a la interconexión de Perú y Ecuador, por ahora (salvo 2011), se realizan intercambios esporádicos de seguridad y emergencia.

**Tabla 1.5. Producción e importación de energía eléctrica, periodo 2003 – 2013**

Concepto	Energía generada bruta (1)	Energía importada desde Colombia	Energía importada desde Perú	Energía bruta total	Energía generada no disponible para servicio público (2)		Energía generada e importada para servicio público
					GWh	%	
<b>Unidad</b>	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%	GWh
2003	11.546,13	1.119,61	-	12.665,74	337,76	2,67	12.327,98
2004	12.584,85	1.641,61	-	14.226,46	1.086,79	7,64	13.139,67
2005	13.404,02	1.716,01	7,44	15.127,47	1.219,30	8,06	13.908,16
2006	15.115,85	1.570,47	-	16.686,32	1.850,67	11,09	14.836,65
2007	17.336,65	860,87	-	18.197,52	2.540,75	13,96	15.656,78
2008	18.608,53	500,16	-	19.108,69	2.610,30	13,66	16.498,39
2009	18.264,95	1.058,20	62,22	19.385,37	2.219,64	11,45	17.165,72
2010	19.509,85	794,51	78,39	20.382,79	2.746,03	13,47	17.636,72
2011	20.544,14	1.294,59	-	21.838,73	2.925,93	13,40	18.912,80
2012	22.847,72	236,03	2,17	23.085,92	3.207,42	13,89	19.878,50
2013	23.258,64	662,34	-	23.920,98	3.347,16	13,99	20.573,82

**Referencias**

(1) Es la energía eléctrica generada por todo el parque generador del país (Incorporado y No Incorporado al Sistema Nacional Interconectado, para Servicio Público y No Público)

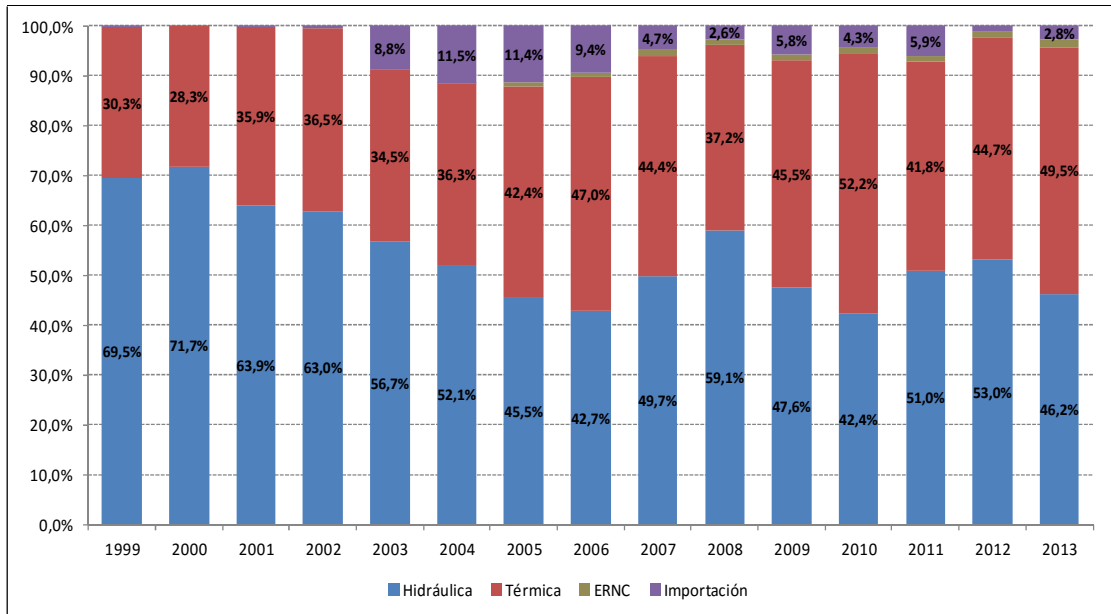
(2) Corresponde a la energía utilizada internamente para procesos productivos y de explotación (es el total de la energía producida por las empresas autogeneradoras Andes Petro, Agip, OCP, Petrobras, Petroamazonas, Petroproducción, Repsol y SIPEC; y, una parte de la energía generada por Agua y Gas de Sillunchi, Ecoelectric, Ecados, Ecoluz, EMAAP - Q, Lafarge, La Internacional, Molinos La Unión, Perlabí, San Carlos). El porcentaje de la energía no disponible para Servicio Público es respecto a la Energía Bruta Total.

Fuente: ARCONEL, 2013.

La mayor producción de energía eléctrica a nivel nacional en el 2013, también resultó en una mayor oferta de energía para Servicio Público, que comparado con el 2012, tuvo un incremento del 1,80% equivalente a 410,92 GWh.

En el 2007 comenzó la producción de la empresa generadora Hidropastaza, lo que ayudó a disminuir la importación desde Colombia, sin embargo, en el periodo 2009- 2011, se tuvo que importar energía debido al estiaje en las cuencas de las principales centrales hidroeléctricas de Ecuador.

Gráfico 1.7. Evolución de la participación de las tecnologías en la generación 1999-2013



Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Generación

Tabla 1.6. Evolución de la participación de las tecnologías en la generación 1999-2013

Año	Participación Generación					
	Biomasa	Eólica	Hidráulica	Solar	Térmica	Importación
1999	0,0%	0,0%	69,5%	0,0%	30,3%	0,2%
2000	0,0%	0,0%	71,7%	0,0%	28,3%	0,0%
2001	0,0%	0,0%	63,9%	0,0%	35,9%	0,2%
2002	0,0%	0,0%	63,0%	0,0%	36,5%	0,5%
2003	0,0%	0,0%	56,7%	0,0%	34,5%	8,8%
2004	0,0%	0,0%	52,1%	0,0%	36,3%	11,5%
2005	0,7%	0,0%	45,5%	0,0%	42,4%	11,4%
2006	0,9%	0,0%	42,7%	0,0%	47,0%	9,4%
2007	1,2%	0,0%	49,7%	0,0%	44,4%	4,7%
2008	1,1%	0,0%	59,1%	0,0%	37,2%	2,6%
2009	1,1%	0,0%	47,6%	0,0%	45,5%	5,8%
2010	1,2%	0,0%	42,4%	0,0%	52,2%	4,3%
2011	1,3%	0,0%	51,0%	0,0%	41,8%	5,9%
2012	1,3%	0,0%	53,0%	0,0%	44,7%	1,0%
2013	1,2%	0,2%	46,2%	0,0%	49,5%	2,8%

Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Generación

En el gráfico 1.7. puede observarse que, a pesar, que la participación de la generación hidroeléctrica ha perdido paulatinamente terreno con respecto a la generación térmica, aún representa alrededor del 50% de la generación (con impactos favorables en los niveles de costos, aunque con mayor dependencia de los patrones estacionales de entrega de energía).

Ecuador presenta dos vertientes, del Pacífico y del Amazonas. Las grandes centrales hidroeléctricas se encuentran en su mayoría en la vertiente del Amazonas. La complementariedad entre las dos vertientes no es completa ya que existen meses en los cuales estas vertientes mantienen un régimen

hidrológico bajo (octubre a enero) de manera simultánea. Mientras que para los meses de febrero a marzo la vertiente del Pacífico presenta regímenes hidrológicos altos que complementan a los caudales bajos de la vertiente del Amazonas; de manera similar o complementaria, la vertiente amazónica presenta caudales altos durante los meses comprendidos entre abril a septiembre comparados con la hidrología baja presente en la vertiente del Pacífico para esos mismos meses. La baja producción de energía hidroeléctrica durante los meses secos conlleva a que el sistema eléctrico tenga que suplir la demanda de energía mediante el uso intensivo de centrales térmicas. Esta situación crea un nivel de vulnerabilidad en la operación si no existe la suficiente capacidad instalada en tecnologías que complementen la reducción en la producción de las centrales hidroeléctricas. Una situación que agudiza el problema es el hecho de la coincidencia del período de máxima demanda con parte del estiaje coincidente de ambas cuencas, entre octubre y enero.

Las energías renovables, sin considerar la hidroeléctrica, en el 2013 alcanzaron el 1,49% de la generación, mayoritariamente por el aporte de los ingenios que emplean bagazo de caña y la entrada en operación de nuevos emprendimientos eólicos.

**Aspectos a tener en cuenta:**

La **vulnerabilidad al estiaje**: dada la estrategia del Plan de Expansión de Generación, con una fuerte incorporación de centrales hidroeléctricas, en su mayoría de proyectos que pertenecen a la vertiente del Amazonas. Por ejemplo para el proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, sus períodos de baja hidraulicidad se dan durante octubre a marzo con mínimos en diciembre y enero, un comportamiento similar a la cuenca del río Paute. Esta situación requiere especial atención al **ingreso de tecnologías que permitan suplir** el ya indicado déficit en ese período, así como la estacionalidad que impone a la demanda de combustibles este comportamiento.

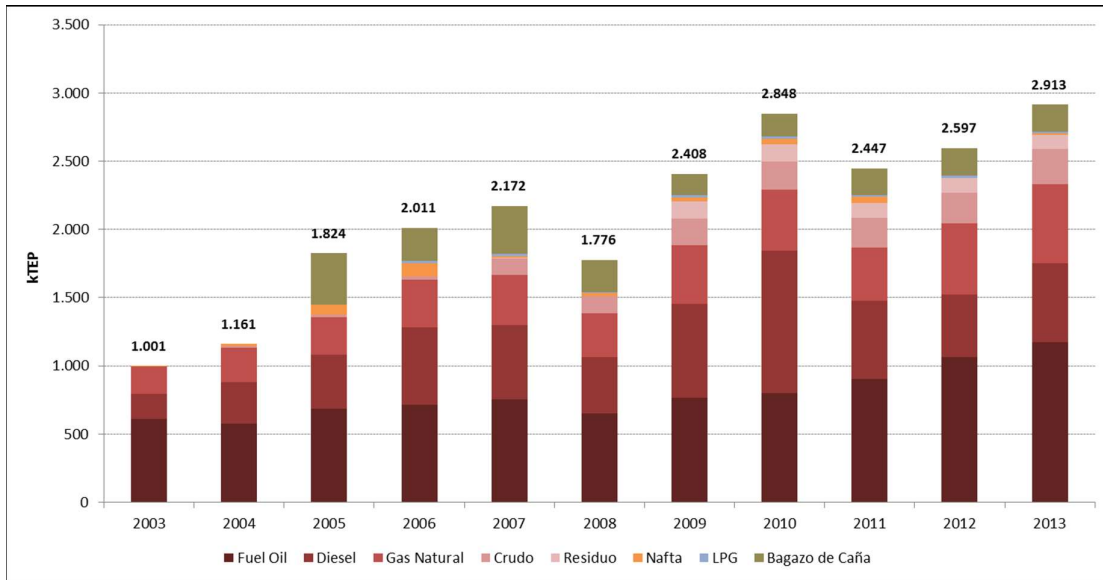
Otro punto importante a considerar en la elaboración de los escenarios en estos sistemas, que de acuerdo a los planes de expansión será predominantemente hidráulicos, está asociado a la incertidumbre sobre la operación que impone la oferta hidrológica. **Por lo cual se recomienda no solo trabajar con hidraulicidades medias, sino elaborar escenarios que analicen hidrológicas secas.**

### ***iii. Consumo de Combustible***<sup>35</sup>

En el gráfico 1.8., se muestran los consumos anuales y del periodo 2003-2013, de los combustibles utilizados por las centrales térmicas para la producción de energía, en toneladas equivalente de petróleo.

<sup>35</sup> Complementando esta información, en el Anexo 2, Puntos: 1.5 centros de Transformación (i. Centrales Eléctricas, y ii. Autoproductores), se presenta información extraída de la serie reciente del BEN de Ecuador.

Gráfico 1.8. Evolución del consumo de combustibles para generación (kTep). 2003 – 2013



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ARCONEL 2013  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Consumo de Combustibles

Tabla 1.7. Evolución del consumo de combustibles para generación (kTep). 2003 – 2013

Consumo de Combustibles								
Año	Fuel Oil	Diesel	Nafta	Gas Natural	Residuo	Crudo	LPG	Bagazo de Caña
2003	613,2	182,0	6,6	198,7	0	0	0	0
2004	576,8	303,1	16,8	252,2	0	12,5	0	0
2005	685,3	396,7	77,1	274,1	0	17,2	0	373,7
2006	717,1	566,3	100,1	350,2	0	18,8	16,8	241,6
2007	752,0	549,7	11,6	366,7	2,3	120,3	16,7	353,0
2008	653,4	410,5	23,1	320,5	0	127,8	2,1	238,9
2009	766,1	686,2	28,9	430,0	128,6	194,2	16,8	157,0
2010	801,5	1040,9	42,6	446,5	126,9	206,1	17,2	166,0
2011	905,3	568,9	42,8	394,5	112,7	213,8	15,7	193,7
2012	1064,6	459,5	0,3	517,6	108,5	228,7	13,9	204,3
2013	1170,5	583,1	7,9	576,3	106,1	257,4	13,0	199,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ARCONEL 2013  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Consumo de Combustibles

Tal como puede observarse, se ha incrementado la demanda de combustibles fósiles destinados a la generación eléctrica. Esa evolución ha sido en concordancia con la evolución del parque instalado y el incremento de generación térmica tanto para cubrir el crecimiento de la demanda de energía eléctrica como para suplir la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas. La disminución en el 2008 se presentó por una mayor producción de energía hidroeléctrica de la central Paute - Molino, mientras que el considerable incremento del consumo de combustibles durante los años 2009 y 2010 se debió, principalmente, a fuertes periodos de estiaje que obligaron a incorporar centrales termoeléctricas.



**El combustible más utilizado es el fuel oil**, pero también ha crecido el consumo anual de diesel, nafta, crudo y residuo<sup>36</sup>. A partir del 2005 (según se observa en las series del BEN en Anexo 2), se ha comenzado a utilizar **bagazo** para generación en los periodos de zafra que generalmente están entre los meses de junio a febrero.

El **gas natural** se emplea para la generación de energía eléctrica de dos maneras: una por medio de la explotación de los yacimientos del Gas del Golfo de Guayaquil (generadora Termogas<sup>37</sup>) y otra mediante la extracción del gas residual que se obtiene en la extracción del petróleo utilizado principalmente por autogeneradores.

Como hemos visto previamente se ha acentuado, una mayor dependencia de la generación eléctrica basada en combustibles fósiles y esto implica mayores costos de producción.

#### Aspectos a tener en cuenta:

El Plan de Expansión de Generación previsto **procura la utilización intensiva de gas natural y la disminución del consumo de diesel**. El ingreso de las grandes centrales hidroeléctricas plantea la necesidad de una generación forzada en la zona de Guayaquil<sup>38</sup> con el objeto de contar con condiciones operativas que garanticen adecuados niveles de confiabilidad, calidad y seguridad en el sistema tanto en condiciones de operación estable como ante contingencias. El plan de expansión supone el uso del gas natural como fuente primaria de generación en el área de Guayaquil.

El cambio de tipo de combustible **está supeditado a la construcción del gasoducto desde el campo Amistad hacia la ciudad de Guayaquil por parte de Petroecuador EP y la disponibilidad de gas natural tomando en consideración la estacionalidad asociada a la generación hidroeléctrica**.

#### iv. La Transmisión

La unidad de negocios TRANSELECTRIC, es la encargada de transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hacia los centros de distribución, mediante la operación, mantenimiento y expansión del Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

El SNT cuenta con 47 subestaciones (incluye 3 móviles) con una capacidad de transformación de 9.370 MVA y 4.065 km de líneas: 1.285 km en líneas de 230 kV y 807 km en líneas de 138 kV (Doble Circuito) y 855 km en líneas de 230 kV y 1.122 km en líneas de 138 kV (Simple Circuito).

**El SNT presenta problemas específicos en ciertas zonas que registran niveles de tensión** en determinadas condiciones operativas que se encuentran por debajo de los mínimos establecidos, así como instalaciones que operan con **niveles de carga superior** a lo indicado por la normativa. La **zona norte del país es en la actualidad deficitaria** en cuanto a oferta de energía, dependiendo la seguridad

<sup>36</sup> El residuo es una especie de combustible obtenido a partir de la refinación del petróleo, pero que no alcanza un grado mayor de purificación. Empleado por centrales como El Descanso, Generoca, Guangopolo, Quevedo II, Sacha, La Propicia, Selva Alegre, Manta II, Miraflores, y TPP.

<sup>37</sup> En Septiembre de 2011, la CELEC EP reubicaron a 6 turbinas de 20 MW de capacidad cada una, desde la Central Pascuales, provincia del Guayas, a Bajo Alto, en la provincia de El Oro. El proyecto tuvo como propósito el cambio de combustible de las turbinas de diesel a gas natural.

<sup>38</sup> En el 2012, la CELEC realizó el estudio denominado: "Análisis de la conversión de la generación de seguridad en la zona de Guayaquil para la utilización de gas natural del golfo durante el periodo 2013 – 2023", en el cual se determina la mínima generación que deberá operar en el área de Guayaquil.

del suministro en gran parte de la confiabilidad operativa de la línea de transmisión 230 kV Totoras – Santa Rosa, cuando no se dispone de la energía importada de Colombia.

Por otra parte, la demanda de energía de CNEL Regional Sucumbíos que atiende a las provincias nororientales de Orellana y Sucumbíos, es suministrada actualmente desde el S.N.I. a través de la línea de transmisión de 138 kV Tena – Francisco de Orellana, sin que se logre cubrir toda su demanda, por lo que es necesario la operación de unidades termoeléctricas en esa zona. Siendo además, la confiabilidad operativa de esta interconexión deficiente debido a las condiciones atmosféricas y de vegetación de la zona por la que atraviesa la línea de transmisión.

Adicionalmente, las empresas petroleras ubicadas en esta zona del país, consumen para su abastecimiento eléctrico, grandes cantidades de combustible.

Al igual que en la generación, el sector de transmisión se enmarca en un proceso de planificación y ejecución de nuevos proyectos por parte del Estado. El plan de equipamiento del Sistema Nacional de Transmisión para el periodo 2013 - 2022., procura responder a diversos objetivos: abastecer el crecimiento de la demanda en diferentes zonas del país, incrementar los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad, posibilitar la incorporación de la nueva generación al sistema, mejorar las condiciones operativas y de despacho del SNI.

Para dar efecto a la necesidad de un nuevo sistema de transmisión se ha planificado la construcción de una línea de 500 kV que une básicamente los dos centros de carga más importantes del país como son Quito y Guayaquil además de otros proyectos que ya se han puesto en marcha. La producción de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica en construcción, especialmente Sopladora (487 MW) y Coca Codo Sinclair (1.500 MW), permitirá desplazar generación térmica, principalmente la existente en la ciudad de Guayaquil, y requiere de un sistema de transmisión de capacidad suficiente para evacuar la energía de dichos proyectos.

Para el caso de las interconexiones se establece aumentar la capacidad de conexión tanto para Colombia como para el Perú. Para el caso de Colombia se planificó la construcción de una segunda línea de interconexión que en conjunto con la existente tendrá una capacidad de 500 MW, adicional a esto se plantea la ejecución del proyecto de interconexión Ecuador-Colombia a 230 kV tercer circuito que serán de gran beneficio para el país tomando en cuenta las nuevas condiciones de generación eléctrica local.

Para el caso de Perú se planifica aumentar la capacidad existente de 100 a 250 MW en dos etapas que comprenden la construcción y operación de estaciones convertidoras back to back para eliminar los incrementos significativos de transferencias energéticas.

Para las dos posibilidades de interconexión el principal objetivo que persigue la reforma del sector está orientado a la exportación de energía a los países vecinos.

**Aspectos a tener en cuenta:**

De igual forma que para el sector de la generación existe la predisposición para su mejoramiento y expansión, aparecen nuevamente los aspectos vinculados al financiamiento de los proyectos debido al impacto de los mismos en los recursos del Estado, siendo éste el principal accionista de los nuevos proyectos.

La reprogramación en la ejecución de las obras puede generar importantes cuellos de botella tanto en la concreción como el correcto despacho de los nuevos proyectos. Como la consecución de uno de los objetivos centrales del plan de electrificación, que implica la transformación del sector eléctrico en un sector superavitaria y exportador.

## **v. Energías Renovables**

Ecuador posee un enorme potencial de fuentes renovables para generación eléctrica, especialmente hidroelectricidad. Asimismo, existe un potencial importante en energías renovables no convencionales como solar, eólico y en menor medida geotermia.

### *Potencial hidroeléctrico*

Como se indicó previamente, Ecuador está dividido en dos vertientes hidrográficas: la del Pacífico y la del Amazonas; esto se debe a que La Cordillera de Los Andes divide al territorio continental en las dos redes fluviales o vertientes antes indicadas. Se estima un potencial teórico<sup>39</sup> de aproximadamente 90.976 MW (vertiente del Amazonas: 66.501 MW y vertiente del Pacífico: 24.475 MW). Existen 11 sistemas hidrográficos (de los 31 existentes) sobre las cuales se tiene un mayor interés, con un potencial hidroeléctrico teórico 73.390 MW, un potencial hidroeléctrico técnicamente aprovechable de 30.865 MW y un potencial hidroeléctrico técnica y económicamente aprovechable de 21.903. **Actualmente hay en operación un poco más del 10% de la potencia técnica y económicamente aprovechable.**

### *Energía eólica*

A principios del 2013, el MEER concluyó la ejecución del “Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica. Según lo que indica el Atlas Eólico, el potencial eólico bruto<sup>40</sup> es de 1.671 MW con una generación media de 2.869 GWh/año y con relación al potencial eólico factible<sup>41</sup> a corto plazo se estima en 988 MW con una generación media de 1.697 GWh/año.

A los proyectos Villonaco (16,5 MW), ubicado en la provincia de Loja y Baltra (2,25 MW), como potencial referencial se puede incluir:

- Huascachaca, 30 MW;
- Villonaco Fase II (Ducal - Membrillo), 50 MW;
- Salinas, 15 MW;
- García Moreno, 15 MW;
- Las Chinchas, 10,5 MW;
- Santa Cruz/Baltra, 3 MW.

<sup>39</sup> Calculado con caudales medios.

<sup>40</sup> El potencial eólico bruto considera todos los sitios bajo 3500 m.s.n.m., con velocidades mayores a 7m/s.

<sup>41</sup> El potencial eólico factible adicionalmente a las restricciones incorporadas en el potencial eólico bruto considera los sitios que están a una distancia menor o igual a 10 km de la red eléctrica y carreteras.

---

### *Energía solar*

Con respecto a la energía solar, el ARCONEL publicó en el año 2008 el Atlas Solar del Ecuador, que incluye la cuantificación del potencial solar disponible y sus posibilidades de generación eléctrica.

Por medio de programas como Euro-Solar y el fondo FERUM, se impulsó el aprovechamiento solar para generación de energía eléctrica en zonas rurales alejadas de las redes de distribución. A través de un convenio regional suscrito en el 2006 entre la Unión Europea y 8 países de Latinoamérica, entre ellos Ecuador, nace el Programa Euro-Solar. Este programa tiene entre sus metas mejorar las condiciones de vida en los aspectos de salud, educación y telecomunicaciones de 91 comunidades rurales del país, mediante el acceso a una fuente de energía eléctrica renovable. Las 91 comunidades están localizadas en las provincias de Guayas, Morona Santiago, Pastaza, Orellana, Napo, Sucumbíos y Esmeraldas.

### *Geotermia*

Ecuador se encuentra en el cinturón de fuego del Pacífico y existen posibilidades de aprovechamientos geotérmicos. Este desarrollo se abandonó hace mucho tiempo y se ha retomado recientemente, debiendo avanzarse con los estudios respectivos. El potencial geotérmico hipotético total del Ecuador: 6.500 MWe. El potencial geotérmico hipotético de los prospectos geotérmicos: Tufiño - Chiles (138 MWe), Chachimbiro (113 MWe), Chalupas (283 MWe) y Chacana (418 MWe)

Como puede observarse, se dispone de un alto potencial de recursos geotérmicos, sin embargo, aún no se dispone de ninguna central de generación de este tipo.

### *Biomasa*

En el Ecuador ya se han instalado algunas centrales térmicas a biomasa, principalmente en base a la utilización del bagazo de caña en el sector privado. Las más importantes son Ecoelectric (36,5 MW, utiliza bagazo y otros residuos agrícolas), San Carlos (35 MW) y Ecudos (29,8 MW).

Los recursos de biomasa del Ecuador son abundantes. Ha sido estimados en base a los residuos agroindustriales y forestales (follaje y residuos madereros), un potencial de 230000 TJ/año de producción. Se ha estimado en el marco del Estudio Básico del Potencial bioenergético de los residuos agrícolas del Ecuador, cuyo objetivo es diagnosticar el potencial energético de los residuos de cultivos agrícolas que permitirá el desarrollo de proyectos de generación eléctrica y de procesos industriales a través de fuentes de renovables.

### *Legislación*

Ecuador aplica una política pública de precios preferentes (ver tabla 1.8.) por la utilización de fuentes renovables no convencionales para producción de electricidad, dicha promoción se estableció mediante la Regulación No. CONELEC – 004/11 con el objetivo del establecimiento de precios preferenciales, periodo de vigencia y forma de despacho de energía, por los generadores que utilicen fuentes renovables no convencionales y comprenden las siguientes: eólica, biomasa, fotovoltaica, geotermia, corrientes marinas y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada La Regulación 004/11 garantizaba precios establecidos por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante hasta antes del 31 de diciembre de 2012.

**Tabla 1.8. Precios preferentes para fuentes renovables (004/11)**

Tecnología	Continental cUSD/kWh	Insular de Galápagos cUSD/kWh
<b>EÓLICAS</b>	9.13	10.04
<b>FOTOVOLTAICAS</b>	40.03	44.03
<b>BIOMASA Y BIOGAS &lt; 5 MW</b>	11.05	12.16
<b>BIOMASA Y BIOGAS &gt; 5 MW</b>	9.60	10.56
<b>GEOTÉRMICAS</b>	13.21	14.53
<b>HIDROELÉCTRICAS 1-10MW</b>	7.17	
<b>HIDROELÉCTRICAS 10 -30MW</b>	6.88	
<b>HIDROELÉCTRICAS 30 -50MW</b>	6.21	

Fuente: ARCONEL.

La Regulación además asegura de manera obligada y preferente el despacho de la energía a base de recursos renovables no convencionales, pero con un límite del 6% de la capacidad instalada y operativa del SNI, a excepción de las hidroeléctricas, biomasa y geotérmicas, las que no tienen esta limitación. Existe la posibilidad de un despacho preferente sobre el 6% en el caso que se dicten políticas de subsidio o compensación tarifaria por parte del Estado.

La Regulación CONELEC 004/11 fue emitida en abril del 2011, a la fecha del 29 de noviembre del 2012 ya el cupo para ERNC había sido totalmente asignado.

A posteriori entró en vigencia la nueva regulación No. 001/13 que busca priorizar la participación de las otras tecnologías renovables, ya que en la primera normativa se tuvo una masiva participación de generadores fotovoltaicos y ha puesto en marcha la política a tal fin. La nueva regulación tiene un periodo de vigencia de 15 años. Se contabilizará a partir de la suscripción del título habilitante o registro, cuyo límite es hasta el 31 de diciembre de 2016 y cuenta con precios a reconocerse.

**Tabla 1.9. Precios preferentes para fuentes renovables (1/13)**

Tecnología	Continental cUSD/kWh	Insular de Galápagos cUSD/kWh
<b>Eólicas</b>	11,74	12,91
<b>Solar Termoeléctrica</b>	25,77	28,34
<b>Corrientes Marinas</b>	32,43	35,67
<b>Biomasa y Biogás</b>	11,08	12,19
<b>Geotérmicas</b>	13,81	15,19

Tecnología	cUSD/kWh
<b>Centrales Hidroeléctricas hasta 10 MW</b>	7,81
<b>Centrales Hidroeléctricas mayores a 10 MW hasta 30 MW</b>	6,86
<b>Centrales Hidroeléctricas mayores a 30 MW hasta 50 MW</b>	6,51

Fuente: ARCONEL.

Los proyectos que pretendan acogerse a la regulación 001/13, deberán tener en cuenta el cupo por tecnología disponible, antes que la entidad encargada quiera otorgar los Títulos Habilitantes y Registros. En la tabla se indica el cupo por tecnología de generación.

**Tabla 1.10. Cupo por tecnología de generación**

Tecnología	Potencia
Eólicas (terrestres y marinas)	100
Solar Termoeléctrica	10
Corrientes Marinas	5
Biomasa y Biogás	100
Geotérmicas	200

Fuente: ARCONEL.

Se excluyen de estos cupos, a los proyectos de generación hidroeléctrica.

En el caso de los proyectos menores a 1 MW se plantean algunas exigencias adicionales, la capacidad de los proyectos de estas características no podrán superar el 6% de la demanda máxima de la distribuidora del año inmediato anterior. También se establece como condición necesaria que un proyecto de estas características deberá estar ubicado como mínimo a una distancia de 1 km respecto a otros proyectos similares dentro del área de concesión.

**Aspectos a tener en cuenta:**

Uno de los principales aspectos a tener en cuenta en el desarrollo de las energías renovables no convencionales, es cuál es el impacto de esta normativa en la posibilidad de obtención de financiamiento. Se está analizando algún otro tipo o mecanismo de incentivo fiscal?

En el caso de los precios preferentes fijados por la resolución 004/2011. Como ha sido el pago de las liquidaciones?

### 1.1.3. Demanda de Energía Eléctrica<sup>42</sup>

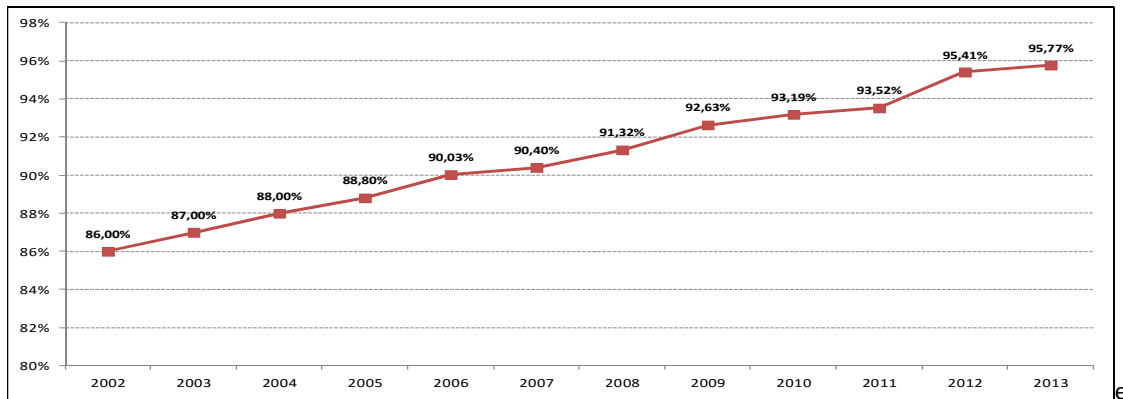
#### *i. Cobertura Eléctrica*

La cobertura del servicio eléctrico estimado al 2013 es de 95,77%, como puede observarse en el gráfico 1.9. , hay un continuo y sostenido incremento del acceso a la energía eléctrica.

De acuerdo al censo 2010 desarrollado por el INEC, la cobertura del servicio eléctrico es del 96,2% (96,1% red y 0,1% panel solar) de las viviendas urbanas, 88,2% de viviendas rurales (88% red y 0,2% panel), resultando un 93,4% (93,2% red de distribución y 0,2% panel solar) para el total de viviendas del país. Aparte de las mínimas proporciones de generador propio y otros, las viviendas sin ningún tipo de servicio eléctrico representan el 2,2% del total en área urbana, 10,5% de las viviendas rurales y el 5,2% resultante para el total del país. Esto significa en términos absolutos que cerca de 196.000 viviendas no contaban con electricidad en el país, 54.000 en zonas urbanas y 142.000 rurales.

<sup>42</sup> Complementando esta información, en el Anexo 2, Puntos: 1.3 Producción de Energía Secundaria; 1.4 Importación y Exportación de Energía Primaria y Secundaria; y 1.5 centros de Transformación (i. Centrales Eléctricas, y ii. Autoprodutores), se presenta información extraída de la serie reciente del BEN de Ecuador.

Gráfico 1.9. Evolución de la cobertura eléctrica 2002 - 2013



v02, Pérdidas - Cobertura

Fuente: ARCONEL, Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2013  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Pérdidas – Cobertura

Tabla 1.11. Evolución de la cobertura eléctrica 2002 - 2013

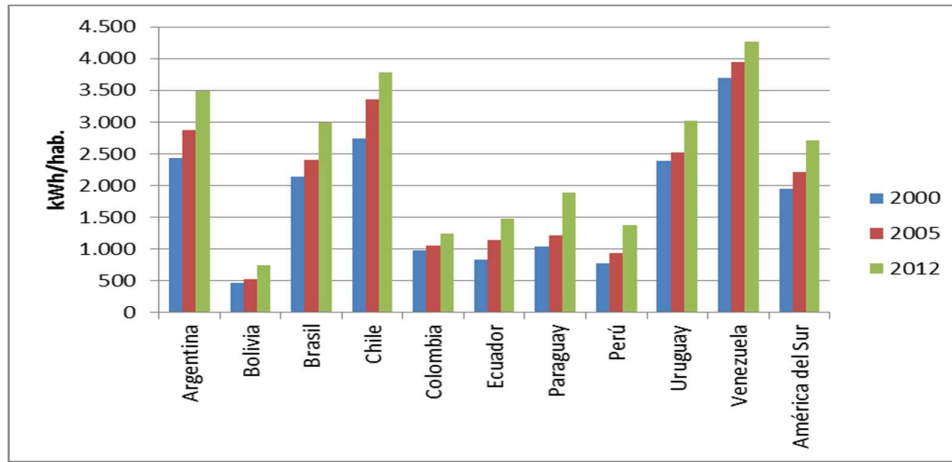
Año	Cobertura
2002	86,00%
2003	87,00%
2004	88,00%
2005	88,80%
2006	90,03%
2007	90,40%
2008	91,32%
2009	92,63%
2010	93,19%
2011	93,52%
2012	95,41%
2013	95,77%

Fuente: ARCONEL, Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2012  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja: Pérdidas – Cobertura

De acuerdo a los planes y en función de los mecanismos de electrificación se espera superar el 99% en el año 2032.

En cuanto al consumo final de energía per cápita, el ARCONEL indica que “ha crecido a una tasa de crecimiento anual promedio de 5,24%, durante la última década, pasando de 707,45 (kWh/hab) en el 2002, a 1.210,2 (kWh/hab) en el 2011 ocupando niveles bajos en relación a otros países de la región”, según se observa en el gráfico siguiente 1.10.

Gráfico 1.10. Consumo per cápita (kWh/hab), diversos países de la región. Año 2012



Fuente: CIER, 2013. Síntesis Informativa Energética de los países de la Región (datos 2012)  
 Archivo xls Gráficos Informe v02, Consumo per cápita

Tabla 1.12. Consumo per cápita (kWh/hab), diversos países de la región

País	2000	2005	2012
Argentina	2438	2871	3496
Bolivia	468	521	744
Brasil	2142	2402	2987
Chile	2748	3358	3781
Colombia	983	1058	1242
Ecuador	839	1147	1487
Paraguay	1044	1212	1884
Perú	776	937	1370
Uruguay	2386	2518	3027
Venezuela	3697	3940	4262
América del Sur	1946	2208	2706

Fuente: CIER, 2013. Síntesis Informativa Energética de los países de la Región (datos 2012)  
 Archivo xls Gráficos Informe v02, Consumo per cápita

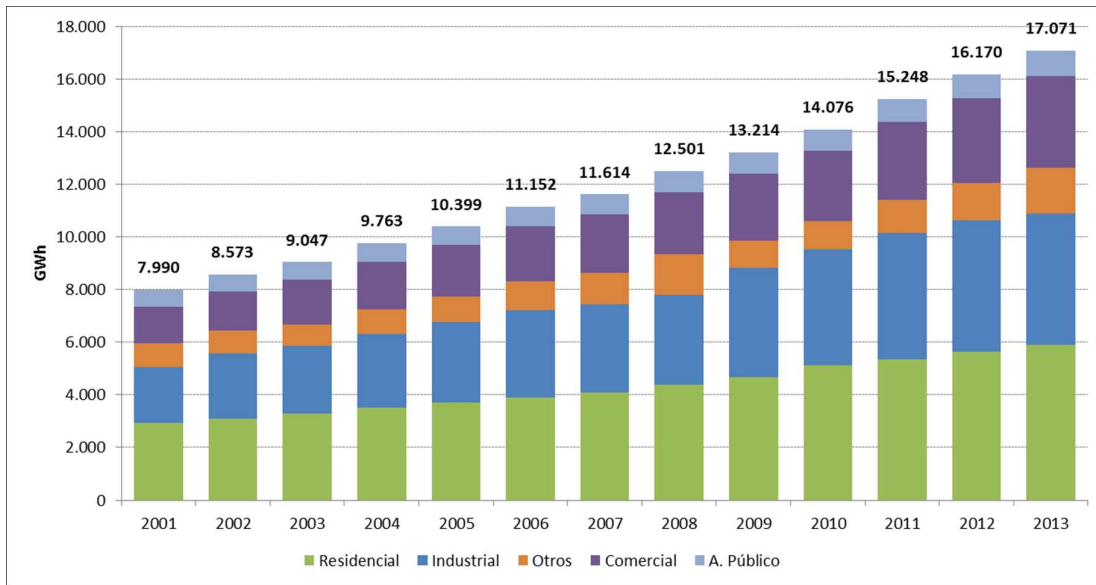
ii. **Evolución de la energía facturada y clientes<sup>43</sup>**

Como puede observarse en el gráfico 1.11. la energía facturada total de Ecuador muestra una tendencia creciente en todo el período, presentando un mayor crecimiento en los últimos cinco años.

<sup>43</sup> Complementando esta información, en el Anexo 2, Punto 2.3 Consumo Final Energético por fuentes, se presenta información extraída de la serie reciente del BEN de Ecuador.



Gráfico 1.11. Evolución de la energía eléctrica facturada por tipo de cliente 2001 – 2013



Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL 2013  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Demanda

Tabla 1.13. Evolución de la energía eléctrica facturada por tipo de cliente 2001 – 2013

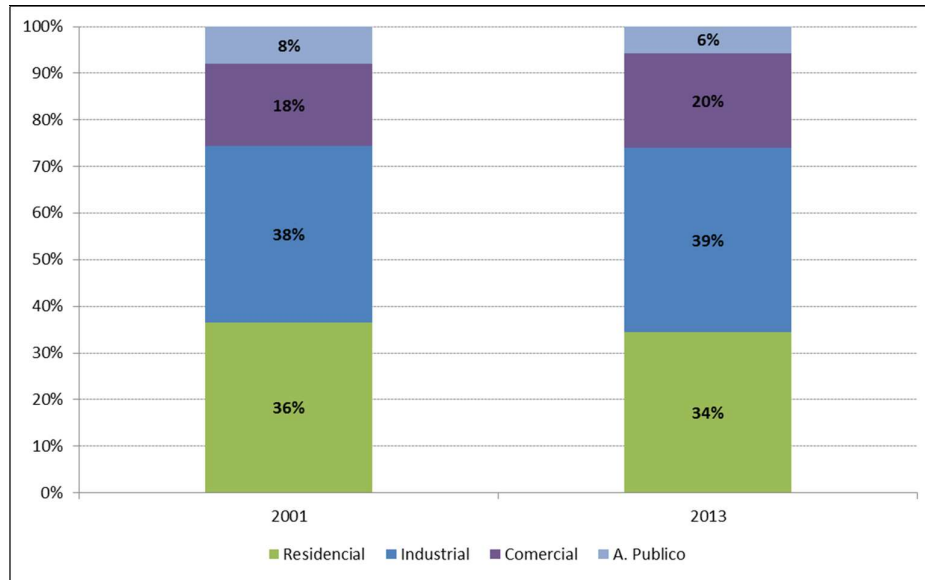
Energía Facturada						
Año	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	A. Público	Total
2001	2.916	1.412	2.139	889	634	9.991
2002	3.098	1.457	2.460	894	664	10.575
2003	3.270	1.700	2.590	812	675	5.777
2004	3.516	1.819	2.793	938	697	6.247
2005	3.702	1.966	3.052	963	716	6.697
2006	3.896	2.113	3.333	1.069	741	7.256
2007	4.095	2.205	3.332	1.217	765	7.519
2008	4.385	2.368	3.418	1.524	806	8.116
2009	4.672	2.528	4.148	1.046	820	8.542
2010	5.114	2.672	4.417	1.061	812	8.962
2011	5.351	2.955	4.798	1.261	883	9.897
2012	5.624	3.209	5.012	1.412	913	10.546
2013	5.881	3.486	5.013	1.728	963	19.084

Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL 2013  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Demanda

En el gráfico 1.12. se puede observar que la composición del mercado de distribución eléctrica en dos años de corte, permanece casi constante, notándose que si bien el sector residencial va dejando lugar al desarrollo de otros sectores, representa en conjunto con el sector industrial más del 70% de la energía facturada del Ecuador en todo el período

La categoría que ha experimentado el mayor crecimiento es la categoría industrial con un 94%, mientras que la categoría comercial experimentó un crecimiento del 89%, seguida de la categoría residencial con un 72%, la categoría de otros con un 74% y la categoría con menor crecimiento ha sido la categoría de alumbrado público con un 35%

**Gráfico 1.12. Participación de los sectores en la demanda de energía eléctrica 2001 – 2013**



Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL 2013  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Demanda 3

**Tabla 1.14. Participación de los sectores en la demanda de energía eléctrica 2001 – 2013**

Sector	Participación	
	2001	2013
Residencial	36,5%	34,5%
Industrial	37,9%	39,5%
Comercial	17,7%	20,4%
A. Público	7,9%	5,6%

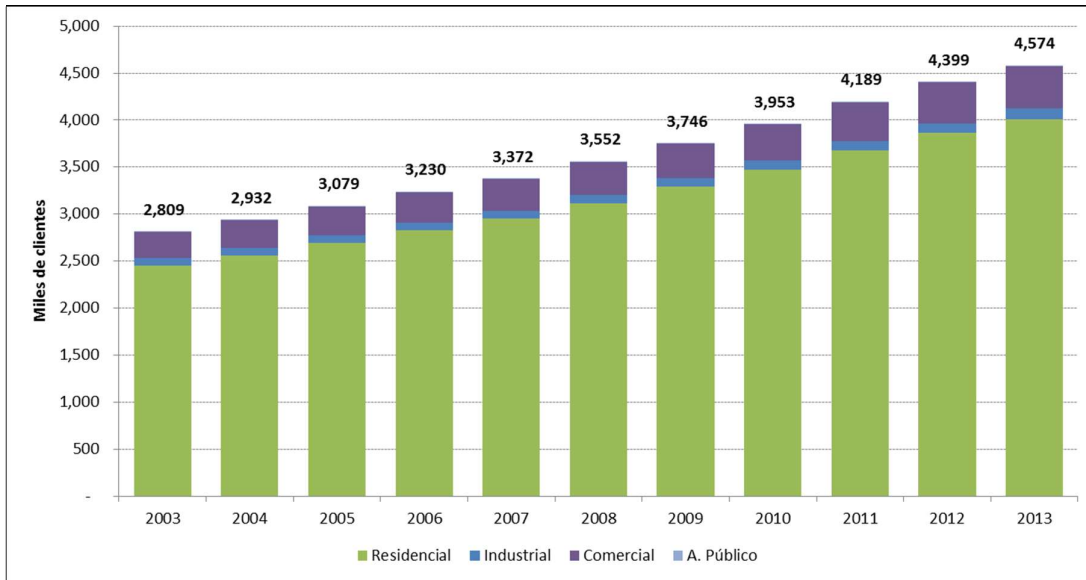
Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL 2013  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Demanda 3

Del total de energía eléctrica facturada las empresas de distribución Eléctrica de Guayaquil y E.E. Quito concentran un poco más del 50%, mientras la energía facturada por CNEL alcanza un 33% del total.

A diciembre de 2013, el total de clientes regulados de las distribuidoras fue de 4.574.361 (ver gráfico 1.13), los cuales se dividen en: 4.010.640 del sector residencial, 445.946 del sector comercial 49.204 del sector industrial, 308 del alumbrado público, 68.263 otros clientes. Los clientes no regulados suman 59, de los cuales 58 pertenecen al sector industrial<sup>44</sup>.

<sup>44</sup> ARCONEL, Clientes de suministro anual disponible en WEB.

Gráfico 1.13. Evolución del número de clientes 2001 – 2013



Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL 2013  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Demanda

Tabla 1.15. Evolución del número de clientes 2001 – 2013

Año	Número de Clientes				Total
	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	
2003	2455	280	74	0,354	2809,4
2004	2563	293	76	0,357	2932,4
2005	2692	308	79	0,402	3079,4
2006	2826	321	83	0,424	3230,4
2007	2949	336	86	0,762	3371,8
2008	3110	351	91	0,486	3552,5
2009	3289	368	89	0,349	3746,3
2010	3471	387	95	0,361	3953,4
2011	3676	414	99	0,364	4189,4
2012	3864	432	103	0,211	4399,2
2013	4010,6	446	117	0,308	4573,9

Fuente: elaboración propia en base a datos de ARCONEL 2013  
Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Demanda

En el gráfico 1.13, se puede observar el número de clientes por grupo de consumo y la variación decenal 2003 - 2013, resaltando el crecimiento de alrededor del 63% del sector residencial y un crecimiento del 59% del número de clientes comerciales, el número de clientes industriales que creció en un 58%, mientras que el número de clientes de alumbrado público se redujo en un 13%, este último experimentó modificaciones por la aplicación de la nueva regulación.

Analizando la cantidad de clientes por distribuidora, en este caso las empresas de Guayaquil y Quito concentran, a diferencia de lo ocurrido con las ventas, el 35% de los clientes, lo cual genera un

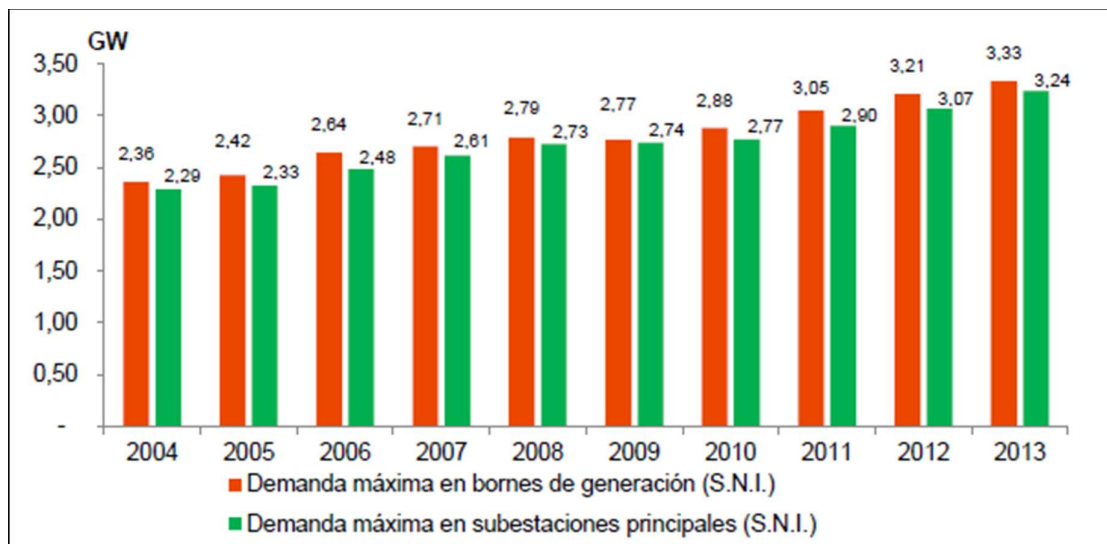
consumo promedio por cliente de los más altos del país. En el caso de CNEL alcanza un valor similar al facturado con un 36%.

La electrificación rural fomentada desde las autoridades ecuatorianas se inicia en 1973 con la creación del Fondo de Electrificación Rural. Posteriormente se regula mediante la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, que crea el Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM), en marcha desde 1998. El FERUM es la principal medida de promoción de la electrificación rural.

### iii. Demanda máxima

El ARCONEL indica que la demanda máxima, es la sumatoria de las demandas máximas coincidentes, medida a la salida de las centrales de generación. Esta demanda tuvo un crecimiento del 2012 al 2013 del 3,74% (gráfico 1.14), mientras que en el periodo 2004 - 2013 creció 41,1% es decir, un promedio anual del 4,11%.

Gráfico 1.14. Evolución de la Demanda Máxima 2003 – 2013



Fuente: ARCONEL- Estadística del sector eléctrico Ecuatoriano 2013.

### iv. Pérdidas de Energía

Un aspecto importante a considerar es el de las pérdidas de distribución, ya que es en gran medida un indicador de la capacidad de gestión de las empresas. En la tabla 1.16. se refleja la evolución de las pérdidas por empresa

Tabla 1.16. Evolución del porcentaje de pérdidas de electricidad por empresa

GRUPO EMPRESAS	DISTRIBUIDORA	AÑO									
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Corporación Nacional de Electricidad	CNEL-Bolívar	22,32	18,34	19,85	20,84	19,61	16,71	16,66	12,64	10,28	10,53
	CNEL-EI Oro	29,75	30,35	29,05	28,15	22,91	20,49	19,05	18,28	16,96	15,91
	CNEL-Esmeraldas	29,07	30,42	32,17	32,10	29,13	26,95	28,00	25,49	23,06	21,79
	CNEL-Los Ríos	27,82	30,27	29,40	33,12	26,30	27,57	30,46	31,20	25,25	26,34
	CNEL-Manabí	35,24	39,53	41,19	41,24	40,66	37,24	34,78	29,27	25,83	24,45
	CNEL-Milagro	33,59	34,42	33,65	32,63	29,76	27,13	24,80	22,95	20,46	18,49
	CNEL-Sta. Elena	30,55	28,82	23,73	21,22	19,60	18,04	15,88	16,98	17,22	16,69
	CNEL-Sto. Domingo	19,56	18,46	17,45	17,36	15,83	13,01	11,25	10,62	10,30	10,47
	CNEL-Sucumbios	35,81	38,07	35,07	40,30	34,54	27,11	22,78	22,30	21,56	21,34
	CNEL-Guayas Los Ríos	38,23	35,38	34,92	36,28	32,78	25,52	22,81	21,78	20,05	17,22
Total Corporación Nacional de Electricidad		32,48	33,04	32,67	32,75	30,15	26,50	24,67	22,72	20,53	19,11
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	16,00	13,76	13,59	11,80	10,45	9,04	8,53	7,82	7,48	6,20
	E.E. Azogues	7,58	6,05	5,01	5,18	5,44	5,21	5,04	5,04	4,30	4,85
	E.E. Centro Sur	8,24	9,42	8,89	9,44	6,75	6,02	7,23	6,75	6,81	6,75
	E.E. Cotopaxi	15,07	12,28	12,11	12,18	10,62	9,39	8,35	7,06	5,94	5,77
	E.E. Galápagos	8,09	7,84	9,66	5,38	7,09	7,87	9,13	7,69	7,49	7,22
	E.E. Norte	16,19	14,58	13,91	12,77	11,30	10,74	10,99	9,66	10,06	11,16
	E.E. Quito	15,27	13,24	11,12	9,93	9,14	7,21	7,91	6,75	6,40	6,06
	E.E. Riobamba	16,67	16,04	16,51	15,28	14,98	14,61	13,17	11,86	12,09	10,24
	E.E. Sur	14,45	13,86	13,56	12,80	12,32	12,07	12,50	10,56	10,25	11,26
	Eléctrica de Guayaquil	24,49	24,91	25,13	23,09	21,10	18,65	16,81	14,74	13,67	12,14
Total Empresas Eléctricas		18,64	17,94	17,27	15,82	14,33	12,53	11,99	10,46	9,83	9,04
TOTAL NACIONAL		23,01	22,76	22,25	21,42	19,61	17,31	16,33	14,73	13,60	12,62

Fuente: ARCONEL Estadística del sector eléctrico Ecuatoriano 2013.

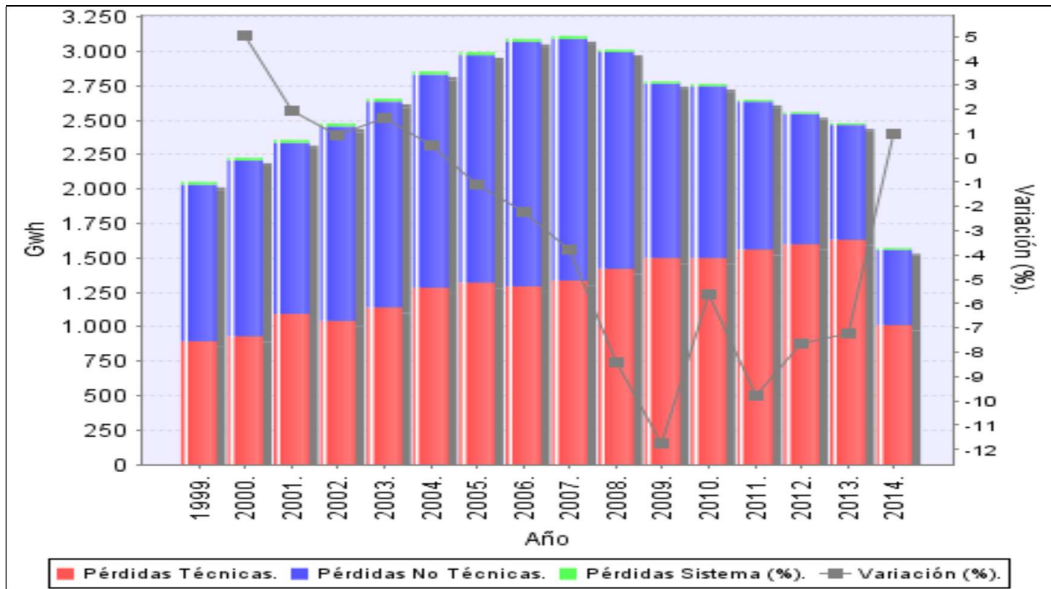
Las pérdidas totales de toda la red de distribución (ver gráfico 1.15.) a nivel nacional han sido reducidas de manera sostenida desde el máximo de 23% en el 2004 hasta el 12,62% en el 2013, aunque siguen siendo aún altas, sobre todo las pérdidas no técnicas en varias empresas distribuidoras que aún mantienen cifras muy elevadas, en particular aquellas que forman parte de CNEL.

**El MEER estima que por cada punto en porcentaje de disminución de pérdidas de energía, el país evita al año alrededor de 20 millones de dólares.**

Las pérdidas no técnicas de energía por distribución registraron un crecimiento sostenido hasta el 2006, proporcional al crecimiento de energía disponible, manteniéndose un porcentaje de pérdidas de alrededor del 12,7% de la energía disponible en el sistema. Desde 2007 hasta el 2013, las pérdidas se reducen considerablemente tanto en valor absoluto como en proporción a la energía entregada, logrando índices del 5,08% de pérdidas, en relación al total de energía disponible para distribución.

En el año 2013 el 12,62% de pérdidas totales a nivel nacional, se dividían aproximadamente en un 66% en pérdidas técnicas y un 34% restante debido a pérdidas no técnicas.

Gráfico 1.15. Pérdidas anuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)



Fuente: ARCONEL Estadística del sector eléctrico Ecuatoriano 2013.

Tabla 1.17. Pérdidas anuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)

Año	Medidas			
	Pérdidas Técnicas	Pérdidas No Técnicas	Pérdidas Sistema (%)	Variación (%)
Todos	20.558,49	20.772,63	18,56 %	
1999	894,05	1.137,7	20,83 %	
2000	930,54	1.276,38	21,89 %	5,06 %
2001	1.092,77	1.241,32	22,31 %	1,92 %
2002	1.04,27	1.410,92	22,51 %	0,92 %
2003	1.140,91	1.492,5	22,89 %	1,67 %
2004	1.282,43	1.548,88	23,01 %	0,53 %
2005	1.32,15	1.650,22	22,76 %	-1,08 %
2006	1.292,72	1.776,18	22,25 %	-2,23 %
2007	1.335,65	1.754,18	21,42 %	-3,76 %
2008	1.421,21	1.571,87	19,61 %	-8,41 %
2009	1.499,1	1.266,17	17,31 %	-11,77 %
2010	1.499,79	1.247,64	16,33 %	-5,64 %
2011	1.560,95	1.073,13	14,73 %	-9,80 %
2012	1.599,12	946,94	13,60 %	-7,67 %
2013	1.632,57	832,69	12,62 %	-7,22 %
2014	1.012,48	545,91	12,74 %	1,00 %

Fuente: ARCONEL Estadística del sector eléctrico Ecuatoriano 2012  
 Archivo xls Gráficos Informe v02, Hoja Pérdidas

Estos valores, indican que el sector está logrando avances en la reducción de pérdidas de energía y aumentando la eficiencia del sistema de transmisión y distribución. Los mayores avances se han realizado en la prevención y reducción de pérdidas no técnicas de los sistemas de distribución.

---

#### **v. Programas de eficiencia energética**

Dentro del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se cuenta con la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética; y a su vez dentro de esta Subsecretaría, se creó la Dirección Nacional de Eficiencia Energética, que es la dependencia directamente a cargo de esta función. Adicionalmente en 2012 se creó el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER), como una instancia de apoyo científico - técnico al MEER, para el desarrollo de políticas y proyectos en el campo de la eficiencia energética.

En lo que respecta al consumo de energía eléctrica, los programas que se han analizado y se están llevando adelante son:

##### **a) Sustitución de refrigeradores**

El proyecto prevé la sustitución de 330.000 refrigeradores (mayor de 10 años de uso entre 280 y 340 lts) por otros de rango A dentro de las áreas servidas por las 20 distribuidoras, siendo beneficiarios de este programa, usuarios del servicio eléctrico por red que pertenecen al sector residencial y consumen hasta 200 kWh/mes<sup>45</sup>.

Desde el inicio del Programa, hasta el 31 de diciembre de 2014 las Empresas Eléctricas de Distribución, receptaron un total de 72.733 solicitudes de posibles beneficiarios del proyecto, realizándose la sustitución de 51.145 refrigeradoras a nivel nacional, lo que produce un ahorro aproximado de 33.755,7 MWh al año de electricidad. Se estima que más de 190.000 personas se han beneficiado de la manera directa.

##### **b) Eficiencia energética en la actividad industrial**

El MEER, se encuentra implementando el Proyecto Eficiencia Energética para la Industria conjuntamente con la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI).

El proyecto se desarrolla en el período 2011-2015 y presenta los siguientes logros y avances a diciembre de 2014:

Gerentes y directivos de industrias reciben sensibilización en los sistemas de Gestión de Energía Normalizado (SGEn) en talleres de 1/2 día, meta: 200. A la fecha han participado 228 gerentes y directivos. Meta cumplida.

La reducción del consumo de energía eléctrica tanto en industrias medianas como grandes a partir de la introducción de mejoras y optimización de sus sistemas de gestión diciembre 2014.

---

<sup>45</sup> Los usuarios del Programa RENOVA que tienen un consumo inferior a (110 kW/h al mes en la Sierra y 130 kW/h al mes en la Costa), recibirán un estímulo económico de USD 250, mientras que aquellos usuarios que han tenido consumos inferiores a los 200 kW/h al mes durante los últimos doce meses recibirán USD 200. Los beneficiarios podrán pagar su heladera nueva a una tasa de interés preferencial de 5% anual y un plazo máximo de tres años, pudiéndose optar si se paga el crédito a 12, 24 o 36 meses, a través de su factura de consumo eléctrico.

**Tabla 1.18. Ahorros en Electricidad**

ELECTRICIDAD	
Ahorro (USD)	1.490.494
Ahorro (MWh)	16.559
Meta proyecto (MWh)	19.375
Nivel alcanzado de la meta	85%

Fuente: Dirección Nacional de Eficiencia Energética (DNEE). 2015. Informe de Rendición de Cuentas 2014. DNEE, MEER (Pag 4)

**Tabla 1.19. Ahorros en Combustibles**

COMBUSTIBLES			
Energético	DIESEL	GLP	BUNKER
Ahorro (USD)	3.284.995	35.313	192.767
Ahorro obtenido	3.284.995 (gal/año)	61.095 (kg/año)	264.427 (gal/año)
Ahorro obtenido en GJ	457.361	2.707	37.549
Ahorro obtenido en GJ (Total)	497.617		
Meta proyecto (GJ)	75.000		
Nivel alcanzado de la meta	663%		

Fuente: Dirección Nacional de Eficiencia Energética (DNEE). 2015. Informe de Rendición de Cuentas 2014. DNEE, MEER (Pag. 4)

c) Distribución de cocinas

El MEER formuló un plan de sustitución de cocinas de gas por cocinas eléctricas eficientes de inducción. Este plan permitirá una fuerte sustitución del GLP por energía eléctrica, con un importante impacto en las finanzas públicas debido a la reducción del subsidio al GLP y un cambio drástico en la matriz de consumo del sector residencial.

El Plan de Migración del consumo de GLP a electricidad, iniciará en el 2015, para lo cual las empresas eléctricas deberán preparar su infraestructura para poder suministrar el servicio con este incremento de carga y con la confiabilidad de servicio que se requiere.

Para estos propósitos, el Programa busca sustituir el uso de gas licuado de petróleo (GLP) por electricidad para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua para uso sanitario en el sector residencial del país, mediante la introducción masiva de cocinas eléctricas de inducción de alta eficiencia en aproximadamente 3 millones de hogares y equipos eléctricos de calentamiento de agua en aproximadamente 750.000 hogares hasta el año 2016, aprovechando la creciente disponibilidad de electricidad generada mayoritariamente a partir de fuentes renovables.

El Programa contempla dos grandes componentes: 1) Fortalecimiento del sistema eléctrico nacional a través del mejoramiento de la red de distribución y, 2) Introducción masiva de cocinas eléctricas de inducción de alta eficiencia y equipos eléctricos de calentamiento de agua.

Para llevar adelante el objetivo el Estado ha establecido cinco importantes incentivos para promover y facilitar que la población migre al uso de la electricidad en sustitución del GLP para cocinar sus alimentos y calentar el agua para uso sanitario: Incentivos tarifarios, financiamiento al usuario, subsidios, incentivo arancelario para importación de equipos e incentivo tributario para comercialización de equipos.



Hasta el 31 de diciembre de 2014 el Programa recibió 113.952 inscripciones de usuarios a través de la web; el registro de ventas con financiamiento del Estado fue de 21.837 unidades para el caso de cocinas de inducción y 453 ventas de juegos de ollas para inducción.

**Aspectos a tener en cuenta:**

El MEER mediante estudios de consultorías está relevando y actualizando la estructura de Usos Finales. ¿Cuál es el estado actual de estos estudios? Se cuenta con la información?.

Si bien se ha realizado gran cantidad de normativa técnica para promover la eficiencia energética no se ha podido ejercer un adecuado control del mercado (i.e. la aduana no impide importaciones de equipos ineficientes). Por otro lado, no hay laboratorios acreditados para poder saber qué calidad energética poseen los equipos fabricados e importados.

Consultar sobre la política de instalación de equipos eléctricos para calentamiento de agua, en particular en la región Sierra y su consecuente impacto sobre la demanda de energía eléctrica.

Tomar en consideración el impacto de las políticas de eficiencia en los escenarios, en especial el impacto de la sustitución de GLP por energía eléctrica para cocción. Se estima que impactaría en promedio con un consumo 100 kWh/mes por cliente poseedor de una cocina eléctrica.

Durante el año 2014, la dirección de Eficiencia Energética ha continuado participando tanto en elaboración como en modificaciones de Reglamentos y Normas Técnicas relacionados a temas de Eficiencia Energética, sumando un total de tres (3) Reglamentos Técnicos y una (1) Norma Técnica que fueron aprobados con carácter de obligatorio y emergente, a continuación su detalle:

**Tabla 1.20. Detalle de nueva normativa relacionada con Eficiencia Energética**

REGLAMENTO/NORMA	Nro.	DESCRIPCIÓN
Reglamentos	RTE INEN 101	"Aparatos electrodomésticos para cocción por inducción" (EMERGENTE)
RTE INEN 138		"Eficiencia energética para ventiladores de motor de potencia eléctrica de entrada entre 125 W y 500 kW".
RTE INEN 247		"Seguridad y eficiencia energética para calentadores de agua eléctricos instantáneos sin acumulación de agua".
Norma	NTE INEN 2851	"Utensilios de cocina. Recipientes domésticos usados sobre hornillas, cocinas o placas de calentamiento. requisitos y métodos de ensayo

Fuente: Elaboración propia en base a normativa disponible

Se encuentra en desarrollo la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) en el capítulo referente a Eficiencia Energética.

Se obtuvo una donación proveniente del Fondo para el Medio Ambiente Mundial, para implementar el proyecto SECURE (Aseguramiento de la Eficiencia Energética en los Sectores Residencial y Público del Ecuador), mismo que realizará varias actividades relacionadas con la eficiencia energética, entre las principales se destacan las siguientes:

- Incrementar el uso de aparatos eléctricos energéticamente eficientes por parte de los sectores público y residencial,
- Ahorro anual de energía eléctrica aproximadamente: 16.800 MWh,
- Fortalecimiento de laboratorios nacionales e infraestructura profesional para cumplimiento y verificación de la eficiencia energética de electrodomésticos,

- Apoyo del gobierno a programas de sustitución como el RENOVA y,
- Elevar la conciencia en los sectores residenciales y públicos sobre los beneficios energéticos que genera la implementación de equipos eficientes.

## 1.2. El sector hidrocarburos

### 1.2.1. La institucionalidad, la normativa y las políticas asociadas

De acuerdo a la Constitución del Ecuador, los recursos naturales energéticos constituyen un sector estratégico y por lo tanto son de propiedad<sup>46</sup> exclusiva del Estado quien tiene la potestad de explotar, gestionar y administrar dichos recursos a través de las diferentes instituciones públicas conformadas para tal efecto.

El sector de hidrocarburos del Ecuador tiene como ente rector y estratégico al Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, ahora Ministerio de Hidrocarburos (MH)<sup>47</sup>, Este Ministerio, es parte del MICSE <sup>48</sup>el cual es encargado de formular y dirigir las políticas públicas y realizar la planificación del Sector. Dos entidades supeditadas a este ministerio, son: la Secretaría de Hidrocarburos, cuya misión es administrar los recursos petroleros y suscribir y gestionar los contratos con las operadoras; y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, encargada de la fiscalización de todas las actividades de la cadena de hidrocarburos.

La Secretaría de Hidrocarburos (creada en 2010) es la encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros, para lo cual define las áreas de operación directa de las empresas públicas y las áreas y actividades a ser delegadas a la gestión de empresas de economía mixta y también a las empresas privadas nacionales e internacionales.

En los últimos años, en el sector petrolero nacional existió una reconfiguración del manejo del recurso petrolero, con lo cual las empresas públicas tomaron el protagonismo de la cadena de valor. EP Petroamazonas es la encargada del manejo del “upstream” hidrocarburífero, es decir la exploración y explotación de los campos de petróleo y gas; mientras que EP Petroecuador es la empresa encargada del “downstream” hidrocarburífero, es decir, el transporte, refinación y comercialización de los combustibles, además de las importaciones y exportaciones de los derivados del petróleo.

La empresa EP Flopec es encargada del transporte marítimo de hidrocarburos<sup>49</sup>. Además, se conformaron dos empresas de naturaleza mixta: Operaciones Río Napo CEM, encargada de la operación del campo Sacha, cuyo paquete accionario le pertenece en un 70% a Petroamazonas EP y el 30% a PDVSA; y, la Refinería del Pacífico CEM, creada para la construcción y operación del complejo refinador en Manabí, cuyo paquete accionario actualmente le corresponde a EP Petroecuador en un 51%, y a PDVSA en un 49%.

<sup>46</sup> Ley de Hidrocarburos, ART. II: Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que lo acompañan, en cualquier estado físico, que se encuentren, en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado.

<sup>47</sup> Ver en Anexo 3. Organigrama del MH.

<sup>48</sup> Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos <https://www.sectoresestrategicos.gob.ec/objetivos/>

<sup>49</sup> Ley de Hidrocarburos, ART. 66. El transporte marítimo de hidrocarburos y derivados deberá efectuarse preferentemente en naves de bandera nacional (...) y considerando la competencia internacional.

### 1.2.2. La oferta de Petróleo y Derivados<sup>50</sup>

El Ecuador con una extensión de 255.970 km<sup>2</sup>, dispone de seis cuencas sedimentarias: Oriente (Napo, Pastaza y Sucumbíos); Guayaquil (Progreso, Santa Elena, Golfo de Guayaquil); Manabí; Esmeraldas (Borbón); Litoral Pacífico (costa afuera) y Cuenca, que abarcan una área de 190.700 km<sup>2</sup> de roca sedimentaria; de éstos, 98.000 km<sup>2</sup> corresponden a la Región Amazónica (51,4%), 77.000 km<sup>2</sup> a la región de la Costa y 25.000 km<sup>2</sup> a la plataforma continental. De estas cuencas sedimentarias solo en las dos primeras se ha demostrado la presencia de hidrocarburos.

La explotación en la península de Santa Elena ha servido casi exclusivamente para satisfacer la demanda interna. En la región amazónica, en cambio, los yacimientos encontrados han sido grandes, lo que ha permitido una expansión en la explotación de crudo. Los campos petroleros más ricos son Shushufindi-Aguarico, Sacha y Libertador. De estas regiones sale el petróleo para la exportación, crudo oriente 24° API (1,4% de azufre) y crudo napo entre 18 y 19° API (2 a 2,2% de azufre). También existen yacimientos de crudos pesados en la amazonia que van entre 15 y 20 grados y crudos livianos de 34 grados API en la Península de Santa Elena.

Las reservas probadas remanentes ascienden a unos 3.016 MM Bbl<sup>51</sup> (ver tabla 1.12), de las mismas un 50,2% está en los campos que ya están en producción, y el resto (49,8%) en campos que no están actualmente en producción, de los cuales aproximadamente la mitad corresponden a los campos del ITT (Ishpingo, Tiputini y Tambococho)<sup>52</sup>. Asimismo, las reservas remanentes pertenecientes a compañías públicas representan el 90,8% del total de reservas.

**Tabla 1.21. Reservas Remanentes Totales (MM Bep) – 2013**

Concepto	En Producción	No Producción	Total
Empresas Públicas	1335	1405	2740
Empresas Privadas	179	97	276
<b>Total</b>	<b>1514</b>	<b>1502</b>	<b>3016</b>

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos – Ministerio de Recursos Naturales No Renovables.

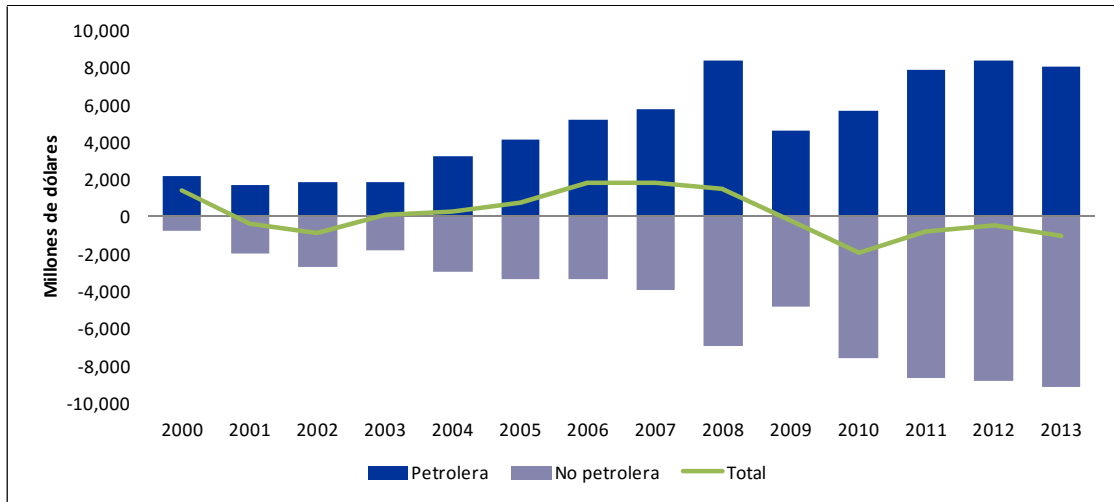
**Ecuador es un país productor y exportador de petróleo, de manera que los hidrocarburos (petróleo y sus derivados y en menor medida el gas) tienen una alta participación en la estructura energética y en la economía nacional. El petróleo es el mayor rubro de exportación del país donde la balanza comercial petrolera es altamente positiva y compensa el déficit de la balanza comercial no petrolera (gráfico 1.16.).**

<sup>50</sup> Complementando esta información, en el Anexo 2, Punto 1.1 Producción de Energía Primaria, se presenta información extraída de la serie reciente del BEN de Ecuador.

<sup>51</sup> No se dispone de información actualizada de reservas. Solamente se han detectado datos de la prensa en septiembre de 2014 el ENI descubrió un nuevo yacimiento denominado campo Oglán, con el cual se adicionarían nuevas reservas al país, alcanzando un valor total de 5.900 millones de bbl. Ver: <http://www.telegrafo.com.ec/economia/item/ecuador-suma-5-900-millones-de-barriles-de-reserva-de-petroleo-con-el-nuevo-yacimiento-infografia.html>.

<sup>52</sup> El gobierno nacional decidió en un principio no explotar los campos del ITT ya que las reservas se encuentran en buena parte en área protegida, creándose un fondo para promover aportes de la comunidad internacional para compensar la pérdida de ingresos por exportaciones. Dado el poco éxito que tuvo la iniciativa, el presidente de Ecuador, Rafael Correa, anunció el fin de la iniciativa Yasuní ITT y la anulación mediante decreto de los fideicomisos que se crearon para recaudar los fondos donados por otros gobiernos, dando vía libre a la explotación petrolera en el Parque Nacional de Yasuní, en plena Selva del Amazonas, siendo afectada únicamente el 1% del territorio de la reserva.

Gráfico 1.16. Balanza comercial petrolera y no petrolera



Fuente: Banco Central del Ecuador, 2014  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 1

Tabla 1.22. Balanza comercial petrolera y no petrolera

Balanza Comercial			
Año	Petrolera	No petrolera	Total
2000	2187	-787	1399
2001	1650	-2007	-356
2002	1823	-2725	-902
2003	1874	-1795	80
2004	3239	-2955	284
2005	4155	-3397	758
2006	5164	-3395	1768
2007	5750	-3927	1823
2008	8363	-6914	1449
2009	4626	-4860	-234
2010	5630	-7609	-1979
2011	7858	-8688	-829
2012	8351	-8791	-441
2013	8028	-9112	-1084

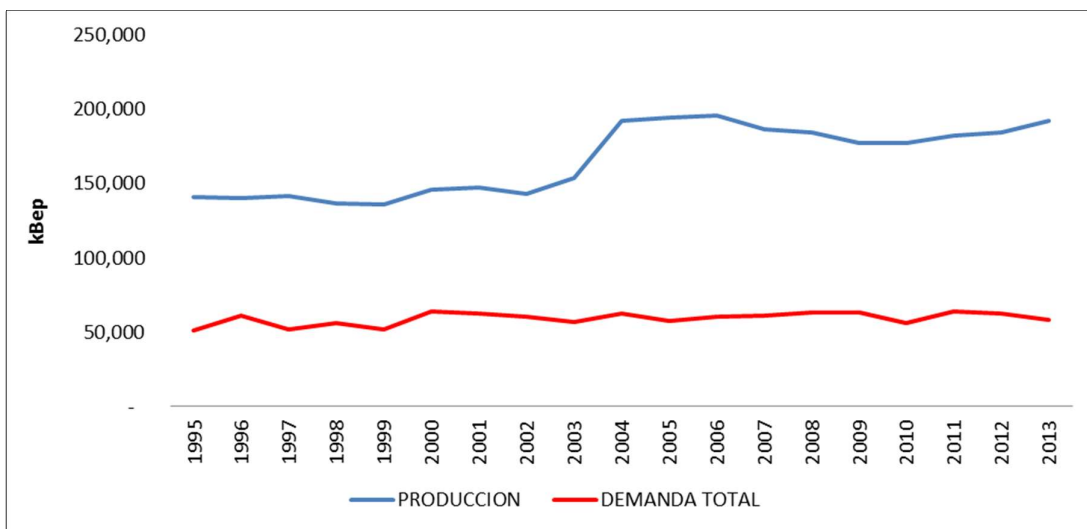
Fuente: Banco Central del Ecuador, 2014  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 1

El sector petrolero representa alrededor de un 12-15% de la generación de valor agregado, las exportaciones petroleras representaron como promedio en los últimos años entre un 50% y 60% de las exportaciones totales de bienes y los ingresos petroleros tienen un peso determinante en las finanzas públicas.

La baja sostenida del precio del petróleo que se vive a escala mundial desde junio pasado, afecta principalmente a los países productores de crudo como es el Ecuador. Se debe sumar el factor adicional del diferencial o castigo por su menor calidad que también se ha ampliado.

El país se convierte en exportador de petróleo a partir del inicio de la explotación petrolera comercial en el año 1972, creciendo sostenidamente durante dos décadas, estabilizándose entre 1994 y 2004 cuando se recupera fuertemente y declinando nuevamente a partir del 2006 hasta una nueva recuperación en el 2012. De acuerdo a información del Banco Central de Ecuador<sup>53</sup>, durante el año 2013 la producción alcanzó 192.1 MM Bbl, 4,2% más que en 2012 y 5,4% más que en 2011. Según el organismo, “en el año 2013 la producción petrolera del país tuvo un crecimiento importante como efecto de inversiones realizadas por el Gobierno Nacional en los dos últimos años y la aplicación de nuevas tecnologías de producción, la perforación de pozos horizontales que optimiza la extracción de crudo y la reacondicionamiento de pozos ya en actividad; entre otros aspectos”.

Gráfico 1.17. Producción y demanda de Petróleo (kBep)



Fuente: Balance Energético Nacional (2014) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 2

<sup>53</sup> Reporte del Sector Petrolero, IV Trimestre del 2013 – Dirección de Estadística Económica.

**Tabla 1.23. Producción y demanda de Petróleo (kBep)**

Petróleo		
Año	Producción	Demanda Total
1995	141.147	51.561
1996	140.492	61.032
1997	141.706	51.604
1998	137.079	56.321
1999	136.294	52.226
2000	146.180	63.916
2001	147.408	62.540
2002	142.990	60.743
2003	153.539	56.680
2004	192.469	62.740
2005	194.162	57.682
2006	195.950	60.828
2007	186.658	61.262
2008	184.750	63.602
2009	177.620	63.450
2010	177.447	56.519
2011	182.621	63.791
2012	184.321	62.684
2013	192.120	58.379

Fuente: Balance Energético Nacional (2014) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 2

Según se observa en el gráfico 1.17., en la década de 2000 el nivel de producción muestra un relativo estancamiento con excepción de 2004, cuando aumenta 25%. La razón es la puesta en marcha del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), que permitía una mayor capacidad de transporte, tradicional cuello de botella para expandir la producción, junto al incentivo que constituían los altos precios del petróleo.

La estructura de la producción nacional cambió a raíz de las modificaciones legales<sup>54</sup> y la renegociación de los contratos de participación a contratos de prestación de servicios<sup>55</sup>. Este proceso dio como resultado un reordenamiento de las empresas que participaban en la producción. Algunos campos operados por empresas privadas pasaron paulatinamente a ser operados por las empresas del Estado entre los años 2008-2011. Por tanto, durante la primera mitad de la década, se destaca el incremento de la participación del sector privado en la producción total, pero en la segunda mitad prácticamente se dobla la producción relativa de crudo de las compañías estatales<sup>56</sup>.

El descenso de la producción entre 2008 y 2010 de 185 MMBbl a 177 MMBbl se vio influido por dos factores: el proceso de renegociación, que se concluyó en 2011; y la madurez de los campos que exigen mayor actividad e inversiones. Para el 2013 se recupera la producción con un promedio de 192 MMBbl, igualando los niveles de producción del 2004. Al ritmo actual de explotación, siempre que no

<sup>54</sup> Un aspecto importante en esta reforma, es la introducción al artículo 74 de la Ley de una causal de caducidad del contrato cuando se produzcan daños al ambiente, lo cual es congruente al régimen de responsabilidad objetiva establecida en la constitución y era una de las deudas notables en el sistema jurídico hidrocarburífero, pues anteriormente los daños ambientales que se producen a diario solo eran objeto de multas y las empresas hacían de esto un modus operandi puesto que más barato salía pagar la multa que establecer medidas de prevención de la contaminación. Sin embargo esta reforma es limitada en el sentido de que la causal de caducidad aplica siempre y cuando el daño no haya sido remediado.

<sup>55</sup> La reforma a la Ley de Hidrocarburos en 2010 obligó al Estado y a las empresas extractoras a renegociar los contratos que hay para pasar del modelo de participación al de prestación de servicios para la exploración de hidrocarburos, con tarifa. El contrato de prestación de servicios, que reemplazó al de participación, le aseguró al Estado el control del 100% de la producción y una renta del 80% en promedio, frente al 18% que recibía con el anterior modelo. A cambio, el Gobierno paga una tarifa que fluctúa entre 35 y 41 dólares por barril de petróleo.

<sup>56</sup> En el año 2004 las empresas privadas producían 120 MMBbl, mientras que las compañías públicas extraían 72 MMBbl, en el 2013 las participaciones se revierten, 47 MMBbl y 145 MMBbl respectivamente.

se incorporen nuevas reservas o no se incremente el factor de recobro de las actuales, dichas reservas se estiman (R/P) aproximadamente en 16 años. La adición de reservas ya sea por recuperación mejorada o adición y puesta en producción de nuevas reservas lo que produce es una extensión del horizonte de agotamiento.

Es importante tomar en cuenta que, los principales campos petroleros de Ecuador se encuentran en explotación desde hace más de dos décadas, y se encuentran ya en franca declinación de producción. La exploración de nuevas reservas cada vez es más compleja y difícil, por la presencia de trampas estratigráficas y crudos más pesados. La situación actual de la base de recursos naturales implica que los esfuerzos en un futuro deberán orientarse a la incorporación de nuevas reservas y a la operación de campos maduros.

Con el objetivo de incrementar las reservas, se llevaron a cabo distintas acciones. La primera fue concretar la firma de contratos con empresas privadas para aumentar las reservas recuperables de los campos maduros (más de 30 años de explotación) Shushufindi y Libertador. Estos son sometidos a procesos de recuperación mejorada como la inyección de vapor de agua a fin de elevar su extracción que va en descenso por su edad. En segundo lugar, se adjudicaron los campos marginales Armadillo, Ocano-Peña Blanca, Singue y Eno-Ron. Por último, se inició la XI Ronda Petrolera del Suroriente donde se licitan 13 bloques petroleros en Pastaza y Morona Santiago<sup>57</sup>. Este crudo es más pesado que el extraído del nororiente del país, es decir de menor calidad y cuya extracción resulta más difícil.

El área entre la curva de producción y la curva de demanda corresponde a las exportaciones de crudo, volumen que creció sostenidamente en función del crecimiento de la producción petrolera desde sus inicios y mostrando en los últimos años el efecto de la declinación.

Por el lado de la curva de Demanda, se observa un estancamiento a lo largo del periodo, reflejado por la capacidad de carga de las refinerías. Actualmente la capacidad y estructura de refinación<sup>58</sup> en las refinerías existentes no está adecuada a los niveles y estructura del mercado, existiendo desequilibrios entre la producción nacional y la demanda de los derivados de petróleo, importándose elevadas proporciones de derivados costosos como gas licuado de petróleo (GLP) gasolinas y diesel, y exportando excedentes de fuel oil, que tiene un menor valor de mercado.

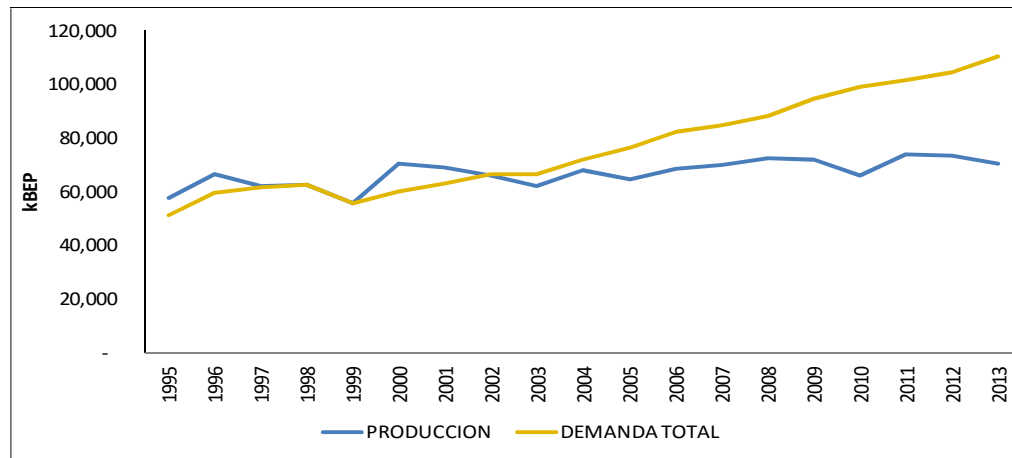
En el grafico 1.18. se puede observar como **ante una demanda creciente<sup>59</sup> total de derivados, la capacidad de refinación y conversión no ha acompañado dicho crecimiento en los últimos años, debiéndose importar gran cantidad de derivados de petróleo.**

<sup>57</sup> No se dispone información sobre los términos de estos contratos.

<sup>58</sup> Complementando esta información, en el Anexo 2, Punto 1.5 Centros de Transformación, i Refinerías, se presenta información extraída de la serie reciente del BEN de Ecuador.

<sup>59</sup> Complementando esta información, en el Anexo 2, Punto 1.2 Consumo Final Energético por Fuentes, se presenta información extraída de la serie reciente del BEN de Ecuador.

Gráfico 1.18. Oferta y Demanda de Energía Secundaria



Fuente: Balance Energético Nacional (2014) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 3

Tabla 1.24. Oferta y Demanda de Energía Secundaria

Energía Secundaria		
Año	Producción	Demanda Total
1995	57.336	50.954
1996	66.214	59.354
1997	61.688	61.668
1998	62.286	62.286
1999	55.269	55.269
2000	70.148	59.911
2001	68.825	62.816
2002	65.982	66.311
2003	61.935	66.119
2004	67.745	71.726
2005	64.585	76.126
2006	68.111	82.201
2007	69.954	84.674
2008	72.408	88.017
2009	71.938	94.507
2010	65.813	99.011
2011	73.865	101.338
2012	73.313	104.261
2013	70.179	110.484

Fuente: Balance Energético Nacional (2014) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 2

EP Petroecuador, a través de la refinerías Esmeraldas<sup>60</sup> (110 Kbl/día), La Libertad<sup>61</sup> (45 Kbl/día) y Amazonas<sup>62</sup> (20 Kbl/día), tiene a su cargo la refinación de crudo. El país produce principalmente

<sup>60</sup> La Refinería de Esmeraldas, está situada en la provincia de Esmeraldas en el sector noroccidental del país, a 3.8 Km. de distancia del Océano Pacífico. Fue diseñada y construida entre 1975 y 1977 para procesar 55.600 BPD. En 1987 se amplió a 90.000 BPD. Luego de 20 años en 1997 amplió sus instalaciones para procesar 110.000 BPD., adaptándose para procesar crudos más pesados, incorporando nuevas unidades para mejorar la calidad de los combustibles y minimizar el impacto ambiental.

<sup>61</sup> Está situada en la Provincia del Guayas Cantón La Libertad, estas instalaciones están ubicadas en la Península de Santa Elena. Al constituirse Petroecuador con sus filiales en 1989, se creó la filial Petroindustrial para producir derivados y abastecer la demanda interna; el 30 de



gasolina súper, gasolina extra, diesel, *fuel oil 4*, *fuel oil 6*, GLP y otros derivados en poca cantidad. De estos derivados, el país exporta básicamente *fuel oil 6* (y valores marginales de gasolina), el cual se usa como insumo para los sistemas de calefacción y no se vende en el mercado interno. El resto de derivados producidos en el país se venden en el mercado interno para los sectores industriales, de transporte y doméstico.

La producción interna de algunos derivados no logra satisfacer la demanda, por lo que el Estado importa esencialmente tres tipos de derivados, a través de EP Petroecuador:

- Nafta de alto octanaje (mezclada en diferentes proporciones con el producto nacional en refinerías y terminales), la cual permite obtener las gasolinas súper y extra. De acuerdo al Balance Energético Nacional (BEN 2012), la importación de este producto es un 20% superior a la producción.
- El diesel, que es el derivado de petróleo de mayor consumo en el ámbito nacional y se utiliza en diversas actividades productivas. Las refinerías del país no satisfacen la totalidad de la demanda nacional. Se importa un 50% más de lo que se produce (BEN 2012)
- La producción nacional de GLP exhibe un importante déficit que se traduce en una alta dependencia de importaciones de este producto para satisfacer la demanda interna. La importación de este producto es tres veces mayor a lo que se obtiene a nivel nacional (BEN 2012). El GLP es la fuente de energía predominante para cocinar, que es usado por el 96,7% de los hogares urbanos, 80,7% de los hogares rurales, resultando un 91% para la población total. El sector residencial consume el 92% del GLP comercializado en el país y está fuertemente subsidiado. El subsidio al GLP introduce un riesgo de sostenibilidad no solamente para la potencial sustitución de la leña, sino también para el suministro actual a la mayoría de la población del país. Por esta razón está en proceso de aprobación un plan de sustitución masiva de cocinas de GLP por cocinas eléctricas, que será ejecutado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

El crudo ecuatoriano es cada vez más pesado, es decir de menor calidad<sup>63</sup>. Esto repercute, en especial, en la refinación de petróleo. En el país hay dos tipos de crudo: Oriente (24 grados API-intermedio) y Napo (18 y 19 grados API pesado y agrio), que se venden por separado y con diferentes precios. Las refinerías fueron diseñadas para un crudo de 27 y 28 grados API y con contenido de azufre de 1%. Al procesar las refinerías una calidad de crudo inferior en la cual fue diseñada, impacta en su desempeño y en el deterioro de sus instalaciones. Por el deterioro de la calidad de los crudos producidos en el Oriente, la Refinería Esmeraldas fue rediseñada para procesar petróleo en el rango de 23 a 27º API.

Las refinerías existentes, no están diseñadas para procesar los crudos pesados que el país produce cada vez en mayor proporción, y que constituyen la mayor parte de sus reservas. La infraestructura actual de refinación nacional es insuficiente para abastecer las necesidades de derivados de

---

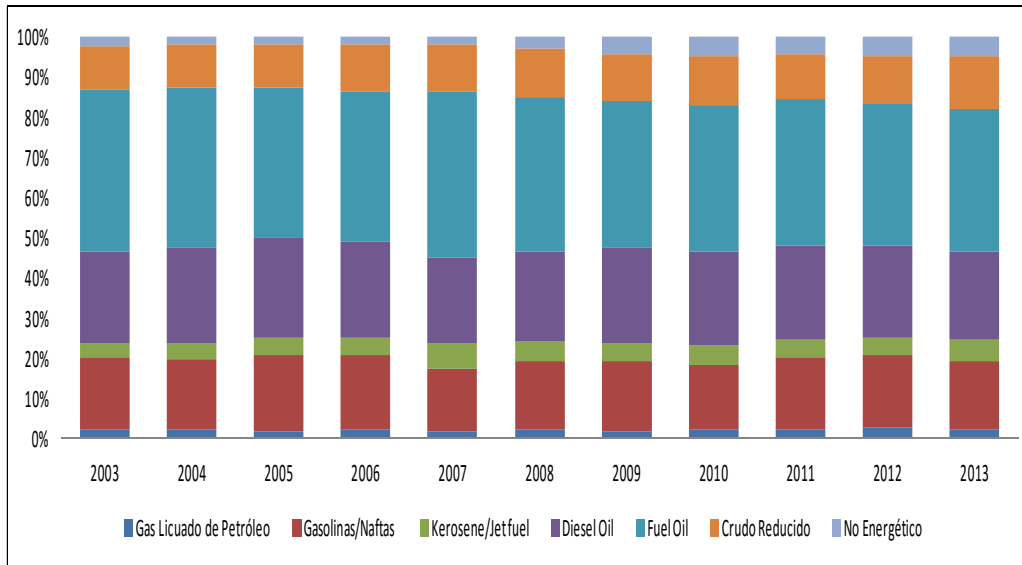
noviembre del mismo año se conformó Petropenínsula que asumió la operación y administración de las refinerías Anglo (1989) y Ex Repetrol (1990 hoy Cautivo) las cuales se integraron bajo una misma estructura administrativa y operativa denominada Refinería Libertad. Estas plantas industriales conforman la Refinería La Libertad, cuya capacidad de procesamiento es de 45.000 BPD.

<sup>62</sup> Complejo Industrial Shushufindi, está ubicado en la Provincia de Sucumbíos en la región Oriental del País, está formado por la Refinería Amazonas y la Planta de gas de Shushufindi. La Refinería Amazonas se puso en marcha en 1987 con una capacidad de 10.000 BPD, en 1995 se duplicó su capacidad a 20.000 BPD. La Planta de gas de Shushufindi se diseñó para aprovechar el gas natural asociado al crudo extraído en los campos y producir GLP y gasolina natural. Su máxima carga es de 25 millones de pies cúbicos estándar de gas asociado, tiene capacidad para producir hasta 500 Tm/día de GLP y 2800 BPD de gasolina, inicia sus operaciones en 1981, fue instalada para procesar el gas asociado que se quemaba en las teas de los campos de producción de petróleo. Posteriormente se han realizado instalaciones complementarias para captar el gas natural de los campos petroleros y transportarlo conjuntamente con los licuables para su procesamiento en esta Planta de Gas.

<sup>63</sup> La calidad del crudo se mide, entre otros factores, a través de los índices de gravedad API y del contenido de azufre del petróleo. El crudo ecuatoriano tiene un alto contenido de azufre comparado con el crudo West Texas Intermediate (WTI). Mientras más alto sea el contenido de azufre el precio es menor, pues no todas las refinerías en el mundo están preparadas para procesar un crudo de este tipo. Por otro lado, cuanto más ligero sea un crudo, más grados tiene en la escala del American Petroleum Institute (API) y en consecuencia su valor se eleva. El WTI tiene 40 grados API y sirve como referencia para el precio de los crudos por debajo de ese índice en el mercado internacional.

hidrocarburos en cantidad y calidad. En el gráfico 1.19. se puede observar la estructura de refinación desde 1995 hasta el 2013, en donde se evidencia una conversión sin mayores cambios a lo largo del periodo.

**Gráfico 1.19. Estructura de Refinación**



Fuente: Balance Energético Nacional (2014) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 4

**Tabla 1.25. Estructura de Refinación**

Año	Gas Licuado de Petróleo	Gasolinas /Naftas	Kerosene/ Jet fuel	Diesel Oil	Fuel Oil	Crudo Reducido	No Energético
2003	2,1%	18,1%	3,4%	23,0%	40,3%	10,7%	2,4%
2004	2,0%	17,7%	3,6%	24,0%	39,8%	10,7%	2,2%
2005	1,9%	18,8%	4,3%	24,6%	37,5%	10,9%	2,1%
2006	2,2%	18,6%	4,5%	23,5%	37,7%	11,4%	2,2%
2007	1,5%	15,7%	6,4%	21,5%	41,2%	11,4%	2,2%
2008	2,0%	17,5%	4,5%	22,5%	38,4%	12,1%	2,9%
2009	1,9%	17,2%	4,4%	24,0%	36,2%	11,8%	4,5%
2010	1,9%	16,2%	4,9%	23,2%	36,4%	12,6%	4,7%
2011	2,3%	17,7%	4,5%	23,4%	36,5%	11,3%	4,4%
2012	2,4%	18,0%	4,6%	22,7%	35,6%	11,9%	4,8%
2013	2,1%	17,2%	5,3%	21,9%	35,4%	12,9%	5,2%

Fuente: Balance Energético Nacional (2014) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 4

Frente a esta situación, se encuentra en construcción una refinería de conversión profunda con 300.000 barriles diarios de capacidad que cambiará la estructura de refinación. La Refinería del Pacífico (RDP) no producirá fuel oil, solamente un coque residual y tendrá un alto rendimiento en diesel y gasolina. De esta manera, la estructura de refinación combinada de las refinerías actuales cambiará sustancialmente hacia el año 2017 cuando entre en operación la RDP. Dicho proyecto inicialmente planteaba una refinería con una capacidad de 300.000 BPD, sin embargo el mismo se dividió en dos etapas: una primera que contará con una capacidad de 200.000 BPD y un costo de unos

10.000 millones de US\$. Aún no estaría concretado el financiamiento de esta obra (información a diciembre de 2014).

En el mercado interno ecuatoriano, los derivados del petróleo son subsidiados. En el año 2005 se realizó el último ajuste al precio de venta interna de los derivados del petróleo, mientras 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; es por ello que el monto destinado al pago del subsidio a los derivados del petróleo ha ido creciendo considerablemente.

### *i. La oferta de Gas Natural<sup>64</sup>*

Ecuador, tiene reservas de gas libre en el Golfo de Guayaquil (Campo Amistad) y por otro lado, asociado a la producción de petróleo en el Oriente ecuatoriano se produce gas que en la actualidad es venteado en su mayor parte.

A comienzos del 2012 se anunció la identificación de 1.7 TPC (trillones de pies cúbicos<sup>65</sup>) en el Campo Amistad, que están en la categoría de recursos, de modo que si la actividad exploratoria permite confirmarlos y pasan a ser reservas probadas se tendría un horizonte más amplio para expandir la producción y uso del gas natural.

La producción de gas natural libre en el Campo Amistad (Bloque 6) del Golfo de Guayaquil comenzó en agosto de 2002 y fue creciendo hasta alcanzar 60 millones de pies cúbicos de gas natural de producción diaria. Se espera una producción de 100 millones de pies cúbicos.

Esta producción, se utiliza principalmente para generación de electricidad. La potencia de la planta se incrementó de 130 MW a 276,8 MW de potencia nominal y 252,5 MW de potencia efectiva<sup>66</sup>. Con los incrementos de la producción de gas natural, la utilización del gas del Golfo permitió un aumento de la generación de electricidad y el consiguiente ahorro de diesel oil de origen importado en la generación de esas cuatro turbinas.

El gas natural excedente se destina a una planta de licuefacción en Bajo Alto (provincia El Oro) de 200 toneladas métricas diarias equivalentes a 10 millones de pies cúbicos día. El gas natural licuado (GNL) se transporta en camiones especializados (cisternas criogénicas), a plantas de almacenamiento y regasificación en las ciudades de Cuenca, Guayaquil, Quito y Riobamba, en donde se transforma el gas natural a su estado original gaseoso, para alimentar a parte de la industria<sup>67</sup> de esas ciudades, con el fin de sustituir parcialmente el GLP y diesel importado por gas natural.

El resto del gas natural proveniente del campo Amistad se distribuye por tubería, través de un plan piloto, a la población de Bajo Alto, en el cantón El Guabo (El Oro). El proyecto piloto comenzó en noviembre de 2011 y el consumo total de la población es de 0,34 toneladas de gas natural al día.

Está previsto que la distribución se extienda hacia las parroquias rurales de Tendales y Barbones también ubicadas en el cantón el Guabo (El Oro). Con ello, se beneficiarían 2.854 familias (11 mil habitantes), llegando a un consumo de 2,1 toneladas de gas al día.

<sup>64</sup> Complementando esta información, en el Anexo 2, Punto 1.1 Producción de Energía Primaria, y 2. Consumo, se presenta información extraída de la serie reciente del BEN de Ecuador.

<sup>65</sup> Medida inglesa que equivale a multiplicar ese número por 10 elevado a la 12va. potencia.

<sup>66</sup> ARCONEL, Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2013.

<sup>67</sup> El gas natural es consumido principalmente por empresas cerámicas: Graitman, Andina, Rialto, Italpisos, Chivit, }hypoo y Esfel en Cuenca; Edesa y terraforte en Quito; Plásticos Rival y Cridesa en Guayaquil; y Ecuacerámica en Riobamba.

Con las nuevas exploraciones en el Golfo de Guayaquil se daría paso posiblemente a programas claves: generación eléctrica, industrias básicas (uso industrial), a fin de reemplazar a los derivados de petróleo.

Con respecto al gas asociado, hacia el año 2015 se espera reducir significativamente el venteo/flaring de gas natural asociado en el oriente ecuatoriano. El proyecto Optimización de Generación Eléctrica (OGE&EE) busca reducir la contaminación por los gases de efecto invernadero que se producen con la quema del gas asociado en los mecheros de los campos petroleros y simultáneamente sustituir el consumo de diesel oil por ese gas no aprovechado para generar electricidad destinada en la operación de los campos petroleros.

## *ii. La oferta de Biocombustibles<sup>68</sup>*

El Ministerio Coordinador de Producción, Empleo y Competitividad (MCPEC), en el marco del Cambio de la Matriz Productiva, fomenta la producción de la gasolina ECOPAÍS, un biocombustible compuesto de 5% de bioetanol (proveniente de la caña de azúcar) y un 95% de gasolina base. ECOPAÍS posee el mismo octanaje (87 octanos) y precio de la gasolina Extra.

El uso del biocombustible inició desde enero del 2010 en la ciudad de Guayaquil, a través del programa Ecopaís, como plan piloto para luego extenderlo al territorio nacional.

Para la producción de gasolina Extra con 87 octanos se requiere mezclar un 76% de nafta de alto octano (NAO), las cuales se importan, con 24% de naftas de bajo octano (NBO); mientras que para la producción de ECOPAÍS, con la misma cantidad de octanos, se requiere 62% de NAO, 33% de NBO y un 5% de bioetanol. Gracias al alto octanaje de bioetanol, al incorporarlo en la producción de ECOPAÍS, genera una reducción de la producción de NAO en un 14%, lo que implica menos importaciones de este derivado y un efecto positivo en la balanza comercial nacional.

El abastecimiento de Ecopaís será a través de la EP Petroecuador, la cual ha previsto la obtención del etanol mediante contratos con las empresas nacionales Codana, Producargo y Soderal.

El Programa de Biodiesel comprende dos etapas; la primera, un plan piloto en el distrito metropolitano de Quito; y la segunda a nivel nacional. En el Decreto Ejecutivo 1303 de Septiembre 2012, se prevé que el diesel tipo Premium que se usa en el sector automotor, debe tener una mezcla de biodiesel del 5% (en mayo 2013), que debe incrementarse hasta llegar al 10%, incremento que se aplicará en función de la oferta nacional de biodiesel, y de acuerdo con los requisitos técnicos definidos por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. En caso de déficit de producción nacional de biodiesel, se podrá establecer medidas transitorias de reducción del porcentaje de mezcla. El biodiesel o metil éster es obtenido a partir del aceite de palma virgen RBD.

### **1.2.3. La Demanda de hidrocarburos <sup>69</sup>**

El consumo final<sup>70</sup> de energía creció 4,4% a.a.<sup>71</sup> entre el periodo 2002-2013. El sector con mayor participación es el transporte, con un 57,3% en el año 2013; luego continúa el sector Industrial con

<sup>68</sup> Complementando esta información, en el Anexo 2, Punto 1.5 Centros de Transformación, se presenta información extraída de la serie reciente del BEN de Ecuador.

<sup>69</sup> Complementando esta información, en el Anexo 2, Punto 2. Consumo, se presenta información extraída de la serie reciente del BEN de Ecuador.

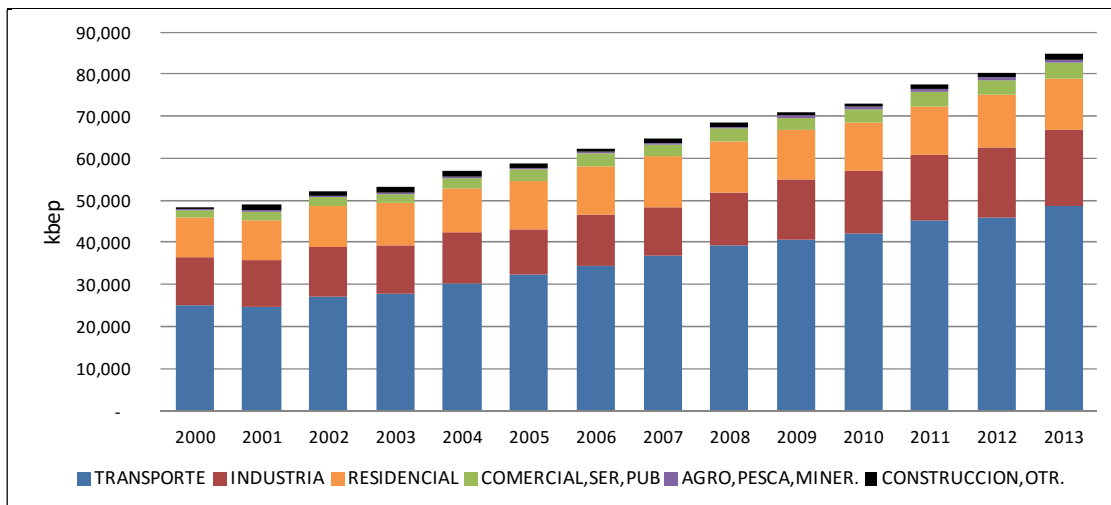
<sup>70</sup> Se entiende por Consumo Final de Energía, aquel consumido en los sectores de demanda (Residencial, Industrial, Comercial, servicios, Público, Transporte, Agropecuario, Pesca, Minería, Construcción, Otros). No incluye los consumos Intermedios, entendidos estos como aquellos producidos en los centros de transformación.

<sup>71</sup> Anual acumulado.

21,3% de participación en el último año de la serie, seguido del sector Residencial (14,3%), Comercial y Público (4,6%), Construcción (1,3%) y finalmente Agropecuario, Pesca y Minería (1%).

A lo largo del periodo, el sector con mayor crecimiento en términos de consumo de energía fue el sector de Construcción con un 11,4% a.a, y el sector Agropecuario, Pesca y Minería con un 10,3% a.a. Por encima de la media, también se encuentra el sector Comercial y Público 5,3% a.a y el Transporte 5,2% a.a. Todos ellos han ganado participación relativa en desmedro de los sectores Industrial (con un crecimiento de 3,5% a.a.) y Residencial (2,1% a.a). A pesar de las distintas tasas de crecimiento, no se observa un cambio importante en términos de consumo relativo, siendo el sector Transporte el mayor consumidor a lo largo del periodo con participaciones superiores al 50%.

Gráfico 1.20. Consumo Final de Energía por Sector



Fuente: Balance Energético Nacional (2013) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 5 y 6

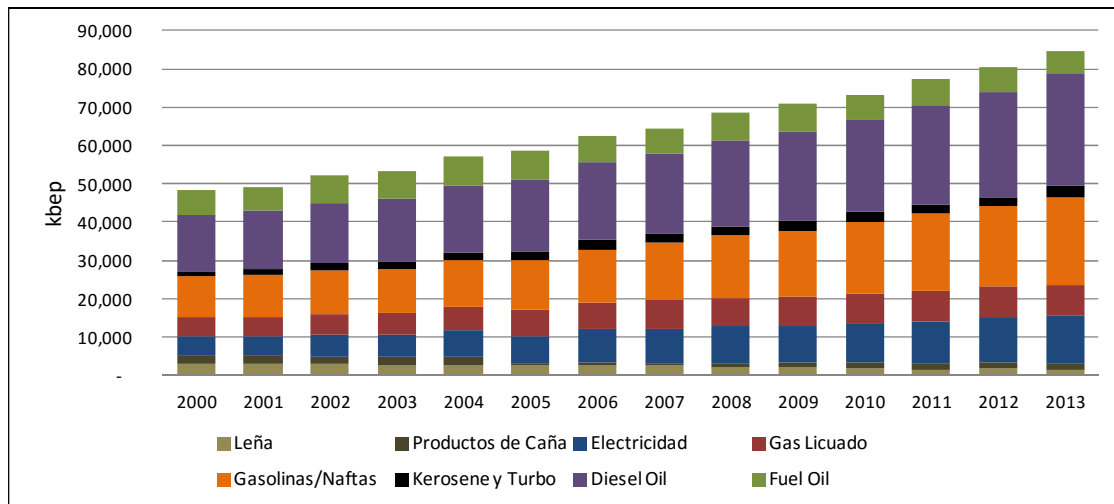
Tabla 1.26. Consumo Final de Energía por Sector

Consumo Final							
Año	Transporte	Industria	Residencial	Comercial, Ser, Pub	Agro, Pesca, Minería	Construcción, Otros	Total
2000	25.069	11.476	9.228	1.997	246	277	48.295
2001	24.690	10.978	9.509	2.038	248	1.503	48.967
2002	27.151	11.775	9.732	2.096	252	1.185	52.191
2003	27.857	11.470	10.076	2.197	266	1.300	53.166
2004	30.385	12.017	10.590	2.424	288	1.356	57.059
2005	32.374	10.895	11.291	2.654	348	1.079	58.640
2006	34.497	12.025	11.635	2.881	414	860	62.313
2007	36.804	11.607	11.909	3.007	454	699	64.481
2008	39.294	12.609	11.976	3.134	547	839	68.400
2009	40.797	14.216	11.659	2.867	625	674	70.838
2010	42.114	14.756	11.760	2.961	691	874	73.157
2011	45.121	15.572	11.661	3.354	766	1.023	77.497
2012	46.045	16.594	12.291	3.539	857	1.101	80.427
2013	48.551	18.050	12.127	3.933	878	1.132	84.670

Fuente: Balance Energético Nacional (2013) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 5 y 6

En términos de combustibles, el Diesel Oil y las Naftas/Gasolinas son las fuentes de mayor participación, 34,9% y 27,2% respectivamente (BEN 2013). Le siguen en porcentaje de participación la Electricidad (15%), el Gas licuado (9,5%) y el Fuel Oil (6,7%). Luego, con participaciones menores están el Kerosene (3,3%), la Leña (1,8%) y los Productos de Caña (1,7%). Estos últimos dos con pérdidas en la participación muy grandes, ya que juntos en el año 2000 tenían un 11,1% de consumo relativo. Los productos de Caña se consumen en su totalidad en el sector Industrial, mientras que el mayor consumo de la Leña se da en el sector Residencial.

Gráfico 1.21. Consumo Final de Energía por Fuente



Fuente: Balance Energético Nacional (2013) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
 Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 5 y 6

Tabla 1.27. Consumo Final de Energía por Fuente

Consumo Final								
Año	Leña	Productos de Caña	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas/Naftas	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil
2000	3.032	2.339	4.897	5.025	10.662	1.162	14.679	6.499
2001	2.935	2.189	5.001	5.258	11.054	1.395	15.178	5.958
2002	2.830	2.038	5.594	5.483	11.551	1.788	15.631	7.276
2003	2.765	1.976	5.959	5.746	11.405	1.856	16.451	7.008
2004	2.730	2.032	6.944	6.208	12.060	2.058	17.427	7.600
2005	2.745	115	7.536	6.715	12.786	2.309	19.005	7.428
2006	2.650	869	8.552	7.006	13.795	2.413	20.245	6.782
2007	2.540	418	9.373	7.297	14.864	2.526	20.778	6.684
2008	2.374	816	9.621	7.492	16.182	2.541	22.428	6.945
2009	2.136	1.322	9.565	7.386	17.354	2.483	23.534	7.059
2010	1.992	1.238	10.423	7.470	18.953	2.504	24.086	6.491
2011	1.618	1.336	11.261	7.671	20.288	2.544	25.889	6.890
2012	1.909	1.344	12.006	7.807	21.114	2.453	27.283	6.511
2013	1.486	1.417	12.650	8.033	23.005	2.770	29.475	5.649

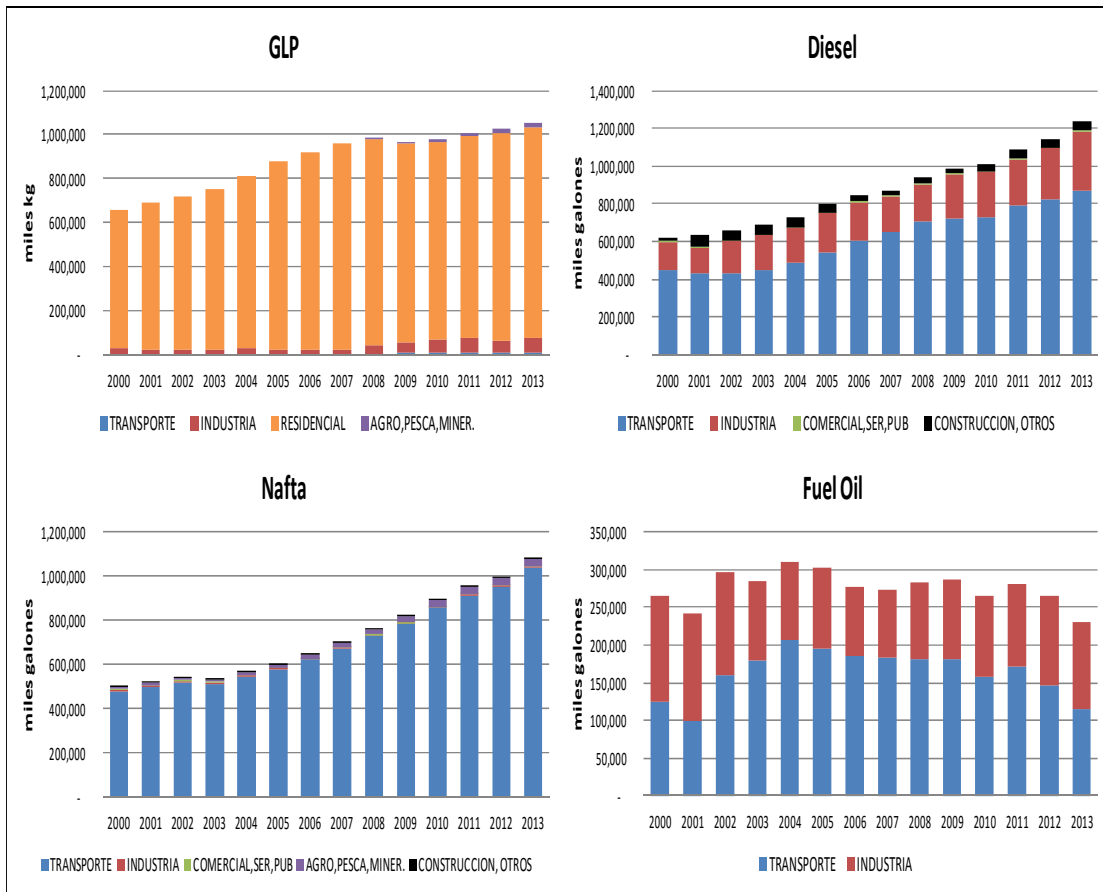
Fuente: Balance Energético Nacional (2013) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
 Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 5 y 6

La fuente de mayor crecimiento fue el consumo de Electricidad, con un 7,6% a.a. El mayor consumidor de Electricidad es el sector Industrial (40,9%), el resto del consumo final se reparte en partes prácticamente iguales entre el sector Residencial y Comercial y Público.

Los derivados de petróleo, Kerosene (6,9%a.a), Naftas (6,1%a.a) y Diesel (5,5%a.a) presentan también importantes crecimientos a lo largo del periodo. El Kerosene se consume en el sector Transporte, y se podría afirmar prácticamente también que sucede lo mismo con las Naftas, donde el 96,1% de su consumo es en el mencionado sector. En el caso del Diesel, el sector transporte es el mayor consumidor, pero un 29,4% se reparte principalmente entre la Industria, luego la Construcción y también el sector Comercial, Servicios y Público.

A su vez, el consumo de GLP, prácticamente en su totalidad en el sector Residencial, creció un 3,7% a.a. Por último, el Fuel Oil, se mantuvo con una tasa de crecimiento negativa a lo largo del periodo (-1,1% a.a), ganando participación su consumo dentro del sector Transporte.

Gráfico 1.22. Consumo Final de Energía por Fuente y por Sector



Fuente: Balance Energético Nacional (2014) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 7

**Tabla 1.28. Consumo Final de Energía por Fuente y por Sector**

GLP					
Año	Transporte	Industria	Residencial	Agro, Pesca, Minería	Total
2000	-	29.469	629.088	-	658.557
2001	-	22.157	666.907	-	689.063
2002	-	24.005	694.550	-	718.555
2003	-	19.126	733.973	-	753.099
2004	-	28.236	785.359	-	813.595
2005	-	20.936	859.101	-	880.037
2006	-	18.836	899.341	-	918.177
2007	-	23.885	932.485	-	956.370
2008	1.046	37.939	938.754	4.236	981.974
2009	9.518	46.478	904.374	7.636	968.006
2010	11.108	55.638	901.329	10.938	979.013
2011	11.474	62.269	918.955	12.704	1.005.403
2012	10.714	54.009	942.062	16.425	1.023.210
2013	9.590	68.190	956.024	19.015	1.052.819

Nafta						
Año	Transporte	Industria	Comercial, Serv. Púb	Agro, Pesca, Minería	Construcción, Otros	Total
2000	481.218	5.604	2.506	11.553	347	501.229
2001	497.946	5.729	2.458	11.658	1.892	519.683
2002	520.560	6.827	2.183	11.834	1.605	543.010
2003	514.666	5.561	1.850	12.482	1.623	536.181
2004	545.856	4.526	1.558	13.520	1.491	566.950
2005	576.585	5.170	1.546	16.344	1.439	601.085
2006	621.788	4.820	1.512	19.467	947	648.533
2007	670.461	4.804	1.372	21.357	795	698.789
2008	729.738	4.718	1.188	24.211	874	760.728
2009	781.991	5.201	1.264	26.634	765	815.856
2010	855.029	5.182	1.197	28.542	1.039	890.989
2011	914.911	5.369	1.271	31.436	776	953.763
2012	950.819	5.363	1.227	34.420	778	992.607
2013	1.039.057	5.609	1.542	34.465	816	1.081.489

Diesel					
Año	Transporte	Industria	Comercial, Serv. Púb	Construcción, Otros	Total
2000	444.985	152.405	6.889	11.327	615.606
2001	429.348	139.084	6.732	61.360	636.524
2002	435.198	165.195	6.861	48.279	655.533
2003	446.940	184.677	5.198	53.083	689.897
2004	487.284	183.298	4.726	55.523	730.832
2005	544.463	203.800	4.782	43.965	797.010
2006	600.594	208.007	5.187	35.216	849.005
2007	651.000	186.551	5.217	28.605	871.372
2008	702.038	199.532	4.593	34.403	940.566
2009	718.223	236.027	5.104	27.597	986.950
2010	732.030	237.072	5.259	35.727	1.010.089
2011	788.780	247.448	7.272	42.208	1.085.708
2012	821.890	272.985	3.798	45.478	1.144.150
2013	870.645	313.285	3.325	46.730	1.233.985



Fuel Oil			
Año	Transporte	Industria	Total
2000	124.492	140.416	264.908
2001	100.220	142.640	242.860
2002	159.236	137.327	296.562
2003	178.941	106.731	285.671
2004	207.489	102.312	309.801
2005	196.091	106.700	302.791
2006	184.667	91.784	276.450
2007	182.879	89.567	272.446
2008	182.458	100.645	283.103
2009	182.418	105.301	287.720
2010	157.999	106.568	264.567
2011	171.711	109.121	280.831
2012	147.249	118.435	265.684
2013	115.669	114.569	230.238

Fuente: Balance Energético Nacional (2014) – Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.  
Archivo xls Graficos Ecuador HC Anibal, Hoja Grafico 7

#### 1.2.4. Temas relevantes a considerar en los escenarios de los hidrocarburos

En el caso de los hidrocarburos, pueden visualizarse lineamientos estratégicos relevantes, varios de los cuales ya se reflejan en decisiones adoptadas o consideradas por el gobierno nacional a través de diversas entidades. Las principales estrategias se pueden sintetizar como sigue:

- ✓ **Petróleo:** es prioritaria la identificación de nuevos prospectos para asegurar un suministro sostenido a la refinación y a la exportación de petróleo. En tal sentido, los planes se orientan a la recuperación mejorada en campos maduros en producción, el desarrollo y explotación de campos en no producción, de manera que se prolongue el horizonte de agotamiento.
- ✓ **Derivados:** cambiar la estructura de refinación para sustituir las importaciones de derivados livianos e intermedios de alto valor de mercado y no exportar pesados a bajo precio. En tal sentido se orienta el proyecto de la Refinería del Pacífico.
- ✓ **Biocombustibles:** desarrollar un mercado a escala nacional para el etanol y biodiesel para utilizar mezclas con combustibles. Ya se ha iniciado el proyecto de etanol en Guayaquil, con etanol de caña de azúcar producido en destilerías existentes en la industria azucarera. Se espera iniciar próximamente a escala nacional la producción de biodiesel de palma aceitera nacional.
- ✓ **Gas natural:** aumentar la penetración del gas en la matriz energética en la medida que la ampliación de reservas lo permita, eventualmente considerar la importación vía gasoductos o GNL. El gas asociado a la producción de petróleo en el oriente se quema en elevado porcentaje por lo que se prevé en el proyecto OGE&EE su utilización para la generación de electricidad.

Por el lado de la demanda, las principales estrategias se deben orientar a adecuar la estructura de consumo a la disponibilidad de recursos (sustitución entre fuentes de energía) y lograr un uso más eficiente de la energía mediante nuevas tecnologías y buenas prácticas operacionales, las principales estrategias pueden sintetizarse como sigue:

##### Sector Transporte:

- ✓ Mayor impulso al uso del transporte público de pasajeros.
- ✓ Desarrollo de una red vial urbana acorde al crecimiento del parque vehicular.

- ✓ Estudiar y en su caso desarrollar alternativas ferroviarias para reemplazar parcialmente el transporte por camiones.
- ✓ Sustitución de combustibles líquidos a partir de la introducción al mercado de vehículos eléctricos e híbridos<sup>72</sup> así como de los biocombustibles.
- ✓ Sustituir GLP en taxis por gas natural comprimido (GNC) en la Costa y en otros tipos de vehículos en función de la disponibilidad futura de gas.

#### **Sector Industrial:**

- ✓ Mejora en las tecnologías para producir calor.
- ✓ Utilización de energías renovables, ya sea externas o generadas por el proceso productivo (por ejemplo, residuos agrícolas), para producir calor directo o electricidad.
- ✓ Promover la cogeneración de energía y calor (vapor) o frío para hacer más eficiente el uso de las energías renovables o los combustibles fósiles.
- ✓ Diseño e implementación de programas de eficiencia energética y uso de energías renovables mediante una interacción directa con los sectores productivos.
- ✓ Sustitución de diesel y fuel oil por electricidad y gas natural (en la medida que exista disponibilidad de gas nacional o importado).

#### **Sector residencial:**

- ✓ Educación e información sobre mecanismos de ahorro de energía.
- ✓ Fomento de la comercialización de electrodomésticos etiquetados cada vez más eficientes.
- ✓ Sustitución de calentamiento de agua convencional por calentadores solares.
- ✓ Sustitución gradual de cocinas a GLP por cocinas eléctricas de alto rendimiento a medida que el suministro de electricidad se amplíe<sup>73</sup>.
- ✓ Ampliar la cobertura del servicio eléctrico para alcanzar la meta de universalidad del suministro ya sea mediante ampliación de las redes de distribución o la instalación de mini-redes abastecidas por energías renovables (mini y pico hidro, eólica, solar) o suministro individual (paneles fotovoltaicos).
- ✓ Sustituir por GLP y electricidad y/o hacer más eficientes los consumos de leña.

---

<sup>72</sup> Desde el 2009 el Gobierno Nacional ha generado incentivos fiscales para la libre importación de vehículos híbridos, exentos del pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA), el Impuesto de Consumos Especiales (ICE) y los aranceles de rigor. En conjunto, estos tributos representan alrededor del 35% del costo del vehículo. Esta medida fue impulsada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) con el fin de promover el uso de tecnologías y motores eficientes en el sector del transporte.

<sup>73</sup> El MEER formuló un plan de sustitución de cocinas de gas por cocinas eléctricas eficientes de inducción. Este plan permitirá, dentro del marco de la política energética nacional, una fuerte sustitución (no total, ya que sería impracticable) del GLP por energía eléctrica, con un importante impacto en las finanzas públicas debido a la reducción del subsidio al GLP y un cambio drástico en la matriz de consumo del sector residencial y las emisiones de GEI del sector (MEER. Plan Nacional de Cocción Eficiente, Resumen Ejecutivo. 2013).

---

## 2. escenarios Socioeconómicos de Ecuador

### 2.1. Introducción

En este capítulo de carácter descriptivo se presentan, escenarios socioeconómicos con los cuales se desarrolló la prospectiva energética para Ecuador y otorgaron una visión de las condiciones previas (condiciones que se vislumbran como posibles para cierto horizonte de planificación).

Para llevar a cabo esta tarea, se han tenido en cuenta las principales tendencias macroeconómicas y sub-sectoriales, obteniéndose las evoluciones de las variables explicativas (drivers) que determinarán la evolución del consumo energético en el período a analizar

Para cumplir con esta actividad se adoptaron como año base el 2013<sup>74</sup>, y como año horizonte el 2040, y se propusieron variables e hipótesis significativas para el área económica.

Para la elaboración de los escenarios Socioeconómicos, se han considerado diversas fuentes y estudios realizados en Instituciones Públicas del País, en su mayoría facilitados por el equipo técnico de respaldo al proyecto a través. El INEC, BCE, ARCONEL, MAE, MEER, han sido, entre otros, los principales organismos consultados. Entre los documentos utilizados, se destacan: Plan Nacional de Desarrollo / Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017, el Estudio Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva, el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, entre otros.

Los resultados obtenidos sirvieron de base para la elaboración de la propuesta de los escenarios Energéticos, los que han sido discutidos con los principales actores del sector tanto en las entrevistas realizadas en la Misión a Quito<sup>75</sup>, como en diversos contactos posteriores.

### 2.2. Notas referidas a la elaboración de las hipótesis y drivers socioeconómicos

Como se adelantara en la Introducción, se han estimado las principales variables socioeconómicas, en particular el PIB; en base a diversos estudios realizados en Instituciones Públicas del País, el ejercicio ha estado sujeto a fuertes supuestos, cómo toda tarea que trata de estimar el futuro.

Es importante destacar que se dispone de estimaciones oficiales para el corto plazo, no así para el largo plazo y es allí donde el esfuerzo tiene más posibilidades de apartarse de la evolución real que sufra en este caso el producto bruto de Ecuador.

A continuación se resumen las principales variables consideradas, las hipótesis asumidas, y los resultados obtenidos (drivers).

### 2.3. El contexto internacional

El marco económico del sector energético ecuatoriano corresponde a un sistema que en el 44% de su matriz productiva se asienta en la producción de bienes primarios, industriales, y servicios de reducido valor agregado (servicios de comercio y servicio doméstico). El porcentaje restante, está compuesto por servicios de alto valor agregado. La mayor parte de las exportaciones está conformada por bienes

---

<sup>74</sup> En Anexo 4, con el objetivo de otorgar una visión socioeconómica de Ecuador, se presenta el procesamiento de Información de base relevante para la elaboración del Diagnóstico y los Escenarios Socioeconómicos del país.

<sup>75</sup> Realizada entre los días: 15/03/ y 20/03/2015.

primarios (más del 70%), seguidos por los bienes industrializados con el 21%, y tan solo el 7% por servicios (Plan Nacional del Buen Vivir, p. 73).

En el período 2000-2012 la exportación de petróleo, gas natural y servicios relacionados representó en promedio el 46% de las exportaciones totales de bienes y servicios.

Ecuador es un país con importantes niveles de intercambio con el mundo, tanto en lo que hace a las exportaciones como importaciones, por ello es importante encuadrar la futura situación nacional en el considerando de la probable evolución del contexto internacional, en el que los precios del petróleo ocupan un lugar relevante para el país.

Dentro de los principales rubros de importación en 2012 se encontraban: Maquinarias, equipos y aparatos eléctricos 20%; Aceites refinados de petróleo y de otros productos 19%; Productos químicos básicos, abonos y plásticos primarios; y, Otros productos químicos 14%.

Se resumen a continuación los principales países con los que Ecuador mantiene intercambios económicos:

- ✓ Principales socios comerciales de Ecuador: Estados Unidos, China, Chile, Colombia y Perú.
- ✓ Principales destino de las exportaciones: Estados Unidos, Chile, Perú y Colombia.
- ✓ Principales orígenes de las importaciones: Estados Unidos, China, Colombia, Panamá.

Dentro de ese contexto, puede identificarse que el proceso de ralentización de la economía mundial, posterior a la crisis financiera se ha mantenido en el corto/mediano plazo. Esta situación ha venido acompañada de una reducción del comercio mundial a diferencia de lo que ocurrió en períodos anteriores. En este sentido, es importante destacar el rol que tuvo la entrada de China a la Organización Mundial del Comercio (OMC) y la proliferación de las cadenas de valor industriales en la mayor tasa de crecimiento del comercio mundial en el Período 2001-2007 (CEPAL, 2014). El lento proceso de recuperación de la economía mundial, se espera venga acompañado de un paulatino despegue del comercio internacional, que podría tener un impacto directo sobre los países de América Latina y el Caribe, y en particular sobre los países de América del Sur, dada su alta dependencia de las exportaciones de productos primarios.

Por su parte, es importante tener en cuenta el rol de la Unión Europea en el comercio mundial, ya que la misma es responsable de un tercio de las importaciones mundiales, pues su patrón de crecimiento es mucho más intensivo en importaciones que otras regiones del mundo. Escenarios que proyecten un estancamiento de las economías europeas tendrán un doble impacto negativo sobre la región de AL&C: reducción directa de las exportaciones a la zona de la UE y efecto indirecto mediante reducción de las exportaciones de China y los Estados Unidos a Europa, con la caída de la demanda de esos países por materias primas y otros productos desde la región (CEPAL, 2014).

Es importante tomar nota sobre la evolución reciente, la tendencia histórica y las proyecciones de los precios del petróleo, que tienen evidentemente fuerte impacto sobre el desempeño de la economía mundial. En este sentido, muchas de las proyecciones han sido realizadas para precios del petróleo que se encuentran significativamente por encima del precio promedio del mismo en la actualidad<sup>76</sup>. Mientras que en los últimos tres años el precio promedio del petróleo (dólares 2012) fue de 94,13, 96,57 y 89, 78 U\$S<sub>2012</sub>/bl respectivamente, reduciéndose a 45,66 promedio en enero de 2015.

No obstante, los analistas coinciden en que esta baja de los precios evidenciada en los últimos meses constituye muy probablemente una fluctuación dentro de la tendencia alcista. Dada la gran cantidad de aspectos que confluyen para la determinación del precio y el rol fundamental que ocupan los elementos especulativos, la predicción de los precios a futuro es muy dificultosa. En este sentido la

<sup>76</sup> Por ejemplo, las proyecciones para el corto plazo realizadas por UN/DESA (2015) en el World Economic Situation and Prospects 2015, se sitúan en un precio promedio del barril de crudo Brent de U\$S 102 en 2014, U\$S 92 en 2015 y U\$S 96 en 2016.

conjunción de diferentes elementos parecería asegurar la permanencia de la volatilidad de los precios en los próximos años. Dichos elementos serían: la inestabilidad de países como Irak y del Medio Oriente, la crisis económica mundial que afecta la demanda de los países de la OCDE y disminuye el ritmo de crecimiento de la demanda de China y Países Emergentes, la aparición del shale oil en especial en EEUU; y por sobre todo la especulación con los papeles petroleros<sup>77</sup>.

Por otra parte, la reciente baja de los precios del petróleo puede constituir un alivio para las cuentas nacionales de aquellos países importadores de energía, pero puede al mismo tiempo implicar una fuerte amenaza (al menos en el corto/mediano plazo) para las economías que presenten una fuerte dependencia de las exportaciones energéticas en gran cuantía, tal es el caso de la economía ecuatoriana. Como contrapartida, los precios de los energéticos en baja podrían tener como efecto positivo el alivio de la inflación en muchos de los países (UN/DESA, 2015. Global Economic Outlook, en “World Economic Situation and Prospects 2015”. Naciones Unidas).

En congruencia con el escenario mundial en el cual el crecimiento económico de las regiones de Asia se mantiene (aunque a tasas inferiores a las evidenciadas en las décadas pasadas) es preciso suponer que en las próximas décadas (al menos hasta 2040) la demanda de alimentos y materias primas (energía y minerales) mantendrá su tendencia, para satisfacer la demanda de la población urbana creciente. Este aspecto posibilitará que los términos de intercambio de la región se mantengan beneficiosos.

Así, aún en contextos de desaceleración de la economía global, es posible mantener las hipótesis de una economía regional creciendo a tasas superiores a las mundiales. Eso se deberá en las primeras décadas al efecto de la demanda de productos primarios y a la recuperación del desarrollo industrial de Brasil, con efectos positivos sobre el resto de las economías de la región.

## 2.4. La población

Como información de base se han empleado datos de población proyectados por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC)<sup>78</sup>. Estas estimaciones cumplen holgadamente los requisitos del presente proyecto, siendo además la Institución de primera elección para obtener datos de población. No corresponde desarrollar escenarios alternativos respecto a este importante parámetro, ya que multiplicarían innecesariamente el esfuerzo de generar datos de PIB primero y de consumos energéticos luego, sin ganar rigurosidad.

## 2.5. El Producto Bruto Interno

Se ha trabajado con información de referencia relevante. El Ecuador posee por un lado un Plan Nacional de Desarrollo / Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017 (PNBV), este Plan se complementa con el Estudio Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva 2015 (ENCMP).<sup>79</sup> Ambos documentos presentan un cierto detalle y reflexión en términos cualitativos en cuanto a la estrategia de Desarrollo, con coherencia respecto a los distintos objetivos, metas y acciones planteados. Esos lineamientos y argumentaciones son los que deben ser retomados y detallados para avanzar en cuantificaciones como la estimación puntual de los sectores que van a liderar el crecimiento futuro del Ecuador.

<sup>77</sup> Ver en página 172 FB, 2014 <http://fb.cab.cnea.gov.ar/opacmarc/cgi-bin/wxis?IscScript=/xis/opac.xis&task=BIB-RECORD&db=fb&curr=1&total=80&cid=files6fMww>.

<sup>78</sup> Fuente: PROYECCIONES MEER\_2010\_2040.xls en carpeta INEC <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/proyecciones-poblacionales/>.

<sup>79</sup> VICEPRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR ESTRATEGIA NACIONAL DE CAMBIO DE MATRIZ PRODUCTIVA VICEPRESIDENCIA / 1a edición – Quito, 2015. Carpeta MICSE\ENCMP - Estudio Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva; archivo: VPR STCICMP 2015 9 Est. Nac. cambio Matriz Productiva Marzo 15.pdf

Se ha podido recoger información secundaria suficiente suministrada directamente por el comitente, otra obtenida en los sitios oficiales del Gobierno Nacional y proveniente de entrevistas a informantes calificados recabadas en la misión de noviembre 2014 y posteriores intercambios por correo electrónico, como para construir un escenario hasta el año 2030.

A partir del análisis de la información económica contenida en el Estudio para el Cambio de la Matriz ENCMP, se interpretó el crecimiento allí planteado como un posible escenario alternativo, antes que tendencial. Es así debido a que el mismo requiere realizar un considerable esfuerzo de generación de instrumentos legales y de promoción que logren movilizar al sector productivo hacia esas tasas, proponiendo llegar a un PIB de 215.549 millones de dólares del 2007, en el año 2030.

**Primer tramo 2013 a 2018.** Para el año 2018 se han tomado las proyecciones del Banco Central del Ecuador (BCE)<sup>80</sup> 82.405 millones de dólares del 2007. Lo que implica un aumento del PIB del 4,2% anual acumulado entre el 2013 y el 2018 (tabla 2.1.). Esta proyección del PIB resulta coherente con el crecimiento planteado en el PNBV.

**Segundo tramo 2019 a 2030.** Para este intervalo se ha considerado el valor del PIB según PNBV para el año horizonte 2030<sup>81</sup>. Si se vincula ese valor con el proyectado por el BCE para el 2018, se obtiene una tasa acumulada anual del 4,61%.

**Tercer tramo 2031 a 2040.** Para el período posterior al considerado en el Plan del Buen vivir - esto es desde el 2031 hasta el 2040, siempre para el caso del escenario alternativo - se mantiene la tasa de crecimiento del PIB/hab presentada en el plan para el período 2018-2030. Esto redundará en un menor ritmo de crecimiento del PIB, que pasa en términos anuales acumulados del 4,61% (2018-2030) al 4,29% (2031-2040), reflejando así la disminución del incremento de población.

En definitiva el escenario alternativo propone una tasa anual acumulada del 4,42% para todo el período bajo análisis: 2013-2040. Esta proyección determina un escenario alternativo viable pero que requerirá esfuerzos de gestión y de política pública, así como un nivel mínimo de consenso entre los actores relevantes del País. Ver tabla 1 abajo y gráfico 1.

Para construir el escenario tendencial se buscaron tasas de crecimiento similares a las históricas para el Ecuador, evitando enfatizar el fuerte crecimiento observado por el país en los últimos diez años, por sus características excepcionales y por la dificultad en mantener altos precios de los *commodities*, que predominaron en décadas pasadas.

**Primer tramo 2013 a 2018.** Para este período se toma la tasa propuesta por el BCE para el año 2018, último año extrapolado: 3,95% anual acumulado. Un documento de particular utilidad para evaluar la coherencia de este primer valor futuro (PIB al 2018) fue el Plan Maestro de expansión de la Electricidad. Allí se empleó un criterio similar al establecer para el período 2015-2022, una tasa de crecimiento del 3,28%, prevista por el BCE para el 2015.<sup>82</sup> Esta tasa resulta coherente con la empleada en este ejercicio para un rango similar de años.

**Segundo tramo 2019 a 2030.** Para este intervalo se propone una tasa de incremento del PIB/habitante del 2% anual acumulado. Considerando el aumento del 1,3% a.a. previsto para la población arroja una tasa de incremento del PIB del 3,3% a.a. para el período 2019-2030. En definitiva se propone emplear una tasa de crecimiento del PIB por habitante intermedia a la implícita al usar las proyecciones de

<sup>80</sup> Previsiones Macroeconómicas, Carpeta MCPE, archivo 2014 Indicadores socioeconómicos.xlsx  
<http://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorReal/Previsiones/PIB/indice.htm>.

<sup>81</sup> El Plan postula un incremento poblacional del 1,3% y un incremento del PIB per cápita del 3,1% ambos para el período 2013-2030. Fuente: MICSE, 2012a; INEC, 2010f. Elaboración: Senplades, consultado en Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, Plan Nacional de Desarrollo / Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017- Senplades, 2013, página74.

<sup>82</sup> ARCONEL, 2013. Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, Estudio y gestión de la demanda eléctrica Tomo II. MICSE, MEER, 2013, página N° 30 Se indica que la información de carácter económico fue consultada del Banco Central del Ecuador y del Fondo Monetario Internacional.

CEPAL<sup>83</sup> (que será la relevante para el tercer Tramo) y la tasa de incremento del PIB/habitante que caracteriza al tramo anterior. El valor medio así estimado es razonable en comparación a los antecedentes históricos del Ecuador entre el año 1965 y el 2007: de 3,8% a.a., incluyendo el boom petrolero y diversas crisis.

**Tercer tramo 2031 a 2040.** Para el resto del horizonte temporal – 2031-2040 - se empleó como referencia de control la tasa incremento PIB potencial del 2,9%, publicada por CEPAL para la década del 2010 – 2020. El ejercicio referenciado si bien no trabaja en el largo plazo, toma como antecedente la historia económica del país para un periodo suficientemente extenso 1980-2010, aplicando la metodología de la función de producción, que a diferencia de otras meramente estadísticas, se basa en un modelo teórico. Se ha considerado entonces para el tramo final 2031-2040 un incremento del PIB/habitante del 1,7%, que ponderado por el crecimiento previsto de la población arroja un razonable 2,679% a.a. para el tercer tramo proyectado.

Finalmente se obtiene una tasa acumulada anual para todo el período del 3,18% (ver tabla 2.2 abajo); ligeramente más baja y nuevamente compatible con las del 3,28% a.a. antedicha (Plan Maestro de Expansión de la Electricidad) y coherente con la del 4% reflejada en el Plan de expansión Hidrocarburos<sup>84</sup>. Refleja así una continuidad histórica considerando un incremento moderado de la actividad económica.

**Tabla 2.1. Escenario alternativo. Tasas de crecimiento: Población, y PIB**

TASAS DE CRECIMIENTO ACUM. ANUAL	ESCENARIO ALTERNATIVO				
	2010-2013	2014-2018	2019-2030	2031-2040	2013-2040
Población (habitantes)	1,67%	1,54%	1,27%	0,96%	1,21%
PIB/habitante	4,17%	2,63%	3,30%	3,30%	3,17%
PIB	5,90%	4,20%	4,61%	4,29%	4,42%

Fuente: Archivo xls Drivers y variables explicativas socioec Ecuador 20 Abril, drvrs ALTR PRINT

**Tabla 2.2. Escenario tendencial. Tasas de crecimiento: Población, y PIB**

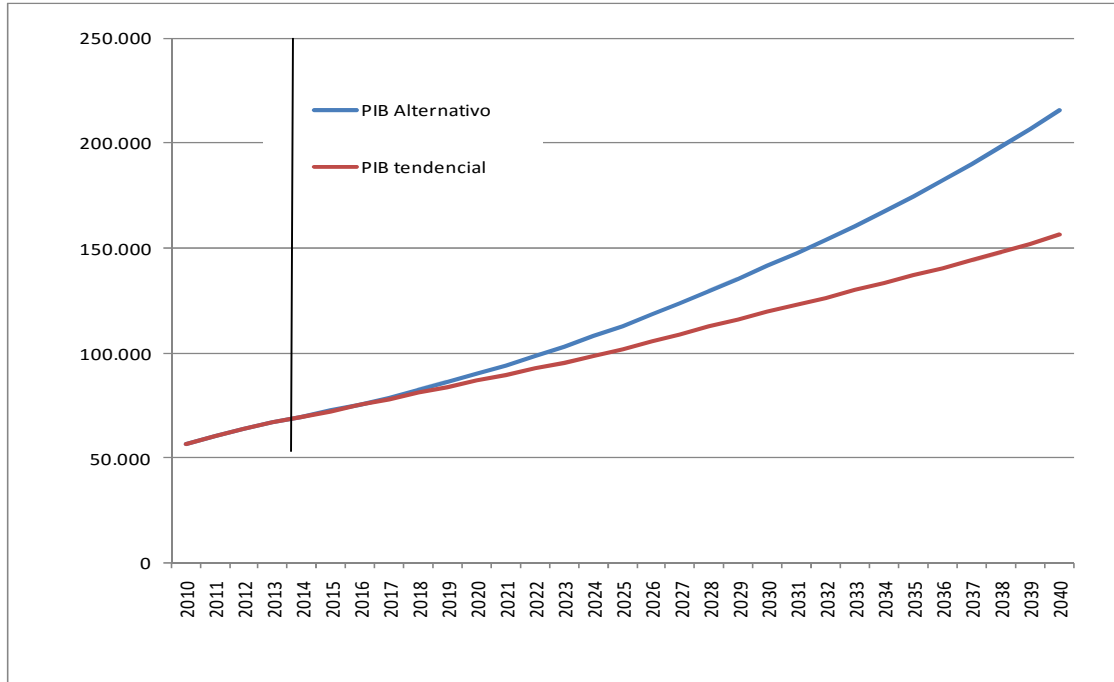
TASAS DE CRECIMIENTO ACUM. ANUAL	ESCENARIO TENDENCIAL				
	2010-2013	2014-2018	2019-2030	2031-2040	2013-2040
Población (habitantes)	1,67%	1,54%	1,27%	0,96%	1,21%
PIB/habitante	4,17%	2,38%	2,00%	1,70%	1,96%
PIBI	5,90%	3,95%	3,30%	2,68%	3,18%

Archivo xls Drivers y variables explicativas socioec Ecuador 20 Abril, drvrs TEND PRINT

<sup>83</sup> Aravena, Claudio "Estimación del Crecimiento Potencial de América Latina". CEPAL 2010.

<sup>84</sup> Se destaca que el mencionado plan emplea una tasa calculada por el Banco Mundial, prefiriéndose aquí emplear una generada por el BCE. Archivo 17 05 2013 Ecuador Plan Maestro de Hidrocarburos\_Resumen Ejecutivo.pptx y archivo Modelo\_Economico\_FINAL.xls Carpeta Plan Maestro de Hidrocarburos.

Gráfico 2.1. PIB en miles de dólares del 2007, evolución 2010-2014 y Proyecciones por escenario años 2015 a 2040



Fuente: Elaboración propia  
Archivo xls Drivers y variables explicativas socioec Ecuador 20 Abril, Hoja tasas ajustadas

### 2.5.1. La desagregación por sectores

Para desagregar y diferenciar el crecimiento por sectores se relevaron las descripciones cualitativas de la Estrategia Nacional de Cambio de Matriz Productiva. Estudio Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva de la Vicepresidencia de la República del Ecuador (ENCMP)<sup>85</sup>.

Se destaca que la edición 2015 de la ENCMP plantea algunas metas o estimaciones cuantitativas que han sido incorporadas en la medida de lo posible en la construcción del escenario alternativo, y que son en definitiva las que marcan la pauta del sendero de desarrollo en este escenario. En particular se sostiene que:

- “La participación de la Industria Manufacturera en el PIB pasará del 13,3% en el año 2014 al 24,9% en el 2025”<sup>86</sup>.

Adicionalmente la ENCMP fundamenta la necesidad de promover el desarrollo de la Industria Básica mediante políticas públicas firmes y sostenidas, incluyendo cofinanciación. Por un lado el crecimiento verificado por el País durante la última década habría generado una elevada demanda para bienes intermedios, energía e infraestructura. Más aún la mayor parte del déficit comercial de Ecuador se explicaría por el componente asociado a las industrias básicas, antes que por los bienes de consumo final, ENCMP 2015 páginas 79-80. Si bien el estudio detallado del impacto y encadenamientos y efectos derrame sobre el resto de las industrias escapa ampliamente al alcance del presente Estudio, se ha apropiado el incremento del PIB detallado arriba en función de estas pautas cualitativas y

<sup>85</sup> Vicepresidencia de la República del Ecuador Estrategia Nacional de Cambio de Matriz Productiva, – Quito, marzo 2015.

<sup>86</sup> Página 45, ENCMP 2015.



---

cuantitativas. Vale citar las palabras del propio documento de la ENCMP, en las que se mencionan las industrias más relevantes a futuro:

*“La estrategia da prioridad a un grupo de seis industrias básicas con alto potencial de mejorar el impacto en la balanza de pagos (vía aumento de exportaciones y/o sustitución de importaciones) y/o alto potencial de encadenamientos como son: **petroquímica**<sup>87</sup>, **siderúrgica** (acero plano); **fundición y refinería de cobre**; **fundición de aluminio**, **astillero**<sup>88</sup> y **pulpa**.” ENCMP 2015 pág. 80.*

Estas ramas industriales contarían con un Plan Estratégico Integral que se encuentra en pleno desarrollo y que constituirá el insumo relevante para ajustar el ejercicio necesariamente preliminar aquí propuesto. Adicionalmente se cuenta con un grado estado de avance de los estudios de prefactibilidad del 90% o más cinco de las ramas industriales: Cobre, Acero DRI, Astilleros, Petroquímica; el análisis respectivo del Aluminio alanza el 50% y no se cuentan con datos de la rama Industrial de Pulpa de papel o celulosa.

En la tabla 2.3. se sintetizan algunos indicadores para los sectores industriales impulsados y se transcriben consideraciones clave extraídas de la ENCMP 2015, desarrollada por la Vicepresidencia de la República del Ecuador.

---

<sup>87</sup> “Compuestos intermedios para fabricar: plásticos, jabones, detergentes, pinturas, fibras sintéticas, revestimientos entre otros.” ENCMP 2015 página 80.

<sup>88</sup> “Priorizado para análisis a pesar de no ser una industria básica al tener un alto potencial de generación de empleo e incentivar el desarrollo de tecnología y educación.” ENCMP 2015 página 80.

**Tabla 2.3. Prospectiva para las Industrias Básicas, capacidad instalada en función del consumo de energía esperado. Plantas Industriales previstas e impactos esperados**

Tipo Industria	Energéticos Consumidos	evolución Capacidad Instalada Prevista						CONSUMO TOTAL EN Ktep/año
		2017	2018	2019	2020	2.021	2.022	
Acero	Gas, EE	33%	50%	89%	94%	100%	100%	355,93
Aluminio	Gas, EE				101%	100%	100%	625,02
Astilleros	Electricidad	48%	48%	100%	100%	100%	100%	2,79
Cobre	Gas, EE, HFO, Diesel			100%	100%	100%	100%	139,80
Petro-química	Petcoke, EE			100%	100%	100%	100%	338,87
Pulpa	s/datos	s/datos						

tipo de planta	inversión MM us\$	producción en tn /año	mercados objetivo	MO directa, Encadenamiento en planta inmediato:
DRI	1.100	1.000.000	Local (sust Imp)	600 minería
arenas ferrotitaníferas	675	500.000	Local (sust Imp)	11.000 extracción Pe y Gas; fabricación de maquinaria y
aluminio primario	2.500	500.000	local y regional	1.000 industria en general
planta hidroeléctrica	3.000			
Con 2 diques secos para grandes barcos	-	4 barcos grandes	local	- industria del acero y petróleo y gas
refinación y fundición	2.000	270.000		850 minería
Planta LAB	310	115.000	local y regional	35 extracción Pe y Gas
Planta PET	1.350	450.000	local y regional	110
Planta Mixta (BHKP/ BSKP)	2.000	1.000.000	local	760 Sector Forestal 330,000 has
forestaciones	821			1.150

Fuente consumos energéticos: Empresas de ingeniería de estudios de pre-factibilidad (SNC Lavalin, Isdefe, Fluor, Idom, Hatch, Agesa) y Bain

Fuente datos de las plantas, inversiones necesarias y caracterización: Vicepresidencia de la República del Ecuador Estrategia Nacional de Cambio de Matriz Productiva, – Quito, marzo 2015. Datos según información de los estudios de pre-factibilidad que están actualmente en finalización.

Notas: La evolución de la capacidad Instalada se ha estimado en función del respectivo consumo de energía, permite inferir la entrada en producción de cada rama. No se tienen datos de la rama industrial Pulpa de Celulosa, es particularmente compleja la interrelación con el sector Forestal en cuanto a la dedicación de una muy significativa superficie dedicada.

Acero: Planta reducción directa de hierro (DRI): Permite la sustitución de importaciones de chatarra y láminas de acero plano; Planta a partir de arenas ferrotitaníferas: Producción de láminas de acero plano tomando como materia prima el hierro proveniente de las arenas ferrosas de los Proyectos de Tola Norte y Mompiche.

Aluminio: El proyecto requiere inversiones adicionales para un suministro de generación hidroeléctrica de 3600MW que se estima costará US\$ 3.000 millones (incluyendo el Proyecto Hidroeléctrico y Línea de Transmisión según información preliminar.

Astillero: Fase 1: para relocalización de ASTINAVE, barcos de hasta 120m de eslora, Fase 2: construcción de barcos de soporte a la exploración offshore de gas (PSVs), capacidad anual de producción dos barcos. Fase 3. Astillero con dos diques secos para Grandes Embarcaciones Tipo AFRAMAX, construcción de barcos que transportan petróleo y sus derivados, capacidad promedio de construcción por año es 4 barcos.

Petroquímica: Planta de Lineal Aquil Benzeno (LAB) y Planta de Tereftalato de Polietileno (PET).

Pulpa: Planta Mixta (BHKP/ BSKP) con las condiciones mínimas. Se requiere una extensión de cultivo aproximada de 210.000 Ha. de bosque de eucalipto y 120.000 Ha. de bosque de pino; 330.000 Ha. Si bien no se tienen datos temporales de la maduración de esta rama se la supone desarrollada hacia el año 2025.

Se postula – además de lo resaltado para la Industria Básica - el desarrollo de Políticas sectoriales para las cadenas productivas agroindustriales de Elaborados del cacao y Maricultura; la Metalmecánica: bienes de capital; la Farmacéutica: medicamentos de uso humano; las Cadenas de Servicios intensivos en conocimiento como el Turismo sostenible basado en naturaleza y cultura y el Software y servicios TIC. Esas consideraciones en sus características cualitativas antes que cuantitativas, fueron tomadas como referencia para desagregar el crecimiento del PIB por sectores de actividad económica.

Adicionalmente se comprobó la coherencia de estas estimaciones con:

- el mencionado Plan Nacional para el Buen Vivir,
- el estudio de la Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático y Definición del Potencial Actual de Mitigación, Valoración de Medidas Contra el Cambio Climático y
- Determinación de Necesidades de Financiamiento en Ecuador.<sup>89</sup>

Entre los lineamientos estratégicos claves para el fortalecimiento del financiamiento al sector productivo – se lo destaca como elemento necesario esencial para el logro de la estrategia Nacional resaltan:

1. Un rol más activo de la banca de desarrollo - Corporación Nacional Financiera (CFN);
2. Implementación de incentivos para reorientar el crédito privado al sector productivo;
3. Fortalecer instrumentos alternativos de financiamiento y de acceso al crédito- Fondo Nacional de Garantía Crediticias-
4. Impulsar el desarrollo de Zonas Especiales de Desarrollo Económico (ZEDEs) industrial y logística de petroquímica “Eloy Alfaro”, en Manabí, y ZEDE Tecnológica, Industrial y Logística de Yachay “Ciudad del Conocimiento”, en Imbabura.

Una consideración sustantiva en el desarrollo previsto en el escenario alternativo para industrias básicas, es la inversión total requerida en torno al 20% del PIB de 2014 (aún debe adicionarse la inversión requerida por la actividad Astilleros) a realizarse en los próximos siete años, un desafío mayúsculo.

El criterio rector del **escenario tendencial**, por su parte fue mantener mínimas variaciones en la estructura del año base (2013), con leve aumento de la Industria y del sector Comercial, Servicios y Público.

En el **escenario alternativo** se propone en cambio un claro liderazgo de la Industria, particularmente las ramas especificadas - resaltadas en amarillo en la tabla N° 2.3.1.1<sup>90</sup> - contrapuesto con la caída en la participación del sector Primario y Extractivo y en menor medida del Sector Comercial, Servicios y Público. Por su parte el Sector Construcciones mantiene su participación en este escenario, pero con importante crecimiento en valores absolutos. Pese a la pérdida de participación en el PIB, el sector Primario y Extractivo alcanza valores absolutos de valor agregado – en dólares de 2007– similares a los del escenario tendencial<sup>91</sup>.

El procedimiento concreto para desagregar el PIB por subsector en cada escenario, consiste en definir puntos porcentuales de modificación en las respectivas participaciones de los subsectores en el año

<sup>89</sup> Carpeta MAE, archivo 2901Segundo Comunicación Nacional – internet.pdf, en particular las Características económicas y cambio deseado, pág. 5 y 6 y el punto 8. CARACTERIZACIÓN DE SECTORES PRODUCTIVOS en páginas 87 – 90. Y archivo NDCs Informe final.pdf. Informe Final, Roberto Gomelsky, 2014 efecto potencial sobre el cambio de la matriz productiva, Página 67.

<sup>90</sup> Estas ramas que lideran el crecimiento fueron definidas según las consideraciones expresadas, párrafos arriba respecto a la Estrategia Nacional de Cambio de Matriz Productiva.

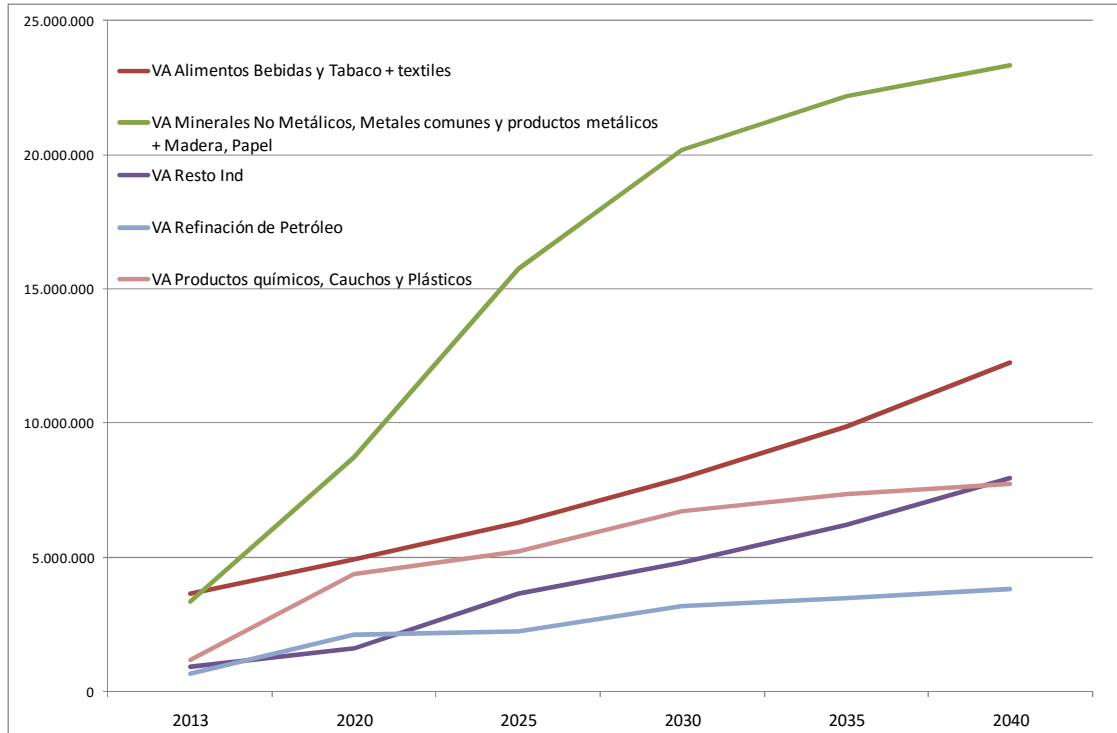
<sup>91</sup> Al desagregar el crecimiento del PIB por subsectores y ramas, se tuvo especial atención en evitar modificaciones bruscas en términos absolutos (medidos en dólares del 2007), ya que si bien el crecimiento del Escenario alternativo se cimenta en la Industria, no hay razones para esperar que el sector Agrícola en particular sea inferior. Si se espera un mayor desarrollo, tal como se expresó en las sub actividades Forestal, Minería y Producción de Gas y Petróleo.

horizonte (2040), de modo tal de compensar aumentos con disminuciones. Luego se propone el camino crítico para recorrer la situación o imagen en el año base hasta el año horizonte, para cada sub sector. Para eso se determinan participaciones intermedias en los años de corte especificados de modo de interpretar los lineamientos cualitativos y de evitar cambios bruscos de estructura. Como se indicó se incorporó el objetivo del 25% (24,7%) de participación de la Industria Manufacturera en el año 2025, como parte esencial del escenario alternativo. En particular los sectores que abastecen al mercado doméstico (comercio y servicios o Industria Alimenticia, excepto sub ramas exportadoras) exhibirán tasas de evolución más próximas a las de PIB.

Como se ilustra en gráfico 2.2. en el escenario alternativo la industria verificaría un crecimiento muy fuerte hasta el 2022-2030, período en que se terminan de desarrollar las Industrias Básicas, según la planificación propuesta en el ENCMP.<sup>92</sup> Esto puede requerir un elevado funcionamiento de la Capacidad Instalada desde los primeros años de funcionamiento, para ello debería abastecer tanto al incipiente mercado interno, como al externo. Luego al ir madurando la industria nacional, abastecida con insumos básicos a precios competitivos lograría solidificar su participación en torno al 27% del total del PIB. Esta evolución prevista puede observarse en el crecimiento diferencial de las diversas ramas industriales: la Química, Petroquímica, Refinación de Petróleo y parcialmente la Metálica Básica (Astilleros, Cobre, Acero) exhiben el máximo incremento de la capacidad hacia el año 2020. Cinco años más tarde completan su maduración la Pulpa, Madera y Papel, Minerales No Metálicos (Aluminio), e inclusive la fabricación de productos metálicos. En conclusión una fracción de la industria es dinámica y responde a la política industrializadora, luego retoman el liderazgo las ramas que producen bienes principalmente para el mercado interno, con un perfil exportador reforzado por la industria básica desarrollada. De igual manera en los últimos diez años es el sector servicios el que vuelve a recuperar participación.

<sup>92</sup> En la tabla 2.3.1.1 esto se refleja en el incremento en la participación industrial en el PIB, luego se mantiene la nueva participación, por lo que en términos absolutos sigue aumentando sustantivamente el VA, en función del aumento del PIB.

**Gráfico 2.2. Evolución prevista para el VA industria Manufacturera entre 2013 y 2040, escenario alternativo (miles de dólares del 2007)**



Fuente: Elaboración propia  
Archivo xls Drivers y variables explicativas socioec Ecuador 20 Abril, Hoja crec sectores alternativo (2)

A continuación se presentan dos tablas en las que se resumen los principales resultados de las proyecciones propuestas para el escenario alternativo (tabla 2.4.), y para el tendencial (tabla 2.5.).

Tabla 2.4. Escenario alternativo Socioeconómico

Drivers LEAP Prospectiva Ecuador	ESCENARIO ALTERNATIVO												tasa AA 2013-2040
	2013		2020		2025		2030		2035		2040		
<b>Población (habitantes)</b>	15.774.749		17.510.643		18.693.140		19.814.767		20.858.149		21.806.740		1,21%
<b>Residencial</b>	4.219.603		5.067.742		5.505.836		5.891.357		6.192.004		6.419.159		1,57%
<b>PIB (millones de us\$ del 2007)</b>	67.081	100%	90.185	100%	113.000	100%	141.587	100%	174.697	100%	215.549	100%	4,42%
<b>Comercial, Servicios y Público</b>													
Valor Agregado (VA) Comercial, Servicios y Público	36.683	54,7%	43.747	48,5%	51.773	45,8%	64.295	45,4%	82.689	47,3%	106.794	49,5%	4,0%
<b>Industria</b>	8.558	12,8%	17.333	19,2%	27.942	24,7%	36.119	25,5%	41.771	23,9%	47.310	21,9%	6,5%
VA Alimentos Bebidas y Tabaco	3.053	4,6%	4.127	4,6%	5.180	4,6%	6.538	4,6%	8.098	4,6%	10.025	4,7%	4,5%
VA Textil, Prendas de vestir y Cueros	587	0,9%	806	0,9%	1.102	1,0%	1.417	1,0%	1.771	1,0%	2.210	1,0%	5,0%
VA Madera, Papel e Impresiones	946	1,4%	1.542	1,7%	4.177	3,7%	5.314	3,8%	5.846	3,3%	6.138	2,8%	7,2%
VA Productos químicos, Cauchos y Plásticos	1.164	1,7%	4.361	4,8%	5.235	4,6%	6.703	4,7%	7.374	4,2%	7.742	3,6%	7,3%
VA Minerales No Metálicos, Metales comunes y productos metálicos	1.220	1,8%	2.795	3,1%	6.344	5,6%	8.164	5,8%	8.981	5,1%	9.430	4,4%	7,9%
VA Fabricación de equipos y maquinaria	323	0,5%	576	0,6%	1.674	1,5%	2.168	1,5%	2.723	1,6%	3.409	1,6%	9,1%
VA Fabricación de vehículos y equipos de transporte	167	0,2%	296	0,3%	604	0,5%	810	0,6%	1.076	0,6%	1.398	0,6%	8,2%
VA Fabricación de muebles y otros	233	0,3%	385	0,4%	715	0,6%	950	0,7%	1.249	0,7%	1.611	0,7%	7,4%
VA Resto de Industrias	204	0,3%	346	0,4%	666	0,6%	889	0,6%	1.173	0,7%	1.517	0,7%	7,7%
VA Refinación de Petróleo (**)	661	1,0%	2.097	2,3%	2.244	2,0%	3.165	2,2%	3.482	2,0%	3.830	1,8%	6,7%
<b>VA Agropecuario, Minería y Pesca</b>	12.484	18,6%	17.487	19,4%	19.921	17,6%	24.301	17,2%	29.350	16,8%	35.589	16,5%	4,0%
<b>VA Construcción y Otros</b>	6.688	10,0%	9.046	10,0%	11.414	10,1%	14.422	10,2%	17.874	10,2%	22.138	10,3%	4,5%
<b>VA Resto (**)</b>	2.667	4,0%	2.574	2,9%	1.950	1,7%	2.444	1,7%	3.015	1,7%	3.720	1,7%	1,2%
<b>Consumo No Energetico</b>													
Petroquímica (VA Química) (++)	820	1,2%	3.898	4,3%	4.647	4,1%	5.971	4,2%	6.568	3,8%	6.896	3,2%	8,2%

AA: acumulada anual

(\*\*) no son drivers para el Modelo Leap, completan el PIB

(++) no duplicar, está incluido en la rama Ptos químicos, caucho y plástico

Fuente: Elaboración propia

Archivo xls Drivers y variables explicativas socioec Ecuador 20 Abril, Hoja drvrs ALTR PRINT

Tabla 2.5. Escenario tendencial Socioeconómico

Drivers LEAP Prospectiva Ecuador	ESCENARIO TENDENCIAL												tasa AA 2013-2040
	2013		2020		2025		2030		2035		2040		
<b>Población (habitantes)</b>	<b>15.774.749</b>		<b>17.510.643</b>		<b>18.693.140</b>		<b>19.814.767</b>		<b>20.858.149</b>		<b>21.806.740</b>		1,21%
<b>Residencial</b>													
Número de Hogares (totales)	4.219.603		5.067.742		5.505.836		5.891.357		6.192.004		6.419.159		1,57%
<b>PIB (millones de us\$ del 2007)</b>	<b>67.081</b>	<b>100%</b>	<b>86.755</b>	<b>100%</b>	<b>102.040</b>	<b>100%</b>	<b>120.019</b>	<b>100%</b>	<b>136.979</b>	<b>100%</b>	<b>156.336</b>	<b>100%</b>	<b>3,18%</b>
<b>Comercial, Servicios y Público</b>													
Valor Agregado (VA) Comercial, Servicios y Público	36.683	54,7%	47.566	54,8%	56.084	55,0%	66.106	55,1%	75.542	55,1%	86.275	55,2%	3,2%
<b>Industria</b>	<b>8.558</b>	<b>12,8%</b>	<b>11.455</b>	<b>13,2%</b>	<b>13.902</b>	<b>13,6%</b>	<b>16.790</b>	<b>14,0%</b>	<b>19.454</b>	<b>14,2%</b>	<b>22.384</b>	<b>14,3%</b>	<b>3,6%</b>
VA Alimentos Bebidas y Tabaco	3.053	4,6%	3.988	4,6%	4.734	4,6%	5.613	4,7%	6.437	4,7%	7.365	4,7%	3,3%
VA Textil, Prendas de vestir y Cueros	587	0,9%	772	0,9%	922	0,9%	1.098	0,9%	1.263	0,9%	1.447	0,9%	3,4%
VA Madera, Papel e Impresiones	946	1,4%	1.286	1,5%	1.581	1,5%	1.930	1,6%	2.249	1,6%	2.596	1,7%	3,8%
VA Productos químicos, Cauchos y Plásticos	1.164	1,7%	1.584	1,8%	1.950	1,9%	2.382	2,0%	2.777	2,0%	3.206	2,1%	3,8%
VA Minerales No Metálicos, Metales comunes y productos metálicos	1.220	1,8%	1.653	1,9%	2.028	2,0%	2.471	2,1%	2.877	2,1%	3.319	2,1%	3,8%
VA Fabricación de equipos y maquinaria	323	0,5%	435	0,5%	531	0,5%	644	0,5%	748	0,5%	862	0,6%	3,7%
VA Fabricación de vehículos y equipos de transporte	167	0,2%	223	0,3%	271	0,3%	327	0,3%	378	0,3%	435	0,3%	3,6%
VA Fabricación de muebles y otros	233	0,3%	309	0,4%	371	0,4%	445	0,4%	514	0,4%	590	0,4%	3,5%
VA Resto de Industrias	204	0,3%	276	0,3%	339	0,3%	412	0,3%	480	0,4%	553	0,4%	3,8%
VA Refinación de Petróleo (**)	661	1,0%	929	1,1%	1.176	1,2%	1.467	1,2%	1.731	1,3%	2009,94	1,3%	4,2%
<b>VA Agropecuario, Minería y Pesca</b>	<b>12.484</b>	<b>18,6%</b>	<b>16.121</b>	<b>18,6%</b>	<b>18.934</b>	<b>18,6%</b>	<b>22.242</b>	<b>18,5%</b>	<b>25.366</b>	<b>18,5%</b>	<b>28.939</b>	<b>18,5%</b>	<b>3,2%</b>
<b>VA Construcción y Otros</b>	<b>6.688</b>	<b>10,0%</b>	<b>8.402</b>	<b>9,7%</b>	<b>9.607</b>	<b>9,4%</b>	<b>11.019</b>	<b>9,2%</b>	<b>12.389</b>	<b>9,0%</b>	<b>14.024</b>	<b>9,0%</b>	<b>2,8%</b>
<b>VA Resto (**)</b>	<b>2.667</b>	<b>4,0%</b>	<b>3.211</b>	<b>3,7%</b>	<b>3.513</b>	<b>3,4%</b>	<b>3.862</b>	<b>3,2%</b>	<b>4.229</b>	<b>3,1%</b>	<b>4.715</b>	<b>3,0%</b>	<b>2,1%</b>
<b>Consumo No Energetico</b>													
Petroquímica (VA Química) (++)	820	1,2%	1.138	1,3%	1.425	1,4%	1.765	1,5%	2.073	1,5%	2.403	1,5%	4,1%

AA: acumulada anual

(\*\*) No son drivers para el Modelo Leap, completan el PIB

(++) No duplicar, está incluido en la rama Ptos químicos, caucho y plástico

Fuente: Elaboración propia

Archivo xls Drivers y variables explicativas socioec Ecuador 20 Abril, Hoja drvrs TEND PRINT

### 3. Lineamientos de los escenarios Energéticos

#### 3.1. Introducción

En este capítulo se proponen dos escenarios Energéticos construidos a partir de la definición de los dos escenarios Socioeconómicos presentados en el Capítulo 2.

Uno de los objetivos fundamentales de los escenarios Energéticos es posibilitar los trabajos de prospectiva energética y de planificación indicativa del sistema energético.

- i) Los escenarios Energéticos establecen, entonces, los lineamientos generales de comportamiento futuro del sistema energético en consonancia con los lineamientos de los escenarios Socioeconómicos (uno de crecimiento moderado, y otro de crecimiento alto).
- ii) Se han incluido, entonces, aspectos tales como: políticas sobre penetración de energéticos en los sectores de consumo, cambios en las intensidades energéticas, penetración de nuevas fuentes y tecnologías, políticas de oferta y medidas de uso racional de la energía.

Los dos escenarios Energéticos se han elaborado en base a las entrevistas realizadas y a la lectura de los materiales recibidos a tal efecto (ver Bibliografía), y constituyeron una **propuesta a validada por el comitente**.

En este Capítulo se repasan las principales características del sistema energético ecuatoriano<sup>93</sup>. Luego se presentan los lineamientos generales propuestos para cada escenario Energético.

#### 3.2. El sistema energético ecuatoriano

El marco económico del sector energético ecuatoriano corresponde a un sistema que en el 44% de su matriz productiva se asienta en la producción de bienes primarios, industriales, y servicios de reducido valor agregado (servicios de comercio y servicio doméstico). El porcentaje restante, está compuesto por servicios de alto valor agregado. La mayor parte de las exportaciones está conformada por bienes primarios (más del 70%), seguidos por los bienes industrializados con el 21%, y tan solo el 7% por servicios (Plan Nacional del Buen Vivir <sup>94</sup>, p. 73).

Ecuador es un país productor y exportador de petróleo, de manera que los hidrocarburos (petróleo y sus derivados y en menor medida el gas) tienen una alta participación en la estructura energética y en la economía nacional. Los ingresos del petróleo representaron en 2013, el 23% del presupuesto general del Estado<sup>95</sup> y el 57% del total de las exportaciones del país (datos BCE, 2013)<sup>96</sup>. En 2013,

<sup>93</sup> Elaborado en base al Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV): Capítulo 5 Planificamos el futuro, apartado 5.1.4. Matriz productiva y sectores estratégicos, y el Capítulo 6 Objetivos nacionales para el Buen Vivir, Objetivo 11 Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica; y al Diagnóstico presentado en el Capítulo 1 de este documento y otra bibliografía puesta a disposición por el comitente.

<sup>94</sup> Plan Nacional de Desarrollo / Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017. 2013. ISBN-978-9942-07-448-5. Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – Senplades, 2013. Quito, Ecuador (primera edición, 11 000 ejemplares).

<sup>95</sup> <http://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/Anuario32/> IndiceAnuario36.htm Capítulo II, Sector público no Financiero.

<sup>96</sup> La información actualizada sobre comercio exterior en:

<http://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorExterno/BalanzaPagos/balanzaComercial/ebc201505.pdf>, <http://contenido.bce.fin.ec/admin/dirlistEBC.php>; <http://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>

Estos porcentajes se modificarían a partir de la baja sostenida del precio del petróleo que se vive a escala mundial desde junio pasado, la que afecta principalmente a los países productores de crudo como es el Ecuador. A ello se debe sumar el factor adicional del diferencial o castigo por su menor calidad que también se ha ampliado.



---

Dentro de los principales rubros de importación (BCE, 2013)<sup>97</sup>, se encuentran los derivados de petróleo (por restricciones en infraestructura de refinación), principalmente el DO, las Gasolinas y el GLP)<sup>98</sup> y otros productos, que en conjunto representan el 22% del total de las importaciones<sup>99</sup>.

A comienzos de la década de 90' el GLP representaba la mayor parte de las importaciones energéticas (79,7%), pero su participación, debido al incremento de la importación de DO y las Gasolinas, comenzó a disminuir hasta llegar al 14,5% en 2013. Actualmente las importaciones de DO y Gasolinas, que representan el 47,2% y 32,3% del total de las importaciones energéticas, respectivamente. Estos ritmos crecientes de importaciones, se reflejan en índices decrecientes de autosuficiencia de energía secundaria. A pesar del nivel creciente de estas importaciones, la balanza comercial petrolera es positiva y compensa en parte el déficit de la balanza comercial no petrolera (2013).

En el gráfico 3.1. se presenta el Balance Energético Nacional de 2013. Se pueden observar los niveles relativos de los flujos correspondientes a las Exportaciones e Importaciones de hidrocarburos (crudo y derivados).

---

<sup>97</sup> <http://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/Anuario32/IndiceAnuario36.htm>

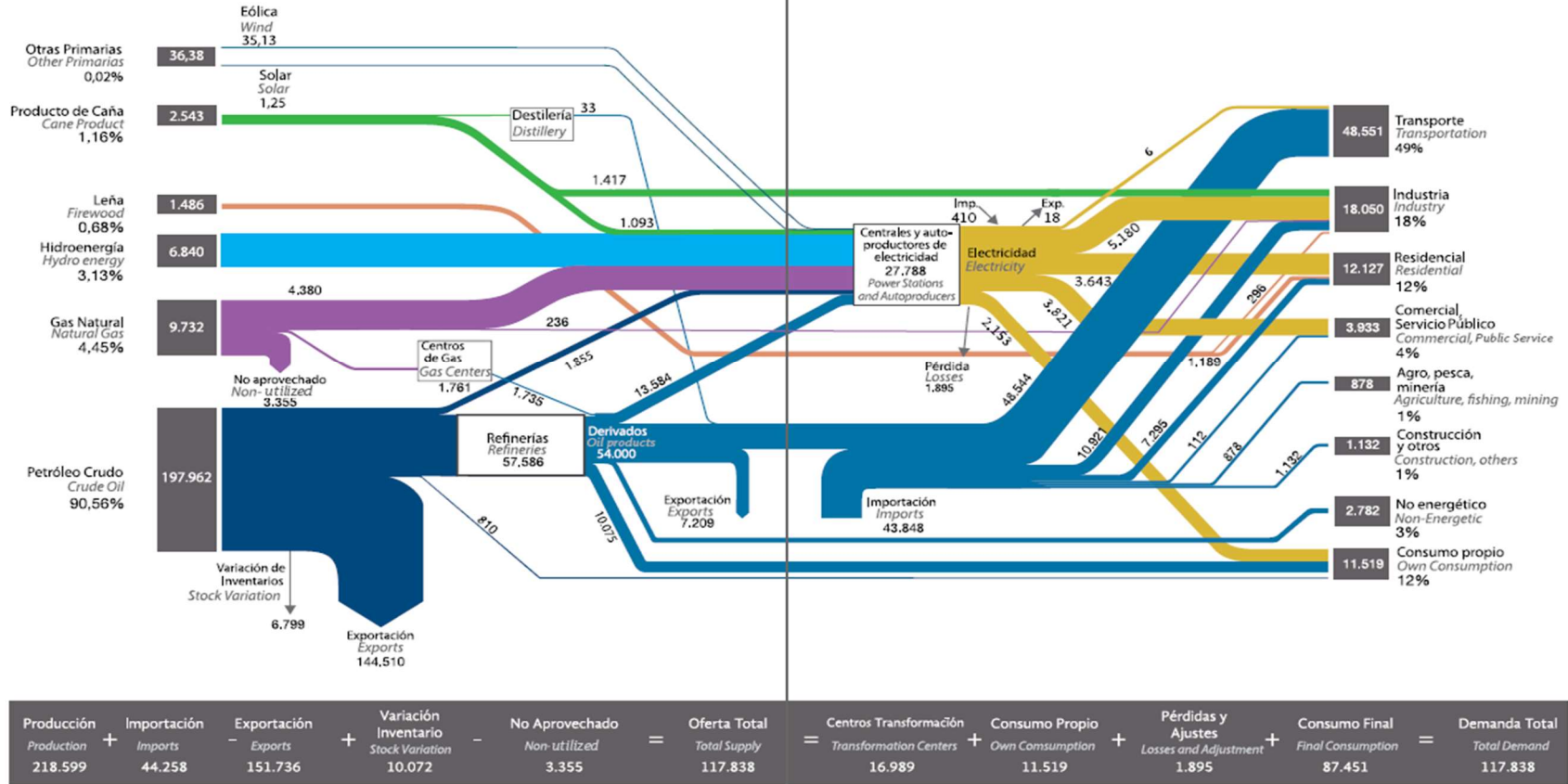
Capítulo III, 3.2. Comercio Exterior.

<sup>98</sup> La importación total de energía tuvo un gran aumento durante el período, pasando de 1.961 kBep en 1990 a 44.258 kBep en 2013, con una tasa promedio de 14,5% a.a.

<sup>99</sup> <http://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/Anuario32/>. IndiceAnuario36.htm.

Gráfico 3.1. Balance Energético Nacional 2013

Balance Energético Nacional 2014 (Año base 2013) (kBEP)  
National Energy Balance 2014 (Base year 2013) (kBOE)



Fuente: Balance Energético Nacional, 2014, con datos 2013

Sin embargo, cabe señalar que la caída de la inversión exploratoria de los últimos años, y la consiguiente declinación en las reservas<sup>100</sup>, podrían afectar fuertemente la oferta de petróleo y con ello la economía en su conjunto. Por lo tanto, siendo Ecuador un país exportador de hidrocarburos, **de no mediar una reactivación de la actividad petrolera del upstream y de sostenerse las elevadas tasas de crecimiento de la demanda**, se verificaría una drástica reducción de las reservas de crudo, que podría en entredicho rol exportador, con el consiguiente impacto en la economía en su conjunto.

Un análisis adicional indica que la **renovabilidad de la energía utilizada ha sido decreciente**, lo que significa que cada vez se utiliza una mayor cantidad de energía no renovable en el país. En ello han influido varios factores entre los que vale mencionar: la participación creciente del sector de transporte en el uso de combustibles fósiles (gasolinas y diesel); el elevado consumo de GLP en el sector residencial; y el crecimiento de la participación de la generación térmica (en especial en períodos de sequía), quemando en particular FO en motores .

Con el propósito de aumentar el índice de renovabilidad en la matriz de generación eléctrica, el gobierno ha iniciado una serie de acciones, entre las que se resumen las siguientes: la potencia instalada efectiva nacional para la generación hidroeléctrica pasó de 1.786 MW en 2006 a 2.237 MW en 2013 (PME, 2013 y FB, 2015)<sup>101</sup>. Además existen trece proyectos hidroeléctricos en construcción. En el ámbito eólico se cuenta con una potencia en operación de 20 MW, y un potencial factible en el corto plazo de 891 MW. En lo referente al recurso solar, se han instalado seis mil sistemas fotovoltaicos, principalmente en la Amazonia, que representan 4 MW. Adicionalmente, se encuentran suscritos títulos habilitantes para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos por 282 MW. En lo referente al uso de biomasa para el aprovechamiento energético, se encuentran operando centrales con bagazo por más de 100 MW.

Por el lado de la demanda también se han iniciado acciones tendientes a disminuir el consumo de derivados de petróleo importados.

De concretarse los proyectos mencionados y lograrse los objetivos esperados, la tendencia en cuanto a la creciente participación de derivados de petróleo para la generación eléctrica verificará un punto de inflexión que permitirá aliviar la presión sobre el sector petrolero, con los consiguientes beneficios para la economía nacional.

### 3.3. Los escenarios Energéticos

#### 3.3.1. El escenario Energético tendencial. Aspectos generales

El **escenario Energético tendencial** se propone acompañar el escenario de crecimiento económico moderado (PBI 3,2% a.a.)<sup>102</sup>. En este escenario se plantean incrementos moderados de los precios

<sup>100</sup> Fuente: Coordinación General de Gestión Estratégica del Ministerio de Recursos Naturales de Recursos No Renovables de la República del Ecuador. 2013. Plan Maestro de Hidrocarburos. 2013-2017. En base a la Consultoría de Wood Mackenzie correspondiente al Plan Maestro de Hidrocarburos realizada en el año 2012-2013. Documento Borrador. Quito D.M, Octubre del 2013; y *Fundación Bariloche*. 2015. Elaboración de la Prospectiva Energética del Ecuador 2013-2040, Proyecto: 00089679 Aseguramiento de la Eficiencia Energética. Fecha: Mayo 2015 (150210 Informe con Comentarios \_MEER\_MICSE 21 de mayo.docx, pag 156).

<sup>101</sup> Con un potencial hidroeléctrico de 23000 MW, **sin considerar limitaciones por posibles impactos ambientales, por probables oposiciones a su concreción, o por vulnerabilidad al cambio climático con disminución del recurso, entre otras afectaciones.**

<sup>102</sup> Ver en Tabla 2.5, del Capítulo 2, con Tasas de Crecimiento de la población y Economía y Drivers LEAP Escenario tendencial.

internacionales del petróleo, desde los valores actuales hasta alcanzar en 2040, los U\$S 85 el barril<sup>103</sup>.

Es este escenario se mantiene la problemática sectorial en general, aunque comienzan a incorporarse lentamente cambios de políticas y regulatorios, en especial en lo que hace a la disminución de los niveles de subsidios (GLP y otros)<sup>104</sup> <sup>105</sup>. Si bien estas acciones permiten mejorar en parte los ingresos del sector, se mantienen las restricciones en el financiamiento de las inversiones, lo que hace postergar algunos proyectos relevantes para su sustentabilidad. Entre ellos, se pueden mencionar aquellos relacionados con el incremento de la prospección y el aumento de reservas de hidrocarburos, la producción y contribución de campos existentes, y una significativa incorporación de generación en base a energías renovables no convencionales.

En este escenario se postergarían en el tiempo algunas de las metas planteadas en el Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV) 2013 - 2017, así como se adoptarían las propuestas de los escenarios más moderados presentados en el Plan Maestro de Electrificación, el Plan Maestro de Hidrocarburos y otros Planes sectoriales.

Es un escenario en el que se mantendrá la estructura de consumo sectorial, con pocas políticas de gestión de la demanda de energía, y en el que se proyectarán aumentos del consumo per cápita con respecto a su evolución reciente. Se encontrará vigente el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PNEE), se cumplirán solamente, algunas de las premisas iniciales del Proyecto SECURE<sup>106</sup> en cuanto a avanzar en la definición de marcos legales, institucionales y regulatorios, en el fortalecimiento de capacidades de funcionarios, y en la mejora de la coordinación del área de eficiencia. También se esperaría avanzar en el proceso de instalación de laboratorios adecuados para la verificación y desarrollo de estándares, y en el fortalecimiento del manejo y capacidad de distribución del programa RENOVA. Sin embargo, no se percibirán resultados significativos en ahorros, salvo los logrados por el avance tecnológico normal de los artefactos nuevos incorporados al mercado correspondiente.

Se espera encontrar en este escenario importantes avances en lo que hace a la incorporación de generación hidroeléctrica y en menor medida de energías renovables no convencionales (ERNC). No se prevé el incremento de la participación del gas natural.

No se proyectan aumentos en los niveles de intercambios eléctricos con los países vecinos.

Como resultado de estas acciones, no se prevé alcanzar el índice de suficiencia de energía secundaria del nivel propuesto en el PNBV (pag. 541) del 76%.

<sup>103</sup> Para el mediano plazo, el mantenimiento o acrecentamiento de los niveles de producción en EEUU (en el 2013 la diferencia entre el consumo y la producción de petróleo era de casi el 48% y sus importaciones eran de 9,8 millones de barriles /día), estará supeditada no sólo a la elevación de los precios sobre los valores de comienzos del 2015, sino a la detención del alto porcentaje de declinación de estos yacimientos, lo cual exigirá la perforación continua y creciente del número de pozos y la solución de las controversias que provoca la tecnología en cuanto a sus efectos dañinos sobre el ambiente. (Bravo, V. 2015. Anexo Geografía Económica al Documento Mercado Petrolero Internacional. Versión 2015. Fundación Bariloche).

<sup>104</sup> Se observa que ya en el año 2008, el ARCONEL había elaborado un documento donde se sugería la distribución selectiva de los subsidios en electricidad, en particular la Tarifa Dignidad ver en: (<http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/Planintegralestabilizacionsectorelectrico.pdf>).

<sup>105</sup> Según la fuente: "Plan Maestro de Hidrocarburos v5.docx, pag 13", se estima que con precios del crudo a U\$S 80, los subsidios incluyendo el GLP (676 Mus\$), rondaron los US\$7 mil millones de subsidios al año- También en Doc Perfil programa de Cocción Eficiente (pag 6).

<sup>106</sup> Se ha tomado el marco general de Luna, Nestor. 2015. "Aseguramiento de la Eficiencia Energética en los Sectores Público y Residencial del Ecuador SECURE". Taller de Arranque. Marzo 2, 2015. (pag. 5).

### 3.3.2. El escenario Energético alternativo. Aspectos Generales <sup>107</sup>

En el **escenario Energético alternativo**<sup>108</sup> se propone acompañar el escenario de crecimiento socioeconómico alto (Crecimiento PBI del 4,4% a.a.)<sup>109</sup>, sin dificultades de financiamiento. En este escenario se **plantean incrementos moderados de los precios del petróleo, desde los valores actuales hasta alcanzar en 2040, los U\$S 110 el barril**<sup>110</sup>.

Se prevé que la sostenibilidad energética del país se apoye en el aumento de la prospección (reservas), la producción y en el procesamiento de petróleo y gas natural, y el aumento de la participación de las **energías renovables a un ritmo mayor al crecimiento** de la demanda anual. Se postula la aplicación de un esquema de subsidios que beneficie a sectores necesitados de la sociedad, así como a aquellos que se incluyan en los planes de desarrollo o estímulo del gobierno, y que permita financiar las principales obras de inversión.

Paralelamente a la ejecución de grandes proyectos hidroeléctricos en función de la información disponible en ARCONEL (2014)<sup>111</sup>. Se implementarán pequeños proyectos de generación de energía con fuentes renovables en zonas cercanas a los consumidores, y con esquemas de gestión participativa de los Gobiernos Autónomos Descentralizados (GADs), las organizaciones comunitarias y el sector privado. Estos proyectos ponen a disposición energías para usos productivos locales y el SNI, lo que permite generar empleo local, optimizar el uso de los recursos (incluyendo residuos agroindustriales), diversificar los territorios en la generación de electricidad y disminuir las pérdidas técnicas en la transmisión de electricidad.

En el marco de la reestructuración de la matriz energética, y con vistas a una reducción drástica de la importación de combustibles, se apuntará al desarrollo de un sistema de refinación de hidrocarburos orientado a la obtención de derivados para el consumo interno (además de exportación de excedentes). Se agrega a ello la entrada en operación de la RDP. Se prevé el aumento de la utilización de biocombustibles y el aprovechamiento del gas asociado para generar electricidad, hasta alcanzar los objetivos del proyecto OGE&EE (Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética).

En este escenario, se profundizan los lazos de integración regional en particular de electricidad (líneas).

Se prevé el cumplimiento de las principales medidas lanzadas por el PNBV, y el PNEE. El esfuerzo en la gestión de la demanda se centrará en la implementación de medidas para profundizar la equidad en el acceso y asequibilidad de los productos y servicios energéticos, así como en el ahorro, el uso eficiente de la energía de consumo y en la sustitución progresiva que considere criterios de eficiencia económica y sustentabilidad ambiental, con énfasis en el transporte de carga y la electrificación en los sectores industrial, residencial y transporte.

<sup>107</sup> En base a las políticas y estrategias expresadas en el PNBV y el Planes sectoriales.

<sup>108</sup> Se ha tomado como marco general En base a las políticas y estrategias expresadas en el PNBV y el Planes sectoriales.

<sup>109</sup> Ver Tabla correspondiente del Capítulo 2, con Tasas de Crecimiento de la población y Economía y Drivers Leap Escenario alternativo.

<sup>110</sup> Al igual que en el escenario tendencial, se prevé para el mediano plazo, incrementos de los precios del petróleo vinculados al mantenimiento o acrecentamiento de los niveles de producción en EEUU, y al aumento de las exigencias de perforación continua y creciente del número de pozos y la solución de las controversias que provoca la tecnología en cuanto a sus efectos dañinos sobre el ambiente.

<sup>111</sup> En base a las siguientes tablas informativas recibidas: - Plan de expansión de generación 2014 - 2023 (en fase de revisión y aprobación), - Proyectos adicionales en estudios y/o trámite; - Proyectos adicionales considerados en el catálogo del MICSE (2015); y- Proyectos adicionales con estudios de pre factibilidad básica concluidos en 2013. Se ha asumido que ese orden está asociado a un orden de mayor a menor probabilidad de ejecución.

En el sector transporte se prevén importantes acciones de eficiencia y sustituciones relevantes entre las que se destacan: la mayor penetración de bioetanol, mejoras en la eficiencia de los vehículos, y la incorporación de autos híbridos o eléctricos.

Como corolario de las propuestas de lineamientos de los escenarios, se ha elaborado un listado de 17 medidas/acciones/proyectos, cuya implementación generará impactos en los resultados de la Prospectiva, según se presentará en el Capítulo siguiente.

**Medidas en Demanda:**

- 1 Sector Residencial: Cocinas a inducción. Se propone: sustitución de LPG por electricidad, principalmente en el uso cocción (PEC: Programa de cocina eficiente), un millón y 3,5 millones de cocinas, según el escenario tendencial y alternativo, respectivamente.
- 2 Sector Residencial: Calentadores de agua. Se propone: sustitución de LPG por electricidad: 1 calefón por cada 5 cocinas de inducción, según cada escenario de Cocinas.
- 3 Sector Residencial: Refrigeradores, Programa de sustitución de refrigeradores ineficientes: 330.000 al 2017 y 2020, según escenario tendencial y alternativo, respectivamente.
- 4 Sector Industrial: Eficiencia en Calderas, mejoras en eficiencia: alcanzando 80 y 82% según escenario tendencial y alternativo, respectivamente al 2040.
- 5 Sector Industrial: Mejora en Intensidad Energética en Vapor, mejoras en ciclos energéticos, gestión de flujos, aislaciones.
- 6 Sector Industrial: Mejora en Intensidad Energética en Motores, incorporación de reguladores, etc.
- 7 Sector Industrial: Mejora en Intensidad Energética en Calor de Proceso, mejoras en ciclos energéticos, gestión de flujos, aislaciones.
- 8 Sector Transporte: Metas biocombustibles: se espera alcanzar la sustitución de la gasolina extra por la Ecopais en 2017 y en 2022 (aprox. el 45% del mercado nacional de combustibles líquidos), según cada escenario.
- 9 Sector Transporte: Vehículos Eléctricos e Híbridos: Se plantea una introducción de vehículos del: 4% y 9% en el 2040 respectivamente en el escenario tendencial; y 9%, y 19% al 2040 en el alternativo (Fundación Bariloche(a), 2015).
- 10 Sector Transporte: Eficiencia en transporte, mejoras en el consumo específico de los distintos motores llegándose a ahorros en el año 2040 del 12% para el escenario tendencial, y 25% para el alternativo.
- 11 Sector Comercial, Servicios y Público: Alumbrado Público, cambio de lámparas 65 mil lámparas de Hg por Na (al 2018, y 2020 en escenario alternativo y tendencial respectivamente).

**Medidas en la Oferta:**

- 12 Refinería del Pacífico. Ingresaría en el 2022 o 2018, según escenario tendencial o alternativo.
- 13 Producción de petróleo Pungarayacu. Ingresaría en el 2017 en ambos escenarios, en diferentes meses.
- 14 Producción de petróleo T&T, Respecto al bloque T&T. Etapa 1-campo Tiputini, entraría en producción en 2016; Etapa 2-campo Tambococha, entraría en producción también en 2016 en ambos escenarios, en diferentes meses.
- 15 Producción de petróleo Ishipingo, Ingresa en 2018 en ambos escenarios, en diferentes meses.
- 16 Proyecto OGE&EE, en 2017 alcanzaría la interconexión en ambos escenarios, aunque con más generación con GN en el escenario alternativo.
- 17 Complejo Hidroeléctrico Rio Santiago, ingresaría solamente en el escenario alternativo por etapas (2021/2033).

---

Los escenarios tendencial y alternativo de este ejercicio de análisis se han estructurado a partir de la incorporación de estas medidas, o iguales medidas con diferencias en el grado de penetración o en su velocidad. Es importante recordar que el contexto de cada escenario es distinto pues está vinculado a diferentes hipótesis socioeconómicas y energéticas globales. De allí que la metodología utilizada de análisis a nivel de cada medida, presenta diferentes cualidades para su evaluación, ya que permite tener una contextualización de la conveniencia social (sistémica) variable según el contexto.

## 4. Hipótesis de Modelado

A continuación se presenta la estructura propuesta del Modelo LEAP para la realización del ejercicio prospectivo, en lo que hace a cada escenario y a las hipótesis de modelado de cada sector de consumo y de los centros de transformación, así como de las medidas propuestas en ambos agrupados.

Se retomarán las medidas formuladas en el Capítulo anterior, y en algunos casos se profundizará su análisis a fin de facilitar la comprensión del proceso de su modelado.

### 4.1. La Estructura del Modelo LEAP

Con la asistencia del modelo LEAP, se configuraron los dos escenarios planteados, debiendo definir previamente en cada uno de ellos el conjunto de medidas que serán implementadas a lo largo del período bajo análisis. Dado que el LEAP es un modelo analítico sumamente flexible (pues permite incorporar en su estructura arborescente medidas en forma individual tanto en oferta como en demanda), se ha propuesto la estructura de escenarios que se presenta a continuación, a los efectos de poder analizar en forma individual el impacto de cada medida analizada sobre el resto del sector energético.

Tal como se observa en la tabla 4.1., en el LEAP se crearon dos escenarios Base, de los cuales dependen los escenarios que contienen las medidas individuales de oferta y demanda, estos son: escenario Base tendencial y escenario Base alternativo.

En ambos se incorporaron los drivers o variables explicativas de cada escenario socioeconómico.

En un nivel más bajo de esos escenarios Base (y dependiendo de estos), están las medidas de política energética, tanto en Demanda (D) como en Oferta (O) que forman parte de cada escenario (ver detalles de las medidas en la tabla siguiente). Al estar dichos escenarios a un nivel inferior que los escenarios Base, esto permite que hereden la evolución de los drivers (variables explicativas) que vinculan la evolución de la economía con el consumo de energía, incorporados en el Base. En los escenarios de Medidas, se incorporarán las hipótesis de cada medida seleccionada.

Como se anticipaba los escenarios Energéticos tendencial y alternativo, heredan los efectos de las medidas de demanda de 1 a X y las de oferta de 1 a Y. De este modo en dichos escenarios se han podido representar los efectos simultáneos que resulten de la aplicación de todas las medidas propuestas para cada uno. Resulta importante aquí destacar que en estos escenarios se incluyen además las hipótesis de expansión del sector eléctrico e hidrocarburífero que permitan atender las crecientes demandas asociadas a cada escenario.

Por último, y con el objetivo de analizar el impacto de cada medida de demanda con relación al escenario tendencial y/o alternativo, se crearon los escenarios denominados: escenarios tendencial Medida 1 a X y escenarios alternativos Medida 1 a X.

Cada uno de esos escenarios contiene todas las medidas analizadas, excepto la medida de la cual se quiere evaluar su impacto en forma individual (ej.: la medida 1 en demanda), de manera que comparando los resultados de, por ejemplo, el escenario tendencial, con los obtenidos en el escenario denominado: escenario tendencial Medida 1 (que hereda todas las medidas de demanda excepto la medida 1, más todas las de Oferta), se podrán obtener los impactos de dicha medida en forma individual sobre el resto del sistema energético.



**Tabla 4.1. Estructura de escenarios Energéticos**

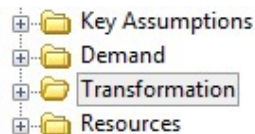
Escenarios Estudio Prospectiva ECUADOR	
1) <b>Base Tendencial</b> (aquí incorporamos solo los drivers, no es un escenario con el que comparemos resultados)	
1.1. D) <i>Medida 1 de Demanda</i>	más suave que la que implementaremos en el Alternativo
1.2. D) <i>Medida 2 de Demanda</i>	más suave que la que implementaremos en el Alternativo
1.3. D) <i>Medida 3 de Demanda</i>	más suave que la que implementaremos en el Alternativo
:	
:	
1.X. D) <i>Medida X de Demanda</i>	
1.1. O) <i>Medida 1 de Oferta (ej.: nueva Refinería en el año 2025)</i>	
:	
1.Y. O) <i>Medida Y de Oferta</i>	
1.2.) <b>Escenario Tendencial</b> (herada las medidas de demanda 1 a X, más las de Oferta para atender las medidas 1 a X)	
1.3.) <b>Escenario TEND EVAL:</b> Escenario de trabajo en el que se evalúa el impacto de cada medida en forma sucesiva e individual. Este escenario se construye tal como el Tendencial (heredando todas las medidas) pero excluyendo la medida que está siendo evaluada. De la comparación con el Tendencial se obtiene el impacto de la misma.	
2) <b>Base Alternativo</b> (aquí incorporamos solo los drivers, no es un escenario con el que comparemos resultados)	
2.1. D) <i>Medida 1 de Demanda</i>	
2.2. D) <i>Medida 2 de Demanda</i>	
2.3. D) <i>Medida 3 de Demanda</i>	
:	
:	
2.X. D) <i>Medida X de Demanda</i>	
2.1. O) <i>Medida 1 de Oferta (ej.: nueva Refinería en el año 2020)</i>	
:	
2.Y. O) <i>Medida Y de Oferta</i>	
2.2.) <b>Escenario Alternativo</b> (herada las medidas de demanda 1 a X, más la de Oferta para atender las medidas 1 a X)	
2.3.) <b>Escenario ALTER EVAL:</b> Tal como en el caso del tendencial (pero para las medidas que conforman el alternativo), se quita la medida que se encuentra en evaluación para luego comparando con el Alternativo cuantificar su impacto.	

Fuente: Elaboración Propia, 2015.

## 4.2. Hipótesis y detalle del modelado

A continuación se presenta un detalle de los principales esquemas de modelados propuestos. Básicamente el modelado se conforma por la demanda, la oferta y los recursos disponibles

**Gráfico 4.1. Modelado básico**

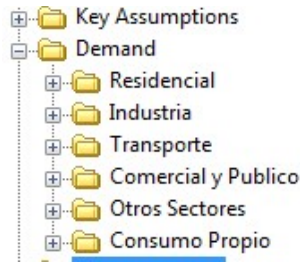


Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

### 4.2.1. Detalles de la Demanda

La demanda se la ha dividido por sectores de consumo y consumo propio.

Gráfico 4.2. Detalle del modelado de la Demanda y Consumo Propio

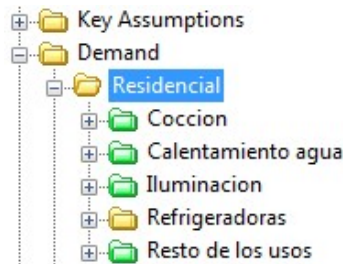


Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### 4.2.1.1. Sector Residencial

Se modeló el sector residencial del total país abriendo los consumos energéticos en cuatro usos principales: Cocción, Calentamiento agua, Iluminación, Refrigeradoras, y un resto de usos sin especificar.

Gráfico 4.3. Detalle del modelado de la Demanda Residencial



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

En cada uno de esos usos se realizaron aproximaciones para poder aislar la tecnología predominante (o el promedio de estas según el tipo de combustible) para luego poder modelar la hipótesis de intervención que se desea estudiar, por ejemplo la introducción de las cocinas. A continuación se explicitan hipótesis por rama y su proyección en el escenario correspondiente.

El driver (variable explicativa) principal del sector es el número de hogares. La proyección de dicha variable surge de los escenarios socioeconómicos convalidados. En lo que respecta a la cantidad de energía por uso, en término de energía útil, se supone que crecerá al ritmo del PIB/hab con elasticidades de 0.2 para cocción, 0.5 para calentamiento de agua, 0.8 para la iluminación (Fundación Bariloche(b), 2015). El consumo del “resto de los usos” fue analizado en términos de energía neta y se propone un crecimiento de su intensidad con una elasticidad de 0.5 respecto al ritmo del PIB/hab. Adicionalmente se plantea un aumento de la saturación de los usos, que se describirá para cada uso en particular (MICSE, 2013; Fundación Bariloche(a), 2015):

Se supone para el escenario tendencial un nivel de electrificación del 99% al 2032, y para el escenario alternativo se alcanzaría el mismo porcentaje en el año 2020.

en este sector se plantea la sustitución del GLP por electricidad<sup>112</sup>, principalmente en el uso cocción (PEC: Programa de cocina eficiente). El número de cocinas a inducción a instalarse plantea alcance el millón de unidades al 2018<sup>113</sup>.

Se espera una sustitución moderada de cocinas a leña (17% de eficiencia) por unas más eficientes (33% de eficiencia).

### Cocción

A partir de la información consignada en el informe de CREARA-ENERPRO (CREARA & ENERPRO, 2012; MICSE, 2013; Fundación Bariloche(a), 2015) se cargó la saturación (porcentaje de hogares con el uso) del uso cocción en el año base sobre el total de los hogares del país. Se realizó una desagregación por tecnología fuente según el gráfico 50 (siguiente) del informe mencionado y basado en el documento “perfil de programa de cocción eficiente”, y se ajustó la eficiencia media de los equipos-fuente.

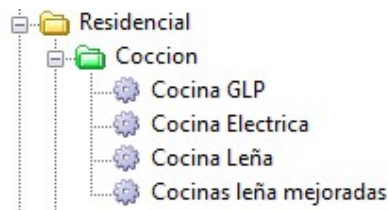
Gráfico 4.4. Distribución de tipos de combustible utilizados para cocinar en las viviendas 2010



Fuente: INEC - Encuesta Nacional de Empleo, Desempleo y Subempleo - ENEMDU - Diciembre 2010 - Nacional Urbano - Rural - Vivienda.

En los escenarios en que se modela el impacto de la penetración de la tecnología (tendencial Cocinas a inducción y alternativo Cocinas a inducción) se modeló la hipótesis de ingreso de las cocinas suponiendo una introducción de 1 millón de cocinas al 2018 para el tendencial y 3,5 millones al 2018 en el alternativo.

Gráfico 4.5. Modelización de la Cocción



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

<sup>112</sup> Una vez que el país cuente con la producción de los proyectos de generación que hoy se ejecutan. También se deben considerar los efectos de las acciones que se desarrollan para mejorar la eficiencia energética en los sectores residencial y productivo.

<sup>113</sup> El experto de Fundación Bariloche, estima que la incorporación de un millón de cocinas a inducción será un logro muy importante, aunque no se logren los objetivos del Programa PEC (3 millones de 2016). Opiniones del experto de Fundación Bariloche, en base a la Reunión mantenida en el MICSE, con Jorge Estrella (Asesor del viceministro), David Delgado, y Antje Lahr.

Estas metas se incorporaron como una interpolación lineal entre el año base y el año 2018. Adicionalmente, como la cantidad de hogares continúan creciendo hacia el 2040, se adoptó la hipótesis, presentada en el Capítulo anterior en la que en el tendencial se llegará al 25% de los hogares cocinando con inducción (al 2018 se alcanzaban el 18,8%) mientras que en el escenario alternativo se alcanzará el 80% de los hogares.

Se estima que la incorporación de este nuevo uso eléctrico, podría reducir en un 2,5% aproximadamente el factor de carga del escenario alternativo

### Calentamiento de Agua

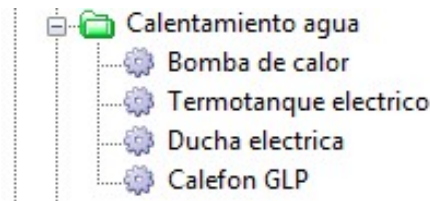
A partir de la información de CREARA-ENERPRO (2012) y de la encuesta de consumo energético realizada por MindTek (MICSE, 2013; Fundación Bariloche(a), 2015) se estimó la cantidad de energía por hogar para calentamiento de agua. Adicionalmente, según se expresó en el Capítulo anterior en base a la estimación relevada en la ronda de entrevistas, se concluyó que en el país se estima un total de 500 mil hogares con calefones a GLP para calentamiento de agua se estimó una participación de fuente tecnología para el año base. Se tomó en cuenta para realizar un cálculo inverso de intensidad energética en el uso, el dato de la cantidad de GLP utilizado en el sector residencial y su participación relativa en el uso “baño” consignado en la tabla 53 del mencionado trabajo (Dávila, 2015).

Tabla 4.2. Usos de GLP en porcentaje en Quito

Uso	NE	NO	CE	CO	SE	SO	Total
Cocina (%)	97,1	33,3	98,4	57,8	33,3	78,3	71,6
Baño (%)	1,0	33,3	1,6	42,0	33,3	21,2	18,8
Otras (%)	2,7	33,3	0,0	0,0	33,3	0,0	9,6

Ref: NE: Noreste; NO: Noroeste; CE: centro; CO: Centro-Oeste; SE: Sudeste; SO: Sudoeste  
Fuente: Elaboración propia, 2011

Gráfico 4.6. Modelización del Calentamiento de Agua

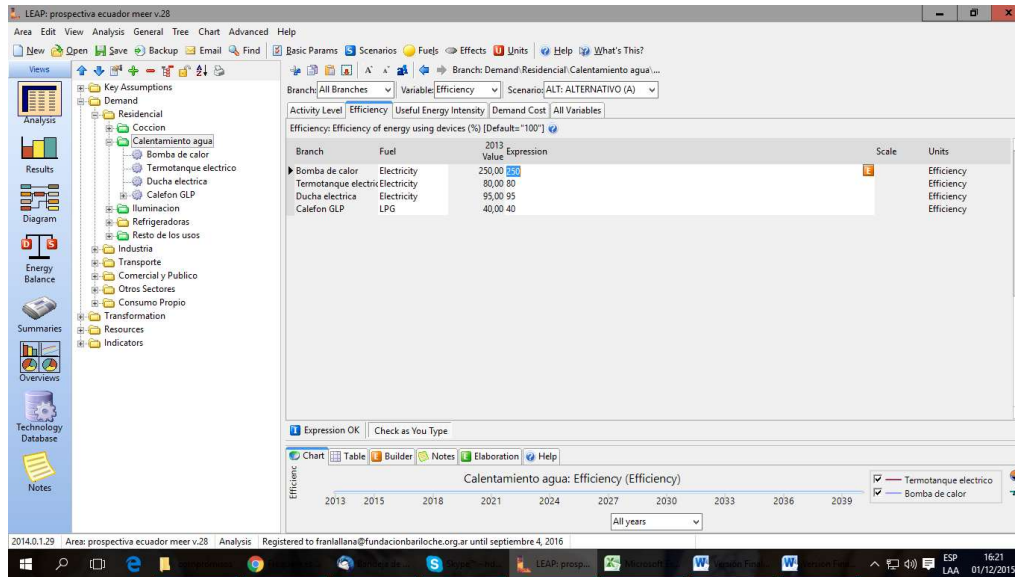


Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Con el año base calibrado se determinó el impacto de la meta de penetración en los escenarios tendencial y alternativo para Calentamiento de Agua respetivamente. La meta utilizada en ambos escenarios es que por cada 5 cocinas a inducción sustituidas se sustituye un termotanque a GLP. Esta sustitución es realizada con termo tanques eléctricos en su mayoría y bombas de calor complementariamente. En función de la diferencia de precio se estableció que una de cada diez sustituciones se realizaría con bombas de calor y las restantes 9 con termo tanques eléctricos.

Se proponen eficiencias<sup>114</sup> del 40% para Calefones a GLP, y del 80% para termo tanques eléctricos (ver Gráfico 4.7)

Gráfico 4.7. Pantalla con Eficiencias en Calentamiento de Agua



### Refrigeradoras

A partir del informe de CREA-ENERPRO (2012) se estableció el consumo de electricidad empleada en refrigeradoras, así como la saturación de hogares con dicho uso. Luego para cerrar el consumo según la participación de los diferentes artefactos se planteó que existen en la actualidad al menos 55000 refrigeradores nuevos ya sustituidos (Dávila, 2015).

Adicionalmente se propuso que el parque restante de refrigeradores esté dividido entre muy antiguos y antiguos, diferenciados por un consumo anual promedio diferente. Se calculó la participación entre los mismos de modo tal que cierre con la cantidad de electricidad consumida en promedio por los hogares con dicho uso.

Gráfico 4.8. Modelización de las Refrigeradoras



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Las metas de sustitución de refrigeradores modeladas, plantean llegar a una sustitución total de 330 mil refrigeradoras (descontando las 55 mil que ya habrían tenido lugar). Esta sustitución será concretada en el escenario tendencial en 2020, mientras que en el alternativo en 2017. Dichas hipótesis están modeladas en los escenarios tendencial Refrigeradores y alternativo Refrigeradores,

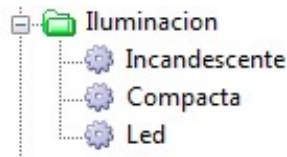
<sup>114</sup> Según la experiencia del consultor.

respectivamente. Se propone su incorporación como una interpolación lineal. Adicionalmente se asume que la saturación del uso refrigeración aumentará hacia el 2040 alcanzando el 90% y 95% respectivamente en cada escenario, prácticamente desapareciendo las refrigeradoras muy ineficientes en el año horizonte.

### Iluminación

Se realizó una caracterización del consumo eléctrico en iluminación para el año base según el estudio CREARA-ENERPRO mencionado, utilizando como indicador para la saturación del uso iluminación el nivel de electrificación.

Gráfico 4.9. Modelización de la Iluminación



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

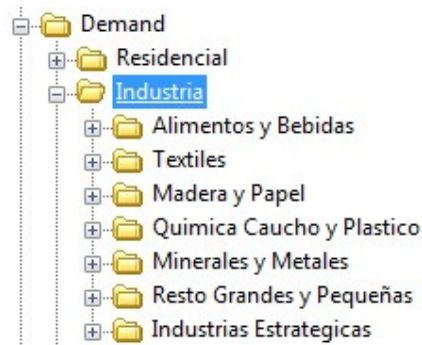
A partir de los datos del tipo de equipamiento de consumo se realiza la hipótesis, basada en los datos de la página 119, donde se afirma: “En relación a la iluminación, según las encuestas realizadas, la mayoría de las viviendas cuentan con focos fluorescentes compactos, un 50% afirma que todos los focos de su vivienda son ahorradores y tan sólo un 3% indica tener sólo focos incandescentes”. Adicionalmente se supone que en el sector residencial hay un 2% de hogares con iluminación a led.

No se plantean hipótesis de cambio para este sector/uso.

#### 4.2.1.2. Sector Industrial

El sector industrial se analizó dividiendo el año base en 5 ramas industriales específicas, un resto de industrias y las industrias estratégicas.

Gráfico 4.10. Modelización de la Industria

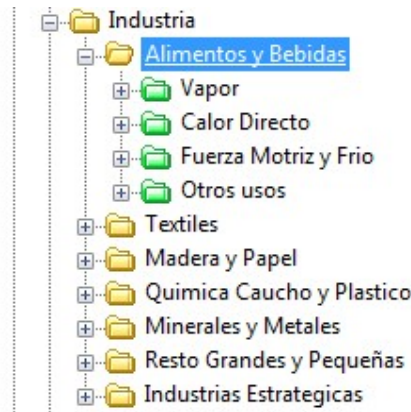


Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Dicha apertura, tal como se acordara oportunamente se realizó utilizando la información publicada en el Anexo C (Anexo C: Desagregación del consumo en el sector industrial) del BEN (MICSE, 2013) (el anexo desagrega los consumos de industria según rama industrial y tipo de combustible). Una vez desagregados los consumos por rama y combustible se utilizó la información de los Energy Footprints

(Office of Energy Efficiency and Renewable Energy-US, 2014; Fundación Bariloche(a), 2015; MICSE, 2013), publicados por DOE edición 2014. Esto permitió hacer una aproximación del destino de la energía según los usos: Vapor (calderas), y en Calor Directo, Fuerza Motriz y Resto de los usos, para cada agregado de rama industrial.

Gráfico 4.11. Modelización de la Industria y detalle en Alimentos y Bebidas



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El driver (variable explicativa) principal para la estimación del consumo energético es el valor agregado de la industria. Para el mismo se calculó una intensidad energética en energía útil por uso. Luego en los escenarios se utilizan las proyecciones de valor agregado por rama industrial consensuado en las hipótesis socioeconómicas. Se propone para el crecimiento del consumo energético un ritmo dado por la tasa del valor agregado con una elasticidad de 0.8, salvo para la rama Resto de Industrias a la que se le propone una elasticidad de 1.1. Esto basado en la elasticidad histórica (que sólo puede calcularse para el sector industrial como un todo ya que no se cuenta con series históricas desagregadas por ramas) que se encuentra en 1.22.

Las ramas industriales se programaron de una forma flexible en el modelo LEAP para poder reflejar cuatro tipos de hipótesis de eficiencia. Dichas hipótesis serían formuladas a partir del estudio de eficiencia energética sectorial actualmente en curso, aunque por el momento no se contó con la información. Las medidas plausibles de ser reflejadas son: la disminución en la cantidad de energía útil por unidad de valor agregado en el uso vapor, en el uso calor director, en el uso fuerza motriz y por último eficiencia en las calderas (más allá de la cantidad de energía o vapor por unidad de producto). Se decidió separar estos equipos pues a nivel individual dan cuenta del mayor porcentaje del consumo industrial.

Las metas de eficiencia que están modeladas actualmente consisten en alcanzar un 7% de ahorro hacia el año horizonte en la intensidad energética de los tres usos principales para el escenario tendencial y un 20% de ahorro en el escenario alternativo (Fundación Bariloche(b), 2015). Adicionalmente se propone una mejora de la eficiencia de las calderas pasando de un 80% del año base a un 82% en el tendencial y un 85% en el año horizonte.

Dentro de la rama de consumos industriales se creó una estructura específica para reflejar las hipótesis concernientes a los consumos esperados por el desarrollo de las industrias estratégicas según indicara oportunamente el MICSE. Estas industrias correspondientes a Acero, Aluminio, Cobre y Petroquímica se modelaron como una cantidad neta de energía demandada según la estimación provista en una planilla Excel elaborada por el MICSE, que se presenta a continuación.

---

La inclusión de estas industrias estratégicas como una rama independiente del resto de las ramas industriales motivó la decisión de utilizar una elasticidad de 0.8 mencionada anteriormente a fin de no duplicar consumos industriales.

Una aclaración importante es que el BEN consigna el consumo del sector petrolero amazónico como un consumo industrial, cuando en realidad representa un consumo propio. Dicho consumo fue separado de Resto de Industrias y especificado en una categoría de consumo propio, para poder identificarlo de manera independiente.

En cuanto a la sustitución de residuos agroindustriales y madereros, se propone en el escenario alternativo incorporar un 20% de la energía utilizada en calderas para vapor sin incluir bagazo (6500 TJ residuos+12000 TJ bagazo) y en el tendencial se espera sustituir un 10% sin incluir bagazo.



Tabla 4.3. Requerimientos de energía en Proyectos de Industrias Básicas

Tipo Industria	Energético (Electricidad/Gas Natural u otro combustible)	Unidad	2017	2018	2019	2020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029
Cobre	Diesel	Millones de litros/a			1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Aluminio	Electricidad	GWh/a					7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000
Acero	Electricidad	GWh/a		254	381	676	719	761	761	761	761	761	761	761	761
Petroquímica	Electricidad	GWh/a				127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
Astilleros	Electricidad	GWh/a	16	16	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Cobre	Electricidad	GWh/a			516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516
Aluminio	Gas	MCM/a					35	28	28	28	28	28	28	28	28
Acero	Gas	MCM/a		117	175	311	331	350	350	350	350	350	350	350	350
Petroquímica	Petcoke	MMBTU/a	0			6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410
	Gas (Opcional - Podría reemplazar HFO)														
Cobre	Gas (Opcional - Podría reemplazar HFO)	MCM/a			61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Cobre	HFO	t/a			45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991
			-	16	269	929	1,351	8,394	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436

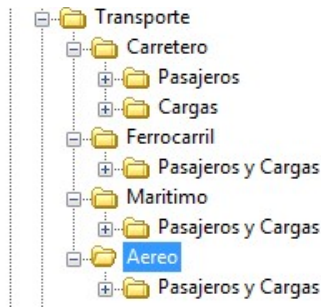
Tipo Industria	Energético (Electricidad/Gas Natural u otro combustible)	Unidad	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040
Cobre	Diesel	Millones de litros/a	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Aluminio	Electricidad	GWh/a	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000	7,000
Acero	Electricidad	GWh/a	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761
Petroquímica	Electricidad	GWh/a	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
Astilleros	Electricidad	GWh/a	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Cobre	Electricidad	GWh/a	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516
Aluminio	Gas	MCM/a	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Acero	Gas	MCM/a	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Petroquímica	Petcoke	MMBTU/a	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410	6,279,410
	Gas (Opcional - Podría reemplazar HFO)												
Cobre	Gas (Opcional - Podría reemplazar HFO)	MCM/a	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Cobre	HFO	t/a	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991	45,991
			8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436	8,436

Fuente: MICSE, 2014.

### 4.2.1.3. Sector Transporte

El sector transporte se dividió en los cuatro principales modos de transporte (carretero, ferroviario, marítimo y aéreo) y al interior de dichos modos se analizaron con distinto detalle los equipamientos de consumo.

Gráfico 4.12. Modelización del Transporte

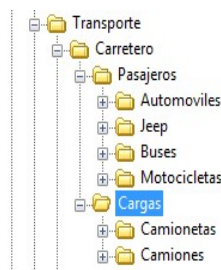


Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El sector carretero en particular se desagregó en múltiples categorías pudiendo llegar al tipo de vehículo y motor, sobre el que es posible modelar una hipótesis de introducción de biocombustibles (presentada como la meta Ecopaís) para censar su impacto así como hipótesis de introducción de tecnologías específicas o disminuciones de consumos específicos.

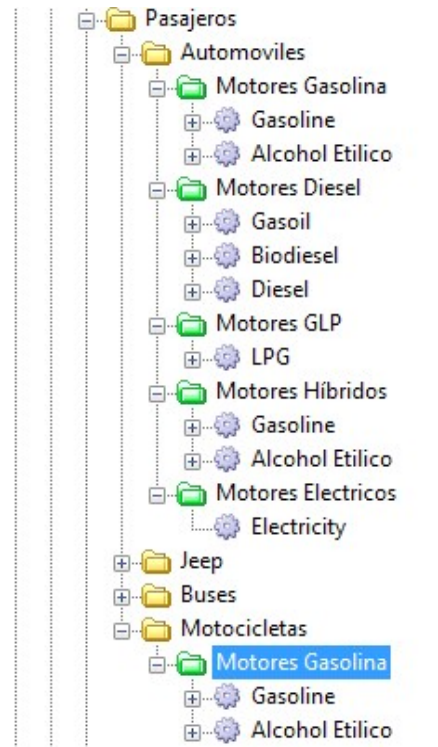
Para realizar la apertura por tipo de vehículo se utilizaron las bases de datos de MTOP (ver Anexo 5) que se trabajaron a partir de las cantidades de vehículos consignadas y su división en motor, lograr reconstruir el balance en términos energéticos del año base. En el modelado del sector transporte se utilizó como driver (variable explicativa) del consumo el parque vehicular y el consumo específico. Para analizar la proyección del parque se utilizó un modelo de crecimiento (Dargay, Gately, & Sommer, 2007) del parque per cápita en función de la evolución de PIB/hab y la tasa de motorización.

Gráfico 4.13. Modelización del Transporte Carretero



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 4.14. Detalle de Modelización del Transporte Carretero de Pasajeros



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

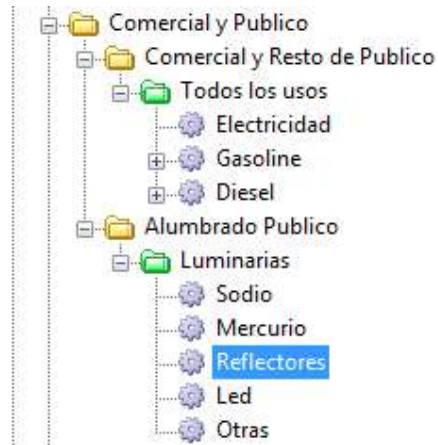
En el sector transporte se plantearon tres medidas específicas, en sus escenarios respectivos:

- Introducción de bioetanol: llegándose al 1,59% en 2022 (tendencial) y 3,46% en 2017 en términos de porcentaje de energía de la mezcla.
- Se plantea una introducción de vehículos eléctricos e híbridos: 4% y 9% en el 2040 respectivamente en el escenario tendencial; y 9%, y 19% al 2040 en el alternativo (Fundación Bariloche(a), 2015).
- Se plantean mejoras en el consumo específico de los distintos motores llegándose a ahorros en el año 2040 del 12% para el escenario tendencial, y 25% para el alternativo.

#### 4.2.1.4. Sector Comercial y Público

El Sector Comercial y Público se analizó como un todo únicamente escindido entre alumbrado público y el resto. Se separó alumbrado público con la intención de representar el programa de recambio de lámparas de mercurio por sodio, disminuyendo el consumo por mejora de la eficiencia promedio.

Gráfico 4.15. Detalle de Modelización del Sector Comercial y Público



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

La hipótesis de cambio de lámparas se explicitó en el escenario Alumbrado público y consiste en reemplazar 65 mil lámparas de Hg por Na (Dávila, 2015). Se plantea en el caso del tendencial que se alcanza dicha meta en 2020, mientras que en el alternativo se realiza en 2018.

Para el resto de comercial y público no se analizaron usos, sino que se proyectó el consumo a partir del crecimiento del valor agregado comercial (descontando el consumo de alumbrado público) y una elasticidad histórica de 1.15. El crecimiento del consumo de alumbrado se vinculó al valor del PIB, obteniéndose un muy buen ajuste y una elasticidad histórica de 0.65.

#### 4.2.1.5. Sector Otros Sectores<sup>115</sup>

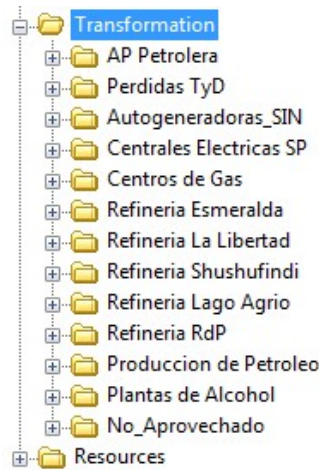
En Otros Sectores se agregaron los consumos de Agro, Pesca, Minería y Otros Sectores del BEN. Se proyectó el consumo según el valor agregado de las ramas económicas relacionadas utilizando la elasticidad histórica de 1.9. No se plantearon medidas específicas en dichos sectores.

#### 4.2.2. Detalles de Hipótesis y Modelado de la Oferta Energética

La oferta de energía se debe estructurar en el modelo LEAP siguiendo un orden jerárquico que refleje el flujo de provisión de energía, decir, en un nivel más alto de las ramas del árbol que reflejan los centros de se deben encontrar aquellos centros de producción que requieren como insumo energéticos que son producidos por otros centros. De allí que los primeros módulos a modelar son los relacionados con la energía eléctrica.

<sup>115</sup> Se decidió destacar este sector debido a su relevancia respecto del total. La serie histórica del BEN, indica consumos de gasolina, de GLP, y llamativamente no de DO (ver Anexo con Análisis de serie de BEN).

**Gráfico 4.16. Modelado de la Oferta Energética**



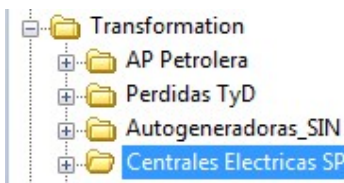
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### 4.2.2.1. La Oferta Eléctrica

##### 4.2.2.1.1. El Modelado de la Oferta Eléctrica

La producción de energía eléctrica fue configurada a partir de la información del balance energético como marco rector pero con una desagregación mayor remitida por los anuarios estadísticos de ARCONEL, en particular sirvió de respaldo el anuario 2013. Con la desagregación informada en el anuario, se dividió al sector eléctrico en tres grupos de generación, la autoproducción del sector petrolero de la Amazonía, la autoproducción industrial interconectada y el servicio público, este último incluyendo potencia y energía de zonas aisladas.

**Gráfico 4.17. Modelado de la Oferta Eléctrica**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El módulo de generación eléctrica que representa las zonas petroleras se desagregó seleccionando a los Autogeneradores correspondientes a empresas operadoras de petróleo. La finalidad de este detalle fue lograr un modelado más aproximado del proyecto en curso de OGE&EE. La generación fue modelada homogeneizando el parque térmico según el tipo de máquina, una eficiencia y un factor de utilización promedio resultante. Se asume que la energía eléctrica generada por este módulo no tiene pérdidas de transmisión y distribución asociadas, ya que principalmente es consumida en los sitios de generación, más allá de existir un sistema de interconexión al interior de la zona. El modelado de su futura interconexión a la central Coca Codo se planteó como una disminución de la producción (es decir de su factor de utilización promedio) del sector petrolero, quedando esa

diferencia de energía no generada como un requerimiento para el módulo que representa el Servicio Público ubicado aguas abajo en el modelo.

El módulo siguiente a la generación del sector petrolero representa las pérdidas que ocurren en el sistema de transmisión y distribución, las cuales surgen como una demanda adicional a satisfacer. El nivel de pérdidas se supone irá disminuyendo según las hipótesis acordadas en los escenarios.

A continuación se modela el sector de autoproducción industrial (Fundación Bariloche(a), 2015), correspondiente a las autogeneradoras no vinculadas con el sector petrolero de Amazonía. Gran parte de estas autogeneradoras entregan energía al sistema interconectado y a su vez generan para su propio consumo. Tomando como base las estadísticas eléctricas y notando que más de la mitad de la energía generada se inyecta al sistema interconectado se decidió ubicar al módulo de autoproducción industrial aguas abajo de las pérdidas de energía.

El último módulo eléctrico representa al Servicio Público (centrales Eléctricas SP). Este módulo está configurado como un conjunto de máquinas que operan con regla de despacho. La regla de despacho fue mixta asignando despacho prioritario a las plantas de generación con renovables y luego a las máquinas térmicas en función de su costo operativo creciente.

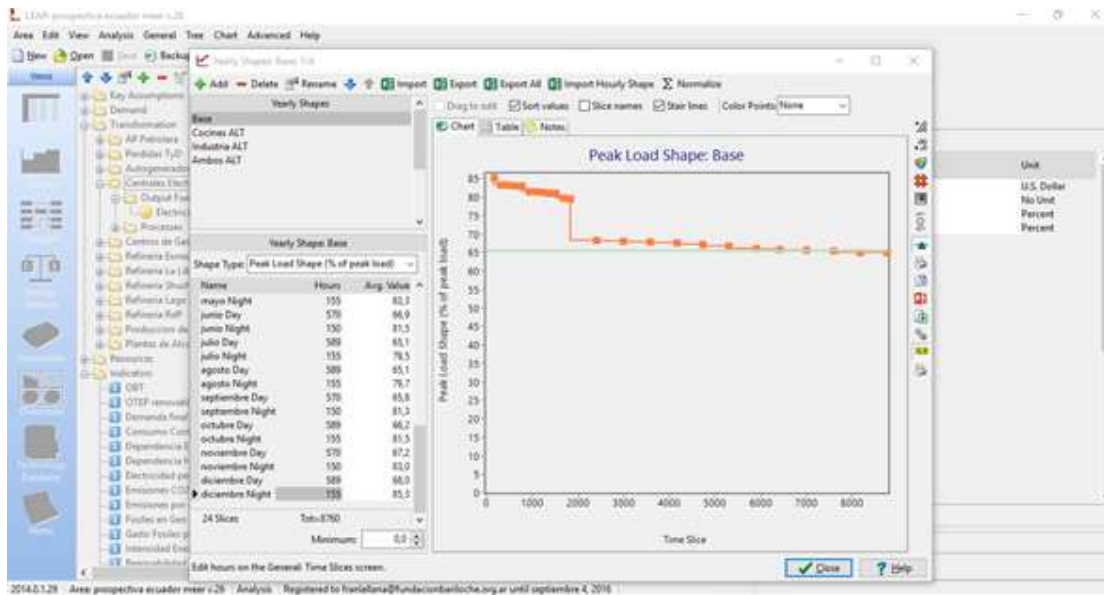
**Gráfico 4.18. Modelado de la Oferta Eléctrica en Servicio Público**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El despacho está resuelto considerando 24 intervalos de tiempo, representando a los 12 meses del año y dentro de cada mes las 5 horas de punta diarias y las 19 restantes (ver detalle de pantalla siguiente). De este modo se tiene la posibilidad de definir con una aproximación mayor la disponibilidad fluctuante de los recursos renovables al mismo tiempo que se analiza la exigencia de empuntamiento de la demanda eléctrica.

Gráfico 4.19. Modelado de la Curva de Carga anual en Servicio Público



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Dentro del módulo de electricidad se representa un agrupado de las tecnologías de generación, existentes y futuras. En cada escenario cada tecnología tendrá una hipótesis de evolución diferente según el lineamiento decidido para el mismo.

En lo que respecta particularmente a las hipótesis eléctricas, ambos escenarios comparten la expansión en curso, es decir la incorporación de las centrales hidroeléctricas emblemáticas en construcción. En el mediano y largo plazo los escenarios difieren en la cantidad de proyectos hidroeléctricos incorporados (el tendencial no incorpora proyectos adicionales) y en la incorporación de ciclos combinados adicionales. En el escenario alternativo se incluye la construcción del Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago, pero el mismo se modeló como una medida, con el objetivo de cuantificar su impacto específico en el ingreso (SHE, 2014). Fundación Bariloche ha determinado una propuesta de equipamiento en función de la información disponible en ARCONEL (2014) en relación con las tarifas y los proyectos de generación posibles según su grado de ejecución (ver Anexo 6)<sup>116</sup>.

Adicionalmente, en ambos escenarios se incluyen incorporaciones de respaldo para mantener el margen de reserva en valores equivalentes a los existentes en el año base. Dichas plantas de respaldo están modeladas en lo que se denomina en LEAP capacidad endógena, que es aquella capacidad con la que el modelo incrementará la oferta eléctrica en caso de no cumplir con una meta de margen de reserva propuesto. Para el escenario alternativo el respaldo sólo está compuesto por motores y turbinas de gas. En el escenario tendencial en cambio se utilizó dicha funcionalidad (capacidad endógena) para hacer el equipamiento de largo plazo incluyendo allí plantas tipo turbinas

<sup>116</sup> Las 4 tablas mencionadas son las siguientes:

- Plan de expansión de generación 2014 - 2023 (en fase de revisión y aprobación)
- Proyectos adicionales en estudios y/o trámite
- Proyectos adicionales considerados en el catálogo del MICSE (2015)
- Proyectos adicionales con estudios de pre factibilidad básica concluidos en 2013

Se ha asumido que ese orden está asociado a un orden de mayor a menor probabilidad de ejecución.

de vapor que conformarán parte de la capacidad de generación de base del escenario tendencial (ARCONEL, 2014; Fundación Bariloche(c), 2015).

#### 4.2.2.1.2. Hipótesis del escenario tendencial de la Oferta Eléctrica

Recordando que en el escenario Energético tendencial se plantean importantes avances en lo que hace a la incorporación de generación hidroeléctrica y en menor medida de renovables no convencionales. No se prevé el incremento de la participación del GN en la generación térmica (Barredo, 2015)<sup>117</sup>. No se proyectan incrementos en los niveles de intercambios eléctricos con los países vecinos. Se supone para el escenario tendencial un nivel de pérdidas de electricidad que serán constantes desde 12,4%.

En este escenario se prevé la incorporación de nueva potencia hidroeléctrica (MEER, Plan Maestro de Electricidad 2013-2022, 2013)<sup>118</sup>, aunque algunos de los proyectos esperados se podrían ver demorados (ej. Delsitanisagua y Quijos) por inconvenientes de diversa índole (financiamiento, disminución de ingresos petroleros, conflictos ambientales, requerimientos de estudios más profundos asociados al riesgo climático, etc.).

En función de lo anterior y de lo observado en el pasado reciente (en el que la evolución de la potencia ha sido sustentada en su mayoría por la incorporación de centrales térmicas), se prevé se mantenga a futuro un porcentaje significativo de su participación. Sin embargo el ingreso de las centrales hidroeléctricas en construcción, modificará la estructura de la oferta eléctrica. Luego de esos ingresos al no haber incorporación de generación hidroeléctrica adicional se plantea que en el largo plazo se incremente nuevamente la dependencia de combustibles importados (en particular del FO).

Los ingresos de potencia se realizarían lográndose mantener los niveles de reserva actuales.

En lo que hace a los intercambios con los países vecinos, se prevén exportaciones con el ingreso de las grandes hidroeléctricas, para luego disminuir, mientras que las importaciones se espera se reduzcan, o estén asociadas a intercambios de ocasión (dependiendo de las hidrologías, ritmo de incorporación de obras nacionales, etc.). Se considera la entrada en servicio de la interconexión con Perú en 500 kV para el año 2017

En transmisión se prevé la incorporación de líneas asociadas a los proyectos hidroeléctricos construidos, aunque se mantienen algunos problemas de déficits de capacidad de transporte. Se prevé un cambio importante con la entrada de Coca Codo Sinclair y los 500 kV que parten de allí hacia Quito y luego hacia Guayaquil.

En distribución, y dado que en este escenario se plantea la sustitución de un millón de cocinas a GLP por eléctricas a inducción, se parte del supuesto que las empresas distribuidoras de electricidad adaptarán sus redes y subestaciones de tal manera que se pueda abastecer la nueva demanda requerida por los clientes residenciales.

El Factor de carga de la Curva Monótona se mantiene constante en un 70% (ver gráfico 4.20.).

<sup>117</sup> Con base en la fuente señalada, en el escenario tendencial no se espera se concrete la construcción del gasoducto desde el campo Amistad hacia la ciudad de Guayaquil; por el contrario, en el Escenario alternativo será considerada su construcción.

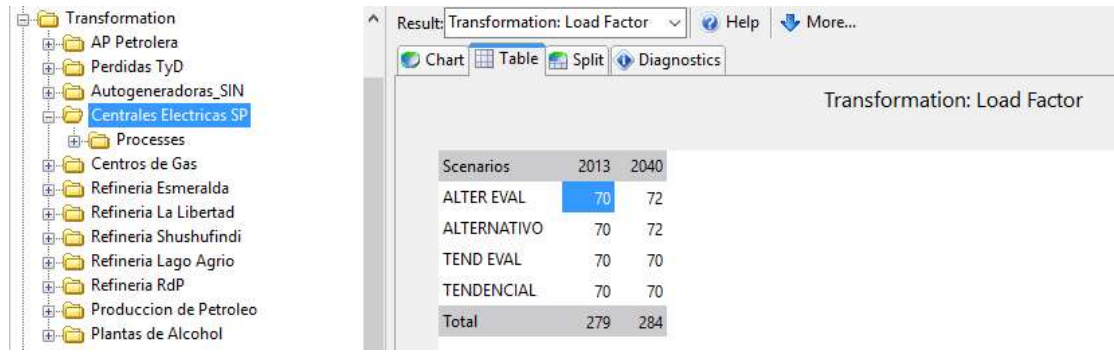
<sup>118</sup> La expansión de la generación, parte en este Escenario de una línea base que constituyen los proyectos que han sido calificados como emblemáticos, y que en calidad de tales están siendo ejecutados por las empresas públicas del sector. En el Plan Maestro de Electricidad (PME) 2014-2023, se prevé para el Escenario de referencia y para el período 2014-2022 la incorporación de 5.227,16 MW de capacidad, de los cuales casi 4.700 corresponden a proyectos de hidroeléctricos, 841 MW a proyectos térmicos y los 216 restantes a energías renovables no convencionales. Es importante destacar que se encuentran en construcción, especialmente Sopladora (487 MW) y Coca Codo Sinclair (1 500 MW).



Se mantienen los niveles actuales de calidad de servicio.

Se mantienen los niveles actuales de pérdidas (12,37%), que son muy razonables.

**Gráfico 4.20. Factores de Carga de la Curva Monótona por escenario**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### 4.2.2.1.3. Hipótesis del escenario alternativo de la Oferta Eléctrica

En este escenario, se incluirán entre otros, los grandes proyectos actualmente en construcción (Coca Codo Sinclair, Sopladora, Toachi-Pilatón, Delsitanisagua, Minas-San Francisco y otros) y en particular el Proyecto del Complejo Zamora-Santiago, muy importante por su alto potencial de energía y potencia. Se espera en este escenario alcanzar hacia 2040 alrededor del 70% de participación hidroeléctrica en la generación total (ARCONEL, 2014; Albornoz, 2012)<sup>119</sup>.

En este escenario se instala potencia adicional de CC hasta llegar al consumo de GN máximo del ducto proveniente del bloque 6 Campo Amistad. Se convertirán a GN y cerrarán a ciclo combinado las TG de Guayaquil una vez realizada la construcción del segundo gasoducto del campo Amistad. Se prevé contar con aproximadamente 925 MW (en total) de ciclos combinados a GN hacia 2025.

Se prevé en transmisión la incorporación de líneas asociadas a los proyectos hidroeléctricos construidos, y que se resuelvan los problemas de déficits de capacidad.

En contraste con el escenario tendencial, se presupone que en la expansión necesaria para el escenario alternativo se incluirán proyectos con energías renovables no convencionales. Entre ellos vale mencionar los siguientes:

- Proyectos Geotérmicos, de alta entalpía: Se prevé alcanzar una capacidad instalada para generación eléctrica de 140 MW hasta el año 2033. La primera central geotérmica empezaría a operar de manera tentativa en el año 2020 con una capacidad de 20 MW.
- Proyectos Solares, con las centrales fotovoltaicas que alcanzarían los 25 MW en el año 2015,
- Proyectos Eólicos con potencia instalada alcanzarán cerca de 2000 MW al final del período de análisis.

Con la incorporación de las fuentes renovables alternativas, se prevé llegar a una estructura de generación predominantemente renovable (80% - 90% del total de la electricidad generada en 2030).

<sup>119</sup> La fuente indica un 90% de participación hidroeléctrica.

Se postula un mayor volumen de exportaciones con los países vecinos respecto del escenario tendencial, aunque decrecientes en el tiempo. Se concretan líneas de interconexión en 500 kV con Colombia y Perú.

Se prevé que la reserva del sistema pueda subir con respecto al escenario tendencial, garantizando un 25% de la potencia efectiva en 2040.

Se espera en este escenario lograr una reducción de las pérdidas totales del sistema eléctrico hasta alcanzar al 10% en 2018, y mantenerlas por el resto del período.

En este escenario se propone también mejorar la calidad del servicio, esperando superar las dificultades existentes en mantenimiento de las redes, logrando la disminución de la obsolescencia, y la falta de hilos de guarda (los que a veces generan la salida de todo el sistema), etc. (Peñaherrera, 2015). Se prevé preparar todo el sistema de distribución para poder recibir los tres millones y medio de cocinas a inducción que se incorporarán en este escenario.

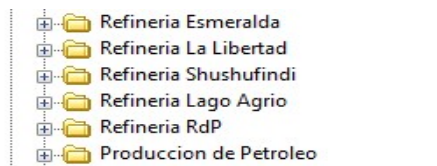
#### 4.2.2.2. La Oferta de Hidrocarburos

##### 4.2.2.2.1. El modelado de la Oferta de hidrocarburos

A continuación se describe cómo fue modelado en LEAP la oferta de hidrocarburos y las principales hipótesis consideradas en cada escenario.

Dentro del subsector hidrocarburos, se desagregó en primer lugar la oferta de derivados de petróleo considerando las cuatro refinерías actuales (Esmeraldas, La Libertad, Shushufindi y Lago Agrio).

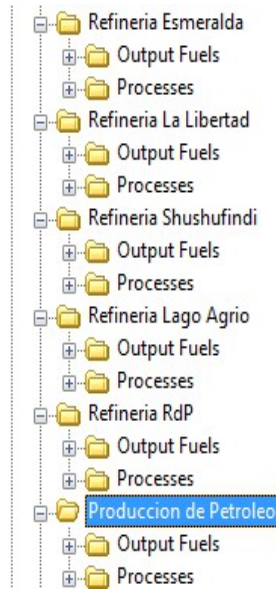
Gráfico 4.21. El modelado de la Oferta de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

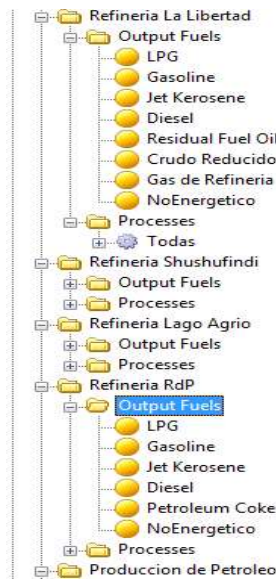
En cada una de ellas se ingresó la estructura de producción para el año base (2013), su capacidad de producción, y la oferta de cada derivado. Asimismo, fue creado un centro de transformación denominado Refinería del Pacífico (con su correspondiente capacidad y perfil de producción) a fin de determinar luego en cada escenario el posible año de ingreso de la misma.

Gráfico 4.22. El modelado de las Refinerías



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 4.23. Detalle del modelado de las Refinerías: La Libertad y RDP

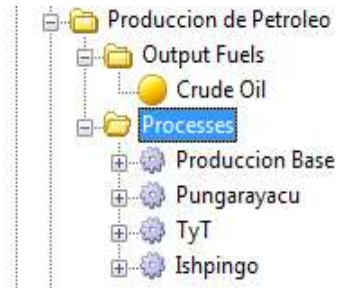


Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

En lo que respecta a la producción de petróleo, se creó un centro de transformación denominado: Producción de Petróleo, en el cual se incorporó el perfil de producción base (el cual tiene en cuenta la evolución futura de los actuales yacimientos en producción de acuerdo al Plan Maestro de Hidrocarburos: 2013-2017) y allí mismo se crearon varios procesos de producción adicionales, para simular el ingreso de los siguientes campos: Pungarayacu, T&T e Ishpingo, se estima que estos tres

campos representarán entre 27 y 20% de la producción total acumulada 2015-2040 (MRNNR, 2013), según el escenario alternativo y el tendencial respectivamente. Luego a nivel de cada escenario se estableció el año de ingreso de cada uno de ellos y los respectivos perfiles de producción.

**Gráfico 4.24. Detalle del modelado de la Producción de Petróleo: La Libertad y RDP**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

En ella se representa el porcentaje del GN que actualmente no se aprovecha y su evolución en el tiempo.

#### Modelado de las pérdidas de gas asociado por flaring

La producción de gas asociado se modeló en LEAP de un modo ficticio, tratándolo como un consumo auxiliar de la producción de petróleo de los campos existentes. Es así para reflejar la producción y quema de gas que actualmente no está siendo aprovechado.

De las estadísticas de producción de petróleo y flaring de gas asociado, se calculó un indicador expresado en kBep de gas perdido por kBep de petróleo producido. El indicador calculado dio un valor de 0.017 kBep de gas por kBep de petróleo producido, para el año 2013.

De este modo, a medida que evolucione la producción de petróleo aumentará también la producción de gas asociado, adicionalmente las emisiones de gases de efecto invernadero, debido a su quema o flaring.

El coeficiente calculado para el año base se consideró invariante a lo largo de los escenarios analizados, salvo en el caso de los escenarios que incluyen la expansión del proyecto OGE&EE, dado que este proyecto implica la captación y utilización de parte de dicho gas asociado para producir electricidad en el yacimiento. Para estos escenarios se utilizó el volumen de gas asociado al que se le dará uso en la expansión de la generación eléctrica de la zona petrolera. A partir del aumento del consumo para generación eléctrica, se calculó por diferencia cuál sería el gas natural venteado y quemado remanente.

Esta diferencia se estimó como una evolución para todos los años de la prospectiva partiendo del perfil de producción de petróleo supuesto para los campos existentes así como el gas utilizado en el proyecto OGE&EE. Dicha diferencia se expresó en el modelo como una modificación sistemática del coeficiente de gas no aprovechado por unidad energética de petróleo producido.

La implementación del proyecto OGE&EE tiene un impacto importante en la disminución del gas no aprovechado, variando según el escenario tendencial y alternativo (en el que se asume una penetración completa del proyecto). Los resultados son la disminución hacia el año 2016 del indicador a 0.01 kBep de gas asociado por kBep de petróleo producido, logrando una disminución del 40% respecto del valor del año base. No obstante, se estima continuarán existiendo volúmenes de gas no aprovechado.

Finalmente, cabe destacar que en el modelo se incluyeron a nivel de los volúmenes de las reservas *Probadas, Probables y Posibles* establecidas a diciembre de 2013 por la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador, tanto para petróleo como para el gas natural reservas (Fundación Bariloche(a), 2015).

A continuación se describen las principales hipótesis incluidas en cada escenario y una descripción acerca de donde fue incluida dicha información dentro del modelo LEAP.

#### 4.2.2.2. Hipótesis del escenario tendencial de Hidrocarburos

En cuanto a la producción de petróleo se plantea un perfil de producción medio, en correspondencia con el escenario de inversión media propuesto en el Plan Maestro de Hidrocarburos. Dentro del LEAP la producción se ha desagregado considerando el perfil de la Producción Base, la del Campo Pungarayacu, de T&T e Ishpingo. En el escenario Base tendencial se incorporó el perfil de producción de la Producción Base y se crearon escenarios para uno de los campos a incorporarse en el futuro, con su correspondiente perfil de producción medio. Dentro del LEAP en la carpeta Producción de Petróleo (en Transformación), se puede apreciar la evolución de estas producciones para cada escenario. Recordemos que el escenario denominado tendencial incluye los perfiles de Producción Base, así como el de Pungarayacu, T&T e Ishpingo.

Se promueve la perforación de relleno (*infill wells por su nombre en inglés*) en los campos en que la producción sea económica. Se verifica un menor ritmo en la concreción de los proyectos de EOR/IOR, y se alcanzan niveles de producción intermedios en nuevos campos tales como Pungarayacu (2017), T&T (2016) e Ishpingo (2018). Esto se ve reflejado en los perfiles de producción incorporados en LEAP, dentro de la carpeta Producción de Petróleo.

Respecto al bloque ITT. Etapas 1 y 2 campo Tiputini y campo Tambococha, entraría en producción en septiembre de 2016. Respecto del campo Pungarayacu, entrada en producción a fines de 2017. Ishpingo en el año 2018. Ver carpeta Producción de Petróleo.

En cuanto a la Refinería del Pacífico, ésta se encontraría operativa en 2022, con una capacidad de procesamiento de 200 kbl. Dentro de la carpeta Refinería RDP (en Transformación), se ha incorporado en la subcarpeta Process, la capacidad y el año de ingreso (en el escenario tendencial Refinería RDP), así como el rendimiento de la refinería, en términos de los diferentes derivados a producir (dentro de la subcarpeta Outputs).

En lo que respecta a la Refinería de Esmeraldas, se prevé la finalización de las obras en el 2015 que permitirán incrementar la capacidad de FCC (Cracking Catalítico) de 18 a 20 kbd de capacidad, elevando la proporción de gasolina a producir, y la mejora de la calidad del diesel. Se recupera la capacidad de 110 bbld que se tenía y se había perdido. Dentro del LEAP en el escenario Línea de Base (heredado por todos los demás escenarios del estudio), se incluyen éstas hipótesis en cuanto al perfil de derivados a producir (en Outputs) y el año de ingreso de la puesta en marcha de dicha modificación (subcarpeta Process).

Respecto a la penetración del GN se mantendría en los niveles actuales, sin alcanzar las metas del Plan de Gas con cierta penetración en la Industria y ninguna en el sector transporte (Ver en demanda, carpeta Industria la penetración planteada para esta fuente energética).

En el caso del GN asociado y su utilización (proyecto OGE&EE), se alcanzan parcialmente los objetivos establecidos, en los que se indica que se interconectaría el sistema petrolero en 2017 (PetroAmazonas, 2014).

En LEAP se modelizó este proyecto asociado a la demanda eléctrica del sector petrolero de la Amazonía en GWh (partiendo de aproximadamente 3000 GWh para declinar a casi 500 GWh en 2040). Se supuso que la estructura de generación queda igual solamente cambia el combustible por gas asociado (GN) y se interconectan en 2017.

#### 4.2.2.3. Hipótesis del escenario alternativo de Hidrocarburos

En cuanto a la producción de petróleo se plantea que cumple con las previsiones de inversiones propuestas en el Plan Maestro de Hidrocarburos, correspondientes al perfil de producción alto, en consonancia con el escenario socioeconómico optimista planteado en el alternativo.

El desarrollo de acuerdo al Plan Maestro de Hidrocarburos de los campos de Pungarayacu (2017) y IT&T (Ishpingo (2018), Tiputini (2016) & Tambococha (2016), le permite al país abastecer los requerimientos de crudo de las refinerías en funcionamiento, así como a la propuesta Refinería del Pacífico (RDP). Esto se ve reflejado en los perfiles de producción incorporados en LEAP, dentro de la carpeta Producción de Petróleo.

Respecto al bloque ITT las etapas 1 y 2 - campo Tiputini, y campo Tambococha, entrarían en producción en septiembre de 2016; mientras que la etapa 3 – campo Ishpingo, estaría produciendo en 2018.

La Refinería del Pacífico estaría operativa en 2018, con una capacidad de 200 kbl, y se prevé su ampliación a 300 kbl en 2024. El país tendrá excedentes de derivados a exportar en forma anticipada con relación al tendencial. Dentro de la carpeta Refinería RDP, se ha incorporado en la subcarpeta Process, la capacidad y el año de ingreso en el escenario alternativo Refinería del Pacífico – RDP , así como el rendimiento de la refinería, en términos de los diferentes derivados a producir (Fundación Bariloche(a), 2015).

En lo que respecta a la Refinería de Esmeraldas, se prevé la finalización de las obras en el 2015 que permitirán incrementar la capacidad de FCC (Cracking Catalítico) de 18 a 20 kbd de capacidad, elevando la proporción de gasolina a producir, y la mejora de la calidad del Diesel. Se recupera la capacidad de 110 bbl/d que se tenía y se había perdido. Dentro del LEAP en el escenario Línea de Base, se incluyen éstas hipótesis en cuanto al perfil de derivados a producir y el año de ingreso de la puesta en marcha de dicha modificación.

La transformación de la matriz productiva requiere el incremento de la participación de GN en la matriz energética, para usar sus derivados en el sector industrial, lo que induce a campañas de exploración y explotación de Gas Natural.

Se plantea la puesta en producción del Bloque 6 y del Norte Bloque 6, de acuerdo a los objetivos planteados en el Plan de Gas elaborado por Ministerio de Hidrocarburos. Habrá una mayor penetración del GN en la industria. Ver en Demanda, carpeta Industria la penetración planteada para esta fuente energética.

En el caso del GN asociado y su utilización (proyecto OGE&EE), se alcanzan parcialmente los objetivos establecidos en el plan de OGE&EE así como la interconexión en 2017.

En LEAP se modelizó este proyecto asociado a la demanda eléctrica del sector petrolero de la Amazonía en GWh (3000 GWh hasta 4200 GWh en 2020), y luego declina hasta llegar a 500 GWh en 2040. Se supuso que la estructura de generación, en lo que respecta a la tecnología queda igual, aunque se propone un cambio de combustible por gas asociado y según las metas del proyecto OGE&EE. Adicionalmente se van disminuyendo los requerimientos de generación del sector a medida

---

que ingresa energía de la interconexión, a partir de la disminución del f.u. promedio anual de las plantas.

#### **4.2.2.3. La Oferta de Alcohol para mejoramiento de combustible nacional ECOPAÍS**

Se agregó un módulo para cuantificar las plantas de alcohol y su impacto en recursos primarios necesarios para las metas de biocombustibles. Este módulo está representado de una forma muy sencilla, sin capacidades ni disponibilidad, sólo con una eficiencia de transformación.

##### **4.2.2.3.1. Escenario Energético tendencial**

La Gasolina Ecopaís es una mezcla 95% de combustible fósil, y 5% de etanol de caña de azúcar- La totalidad de etanol se produce localmente y se distribuye (a octubre 2014) en 143 gasolineras de Guayaquil, Samborondón, Daule, y Durán (Yaguachi y Milagro), alcanzando el 3% del mercado nacional de combustibles líquidos (10500 bls/día).

En este escenario no se prevé una variación de los porcentajes de mezcla (95% de combustible fósil, y 5% de etanol de caña de azúcar), sin embargo se prevé extender la oferta a otras regiones del país, hasta alcanzar la sustitución total de la gasolina extra por la gasolina Ecopaís al 2022, (Fundación Bariloche(b), 2015; MRNNR, 2014) (aproximadamente el 45% del mercado nacional de combustibles líquidos). En este escenario se considera un retraso en la implementación del Plan de Eco País, que se propone alcanzar el 45% del mercado nacional con gasolina y alcohol al 5% al 2017.

##### **4.2.2.3.2. Escenario Energético alternativo**

Para las gasolinas se mantiene el porcentaje de etanol en la mezcla (5%), pero se prevé extender la oferta a las otras regiones del país, hasta alcanzar la sustitución total de la gasolina extra por la Ecopaís en 2017 (aprox. el 45% del mercado nacional de combustibles líquidos) (Fundación Bariloche(b), 2015; MRNNR, Plan de Implementación de Biocombustibles a nivel nacional. Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, 2014). En este escenario, se propone alcanzar el 45% del mercado nacional con gasolina y alcohol al 5% al 2017.

Se prevé la utilización de un 10%, hacia el año 2030, de los recursos provenientes de residuos agroindustriales y forestales (follaje y residuos madereros), cuyos potenciales se estiman en 230000 TJ/año de producción (Recalde, 2015)

#### **4.2.3. Resumen de las principales medidas a analizar en los escenarios**

Según se adelantara, como corolario de las propuestas de lineamientos de los escenarios, se ha elaborado un listado de 17 medidas/acciones/proyectos, cuya implementación generará impactos en los resultados de la Prospectiva, según se presentará en el Capítulo siguiente.

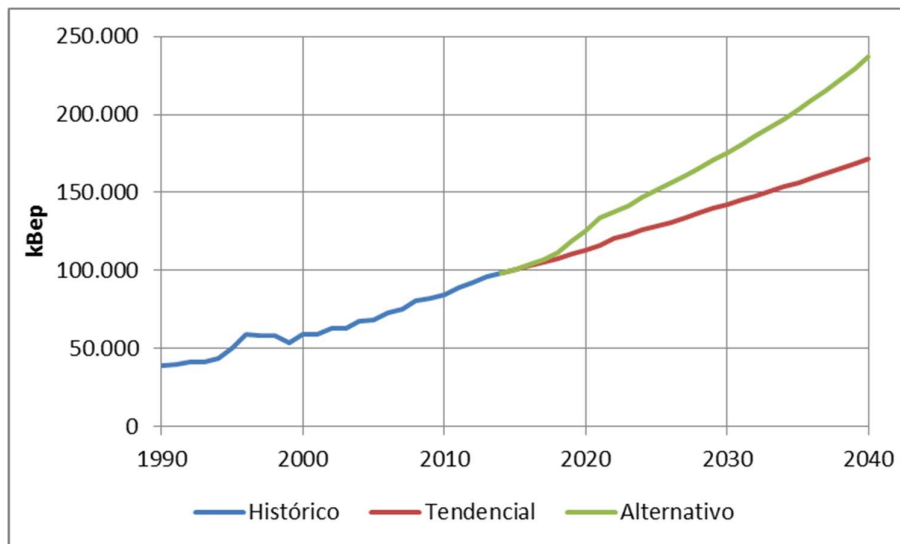
## 5. La Prospectiva de la Demanda <sup>120</sup>

### 5.1. Proyecciones del Consumo final total

El consumo final total de energía de Ecuador crecerá entre 2013 y 2040 a una tasa promedio de 2,18% a.a. en el escenario tendencial, mientras que en el escenario alternativo lo hará al 3,40% a.a. (gráfico 5.1.)

En el periodo histórico 2000-2013 el consumo final total creció al 3,85% a.a. En un primer sub-periodo de las proyecciones realizadas, que va de 2013 a 2021, el crecimiento del consumo final total en ambos escenarios será de 2,36% a.a. para el escenario tendencial y de 4,23% a.a. para el escenario alternativo. Es decir que el contraste entre ambos escenarios cubre adecuadamente la tasa de crecimiento histórica. A partir de 2022 las diferentes hipótesis de los escenarios Socioeconómicos y Energéticos hacen que las tasas de crecimiento del consumo final total se moderen, quedando por debajo del crecimiento histórico.

Gráfico 5.1. Consumo final total 1990-2040



Fuente: Elaboración propia a partir del BEN 1990-2013-MICSE y salidas del modelo LEAP.  
Archivo: Salidas LEAP Ecuador 15-10-15 (hoja 1990-2040)

En la siguiente tabla se presentan los resultados de las proyecciones para distintos escenarios. Es importante aclarar que los escenarios “Base” consideran los correspondientes escenarios Socioeconómicos tendencial y alternativo; mientras que los escenarios denominados “tendencial” y “alternativo” parten de los correspondientes escenarios “Base” e incorporan las medidas de sustituciones entre fuentes y artefactos y de eficiencia energética, contenidas en cada escenario.

<sup>120</sup> Complementa este Capítulo el Anexo 7. Proyecciones del consumo de energía por sectores y fuentes.



**Tabla 5.1. Proyecciones del consumo final total según escenario (millones de Bep)**

Escenarios	2013	2020	2030	2040	Dif. 2040	Dif. Acum. 2013-2040	Tasa 2013- 2040
Base Tendencial	96,1	116,3	147,9	183,9			
<b>Tendencial</b>	<b>96,1</b>	<b>113,4</b>	<b>142,6</b>	<b>171,9</b>	-12,0	-133,0	2,43%
Base Alternativo	96,1	130,6	191,5	272,5			
<b>Alternativo</b>	<b>96,1</b>	<b>125,5</b>	<b>175,9</b>	<b>237,1</b>	-35,4	-384,6	3,40%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Puede observarse en la tabla anterior como las medidas implementadas producen, en términos globales, reducciones en el consumo de energía. En el escenario tendencial, se consumirán al año 2040 unos 12 millones de Bep menos que en el Base tendencial, lo que implica un ahorro de 6,5% del consumo para dicho año. En el escenario alternativo, el ahorro será de 35,4 millones de Bep, que significan un 13% menos en el último año de proyección respecto al Base alternativo.

Si computamos los ahorros acumulados en todo el periodo 2014-2040, en el escenario tendencial serán de 133 millones de Bep que representan 1,4 veces el consumo del año base; y en el escenario alternativo el ahorro acumulado será de 384,6 miles de kBep, que son casi 4 veces el consumo del año base.

La composición del consumo de energía por sectores tendrá cambios respecto a la estructura del año base, de mayor intensidad en el escenario alternativo (tabla 5.2.). En este escenario se destaca el crecimiento de la participación del consumo de la Industria, que pasará de representar el 16,7% del consumo final total en 2013 al 33,7% en 2040. Ello es consecuencia principalmente del mayor dinamismo de la actividad industrial supuesto en el escenario socioeconómico alternativo.

**Tabla 5.2. Proyecciones del consumo final por sectores**

Sectores	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Tendencial</b>							
Residencial	12.126	13.912	16.736	18.845	1,65%	12,6%	11,0%
Industria	16.121	20.990	29.561	38.503	3,28%	16,8%	22,4%
Transporte	48.434	56.195	68.312	80.777	1,91%	50,4%	47,0%
Comercial y Publico	3.933	5.248	7.600	10.322	3,64%	4,1%	6,0%
Otros Sectores	2.010	3.114	5.376	8.665	5,56%	2,1%	5,0%
Consumo Propio	13.473	13.905	14.990	14.825	0,35%	14,0%	8,6%
<b>Total</b>	<b>96.097</b>	<b>113.364</b>	<b>142.575</b>	<b>171.937</b>	<b>2,18%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Escenario Alternativo</b>							
Residencial	12.126	12.303	15.816	19.361	1,75%	12,6%	8,2%
Industria	16.121	28.639	52.996	79.923	6,11%	16,8%	33,7%
Transporte	48.434	58.258	74.655	91.447	2,38%	50,4%	38,6%
Comercial y Publico	3.933	5.265	8.478	15.088	5,11%	4,1%	6,4%
Otros Sectores	2.010	3.382	6.697	14.343	7,55%	2,1%	6,0%
Consumo Propio	13.473	17.619	17.257	16.957	0,86%	14,0%	7,2%
<b>Total</b>	<b>96.097</b>	<b>125.466</b>	<b>175.899</b>	<b>237.118</b>	<b>3,40%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

En contrapartida, se registrará una disminución significativa del consumo del sector Transporte, que pasará del 50,4% al 38,6% del total entre 2013 y 2040 para el escenario alternativo.

El consumo del sector Residencial también perderá participación, pasando del 12,6% al 8,2%, siempre en el escenario alternativo. En este caso, tienen importancia en esta reducción las medidas aplicadas al sector: cocinas de inducción, calentadores de agua eléctricos y refrigeradores eficientes; medidas que producen una reducción del consumo de energía manteniendo el nivel de satisfacción del uso debido a su mayor rendimiento respecto a los artefactos y/o fuentes que sustituyen.

El Consumo Propio tendrá una tasa de crecimiento muy inferior al consumo final total en ambos escenarios. Ello es debido principalmente a la reducción de la producción de Petróleo por la declinación de los yacimientos actualmente en producción<sup>121</sup>. En el escenario alternativo ocurrirá un mayor aumento del Consumo Propio comparado con el escenario tendencial por la puesta en marcha de la Refinería del Pacífico a partir de 2018.

Los restantes sectores, Comercial y Público y Otros Sectores, tienen baja participación en el total. Aumentarán su participación en ambos escenarios como consecuencia principal del crecimiento de sus actividades previstas en los correspondientes escenarios socioeconómicos.

El consumo final por fuentes sufrirá mayores cambios en el escenario alternativo que en el escenario tendencial, como puede apreciarse en las dos tablas siguientes.

En el escenario tendencial (ver tabla 5.3.) se destaca el aumento de 3,4% absolutos de participación de la Electricidad, pasando de 13,4% a 16,8% entre extremos del periodo de proyección. Si bien estos cambios de participación obedecen a múltiples causas contenidas en ambos tipos de escenarios, socioeconómicos y energéticos<sup>122</sup>, este aumento del crecimiento de la Electricidad por encima del promedio ocurre en los sectores Residencial, Industria y Comercial y Público.

La fuente que más participación pierde en el escenario tendencial es la Gasolina, que pasará de 24,1% a 19,6% entre 2013 y 2040, es decir una baja de 4,5 puntos en porcentaje.

El Crudo Reducido, cuyo consumo es exclusivamente en el propio sector energético, también perderá peso en forma significativa: su participación sobre el consumo total pasará del 7,3% en 2013 al 4,1% en 2040, debido al estancamiento de su consumo respecto al mayor crecimiento de las restantes fuentes.

<sup>121</sup> En base a su antigüedad, y a comentarios observados en el documento del Plan Maestro de Hidrocarburos. Ministerio de Hidrocarburos.

<sup>122</sup> En la sección siguiente se analizarán los impactos de cada medida de política sobre el consumo de energía.

**Tabla 5.3. Escenario tendencial - Proyecciones del consumo final por fuentes**

Fuentes	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Tendencial</b>							
Electricidad	12.910	17.381	22.974	28.879	3,03%	13,4%	16,8%
Gasolina	23.132	25.567	29.650	33.637	1,40%	24,1%	19,6%
Diesel	30.559	37.432	49.232	62.487	2,68%	31,8%	36,3%
Gas Natural	236	286	363	439	2,33%	0,2%	0,3%
Fuel Oil	7.105	8.376	10.482	12.587	2,14%	7,4%	7,3%
LPG	8.155	8.550	10.687	12.617	1,63%	8,5%	7,3%
Leña	1.486	1.709	1.890	1.950	1,01%	1,5%	1,1%
Bagazo	1.416	1.705	2.149	2.574	2,24%	1,5%	1,5%
Jet Kerosene	2.805	3.609	4.880	6.142	2,94%	2,9%	3,6%
Residuos	0	105	334	653		0,0%	0,4%
Carbón Residual	0	0	1.200	1.200		0,0%	0,7%
Petróleo	810	810	810	810	0,00%	0,8%	0,5%
Etanol	0	352	439	482		0,0%	0,3%
Gas de Refinería	512	512	512	512	0,00%	0,5%	0,3%
Crudo Reducido	6.971	6.971	6.971	6.971	0,00%	7,3%	4,1%
<b>Total</b>	<b>96.097</b>	<b>113.364</b>	<b>142.575</b>	<b>171.937</b>	<b>2,18%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Como se mencionó, los cambios en las participaciones de las fuentes en el consumo total son más significativos en el escenario alternativo. La Electricidad aumentará 10,4 puntos de participación en todo el periodo, pasando de 13,4% a 23,8% (como se muestra en la tabla 5.4.). En contrapartida el GLP pasará de 8,5% a 3,5%. En sustitución del GLP se debe principalmente a una mayor introducción de las cocinas de inducción y a los calentadores de agua eléctricos en el sector Residencial. Dicha sustitución ocurrirá en el corto plazo, puede verse en la siguiente tabla la significativa reducción del consumo de GLP para el año 2020.

En términos generales, en el escenario alternativo habrá también una importante sustitución de Gasolina, que reducirá su participación en el total de 24,1% al 14,7%. En este escenario las mayores penetraciones de Etanol y de los motores eléctricos e híbridos son las principales causas de la caída de participación de la Gasolina.

Otro elemento a destacar en el escenario alternativo es la penetración del Gas Natural, aunque no alcanzará un porcentaje relevante en 2040 (1,3% del consumo final total).

Tabla 5.4. Escenario alternativo - Proyecciones del consumo final por fuentes

Fuentes	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Alternativo</b>							
Electricidad	12.910	24.600	39.378	56.437	5,62%	13,4%	23,8%
Gasolina	23.132	25.433	29.979	34.851	1,53%	24,1%	14,7%
Diesel	30.559	40.714	61.448	88.947	4,04%	31,8%	37,5%
Gas Natural	236	2.474	2.962	3.071	9,98%	0,2%	1,3%
Fuel Oil	7.105	9.049	13.273	18.732	3,66%	7,4%	7,9%
LPG	8.155	4.380	6.034	8.330	0,08%	8,5%	3,5%
Leña	1.486	1.698	1.895	1.989	1,09%	1,5%	0,8%
Bagazo	1.416	1.689	2.195	2.766	2,51%	1,5%	1,2%
Jet Kerosene	2.805	3.734	5.627	8.058	3,98%	2,9%	3,4%
Residuos	0	212	712	1.480		0,0%	0,6%
Carbón Residual	0	2.338	3.138	3.138		0,0%	1,3%
Petróleo	810	810	810	810	0,00%	0,8%	0,3%
Etanol	0	852	964	1.026		0,0%	0,4%
Gas de Refinería	512	512	512	512	0,00%	0,5%	0,2%
Crudo Reducido	6.971	6.971	6.971	6.971	0,00%	7,3%	2,9%
<b>Total</b>	<b>96.097</b>	<b>125.466</b>	<b>175.899</b>	<b>237.118</b>	<b>3,40%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

## 5.2. Impactos de cada medida sobre el consumo de energía

En este punto se presentan los cambios en el consumo de energía, sobre el total y por fuente, que ocurren como consecuencia de la aplicación de cada medida en forma aislada, es decir sin computar los efectos de las medidas cuando se aplican simultáneamente e interactúan entre ellas. Por ello se observará que las sumatorias de las diferencias aquí presentadas, por año de corte y acumulado en todo el periodo 2014-2040, son levemente superiores a las presentadas en la Tabla 5.1. Este solapamiento de las medidas ocurre sólo en las aplicadas al sector Transporte.

### 5.2.1. Impacto sobre el consumo total

Son doce las medidas evaluadas que afectan el consumo final de energía, y las mismas aparecen listadas en la primera columna de las dos tablas siguientes. En cuanto a los **impactos de cada medida sobre el consumo de energía**, total y por fuente, que ocurren como consecuencia de su aplicación aislada<sup>123</sup>, se puede observar que todas las ellas producen una reducción del consumo total de energía, excepto la RDP, cuya puesta en marcha implica mayor consumo propio de energía para su funcionamiento.

En líneas generales las medidas tienen similar importancia en ambos escenarios, con diferencias cuantitativas. En las Tablas 5.5 y 5.6., se presentan los ahorros e incrementos del consumo de energía (RDP) para los años de corte y el acumulado 2014-2040, en kBep y la participación porcentual de las medidas que producen ahorros.

<sup>123</sup> Se refiere a no computar los efectos de las medidas cuando se aplican simultáneamente e interactúan entre ellas, sino cada una en forma aislada. Por ello se observará que las sumatorias de las diferencias aquí presentadas, por año de corte y acumulado en todo el periodo 2014-2040, son levemente superiores, debido al solapamiento de las medidas aplicadas al sector Transporte.

**Tabla 5.5. Escenario tendencial – Variaciones del consumo total de energía según medida**

Medida	kbep				Participación			
	2020	2030	2040	Acum. 2014-2040	2020	2030	2040	Acum. 2014-40
Cocinas de Inducción	-782	-1.080	-1.372	-25.458	26,2%	14,3%	9,5%	14,4%
Calentamiento de Agua	-192	-269	-347	-6.139	6,4%	3,6%	2,4%	3,5%
Refrigeradores	-95	-43	-1	-1.228	3,2%	0,6%	0,0%	0,7%
Eficiencia en Calderas	-32	-104	-209	-2.396	1,1%	1,4%	1,5%	1,4%
Mejora IE en Vapor	-90	-297	-600	-6.830	3,0%	3,9%	4,2%	3,9%
Mejora IE en Motores	-27	-90	-183	-2.074	0,9%	1,2%	1,3%	1,2%
Mejora IE en Calor de Proc.	-79	-258	-516	-5.915	2,6%	3,4%	3,6%	3,4%
Biocombustibles	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Vehículos Eléctricos	-386	-1.230	-2.534	-28.661	12,9%	16,3%	17,6%	16,3%
Eficiencia Transporte	-1.292	-4.172	-8.612	-97.060	43,2%	55,1%	59,8%	55,0%
Alumbrado Público	-17	-24	-33	-552	0,6%	0,3%	0,2%	0,3%
<b>TOTAL AHORRO</b>	<b>-2.991</b>	<b>-7.567</b>	<b>-14.406</b>	<b>-176.313</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
Refinería del Pacífico	0	2.179	2.179	41.403				
<b>TOTAL NETO</b>	<b>-2.991</b>	<b>-5.388</b>	<b>-12.227</b>	<b>-134.910</b>				

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Tabla 5.6. Escenario alternativo – Variaciones del consumo total de energía según medida**

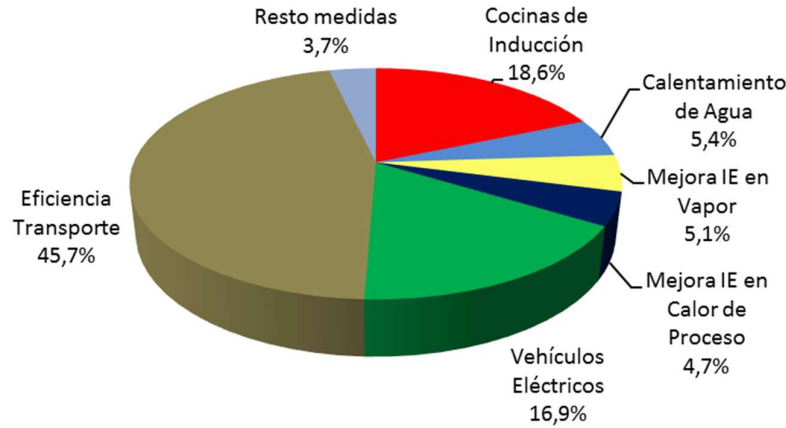
Medida	kbep				Participación			
	2020	2030	2040	Acum. 2014-2040	2020	2030	2040	Acum. 2014-40
Cocinas de Inducción	-2.791	-3.773	-4.760	-89.316	35,4%	18,6%	11,6%	18,6%
Calentamiento de Agua	-711	-1.128	-1.649	-25.797	9,0%	5,6%	4,0%	5,4%
Refrigeradores	-111	-68	-2	-1.859	1,4%	0,3%	0,0%	0,4%
Eficiencia en Calderas	-84	-308	-697	-7.310	1,1%	1,5%	1,7%	1,5%
Mejora IE en Vapor	-274	-1.025	-2.368	-24.463	3,5%	5,1%	5,8%	5,1%
Mejora IE en Motores	-84	-326	-756	-7.762	1,1%	1,6%	1,8%	1,6%
Mejora IE en Calor de Proce	-248	-946	-2.158	-22.425	3,1%	4,7%	5,3%	4,7%
Biocombustibles	0	0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Vehículos Eléctricos	-980	-3.407	-7.725	-81.438	12,4%	16,8%	18,8%	16,9%
Eficiencia Transporte	-2.590	-9.227	-20.903	-219.764	32,8%	45,6%	50,9%	45,7%
Alumbrado Público	-18	-31	-53	-748	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%
<b>TOTAL AHORRO</b>	<b>-7.893</b>	<b>-20.240</b>	<b>-41.071</b>	<b>-480.882</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
Refinería del Pacífico	2.692	4.238	4.238	85.499				
<b>TOTAL NETO</b>	<b>-5.201</b>	<b>-16.002</b>	<b>-36.833</b>	<b>-395.383</b>				

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Los efectos de cada medida tienen distinto peso según el periodo debido al cronograma de su penetración en cada escenario. Pero resulta interesante ver el impacto en el ahorro acumulado en todo el periodo de proyección. Así, en el escenario **alternativo la medida que mayores reducciones producirá en el consumo de energía, será Eficiencia en el Transporte, que producirá el 45,7% del ahorro total acumulado** (sin considerar el aumento de consumo por la Refinería del Pacífico). En **segundo término las Cocinas de Inducción representarán el 18,6% del ahorro total y luego figuran los Vehículos Eléctricos con el 16,9% (ver gráfico 5.2.)**.

Es de aclarar que la medida Biocombustibles, que supone la sustitución de Gasolina por Etanol, no produce un ahorro neto de energía ya que ambos combustibles se aplican al mismo tipo de motor.

Gráfico 5.2. Escenario alternativo – Participación en el ahorro acumulado por medida



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

## 5.2.2. Análisis de cada medida

### a) Cocinas de Inducción

Las cocinas de inducción sustituirán a las cocinas tradicionales de GLP, por lo tanto esta medida producirá un aumento del consumo de Electricidad y una reducción del consumo de GLP. Al mismo tiempo, dada la mayor eficiencia de las cocinas de inducción la reducción de los consumos de GLP serán significativamente mayores al incremento de la Electricidad en términos absolutos.

En el escenario alternativo y para el año 2040, el aumento del consumo de Electricidad representará el 7,7% del consumo total nacional de la misma; y la reducción del consumo de GLP será superior al consumo del mismo en ese año (109,1%).

Como se verá en la siguiente sección, las cocinas de inducción es la medida que más impacta en el aumento del consumo de Electricidad en ambos escenarios.

**Tabla 5.7. Cocinas de Inducción - Variaciones del consumo**  
(kBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Electricidad	711 4,1%	982 4,3%	1.247 4,3%
Gas Licuado	-1.493 -17,5%	-2.062 -19,3%	-2.619 -20,8%
Total	-782 -0,7%	-1.080 -0,8%	-1.372 -0,8%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Electricidad	2.538 10,3%	3.430 8,7%	4.327 7,7%
Gas Licuado	-5.329 -121,7%	-7.203 -119,4%	-9.087 -109,1%
Total	-2.791 -2,2%	-3.773 -2,1%	-4.760 -2,0%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

### b) Calentadores de Agua

La mayor penetración de los calentadores de agua eléctricos producirá un efecto similar al de las cocinas de inducción, en decir un aumento del consumo de Electricidad y una reducción, significativamente mayor en valores absolutos, del consumo de GLP.

No obstante, la magnitud de las variaciones de consumo son muy inferiores al caso anterior como puede apreciarse al comparar las tablas, siguiente y precedente.

**Tabla 5.8. Calentadores de Agua - Variaciones del consumo**  
(kBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Electricidad	166 1,0%	233 1,0%	301 1,0%
Gas Licuado	-358 -4,2%	-502 -4,7%	-647 -5,1%
Total	-192 -0,2%	-269 -0,2%	-347 -0,2%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Electricidad	617 2,5%	978 2,5%	1.429 2,5%
Gas Licuado	-1.328 -30,3%	-2.106 -34,9%	-3.078 -37,0%
Total	-711 -0,6%	-1.128 -0,6%	-1.649 -0,7%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

### c) Refrigeradores

La medida consiste en el reemplazo de refrigeradores ineficientes por nuevos refrigeradores de mayor eficiencia. Ello producirá sólo ahorros en el consumo de Electricidad, cuya significación en relación al consumo total de Electricidad será muy baja, como puede apreciarse en la siguiente tabla. Esta medida tendrá mayor incidencia en el corto plazo, hasta 2020, donde se produciría gran parte del reemplazo.

**Tabla 5.9. Refrigeradores - Variaciones del consumo**  
(kBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Electricidad	-95	-43	-1
	-0,5%	-0,2%	0,0%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Electricidad	-111	-68	-2
	-0,5%	-0,2%	0,0%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### d) Eficiencia en Calderas

El aumento de la eficiencia de las calderas en la Industria producirá una reducción en el consumo de todas las fuentes que se utilizan en este uso. Esta medida tendrá un bajo impacto sobre el consumo de dichas fuentes, como puede verse en la siguiente tabla. El impacto relativamente mayor en la reducción de los consumos de Bagazo y Residuos se debe a que estas fuentes se destinan exclusivamente a la producción de vapor en Industria.

**Tabla 5.10. Eficiencia en Calderas - Variaciones del consumo**  
(kBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Diesel	-9	-26	-46
	0,0%	-0,1%	-0,1%
Fuel Oil	-8	-27	-54
	-0,1%	-0,3%	-0,4%
Leña	-2	-7	-13
	-0,1%	-0,4%	-0,7%
Bagazo	-11	-34	-64
	-0,6%	-1,6%	-2,5%
Residuos	-1	-5	-16
	-0,6%	-1,6%	-2,5%
Total	-31	-100	-194
	0,0%	-0,1%	-0,1%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Diesel	-22	-59	-89
	-0,1%	-0,1%	-0,1%
Fuel Oil	-22	-78	-167
	-0,2%	-0,6%	-0,9%
Leña	-6	-18	-36
	-0,3%	-1,0%	-1,8%
Bagazo	-27	-86	-173
	-1,6%	-3,9%	-6,3%
Residuos	-3	-28	-92
	-1,6%	-3,9%	-6,2%
Total	-80	-269	-557
	-0,1%	-0,2%	-0,2%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### e) Mejora de la Intensidad Energética en Vapor

Esta medida es complementaria a la anterior y tiene los mismos efectos. Pero los ahorros en los consumos de las fuentes utilizadas son del orden de 3 a 4 veces superiores a la medida anterior.



**Tabla 5.11. Mejora de la Intensidad Energética en Vapor - Variaciones del consumo**  
(kBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Diesel	-26	-77	-138
	-0,1%	-0,2%	-0,2%
Fuel Oil	-23	-79	-163
	-0,3%	-0,8%	-1,3%
Leña	-7	-21	-41
	-0,4%	-1,1%	-2,1%
Bagazo	-32	-99	-194
	-1,8%	-4,6%	-7,5%
Residuos	-2	-15	-49
	-1,8%	-4,6%	-7,5%
Total	-90	-292	-585
	-0,1%	-0,2%	-0,3%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Diesel	-73	-214	-354
	-0,2%	-0,3%	-0,4%
Fuel Oil	-73	-286	-668
	-0,8%	-2,2%	-3,6%
Leña	-19	-66	-145
	-1,1%	-3,5%	-7,3%
Bagazo	-92	-316	-691
	-5,5%	-14,4%	-25,0%
Residuos	-12	-103	-370
	-5,5%	-14,4%	-25,0%
Total	-270	-986	-2.229
	-0,2%	-0,6%	-0,9%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### **f) Mejora de la Intensidad Energética en Motores**

Esta medida reducirá principalmente el consumo de Electricidad en la Industria, dado que el uso de motores Diesel en fuerza motriz fija es marginal.

En 2040 se ahorrarán 176 kBep (284 GWh) de Electricidad por esta medida en el escenario tendencial, mientras que en el escenario alternativo se ahorrarán 726 kBep (1.173 GWh). Este último ahorro es interesante y, aunque sólo representará el 1,3% del consumo total de Electricidad en 2040 para el escenario alternativo, se vislumbra como la principal medida de eficiencia energética para la Electricidad en cuanto a la magnitud de los ahorros que producirá.

**Tabla 5.12. Mejora de la Intensidad Energética en Motores - Variaciones del consumo**  
(kBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Electricidad	-26	-86	-176
	-0,1%	-0,4%	-0,6%
Diesel	-1	-4	-7
	0,0%	0,0%	0,0%
Total	-27	-90	-183
	0,0%	-0,1%	-0,1%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Electricidad	-81	-313	-726
	-0,3%	-0,8%	-1,3%
Diesel	-3	-13	-30
	0,0%	0,0%	0,0%
Total	-84	-326	-756
	-0,1%	-0,2%	-0,3%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**g) Mejora de la Intensidad Energética en Calor de Proceso**

**Tabla 5.13. Mejora de la Intensidad Energética en Calor de Proceso - Variaciones del consumo**  
(kBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Electricidad	-5	-18	-36
	0,0%	-0,1%	-0,1%
Gasolina	-2	-5	-11
	0,0%	0,0%	0,0%
Diesel	-49	-160	-319
	-0,1%	-0,3%	-0,5%
Gas Natural	-5	-17	-33
	-1,8%	-4,6%	-7,5%
Fuel Oil	-14	-47	-93
	-0,2%	-0,4%	-0,7%
Gas Licuado	-3	-11	-23
	0,0%	-0,1%	-0,2%
Total	-79	-258	-516
	-0,1%	-0,2%	-0,3%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Electricidad	-17	-69	-158
	-0,1%	-0,2%	-0,3%
Gasolina	-5	-20	-48
	0,0%	-0,1%	-0,1%
Diesel	-153	-579	-1.318
	-0,4%	-0,9%	-1,5%
Gas Natural	-16	-55	-122
	-0,6%	-1,8%	-4,0%
Fuel Oil	-46	-182	-416
	-0,5%	-1,4%	-2,2%
Gas Licuado	-11	-42	-95
	-0,2%	-0,7%	-1,1%
Total	-248	-946	-2.158
	-0,2%	-0,5%	-0,9%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Como puede verse en la tabla 5.13., la mejora en la intensidad energética en calor de proceso industrial impacta en una gran variedad de fuentes, ello es así por la versatilidad de este uso en cuanto a su abastecimiento por fuentes.

La magnitud de los ahorros totales de energía es similar a la mejora en la intensidad energética en la producción de vapor; y en cuanto al peso relativo de estos ahorros en el consumo total de cada fuente, se destaca la reducción del 4% de ahorros en el consumo total de GN en el escenario alternativo para el año 2040.

#### **h) Biocombustibles**

En este caso, la hipótesis es la sustitución de Gasolina por Etanol variando el porcentaje de la mezcla. Dado que se considera una misma eficiencia para las distintas mezclas, no habrá por esta medida ahorros totales de energía.

Puede observarse que el impacto de los Biocombustibles no será muy significativo en términos relativos en la disminución del consumo de Gasolina; en el escenario alternativo para el año 2040 el consumo de esta se reducirá en 2,2%.

**Tabla 5.14. Biocombustibles - Variaciones del consumo**  
(kBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Gasolina	-108	-164	-181
	-0,4%	-0,6%	-0,5%
Etanol	108	164	181
	30,8%	37,4%	37,6%
Total	0	0	0
	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Gasolina	-612	-704	-767
	-2,4%	-2,3%	-2,2%
Etanol	612	704	767
	71,8%	73,1%	74,7%
Total	0	0	0
	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### **i) Vehículos Eléctricos e Híbridos**

La penetración de los vehículos eléctricos e híbridos sustituirá principalmente a los vehículos con motores a Gasolina. En ambos casos, los nuevos vehículos tienen un rendimiento bastante superior al motor Otto, por ello se producirán ahorros significativos.

Los vehículos eléctricos implicarán un aumento del consumo de Electricidad de 763 kBep (1.232 GWh) en 2040 para el escenario tendencial, y de 2.233 kBep (3.606 GWh) para el escenario alternativo.

Como contrapartida, los combustibles sustituidos reducirán en conjunto su consumo en mayores valores. Como resultado habrá un ahorro de energía del 1,3% y del 2,7% del consumo final total del país en los escenarios tendencial y alternativo respectivamente para el año 2040.

**Tabla 5.15. Vehículos Eléctricos e Híbridos - Variaciones del consumo**  
(kBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Electricidad	129	391	763
	0,7%	1,7%	2,6%
Gasolina	-457	-1.408	-2.792
	-1,8%	-4,7%	-8,3%
Diesel	-42	-123	-231
	-0,1%	-0,2%	-0,4%
Etanol	-7	-24	-47
	-2,0%	-5,4%	-9,7%
Total	-377	-1.164	-2.307
	-0,3%	-0,8%	-1,3%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Electricidad	342	1.089	2.233
	1,4%	2,8%	4,0%
Gasolina	-1.141	-3.722	-7.822
	-4,5%	-12,4%	-22,4%
Diesel	-99	-293	-559
	-0,2%	-0,5%	-0,6%
Etanol	-42	-138	-288
	-5,0%	-14,3%	-28,1%
Total	-941	-3.063	-6.436
	-0,8%	-1,7%	-2,7%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### ***j) Eficiencia en Transporte***

Esta medida implica una reducción del consumo específico en todos los medios de transporte, debido a los cambios tecnológicos y formas de conducción más eficiente. Por lo tanto producirá ahorros en todas las fuentes que se consumen en el sector. Y como se mencionó, es la medida que mayores ahorros de energía producirá en ambos escenarios, representando el 55% de los ahorros totales acumulados en el escenario tendencial y el 45,7% en el escenario alternativo.

En 2040, los ahorros totales serán de 8.385 kBep en el escenario tendencial y de 19.614 kBep en el escenario alternativo, lo que representa el 4,9% y 8,3% de los consumos finales totales de energía del país respectivamente.

Como puede verse en la tabla 5.16, los mayores ahorros en términos absolutos estarán en la Gasolina y el Diesel, las principales fuentes que se consumen en el sector.

**Tabla 5.16. Eficiencia en Transporte - Variaciones del consumo**  
(KBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Electricidad	-3	-23	-75
	0,0%	-0,1%	-0,3%
Gasolina	-523	-1.547	-2.917
	-2,0%	-5,2%	-8,7%
Diesel	-557	-1.842	-3.902
	-1,5%	-3,7%	-6,2%
Fuel Oil	-43	-127	-237
	-0,5%	-1,2%	-1,9%
Gas Licuado	-3	-19	-62
	0,0%	-0,2%	-0,5%
Jet Kerosene	-147	-524	-1.145
	-4,1%	-10,7%	-18,6%
Etanol	-8	-25	-47
	-2,2%	-5,7%	-9,8%
Total	-1.284	-4.106	-8.385
	-1,1%	-2,9%	-4,9%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Electricidad	-15	-123	-449
	-0,1%	-0,3%	-0,8%
Gasolina	-990	-3.027	-5.772
	-3,9%	-10,1%	-16,6%
Diesel	-1.110	-4.055	-9.237
	-2,7%	-6,6%	-10,4%
Fuel Oil	-133	-424	-871
	-1,5%	-3,2%	-4,6%
Gas Licuado	-7	-60	-215
	-0,2%	-1,0%	-2,6%
Jet Kerosene	-260	-1.085	-2.865
	-7,0%	-19,3%	-35,6%
Etanol	-35	-108	-205
	-4,2%	-11,2%	-20,0%
Total	-2.551	-8.883	-19.614
	-2,0%	-5,0%	-8,3%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

### k) Alumbrado Público

Las medidas de eficiencia en el alumbrado público producirán ahorros de Electricidad relativamente bajos, del orden del 0,1% del consumo final total de la fuente en ambos escenarios.

**Tabla 5.17. Alumbrado Público - Variaciones del consumo**  
(KBep y % sobre el consumo total de la fuente)

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Electricidad	-17	-24	-33
	-0,1%	-0,1%	-0,1%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Electricidad	-18	-31	-53
	-0,1%	-0,1%	-0,1%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

### l) Refinería del Pacífico

La puesta en marcha de la Refinería del Pacífico producirá aumentos en el consumo de Electricidad y de Carbón Residual de Petróleo debidos al consumo propio de la misma. En el escenario tendencial

estos consumos comenzarán en 2022 y en el escenario alternativo se adelantarán a 2019. En la tabla 5.18. se presentan los resultados para los años de corte.

**Tabla 5.18. Refinería del Pacífico - Variaciones del consumo**  
(KBep y % sobre el consumo total de la fuente (\*))

	2020	2030	2040
<b>Escenario Tendencial</b>			
Electricidad	0	979	979
	0,0%	4,3%	3,4%
Carbón Residual	0	1.200	1.200
		100,0%	100,0%
Total	0	2.179	2.179
	0,0%	1,5%	1,3%
<b>Escenario Alternativo</b>			
Electricidad	1.492	2.238	2.238
	6,0%	5,7%	4,0%
Carbón Residual	1.200	2.000	2.000
	51,3%	63,7%	63,7%
Total	2.692	4.238	4.238
	2,0%	2,3%	1,8%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015  
(\* ) Porcentajes sobre el consumo final total

### 5.2.3. Análisis por fuente

#### a) Electricidad

La Electricidad generalmente es la fuente que tiene más alto rendimiento de utilización en todos los usos de la energía, es decir en los artefactos y equipos que permiten la satisfacción de las diversas necesidades humanas. Por ello su penetración en un determinado uso genera obviamente un mayor consumo de la misma, en pos de una disminución del consumo total de energía en dicho uso. Adicionalmente, la gran flexibilidad de generar la Electricidad a partir de distintas fuentes, particularmente de recursos locales, permite la sustitución de fuentes importadas.

Esta situación se refleja claramente en las medidas de política energética propuestas en Ecuador. Como puede verse en la tabla 5.19, los impactos más importantes sobre el consumo de la Electricidad está en medidas que aumentan su consumo: cocinas de inducción, calentadores de agua y vehículos eléctricos; además del consumo propio de la Refinería del Pacífico.

Por otra parte, figuran también las reducciones de los consumo de Electricidad debidas a medidas puramente de eficiencia energética que no implican procesos de sustitución. El resultado neto es que la Electricidad aumentará su consumo por la aplicación de todas las medidas planteadas, en un 11,8% del consumo del escenario base tendencial para 2040 y de 19,7% en el escenario alternativo respecto a su correspondiente escenario Base.

**Tabla 5.19. Variaciones en el consumo de Electricidad según medida**  
(KBep y %)

Medida	2020	2030	2040	% (*)
<b>Esc. Tendencial</b>				
Cocinas de Inducción	711	982	1.247	4,8%
Calentamiento de Agua	166	233	301	1,2%
Refrigeradores	-95	-43	-1	0,0%
Mejora IE en Motores	-26	-86	-176	-0,7%
Mejora IE en Calor de Proceso	-5	-18	-36	-0,1%
Vehículos Eléctricos e Híbridos	129	391	763	3,0%
Eficiencia Transporte	-3	-23	-75	-0,3%
Alumbrado Público	-17	-24	-33	-0,1%
Refinería del Pacífico	0	979	979	3,8%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>863</b>	<b>2.413</b>	<b>3.043</b>	<b>11,8%</b>
<b>Esc. Alternativo</b>				
Cocinas de Inducción	2.538	3.430	4.327	9,2%
Calentamiento de Agua	617	978	1.429	3,0%
Refrigeradores	-111	-68	-2	0,0%
Mejora IE en Motores	-81	-313	-726	-1,5%
Mejora IE en Calor de Proceso	-17	-69	-158	-0,3%
Vehículos Eléctricos e Híbridos	342	1.089	2.233	4,7%
Eficiencia Transporte	-15	-123	-449	-1,0%
Alumbrado Público	-18	-31	-53	-0,1%
Refinería del Pacífico	1.492	2.238	2.238	4,7%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>4.760</b>	<b>7.252</b>	<b>9.285</b>	<b>19,7%</b>

(\*) Porcentaje sobre el consumo final total de la fuente en el año 2040 del escenario Base  
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

#### b) GLP

En el GLP se producirán importantes reducciones de su consumo debido principalmente a su sustitución, y en mucho menor medida a las mejoras de eficiencia en su utilización. En el efecto conjunto, tendrá reducciones del 21% y del 60% de su consumo en los escenarios Base tendencial y Base alternativo respectivamente, para el año 2040.

**Tabla 5.20. Variaciones en el consumo de GLP según medida**  
(KBep y %)

Medida	2020	2030	2040	% (*)
<b>Esc. Tendencial</b>				
Cocinas de Inducción	-1.493	-2.062	-2.619	-16,4%
Calentamiento de Agua	-358	-502	-647	-4,1%
Mejora IE en Calor de Proceso	-3	-11	-23	-0,1%
Eficiencia Transporte	-3	-19	-62	-0,4%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>-1.857</b>	<b>-2.594</b>	<b>-3.351</b>	<b>-21,0%</b>
<b>Esc. Alternativo</b>				
Cocinas de Inducción	-5.329	-7.203	-9.087	-43,7%
Calentamiento de Agua	-1.328	-2.106	-3.078	-14,8%
Mejora IE en Calor de Proceso	-11	-42	-95	-0,5%
Eficiencia Transporte	-7	-60	-215	-1,0%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>-6.675</b>	<b>-9.411</b>	<b>-12.476</b>	<b>-60,0%</b>

(\*) Porcentaje sobre el consumo final total de la fuente en el año 2040 del escenario Base.  
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

### c) Gasolina

Las principales medidas que afectan el consumo de Gasolina son la introducción de vehículos eléctricos e híbridos y la eficiencia en el transporte; ambas implicarán una disminución de su consumo prácticamente en la misma magnitud como se observa en la siguiente tabla.

En el efecto del conjunto de las medidas, el consumo del GLP se reducirá en un 15,6% en el escenario tendencial y del 31,9% en el escenario alternativo respecto a sus escenario Base y para el año 2040.

**Tabla 5.21. Variaciones en el consumo de Gasolina según medida**  
(KBep y %)

Medida	2020	2030	2040	% (*)
<b>Esc. Tendencial</b>				
Mejora IE en Calor de Proceso	-2	-5	-11	-0,03%
Biocombustibles	-108	-164	-181	-0,5%
Vehículos Eléctricos e Híbridos	-457	-1.408	-2.792	-7,0%
Eficiencia Transporte	-523	-1.547	-2.917	-7,3%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>-1.104</b>	<b>-3.221</b>	<b>-6.208</b>	<b>-15,6%</b>
<b>Esc. Alternativo</b>				
Mejora IE en Calor de Proceso	-5	-20	-48	-0,1%
Biocombustibles	-612	-704	-767	-1,5%
Vehículos Eléctricos e Híbridos	-1.141	-3.722	-7.822	-15,3%
Eficiencia Transporte	-990	-3.027	-5.772	-11,3%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>-2.846</b>	<b>-8.057</b>	<b>-16.327</b>	<b>-31,9%</b>

(\*) Porcentaje sobre el consumo final total de la fuente en el año 2040 del escenario Base.  
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

### d) Diesel

Los consumos de Diesel en Industria son relativamente bajos (en 2013, representaban el 24,5% del total de la fuente), además las medidas de eficiencia en este sector tendrán un bajo impacto en su consumo total. Del mismo modo, la introducción de los vehículos eléctricos e híbridos tendrá poco impacto sobre el consumo de Diesel. Los mayores ahorros se deben a las medidas de eficiencia en el transporte.

**Tabla 5.22. Variaciones en el consumo de Diesel según medida**  
(KBep y %)

Medida	2020	2030	2040	% (*)
<b>Esc. Tendencial</b>				
Eficiencia en Calderas	-9	-26	-46	-0,1%
Mejora IE en Vapor	-26	-77	-138	-0,2%
Mejora IE en Motores	-1	-4	-7	0,0%
Mejora IE en Calor de Proceso	-49	-160	-319	-0,5%
Vehículos Eléctricos e Híbridos	-42	-123	-231	-0,3%
Eficiencia Transporte	-557	-1.842	-3.902	-5,8%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>-686</b>	<b>-2.241</b>	<b>-4.672</b>	<b>-7,0%</b>
<b>Esc. Alternativo</b>				
Eficiencia en Calderas	-22	-59	-89	-0,1%
Mejora IE en Vapor	-73	-214	-354	-0,4%
Mejora IE en Motores	-3	-13	-30	0,0%
Mejora IE en Calor de Proceso	-153	-579	-1.318	-1,3%
Vehículos Eléctricos e Híbridos	-99	-293	-559	-0,6%
Eficiencia Transporte	-1.110	-4.055	-9.237	-9,2%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>-1.467</b>	<b>-5.255</b>	<b>-11.723</b>	<b>-11,6%</b>

(\*) Porcentaje sobre el consumo final total de la fuente en el año 2040 del escenario Base.  
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

### e) Fuel Oil



En el caso del Fuel Oil, todas las medidas que lo afectan son debido a la eficiencia y la que mayores ahorros producirá es la eficiencia en transporte.

**Tabla 5.23. Variaciones en el consumo de Fuel Oil según medida (kBep y %)**

Medida	2020	2030	2040	% (*)
<b>Esc. Tendencial</b>				
Eficiencia en Calderas	-8	-27	-54	-0,4%
Mejora IE en Vapor	-23	-79	-163	-1,2%
Mejora IE en Calor de Proceso	-14	-47	-93	-0,7%
Eficiencia Transporte	-43	-127	-237	-1,8%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>-89</b>	<b>-281</b>	<b>-552</b>	<b>-4,2%</b>
<b>Esc. Alternativo</b>				
Eficiencia en Calderas	-22	-78	-167	-0,8%
Mejora IE en Vapor	-73	-286	-668	-3,2%
Mejora IE en Calor de Proceso	-46	-182	-416	-2,0%
Eficiencia Transporte	-133	-424	-871	-4,2%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>-275</b>	<b>-982</b>	<b>-2.164</b>	<b>-10,4%</b>

(\*) Porcentaje sobre el consumo final total de la fuente en el año 2040 del escenario Base.  
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

#### f) Etanol

En Etanol las medidas tienen efectos contrapuestos: la penetración de los biocombustibles significa obviamente un aumento en su consumo, mientras que los vehículos eléctricos e híbridos y la eficiencia en transporte significarán un menor consumo. En el conjunto, el consumo de Etanol se incrementará un 32,1% en el escenario tendencial y en un 125,1% en el escenario alternativo respecto a sus correspondientes escenarios Base y para el 2040.

**Tabla 5.24. Variaciones en el consumo de Etanol según medida (KBep y %)**

Medida	2020	2030	2040	% (*)
<b>Esc. Tendencial</b>				
Biocombustibles	108	164	181	49,7%
Vehículos Eléctricos e Híbridos	-7	-24	-47	-12,8%
Eficiencia Transporte	-8	-25	-47	-12,9%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>98</b>	<b>132</b>	<b>117</b>	<b>32,1%</b>
<b>Esc. Alternativo</b>				
Biocombustibles	612	704	767	168,2%
Vehículos Eléctricos e Híbridos	-42	-138	-288	-63,2%
Eficiencia Transporte	-35	-108	-205	-45,0%
<b>Efecto conjunto</b>	<b>583</b>	<b>610</b>	<b>570</b>	<b>125,1%</b>

(\*) Porcentaje sobre el consumo final total de la fuente en el año 2040 del escenario Base.  
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

## 6. Abastecimiento de las principales cadenas productivas

### 6.1. Detalles de Hipótesis y Modelado de la Oferta Energética

Recordando que la oferta de energía se debe estructurar en el modelo LEAP siguiendo un orden jerárquico que refleja el flujo de provisión de energía, es decir, en un nivel más alto de las ramas del árbol que reflejan los centros de se deben encontrar aquellos centros de producción que requieren como insumo energéticos que son producidos por otros centros. De allí que los primeros módulos a modelar son los relacionados con la energía eléctrica.

Gráfico 6.1. Modelado de la Oferta Energética



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

### 6.2. La Oferta Eléctrica

#### 6.2.1. El Modelado de la Oferta Eléctrica

Se recuerda que la producción de energía eléctrica fue configurada a partir de la información del balance energético como marco rector pero con una desagregación mayor remitida por los anuarios estadísticos de ARCONEL, en particular sirvió de respaldo el anuario 2013. Con la desagregación informada en el anuario, se dividió al sector eléctrico en tres grupos de generación, la autoproducción del sector petrolero de la Amazonía, la autoproducción industrial interconectada y el servicio público, este último incluyendo potencia y energía de zonas aisladas.

## 6.2.2. Los principales resultados de la simulación

### 6.2.2.1. La potencia instalada

#### Los Autoprodutores petroleros

Con respecto a la Potencia Instalada de los Autoprodutores Petroleros, se ha asumido que la misma permanece constante en todo el período y para ambos escenarios<sup>124</sup>.

**Tabla 6.1. Proyección de la Potencia Instalada en AP Petrolera en ambos escenarios (MW)**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Hidro	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20
Motores	499,40	499,40	499,40	499,40	499,40	499,40
TG	81,30	81,30	81,30	81,30	81,30	81,30
TV	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
Total	597,90	597,90	597,90	597,90	597,90	597,90

Fuente: Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### La autoprodutores del SNI

En cuanto a la evolución de la potencia instalada de los Autoprodutores del SNI, la misma varía según el escenario, acompañando la actividad productiva de los escenarios Socioeconómicos.

En la tabla siguiente se observan los valores totales de las potencias instaladas por escenario.

**Tabla 6.2. Evolución de las potencias instaladas en AP SNI, por escenario (GWh y %)**

Tendencial										
Branches	2013	2015	2020	2030	2040	2013	2015	2020	2030	2040
Hidro	68,6	74,041	89,607	131,243	192,227	37%	37%	37%	37%	38%
Motores	25,4	27,615	34,037	51,706	78,548	14%	14%	14%	15%	15%
TV	93,4	100,168	119,314	169,282	240,177	50%	50%	49%	48%	47%
Total	187,4	201,825	242,957	352,232	510,953	100%	100%	100%	100%	100%
Alternativo										
Branches	2013	2015	2020	2030	2040	2013	2015	2020	2030	2040
Hidro	68,6	77,969	107,377	203,652	386,25	37%	37%	39%	42%	45%
Motores	25,4	27,272	32,579	46,492	66,345	14%	13%	12%	10%	8%
TV	93,4	104,035	136,228	233,581	400,505	50%	50%	49%	48%	47%
Total	187,4	209,276	276,184	483,725	853,101	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se observa que en el escenario tendencial, predomina la potencia de origen térmico (en especial TV), manteniéndose aproximadamente la estructura del año base. En el escenario alternativo, también ocurre lo mismo, pero es mayor la participación hidroeléctrica.

<sup>124</sup> Sin embargo, decaerá su generación (aislada), así como la estructura de combustibles consumidos (con mayor sustitución en el alternativo de combustibles convencionales por gas asociado a la producción petrolera).

---

### **Las Centrales de Servicio Público**

Como se adelantara y en lo que respecta particularmente a las hipótesis eléctricas, ambos escenarios comparten la expansión en curso, es decir la incorporación de las centrales hidroeléctricas emblemáticas en construcción. En el mediano y largo plazo los escenarios difieren en la cantidad de proyectos hidroeléctricos incorporados (el tendencial no incorpora proyectos adicionales), y en la incorporación de ciclos combinados adicionales. En el escenario alternativo se incluyeron la construcción del Complejo Hidroeléctrico Samora-Santiago, pero el mismo se modeló como una medida, con el objetivo de cuantificar su impacto específico en el ingreso.

En función de las hipótesis planteadas, las necesidades de equipamiento de ambos escenarios son muy diferentes. Mientras que la potencia instalada del escenario tendencial alcanza los 12.406 MW en el año horizonte, se prevé para el alternativo una necesidad de casi el doble, implicando unos 24.277 MW de potencia instalada (para suplir con la demanda interna, así como con las metas de exportación eléctrica).

Se ha incorporado en el análisis el concepto de máquina de Falla, que es una potencia ficticia incorporada en el modelado. Dicha potencia se despacha en último orden de mérito, es decir cuando ninguna otra máquina puede satisfacer los requerimientos de generación. Esta situación de modelado ayuda a evaluar si la potencia incorporada en la prospectiva es suficiente o si es necesario incrementar el margen de reserva de generación ya que la producción de electricidad de la misma estaría indicando que el parque de generación no cumplió con las prestaciones requeridas. El modelado con máquina de falla es particularmente conveniente usado en conjunto con el planteo de un escenario de muy baja hidráulicidad para las centrales hidroeléctricas. Esta situación conjunta permite evaluar de una manera más segura la prospectiva, creando un escenario auxiliar ficticio en el que se plantea que todos los años del estudio serían años de muy baja hidráulicidad. Si alguno de los años se presenta una falla, en términos de producción de energía de dicha máquina, mayor que la admisible debería incrementarse la potencia a ser incorporada.

En función de las hipótesis planteadas, se observa que en el SNI, ingresan marcadas diferencias en la potencia incorporada total <sup>125</sup> por escenario, tanto en los niveles de incorporación como en la estructura, ya que en el escenario alternativo se instalan más de 19000 MW, y casi 12000 son de origen hidroeléctrico.

---

<sup>125</sup> Para los proyectos se han adoptado las potencias efectivas.

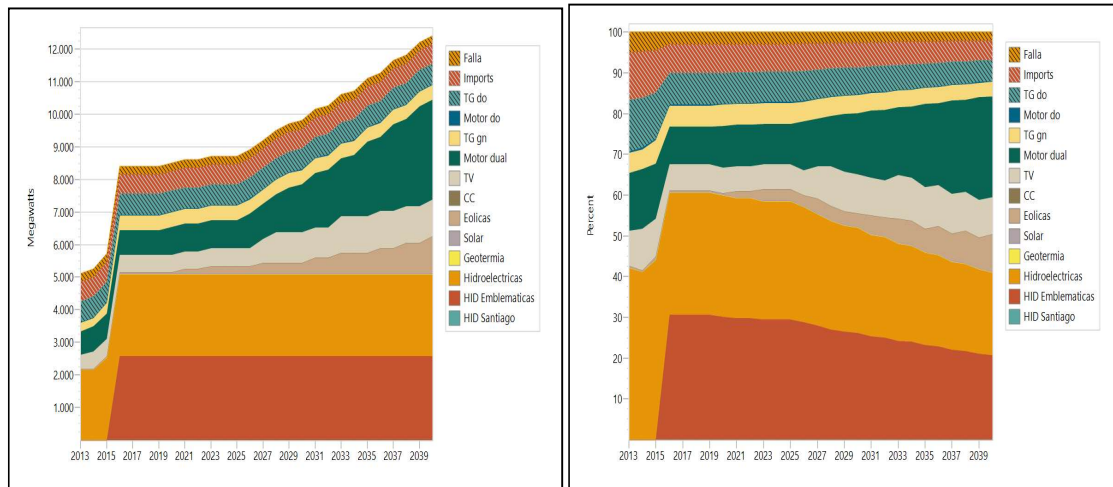


Escenario alternativo Potencia Total Instalada (MW)

Branches	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Falla	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
Imports	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
TG do	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	
Motor do	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23		
TG gn	253	303	380	490	490	490	490	490	490	540	640	790	790	790	790	790	790	790	790	840	840	940	940	1040	1190	1190	1340	1390	
Motor dual	721	821	821	821	821	821	821	821	821	871	921	1121	1121	1121	1121	1121	1121	1121	1121	1121	1121	1321	1321	1421	1521	1521	1671	1721	
TV	437	633	633	633	633	633	633	633	633	633	833	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1133	1233	1233	1533	1633	1733	2033	2033	2333	2533
CC	-	-	-	-	-	-	-	-	375	375	375	375	375	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	925	
Eólicas	19	19	19	19	19	19	119	119	219	219	319	319	419	419	419	419	569	569	719	719	869	869	1019	1219	1419	1619	1819	2019	
Solar	2	2	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	
Geotermia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	140	140	140	140	140	140	140	
Hidroelec	2158	2167	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	2527	3188	3342	3342	4041	4041	4474	
HID Emble	-	-	-	2572	2689	2779	3073	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	3661	
HID Santi	-	-	-	-	-	-	-	-	1800	1800	1800	1800	2400	2400	4720	4720	4720	5320	5320	5320	5870	5870	5870	5870	5870	5870	5870	5870	
Total	5107	5462	5924	8606	8723	8813	9207	10170	12070	12170	12640	13290	14540	14540	16860	16860	17010	17610	17760	17910	18730	19330	20241	20895	21645	22544	23344	24277	

En el escenario tendencial, también aumenta la participación de la potencia Hidroeléctrica. En 2016, ya su participación aumenta en un 16%, y con ese salto produce una marcada diversificación de la matriz productiva. Sin embargo la falta de sostenibilidad de ingresos relevantes de renovables<sup>126</sup>, genera un panorama en el que a partir de 2026, vuelve a aumentar la participación de potencia térmica con motores y TV, según se observa en los gráficos siguientes.

Gráfico 6.2. Evolución de la potencia instalada del escenario tendencial (Miles de MW y %)

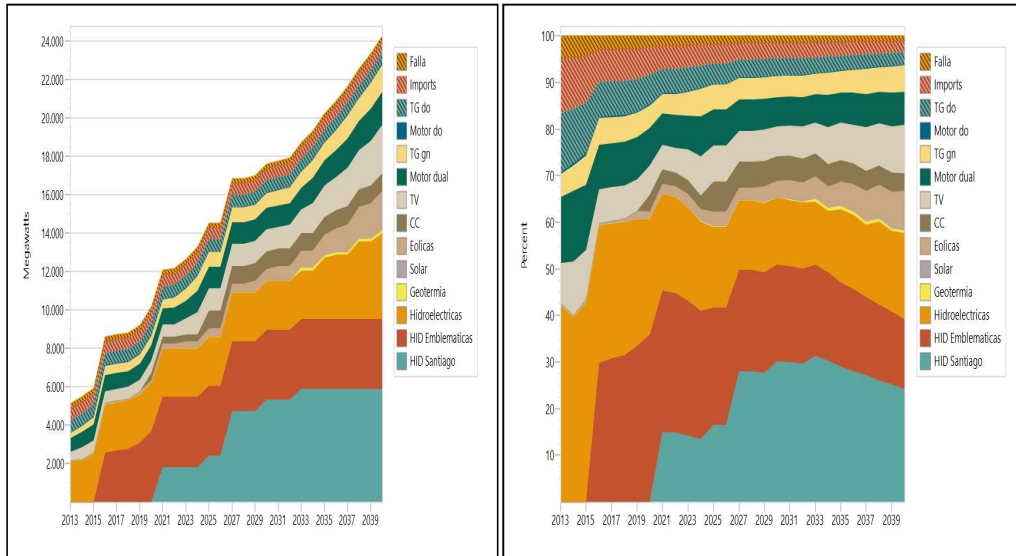


Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Igual tendencia se observa en el escenario alternativo donde a partir de 2033, comienza a decaer la participación hidroeléctrica y de otras renovables.

<sup>126</sup> Igualmente se observa que aún en este Escenario se espera una maduración importante de la tecnología eólica y que por ello ingresarán paulatinamente 1100 MW de ese origen. También se observa la incorporación de 25 MW fotovoltaicos.

Gráfico 6.3. Evolución de la potencia instalada del escenario alternativo



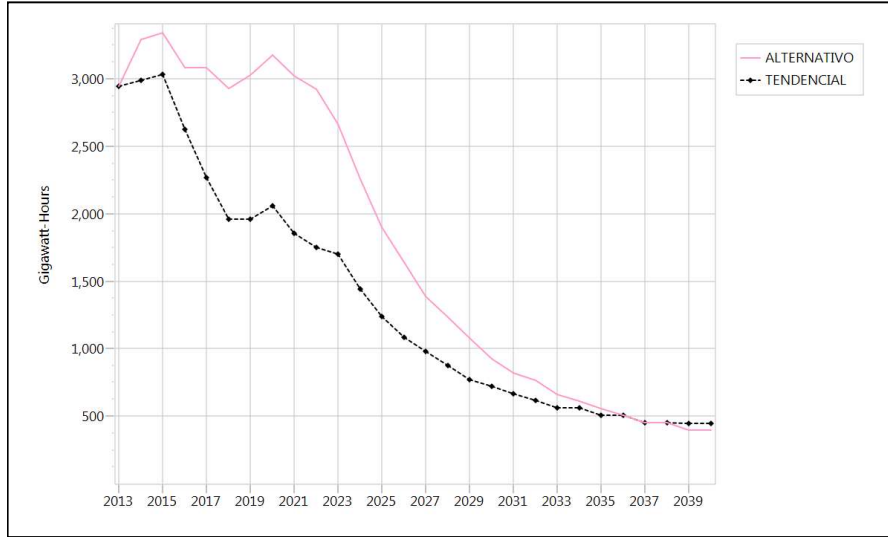
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

### 6.2.2.2. La Generación Eléctrica

#### *Autoprodutores petroleros*

En el gráfico 6.4., se observa un descenso de la generación para los Autoprodutores petroleros en ambos escenarios. En realidad esto es así, en lo que hace a la generación aislada. Porque la generación de estos Autoprodutores tendría excedentes y, como a su vez se estarían interconectando al SNI, pasarían a funcionar como autogeneradores del SNI, entregándole energía en forma creciente

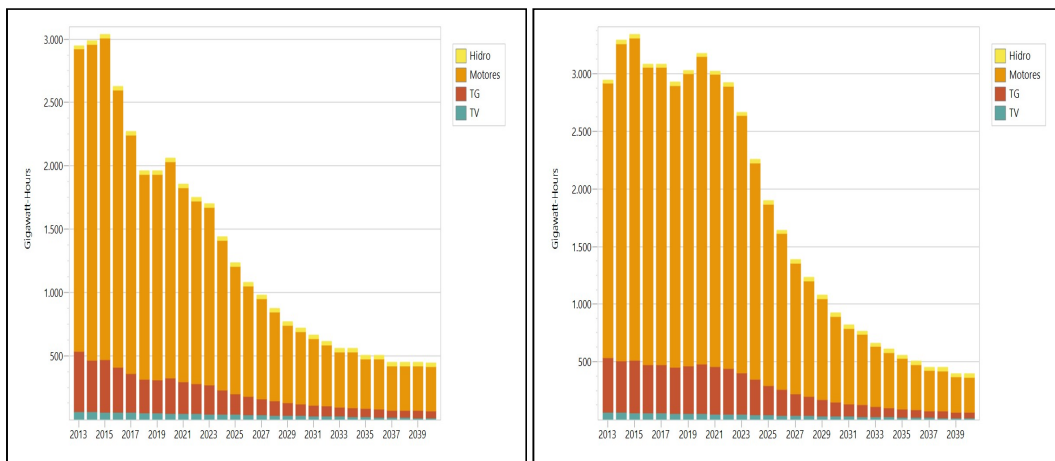
**Gráfico 6.4. Generación de Autoprodutores Petroleros escenarios tendencial y alternativo (GWh)**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

En el año horizonte en la estructura de generación en ambos escenarios, predomina la generación de motores con 77,4% en el alternativo y 78,3% en el tendencial. Se complementan estas generaciones con hidroelectricidad, con TV y con TG, en alrededor del 7%, 13% y 2,2% respectivamente (en ambos escenarios), según se observa en el Gráfico siguiente.

**Gráfico 6.5. Estructura de Generación de Autoprodutores Petroleros escenarios tendencial y alternativo (GWh)**



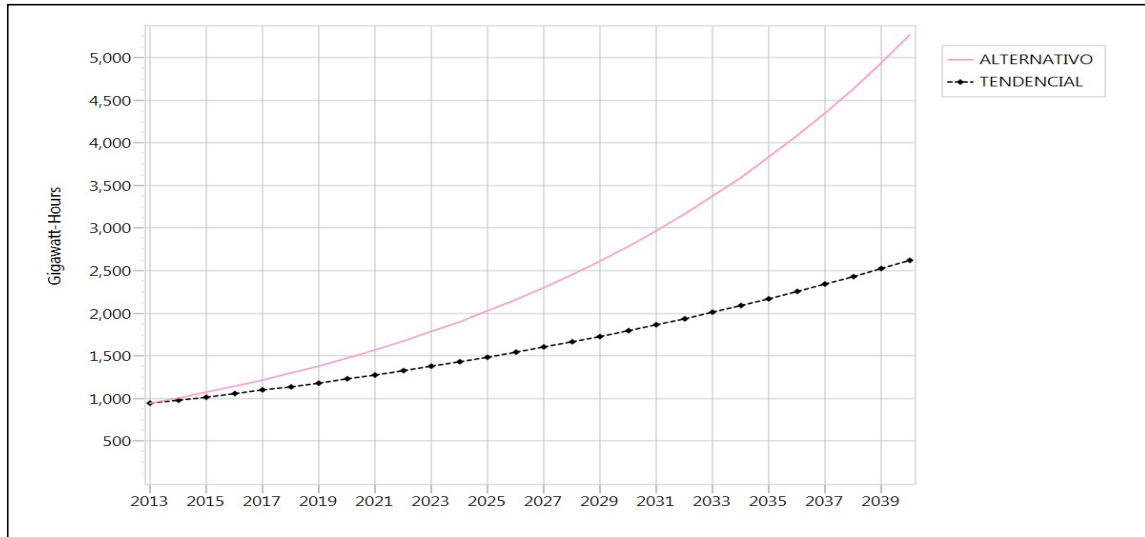
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.



### Autoprodutores del SNI

En cuanto a la generación en los AP del SNI, se observa que es creciente, ya que según se adelantara se incorporan a la misma la generación de los AP petroleros que se van interconectando, además de los autoprodutores industriales asociados al crecimiento sectorial económico. El escenario alternativo, casi duplica la generación del tendencial.

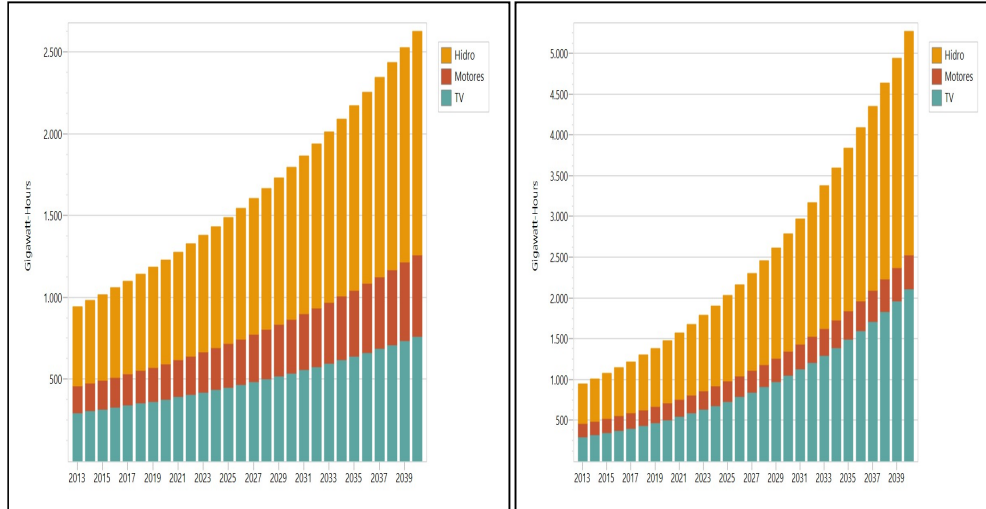
**Gráfico 6.6. Generación de Autoprodutores SNI en escenarios tendencial y alternativo (GWh)**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

En la Estructura de generación de estos Autoprodutores, hacia el año horizonte predomina la hidroelectricidad con aproximadamente el 52% en ambos escenarios. Con respecto a los motores, en el escenario tendencial participan con un 19% (y un 8% en el alternativo), mientras que las TV, en el tendencial alcanzan el 29% y en el alternativo con casi un 40%, según ilustra el siguiente Gráfico.

**Gráfico 6.7. Generación de Autoproductores del SNI, escenarios tendencial y alternativo (GWh)**

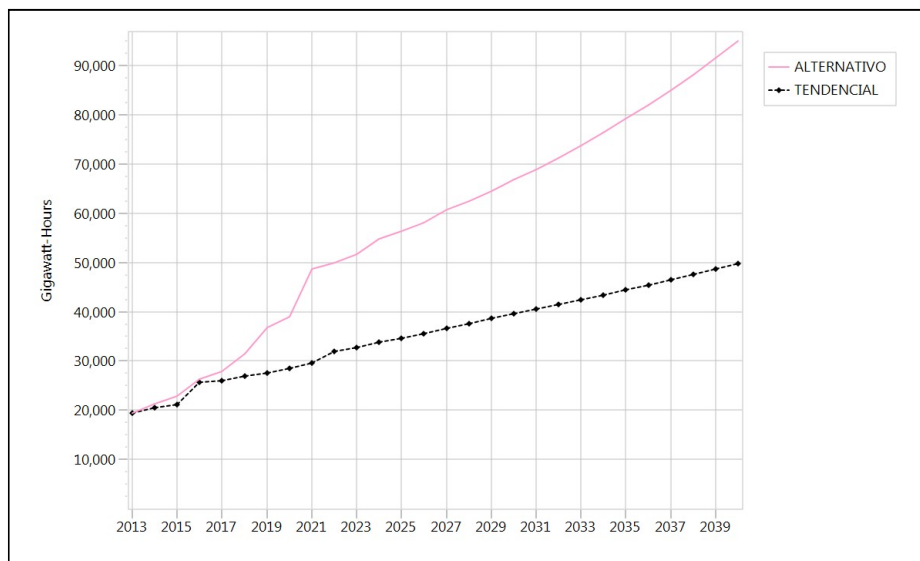


Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

**Centrales de Servicio Público**

En cuanto a las centrales de Servicio Público, como resultado de las proyecciones de la demanda eléctrica se espera por escenario, que la oferta, alcance los valores necesarios para satisfacerla, incluyendo las pérdidas técnicas estimadas. En el gráfico 6.8. y tabla 6.4., siguientes se presentan las proyecciones de la generación de Electricidad por escenario.

**Gráfico 6.8. Generación de Centrales de Servicio Público escenarios tendencial y alternativo (GWh)**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Tabla 6.4. Proyección de la Generación Eléctrica de Centrales de SP, por escenario (GWh)**

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
ALTERNATIV	22.917	39.141	56.569	67.015	79.564	95.579
TENDENCIAL	21.147	28.527	34.772	39.743	44.636	50.114

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se observa que la Generación del escenario alternativo, casi duplica a la del tendencial. Las diferencias que se aprecian están asociadas a las diferentes tasas de crecimiento dependientes de los escenarios Socioeconómicos. En el caso del escenario tendencial la tasa de crecimiento es del 2,34% a.a, y en el escenario alternativo el crecimiento de la oferta es al 3,80% a.a.

En función de las hipótesis de oferta eléctrica adoptadas para cada escenario, se observan diferentes estructuras de generación (Fundación Bariloche(c), 2015).

Se observa en el gráfico 6.9., siguiente que la estructura de la producción eléctrica es muy diferente entre los escenarios. Puede notarse que en el escenario tendencial la generación térmica alcanza el 42% (Motores 23% y 15% TV), en el año horizonte, mientras que en el escenario alternativo, desciende al 23% (13% TV, y 6% CC). Las renovables, complementan esas participaciones predominando la generación hidroeléctrica con 51 y 69% en el tendencial y alternativo respectivamente.

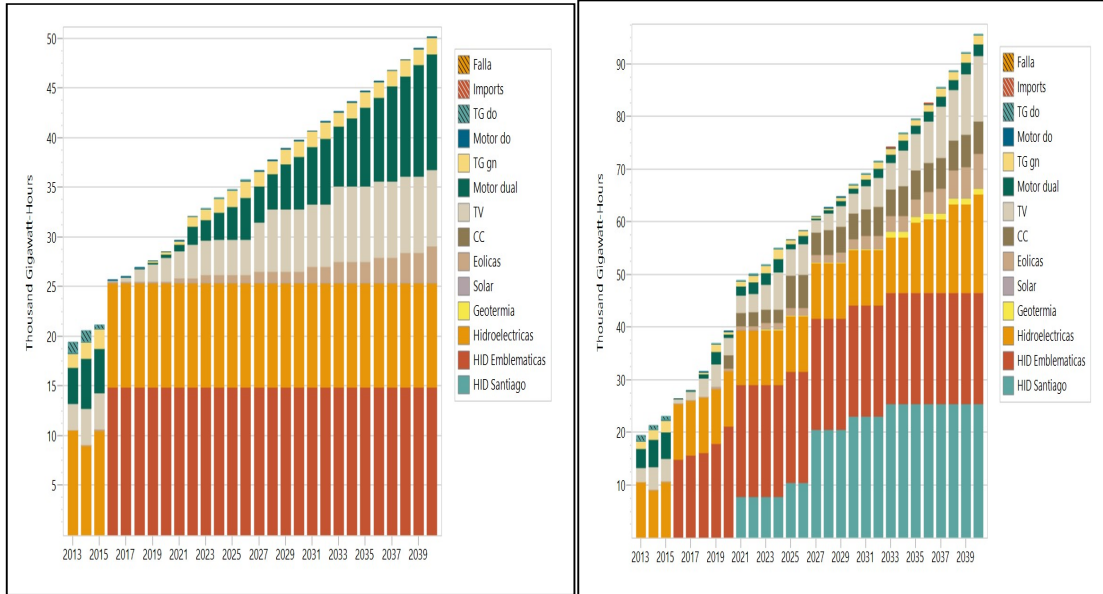
**Tabla 6.5. Proyección de la Generación Eléctrica de Centrales de SP, por escenario (%)**

	AB	EA	ET
	2015	2040	2040
TG do	3%	0%	0%
Motor do	0%	0%	0%
TG gn	10%	2%	3%
Motor dual	22%	2%	23%
TV	19%	13%	15%
CC	0%	6%	0%
Eolicas	0%	7%	7%
Solar	0%	0%	0%
Geotermia	0%	1%	0%
Hidroelectricas	46%	20%	21%
HID Emblematicas	0%	22%	30%
HID Santiago	0%	27%	0%
<b>Total</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Tal como se aprecia en la tabla 6.5., la producción eléctrica es muy diferenciada entre los escenarios. Puede notarse que en el escenario tendencial la generación térmica alcanza el 42% (Motores 23% y 15% TV), en el año horizonte, mientras que en el escenario alternativo, desciende al 23% (13% TV, y 6% CC). Las renovables, complementan esas participaciones predominando la generación hidroeléctrica con 69 y 51% en el alternativo y tendencial respectivamente.

**Gráfico 6.9. Estructura de Generación eléctrica en Centrales de SP. Escenarios tendencial y alternativo (GWh)**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

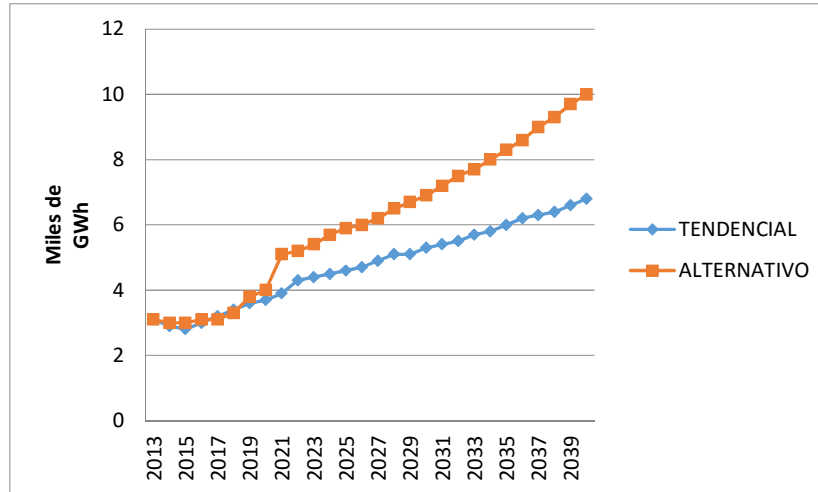
Se observa en el escenario alternativo la relevancia de la generación del complejo hidroeléctrico Zamora - Santiago. También se observan ingresos de las centrales geotérmicas de Tufiño Chiles Cerro Negro, Chachimbiro, y Chacana. También se destaca la incorporación de ciclos combinados adicionales

### 6.2.2.3. Las Pérdidas de T y D eléctricas

Como se anticipara, para el escenario tendencial se supuso un nivel de pérdidas de electricidad que serán constantes desde 12,4%. Mientras en el escenario alternativo se espera lograr una reducción de las pérdidas totales del sistema eléctrico hasta alcanzar al 10% en 2018, y mantenerlas por el resto del período. En el gráfico siguiente ilustra sobre los valores absolutos que adoptan las pérdidas en cada escenario, siendo crecientes en el alternativo, casi duplicando a las del escenario tendencial.

El gráfico 6.10., ilustra sobre los valores absolutos que adoptan las pérdidas en cada escenario, siendo crecientes en el alternativo, superando en casi un 50% a las del escenario tendencial en 2040.

**Gráfico 6.10. Evolución de la Pérdidas. Escenarios tendencial y alternativo (miles de GWh)**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### 6.2.2.4. Factor de utilización de las tecnologías

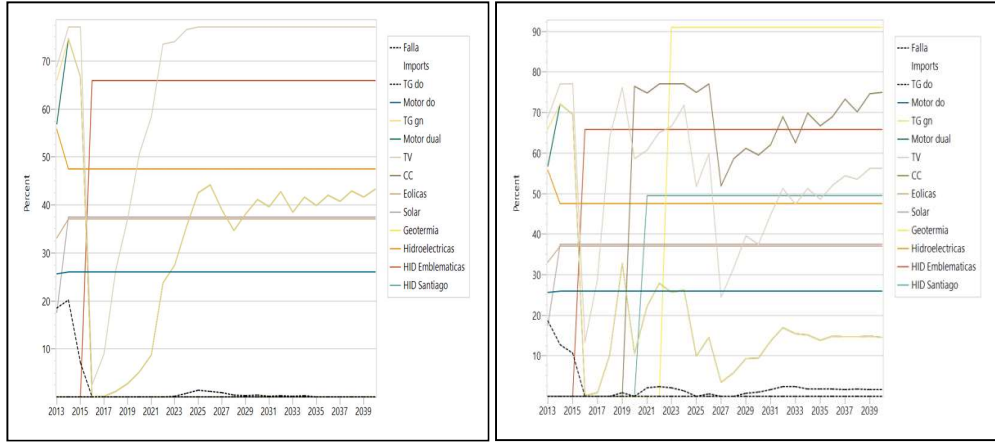
El factor de utilización de las plantas del Servicio Público en términos de promedio anual de cada tecnología es función del despacho de las mismas así como de la disponibilidad de los distintos recursos. En particular, los factores de utilización de las plantas térmicas serán elevados en los años de hidrología pobre.

Dado que los factores de utilización de las plantas hidroeléctricas, eólicas, geotérmicas y solares son datos de partida, es relevante ver el comportamiento del equipamiento que completa el despacho mensual, de allí que se analizará el factor de utilización resultante de los ciclos combinado, los turbo gas, y demás equipamiento térmico para los escenarios analizados.

En el análisis de los ciclos combinados, se observa para el escenario alternativo (en el tendencial, no hay) un aumento importante entre 2020 y 2026, que oscila alrededor del 77%, luego desciende por un año, pero a partir de 2027, los factores de utilización vuelven a aumentar permanentemente hasta alcanzar niveles de alrededor del 75% <sup>127</sup>. Iguales tendencias presentan las evoluciones de los fu de las TV, y las TG, aunque en estas últimas se amortigua el crecimiento del período 2033 al 2040 (ya que es menos deseable (por mayores costos y menores eficiencias), tener que utilizarlas frente a las restantes alternativas disponibles).

<sup>127</sup> Se observa que los valores son altos para la preservación de la infraestructura.

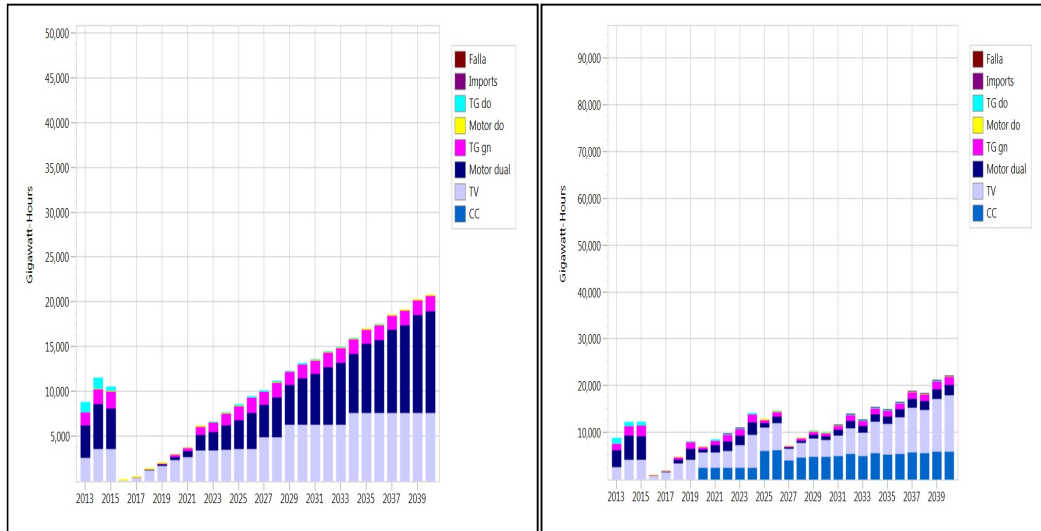
**Gráfico 6.11. Factor de utilización promedio mensual de las diferentes tecnologías**  
Escenario tendencial Escenario alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

A fin de justificar estas evoluciones acompaña el gráfico 6.12., con la generación térmica de ambos escenarios, en los que se observa, según las diferentes escalas, mayores niveles de esta generación en el escenario alternativo, crecientes luego del 2027 (CC y TV).

**Gráfico 6.12. Generación térmica por escenario (GWh)**  
Escenario tendencial Escenario alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

### 6.2.2.5. Consumo de combustibles

#### *Autoprodutores petroleros*

En cuanto a los consumos de combustible (insumos para generar incluyendo Hidroelectricidad) de estos autoprodutores, se observa en la tabla 6.6., el detalle de la estructura al año horizonte para ambos escenarios. Se advierte que en el alternativo, hay una pequeña mayor participación Hidroeléctrica y de Petróleo Crudo.

**Tabla 6.6. Proyección del Consumo de Combustibles de Autoprodutores Petroleros, por escenario (%)**

		Esc Tendencial	Escenario Alternativo
	2013	2040	2040
Diesel	33%	5%	5%
Natural Gas	31%	66%	59%
Residual Fuel	-	-	-
LPG	2%	2%	2%
Hydro	0%	2%	3%
Crude Oil	35%	25%	32%
Total	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

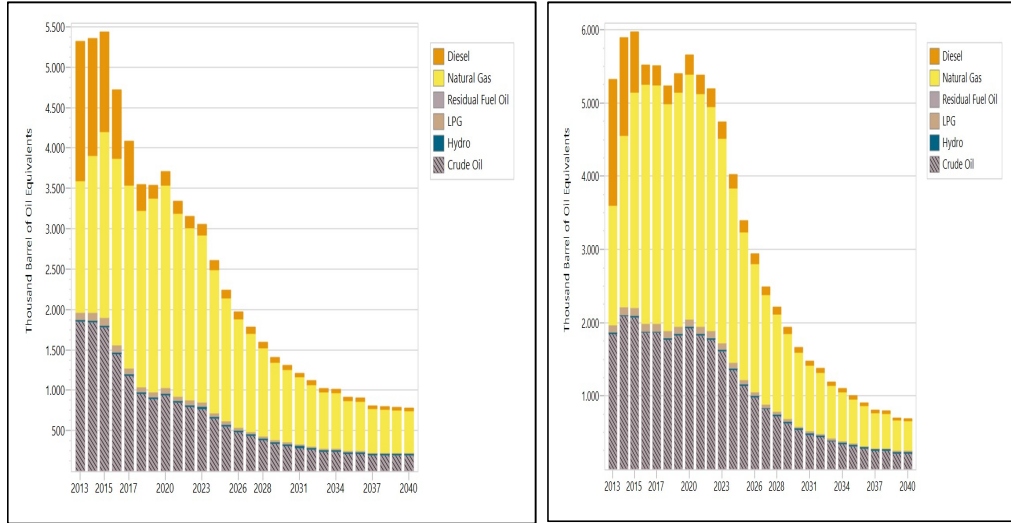
Si se observan todos los años de período en análisis se observa una mayor participación del GN (ver gráfico 6.13.). En forma acumulada, se observa que se requerirán 39 y 49 millones de Bep, en el tendencial y alternativo respectivamente (tabla 6.7.). El escenario alternativo presenta un mayor consumo acumulado asociado a la mayor generación eléctrica con GN, según las hipótesis propuestas.

**Tabla 6.7. Consumo Acumulado de Combustibles de Autoprodutores Petroleros, por escenario en 2040.**  
(Millones de Bep)

Fuentes	2013	E Tendencial	E A lternativo
		2040	2040
Diesel	1,73	7,9	7,23
Natural Gas	1,63	39,15	49,28
Residual Fuel	-	-	-
LPG	0,09	1,19	1,59
Hydro	0,02	0,52	0,52
Crude Oil	1,85	18,75	29,87
Total	5,32	67,52	88,5

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Gráfico 6.13. Consumo de Combustibles en Autoprodutores Petroleros, por escenario (kBep)**  
Escenario tendencial Escenario alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

### **Autoprodutores del SNI**

En cuanto a los Autoprodutores del SNI, se observa que los niveles de consumo de combustible son mayores en el escenario alternativo, respecto del tendencial, asociados a los niveles de generación.

En cuanto a su estructura por fuentes, la misma es similar en ambos escenarios, salvo que en el alternativo se observa la incorporación de Biomasa (residuos agroindustriales), en sustitución del RFO.

Efectivamente, la estructura del consumo (insumos para generar) desagregado por fuentes para los años de corte indica que en el escenario tendencial se mantiene aproximadamente la estructura original. En cambio en el escenario alternativo, se observa que bajan los consumos de diesel, y RFO para ser sustituidos ampliamente por la biomasa (residuos).





**Tabla 6.9. Consumo Acumulado de Combustibles de Autoproductores del SNI, por escenario en 2040**  
(Millones de Bep)

Millones de Bep	tendencial alternativo		
	2013	2040	2040
Combustibles			
Diesel	0,02	0,82	0,74
Residual Fuel Oil	0,23	11,94	10,8
Bagasse	1,09	51,14	65,73
Hydro	0,3	14,81	22,81
Biomass	-	-	32,59
Total	1,64	78,7	132,67

Combustibles	tendencial alternativo		
	2013	2040	2040
Diesel	1%	1%	1%
Residual Fuel Oil	14%	15%	8%
Bagasse	66%	65%	50%
Hydro	18%	19%	17%
Biomass			25%
Total	100%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

### Centrales de Servicio Público

Como resultado de los escenarios de generación térmica se pueden cuantificar los consumos de combustible fósiles. Se observa que el escenario alternativo presenta niveles mayores de consumo en valores absolutos con respecto al tendencial.

**Tabla 6.10. Evolución del consumo de combustibles fósiles en Centrales de SP. (Millones de Bep)**

Tendencial	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Gasoline	0,00	-	0,00	0,00	-	-
Diesel	1,30	0,10	0,60	0,70	0,90	1,20
Natural Gas	3,60	0,40	3,10	3,00	2,90	3,10
Residual Fuel Oil	11,70	4,30	10,00	17,10	22,70	27,70
Petroleum Coke	-	-	-	-	-	-
Total	16,70	4,80	13,70	20,70	26,50	32,10

Alternativo	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Gasoline	0	-	-	0	0	0
Diesel	1,7	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5
Natural Gas	4,4	3,7	8,1	6,7	8,2	10,2
Residual Fuel Oil	13,5	6,2	9,4	7,1	13,1	22,6
Petroleum Coke	-	-	-	-	-	-
Total	19,6	10	17,7	14,1	21,8	33,3

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

En cuanto a la estructura, se observa que en tendencial predomina ampliamente el RFO, y el alternativo se incorpora el GN desplazando en parte al RFO.

Si se consideran los consumos acumulados, y en los combustibles se incluyen las energías renovables (tabla 6.11.), se observa que la diferencia de consumo del alternativo con el tendencial está determinada por la caída del RFO y el DO, y el aumento del GN y renovables (en particular la hidroelectricidad), que aportan más de 400 millones de Bep adicionales.

**Tabla 6.11. Evolución del consumo acumulado de combustibles en Centrales de SP (Millones de Bep)**

	Tendencial		Alternativo
	2013	2040	2040
Gasoline	0,927	2,595	3,573
Diesel	40,269	341,869	252,672
Natural Gas	44,995	1.053,87	2.787,01
Residual Fuel Oil	147,068	6.303,56	4.900,75
Wind	0,556	323,541	544,126
Solar	0,038	23,813	23,813
Hydro	106,771	6.731,02	12.331,76
Petroleum Coke	-	-	-
Geothermal	-	-	106,662
ImportEE	-	-	2,594
<b>Total</b>	<b>340,624</b>	<b>14.780,28</b>	<b>20.952,96</b>

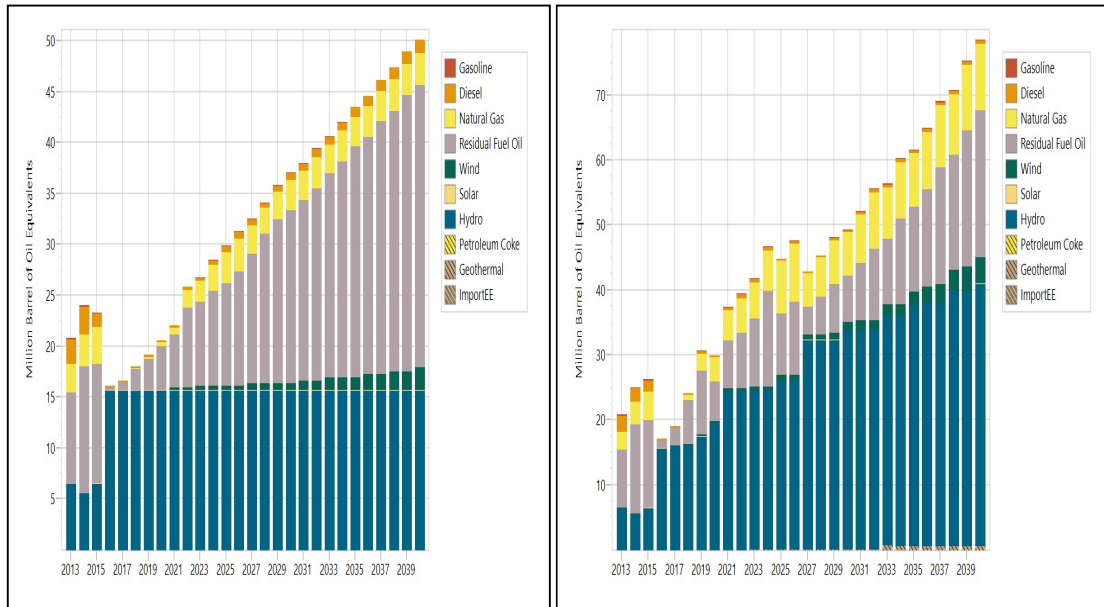
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El gráfico 6.15., ilustran sobre los consumos anuales (insumos incluyendo renovables) por escenario, y en el alternativo se destacan los consumos puntuales de hidrocarburos completando las falencias de generación hidroeléctrica. Se destaca la mayor participación del GN.

**Gráfico 6.15. Consumo de Combustibles en Centrales de SP, por escenario (millones de Bep)**

Escenario tendencial

Escenario alternativo

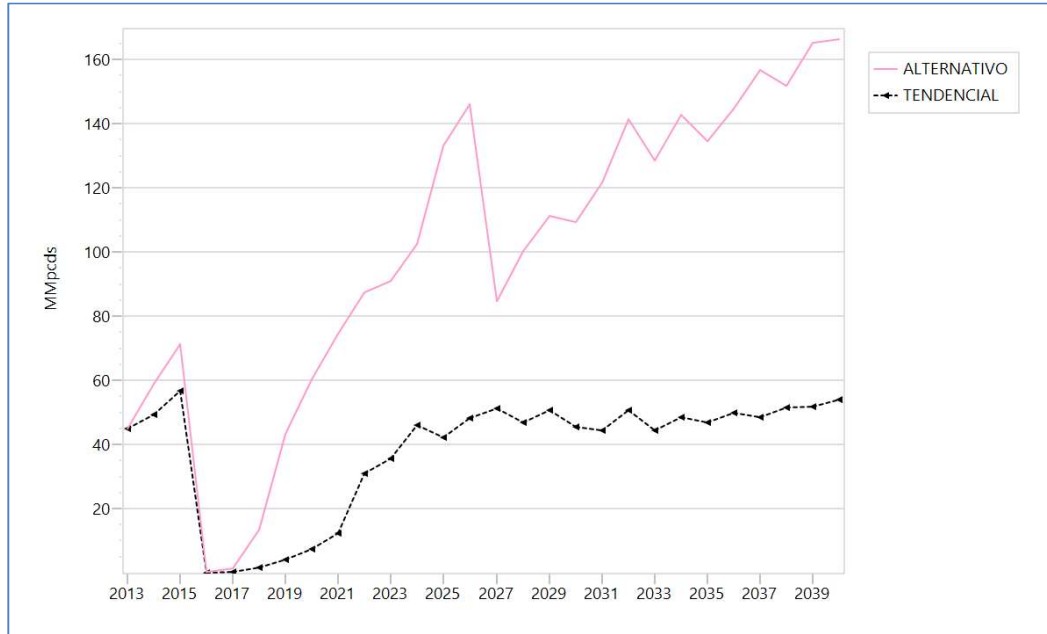


Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Según ya se ha observado, el sistema térmico de generación en el escenario alternativo está basado principalmente en GN y petróleo Residual asociado a la dotación de recursos nacionales. De allí que el consumo de diesel sea marginal en lo que respecta al SNI.

En el escenario alternativo, se plantea que debe revertirse la tendencia de aumento de la participación térmica, sin embargo en el mediano plazo se retoma la evolución histórica reciente incrementando la participación térmica y el consumo de combustible fósiles. En particular se manifiesta un aumento de los requerimientos de GN para generar electricidad, según se ilustra en el gráfico 6.16. (millones de pies cúbicos /día).

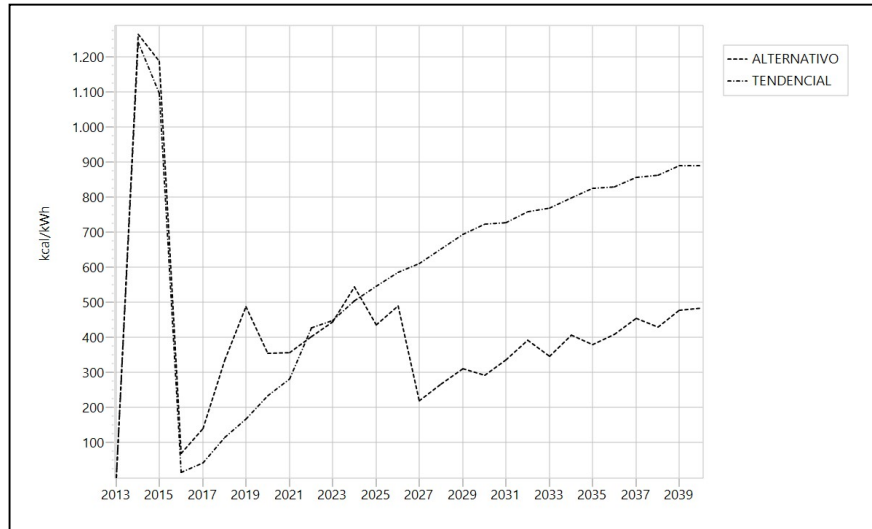
**Gráfico 6.16. Consumo de GN en Centrales de SP, por escenario (escenario (millones de pies cúbicos/día)**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Si se relacionan los consumos totales anuales en combustibles fósiles para generar electricidad con la generación eléctrica total (anual), se obtiene un indicador relevante que es el consumo específico total medio anual (Kcal/kwh). Así se observa en el gráfico 6.17., que con la incorporación de la generación hidroeléctrica en los primeros años del período, en ambos escenarios se observa un descenso del indicador, a partir de ese momento en el escenario tendencial se produce un permanente aumento, lo que estaría ratificando el aumento de la fosilización de la generación. Por otra parte en el escenario alternativo se observan altibajos en los consumos específicos, en asociación con los ingresos de generación hidroeléctrica.

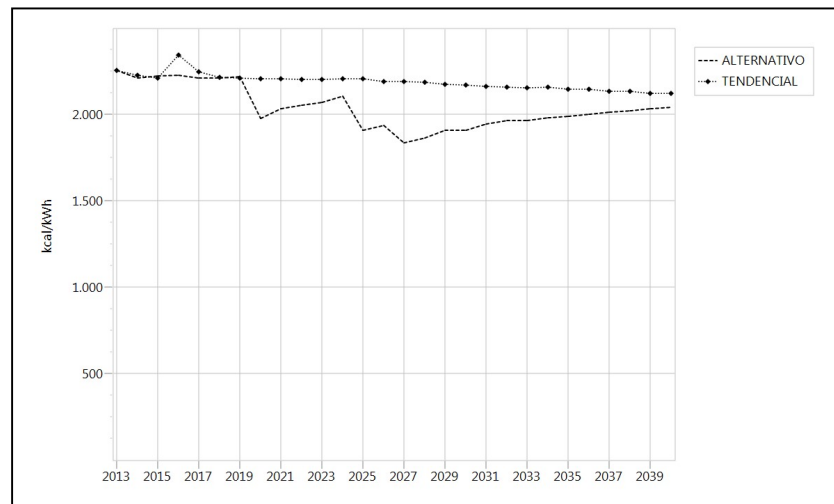
**Gráfico 6.17. Consumos Específicos medios totales (Kcal/kWh)**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Si se relacionan los consumos totales anuales en combustibles fósiles para generar electricidad con la generación térmica total (anual), se obtiene un indicador relevante que es el consumo específico térmico medio anual (Kcal/kwh). Así se observa en el gráfico 6.18., que en el escenario tendencial se produce un permanente y suave descenso, que se obtiene básicamente a partir de la incorporación del GN. En el alternativo se observan más marcados descensos debido a sustituciones de tecnologías poco eficientes (motores, TG DO), por otras mejores quemando GN (motores duales, CC, TV, y TG GN). Hacia 2027, se vislumbran paulatinos aumentos debido una generación térmica con mayor utilización de CC, TV, y motores duales.

**Gráfico 6.18. Consumos Específicos térmicos totales por escenario (Kcal/kWh)**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

---

#### 6.2.2.6. Factor de carga del sistema

El factor de carga del sistema es el resultado de la evolución de la demanda y la forma de las cargas del sistema. En lo que respecta al modelado del abastecimiento eléctrico es un dato, más un dato que un resultado, sin embargo se lo presenta en esta sección como una caracterización del sector.

A partir de la evolución de la demanda a atender, la incorporación de algunas cargas puntuales industriales, de minería y de transporte, se estimó que el factor de carga podría alcanzar en el 2025 un valor del 72%, en el escenario alternativo. En las proyecciones de demanda se espera que gran parte de los proyectos relevantes estén vigentes para tal año.

Para el escenario tendencial, en cambio, se plantea que el factor de carga se mantenga en 69,9%, igual que el año base.

#### 6.2.2.7. Margen de reserva

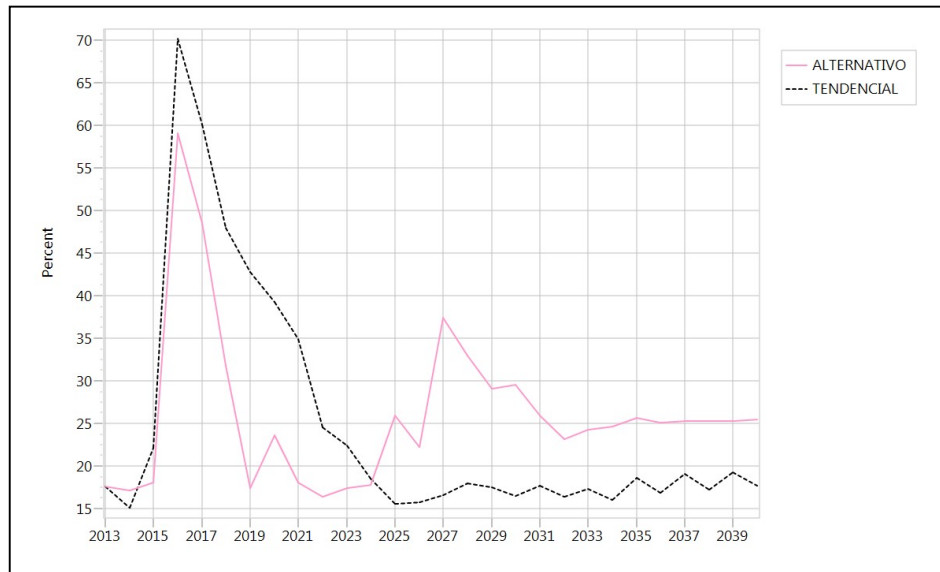
Es importante contar con un margen mayor a medida que el equipamiento se va haciendo gradualmente más hidroeléctrico en estructura relativa. Para dicho fin, se fue constatando la posibilidad del sector eléctrico de abastecer la proyección de energía.

Bajo este enfoque, el margen de reserva resulta más bien endógeno, a partir del análisis de la máxima energía no suministrada tolerable en caso de baja hidrología y una determinada potencia de respaldo.

Para el escenario tendencial, el margen de reserva aumenta en los primeros años de la proyección en consonancia con la propuesta de expansión de ARCONEL, alcanzando valores cercanos al 70%. A partir de allí, desciende o se mantiene en valores bajos en el escenario tendencial con un parque que gradualmente se vuelve a hacer más térmico, hasta alcanzar en 2025, valores de reserva del orden del 16%.

Mientras en el alternativo el margen de reserva vuelve a ascender con el ingreso del Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago hasta alcanzar valores superiores al 35% en 2027, y luego desciende a alrededor del 25% y se mantiene en esos nivel hacia el final del período.

Gráfico 6.19. Evolución del Margen de Reserva por escenario (%)



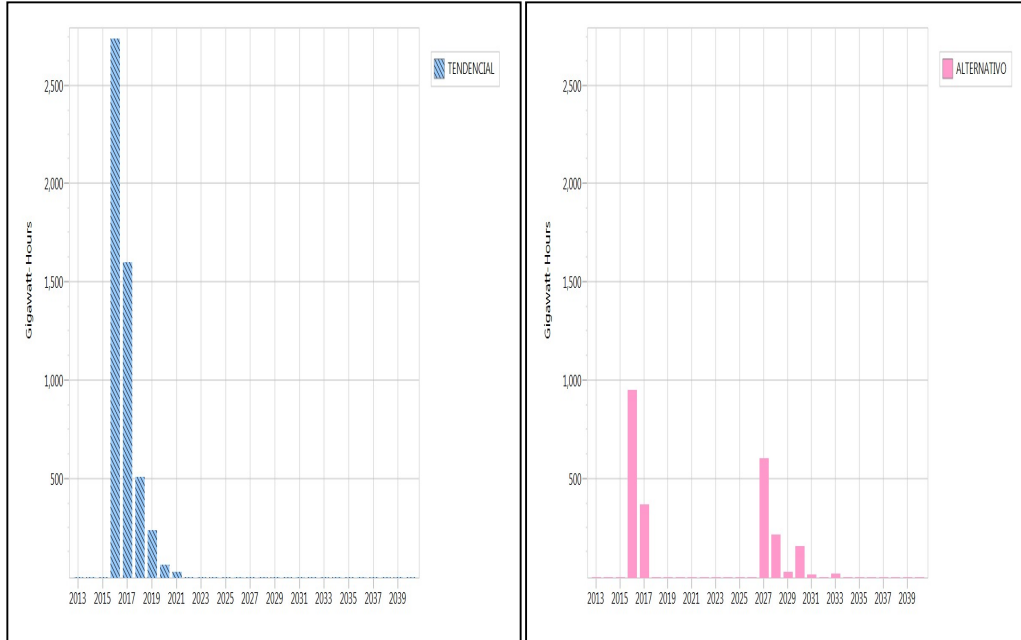
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### 6.2.2.8. Exportaciones eléctricas

Entre las metas del escenario alternativo se incluyen los grandes proyectos hidroeléctricos para exportar electricidad, en particular en este estudio se consideró el Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago, tal como se explicara en los lineamientos de los escenarios energéticos. Si bien la orientación política energética es clara, cuantificar el volumen de electricidad exportable, identificar en los mercados colombiano y peruano los volúmenes y momentos del año adecuados y mucho más dificultoso aún, los precios de la energía intercambiada, es una tarea compleja que requiere estudios específicos.

La simulación de los escenarios ha permitido determinar algunos momentos del período, según se observa en el gráfico siguiente, en los que es posible exportar excedentes de electricidad. Si se acumulan esas exportaciones, en el caso del tendencial representan 5230 GWh y en el alternativo, 2566 GWh, o sea 0,5% y 0,2% de la generación total acumulada respectivamente. Por lo que puede afirmarse que las exportaciones no son relevantes en el marco de los niveles de la demanda y generación del mercado interno.

**Gráfico 6.20. Evolución de las Exportaciones de Electricidad por escenario (%)**  
Escenario tendencial Escenario alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

### 6.3. Sector Hidrocarburos <sup>128</sup>

#### 6.3.1. Configuración del Año Base

Se recuerda que en el caso del subsector hidrocarburos, el mismo fue representado en LEAP con la apertura que se detalla a continuación.

**Gráfico 6.21. Estructura de la Oferta del Sector Hidrocarburos**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

A los efectos de modelar en LEAP el año base del estudio (2013), se utilizó como información de base la provista por el Balance Energético Nacional (BEN), así como un conjunto de informes y datos

<sup>128</sup> En los puntos 6.3.1. a 6.3.5., se profundizan los temas tratados en el punto 4.2.2.2. La Oferta de Hidrocarburos



adicionales, los que permitieron identificar y establecer la configuración inicial del sector y la evolución de la capacidad de producción y productos a obtener de los diferentes centros de transformación.

Entre la información utilizada para establecer la expansión de la oferta de hidrocarburos, se destaca el Plan Maestro de Hidrocarburos, elaborado por el Ministerio de Recursos Naturales de Recursos No Renovables de la República del Ecuador, en base a la Consultoría de Wood Mackenzie correspondiente al Plan Maestro de Hidrocarburos realizada en el año 2012-2013, así como información complementaria relativa a proyectos relevantes para el sector como lo es la Refinería del Pacífico. De esta manera con la asistencia del modelo LEAP se analizó el impacto de los lineamientos de dicho plan (en base a los escenarios energéticos elaborados para el presente estudio).

En el año base Ecuador procesó en sus cuatro refinerías un total de 62.485 miles de bbl. Dentro de dichas refinerías se destaca Esmeraldas con 38.500 miles de bbl/año, La Libertad con 16.653 bbl/año, Shushufindi con 7.313 miles de bbl/año y Lago Agrio con 119 miles de bbl/año. De acuerdo a las hipótesis realizadas en los escenarios energéticos tendencial y alternativo, se espera que en el primero de estos escenarios, al año 2022 se encuentre operativa la refinería del Pacífico, con una capacidad de procesamiento de 73.000 miles de bbl/año (equivalente a 200.000 bbl/d). Por su parte, en el alternativo dicha refinería se encontraría operativa en el 2018 en su primera fase, y se ampliaría su capacidad a 300.000 bbl/d (109.500 miles de bbl/año), en el 2024.

Por su parte, en la refinería Esmeraldas se han realizado un conjunto de obras que permitirán modificar al 2015 su perfil de producción, obteniendo cantidades adicionales de Diesel y Gasolina, a expensas principalmente del Crudo Reducido y el FO. En el caso del resto de las refinerías, se estima que las mismas seguirán produciendo con el perfil actual de producción a lo largo de todo el período bajo análisis y en ambos escenarios.

El ingreso de RDP, se ha planteado como un escenario independiente, de modo que se podrá con LEAP analizar el impacto de su inclusión o no a los escenarios tendencial y alternativo.

A continuación se presenta para cada refinería la estructura de derivados producida en cada una de ellas.

**Tabla 6.12. Estructura de los derivados producidos en la Refinería Esmeraldas y su expansión (%)**

	Año 2013	Año 2015
GLP	3.0	3.7
Gasolina	18.9	20.5
Jet Kerosene	5.6	6.6
Diesel	18.9	24.1
Crudo Reducido	16.6	14.1
No Energético	7.3	5.8
Fuel Oil	29.7	25.1

Elaboración propia  
Fuente: (SHE, 2014)

**Tabla 6.13. Estructura de los derivados producidos en la Refinería La Libertad (%)**

	Año 2013
GLP	0.023
Gasolina	8.9
Jet Kerosene	4.6
Diesel	26.3
No Energético	2.5
Fuel Oil	57.7

Elaboración propia  
Fuente: (SHE, 2014)

**Tabla 6.14. Estructura de los derivados producidos en la Refinería La Shushufindi (%)**

	Año 2013
Gasolina	28.1
Jet Kerosene	1.9
Diesel	43.9
Crudo Reducido	26.1

Elaboración propia  
Fuente: (SHE, 2014)

**Tabla 6.15. Estructura de los derivados producidos en la Refinería Lago Agrio (Amazonas) (%)**

	Año 2013
Gasolina	8.6
Jet Kerosene	32.1
Diesel	59.3

Elaboración propia  
Fuente: (SHE, 2014)

**Tabla 6.16. Estructura de los derivados producidos en la Refinería del Pacífico**

	%
GLP	5.5
Gasolina	21.6
Jet Kerosene	4.4
Diesel	55.3
Petroleum Coke	6.4
No Energético	6.8

Elaboración propia  
Fuente: (SHE, 2014)

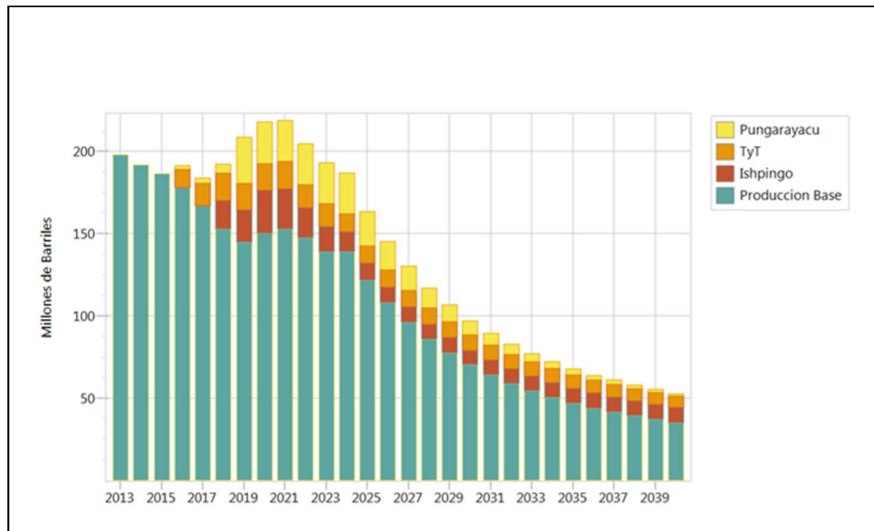
### 6.3.2. Producción de Petróleo

En este módulo se incorporó en LEAP la información referida a la producción futura de petróleo. Para ello se consideraron cuatro fuentes de aprovisionamiento de crudo. Por una parte, se proyectó la oferta de crudo de los yacimientos actualmente en producción, así como la incorporación de Pungarayacu, T&T e Ishpingo. Para cada uno de ellos se consideraron las hipótesis de evolución de su respectiva producción, considerando en el caso del tendencial un escenario de inversión media, el cual según el Plan Maestro de hidrocarburos, tiene asociado un determinado perfil de producción, mientras que en el alternativo, se consideró un escenario de inversión alta, con su correspondiente escenario de producción.

Cada uno de los campos potencialmente en producción a futuro (Pungarayacu, T&T e Ishpingo), fueron incorporados en LEAP como escenarios independientes, de modo que pueden ser analizados en forma independiente en cuanto a su impacto a la oferta y los costos. Recordemos que tanto en el tendencial como en el alternativo, todos estos campos entran en producción (en base al perfil de cada escenario).

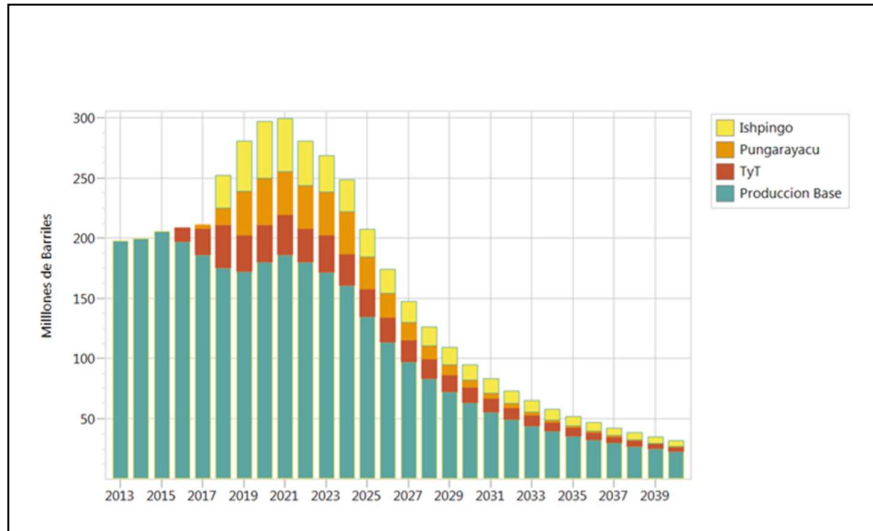
A continuación se presenta la evolución de la producción en cada escenario

**Gráfico 6.22. Perfil de Producción de Petróleo escenario tendencial**



Elaboración propia  
Fuente: (MRNRR, 2013)

Gráfico 6.23. Perfil de Producción de Petróleo escenario alternativo



Elaboración propia  
Fuente: (MRNNR, 2013)

### 6.3.3. Centros de Tratamiento de Gas Natural (Shushufindi)

Al igual que en el caso de las refinerías, en LEAP se configuró la oferta de estos centros en función de la información consignada en el BEN 2013. De acuerdo a la información consignada en BEN, en dicho año se procesaron 1.736 miles de BEP de Gas Natural, produciendo un 45,5% de GLP, 27,8% de Gases y 26,7% de Gasolina. Dichas participaciones se mantienen constantes a lo largo del período (MICSE, 2013).

### 6.3.4. Reservas

Por último en LEAP es necesario incorporar la dotación de reservas que posee el país. Cabe destacar, que contrariamente a lo planteado para los hidrocarburos líquidos, donde se ingresó al modelo un perfil de producción futuro para cada escenario; en el caso del GN la herramienta LEAP fue modelada de tal manera de obtener los requerimientos de GN para cada año (producción de gas), a partir de la suma de la demanda final de gas (proveniente de los sectores de consumo final, en base a las hipótesis y variables explicativas desarrolladas en el marco del presente estudio), más los consumos intermedios de gas (ya sea en plantas de gas o en centrales eléctricas) <sup>129</sup>.

En base a la información provista por la SHE en su anuario de reservas de petróleo crudo y gas, se obtuvieron los valores de reservas al 31 de diciembre de 2013 que fueron incorporados al LEAP.

En el caso del Petróleo las reservas probadas (P1) ascendían a 3.017 millones de bbl, las probables (P2) 323 millones de bbl y posibles (P3) de 1.533 millones de bbl.

<sup>129</sup> El tipo de uso que se le dará al gas natural en Ecuador, depende de su ubicación geográfica y por ende de la distancia al mercado (gas libre de los campos de La Amistad y Bloque 6, principalmente destinado a la generación de electricidad y al consumo en la industria, mientras que el gas asociado de los campos del occidente se utilizará principalmente en usos cautivo en proyectos tipo OGEE). Es por ello que en LEAP otra forma de presentación sería discriminando el gas natural entre gas libre y el gas asociado, caracterizando a cada uno de ellos con sus reservas, prospectiva de la demanda y eventuales saldos exportables o faltantes.

Los valores para el GN corresponden a las reservas probadas del campo la Amistad: 260 trillones pie cúbicos. Adicionalmente, se consideraron 378 trillones pie cúbicos de recursos prospectivos de Bloque 6 (incluye Amistad, Amistad Norte y Santa Clara) y 897 trillones pie cúbicos de recursos posibles prospectivos de Bloque 6 Norte. Estos últimos datos surgen del Plan Maestro de Hidrocarburos Resumen Ejecutivo (TT) elaborado en base al estudio de Wood MacKenzie.

### 6.3.5. Exportaciones

Para el presente estudio, el LEAP ha sido diseñado de tal modo que los volúmenes de exportaciones de petróleo serán calculados por el modelo. En tal sentido, para cada año el modelo calculará la demanda interna de crudo, asociada a las necesidades de carga de petróleo que requieran las refinerías y dado que para cada escenario se posee un determinado perfil de producción, el modelo estimará los saldos exportables año tras año (producción menos demanda interna igual a saldos exportables). Las exportaciones se suspenderán en el momento que la oferta interna anual de crudo sea igual o menor que la demanda interna de petróleo.

### 6.3.6. Principales Resultados

En el caso del sub-sector hidrocarburos fueron analizadas y evaluadas las siguientes medidas: puesta en producción del campo Pungarayacu, del campo T&T, del campo Ishpingo y el ingreso de la Refinería del Pacífico (RDP).

Cada una de estas medidas, han sido evaluadas en el contexto de dos escenarios: tendencial y alternativo. Recordemos que el tendencial es un escenario con menor crecimiento de la economía nacional y por ende, menor demanda de energía y de combustibles en particular. En tal sentido, asociado a este escenario se espera menores inversiones en exploración y desarrollo, con lo cual los perfiles de producción de los campos en producción y los campos nuevos serán menores que en el alternativo (donde la economía y la demanda energética son mayores). Por su parte, en el tendencial se considera además que entra en funcionamiento RDP, con una capacidad de procesamiento 200.000 bbl/d, mientras que en el alternativo se prevé una expansión de la misma a 300.000 bbl/d.

A continuación se presentan los principales resultados para el sub-sector hidrocarburos en lo que se refiere a los escenarios tendencial y alternativo. Cabe destacar que ambos escenarios incorporan las cuatro medidas analizadas.

En las siguientes tablas se aprecia la evolución de la oferta de los principales derivados de petróleo producidos en las refinerías a lo largo del período y en ambos escenarios. Tal como se expusiera oportunamente, el incremento de la capacidad de producción en refinerías tanto en el tendencial como en el alternativo, permite obtener mayores volúmenes de derivados, principalmente de diésel y gasolinas. Estos incrementos son aún mayores en el alternativo, pues allí se plantea una mayor ampliación de la Refinería RDP. Sin embargo, como se observa a partir del año 2034 comenzarán a registrarse importaciones marginales de gasolina e importaciones crecientes de diésel, llegando en el 2040 a valores similares a las importaciones registradas en 2013.

A continuación se presenta la evolución del balance de oferta y demanda para la gasolina, GLP y diésel.

**Tabla 6.17. Balance Gasolina en Millones Bep. Escenario tendencial**

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	-	-	-	-	-	-
Importación	14.30	14.50	2.06	4.14	6.11	8.12
Exportación	-0.86	-	-	-	-	-
Oferta Primaria	13.44	14.50	2.06	4.14	6.11	8.12
Refinería RdP	-	-	14.45	14.45	14.45	14.45
Refinería Lago Agrio	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Refinería Shushufindi	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
Refinería La Libertad	1.44	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45
Refinería Esmeralda	6.32	7.63	7.63	7.63	7.63	7.63
Centros de Gas	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
Centrales Electricas SP	-0.06	-	-0.00	-0.00	-	-
Total Transformación	9.69	11.06	25.51	25.51	25.51	25.51
Industria	0.12	0.15	0.18	0.21	0.23	0.26
Transporte	22.08	24.06	25.65	27.22	28.63	29.90
Comercial y Publico	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.09
Otros Sectores	0.75	1.16	1.53	2.01	2.54	3.24
Consumo Propio	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total Demanda	23.13	25.57	27.57	29.65	31.63	33.64

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Tabla 6.18. Balance Gasolina en Millones Bep. Escenario alternativo**

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	-	-	-	-	-	-
Importación	14.30	-	-	-	-	2.12
Exportación	-0.86	-0.08	-5.08	-2.76	-0.43	-
Oferta Primaria	13.44	-0.08	-5.08	-2.76	-0.43	2.12
Refinería RdP	-	14.45	21.68	21.68	21.68	21.68
Refinería Lago Agrio	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Refinería Shushufindi	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
Refinería La Libertad	1.44	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45
Refinería Esmeralda	6.32	7.63	7.63	7.63	7.63	7.63
Centros de Gas	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
Centrales Electricas SP	-0.06	-	-	-0.00	-0.01	-0.00
Total Transformación	9.69	25.51	32.74	32.74	32.73	32.73
Industria	0.12	0.16	0.21	0.26	0.31	0.37
Transporte	22.08	23.81	25.58	27.01	28.10	28.86
Comercial y Publico	0.03	0.04	0.05	0.07	0.09	0.12
Otros Sectores	0.75	1.26	1.68	2.50	3.65	5.36
Consumo Propio	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Total Demanda	23.13	25.43	27.66	29.98	32.30	34.85

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

En el caso particular de la Gasolina, y en virtud del proceso de sustituciones y la proyección de las variables explicativas del consumo de energía, que plantean los escenarios propuestos en el presente estudio, se observa que en el caso del alternativo, Ecuador podría exportar gasolinas entre el 2025 y 2030, a consecuencia de la ampliación de RDP (a 300.000 bbl/d), cosa que no sucede en el caso del tendencial, donde si bien se reducen las importaciones por la puesta en marcha de RDP (con 200.000 bbl/d), se observa que en este escenario, Ecuador deberá seguir importando dicho combustible.

**Tabla 6.19. Balance GLP en Millones Bep. Escenario tendencial**

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	-	-	-	-	-	-
Importación	6.46	6.46	3.82	4.88	5.83	6.80
Exportación	-	-	-	-	-	-
Oferta Primaria	6.46	6.46	3.82	4.88	5.83	6.80
Refinería RdP	-	-	3.67	3.67	3.67	3.67
Refinería Lago Agrio	-	-	-	-	-	-
Refinería Shushufindi	-	-	-	-	-	-
Refinería La Libertad	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
Refinería Esmeralda	1.00	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37
Centros de Gas	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79
AP Petrolera	-0.09	-0.07	-0.04	-0.02	-0.02	-0.01
Total Transformación	1.70	2.09	5.79	5.81	5.82	5.82
Residencial	7.29	7.33	8.07	8.76	9.31	9.81
Industria	0.52	0.70	0.85	1.02	1.18	1.37
Transporte	0.02	0.12	0.22	0.34	0.48	0.64
Otros Sectores	0.15	0.22	0.30	0.39	0.49	0.63
Consumo Propio	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
Total Demanda	8.16	8.55	9.62	10.69	11.64	12.62

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Tabla 6.20. Balance GLP en Millones Bep. Escenario alternativo**

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	-	-	-	-	-	-
Importación	6.46	-	-	-	-	0.67
Exportación	-	-1.35	-2.50	-1.61	-0.60	-
Oferta Primaria	6.46	-1.35	-2.50	-1.61	-0.60	0.67
Refinería RdP	-	3.67	5.51	5.51	5.51	5.51
Refinería Lago Agrio	-	-	-	-	-	-
Refinería Shushufindi	-	-	-	-	-	-
Refinería La Libertad	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
Refinería Esmeralda	1.00	1.37	1.37	1.37	1.37	1.37
Centros de Gas	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79	0.79
AP Petrolera	-0.09	-0.10	-0.06	-0.03	-0.02	-0.01
Total Transformación	1.70	5.73	7.61	7.64	7.65	7.66
Residencial	7.29	2.91	3.04	3.12	3.14	3.11
Industria	0.52	0.87	1.23	1.72	2.25	2.93
Transporte	0.02	0.18	0.34	0.53	0.78	1.07
Otros Sectores	0.15	0.24	0.32	0.48	0.71	1.04
Consumo Propio	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
Total Demanda	8.16	4.38	5.11	6.03	7.05	8.33

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Por su parte, en el caso del GLP, se observa que en el escenario tendencial el país continúa siendo importador, mientras que en el alternativo ésta situación se revierte, llegando a exportar valores marginales de GLP.

**Tabla 6.21. Balance Diésel en Millones Bep. Escenario tendencial**

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	-	-	-	-	-	-
Importación	21.73	22.09	-	-	3.76	11.11
Exportación	-	-	-8.99	-2.70	-	-
Oferta Primaria	21.73	22.09	-8.99	-2.70	3.76	11.11
Refinería RdP	-	-	37.00	37.00	37.00	37.00
Refinería Lago Agrio	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Refinería Shushufindi	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36
Refinería La Libertad	4.26	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31
Refinería Esmeralda	6.34	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94
Centrales Electricas SP	-2.46	-0.14	-0.56	-0.65	-0.86	-1.21
Autogeneradoras_SIN	-0.02	-0.02	-0.03	-0.03	-0.04	-0.05
AP Petrolera	-1.73	-0.17	-0.10	-0.06	-0.04	-0.04
Total Transformación	8.83	15.34	51.98	51.93	51.73	51.38
Industria	7.49	9.73	11.58	13.65	15.58	17.71
Transporte	20.72	24.72	27.85	31.29	34.81	38.62
Comercial y Publico	0.08	0.11	0.13	0.15	0.18	0.21
Otros Sectores	1.11	1.73	2.28	2.98	3.77	4.80
Consumo Propio	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15
Total Demanda	30.56	37.43	42.99	49.23	55.49	62.49

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Tabla 6.22. Balance Diésel en Millones Bep. Escenario alternativo**

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	-	-	-	-	-	-
Importación	21.73	-	-	-	3.19	18.35
Exportación	-	-11.49	-20.67	-9.32	-	-
Oferta Primaria	21.73	-11.49	-20.67	-9.32	3.19	18.35
Refinería RdP	-	37.00	55.49	55.49	55.49	55.49
Refinería Lago Agrio	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Refinería Shushufindi	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36
Refinería La Libertad	4.26	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31
Refinería Esmeralda	6.34	8.94	8.94	8.94	8.94	8.94
Centrales Electricas SP	-2.46	-0.18	-0.20	-0.30	-0.45	-0.50
Autogeneradoras_SIN	-0.02	-0.02	-0.02	-0.03	-0.03	-0.04
AP Petrolera	-1.73	-0.27	-0.16	-0.08	-0.04	-0.03
Total Transformación	8.83	52.21	70.79	70.77	70.64	70.60
Industria	7.49	11.46	15.54	20.88	26.69	33.97
Transporte	20.72	26.12	30.81	35.53	40.35	45.57
Comercial y Publico	0.08	0.11	0.13	0.17	0.22	0.30
Otros Sectores	1.11	1.87	2.49	3.71	5.42	7.95
Consumo Propio	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15
Total Demanda	30.56	40.71	50.12	61.45	73.83	88.95

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Por último, en el caso del DO, se observa en ambos escenarios que a partir de la puesta en marcha de RDP, Ecuador podrá disminuir sus importaciones de DO, llegando a generar importantes saldos exportables en el caso del alternativo, y un tanto menores en el tendencial. Sin embargo, en ambos escenarios se aprecia que hacia finales del período el país volverá a importar DO.

En cuanto a la evolución de la oferta y demanda de petróleo, se aprecia que tanto en el escenario tendencial como en el alternativo, se irán agotando paulatinamente las reservas de hidrocarburos



líquidos, dejando de exportar el país en el año 2026. Esto como consecuencia de considerar la incorporación de RDP, a los efectos de sustituir derivados importados. En el capítulo de costos se analizará en detalle los beneficios asociados a esta estrategia. En el caso del tendencial se consumen a lo largo del período aproximadamente el 75% de P1+P2+P3, mientras que en el alternativo el 90%.

Por su parte, de aprecia también que partir de dicho año, el país deberá importar crudo, sin embargo desde el punto de vista económico, conviene incorporar RDP.

**Tabla 6.23. Balance Petróleo en Millones Bep. Escenario tendencial**

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	197.96	217.64	163.31	96.74	67.59	52.81
Importación	-	-	-	35.51	64.56	79.31
Exportación	-138.23	-154.85	-30.83	-	-	-
Oferta Primaria	59.73	62.80	132.49	132.25	132.15	132.13
Refinería RdP	-	-	-70.08	-70.08	-70.08	-70.08
Refinería Lago Agrio	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12
Refinería Shushufindi	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77
Refinería La Libertad	-16.49	-16.65	-16.65	-16.65	-16.65	-16.65
Refinería Esmeralda	-34.70	-38.50	-38.50	-38.50	-38.50	-38.50
Centrales Electricas SP	-	-	-	-	-	-
Autogeneradoras_SIN	-	-	-	-	-	-
AP Petrolera	-1.85	-0.94	-0.56	-0.31	-0.22	-0.19
Total Transformación	-58.92	-61.99	-131.68	-131.44	-131.34	-131.32
Industria	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	-	-	-	-	-
Comercial y Publico	-	-	-	-	-	-
Otros Sectores	-	-	-	-	-	-
Consumo Propio	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81
Total Demanda	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Tabla 6.24. Petróleo en Millones Bep. Escenario alternativo**

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	197.96	297.27	207.59	94.41	51.61	31.46
Importación	-	-	-	73.10	115.68	135.73
Exportación	-138.23	-163.41	-39.49	-	-	-
Oferta Primaria	59.73	133.86	168.11	167.51	167.29	167.19
Refinería RdP	-	-70.08	-105.12	-105.12	-105.12	-105.12
Refinería Lago Agrio	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12	-0.12
Refinería Shushufindi	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77	-5.77
Refinería La Libertad	-16.49	-16.65	-16.65	-16.65	-16.65	-16.65
Refinería Esmeralda	-34.70	-38.50	-38.50	-38.50	-38.50	-38.50
Centrales Electricas SP	-	-	-	-	-	-
Autogeneradoras_SIN	-	-	-	-	-	-
AP Petrolera	-1.85	-1.93	-1.14	-0.54	-0.32	-0.22
Total Transformación	-58.92	-133.05	-167.30	-166.70	-166.48	-166.38
Industria	-	-	-	-	-	-
Transporte	-	-	-	-	-	-
Comercial y Publico	-	-	-	-	-	-
Otros Sectores	-	-	-	-	-	-
Consumo Propio	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81
Total Demanda	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81	0.81

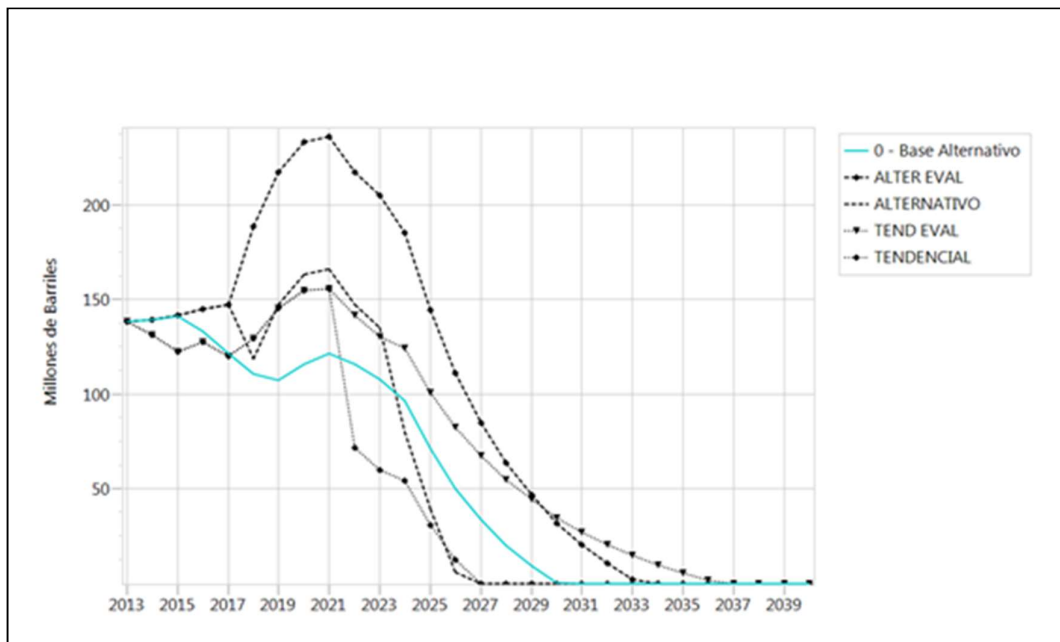
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

A continuación se presenta el siguiente gráfico 6.24., la evolución de las exportaciones de petróleo para diferentes escenarios. Adicionalmente al tendencial y alternativo, se ha incorporado el escenario Base alternativo (escenario donde no se considera ni el ingreso de los nuevos campos ni de RDP), el alternativo Evaluación (donde no está incluida RDP, pero sí los nuevos campos) y tendencial Evaluación (donde no está incluida RDP pero sí los nuevos campos).

Dentro de la familia de escenarios alternativos, se aprecia que el alternativo Evaluación presenta los mayores saldos exportaciones (hasta el 2033) como consecuencia de considerar la puesta en producción de nuevos campos y la no puesta en marcha de RDP. La contracara de esta situación es que resulta el escenario con mayores importaciones de derivados de petróleo. Por su parte, el Base alternativo (que no considera ni la puesta en marcha de nuevos campos ni RDP), presenta exportaciones de crudo que se sostendrían hasta el 2030. Por último el escenario alternativo logra exportar crudo hasta el 2026, y presenta además el escenario con menores requerimientos de importación de derivados, y saldos exportables de alguno de ellos. Esta situación hace que sea un escenario que desde el punto de vista de su evaluación económica, resulte más conveniente que el Base alternativo y alternativo Evaluación.

En cuanto a los escenarios tendenciales, se aprecia que tendencial Evaluación (sin RDP pero con nuevos campos), extiende las exportaciones hasta 2036, mientras que el tendencial (con nuevos campos que producen un poco menos que en el alternativo y RDP sólo en su primera fase de 200.000 bbl/d), extiende las exportaciones hasta 2026 y reduce las importaciones de derivados.

**Gráfico 6.24. Exportaciones de Petróleo de acuerdo a cada escenario**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

A continuación se presenta un resumen con los volúmenes de GN requeridos en cada escenario.

**Tabla 6.25. Balance GN en MMPCDS escenario tendencial**

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	159.34	110.46	136.93	114.60	104.08	103.21
Importación	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-
Oferta Primaria	159.34	110.46	136.93	114.60	104.08	103.21
Producción de Petróleo	-54.93	-29.74	-27.34	-16.31	-11.23	-7.35
Centros de Gas	-28.84	-28.85	-28.85	-28.85	-28.85	-28.85
Centrales Eléctricas SP	-45.00	-6.17	-50.45	-48.78	-47.33	-51.41
AP Petrolera	-26.72	-41.02	-25.00	-14.71	-10.13	-8.41
Total Transformación	-155.48	-105.78	-131.64	-108.65	-97.54	-96.02
Industria	3.86	4.67	5.29	5.95	6.54	7.19
Transporte	-	-	-	-	-	-
Comercial y Público	-	-	-	-	-	-
Otros Sectores	-	-	-	-	-	-
Consumo Propio	-	-	-	-	-	-
Total Demanda	3.86	4.67	5.29	5.95	6.54	7.19

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Tabla 6.26. Balance GN en MMPCDS. Escenario alternativo**

	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Producción	159.34	214.24	268.59	215.52	229.47	256.25
Importación	-	-	-	-	-	-
Exportación	-	-	-	-	-	-
Oferta Primaria	159.34	214.24	268.59	215.52	229.47	256.25
Producción de Petróleo	-54.93	-30.13	-25.80	-12.47	-6.84	-4.25
Centros de Gas	-28.84	-28.85	-28.85	-28.85	-28.85	-28.85
Centrales Eléctricas SP	-45.00	-60.16	-133.24	-109.24	-134.57	-166.26
AP Petrolera	-26.72	-54.60	-33.03	-16.46	-9.87	-6.61
Total Transformación	-155.48	-173.74	-220.92	-167.02	-180.13	-205.97
Industria	3.86	40.50	47.67	48.49	49.34	50.28
Transporte	-	-	-	-	-	-
Comercial y Público	-	-	-	-	-	-
Otros Sectores	-	-	-	-	-	-
Consumo Propio	-	-	-	-	-	-
Total Demanda	3.86	40.50	47.67	48.49	49.34	50.28

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Cabe destacar que en el escenario alternativo se plantea una mayor penetración del gas en el Industria y una mayor utilización del mismo en la generación de electricidad.

Entre los centros de consumo de gas se destaca el gas asociado a la Producción de petróleo (o gas no aprovechado), el cual irá disminuyendo a medida que entre en funcionamiento el proyecto OGE&E (AP Petrolera) y los consumos en plantas de tratamiento de gas.

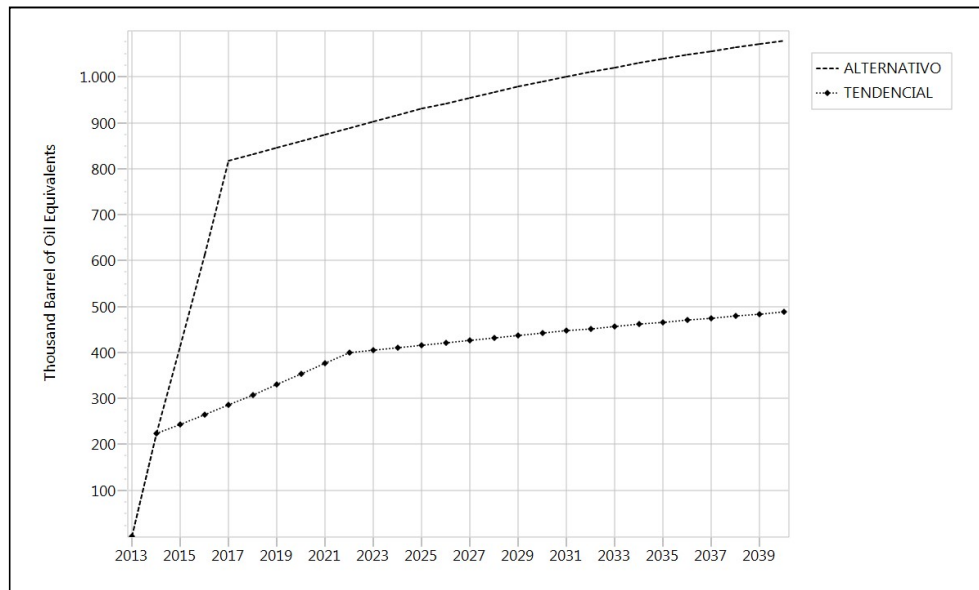
**Finalmente, se concluye que los recursos hidrocarbúricos del país podrían ser suficientes en el caso del gas natural, mientras que en el caso del petróleo, se utilizarían buena parte de las reservas probadas de los actuales campos en producción, más las de Pungaraycu, T&T e Ishpingo, sin**

embargo en el 2027 el país dejaría de exportar. No obstante, el ingreso de RDP genera beneficios netos económicos, con respecto a la estrategia de exportación de crudo, debido al reemplazo de importaciones de derivados y a la generación de saldos exportables de determinados productos. Esto será analizado y presentado en el capítulo de costos.

### 6.3.7. Biocombustibles, Alcohol

Se agregó un módulo para cuantificar las plantas de alcohol y su impacto en recursos primarios necesarios para las metas de biocombustibles. Este módulo está representado de una forma muy sencilla, sin capacidades ni disponibilidad, sólo con una eficiencia de transformación. Como resultado de la aplicación de las hipótesis se han obtenido diferentes resultados según se observa en el gráfico 6.25.

Gráfico 6.25. Producción de Alcohol por escenario (kBep)



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se observa que los valores absolutos de producción de Alcohol en ambos escenarios, son muy bajos (kBep) frente a los niveles de oferta de hidrocarburos de las Refinerías (MMBep). Ello indica, según se adelantara, que el impacto de su incorporación no será muy significativo en términos relativos en la disminución del consumo de hidrocarburos (Gasolina).

---

## 7. Análisis de los escenarios a través de Indicadores

Los indicadores son parámetros de medición que integran generalmente más de un variable básica que caracteriza un evento, ampliando el significado de las variables que lo componen y permitiendo una más fácil comprensión de las causas, comportamiento y resultados de una actividad.

De forma conjunta, los indicadores dan un panorama aproximado, del sistema completo, incluyendo la interacción entre las varias dimensiones de desarrollo sustentable, así como también muestran las implicaciones en el largo plazo de las decisiones y comportamientos actuales. Mediante su monitoreo se detectan los cambios en el valor del indicador a lo largo del tiempo y se detecta su progreso o no hacia el objetivo de lograr un desarrollo sustentable, mediante la superación de los problemas sectoriales detectados.

En resumen las finalidades del Monitoreo son:

- ✓ Verificar el cumplimiento de las metas de corto, mediano y largo plazo establecidas en los planes de acción.
- ✓ Realizar la evaluación de las acciones planificadas.
- ✓ Identificar las correcciones necesarias en la implementación de programas de ajuste.

A continuación, y a fin de evaluar el impacto de las políticas definidas para el sector energético ecuatoriano se propone, en base a la observación del consultor sobre la situación energética actual y futura del Ecuador, un listado de “Indicadores de Desempeño”, que permiten medir, cuantitativa (fundamentalmente) y cualitativamente, el avance o logros de las mismas.

Esos indicadores han sido incluidos en el Modelo LEAP, que tomará de los resultados del ejercicio prospectivo, los valores necesarios para su obtención, permitiendo dimensionar el éxito de las medidas implementadas.

En la pantalla siguiente (gráfico 7.1.), se presenta un esquema parcial del análisis (fórmulas de cálculo) que se propone dentro del LEAP para cada uno de los diferentes indicadores propuestos.

Gráfico 7.1. Detalle de las fórmulas de definición de Indicadores

Branch: All Branches Variable: Indicator Scenario: TEN18: TEND EVAL (A)

Branch	2013 Value	Expression	Scale	Units
OBT	16,196,200.00	Resources/Primary/Indigenous Production[TOE]-Resources/Primary/Imports[TOE]-Resources/Secondary/Imports[TOE]		tep
OTEP renovable	1,509,820.00	Resources/Primary/Wood/Indigenous Production[TOE]-Resources/Primary/Wood/Imports[TOE]-Resources/Secondary/Imports[TOE]		tep
Demanda final Fossil	162,125,000.00	Demand:Energy Demand Final Units[GJ, Fuel=Natural gas]-Demand:Energy Demand Final Units[GJ]		GJ
Consumo Contaminante	3.19	(Demand:OneHundred Year Global Warming Potential[Tonne]-Transformation:OneHundred Year G)		tCO2/tep
Dependencia Energética	38.75	(Resources/Primary/Imports[TOE]-Resources/Secondary/Imports[TOE])/OBT*100	%	%
Dependencia Hidroenergética	62.91	Resources/Primary/Hydro/Indigenous Production[TOE]/OTEP renovable*100	%	%
Electricidad per capita	1,321.83	Demand:Energy Demand Final Units[GW-hr, Fuel=Electricity]/Key/Population[Million Habitantes]		kWh/hab
Emisiones CO2eq por PIB	0.63	(Demand:OneHundred Year Global Warming Potential[Tonne]-Transformation:OneHundred Year G)		kgCO2eq/USD
Emisiones por capita	2.70	(Demand:OneHundred Year Global Warming Potential[Tonne]-Transformation:OneHundred Year G)		tCO2eq/hab
Fosiles en Gen EE	19.94	(Transformation/AP Petrotera/Processes/Motors/Inputs[GJ]-Transformation/AP Petrotera/Processes)		tep/miles USD
Intensidad Energética	0.20	Demand:Energy Demand Final Units[TOE]/Key/PIB[miles US\$ 2007]		%
Renovabilidad de la C	9.32	OTEP renovable/Indicador[tep]/OBT/Indicador[tep]*100	%	%
Fraccion fosil de la G	51.01	(Transformation/AP Petrotera/Processes/Motors/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/AP P)		%
Potencial Hidro remanente	10.00	(Resources/Primary/Hydro/Yield[Million TOE])/Resources/Primary/Hydro/Indigenous Production[Milli]		Veces
Potencial Biomasa remanente	15.76	(Resources/Primary/Vegetal/Wastes/Yield[Million TOE])/Resources/Primary/Vegetal/Wastes/Indigeno		Veces
Potencial Solar remanente	378.81	(Resources/Primary/Solar/Yield[Million TOE])/Resources/Primary/Solar/Indigenous Production[Millio		Veces
Potencial Geotermia r	0.00	(Resources/Primary/Geothermal/Yield[Million TOE])/Resources/Primary/Geothermal/Indigenous Prod		Veces
Potencial Eolico rema	52.26	(Resources/Primary/Wind/Yield[Million TOE])/Resources/Primary/Wind/Indigenous Production[Millio		Veces
Intensidad Generacion	2,251.02	(Transformation/Centrales Electricas SP/Processes/TG do/Inputs[kcal]-Transformation/Centrales Elec		kcal/kWh
Intensidad Generacion	1,028.88	(Transformation/Centrales Electricas SP/Processes/TG do/Inputs[kcal]-Transformation/Centrales Elec		kcal/kWh
Intensidad Generacion	0.66	(Transformation/Centrales Electricas SP/Processes/TG do/OneHundred Year Global Warming Potenti		kgCO2eq/kWh
Emisiones Generation	0.30	(Transformation/Centrales Electricas SP/Processes/TG do/OneHundred Year Global Warming Potenti		kgCO2eq/kWh
Ingresos exportacion petroleo	46,400,000.00	Resources/Primary/Crude Oil/Export Benefit[USD/ANN-hr]/Resources/Primary/Crude Oil/Exports[BOE]		USD
Ingresos exportacion electricidad	5,814.70	Resources/Secondary/Electricity/Export Benefit[USD/ANN-hr]/Resources/Secondary/Electricity/Export		USD
Ingresos por exportacion	42,460,000.00	Resources/Secondary/Residual Fuel Oil/Export Benefit[USD/ANN-hr]/Resources/Secondary/Residual Fu		USD
Gasto importacion petroleo	0.00	Resources/Primary/Crude Oil/Import Cost[USD/bbl]/Resources/Primary/Crude Oil/Imports[BOE]		USD
Gasto importacion derivados	128,250,000.00	Resources/Secondary/Residual Fuel Oil/Import Cost[USD/BOE]/Resources/Secondary/Residual Fuel		USD

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 7.2. Detalle de las fórmulas de definición del Indicador Fracción Fósil de generación eléctrica

Branch: All Branches Variable: Indicator Scenario: TEN18: TEND EVAL (A)

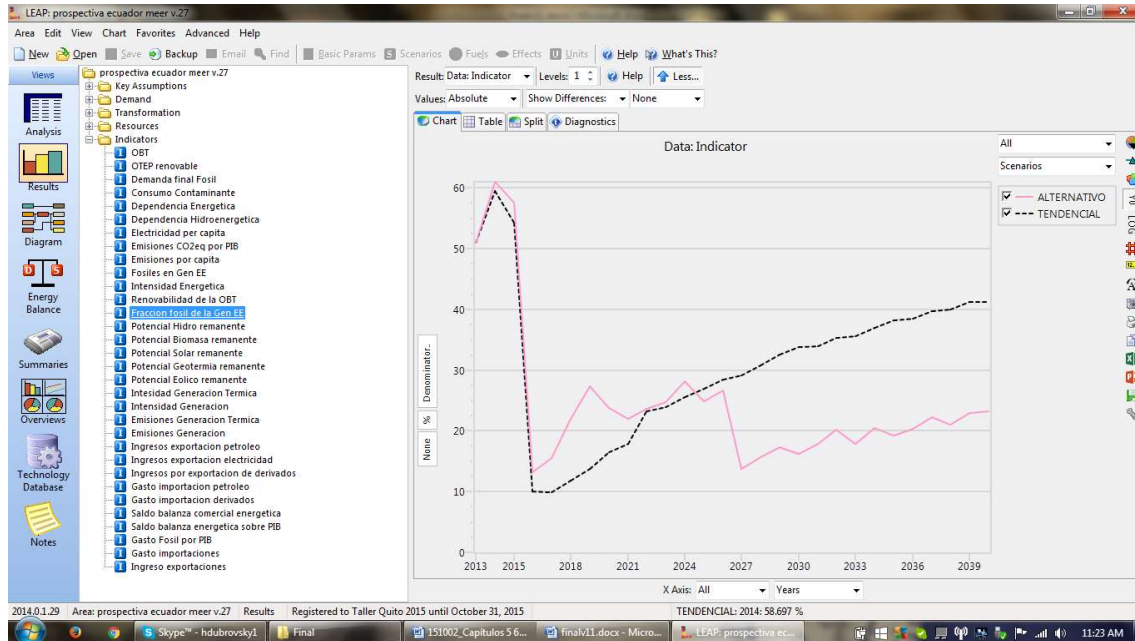
Branch	2013 Value	Expression	Scale	Units
OBT	16,196,200.00	Resources/Primary/Indigenous Production[TOE]-Resources/Primary/Imports[TOE]-Resources/Secondary/Imports[TOE]		tep
OTEP renovable	1,509,820.00	Resources/Primary/Wood/Indigenous Production[TOE]-Resources/Primary/Wood/Imports[TOE]-Resources/Secondary/Imports[TOE]		tep
Demanda final Fossil	162,125,000.00	Demand:Energy Demand Final Units[GJ, Fuel=Natural gas]-Demand:Energy Demand Final Units[GJ]		GJ
Consumo Contaminante	3.19	(Demand:OneHundred Year Global Warming Potential[Tonne]-Transformation:OneHundred Year G)		tCO2/tep
Dependencia Energética	38.75	(Resources/Primary/Imports[TOE]-Resources/Secondary/Imports[TOE])/OBT*100	%	%
Dependencia Hidroenergética	62.91	Resources/Primary/Hydro/Indigenous Production[TOE]/OTEP renovable*100	%	%
Electricidad per capita	1,321.83	Demand:Energy Demand Final Units[GW-hr, Fuel=Electricity]/Key/Population[Million Habitantes]		kWh/hab
Emisiones CO2eq por PIB	0.63	(Demand:OneHundred Year Global Warming Potential[Tonne]-Transformation:OneHundred Year G)		kgCO2eq/USD
Emisiones por capita	2.70	(Demand:OneHundred Year Global Warming Potential[Tonne]-Transformation:OneHundred Year G)		tCO2eq/hab
Fosiles en Gen EE	19.94	(Transformation/AP Petrotera/Processes/Motors/Inputs[GJ]-Transformation/AP Petrotera/Processes)		tep/miles USD
Intensidad Energética	0.20	Demand:Energy Demand Final Units[TOE]/Key/PIB[miles US\$ 2007]		%
Renovabilidad de la C	9.32	OTEP renovable/Indicador[tep]/OBT/Indicador[tep]*100	%	%
Fraccion fosil de la G	51.01	(Transformation/AP Petrotera/Processes/Motors/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/AP P)		%
Potencial Hidro remanente	10.00	(Resources/Primary/Hydro/Yield[Million TOE])/Resources/Primary/Hydro/Indigenous Production[Milli]		Veces
Potencial Biomasa remanente	15.76	(Resources/Primary/Vegetal/Wastes/Yield[Million TOE])/Resources/Primary/Vegetal/Wastes/Indigeno		Veces
Potencial Solar remanente	378.81	(Resources/Primary/Solar/Yield[Million TOE])/Resources/Primary/Solar/Indigenous Production[Millio		Veces
Potencial Geotermia r	0.00	(Resources/Primary/Geothermal/Yield[Million TOE])/Resources/Primary/Geothermal/Indigenous Prod		Veces
Potencial Eolico rema	52.26	(Resources/Primary/Wind/Yield[Million TOE])/Resources/Primary/Wind/Indigenous Production[Millio		Veces
Intensidad Generacion	2,251.02	(Transformation/Centrales Electricas SP/Processes/TG do/Inputs[kcal]-Transformation/Centrales Elec		kcal/kWh

(Transformation/AP Petrotera/Processes/Motors/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/AP Petrotera/Processes/TG/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/Auto generadoras\_SIN/Processes/Motors/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/Centrales Electricas/Processes/TG do/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/Centrales Electricas SP/Processes/Motor do/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/Centrales Electricas SP/Processes/TG gn/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/Centrales Electricas SP/Processes/Motor do/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/Centrales Electricas SP/Processes/CC/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/AP Petrotera/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/Auto generadoras\_SIN/Outputs by Output Fuel[GJ]-Transformation/Centrales Electricas SP/Processes/TG do/Outputs by Output Fuel[GJ]\*100

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Como resultado de las simulaciones, los indicadores han adoptado diferentes valores a lo largo de la proyección en cada escenario. En las siguientes pantallas del LEAP, se pueden encontrar dichos valores. Se debe variar la posición del cursor para cada indicador.

Gráfico 7.3. Detalle de la evolución de Indicadores



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Para su mejor análisis, en este documento los Indicadores han sido agrupados según los grandes temas a los que están asociados: Economía, General Energético, Social, Renovables, y Ambiente

A continuación se realiza una precalificación temática de los indicadores.

#### *Economía*

1. Gasto en importaciones de Petróleo
2. Gasto en importaciones de Derivados
3. Gasto (importaciones)
4. Gasto (importaciones) en combustibles fósiles por PIB
5. Ingresos por exportaciones de derivados
6. Ingresos por exportaciones de petróleo
7. Ingresos por exportaciones de electricidad
8. Ingresos por exportaciones
9. Saldo de la balanza comercial energética
10. Saldo de la balanza comercial energética/PIB

#### *General*

1. Oferta Bruta Total (OBT) de energía
2. Dependencia Energética

3. Intensidad energética
4. Fracción fósil de la generación eléctrica
5. Intensidad en Generación de Energía Eléctrica
6. Intensidad en Generación térmica de Energía Eléctrica
7. OTEP (Oferta Total de Energía Primaria) renovable
8. Demanda Final Fósil
9. Fósiles en generación eléctrica
10. Intensidad eléctrica

#### *Social*

1. Consumo de electricidad per cápita

#### *Renovables*

1. Renovabilidad de la OBT
2. Dependencia hidroenergética
3. Potencial hidroeléctrico remanente
4. Potencial de biomasa remanente
5. Potencial solar remanente
6. Potencial geotérmico remanente
7. Potencial eólico remanente

#### *Ambiente*

1. Consumo Contaminante
2. Emisiones CO<sub>2</sub>eq por PBI
3. Emisiones per cápita
4. Emisiones en Generación Térmica
5. Emisiones en Generación Eléctrica

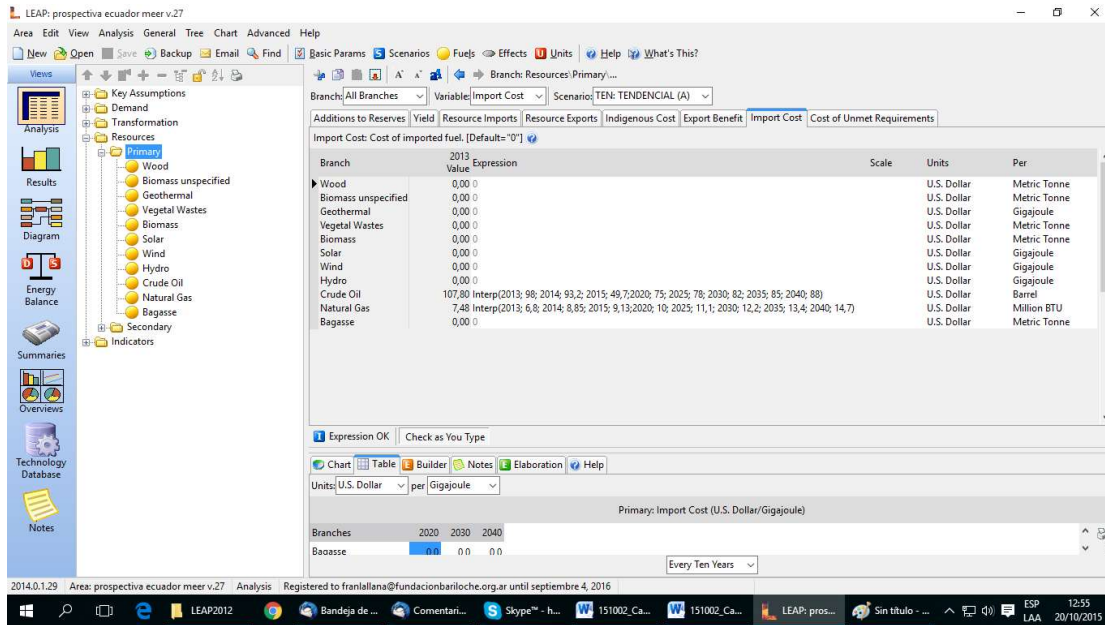
A continuación se realiza un análisis de los valores alcanzados por los principales Indicadores propuestos en el estudio prospectivo para los diferentes escenarios adoptados. Acompañan este análisis, para su mejor comprensión, las formulas asumidas para cada Indicador en el modelo LEAP.

#### **Un tema relevante: Los precios de los Energéticos**

Vale aquí indicar, previo al inicio del análisis que se han realizado hipótesis sobre los precios propuestos de los energéticos para este estudio. Los precios se han dividido en recursos primarios y secundarios y se encuentran incluidos en el LEAP en pantallas, que se ejemplifican a continuación. Los precios varían según el escenario a analizar. Se han propuesto: Costos de Importación, Beneficios de Exportación e Indigenous Cost (costos domésticos)

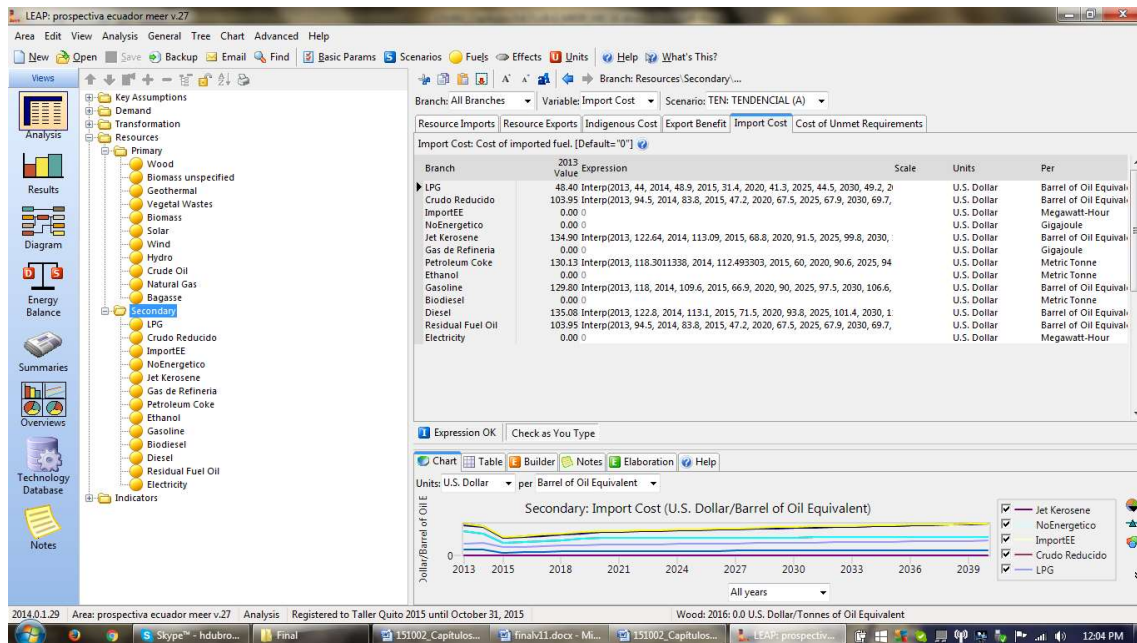


Gráfico 7.4. Evolución de los Precios de Importación de los energéticos primarios (E. tendencial)



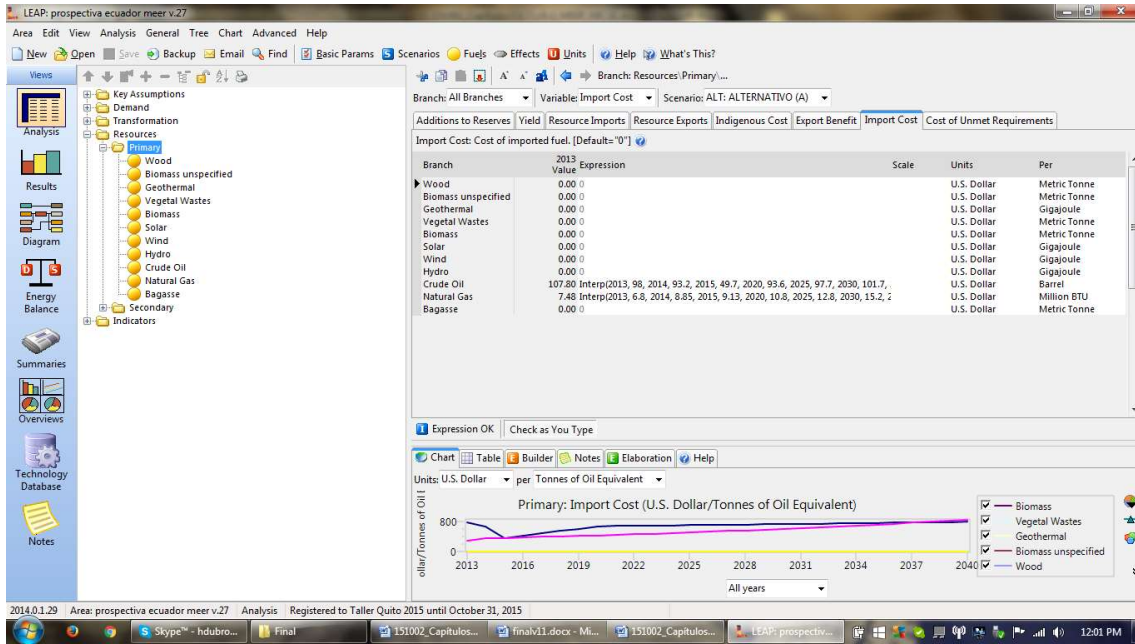
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 7.5. Evolución de los Precios de Importación de los energéticos secundarios (E. tendencial)



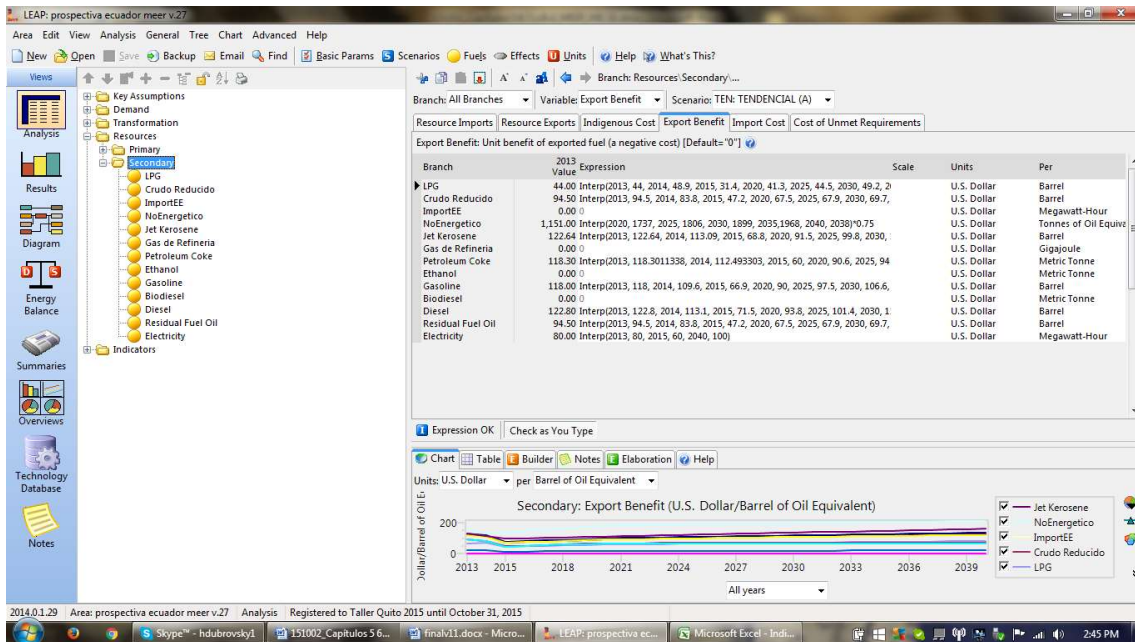
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 7.6. Evolución de los Costos de Importación de los energéticos primarios (E. alternativo)



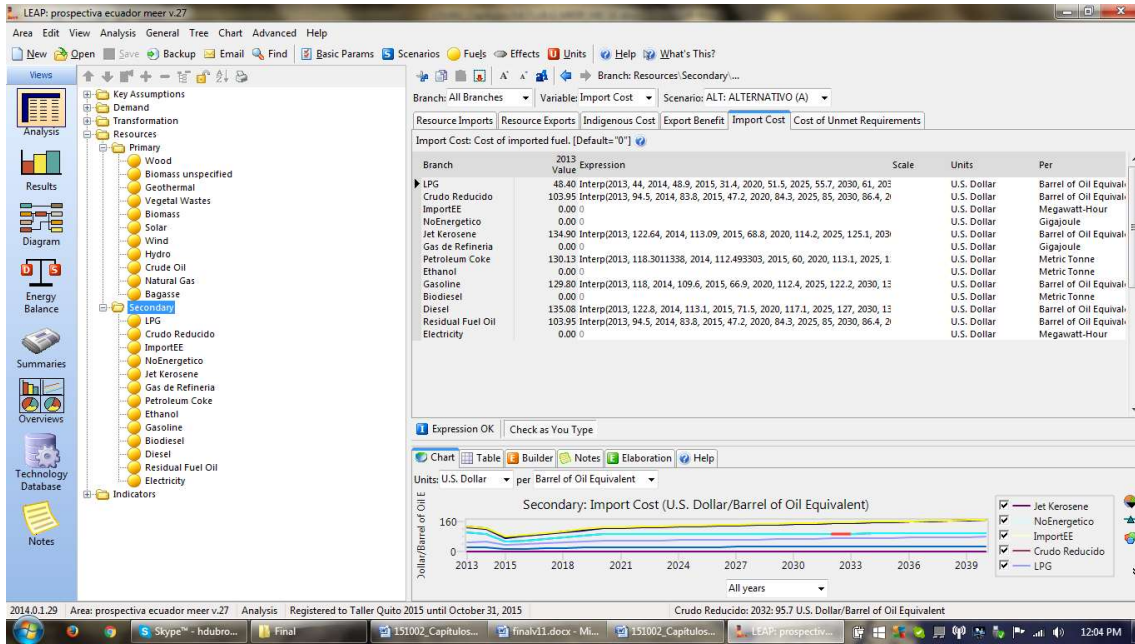
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 7.7. Evolución de los Beneficios de Exportación de los energéticos secundarios (E. tendencial)



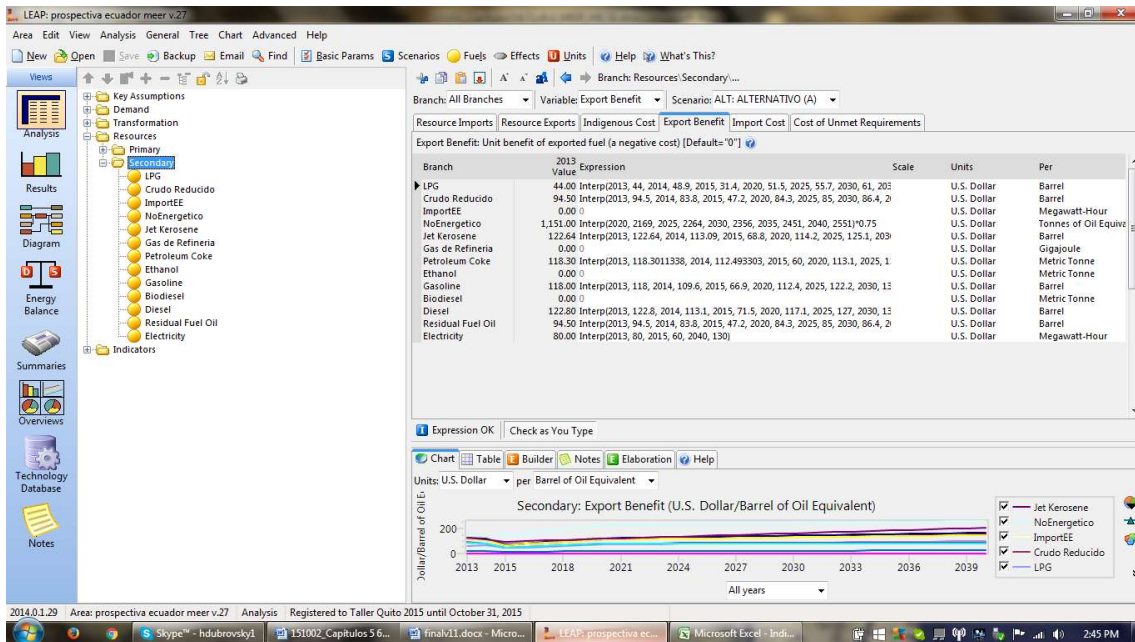
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 7.8. Evolución de los Costos de Importación de los energéticos Secundarios (E. alternativo)



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 7.9. Evolución de los Beneficios de Exportación de los energéticos secundarios (E. alternativo)



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

A continuación se analizan algunos de los principales Indicadores propuestos para este estudio.

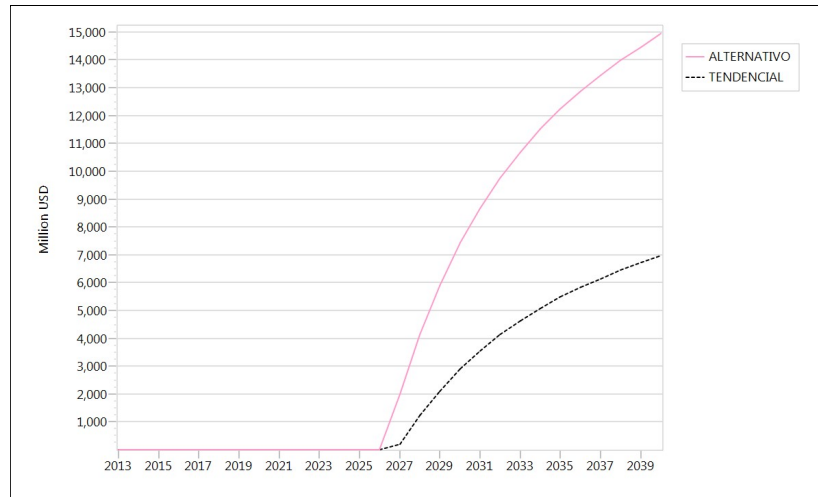
## 7.1. Indicadores relacionados con la Economía

### 7.1.1. Gasto en importaciones de petróleo

Este Indicador presenta la evolución de los gastos en importaciones de Petróleo en millones de USD.

Formula en LEAP: Resources\Primary\Crude Oil: Import Cost[USD/bbl.]\*Resources\Primary\Crude Oil: Imports [BOE]

**Gráfico 7.10. Gasto en importaciones de Petróleo (Millones U\$D)**



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.999	4.148	5.882	7.434	8.677	9.752	10.688	11.528	12.239	12.874	13.454	13.981	14.464	14.944
TENDENCIAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	192	1.238	2.083	2.912	3.546	4.131	4.633	5.074	5.487	5.845	6.141	6.441	6.714	6.980

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Los gastos en importaciones de petróleo dependen de los niveles de precios internacionales, de los niveles de incorporación de reservas, de los niveles de incorporación de refinación, de las políticas de sustitución por renovables y eficiencia, y del nivel de actividad según indique cada escenario Socioeconómico asumido.

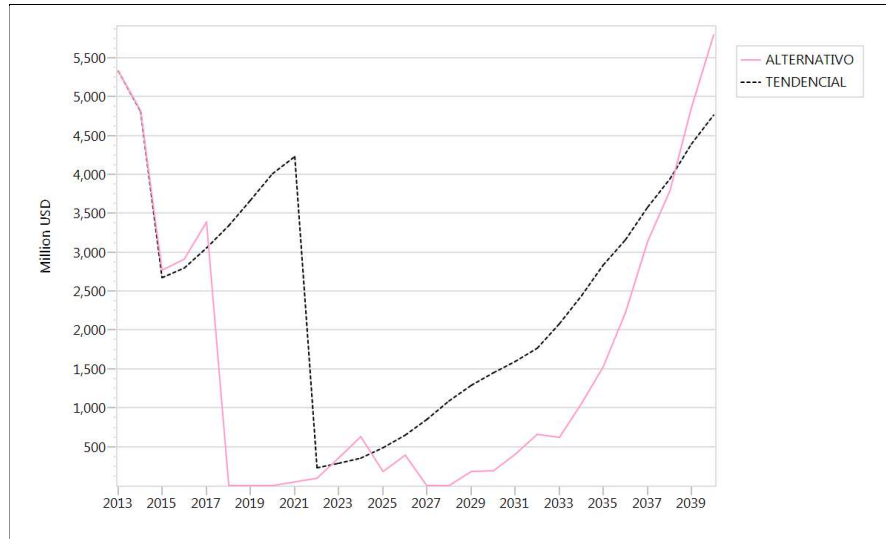
Se observa en el gráfico 7.10., que como resultado de la conjunción de la evolución de esas variables, las necesidades de importación en ambos escenarios comienzan en 2027, y el gasto asociado alcanza cifras relevantes en ambos escenarios. En el escenario alternativo hacia 2040 alcanza casi 15000 millones de USD, casi duplicando los valores del tendencial.

### 7.1.2. Gasto en importaciones de derivados

Este Indicador presenta la evolución de los gastos en importaciones de derivados de Petróleo en millones de USD.

Formula en LEAP: Resources\Secondary\Residual Fuel Oil: Imports[BOE]+Resources\Secondary\GLP:Import Cost[USD/BOE]\*Resources\Secondary\GLP:Imports[BOE]+Resources\Secondary\Diesel:Import Cost[USD/BOE]\*Resources\Secondary\Diesel:Imports[BOE]+Resources\Secondary\Gasoline:Import Cost[USD/BOE]\*Resources\Secondary\Gasoline:Imports[BOE]

Gráfico 7.11. Gasto en importaciones de Derivados (Millones U\$D)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	5.328	4.824	2.773	2.915	3.388	-	4	-	44	100	352	630	177	395	-	178	192	397	654	620	1.063	1.530	2.228	3.137	3.793	4.854	5.793	
TENDENCIAL	5.328	4.809	2.675	2.794	3.057	3.342	3.662	4.008	4.231	232	288	349	482	653	850	1.091	1.289	1.455	1.592	1.766	2.078	2.441	2.837	3.161	3.581	3.940	4.388	4.766

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

El gasto en importaciones de combustibles fósiles depende de los niveles de precios internacionales, de los niveles de incorporación de infraestructura de refinación, y de las políticas de sustitución por renovables y eficiencia.

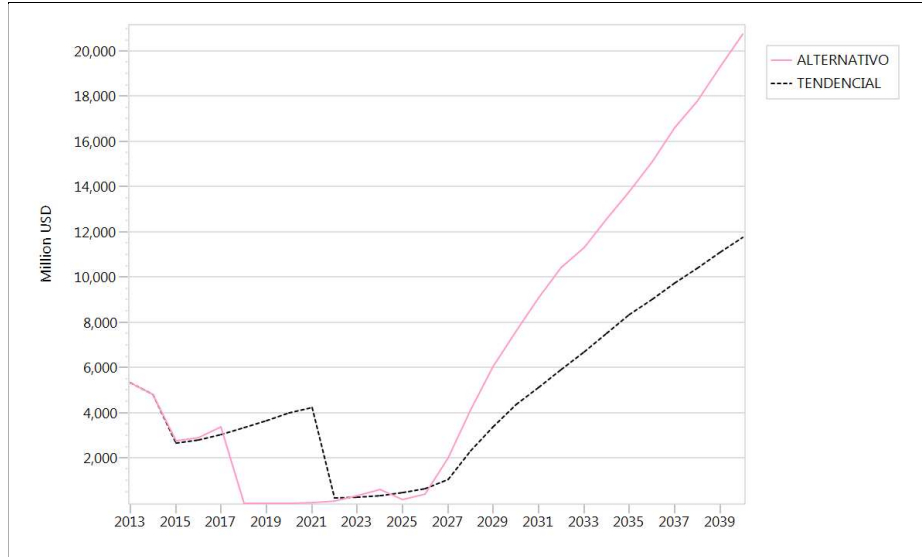
Se observa en el gráfico 7.11., que como resultado de la conjunción de la evolución de esas variables, el gasto en importaciones de derivados de petróleo en el año base alcanza los 5300 millones de USD. Luego con altibajos, alcanza valores mínimos (casi nulos) en 2018 y 2022 (en escenario alternativo y tendencial respectivamente), impulsado por el aumento de generación de origen hidroeléctrico. **A partir de allí la participación de las importaciones de combustibles fósiles crece** hasta situarse en niveles cercanos a los del año base.

### 7.1.3. Gasto en importaciones

Este Indicador presenta la evolución de los gastos en importaciones de Petróleo y de derivados de Petróleo en millones de USD.

Formula en LEAP: (Gasto importación petróleo: Indicator[USD]+Gasto importación derivados: Indicator[USD])

Gráfico 7.12. Gasto en importaciones (Millones USD)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	5,308.250	4,023.562	2,772.765	2,914.726	3,380.046	-	4,205	-	44.062	100.064	352.118	600.056	1.177.031	395.477	1,999.271	4,147.950	6,060.043	7,625.832	9,074.140	10,406.270	11,308.279	12,590.392	13,769.060	15,101.791	16,530.329	17,774.021	19,317.691	20,736.477
TENDENCIAL	5,308.250	4,008.938	2,675.325	2,794.138	3,057.285	3,341.686	3,651.528	4,008.273	4,230.935	231.816	287.988	348.936	402.274	653.001	1,042.290	2,328.753	3,372.310	4,366.430	5,138.055	5,897.457	6,710.856	7,515.040	8,324.399	9,006.201	9,722.782	10,380.985	11,001.786	11,745.160

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El gasto en importaciones totales (combustibles fósiles + petróleo) depende de los niveles de precios internacionales, de los niveles de incorporación de reservas y de refinación y de las políticas de sustitución por renovables y eficiencia.

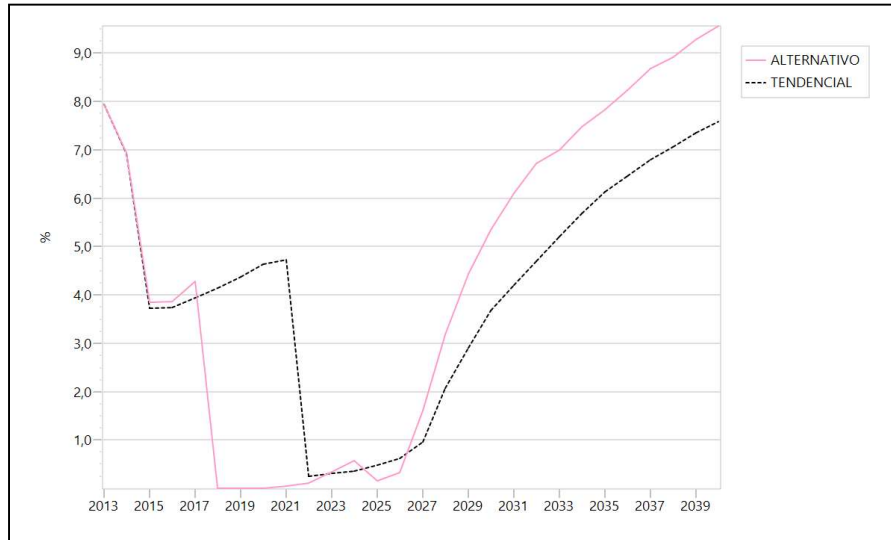
Se observa en el gráfico 7.12., que como resultado de la conjunción de la evolución de esas variables, el gasto en importaciones en el año base está asociado a la importación de derivados, ya que el petróleo crudo recién comienza a importarse en el año 2027 para ambos escenarios. A partir de allí, la tendencia es siempre creciente alcanzando hacia el año horizonte casi los 21000 millones de USD en el escenario alternativo, mientras que en el tendencial alcanza los 11000 millones de USD.

#### 7.1.4. Gasto Fósil/PIB

Este Indicador presenta la evolución del porcentaje que representan las importaciones en fósiles del total del PIB.

Fórmula LEAP:  $(\text{Gasto importación petróleo} + \text{Gasto importación derivados}) / (\text{Key} \backslash \text{PBI} [\text{Miles USD } 2007] * 1000) * 100$

Gráfico 7.13. Gasto en combustibles fósiles por PIB (%)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	7.943	6.941	3.852	3.861	4.280	·	0.005	·	0.046	0.100	0.338	0.578	0.155	0.331	1.601	3.176	4.436	5.351	6.106	6.714	6.996	7.469	7.832	8.237	8.677	8.913	9.289	9.561
TENDENCIAL	7.943	6.920	3.717	3.737	3.937	4.144	4.372	4.633	4.733	0.251	0.302	0.354	0.474	0.621	0.960	2.076	2.910	3.670	4.205	4.701	5.210	5.682	6.129	6.458	6.790	7.060	7.354	7.577

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El gasto en importaciones de combustibles fósiles, como se anticipara, depende de los niveles de precios internacionales, de los niveles de incorporación de reservas y de refinación, y de las políticas de sustitución por renovables y eficiencia. En este caso, el indicador también está relacionado estrechamente con diferentes niveles de actividad (evoluciones de PIB) según cada escenario Socioeconómico asumido.

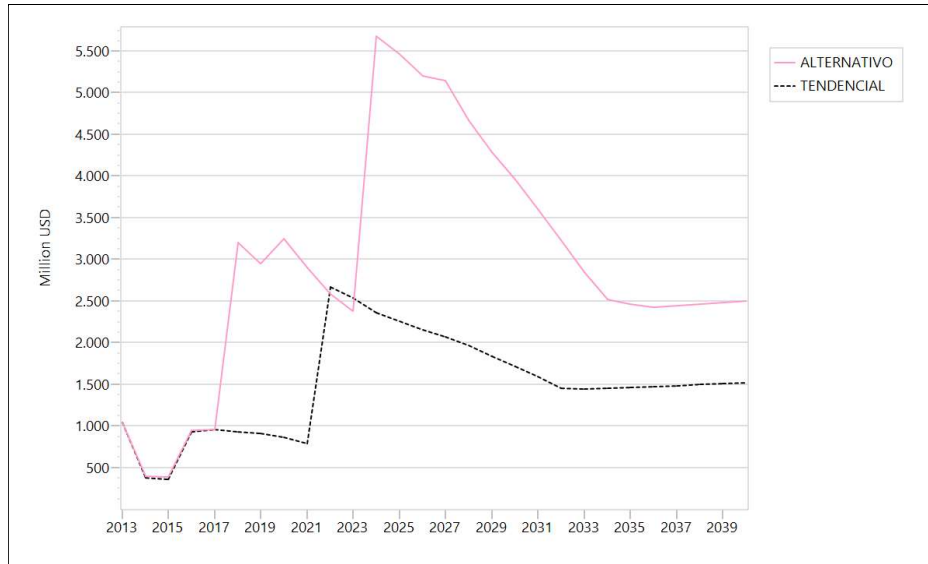
Se observa en el gráfico 7.13., que como resultado de la conjunción de la evolución de esas variables, el gasto en importaciones de derivados de petróleo en el año base representa cerca del 7,9% del PIB. Luego comienza a descender, impulsado inicialmente por la caída en los precios internacionales de los derivados y por el aumento de generación de origen hidroeléctrico. Luego se produce una marcada reducción originada principalmente en la **sustitución de la importación de derivados por producción local gracias a la expansión en la capacidad de refinación (RDP)**, alcanzándose un mínimo cercano al 0% del PIB en los años 2018 y 2022 para los escenarios alternativo y tendencial respectivamente. **A partir de allí la participación de las importaciones de combustibles fósiles en el PIB crece** hasta situarse en torno al 7,5% y 9,5% en el tendencial y alternativo respectivamente.

### 7.1.5. Ingresos por exportaciones de derivados de petróleo

Este Indicador presenta la evolución de los ingresos asociados a las exportaciones de derivados de petróleo en millones de USD.

Formula LEAP: Resources\Secondary\Residual Fuel Oil:Export Benefit[USD/bbl]\*Resources\Secondary\Residual Fuel Oil:Exports[BOE]+Resources\Secondary\Diesel:Export Benefit[USD/bbl]\*Resources\Secondary\Diesel:Exports[BOE]+Resources\Secondary\Gasoline:Export Benefit[USD/bbl]\*Resources\Secondary\Gasoline:Exports[BOE]+Resources\Secondary\NoEnergetico:Export Benefit[USD/TOE]\*Resources\Secondary\NoEnergetico:Exports[TOE]

**Gráfico 7.14. Ingresos por exportaciones de Derivados de Petróleo (millones de USD)**



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	1.042	389	387	949	950	3.197	2.948	3.244	2.897	2.581	2.374	5.675	5.463	5.198	5.141	4.663	4.281	3.951	3.604	3.228	2.844	2.513	2.462	2.420	2.440	2.459	2.479	2.499
TENDENCIAL	1.042	371	354	927	956	925	908	861	789	2.662	2.536	2.357	2.253	2.155	2.062	1.959	1.830	1.709	1.588	1.451	1.441	1.451	1.461	1.472	1.482	1.492	1.503	1.513

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Los ingresos por exportaciones de derivados dependen de los niveles de precios internacionales, de los niveles de refinación, y de las políticas de sustitución por renovables y eficiencia en usos finales y en generación eléctrica.

Se observa un significativo incremento de los ingresos hasta 2022 y 2024 (tendencial y alternativo). Luego las exportaciones comienzan a decrecer, debido a las limitaciones de disponibilidad de crudo, y al aumento de consumo en transporte y generación de electricidad, estabilizándose en valores que alcanzan el 1.5 y 2.5 billones de USD (por exportaciones de Petcoke, jet kerosene y No energético).

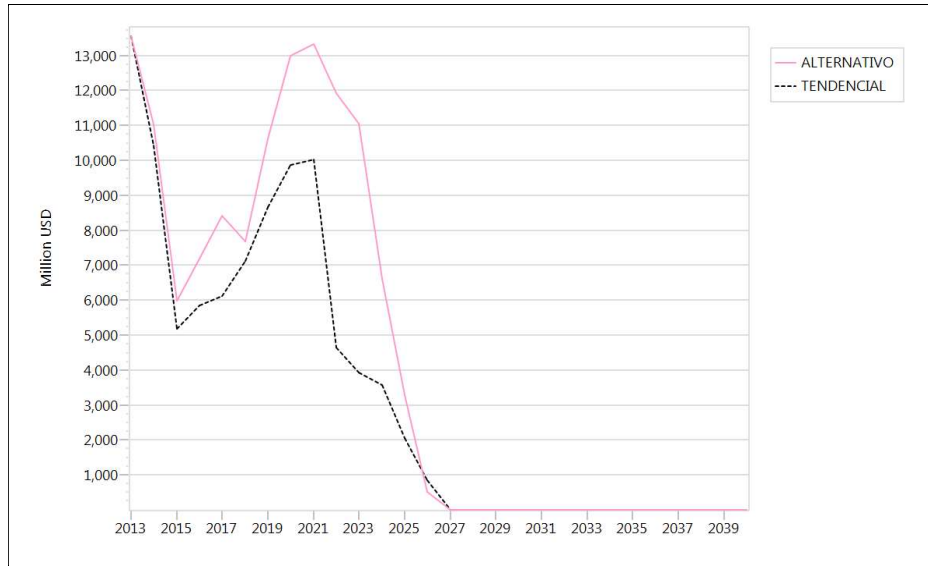
### 7.1.6. Ingresos por exportaciones de petróleo

Este Indicador presenta la evolución de los ingresos asociados a las exportaciones de petróleo en millones de USD.

Formula en LEAP: Resources\Primary\Crude Oil:Export Benefit[USD/bbl]\*Resources\Primary\Crude Oil:Exports[BOE]



Gráfico 7.15. Ingresos por exportaciones de Petróleo (Millones USD)



Scenarios	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	13.546,4	11.038,1	5.978,7	7.192,0	8.422,6	7.678,6	10.619,7	13.000,8	13.319,8	11.915,9	11.038,7	6.616,2	3.279,1	510,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TENDENCIAL	13.546,4	10.417,4	5.172,9	5.844,1	6.120,6	7.131,6	8.656,1	9.871,5	10.018,6	4.646,3	3.935,6	3.573,6	2.043,8	850,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Los ingresos por exportaciones de petróleo, dependen fundamentalmente de los niveles de precios internacionales, y de los niveles de incorporación de reservas y de refinación nacional.

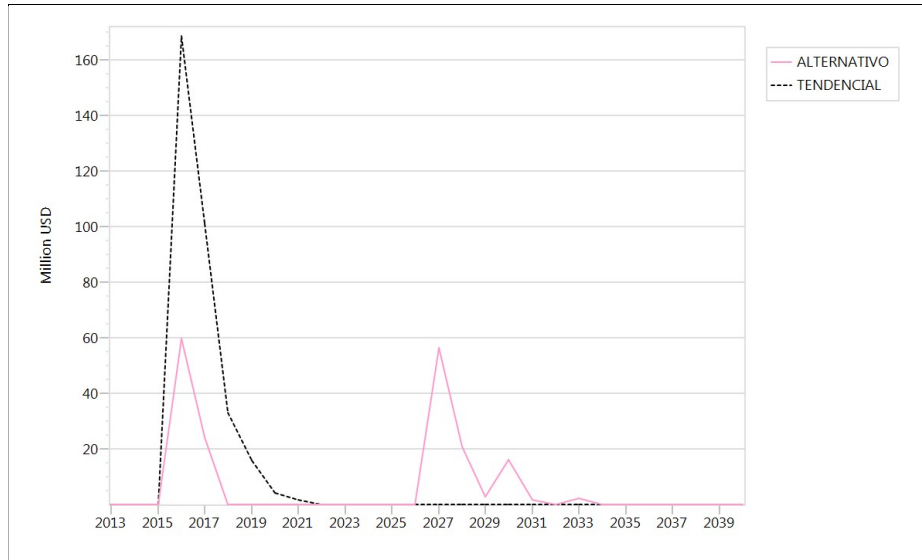
Se observa un significativo incremento de los ingresos hasta 2021. Luego las exportaciones comienzan a decrecer hasta anularse en 2027, debido en gran parte al incremento de la capacidad de refinación nacional, y a la falta de incorporación de reservas locales.

### 7.1.7. Ingresos por exportaciones [USD] de electricidad

Este Indicador presenta la evolución de los ingresos asociados a las exportaciones de electricidad en millones de USD.

Formula en LEAP: Resources\Secondary\Electricity:Export Benefit[USD/MW-hr]\*Resources\Secondary\Electricity:Exports[MW-hr]

Gráfico 7.16. Ingresos por exportaciones de Electricidad (millones U\$D)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	0.006	-	-	59.733	24.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.397	20.951	2.672	16.100	1.607	-	2.133	-	-	-	-	-	-	-
TENDENCIAL	0.006	-	-	168.545	101.073	33.011	15.743	4.258	1.744	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se observa que las exportaciones de electricidad, presentan poca relevancia y continuidad (tanto a nivel anual como acumuladamente), frente a las exportaciones de fósiles y sus necesidades de importación.

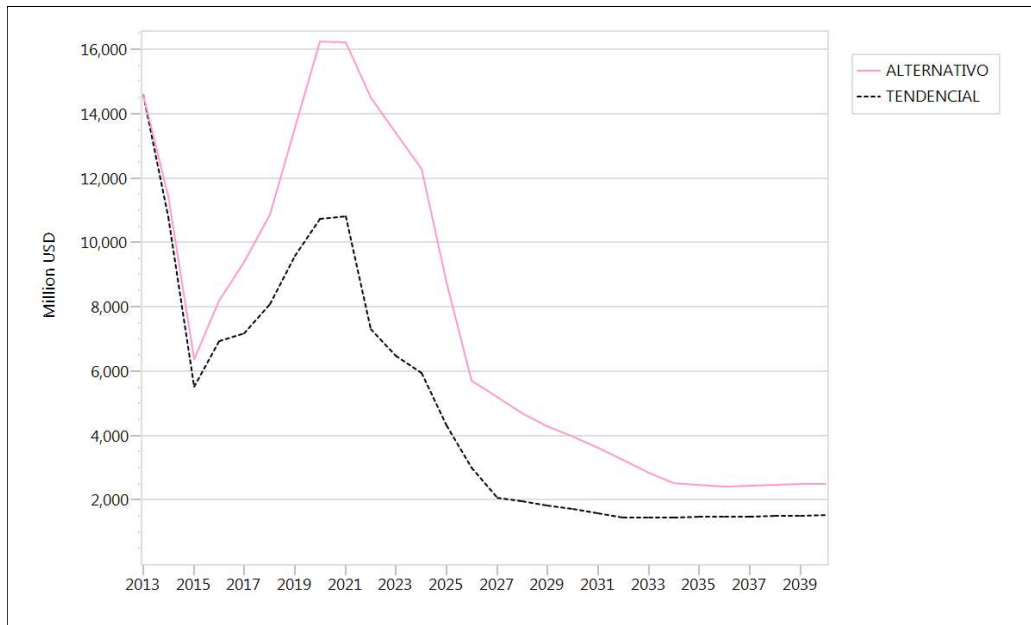
### 7.1.8. Ingresos por exportaciones

Este Indicador presenta la evolución de los ingresos asociados a las exportaciones totales de energéticos en millones de USD.

Fórmula del LEAP: Ingresos exportación petróleo: Indicador [USD]+Ingresos exportación electricidad:

Indicador[USD]+Ingresos por exportación de derivados: Indicador [USD]

Gráfico 7.17. Ingresos por exportaciones (millones USD)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	14.589	11.427	6.366	8.200	9.397	10.876	13.567	16.245	16.217	14.497	13.413	12.291	8.742	5.709	5.197	4.684	4.283	3.968	3.606	3.228	2.846	2.513	2.462	2.420	2.440	2.459	2.479	2.499
TENDENCIAL	14.589	10.788	5.527	6.940	7.177	8.090	9.580	10.737	10.809	7.309	6.472	5.930	4.286	3.005	2.062	1.959	1.830	1.709	1.588	1.451	1.441	1.451	1.461	1.472	1.482	1.492	1.503	1.513

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Los ingresos por exportaciones de petróleo, combustibles fósiles y electricidad dependen de los niveles de precios internacionales, de los niveles de refinación, de las políticas de sustitución por renovables y eficiencia, y de los excedentes de electricidad.

Se observa un significativo incremento de los ingresos hasta 2021. Luego las exportaciones (en particular de crudo) comienzan a decrecer hasta anularse en 2027, debido en gran parte al incremento de la capacidad de refinación nacional.

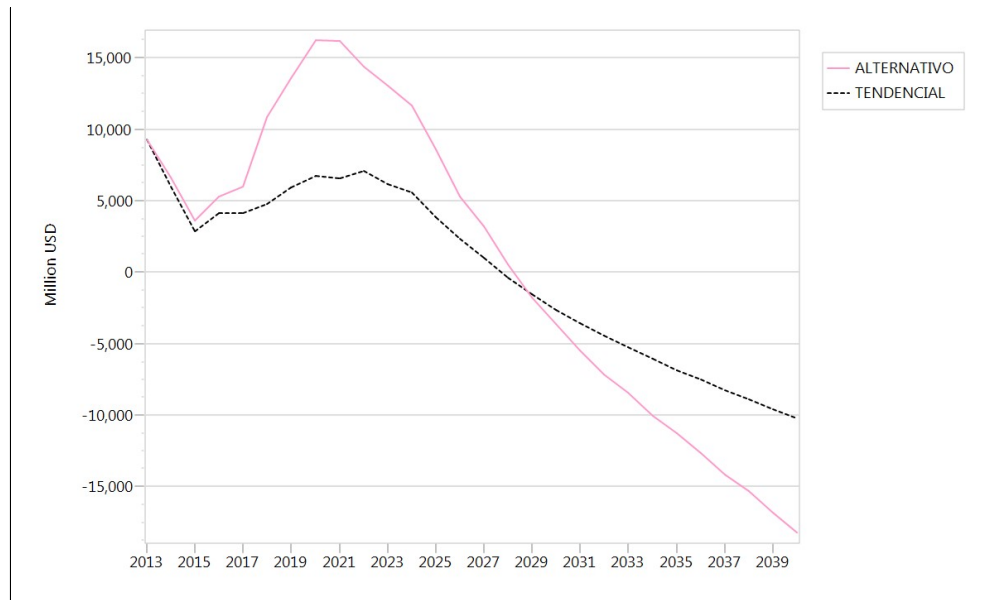
Compensando la caída de las exportaciones de petróleo, se observa un incremento importante de las exportaciones de derivados, aunque luego comienzan a decrecer, debido a las limitaciones de disponibilidad de crudo, estabilizándose en valores que alcanzan el 1.5 y 2.5 billones de USD (por exportaciones de Petcoke, jet kerosene y No energético).

### 7.1.9. Saldo Balanza Comercial Energética

Este Indicador presenta la evolución de los saldos correspondientes a las diferencias entre los Ingresos por exportaciones [USD] – Egresos por Importaciones [USD]

Fórmula LEAP:  $\text{Ingresos exportación petróleo:Indicator[USD]} + \text{Ingresos exportación electricidad:Indicator[USD]} + \text{Ingresos por exportación de derivados:Indicator[USD]} - \text{Gasto importación petróleo:Indicator[USD]} - \text{Gasto importación derivados:Indicator[USD]}$

Gráfico 7.18. Saldo Balanza Comercial Energética (millones USD)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	9261	6604	3593	5286	6009	10876	13563	16245	16172	14397	13060	11661	8565	5313	3198	536	-1778	-3658	-5468	-7178	-8462	-10078	-11307	-12682	-14151	-15315	-16839	-18238
TENDENCIAL	9261	5979	2852	4146	4120	4748	5918	6728	6578	7077	6184	5582	3814	2352	1020	-370	-1542	-2658	-3551	-4446	-5270	-6064	-6863	-7535	-8241	-8889	-9599	-10232

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

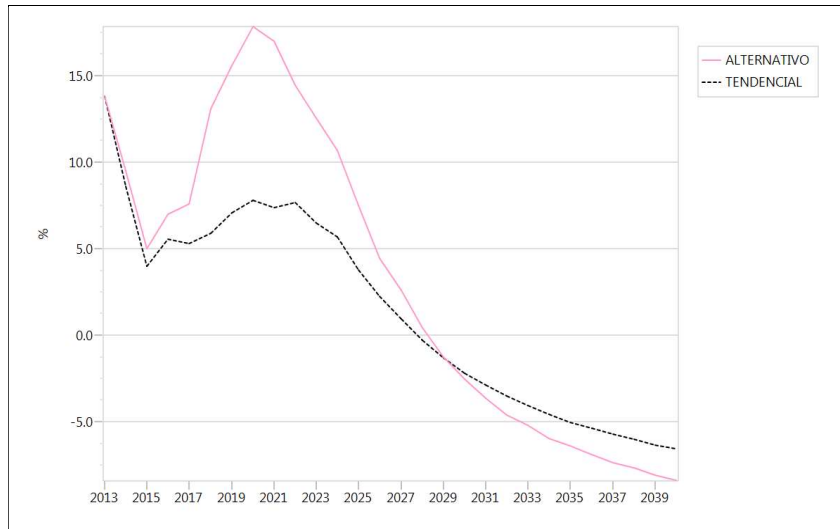
El superávit en la cuenta corriente energética es cercano a los 10 billones de USD en el año base. La cuenta corriente energética es superavitaria en ambos escenarios hasta 2027 y 2028 (tendencial y alternativo, respectivamente). A partir de esos años comienza una tendencia negativa que nunca se revierte debido a las crecientes necesidades de importación.

### 7.1.10. Saldo Balanza Comercial Energética sobre PIB

Este Indicador presenta la evolución de la relación entre los saldos correspondientes a las diferencias entre los Ingresos por exportaciones [USD] – Egresos por Importaciones [USD], y el PIB (%)

Formula en LEAP:  $\frac{(\text{Ingresos exportación petróleo:Indicator[USD]} + \text{Ingresos exportación electricidad:Indicator[USD]} + \text{Ingresos por exportación de derivados:Indicator[USD]} - \text{Gasto importación petróleo:Indicator[USD]} - \text{Gasto importación derivados:Indicator[USD]})}{(\text{Key}\backslash\text{PBI[Miles USD 2007]} * 1000) * 100}$

Gráfico 7.19. Saldo Balanza Comercial Energética sobre PIB (%)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERN	14	10	5	7	8	13	16	18	17	14	13	11	8	4	3	0	-1	-3	-4	-5	-5	-6	-6	-7	-7	-8	-8	-8
TENDEN	14	9	4	6	5	6	7	8	7	8	6	6	4	2	1	0	-1	-2	-3	-4	-4	-5	-5	-5	-6	-6	-6	-7

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se observa que los porcentajes estimados, acompañan las tendencias de la Balanza Comercial, y que la mayor participación de la Balanza Comercial Energética positiva en el PIB es en el 2020, y está asociada a la anulación temporaria de las necesidades de importación de derivados de petróleo.

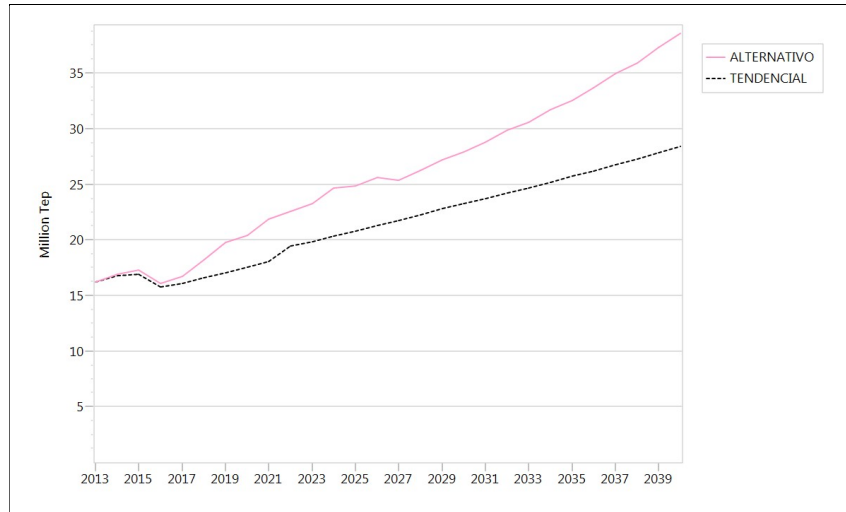
## 7.2. Indicadores de carácter General Energético

### 7.2.1. Oferta Bruta Total

Este Indicador señala la evolución de la Oferta Total de Energía al mercado interno, obtenida a partir de la energía Producida localmente, más las importaciones de energías primarias y secundarias, menos las exportaciones de energías primarias y secundarias

Formula en LEAP: Resources\Primary:Indigenous  
Production[TOE]+Resources\Primary:Imports[TOE]+Resources\Secondary:Imports[TOE]-  
Resources\Primary:Exports[TOE]-Resources\Secondary:Exports[TOE]

Gráfico 7.20. Oferta Bruta Total (Millones de TEP)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	16,2	16,9	17,3	16,1	16,7	18,2	19,8	20,4	21,9	22,6	23,3	24,7	24,8	25,6	25,4	26,3	27,2	27,9	28,8	29,9	30,5	31,7	32,5	33,7	34,9	35,9	37,3	38,6
TENDENCIAL	16,2	16,8	16,9	15,8	16,1	16,6	17,0	17,6	18,0	19,4	19,9	20,4	20,8	21,3	21,7	22,2	22,8	23,3	23,7	24,2	24,7	25,2	25,7	26,2	26,7	27,3	27,8	28,4

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

La Oferta Bruta Total de energía interna, es creciente y está asociada al crecimiento de la demanda energética de cada escenario.

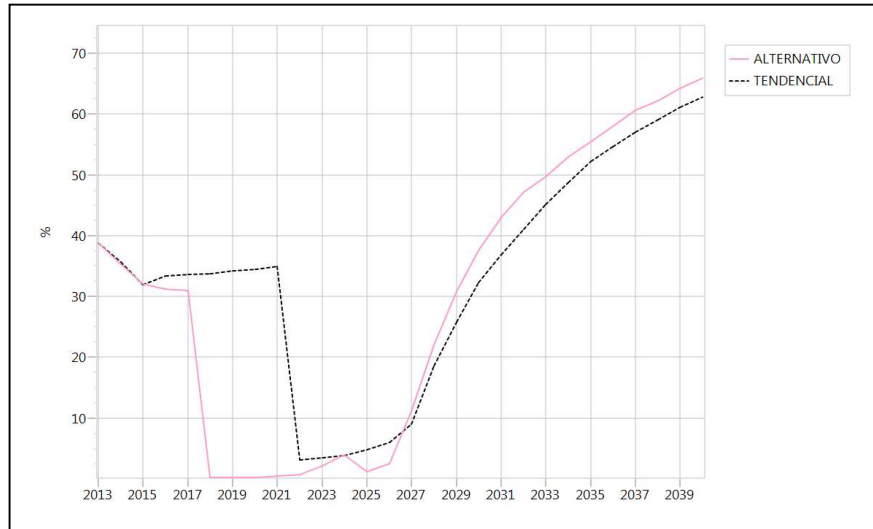
### 7.2.2. Autarquía (Dependencia Energética)

La Dependencia Energética indica la participación que representan las importaciones en la Oferta Bruta Total. Cuanta más alta es esa relación, peor es el indicador para el país.

Formula en LEAP:

$$(\text{Resources} \setminus \text{Primary:Imports[TOE]} + \text{Resources} \setminus \text{Secondary:Imports[TOE]}) / \text{OBT:Indicator[Tep]} * 100$$

Gráfico 7.21. Dependencia energética por escenario (%)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	39.	35.	32.	31.	31.	0.	0.	0.	0.	1.	2.	4.	1.	2.	11.	22.	31.	38.	43.	47.	50.	53.	55.	58.	61.	62.	64.	66.
TENDENCIAL	39.	36.	32.	33.	34.	34.	34.	35.	35.	3.	3.	4.	5.	6.	9.	19.	26.	32.	37.	41.	45.	49.	52.	55.	57.	59.	61.	63.

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

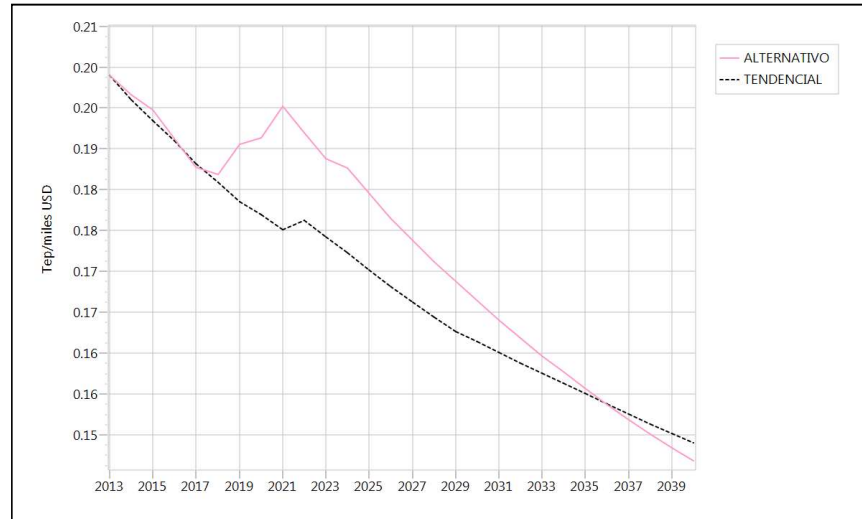
Este indicador es de definición física. En el año base las importaciones de energía representaban el 38,5% de la oferta bruta de energía, principalmente debido a la importación de derivados de petróleo. La dependencia se reduce a un mínimo cercano situado al entre el 0% y 3% en los escenarios alternativo (2018) y tendencial (2022) respectivamente. Ello se debe al incremento de la capacidad de refinación, a la producción nueva hidroeléctrica y a las sustituciones. A partir de esos años la dependencia crece en forma sostenida en ambos escenarios alcanzando valores máximos de 63% y 66% en el año 2040 en los escenarios tendencial y alternativo respectivamente. Ello se debe a la importación de petróleo crudo y derivados.

### 7.2.3. Intensidad energética

Este Indicador representa la cantidad de Energía necesaria para obtener una unidad de PIB.

Formula en LEAP: Demand:Energy Demand Final Units[TOE]/Key\PIB [Miles USD 2007]

Gráfico 7.22. Intensidad energética por escenario (Tep/miles USD)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ALTERNATIVO	0,20	0,20	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,20	0,19	0,19	0,19	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15
TENDENCIAL	0,20	0,20	0,19	0,19	0,19	0,19	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

La intensidad energética muestra un comportamiento decreciente en el escenario tendencial en todo el período, mientras que en el escenario alternativo alcanza un máximo en el año 2021 para luego decrecer en forma sostenida hacia el año 2040. Dicho máximo se origina en el comportamiento de la demanda de los sectores industria y transporte, que presenta una reducción en la tasa de crecimiento en el año 2021. En todo el periodo la intensidad energética decrece de casi 0.20 Tep/miles USD hasta 0.15 Tep/miles de USD.

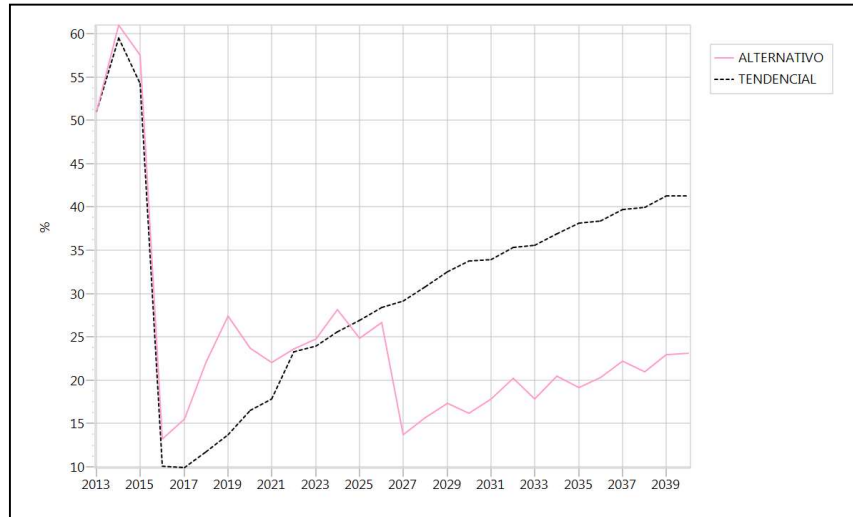
#### 7.2.4. Fracción fósil de la generación eléctrica

Este indicador representa el porcentaje (%) que ocupa la Generación con combustibles fósiles [GWh] en relación a la Generación total [GWh]

Formula en LEAP: 
$$\frac{\text{Fuel[GJ]} + \text{Transformation}\backslash\text{AP Petrolera}\backslash\text{Processes}\backslash\text{Motores:Outputs by Output}}{\text{Fuel[GJ]} + \text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{TG do:Outputs by Output}} \times 100$$



Gráfico 7.23. Fracción fósil de la generación eléctrica (%)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	51,0	61,0	57,6	13,2	15,5	22,0	27,4	23,7	22,0	23,6	24,8	28,2	24,9	26,7	13,7	15,7	17,4	16,2	17,8	20,3	17,9	20,5	19,2	20,3	22,2	21,0	23,0	23,2
TENDENCIAL	51,0	59,5	54,2	10,1	9,9	11,8	13,7	16,5	17,8	23,3	23,9	25,6	26,9	28,4	29,2	30,8	32,5	33,8	34,0	35,3	35,6	36,9	38,2	38,4	39,7	40,0	41,2	41,3

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Este indicador relaciona la generación térmica con la generación total. Incluye la AP Petrolera, la AP del SNI y la generación del SP.

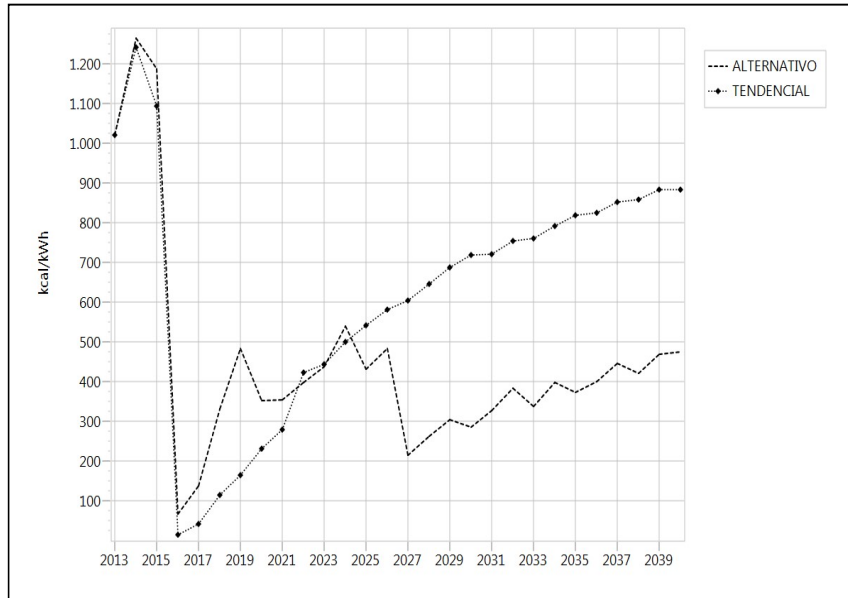
En el año Base la generación fósil representa el 51% de la generación total de electricidad. Esta participación se reduce a cerca del 10%-13%, según el escenario en el año 2016 debido al desplazamiento de los derivados de petróleo y en menor medida del GN por la penetración de hidroelectricidad. **A partir de allí la participación de la generación fósil en el escenario tendencial crece en forma sostenida hasta ubicarse cerca del 41% en el año 2040. En el escenario alternativo la participación crece hasta valores situados en torno al 25% hasta el año 2024 y luego se reduce por un nuevo incremento de la generación hidroeléctrica. A partir de allí la generación fósil crece en el escenario alternativo hasta situarse en el 23% al año 2040.**

### 7.2.5. Intensidad (Consumo de Fósiles) en Generación de Energía Eléctrica

En este Indicador se relacionan los consumos totales anuales en combustibles fósiles para generar electricidad con la generación eléctrica total (anual). Se obtiene así un indicador relevante que es el consumo específico total medio anual (Kcal/kwh).

Formula en LEAP:  $(\text{Transformation} \backslash \text{Centrales Eléctricas SP} \backslash \text{Processes} \backslash \text{TG} \text{ do:Inputs[kcal]} + \text{Transformation} \backslash \text{Centrales Eléctricas SP} \backslash \text{Processes} \backslash \text{Motor} \text{ do:Inputs[kcal]} + \text{Transformation} \backslash \text{Centrales Eléctricas SP} \backslash \text{Processes} \backslash \text{TG} \text{ gn:Inputs[kcal]} + \text{Transformation} \backslash \text{Centrales Eléctricas SP} \backslash \text{Processes} \backslash \text{Motor} \text{ dual:Inputs[kcal]} + \text{Transformation} \backslash \text{Centrales Eléctricas SP} \backslash \text{Processes} \backslash \text{TV:Inputs[kcal]} + \text{Transformation} \backslash \text{Centrales Eléctricas SP} \backslash \text{Processes} \backslash \text{CC:Inputs[kcal]}) / \text{Transformation} \backslash \text{Centrales Eléctricas SP:Outputs by Output Fuel[kW-hr}]$

Gráfico 7.24. Intensidad en Generación eléctrica (Kcal/kWh)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	1,020.9	1,263.8	1,186.9	68.3	139.5	334.3	486.7	354.9	356.1	401.7	443.0	543.1	435.8	488.4	218.8	266.6	311.2	292.2	334.5	391.4	345.7	405.3	379.9	408.4	453.8	429.5	477.2	483.1
TENDENCIAL	1,020.9	1,241.5	1,094.5	15.6	41.6	115.2	167.2	233.1	281.4	427.3	447.4	504.2	546.5	585.7	609.4	651.7	693.1	723.0	726.8	758.1	767.9	797.3	823.9	829.6	856.5	863.0	888.4	888.4

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Así se observa que con la incorporación de la generación hidroeléctrica en los primeros años del período, en ambos escenarios se observa un descenso del indicador, a partir de ese momento en el escenario tendencial se produce un permanente aumento, lo que estaría ratificando el aumento de la fosilización de la generación. Por otra parte en el escenario alternativo se observan altibajos en los consumos específicos, en asociación con los ingresos de generación hidroeléctrica.

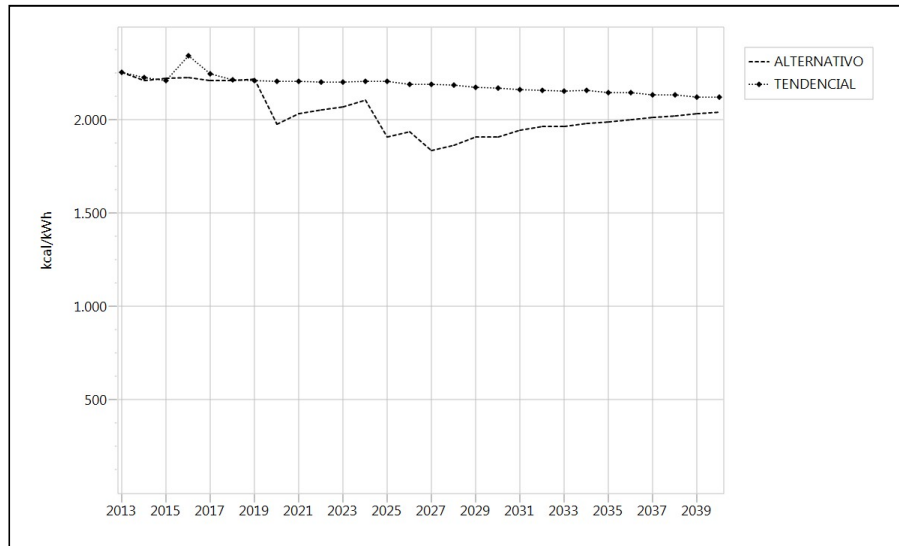
### 7.2.6. Intensidad (Consumo de Fósiles) en Generación de Energía Eléctrica Térmica

Si se relacionan los consumos totales anuales en combustibles fósiles para generar electricidad con la generación térmica total (anual), se obtiene un indicador relevante que es el consumo específico térmico medio anual (Kcal/kwh).

Formula en LEAP: 
$$\frac{\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{TG do:Inputs[kcal]}+\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{Motor do:Inputs[kcal]}+\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{TG gn:Inputs[kcal]}+\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{Motor dual:Inputs[kcal]}+\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{TV:Inputs[kcal]}+\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{CC:Inputs[kcal]}}{\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{TG do:Outputs by Output Fuel[kW-hr]}+\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{Motor do:Outputs by Output Fuel[kW-hr]}+\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{TG gn:Outputs by Output Fuel[kW-hr]}+\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{Motor dual:Outputs by Output Fuel[kW-hr]}+\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{TV:Outputs by Output Fuel[kW-hr]}+\text{Transformation}\backslash\text{Centrales Eléctricas SP}\backslash\text{Processes}\backslash\text{CC:Outputs by Output Fuel[kW-hr]}}$$

hr]+Transformation\Centrales Eléctricas SP\Processes\TV:Outputs by Output Fuel[kW-hr]+Transformation\Centrales Eléctricas SP\Processes\CC:Outputs by Output Fuel[kW-hr])

**Gráfico 7.25. Intensidad en Generación térmica por escenario (Kcal/kWh)**



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	2,251	2,210	2,221	2,225	2,209	2,207	2,215	1,977	2,032	2,054	2,075	2,103	1,907	1,938	1,837	1,868	1,910	1,911	1,944	1,967	1,969	1,983	1,985	2,001	2,016	2,021	2,034	2,042
TENDENCIAL	2,251	2,224	2,209	2,338	2,245	2,213	2,209	2,203	2,202	2,201	2,202	2,204	2,206	2,189	2,189	2,184	2,173	2,167	2,158	2,153	2,158	2,153	2,141	2,139	2,129	2,128	2,119	2,118

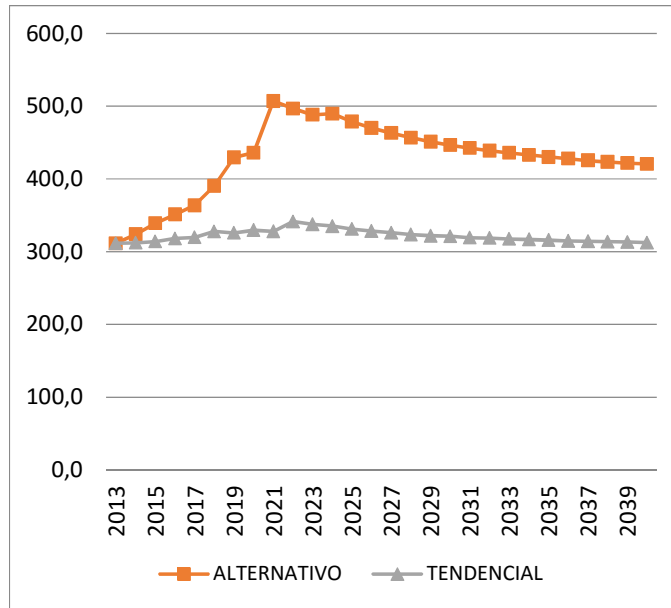
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se observa que en el escenario tendencial se produce un permanente y suave descenso, que se obtiene básicamente a partir de la mejora en la eficiencia de los equipos nuevos y la incorporación del GN. En el alternativo se observan cambios de tendencias, debido a sustituciones de tecnologías poco eficientes (motores, TG DO), por otras mejores quemando GN (motores duales, CC, TV, y TG GN). Dentro de esos cambios hacia 2027, se vislumbran paulatinos aumentos debido una mayor participación de la generación térmica con mayor utilización de CC, TV, y motores duales.

### 7.2.7. Intensidad eléctrica

Este Indicador representa la cantidad de Energía eléctrica necesaria para obtener una unidad de PIB.

Gráfico 7.26. Intensidad energética por escenario (kWh/miles USD)



kWh/miles de US	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	311,5	323,7	338,9	351,0	363,6	390,4	429,4	435,8	506,8	496,5	488,0	489,5	478,5	469,8	462,8	456,4	451,0	446,3	442,1	438,7	435,6	433,0	430,0	427,7	425,2	423,3	421,6	420,5
TENDENCIAL	311,5	312,2	313,9	318,2	319,6	327,5	325,8	329,5	327,7	341,3	337,5	335,0	331,0	328,3	326,0	323,5	321,8	321,0	319,1	318,7	317,5	316,7	315,9	314,7	314,2	313,6	313,2	312,3

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

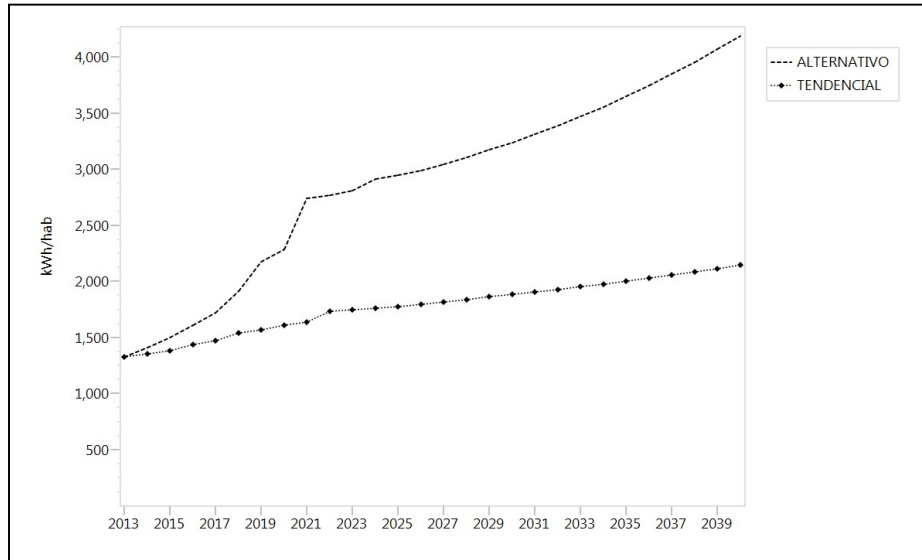
La intensidad eléctrica muestra un comportamiento ascendente en ambos escenarios hasta inicios de la década del veinte, debido a mayores tasas de crecimiento del consumo que las del PBI. En el caso del alternativo con mayor intensidad debido a la incorporación de fuertes demandas eléctricas de las industrias estratégicas (Aluminio). Luego se observan descensos hasta el final del período debido a un mayor crecimiento del PBI respecto del consumo. En particular en el alternativo esto se produce por la mayor incorporación en la economía de las industrias estratégicas y por la implementación de medidas de eficiencia energética. La intensidad eléctrica media del escenario tendencial alcanza a los 322 kWh/miles de USD, y tiene escasas variaciones a lo largo del período en estudio. En el alternativo la media alcanza los 428 kWh/miles de USD (33% superior a la del tendencial), y en el año horizonte asume un valor que es un 35% superior al del año base.

### 7.3. Indicador relacionado con aspectos Sociales

#### 7.3.1. Consumo de electricidad per cápita

Formula de LEAP: Demand:Energy Demand Final Units[GW-hr, Fuel=Electricity]/Key\Poblacion[Million Habitantes]

Gráfico 7.27. Consumo de electricidad per cápita (kWh/hab)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	1,321.8	1,405.5	1,496.7	1,606.3	1,717.8	1,908.0	2,169.9	2,274.9	2,731.8	2,758.4	2,800.1	2,899.5	2,933.9	2,977.4	3,030.6	3,091.0	3,160.0	3,227.0	3,300.9	3,380.0	3,464.4	3,553.8	3,649.8	3,750.8	3,857.1	3,968.9	4,086.2	4,209.3
TENDENCIAL	1,321.8	1,349.4	1,379.7	1,432.7	1,468.7	1,535.4	1,564.4	1,607.3	1,633.0	1,728.7	1,743.0	1,760.6	1,772.1	1,790.1	1,811.8	1,836.0	1,863.5	1,882.7	1,904.5	1,927.5	1,951.4	1,976.5	2,003.6	2,031.7	2,060.8	2,090.9	2,122.0	2,153.9

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Las diferencias en el consumo de electricidad per cápita entre escenarios se explican por un mayor incremento de la cobertura del servicio, y principalmente hasta el año 2021, por el aumento del uso de la electricidad en los sectores residencial (coccción), industria (aluminio y otras estratégicas) y consumo propio (Petróleo Amazonia) del escenario alternativo.

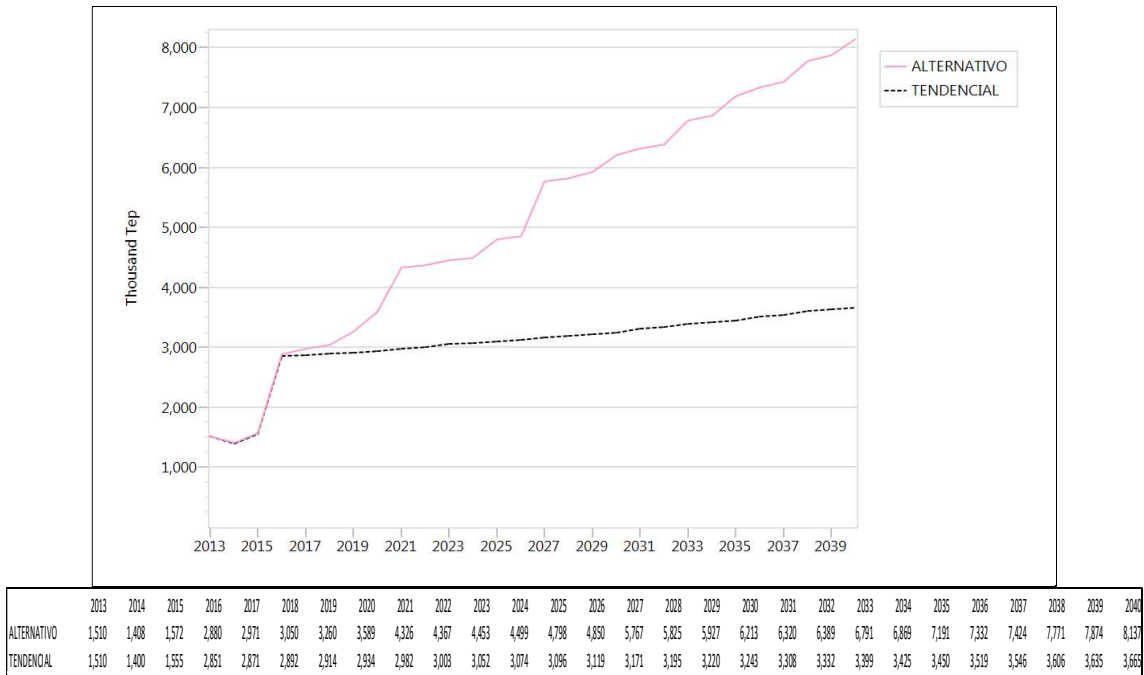
#### 7.4. Indicadores relacionados con las Energías Renovables

##### 7.4.1. OTEP renovable

Este Indicador muestra la evolución de la Oferta Total de Energía de energía Primaria renovable

Formula de LEAP: Resources\Primary\Wood:Indigenous Production[TOE]+Resources\Primary\Wood:Imports[TOE]-Resources\Primary\Wood:Exports[TOE]+Resources\Primary\Geothermal:Indigenous Production[TOE]+Resources\Primary\Vegetal Wastes:Indigenous Production[TOE]+Resources\Primary\Vegetal Wastes:Imports[TOE]-Resources\Primary\Vegetal Wastes:Exports[TOE]+Resources\Primary\Biomass:Indigenous Production[TOE]+Resources\Primary\Biomass:Imports[TOE]-Resources\Primary\Biomass:Exports[TOE]+Resources\Primary\Solar:Indigenous Production[TOE]+Resources\Primary\Wind:Indigenous Production[TOE]+Resources\Primary\Hydro:Indigenous Production[TOE]+Resources\Primary\Bagasse:Indigenous Production[TOE]+Resources\Primary\Bagasse:Imports[TOE]-Resources\Primary\Bagasse:Exports[TOE]

Gráfico 7.28. OTEP Renovable (kTEP)



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se observa que si bien en ambos escenarios es creciente la Oferta de Energía Primaria Renovable, el escenario alternativo casi triplica en el año horizonte el valor de la OTEP del tendencial.

#### 7.4.2. Renovabilidad de la OBT

Este Indicador se estima relacionando la Oferta total de energía primaria renovable [Tep] con la Oferta Bruta Total (incluye producción+importación-exportación).

Formula en LEAP: OTEP renovable:Indicator[Tep]/OBT:Indicator[Tep]\*100

Gráfico 7.29. Renovabilidad de la OBT (%)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	9.3	8.3	9.1	17.9	17.8	16.8	16.5	17.6	19.8	19.4	19.1	18.2	19.3	18.9	22.7	22.2	21.8	22.3	21.9	21.4	22.2	21.7	22.1	21.8	21.3	21.6	21.1	21.1
TENDENCIAL	9.3	8.3	9.2	18.1	17.8	17.5	17.1	16.7	16.5	15.4	15.4	15.1	14.9	14.7	14.6	14.4	14.1	13.9	14.0	13.8	13.8	13.6	13.4	13.4	13.3	13.2	13.1	12.9

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

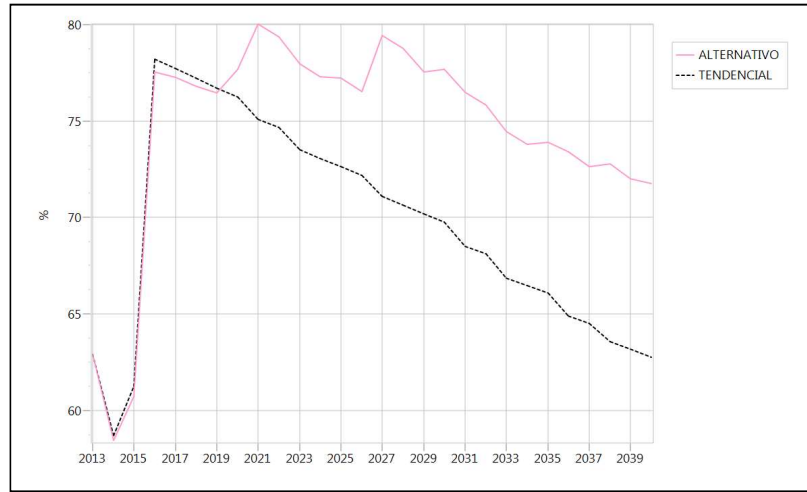
En el año base poco más del 9% de la oferta bruta de energía corresponde a fuentes renovables. La penetración de la hidroelectricidad incrementa el valor hasta el 18% en el año 2016 del tendencial. A partir de allí la participación de las renovables se va reduciendo hasta el 13% en el año 2040, mientras que en el escenario alternativo crece hasta el 2027, para luego ir descendiendo lentamente hasta alcanzar el 21% en 2040.

### 7.4.3. Dependencia hidroenergética

Este Indicador se estima como la relación entre la Oferta hidroenergética y la Oferta Total Primaria de energía renovables.

Fórmula LEAP: Resources\Primary\Hydro:Indigenous Production[TOE]/OTEP renovable:Indicador[Tep]\*100

Gráfico 7.30. Dependencia hidroenergética (%)



Scenari0s	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	62.9	58.4	60.7	77.6	77.3	76.8	76.5	77.7	80.0	79.4	78.0	77.3	77.3	76.6	79.5	78.8	77.5	77.7	76.5	75.8	74.5	73.8	73.9	73.4	72.7	72.8	72.0	71.8
TENDENCIAL	62.9	58.7	61.2	78.2	77.7	77.2	76.7	76.3	75.1	74.7	73.5	73.1	72.6	72.2	71.1	70.6	70.2	69.8	68.5	68.1	66.9	66.5	66.1	64.9	64.5	63.6	63.2	62.8

Fuente: Elaboración propia. Fundaci3n Bariloche(a), 2015.

En el a1o base la Hidroenergía representaba el 63% de la oferta primaria de energía renovable. El resto corresponde esencialmente al bagazo y la leña. El porcentaje de hidroelectricidad se incrementa alcanzando un m1ximo de entre 78% y 77% en el a1o 2016 en los escenarios alternativo y tendencial respectivamente. La participaci3n en el escenario tendencial se reduce paulatinamente hasta el 63% en el a1o 2040. En el escenario alternativo la participaci3n hidroel3ctrica desciende hasta el 72% en ese a1o.

## 7.5. Indicadores relacionados con el Ambiente

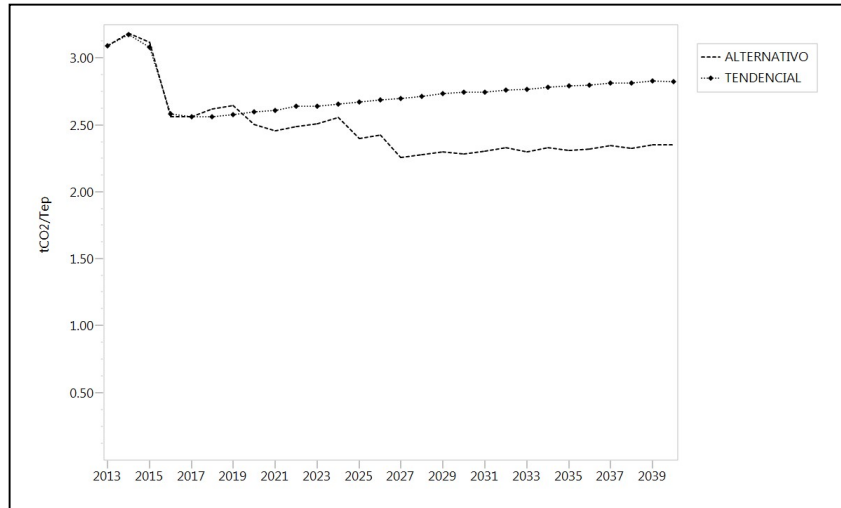
### 7.5.1. Consumo Contaminante

Este indicador relaciona las emisiones totales de la Demanda final y de la Transformaci3n con la Demanda Final (Emisiones de CO2eq [tCO2], con la Demanda final de energía [Tep])

Formula en LEAP: (Demand:OneHundred Year Global Warming Potential[Tonne]+Transformation:OneHundred Year Global Warming Potential[Tonne])/Demand:Energy Demand Final Units[TOE]



Gráfico 7.31. Consumo Contaminante tCO<sub>2</sub>/Tep)



Scenarios	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
TENDENCIAL	3.2	3.3	3.2	2.6	2.6	2.7	2.8	2.6	2.5	2.6	2.6	2.7	2.5	2.5	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.3	2.4	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	
ALTERNATIVO	3.2	3.3	3.2	2.7	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

En el año base se emiten 3.1 toneladas de CO<sub>2</sub>eq por cada Tep de energía final consumido. Luego las emisiones decrecen un escalón hasta el año 2016 debido a la penetración de la hidroelectricidad en sustitución de combustibles fósiles, para alcanzar los 2.6 tCO<sub>2</sub>eq/Tep.

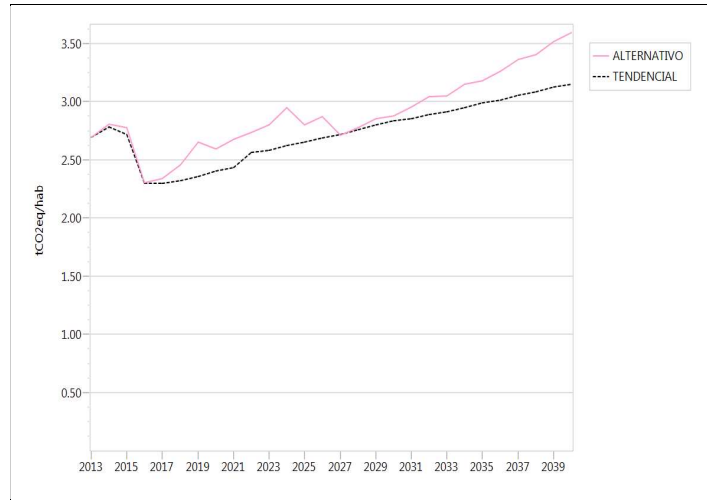
A partir de allí las emisiones se incrementan continuamente en el escenario tendencial para llegar a un valor de 2.8 tCO<sub>2</sub>eq/Tep. En cambio, en el escenario alternativo el indicador decrece levemente para luego estabilizarse en torno a un valor de 2.3 tCO<sub>2</sub>eq/Tep.

### 7.5.2. Emisiones CO<sub>2</sub>eq/cápita

Este indicador relaciona las emisiones totales de la Demanda final y de la Transformación con el número de habitantes.

Fórmula del LEAP:  $\frac{(\text{Demand:OneHundred Year Global Warming Potential}[\text{Tonne}] + \text{Transformation:OneHundred Year Global Warming Potential}[\text{Tonne}])}{\text{Key}\backslash\text{Poblacion}[\text{Habitantes}]}$

Gráfico 7.32. Emisiones Totales/habitante (tCO2eq/hab)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	2.70	2.80	2.78	2.30	2.34	2.46	2.65	2.59	2.67	2.74	2.80	2.95	2.80	2.87	2.71	2.78	2.86	2.88	2.95	3.04	3.05	3.15	3.18	3.26	3.37	3.40	3.52	3.59
TENDENCIAL	2.70	2.78	2.72	2.30	2.30	2.32	2.35	2.40	2.44	2.56	2.58	2.62	2.65	2.69	2.72	2.76	2.80	2.84	2.85	2.89	2.91	2.95	2.99	3.01	3.06	3.08	3.13	3.15

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

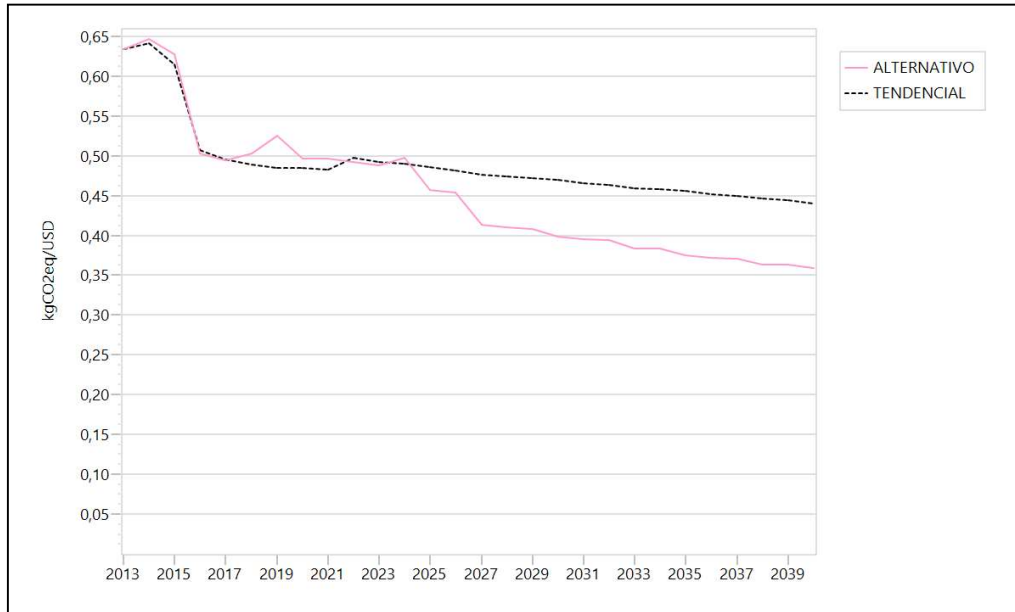
Este indicador es creciente en ambos escenarios, con niveles superiores de contaminación por habitante en el escenario alternativo.

Los mayores niveles de emisiones asociados a la demanda (sectores Industria y Transporte) a lo largo del período, y la mayor participación térmica, hacia el final del período en estudio, en la generación eléctrica, determinan el mayor nivel de emisiones per cápita en el escenario alternativo.

### 7.5.3. Emisiones CO2eq por PIB

Este indicador relaciona las emisiones totales de la Demanda final y de la Transformación con el PIB. Formula en LEAP: (Demand:OneHundred Year Global Warming Potential[Tonne]+Transformation:OneHundred Year Global Warming Potential[Tonne])/Key\PBI[Miles USD 2007]

Gráfico 7.33. Emisiones CO2 por PIB (kgCO2eq/USD)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ALTERNATIVO	0,63	0,65	0,63	0,50	0,49	0,50	0,53	0,50	0,50	0,49	0,49	0,50	0,46	0,45	0,41	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40	0,38	0,38	0,38	0,37	0,37	0,36	0,36	0,36	
TENDENCIAL	0,63	0,64	0,62	0,51	0,50	0,49	0,49	0,49	0,48	0,50	0,49	0,49	0,49	0,48	0,48	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,46	0,46	0,46	0,46	0,45	0,45	0,45	0,44	0,44

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Este indicador es decreciente en ambos escenarios, pero esa tendencia es más acentuada en el alternativo.

A pesar de ser un escenario con mayor consumo energético (765000 kBep acumulados más que en el tendencial), en particular en los sectores Industria y Transporte, la mayor penetración del GN, y de la electricidad en los usos finales, y la generación renovable de esa electricidad, hacen que el alternativo sea un escenario menos emisor, debido a su mayor crecimiento económico representado por un mayor crecimiento del PIB.

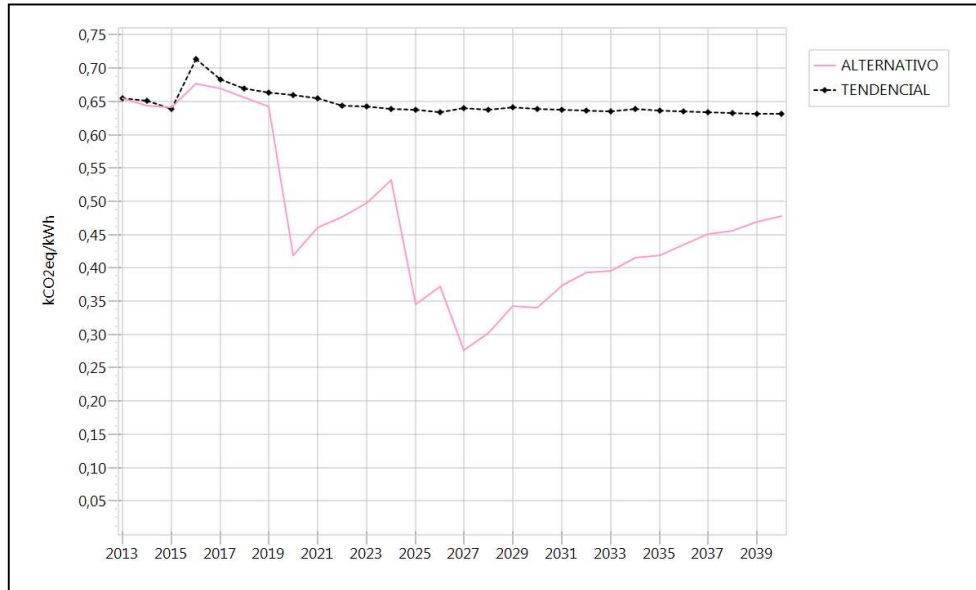
#### 7.5.4. Emisiones en Generación Térmica

Este Indicador se estima como la relación entre las emisiones asociadas a la combustión de Combustibles fósiles en generación eléctrica y la generación térmica

Formula en LEAP: (Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\TG do:OneHundred Year Global Warming Potential[kg]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\Motor do:OneHundred Year Global Warming Potential[kg]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\TG gn:OneHundred Year Global Warming Potential[kg]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\Motor dual:OneHundred Year Global Warming Potential[kg]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\TV:OneHundred Year Global Warming Potential[kg]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\CC:OneHundred Year Global Warming Potential[kg])/(Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\TG do:Outputs by Output Fuel[kW-hr]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\Motor do:Outputs by Output Fuel[kW-hr]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\TG gn:Outputs by Output Fuel[kW-hr]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\Motor dual:Outputs by Output Fuel[kW-

hr]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\TV:Outputs by Output Fuel[kW-hr]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\CC:Outputs by Output Fuel[kW-hr])

**Gráfico 7.34. Emisiones de GEI en generación térmica (kCO2eq/kWh)**



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	0.66	0.64	0.64	0.68	0.67	0.66	0.64	0.42	0.46	0.48	0.50	0.53	0.35	0.38	0.28	0.31	0.35	0.35	0.38	0.40	0.40	0.42	0.42	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48
TENDENCIAL	0.66	0.65	0.64	0.71	0.68	0.67	0.66	0.66	0.65	0.64	0.64	0.64	0.64	0.63	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.63	0.63	0.63	0.63

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

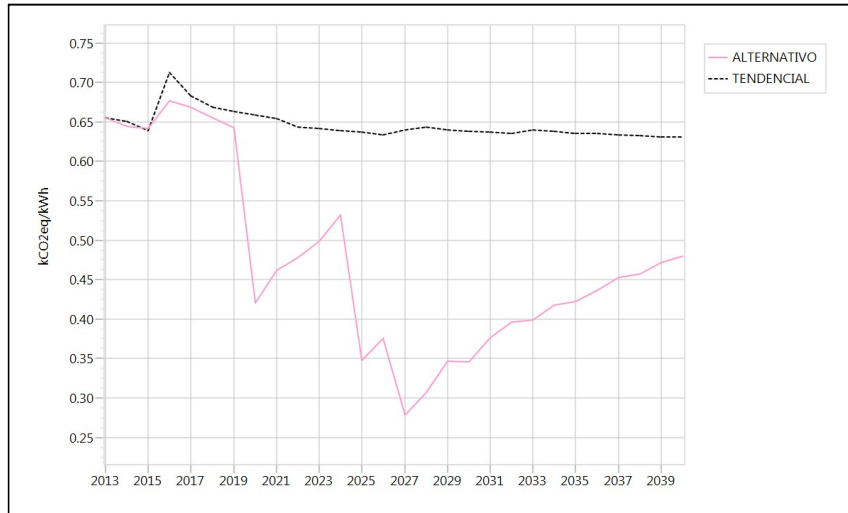
Se observa que en el escenario tendencial se produce un permanente y suave descenso a partir de 2016, de las emisiones por kWh generado. Esto se debe a la mejora en la eficiencia de los nuevos equipos de generación térmica y a la incorporación del GN. En el alternativo se observan altibajos asociados a sustituciones de tecnologías poco eficientes (motores, TG DO), por otras mejores quemando GN (motores duales, CC, TV, y TG GN). Hacia 2027, se vislumbran paulatinos aumentos debido una mayor generación térmica con mayor utilización de CC, TV, y motores duales.

### 7.5.5. Emisiones en Generación Eléctrica

Este Indicador se estima como la relación entre las emisiones asociadas a la combustión de Combustibles fósiles en generación eléctrica y la generación eléctrica total

Formula en LEAP: (Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\TG do:OneHundred Year Global Warming Potential[kg]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\Motor do:OneHundred Year Global Warming Potential[kg]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\TG gn:OneHundred Year Global Warming Potential[kg]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\Motor dual:OneHundred Year Global Warming Potential[kg]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\TV:OneHundred Year Global Warming Potential[kg]+Transformation\Centrales Electricas SP\Processes\CC:OneHundred Year Global Warming Potential[kg])/Transformation\Centrales Electricas SP:Outputs by Output Fuel[kW-hr]

Gráfico 7.35. Emisiones de GEI en generación eléctrica (kCO<sub>2</sub>eq/kWh)



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ALTERNATIVO	0.30	0.37	0.34	0.02	0.04	0.10	0.14	0.08	0.08	0.09	0.11	0.14	0.08	0.09	0.03	0.04	0.06	0.05	0.06	0.08	0.07	0.09	0.08	0.09	0.10	0.10	0.11	0.11
TENDENCIAL	0.30	0.36	0.32	0.00	0.01	0.03	0.05	0.07	0.08	0.12	0.13	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.21	0.22	0.23	0.24	0.24	0.25	0.25	0.26	0.26	0.26

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se observa en ambos escenarios que con la incorporación de la generación hidroeléctrica en los primeros años del período, se logra un descenso del indicador, a partir de ese momento en el escenario tendencial se produce un permanente aumento, lo que estaría ratificando el aumento de la fosilización de la generación. Por otra parte en el escenario alternativo se observan altibajos en los consumos específicos, en asociación con los ingresos de generación hidroeléctrica, y con la mayor utilización del GN.

### 7.6. Resumen de la evolución de los indicadores presentados

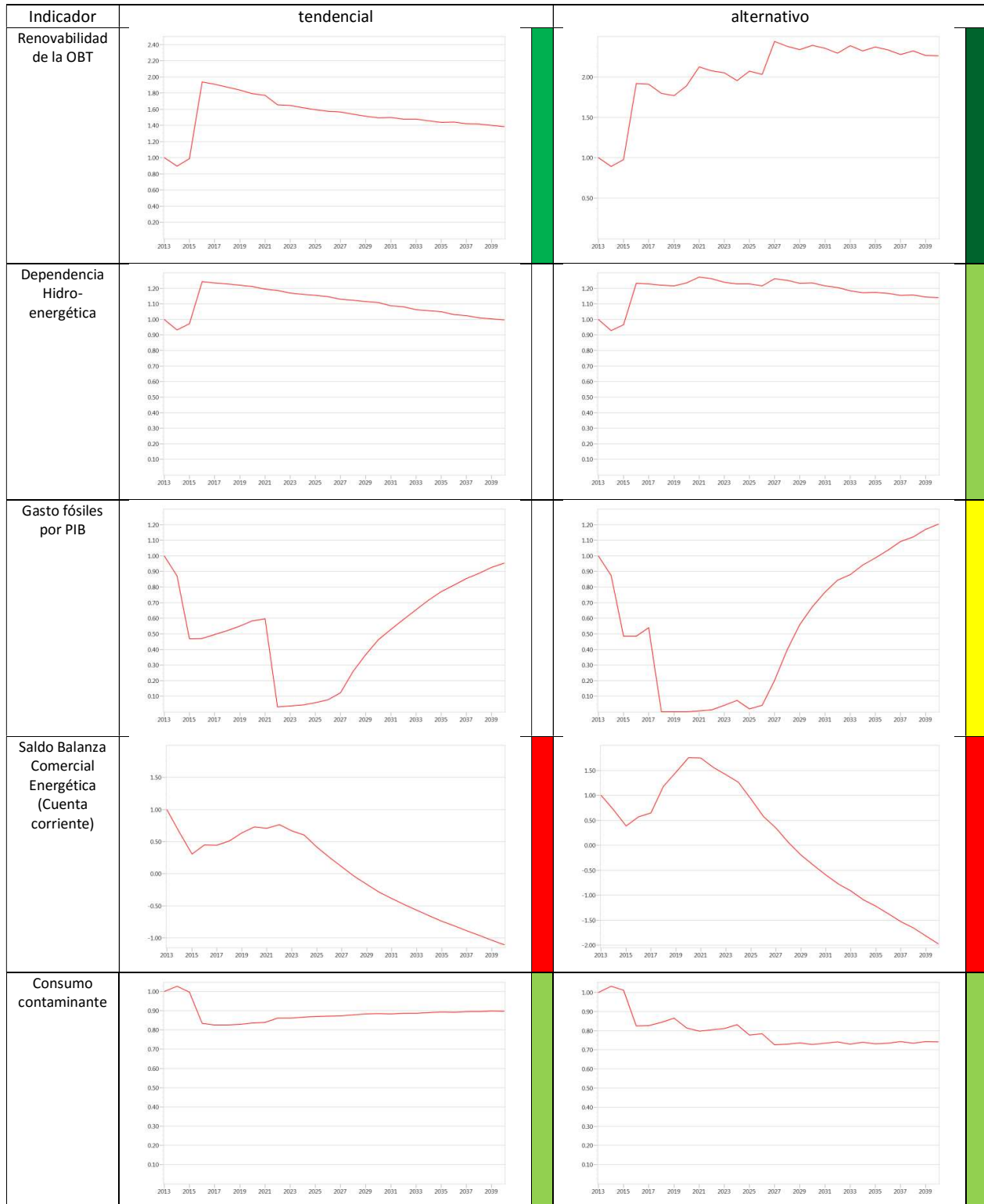
A continuación se presenta un resumen de la evolución probable de algunos de los principales indicadores propuestos por escenario. En base a la siguiente escala de colores propuesta, se ha podido medir en forma muy aproximada y simplificada, el grado de satisfacción de la evolución de esos indicadores entre años extremos (2013-2040)<sup>130</sup>.

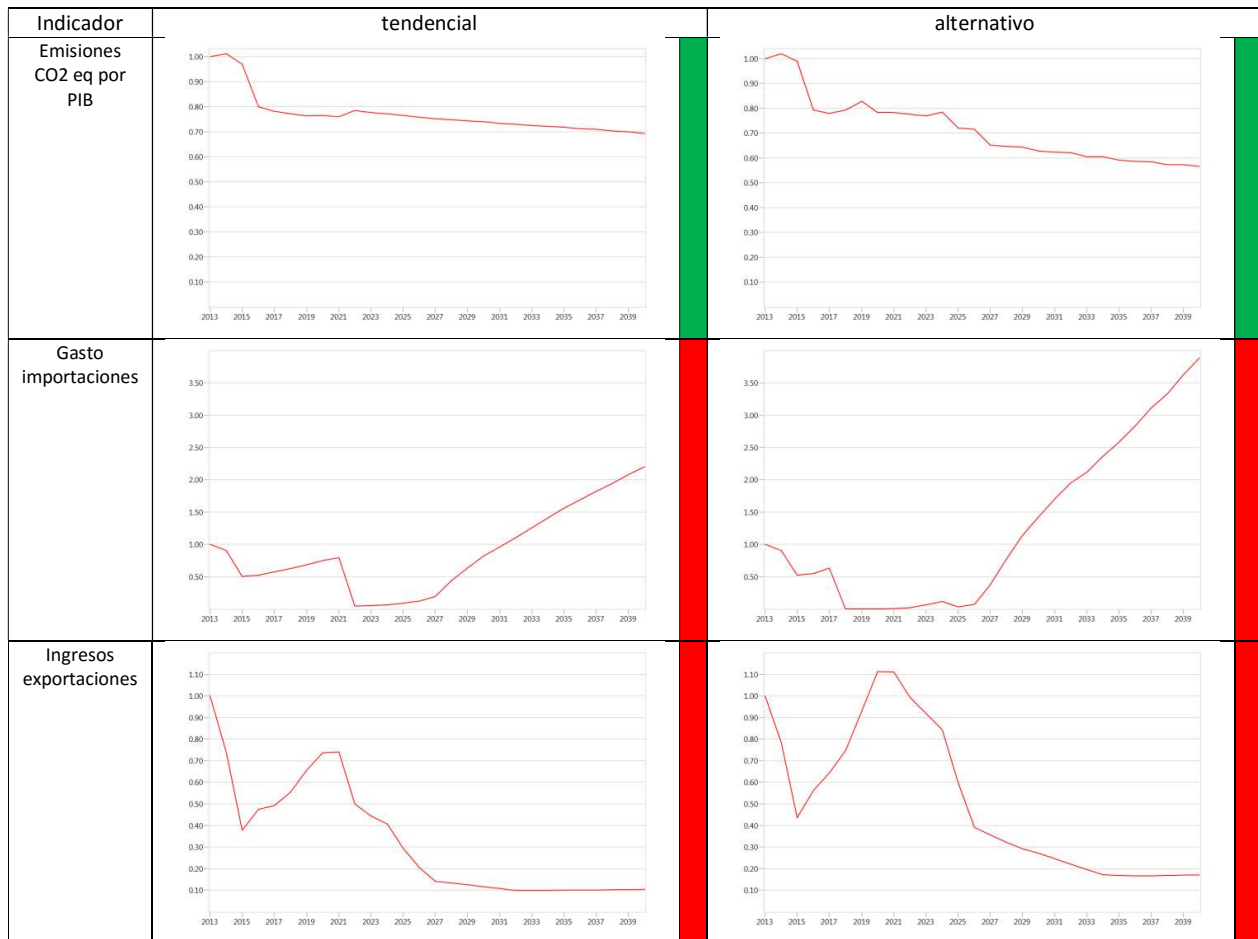
Escala	Codigo
Mejora sustancial	>= 70%
Mejora media	>30% y <70%
Mejora leve	<= 30%
Sin cambios	+/- 5%
Deterioro leve	<= 30%
Deterioro medio	>30% y <70%
Deterioro sustancial	>= 70%

<sup>130</sup> Se han normalizado las evoluciones, y para el año base se adoptó valor 1.

Tabla 7.1. Evolución de los principales indicadores

Indicador	tendencial	alternativo
Intensidad Energética		
Fracción fósil de la generación eléctrica		
Consumo de Electricidad per cápita		
Autarquía (Dependencia energética)		





Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El análisis de los gráficos presentados permite observar importantes interrelaciones entre las diferentes variables/indicadores. Por ejemplo el **Saldo de la Balanza comercial**, indica en 2013 superávit en la cuenta corriente energética (según la estimación del indicador estaría cercano a los 10 billones de USD en el año base). Luego de ascender, a partir de 2027 y 2028 (tendencial y alternativo, respectivamente), comienza una tendencia negativa que nunca se revierte debido a las crecientes necesidades de importación de crudo y derivados (ver **Gasto en Importaciones**). Efectivamente, aún con el desarrollo de I&TT, y la construcción de RDP, no se alcanzan a cubrir los requerimientos y se llegará en el 2040 a valores similares a las importaciones de derivados, registradas en 2013<sup>131</sup>.

Además a partir de 2022 y 2024 (tendencial y alternativo), los **Ingresos por exportaciones** comienzan a decrecer, debido a las limitaciones de disponibilidad de crudo, y al aumento de consumo en transporte y generación de electricidad térmica (ver **Fracción fósil de la generación eléctrica**)<sup>132</sup> para

<sup>131</sup> No obstante, según se ha visto, el ingreso de RDP genera beneficios netos económicos, frente a la estrategia de exportación de crudo, ya que se reemplazan importaciones de derivados y se generan durante casi dos décadas saldos exportables de determinados productos

<sup>132</sup> Aún en el escenario alternativo con la entrada del destacado Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago, y por la falta de continuidad de ingresos hidroeléctricos, se reduce paulatinamente esa generación, hasta alcanzar el 63% en el tendencial en año 2040. En el alternativo esa participación desciende hasta el 72% en ese año. Complementando estas tendencias, ante el fuerte crecimiento de la demanda, va incrementándose la generación térmica.



satisfacer en especial la demanda de las cocinas de inducción y de proyectos industriales electrointensivos (ver aumento del **Consumo de Electricidad per cápita**), estabilizándose en valores que alcanzan el 1.5 y 2.5 billones de USD (por exportaciones de Petcoke, jet kerosene y No energético). Como resultado de los hechos mencionados, desde mediados de los años 20', comienza a caer la **Autarquía energética** del país o a aumentar la dependencia energética, así como a caer la **Renovabilidad de la OBT**, según puede observarse en los gráficos de los indicadores correspondientes.

El análisis simultáneo de los indicadores presentados, permite visualizar rápidamente la complejidad de los procesos e impactos ocurridos en los escenarios en el Saldo de la Balanza Comercial. Se revela así, la elevada influencia que algunos elementos generan en la prospectiva sectorial, entre los que se destacan los siguientes:

1. Los niveles de actividad económica (crecimiento del PIB) y su influencia en el crecimiento de la demanda
2. Los proyectos electrointensivos (en sectores estratégicos)
3. La aplicación de medidas de eficiencia
4. La Evolución del Precio del barril de Petróleo
5. El desarrollo y fecha de ingreso de los proyectos hidroeléctricos
6. La continuidad del desarrollo del sector petrolero (refinación, prospectos)
7. Un tema no incluido en los análisis, pero que podría ser responsable en parte de algunos de los desbalances observados en el pasado reciente, está asociado a los niveles de Subsidios de los energéticos.

Con respecto a los parámetros 2, 3, 5, 6, se realizaron análisis costo-beneficio, que permitieron profundizar en el conocimiento de su viabilidad y conveniencia.

Con respecto a los parámetros 1 y 4, cuya variación, determina que el conjunto de las variables explicativas del consumo (y otras variables derivadas) se modifiquen, se realizaron análisis de sensibilidad a fin de determinar los cambios en las proyecciones de demanda así como en la figura de costo-beneficio de los parámetros anteriores (medidas) ya sea por el impacto relativo en términos energéticos como por las condiciones generales en las que son evaluados, en particular el contexto de precios.

## 8. Análisis Costo Beneficio

### 8.1. Descripción metodológica

A fin de profundizar en el conocimiento de los impactos que generaría la implementación de cada una de las 17 medidas (parámetros/acciones/proyectos) propuestas dentro de los Lineamientos de los escenarios, se propone el análisis Costo Beneficio de cada una de ellas.

La metodología del análisis Costo Beneficio supone computar las implicancias económicas cuantificables al interior de una determinada frontera para un sistema. Es decir, evaluar el balance entre los beneficios que una medida implica y los costos a los que hay que incurrir para lograrla. Es una metodología particularmente útil al aplicarla con un enfoque metodológico de escenarios, ya que sólo es preciso valorizar las situaciones que diferencian a los escenarios, ya que las circunstancias que permanecen constantes se neutralizan en la comparación.

En el modelado realizado se ha tomado como frontera, al conjunto del sistema energético, desde la demanda de energía, la provisión de energéticos secundarios en los centros de transformación, y la producción de recursos primarios, en conjunto con la balanza comercial energética, tanto de recursos primarios como secundarios. Es decir, se pretende ver el impacto de cada medida estudiada en el conjunto del sistema energético.

**En el presente capítulo se exhiben los costos en valor positivo y los beneficios en valor negativo <sup>133</sup>. Al tener diferente signo, puede anualmente establecerse su valor neto y descontarse para calcular un valor presente. Este sería el valor presente neto, positivo cuando es un costo total, negativo cuando es un beneficio.**

Los resultados del costo beneficio se presentan como una sucesión anual de valores comparados entre escenarios, es decir, todo valor de costo o beneficio se expresa de la diferencia entre dos escenarios. Cuando se evalúa la situación de incluir una determinada medida, de la comparación entre un escenario que la incluya y otro que no la incluya, surge el costo implícito en su implementación y al mismo tiempo el beneficio que produce haber implementado la medida. Dichos costos y beneficios se grafican en valor corriente de cada año del escenario expresados en base monetaria 2007.

Para calcular el resultado económico total de cada una de las medidas, es preciso actualizar el flujo de costos y beneficios, descontando cada monto a un año común o año base, para así poder sumarlos. El año seleccionado fue el año base del estudio, es decir el 2013. Esta actualización fue realizada utilizando una tasa de descuento de 12% anual y considerando que **los valores de costos son positivos y los beneficios negativos** (o costos evitados). La fórmula de actualización utilizada es

<sup>133</sup> Es importante aclarar que con el modelo LEAP se pueden realizar análisis económicos desde una perspectiva sistémica social y no desde un punto de vista de rentabilidad económica financiera de proyectos de inversión. Desde este punto de vista, el análisis pensando en la rentabilidad exigida para un determinado proyecto no es aplicable. En cambio, lo que se propone es la cuantificación de todos los costos y beneficios que a nivel sistémico una determinada acción podría significar. De allí que al establecer la metodología de análisis como Costo-Beneficio, sean los costos los que se expresan como un valor positivo y los Beneficios como un costo ahorrado o costo negativo. Este enfoque radica en que muchas de las medidas e iniciativas que son de interés en una planificación energética no están directamente vinculadas a perseguir una oportunidad de negocio, sino que se admite que pueden estar motivadas por objetivos más amplios y que al interior del sistema energético impliquen sobre costos respecto de no realizar la medida. Típicamente las medidas de mitigación al cambio climático, diversificación de la matriz persiguiendo seguridad de suministro, mayor renovabilidad o descentralización son ejemplos típicos de dicha circunstancia. De allí que se respete, en el enfoque utilizado, la convención de adoptar en valor positivo los costos a diferencia de la usada en la evaluación financiera de proyectos de inversión.

de paso anual y en la misma  $d$  representa la tasa de descuento,  $t$  el año en que se percibe el costo o beneficio,  $C$  los costos y  $B$  los beneficios. Con estos parámetros la fórmula es la siguiente:

$$VPN = \sum_{t=2013}^{2040} \frac{C_t + B_t}{(1 + d)^{t-2013}}$$

Para cada medida analizada, en todos los gráficos presentados, se muestra la sucesión de costos y beneficios provenientes de la medida a lo largo del transcurso de su aplicación. Los costos están asociados a las inversiones de capital necesarias, ya sea a nivel demanda o a nivel de transformación (como sería la construcción de infraestructura necesaria). En tanto los beneficios surgen por lo general del ahorro de importaciones de combustible, el ahorro en la producción de un recurso o la posibilidad de exportar más cantidad de un energético, lo que representa un beneficio de aplicar una medida que esto posibilite.

Cada medida presenta sus particularidades y origina sus costos y beneficios a partir de diferentes conceptos o productos energéticos, pero las categorías principales en las que se materializan los costos y beneficios son las descritas a continuación, según las leyendas que se observarán en los gráficos (los valores será costos o beneficios (ahorros) según sean positivos o negativos en los gráficos):

**Demand:** Costo o beneficio en la demanda, que surge de la aplicación de una medida, en algunos casos este valor no se pudo estimar no obstante se entiende que existirá, caso ahorros industriales por ejemplo.

**Transformation Capital:** Costo o ahorro de inversión de capital en alguno de los módulos de transformación. Pueden estar asociados a las centrales eléctricas, a las necesidades de inversión en exploración y explotación hidrocarburífera o al costo de instalación de la refinería.

**Transformation Fixed O&M:** Costo o ahorro de montos fijos operativos, producto de una mayor o menor necesidad de infraestructura energética.

**Transformation Variable O&M:** Costo o beneficio proveniente de la utilización de la infraestructura de producción de energía.

**Transformation Module:** Cuando se expresa el costo a nivel agregado en un sector de transformación.

**Fuel Production:** Costo o ahorro de la producción de combustibles primarios, principalmente Gas Natural (no así del petróleo ya que se modeló su costo de producción como un centro de transformación con costo fijo por las inversiones de desarrollo de los campos y variable en función del nivel de producción).

**Fuel Imports:** costo o ahorro por la importación de energéticos tanto primarios como secundarios.

**Fuel Exports:** costo (por dejar de exportar) o beneficio (de exportar más) de la exportación de energía tanto primaria como secundaria.

**Unmet Fuel Requirements:** categoría no utilizada.

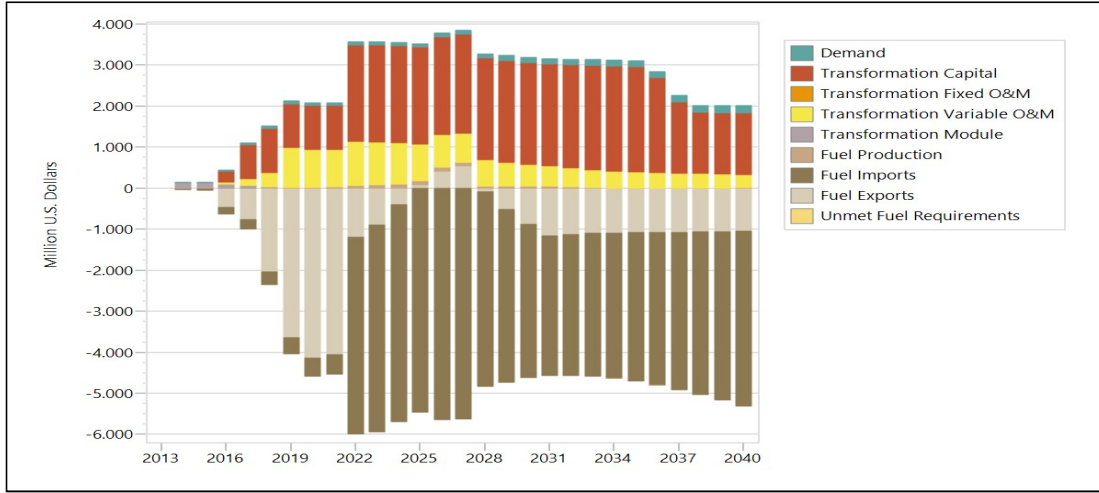
## 8.2. Costo Beneficio de los escenarios tendencial y alternativo

Los escenarios tendencial y alternativo del ejercicio realizado están estructurados a partir de la incorporación de diversas medidas, o iguales medidas con diferencias en el grado de implementación. Adicionalmente el contexto de cada escenario es distinto pues está vinculado a diferentes hipótesis socioeconómicas y energéticas globales. De allí que esta metodología presenta cualidades para la

evaluación de las medidas, ya que permite tener una aproximación de la conveniencia social (sistémica) variable según el contexto.

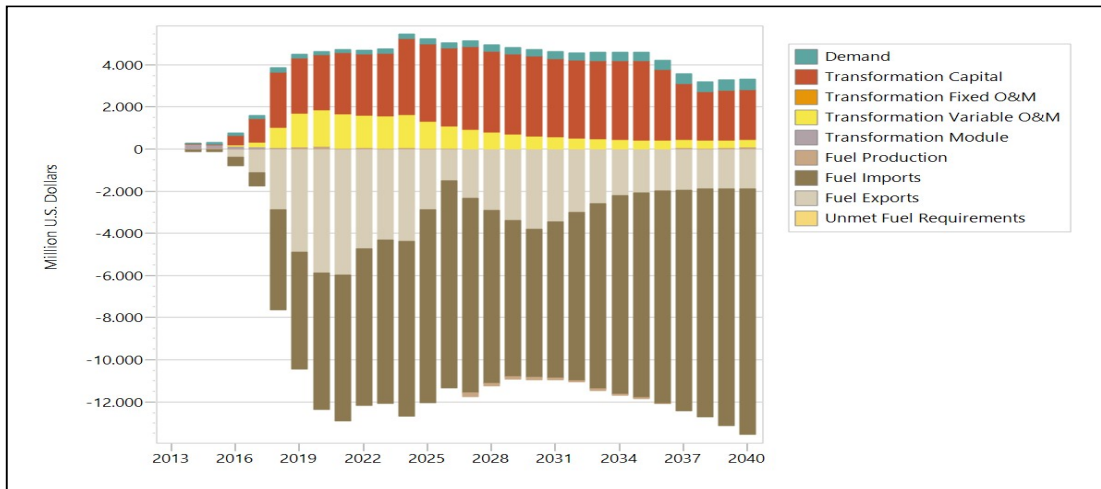
En los gráficos 8.1. y 8.2., se presentan los resultado de Costo Beneficio del total de las medidas estudiadas para el escenario tendencial y alternativo aplicado al sector energético ecuatoriano, evaluando el resultado de la aplicación conjunta de todas las medidas estudiadas.

**Gráfico 8.1. Costo Beneficio Social según escenario. escenario tendencial**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Gráfico 8.2. Costo Beneficio Social según escenario. escenario alternativo**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Los gráficos presentados muestran la evolución de los costos y beneficios que poseen los escenarios tendencial y alternativo, respectivamente, año a año como resultado de la aplicación del conjunto de medidas planteadas y evaluadas para los mismos. Dichas figuras deben leerse del siguiente modo: todo lo que se encuentra en valores positivos, son costos que debe afrontar el escenario evaluado

por sobre el escenario sin medidas y antitéticamente, todo lo que figura en términos negativos son ahorros que el escenario presenta frente al escenario de base o escenario sin medidas. Surge claramente de la visualización que las medidas generan un importante ahorro de importación de combustibles (vinculado principalmente a la incorporación de la refinería), al mismo tiempo que permiten exportar más energía, lo que también genera un beneficio, o costo negativo. Adicionalmente los valores se presentan categorizados en diferentes ítems, haciendo referencia a los distintos niveles de análisis, esto es, demanda, centros de transformación productores de energía secundaria o primaria y producción y/o importación/exportación de recursos. Es decir, son costos anuales o beneficios anuales (en este caso presentados en valores corrientes, es decir en moneda del año en curso) que se presentan por sobre el escenario de base.

En ambos escenarios el patrón presentado es equivalente ya que, tal como se dijera, ambos escenarios presentan medidas similares de una manera muy pareja. Sin embargo, como las medidas se presentan con diferente profundidad y el contexto socioeconómico y energético global diverge, los resultados de Costo-Beneficio de los escenarios son claramente diferenciados.

Por lo pronto es posible apreciar que el conjunto de las medidas aplicadas determinen un importante beneficio por exportaciones (en color gris claro), pero sobre todo generan un importante beneficio como consecuencia de importaciones evitadas (barras marrones). Tanto estas exportaciones adicionales como importaciones evitadas son del conjunto de energéticos primarios y secundarios. En esta gráfica están agregados en términos de valores monetarios todos los energéticos independientemente de su categorización por tipo.

Por otra parte puede apreciarse que para lograr esta figura de Costo-Beneficio social es necesario realizar un importante esfuerzo de inversión, el que se visualiza como la importante diferencia en términos de costo de capital que implica seguir la senda del escenario tendencial y alternativo por sobre sus escenarios de base o sin medidas, en los que no se interviene el sistema con las medidas planteadas. El esfuerzo de inversión está principalmente explicado por el sector eléctrico así como por la producción de petróleo en la que está incluido el desarrollo de los campos amazónicos de ITT así como la explotación de Pungarayacu y la construcción de la RDP.

A partir de los resultados presentados en las gráficas, puede calcularse el VPN tal como se presentó anteriormente (hacer la diferencia entre costos y beneficios). Esta operación englobaría el resultado total del escenario, o de la aplicación de las medidas, obteniéndose un valor presente neto (VPN) del costo beneficio. Si este VPN fuera negativo se entiende que los beneficios son superiores a los costos, es decir, podría postularse que frente a las condiciones evaluadas y bajo el contexto del general del escenario es beneficioso para la sociedad la aplicación del conjunto de medidas evaluadas. Debe tenerse presente, que el resultado del costo beneficio del conjunto de medidas aplicadas en un escenario no es estrictamente la suma algebraica del costo beneficio de cada una de las medidas. Esto se debe al hecho que las medidas en cierto modo se superponen. Para mencionar un ejemplo, si una medida de eficiencia industrial produce un ahorro de Diesel utilizado en calderas para producir vapor, la medida de incrementar la participación de biocombustibles en la mezcla con Diesel tendría un menor impacto en el ahorro de importaciones ya que una parte se ahorró al disminuir el consumo. Este simple ejemplo muestra cómo se modifica la conclusión de evaluar una medida en forma independiente o hacerlo en conjunto con otras.

**Desde el punto de vista de los resultados cuantitativos, el cálculo del VPN del escenario tendencial, a una tasa de descuento del 12%, arroja como resultado un valor redondeado de -8800 MUSD, mientras que para el escenario alternativo se obtiene un valor de -31800 MUSD. Dichos valores**

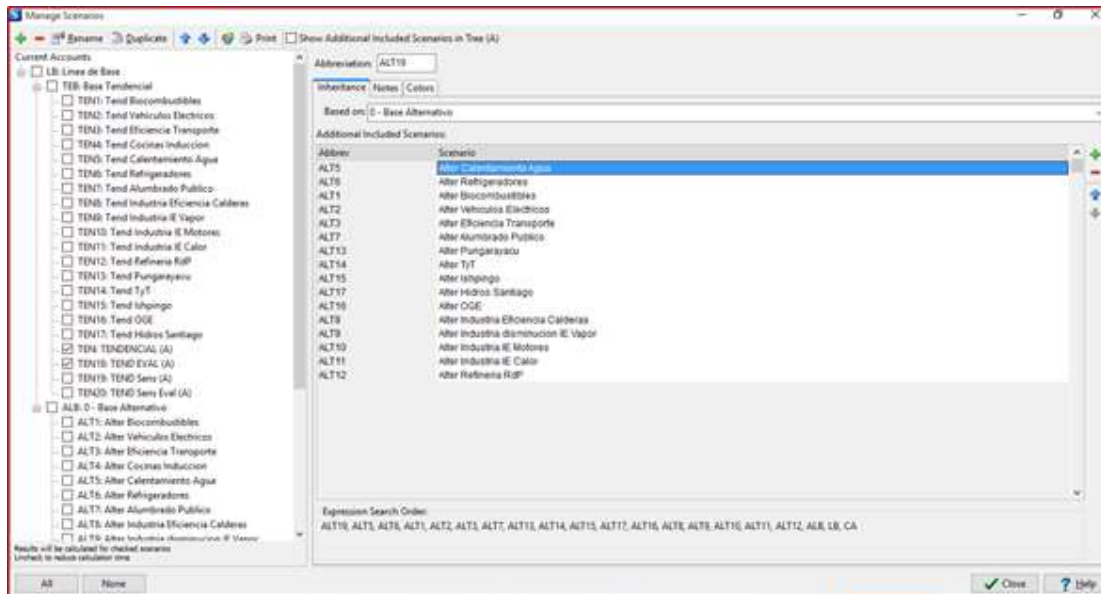
están descontados al año base del estudio, 2013. Puede notarse que ambos valores son altamente negativos, lo que implica la posibilidad que las medidas estudiadas sean favorables.

Resta destacar un punto importante que tiene que ver con lo que se mencionara en la introducción metodológica. Es imprescindible evaluar/cuantificar económicamente todos los elementos que difieran entre los escenarios estudiados. Para el ejercicio presentado existieron varias medidas en las que no se contó con una estimación de los costos asociados a la implementación de la medida, por lo que el análisis está sesgado hacia la obtención de beneficios. Cabe indicar, sin embargo, la pertinencia del análisis ya que de este modo es posible cuantificar recursos que estarían disponibles para el financiamiento de la o las medidas ya que su ejecución por lo menos presenta beneficios netos. Resta en cada caso evaluar si dichos beneficios logran cubrir los costos necesarios para materializarlas. De allí que los montos de VPN presentados deben tratarse cautelosamente ya que restarían descontarse los esfuerzos de costo que no lograron ser cuantificados. A continuación se realizará un análisis medida por medida, lo que permitirá identificar los ítems faltantes en la evaluación.

### 8.3. Análisis de cada medida

No se describirá en este capítulo el modelado detallado de cada medida ya que el mismo está contenido en capítulos previos de este informe. En esta sección se pretende estimar los VPN de las medidas estudiadas describiendo los componentes que determinan el mismo y analizando su evolución. El gráfico 8.3., ilustra sobre los pasos a realizar en el LEAP para realizar las evaluaciones beneficio costo.

Gráfico 8.3. Pantalla del LEAP destinada a la Selección de los escenarios (medidas) a evaluar

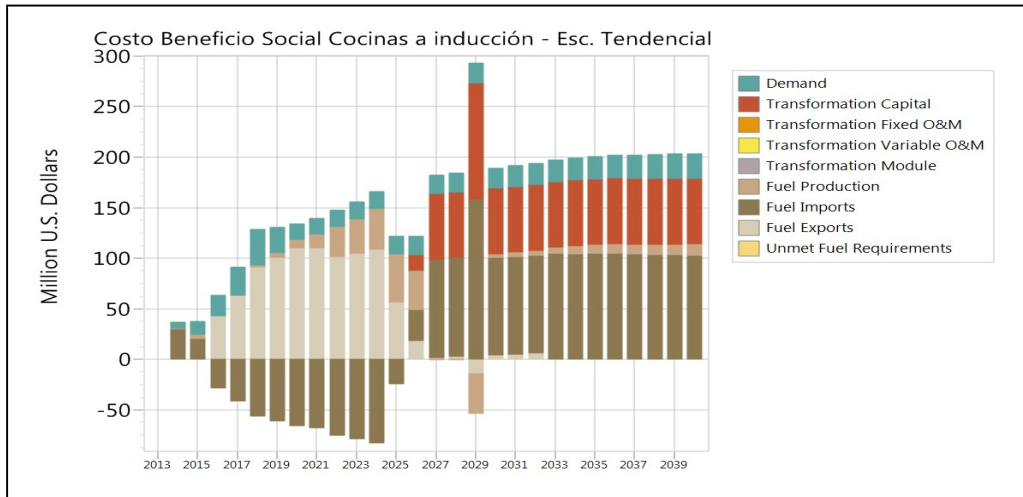


Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**a) Cocinas de Inducción**

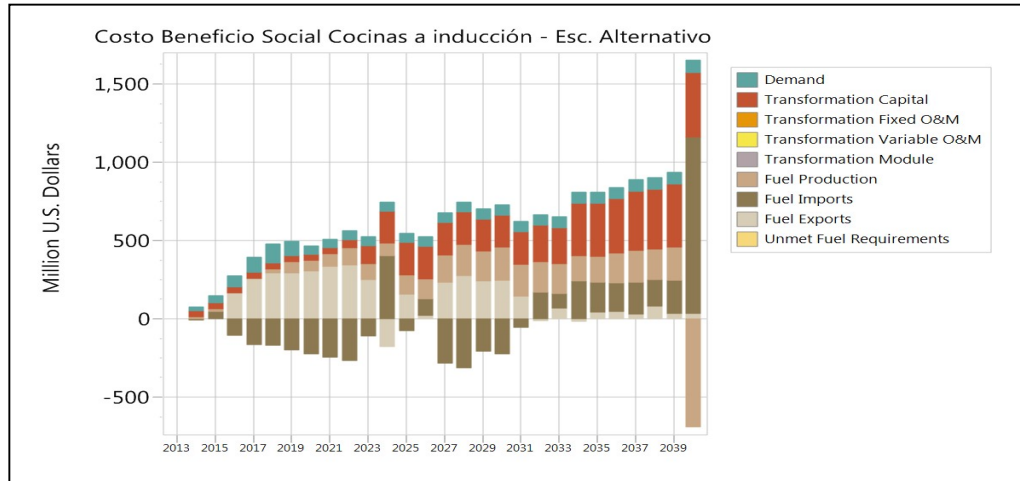
La medida de cocinas a inducción produce un ahorro en la importación de GLP utilizado actualmente para suplir la cocción del sector residencial a partir de una inversión del sistema en equipar los hogares con cocinas eléctricas a inducción. Tal como puede apreciarse en la figura 8.4., el escenario de las cocinas implica un sobre costo en la demanda por el equipamiento necesario de los hogares. Se visualiza un beneficio o ahorro en términos de importaciones de combustibles los primeros años debido a la sustitución de GLP, tal como muestran las barras marrones. Sin embargo, las importaciones evitadas no se compensan con el costo de exportaciones no realizadas, es decir, de algún modo la utilización de electricidad en adicional en los hogares imposibilita exportar dicha electricidad (las barras en gris claro). Por otro lado, el escenario con las cocinas requiere de la utilización de FO en la generación eléctrica en el largo plazo (debido que incluso incluyendo el Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago existe una necesidad de generación térmica en el largo plazo), combustible que con la configuración de producción de derivados requiere importarse.

**Gráfico 8.4. Costo Beneficio de las cocinas a inducción. Esc. tendencial**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 8.5. Costo Beneficio de las cocinas a inducción. Esc. alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Puede apreciarse que en los primeros años prácticamente no hay componentes de capital (las barras rojas) que marquen grandes diferencias entre ambos escenarios. Esto es así ya que la incorporación de las centrales hidroeléctricas emblemáticas (situación ya decidida independiente de la medida de cocinas a inducción) implica un equipamiento muy importante que da suficiente holgura al sistema como para absorber la demanda eléctrica adicional en los primeros años de la medida. **Sin embargo, en el largo plazo, la existencia de esta demanda adicional de energía eléctrica implica inversiones de capital adicionales**, que se muestran de manera importante a partir del año 2030. Los años con comportamientos abruptos presentados en la evolución del tendencial y el alternativo (el año 2029 para el tendencial y 2040 para el alternativo) están relacionados con el cambio de categoría del combustible consumido (si es importado o producido localmente) y con las incorporaciones discretas que implican mantener un margen de reserva establecido.

El VPN de la medida de cocinas a inducción es positivo, es decir implica un costo neto para el sistema. El VPN para el escenario tendencial es de 632 MUSD mientras que en el alternativo asciende a 2284 MUSD, debido a la meta mucho más ambiciosa de cocinas así como el contexto de demanda eléctrica mayor de otros sectores lo que agota más rápidamente la hidroelectricidad incorporada.

Un punto adicional a tener en cuenta es que el combustible que sustituye esta medida, principalmente GLP, tiene un valor por unidad energética menor al del Fuel Oil, que es en última instancia quien está ocupando parte de la generación adicional, en el largo plazo, que requiere el mantenimiento de una importante dotación de cocinas que se plantea para el escenario alternativo. La situación podría ser diferente si parte de la base del sistema eléctrico se completara con un combustible de menor costo por unidad energética que el GLP, como el carbón por ejemplo.

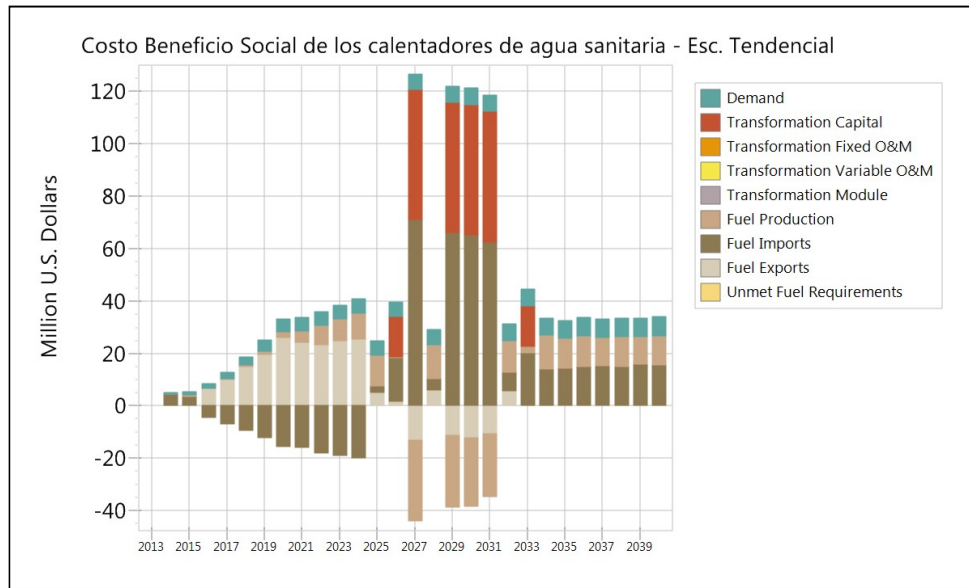
#### b) Calentadores de Agua

El escenario de calentadores de agua implica la introducción de termotanques de agua eléctricos para satisfacer el uso de agua sanitaria domiciliaria sustituyendo a los equipos de GLP. Desde el punto de vista del equipamiento de demanda esta medida no tiene costos muy importantes ya que



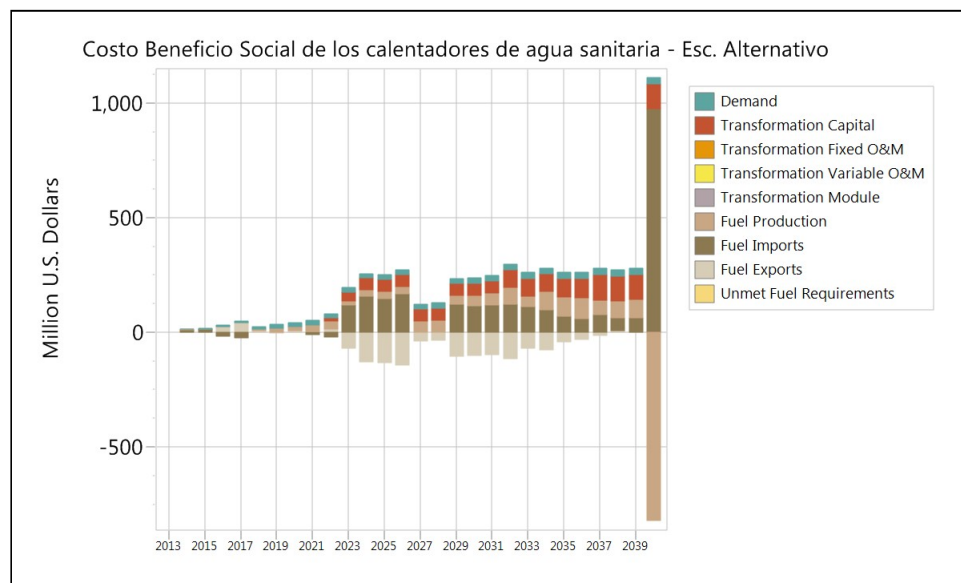
el reemplazo de equipos presenta una situación muy pareja en términos de costo de adquisición. La diferencia principal a nivel sistémico, al igual que en las cocinas a inducción se presenta en la oferta de electricidad y las fuentes primarias necesarias para la generación.

**Gráfico 8.6. Costo Beneficio de los calentadores eléctricos. Esc. tendencial**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Gráfico 8.7. Costo Beneficio de los calentadores eléctricos. Esc. alternativo**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

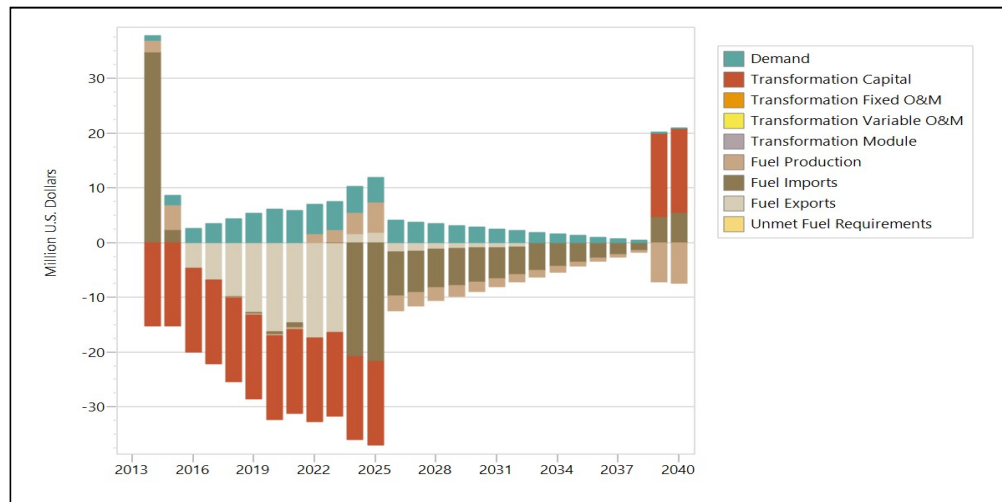
La figura resultante muestra un comportamiento similar a lo ocurrido con las cocinas de inducción. Si bien se presenta un ahorro en importación de GLP, la cantidad de FO adicional para generar electricidad así como la electricidad perdida de ser exportada por consumirse internamente, genera una situación de costo beneficio desfavorable para la medida.

Así mismo, en el largo plazo es necesaria potencia adicional para cubrir la demanda eléctrica producto del equipamiento analizado. **Estas consideraciones resultan en una situación en la que los costos superan los beneficios esperables, determinado un VPN para el escenario tendencial de 142.6 MUSD, mientras que para el escenario alternativo de mayor penetración de los equipos eléctricos de 459 MUSD.** Es importante recalcar que además de tener una mayor penetración de la medida en el escenario alternativo, el sistema eléctrico está menos holgado por el conjunto de demandas adicionales proyectadas para el escenario, con lo que es más costoso atender demandas eléctricas adicionales.

### c) Refrigeradores

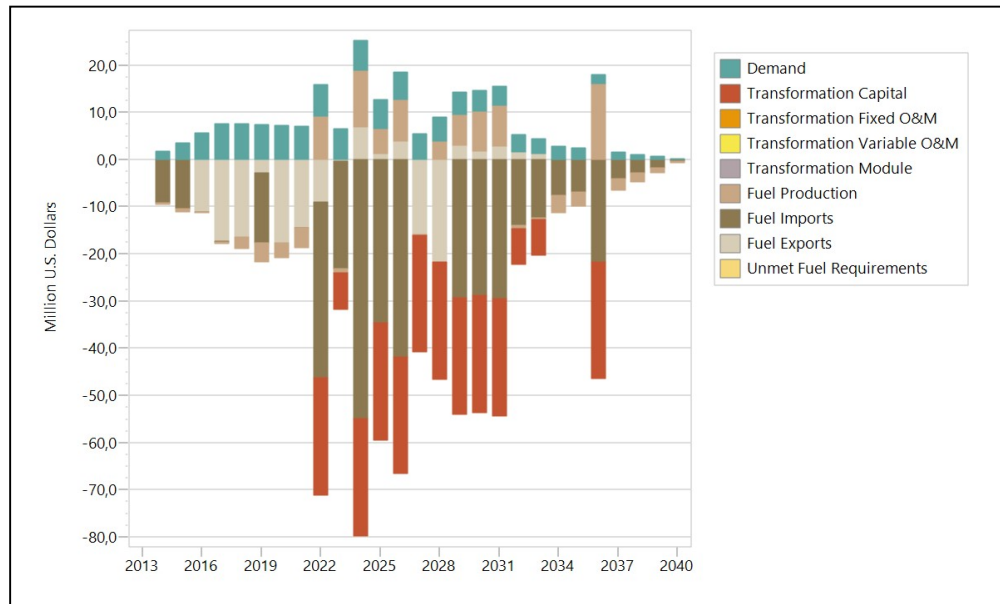
El escenario de Refrigeradores evalúa el impacto del reemplazo paulatino de refrigeradores ineficientes por otros de bajo consumo energético. Este cambio implica un sobrecosto en la demanda pero se espera genere un ahorro en términos de generación de electricidad y de capacidad de generación necesaria.

Gráfico 8.8. Costo Beneficio de la medida de Refrigeradores. Esc. tendencial



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 8.9. Costo Beneficio de la medida de Refrigeradores Esc. alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

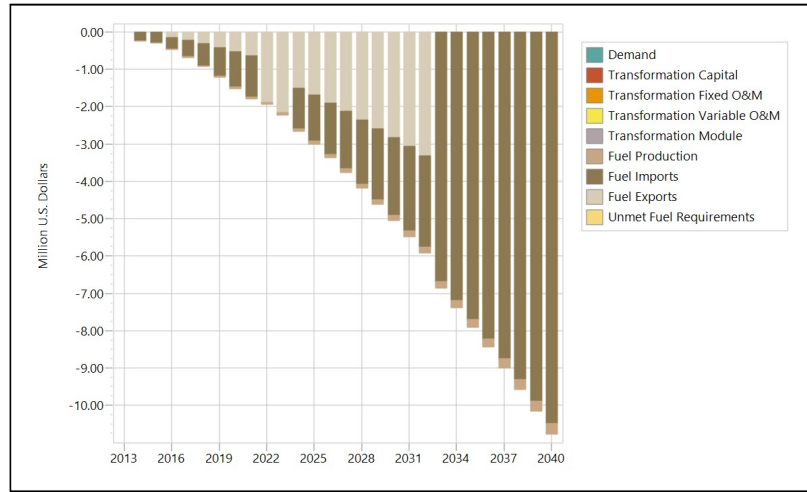
La medida implica principalmente ahorros en combustibles para la generación, los que están presentados como barras de color naranja. Adicionalmente se manifiestan ahorros en inversión de capital por potencia eléctrica no necesaria dado el ahorro en consumo de electricidad.

**El VPN de la medida de refrigeradores es negativo, implicando un beneficio neto. Para el escenario tendencial el valor obtenido es de -84.2 MUSD mientras que en el escenario alternativo se alcanza un valor de -142.8 MUSD.**

#### d) Eficiencia en Calderas

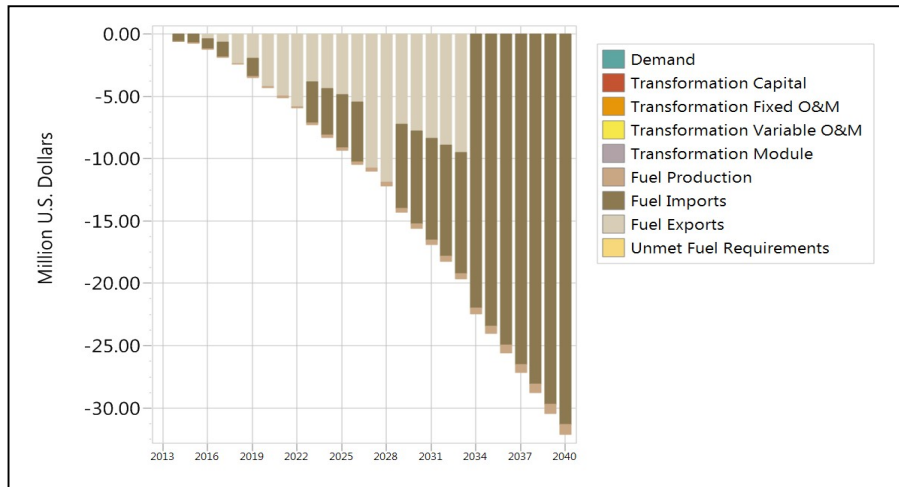
La eficiencia en calderas es una medida que presenta ahorros en los consumos finales de FO y Diesel, en las distintas ramas industriales para la generación de vapor. En ambos escenarios el resultado de la medida muestra situaciones equivalentes, donde principalmente se obtienen beneficios por generar saldos exportables en el corto plazo y ahorros de importaciones en el largo plazo.

Gráfico 8.10. Beneficios asociados a la mejora de eficiencia en calderas industriales. Esc. tendencial



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 8.11. Beneficios asociados a la mejora de eficiencia en calderas industriales. Esc. alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El gráfico de las importaciones y exportaciones es diferente según el escenario pues está asociada a la puesta en funcionamiento de la RDP, y simultáneamente a las demandas finales del escenario, que determinan el balance global de importaciones y exportaciones de derivados a los que cada medida en particular afecta marginalmente.

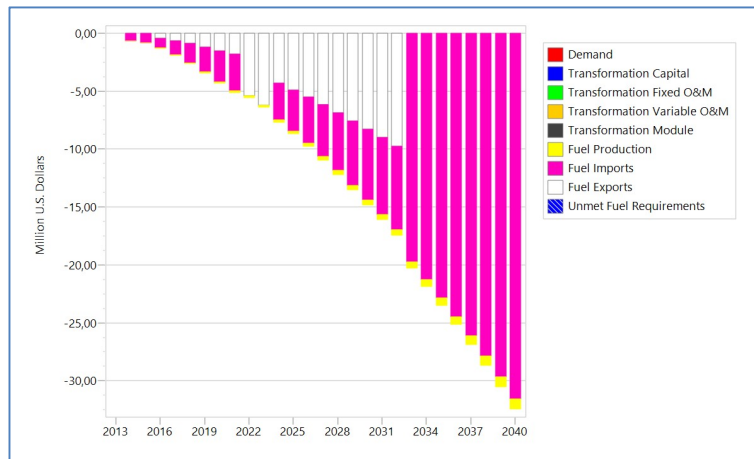
El valor presente de la medida muestra un beneficio neto, ya que no se contó con valores asociados a la inversión necesaria para el recambio o adecuación de la eficiencia en calderas planteadas. Desde este enfoque, la cuantificación realizada podría servir para computar el monto que podría destinarse a la implementación de la medida generando una compensación entre los beneficios obtenidos y el costo a afrontar. Para el escenario tendencial el VPN asciende a -15,9 MUSD, mientras que para el escenario alternativo es de - 47 MUSD.

**e) Mejora de la Intensidad Energética en Vapor**

La mejora en la intensidad energética en vapor es una medida que pretende reflejar los resultados de la gestión integral de los procesos industriales tal como propende la norma ISO 50001. Al igual que la medida de eficiencia en calderas y tal como ocurrirá en la descripción de las siguientes dos medidas analizadas, **no se contó con una estimación de los costos asociados a conseguir las disminuciones planteadas como meta de ahorro**. Estas disminuciones, asociadas a cambios en la gestión de la producción, buenas prácticas productivas y eficiencia general de los procesos producen ahorros en los consumos de energía sin generar cambios en la producción.

En las gráficas siguientes se presentan resultados asociados a la medida descrita.

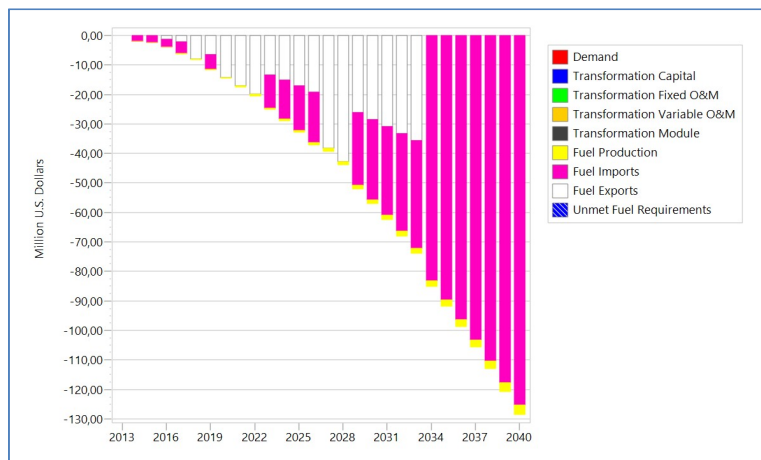
**Gráfico 8.12. Beneficio de la disminución de la intensidad energética vapor industrial. Esc. tendencial**



Escenario alternativo

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

**Gráfico 8.13. Beneficio de la disminución de la intensidad energética vapor industrial. Esc. alternativo**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

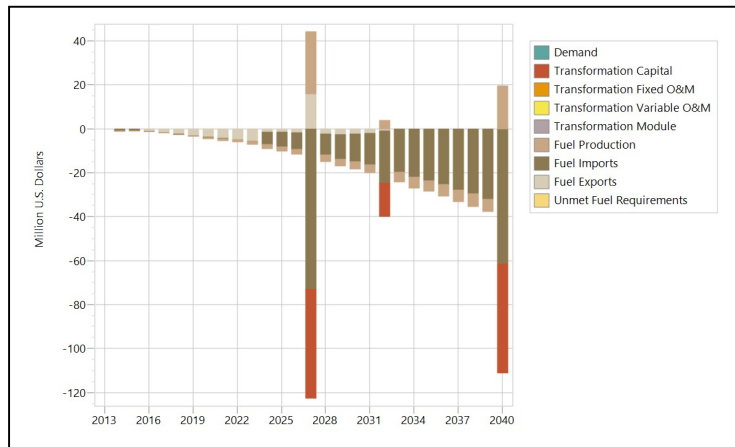
El valor presente de esta medida también contabiliza únicamente los beneficios provenientes del ahorro de combustibles. Para el escenario tendencial representan -46.2 MUSD y para el escenario alternativo alcanzan los -170.6 MUSD.

**f) Mejora de la Intensidad Energética en Motores<sup>134</sup>**

Esta cuantificación está asociada sólo a mejora en la utilización industrial en el uso fuerza motriz, es decir, mejor uso de los motores (principalmente eléctricos) en la industria, con variadores de velocidad y prácticas de consumo eficiente en el uso. No tiene ninguna vinculación con medidas que puedan tomarse y evaluarse en el parque automotor. La mejora en la intensidad energética en el uso de motores en el uso fuerza motriz dentro del sector industrial, genera una disminución de la demanda eléctrica al sistema interconectado con lo que implica un ahorro en la utilización de combustibles para la generación o la posibilidad de generar algunos saldos eléctricos exportables provenientes de la hidrogenaría. Adicionalmente se manifiestan ahorros por la menor necesidad de equipamiento eléctrico de respaldo, esto es menor cantidad de potencia a ser incorporada en el sistema interconectado.

Los beneficios percibidos por la medida muestran una disminución en el consumo de FO y GN para generación eléctrica así como un aumento de las exportaciones. Los ahorros producto de menores inversiones no son tan significativos aunque representan aproximadamente el 25% de los mismos.

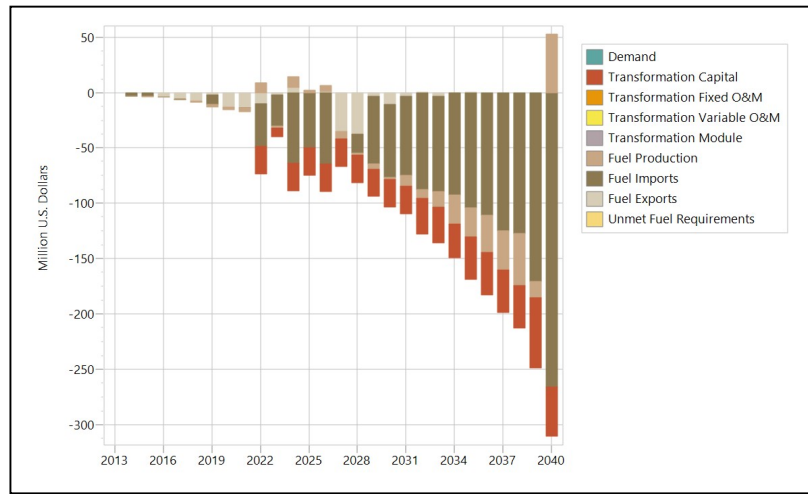
**Gráfico 8.14. Beneficios de la mejora IE en motores. Esc. tendencial**  
Escenario tendencial



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

<sup>134</sup> Esta cuantificación está asociada sólo a mejora en la utilización industrial en el uso fuerza motriz, es decir, mejor uso de los motores eléctricos en la industria, con variadores de velocidad y prácticas de consumo eficiente en el uso. No tiene ninguna vinculación con medidas que puedan tomarse y evaluarse en el parque automotor.

Gráfico 8.15. Beneficios de la mejora IE en motores. Esc. alternativo



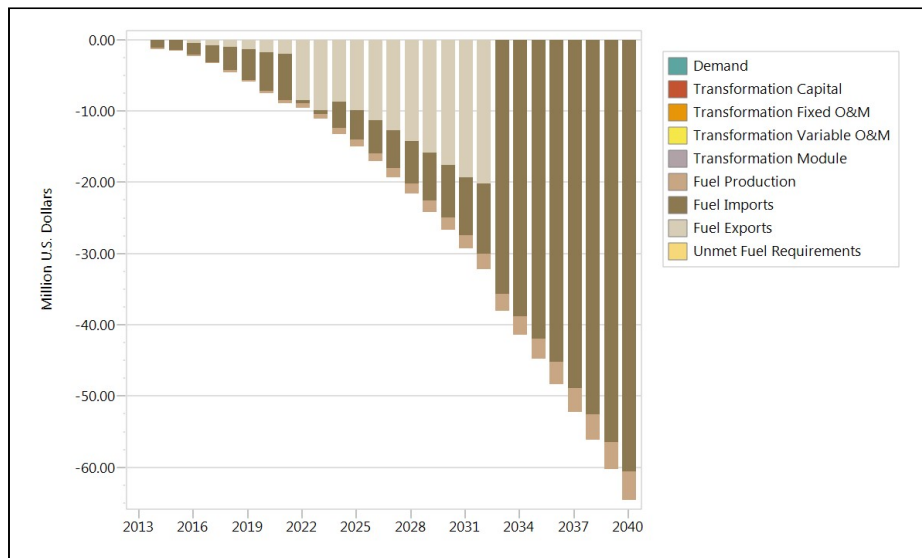
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Los valores presente de los beneficios calculados resultan en -54.3 MUSD y -305 MUSD.

**g) Mejora de la Intensidad Energética en Calor de Proceso**

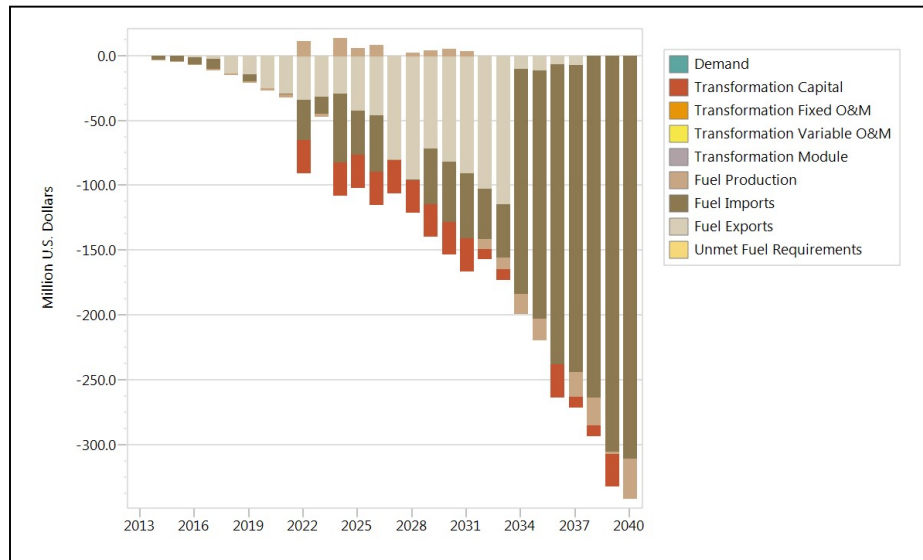
La mejora en la intensidad energética en calor directo genera principalmente ahorro en combustibles líquidos, y en una pequeña proporción en electricidad e infraestructura necesaria de generación. De hecho puede apreciarse que esto ocurre en el escenario alternativo y no en el tendencial.

Gráfico 8.16. Beneficio de la mejora en IE en calor de proceso. Esc. tendencial



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 8.17. Beneficio de la mejora en IE en calor de proceso. Esc. alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Esta medida presenta un valor presente de los beneficios de -83 MUSD para el escenario tendencial y de -363 MUSD para el escenario alternativo.

Con esta medida se han analizado las cuatro medidas de eficiencia propuestas para el sector industrial, las que tienen impactos sobre la balanza comercial de combustibles en forma directa, también de manera indirecta a través de los requerimientos de electricidad y finalmente sobre las inversiones necesarias para la expansión del sector eléctrico. Analizando las cuatro medidas en conjunto se obtienen beneficios por ahorro no siendo el total obtenido igual a la suma de cada una de las medidas estudiadas individualmente. Existen efectos de situaciones discretas, por ejemplo la necesidad o no de una determinada capacidad de generación.

***Si se toman en conjunto las 4 medidas aplicadas a la industria, se valorizan los ahorros año a año como un porcentaje del VAI (valor agregado por industrial), y después se calcula el VPN de esos ahorros acumulados, se ha podido estimar que la valorización de ese ahorro asciende al 0,24% del VAI del período para el escenario tendencial, y 0,82% en el alternativo (Fundación Bariloche(a), 2015)***

#### h) Biocombustibles

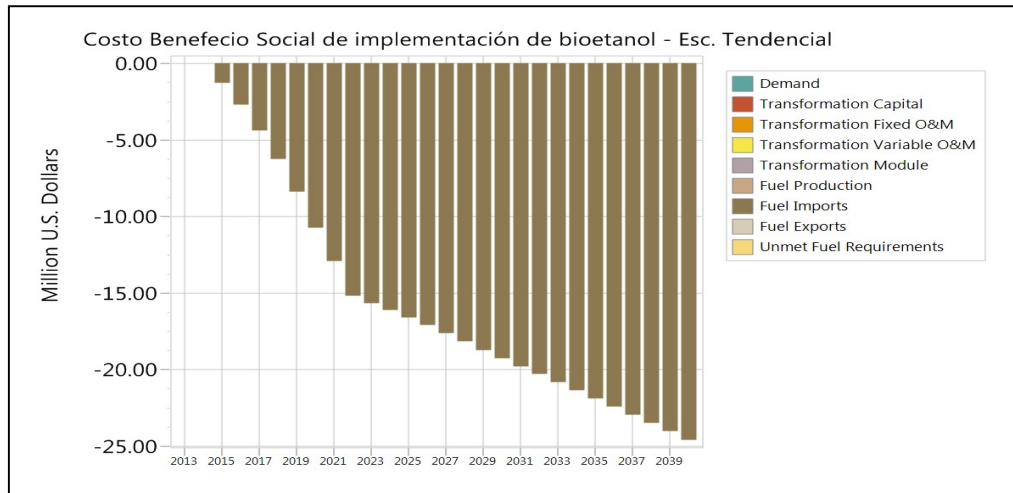
Ya que no se poseen costos asociados a la concreción de la meta de biocombustibles planteada en esta medida (costos de infraestructura y costos de logística entre otros), sólo puede obtenerse un beneficio asociado a la sustitución de volúmenes de derivados de petróleo desplazados, ya sea porque se dejan de importar o porque permiten saldos exportables adicionales. Esta evaluación, por tanto, permite estimar el monto disponible para afrontar los costos mencionados.

Tal como se presentan en los gráficos 8.18. y 8.19., los beneficios son producto según el momento en el tiempo, de ahorros por importación de gasolina o beneficios por exportación de la misma. Esto



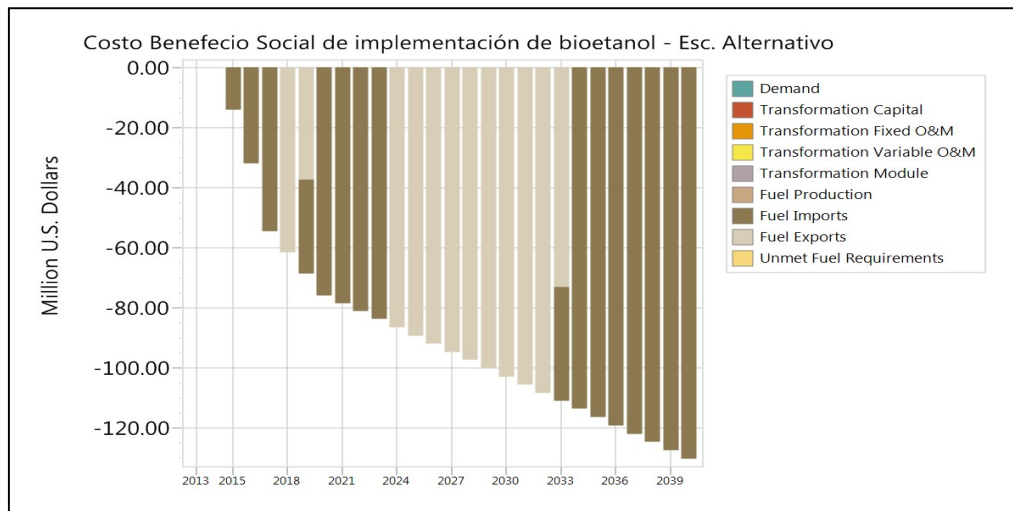
está asociado a la modificación de la capacidad productiva de derivados asociados a la ampliación de refinerías.

**Gráfico 8.18. Beneficios de la implementación de biocombustibles. Esc. tendencial**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Gráfico 8.19. Beneficios de la implementación de biocombustibles. Esc. alternativo**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se aprecia que en el escenario tendencial sólo se obtienen beneficios vinculados a la importación de gasolina, lo que está asociado al tamaño de la RDP modelado para el escenario tendencial (200 kBbl) que no generará saldos exportables de gasolina. De allí que cualquier disminución en el consumo de gasolina representará una disminución de las importaciones. En el escenario alternativo, en cambio, se aprecia que tras el ingreso de la RDP (de 300 kBbl en este caso) aparecen saldos exportables de gasolina por un lapso de tiempo, al que se suma la gasolina desplazada por la medida de biocombustibles.

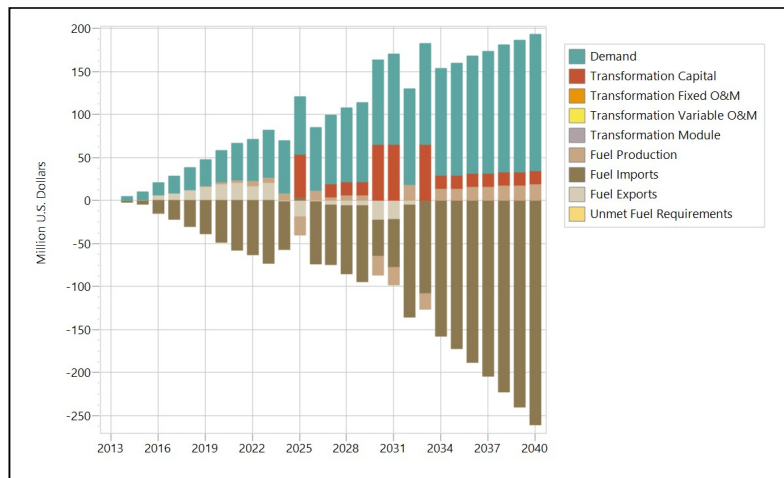
**Las metas de bioetanol planteadas implican un beneficio de -64 MUSD para el escenario tendencial y de -411 MUSD para el escenario alternativo.**

**i) Vehículos Eléctricos e Híbridos**

La introducción de una meta de vehículos eléctricos e híbridos implica un esfuerzo social de inversión adicional por sobre el valor necesario para satisfacer las necesidades de transporte con vehículos de motor de combustión tradicional debido al sobrecosto de los mismos. Adicionalmente, los vehículos eléctricos implican una demanda eléctrica adicional al sector eléctrico, con el consecuente consumo de recursos de generación para su provisión. Por otra parte en un sistema energético con recursos hidrocarburíferos y proyección de expansión del sector de refinación, la implementación de la diversificación en el equipamiento de transporte libera recursos exportables al mismo tiempo que disminuye la necesidad de importar algunos derivados que incluso con la ampliación de la refinación no logra satisfacerse.

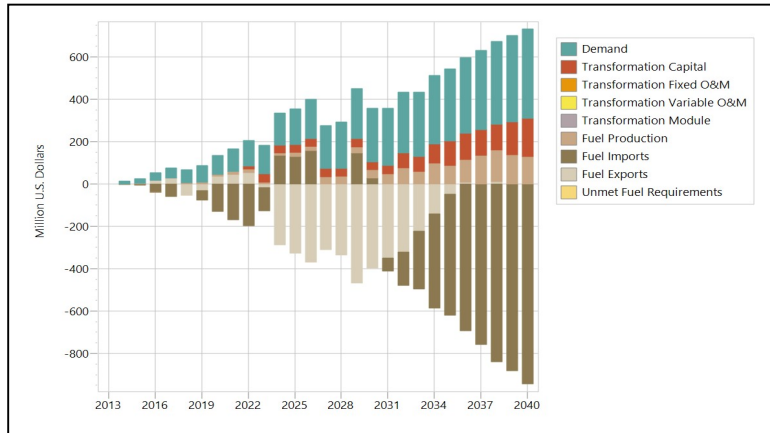
En los gráficos 8.20 y 8.21., se presentan los resultados de la estimación del costo beneficio social de avanzar en la diversificación mencionada.

**Gráfico 8.20. Costo Beneficio de la meta de vehículos híbridos y eléctricos. Esc. tendencial**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 8.21. Costo Beneficio de la meta de vehículos híbridos y eléctricos. Esc. alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se desprende del análisis de la medida que la situación de costo beneficio sistémico es relativamente ajustada. Se verifican ahorros importantes en términos de importaciones de combustibles (principalmente gasolina 95% y sólo 5% gasoil), así como de saldos exportables adicionales. Sin embargo, es notorio el esfuerzo de inversión que requiere la demanda en tanto costo incremental de sustituir vehículos tradicionales por vehículos eléctricos e híbridos.

Para el escenario alternativo se puede apreciar un resultado similar al de la meta de biocombustibles, en tanto la medida produce excedentes exportables para los años siguientes al ingreso de RDP y luego cuando estos se agotan por el crecimiento proyectado de la demanda, la medida estudiada presenta ahorro en las importaciones de otro modo necesarias para cubrir los derivados requeridos por el subsector transporte.

**En términos cuantitativos, también puede apreciarse que los beneficios claramente superan los costos hacia finales del horizonte proyectado, en valores crecientes hacia 2040, tanto en el escenario tendencial como el alternativo. Sin embargo en los primeros años de la proyección los valores de costo son cercanos e incluso superiores a los beneficios. Esta situación, sumada a la tasa utilizada para construir el valor presente (12%) hace que los VPN estén parcialmente penalizados. En parte, esta situación explica que el VPN para el escenario tendencial sea de 88 MUSD (siendo un costo neto) mientras que el VPN del escenario alternativo es de -10 MSUD.**

**Es una medida que implica importantes esfuerzos de inversión, o sobrecostos<sup>135</sup>, que se compensa prácticamente de forma exacta con los beneficios que genera.** Bajo este contexto de escenarios socioeconómicos analizados y según las proyecciones de precios de la energía utilizada, no resta demasiada holgura para incentivar vía subsidios a la elección de vehículos eléctricos o híbridos por parte de los sectores de mayores ingresos del sistema socioeconómico. Sin embargo, existen cobeneficios ambientales, principalmente en lo que respecta a las grandes ciudades con marcados problemas de movilidad y congestión, que se manifestarían de modo indudable. Los daños a la salud pública evitados por la disminución de particulado y gases nitrogenados sin duda son ejemplo de

<sup>135</sup> Tener en cuenta que en escenario alternativo los sobrecostos que debe afrontar la demanda son de casi 1000 millones de us\$ en moneda actualizada.

estos. Es necesario un análisis interdisciplinario para estimar los beneficios adicionales que marcarían claramente la conveniencia de implementación.

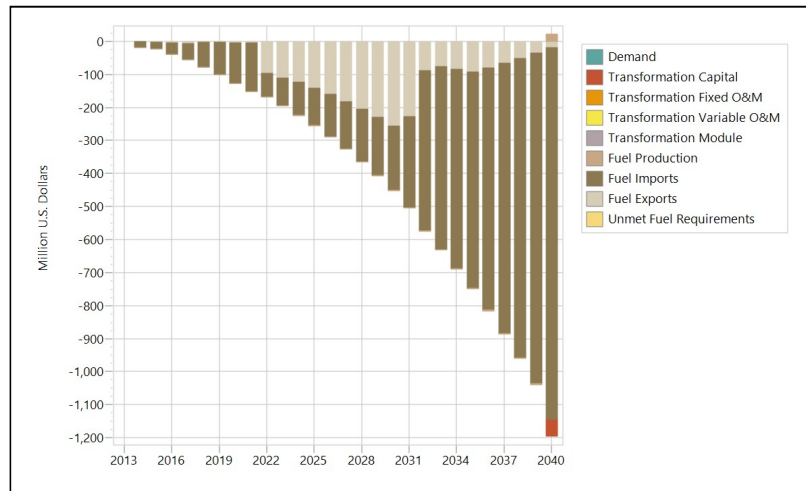
### j) Eficiencia en Transporte

La cuantificación económica del resultado de la eficiencia en el transporte sólo está estimada en términos de la disminución de los consumos resultantes. Desde el punto de vista de la implementación necesaria, podría implicar el cambio de la normativa o reglamentación de los requerimientos técnicos para importación de vehículos o ensamblado de vehículos.

La estimación de los costos asociados a complementar las características de consumo específico para lograr los ahorros presentados es compleja, pero podría realizarse a partir de la caracterización del parque vehicular actualmente importado y/o ensamblado localmente.

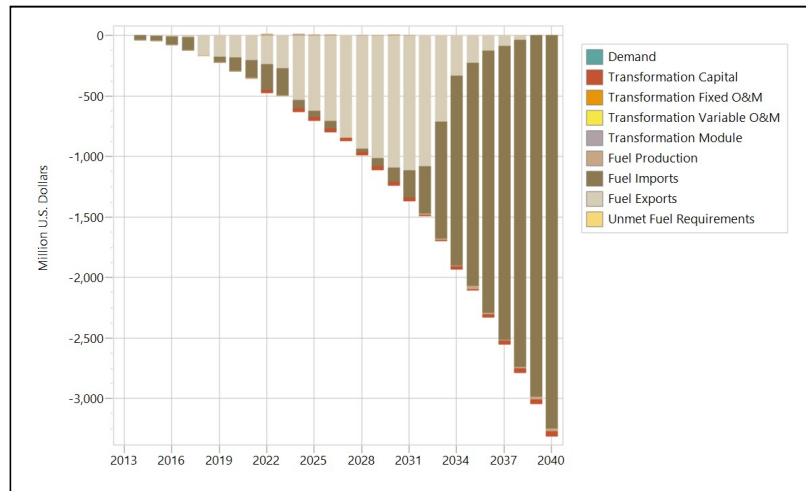
**Tal como se aprecia en los gráficos 8.22 y 8.23., los beneficios conseguidos por la disminución de consumo específico planteada en la medida son significativos y los ahorros generados en valor presente podrían conformar un fondo para financiar el diferencial entre vehículos de las prestaciones necesarias.**

Gráfico 8.22. Beneficio de la eficiencia en transporte. Esc. tendencial



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 8.23. Beneficio de la eficiencia en transporte. Esc. alternativo



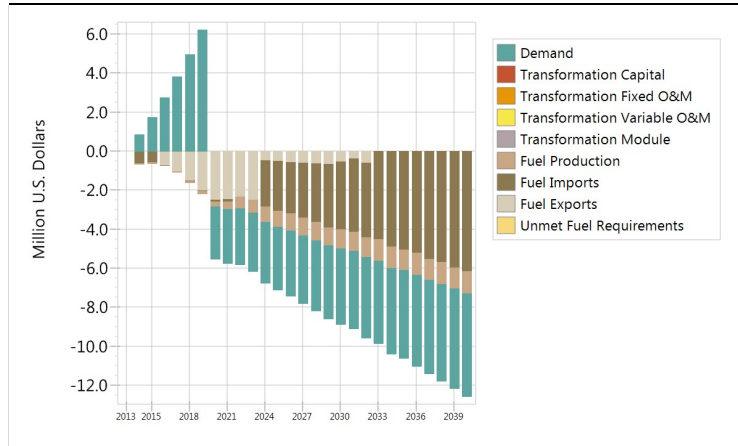
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Los beneficios se manifiestan en términos de ahorros de importaciones o posibilidad de exportar saldos adicionales, tal como se presentó en la medida previa. En general en el mediano plazo (por el efecto de la RDP) se vislumbran beneficios de exportaciones adicionales permitidas y en los años horizontes los beneficios son más bien causa de las importaciones evitadas.

En términos de VPN, los beneficios conseguidos a partir de las metas propuestas alcanzan los -1288 MUSD en el escenario tendencial y los -3737 MUSD. Teniendo en cuenta que el costo adicional de diversificar el parque de transporte hacia un parque híbrido y eléctrico implica desde el punto de vista de la demanda un sobrecosto de 332 MUSD para el escenario tendencial y de 843 MUSD para el alternativo (tal como fue analizado en la medida previa), los ahorros obtenidos de la eficiencia planteada son de una importante magnitud. Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que para tomar por caso el escenario alternativo y tal como se describió en las hipótesis de modelado previamente entregadas, el parque eléctrico e híbrido alcanzaría el 42% del total, mientras que estas hipótesis de mejora están vinculadas al 100% del parque. Así y todo los ahorros más que duplican el sobrecosto de lograr un parque 42% eléctrico e híbrido, por lo que pareciera que esta medida sería altamente conveniente. El costo que habría que afrontar está vinculado con la imposición de una normativa más exigente en la calidad de los vehículos a ser importados y ensamblados localmente, lo que sin duda redundará en un esfuerzo adicional en adquirir un vehículo. Es necesario un estudio específico de transporte para evidenciar con qué estrategia se podría lograr un aumento en la eficiencia como el planteado (es decir cuánto aumentar las restricciones de importación por eficiencia) y evaluar cuál sería el costo medio adicional de un parque con dichas características.

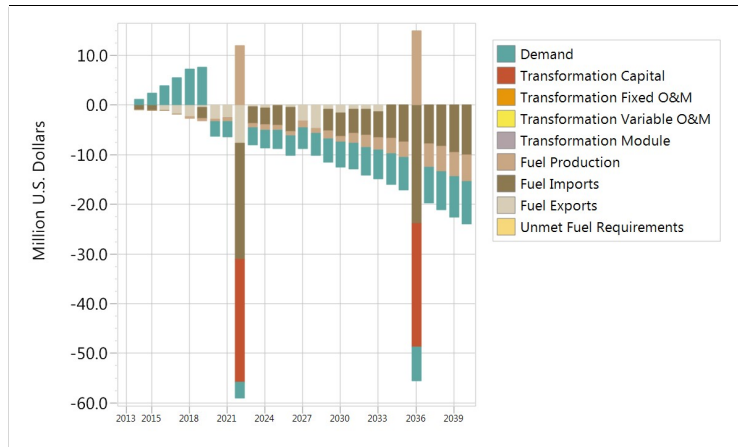
k) Alumbrado Público

Gráfico 8.24. Beneficio de la eficiencia en Alumbrado Público. Esc. tendencial



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Gráfico 8.25. Beneficio de la eficiencia en Alumbrado Público. Esc. alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

La medida es ampliamente beneficiosa, en términos de ahorros de importaciones o posibilidad de exportar saldos adicionales, tal como se presentó en la medida previa.

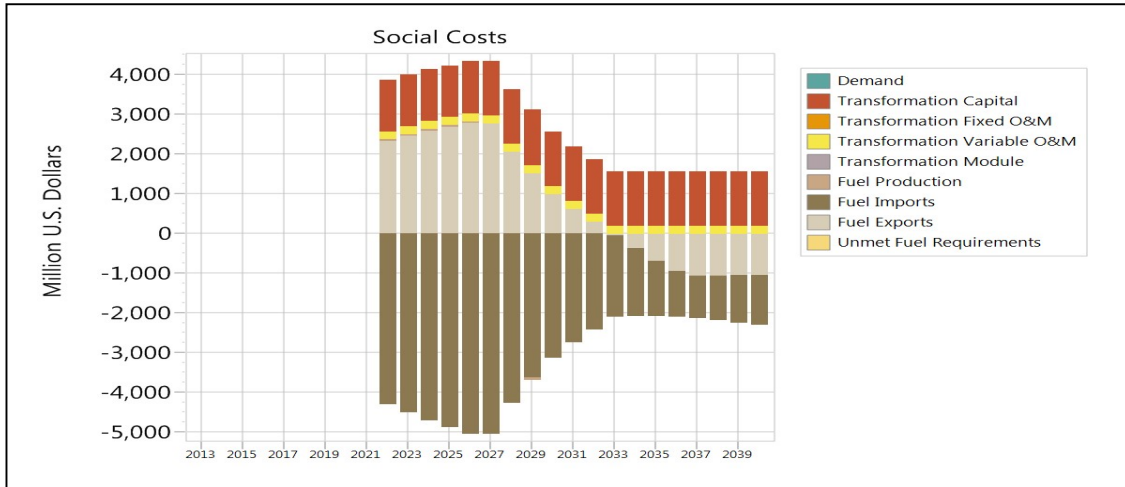
En términos de VPN, los beneficios conseguidos a partir de las metas propuestas alcanzan los -20 MUSD en el escenario tendencial y los -18 MUSD.

l) Refinería del Pacífico

La figura de Costo Beneficio Social para los escenarios que contemplan su introducción recién presentan valores a partir de su ingreso. Tal como puede apreciarse en ambas figuras, la refinería explica el mayor beneficio de su construcción a partir del ahorro en importación de derivados aunque simultáneamente implica un costo implícito por la pérdida de exportaciones de crudo que

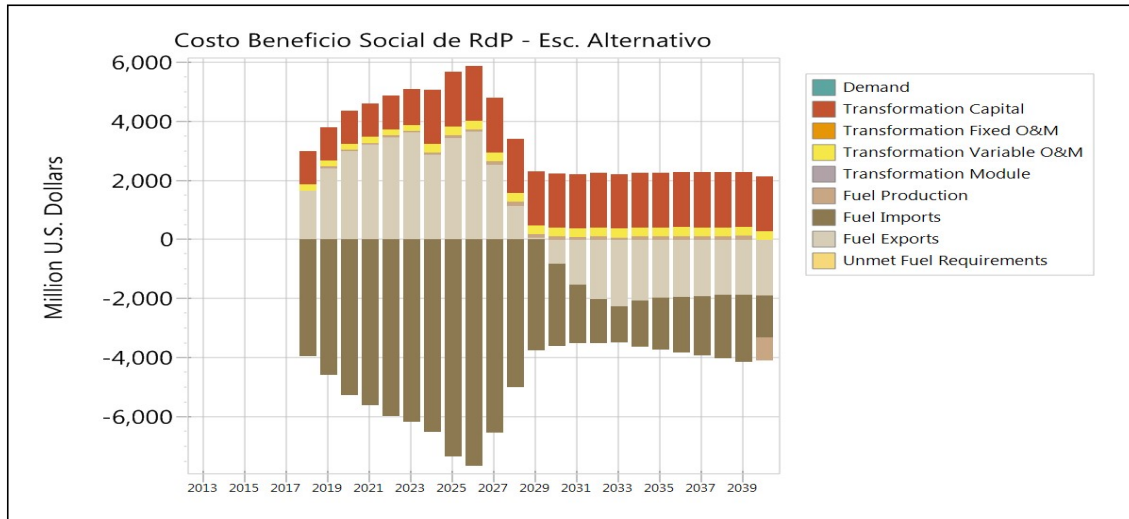
requiere, para procesarlo en sus instalaciones. La magnitud de exportaciones desplazadas es relevante, totalizando en los primeros años de su operación valores del orden de los 2000 MUSD.

**Gráfico 8.26. Costo Beneficio Social de la Refinería del Pacífico. Esc. tendencial**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Gráfico 8.27. Costo Beneficio Social de la Refinería del Pacífico. Esc. alternativo**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Hacia finales de la proyección, sin embargo, la figura de costo beneficio cambia por la disminución de recursos petrolíferos exportables que se proyecta que poseería bajo los supuestos de los escenarios planteados. En dicho período no existe un saldo de petróleo crudo exportable, el mismo se destina para su uso en la refinación, y se transforma en un Beneficio perdido. De hecho, las importaciones de energéticos a partir de entonces (2028 aproximadamente), incluyen crudo para correr la refinería, es por ello que se reduce tanto el beneficio de las exportaciones de energéticos (barras marrones oscuro). La contrapartida de los beneficios planteados es la necesidad de incurrir en importantes

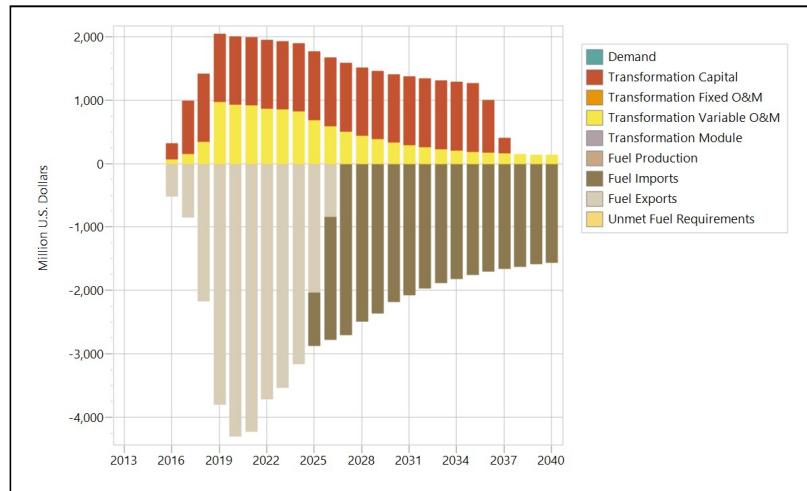
inversiones, representados como una anualidad necesaria para recuperar la inversión de la construcción de la refinería.

La refinería posee en ambos escenarios un VPN negativo importante lo que hace su viabilidad conveniente. El mismo es de -1803 MUSD para el escenario tendencial y de -6100 MUSD para el escenario alternativo, que incluye la construcción de dos etapas, alcanzando primero los 200 kbbl y luego 300 kbbl. Dichos valores están fuertemente influenciados por los precios de los derivados, lo cual será estudiado en el análisis de sensibilidad correspondiente.

#### m) Producción de petróleo amazónico

La producción adicional de petróleo amazónico se dividió en los campos de “Tiputini y Tambococha” e “Ishpingo y Pungarayacu”. El análisis de los resultados de costo beneficio muestra que la incorporación de los mismos es claramente beneficioso. La producción de petróleo adicional a los yacimientos tradicionales, si bien presenta costos superiores la producción actual, los mismos se ven más que compensados al ser evaluados ante la necesidad de importar el recurso que requeriría la refinería del pacífico así como las restantes instalaciones de refinación.

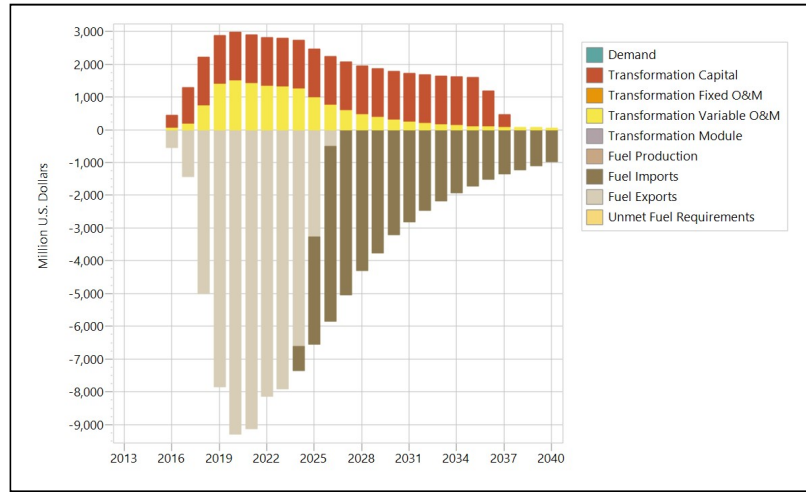
Gráfico 8.28. Costo Beneficio Social de la producción petrolera amazónica. Escenario tendencial



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.



Gráfico 8.29. Costo Beneficio Social de la producción petrolera amazónica. Escenario alternativo



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Las inversiones necesarias en cada escenario son diferentes pues es distinto el grado de desarrollo productivo planteado, pero en proporción lo son también los recursos recuperables estimados.

La evaluación del VPN de la medida de incorporar la producción de los campos evaluados genera un **valor presente de -6510 MUSD para el escenario tendencial y de -17900 MUSD para el escenario alternativo.**

**Claramente de las medidas evaluadas y estudiadas la producción petrolera amazónica es la que presenta una figura de costo beneficio más favorable.** Podríamos decir que esta medida es la que genera en el agregado de costo beneficio del conjunto de medidas la holgura necesaria para tornar favorable el conjunto de medidas evaluadas colectivamente.

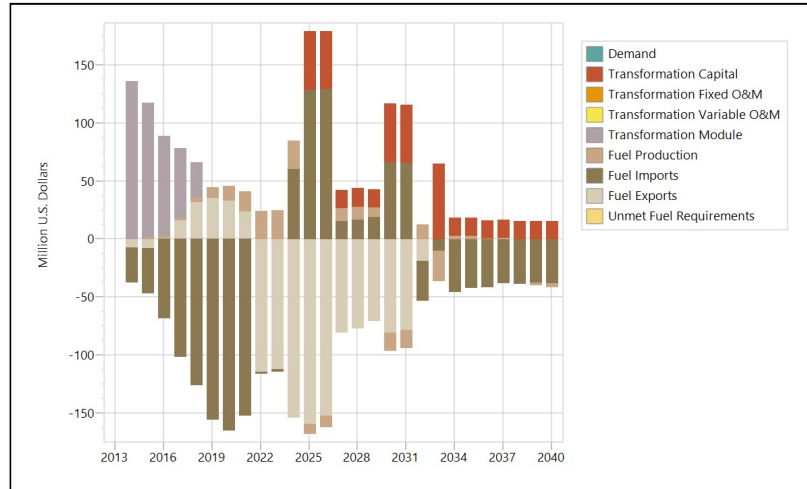
Es muy importante realizar un análisis de sensibilidad a los escenarios posibles de precios de la energía a nivel internacional, los que determinan el costo de oportunidad de la presente medida.

#### n) OGE&EE

El aprovechamiento del gas asociado y como consecuencia el desplazamiento de combustibles líquidos y crudo en la generación eléctrica en los yacimientos petroleros, en conjunto con la interconexión al SNI; produce una **figura de costo beneficio claramente favorable** tal como puede apreciarse en los gráficos 8.30. y 8.31. Los valores de costo que se observan en los primeros años (en color gris) corresponden a los costos de implementación del proyecto OGE&EE. Luego aparecen señales de costo provenientes de la interconexión eléctrica y las necesidades de potencia que implica dichas demandas interconectadas al SNI en términos de necesidades de potencia así como parte de importación de Fuel Oil para generar electricidad. Los beneficios provienen en parte de liberar Diesel que existía en la generación distribuida, pero principalmente liberar recursos petroleros que pueden exportarse.

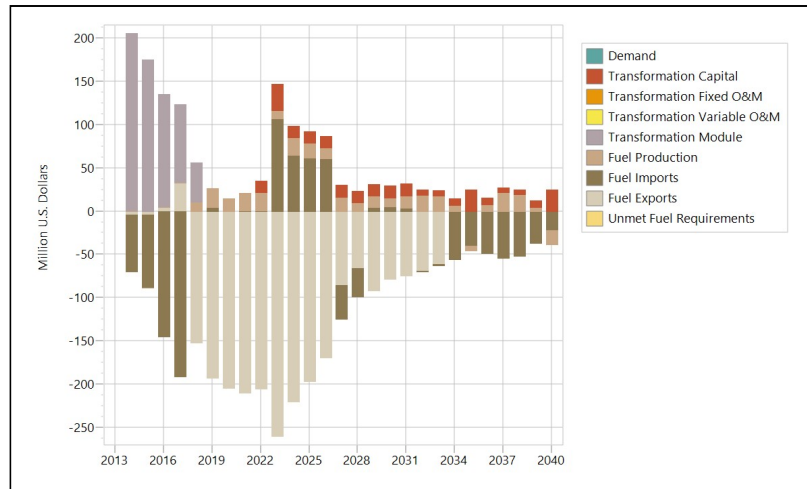
La inversión asociada a la interconexión así como a la adecuación de los sistemas de generación para utilizar el gas asociado implican en los primeros años costos netos totales que prontamente se recuperaran generando un ahorro neto.

**Gráfico 8.30. Costo Beneficio Social de la producción petrolera amazónica. Escenario tendencial**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

**Gráfico 8.31. Costo Beneficio Social de la producción petrolera amazónica. Escenario alternativo**



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El cálculo del VPN del costo beneficio da como resultado un valor de -60 MUSD para el escenario tendencial y asciende a -180 MUSD en el escenario alternativo de ahorro neto.

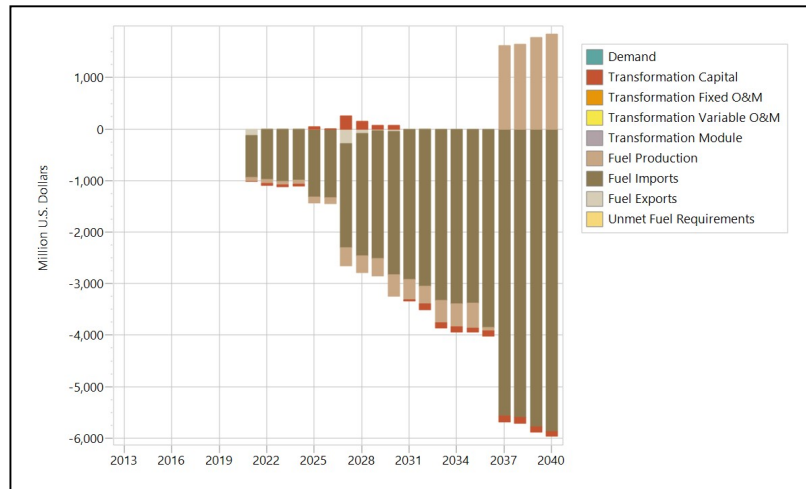
#### o) Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago

La inclusión de las hidroeléctricas del Complejo Zamora – Santiago sólo se planteó en el escenario alternativo, debido a óptica relevada entre los actores del sector. Son obras que requieren de

estudios adicionales y parecen todavía muy alejadas de las necesidades de mediano plazo. Sin embargo con una visión de largo plazo, para el equipamiento eléctrico necesario de 2025 en adelante surgen como imprescindibles y más bajo la óptica del costo beneficio social aquí presentado.

Tal como se presenta en la figura 8.32., el costo beneficio es altamente favorable, siendo que la potencia que reemplaza no sólo tiene costos de capital equivalente sino que adicionalmente requiere combustibles que en un contexto de disminución de recursos petroleros será cada vez más oneroso.

Gráfico 8.32. Costo Beneficio Social del hidroeléctricas Zamora – Santiago



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Los costos de capital adicionales a incurrir pensando en otro tipo de tecnología son mínimos, de allí que la componente de costos representada en rojo sea tan baja. De hecho, el ingreso de la primera de las centrales del complejo hidroeléctrico Zamora-Santiago, que se plantea para el año 2021, sustituye potencia térmica que de ingresar esta central debería instalarse prácticamente en igual magnitud. De allí que no se aprecien términos de sobrecosto de capital los primeros años del ingreso de la central.

A partir de 2027, momento en que se plantea el ingreso de la central más grande del complejo, la potencia térmica desplazada es mucho menor. Al incorporarse más potencia que la que hace falta, entonces se transforma en un sobre costo de cápita (barritas rojas). Sin embargo se observan muchos beneficios que los compensan ampliamente.

Sin embargo y debido al escenario de precios de los energéticos considerado en conjunto con el paulatino agotamiento de los recursos hidrocarbúricos, la sustitución de combustibles (principalmente FO) que posibilita el Rio Santiago, genera un importante beneficio neto.

**El valor presente neto del costo-beneficio de la presente medida representa un valor de casi -6795 MUSD. Es un ahorro sumamente importante en relación a las medidas estudiadas, pero requiere refinamiento de la información respecto de la caracterización técnica del recurso y verificaciones respecto de los costos de inversión que estarían involucrados en su desarrollo.**

#### 8.4. Resumen del Análisis Costo Beneficio

La tabla siguiente ilustra sobre los resultados de los análisis Costo Beneficio de cada medida y su posición relativa

Tabla 8.1. Resumen del Análisis Costo Beneficio

Medidas	Esc. Tendencial				Esc. Alternativo			
	Ahorro	Neto	VPN	[us\$/Bep]	Ahorro	Neto	VPN	
	Demanda	Requerim.			Demanda	Requerim.	[MUSD]	[us\$/Bep]
	[MBep]	[MBep]			[MBep]	[MBep]		
1 Cocinas de Inducción	-25,5	15,4	632	41,0	-89,3	35,6	2284	64,2
2 Calentadores de Agua	-6,1	3,4	142,6	41,9	25,8	10,8	459	42,5
3 Refrigeradores	-1,2	-2,9	-84,2	-29,0	-1,9	-5,1	-142,8	-28,0
4 Eficiencia Calderas	-2,4	-2,2	-15,9	-7,2	-7,31	-5,8	-47,0	-8,1
5 Mejoras IE Vapor	-6,8	-6,4	-46,2	-7,2	-24,5	-21,8	-170,6	-7,8
6 Mejoras IE Motores	-2,0	-5,2	-54,3	-10,4	-7,8	-18,9	-305,0	-16,1
7 Mejoras IE Calor de Proceso	-5,9	-6,6	-83	-12,6	-22,4	-25,0	-363,0	-14,5
8 Metas Biocombustibles	0	0,8	-64	-80,0	0	3,8	-411,0	-108,2
9 Vehículos Eléctricos e Híbridos	-28,7	-12,5	88	7,0	-81,4	-45,4	-10	-0,22
10 Eficiencia en Transporte	-97,06	-99	-1288	-13,0	-219,8	-227,1	-3737	-16,5
11 Alumbrado Público - Sust. Luminarias	-0,6	-1,6	-20	-12,5	-0,75	-2	-18	-9,0
12 Refinería del Pacífico	41		-1803		85,5		-6100	
13 Explotación Pungarayacu			-6510				-17900	
14 Explotación T&T								
15 Explotación Ishpingo								
16 OGE&EE			-60				-180	
17 Hidroeléctricas Río Santiago						-368	-6795	-18,5

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

La producción de petróleo amazónico (sumados los campos de Tiputini y Tambocochoa, Ishpingo y Pungarayacu) muestra los **análisis de los resultados de costo beneficio como la medida más beneficiosa**. Como se anticipara, la producción de petróleo adicional a los yacimientos tradicionales, aún con costos superiores a los de la producción actual, se ven más que compensados al ser evaluados ante la necesidad de importar el recurso que requeriría la refinería del pacífico así como las restantes instalaciones de refinación.

Las inversiones necesarias en cada escenario son diferentes pues es distinto el grado de desarrollo productivo planteado, pero en proporción, lo son también los recursos recuperables estimados. Esta medida es la que **genera en el agregado de costo beneficio del conjunto de medidas la holgura necesaria para tornar favorable el conjunto de medidas evaluadas colectivamente**.

Por otro lado la medida de cocinas a inducción si bien produce ahorros en la importación de GLP utilizado actualmente para suplir la cocción del sector residencial, se observa que se producen otros costos adicionales que producen finalmente un VPN positivo, es decir que implica un costo neto para el sistema, según se observa en la Tabla anterior. Igual signo de VNP presentan los calentadores de agua.

Finalmente vale destacar nuevamente que es muy importante y necesario **evaluar/cuantificar económicamente todos los costos y beneficios asociados a la implementación de cada medida**, de otro modo el análisis puede estar sesgado. Por lo tanto, **los montos de VPN presentados deben tratarse cautelosamente**.

Sin embargo se interpreta que los análisis realizados son un avance metodológico en el conocimiento de los impactos que puede generar cada medida. Aún en aquellas medidas en las que no se dispuso de la información de costos correspondientes, el análisis ha permitido cuantificar recursos que

---

podrían estar disponibles para el financiamiento de la o las medidas, puesto que su ejecución al menos presenta beneficios netos.

## 9. Análisis de sensibilidad a las principales variables

### 9.1. Descripción metodológica<sup>136</sup>

El análisis de sensibilidad implementado reconoce como principales variables de incertidumbre para el análisis de las medidas planteadas en el estudio a las tasas de crecimiento de los valores agregados y por consiguiente el **PIB proyectado**, así como los **precios internacionales de la energía**.

Ante la variación de estos parámetros, se manifestarán importantes cambios en las **proyecciones de la demanda así como en la figura de costo-beneficio de las medidas**, ya sea por el impacto relativo en términos energéticos como por las condiciones generales en las que son evaluadas las mismas, en particular el contexto de precios. Este análisis es de gran interés para evaluar el comportamiento de la medida así como su robustez en términos de conveniencia relativa de su implementación.

Desde un punto de vista instrumental, se incluyeron dos parámetros de sensibilidad principales a partir de los cuales el conjunto de variables explicativas del consumo así como una interacción de las mismas con modelos de evolución (como el presentado para transporte), se modifican a partir de su variación. Se consideró como, que la **estructura interna del PIB se mantendría** constante a pesar del cambio propuesto para la tasa de largo plazo, es decir se modificó en términos proporcionales similares a todos los valores agregados sectoriales. Equivalentemente se consideró que **los precios internacionales de los energéticos mantendrían su estructura relativa** y que las variaciones planteadas se montarían sobre la forma de la evolución propuesta en los lineamientos de los escenarios.

Luego de realizada dicha implementación sobre el modelo integrado de energía LEAP, se ensayó una combinación de parámetros relativos al aumento y disminución de los parámetros principales, que fueron seleccionados con una lógica correspondiente a situaciones imaginables posibles. Es decir, ante disminuciones marcadas en los precios internacionales del petróleo, sólo se ensayaron sensibilidades a la baja para el crecimiento económico. **No se asumió posible un escenario con precios para la energía de un 50% más bajo<sup>137</sup>**, en correspondencia con niveles de crecimiento superiores a los planteados para el escenario alternativo.

**El análisis de sensibilidad planteado se realizó tomando como punto de partida al escenario alternativo. La razón para selección de dicho escenario como base está asociada al hecho de que en el mismo las medidas estudiadas alcanzan su penetración máxima, se parte desde un nivel de crecimiento económico importante (es un escenario con un crecimiento medio anual acumulado de 4,4% del PIB) y los precios de los energéticos se encuentran en un valor medio a alto, con una proyección del barril de petróleo a 110 USD/bbl en el 2040.**

Desde este punto de partida se realizaron sensibilidades que a criterio del consultor incluyen **crecimientos medios anuales acumulados de un 3% menores y precios horizonte de la energía de un 50% más bajos**, hasta valores de hasta un **2% mayores para el PIB correspondientes a precios de un 50% más altos que los planteados para el escenario alternativo**. En la siguiente tabla se presentan las combinaciones de valores analizadas, guardando la consistencia mencionada de **tasas superiores al caso base para precios mayores y en baja para precios menores**.

<sup>136</sup> Ver Anexo 8 con detalles operativos del cálculo de Sensibilidades en el Modelo LEAP.

<sup>137</sup> Este porcentaje es propuesto a criterio del consultor.

Tabla 9.1. Esquema de combinación de sensibilidades analizadas

$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%					
-1.5%					
0%					
1%					
2%					

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

En la tabla presentada anteriormente se muestra un cuadro de doble entrada correspondiente a las combinaciones de variación planteada para el PIB de base y para el precio de los combustibles. La celda sombreada en celeste representa el caso base, para el que se plantea un aumento de 0% a la tasa a.a. del PIB y una multiplicación de 1 para caso de los energéticos, es decir se conserva el escenario de precios asociado al escenario energético alternativo. Las celdas pintadas en color gris, son combinaciones no admitidas, consideradas inviables debido a la incongruencia de los parámetros. Por ejemplo, **no parece plausible un escenario en el que se crezca un 2% por encima del 4,4% planteado en el escenario alternativo pero con precios internacionales del petróleo (y los energéticos en general) un 50% más bajos que los del caso base (escenario alternativo).**

De allí que la lógica estudiada corresponde a una correlación **Mayor Precio ↔ Mayor Crecimiento**, con alejamientos permitidos no muy amplios de dicha relación. Las celdas en blanco de la tabla anterior son las que se completarán con el resultado de la evaluación de la medida ante un contexto modificado por estos parámetros generales.

## 9.2. Análisis de sensibilidad por grupos de medidas

### 1) Refinería del Pacífico

El proyecto “Refinería del Pacífico” está muy poco influenciado por alteraciones en la demanda, ya que la forma en que fue modelado corresponde a una situación de operación a capacidad plena, independientemente de la demanda de derivados o de la provisión local de crudo. La refinería producirá ante contextos de demanda diferentes mayores o menores saldos exportables que descontarán sus valores de los saldos de la balanza comercial energética. Es de esperar por ello, que la principal afectación esté dada por el contexto internacional de precios.

Se presenta a continuación el resultado del costo beneficio social de la medida ante diferentes parámetros de contexto de evaluación.

**Tabla 9.2. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD]**

RdP					
$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%	719				
-1.5%	635	-2,699	-6,034		
0%		-2,607	-6,000	-9,392	
1%			-6,029	-9,446	-12,863
2%					-13,034

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Se aprecia que la medida posee un cambio de signo en el VPN para valores correspondientes a un escenario de precio del petróleo que alcanza valores en 2040 de alrededor de 55 USD/Bbl. Estos valores tan bajos, sumados a la necesidad de comenzar con la importación de petróleo a partir de 2030 por el perfil de exportaciones planteado en los escenarios desalentarían la construcción de la refinería, sin embargo con valores relativamente bajos de costo total. **Es decir, incluso ante la situación tan adversa como un contexto de precios bajos sostenidos durante el horizonte de la proyección, podría decirse que la refinería merece ser tomada en cuenta.**

## 2) Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago

Los proyectos de Complejo Hidroeléctrico Zamora Santiago, incluidos en el escenario alternativo, muestran claramente una situación favorable, no sólo en situaciones de altos precios de los derivados (donde sustituyen combustibles en la generación del período final analizado), sino que también ante un contexto de bajos precios de la energía y baja demanda energética.

**Tabla 9.3. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD]**

Hidroeléctricas Río Santiago					
$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%	-1,689				
-1.5%	-2,689	-4,177	-5,666		
0%		-5,119	-6,796	-8,473	
1%			-7,037	-8,752	-10,467
2%					-10,511

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Ante un contexto de tasas de crecimiento menores, se presentan saldos eléctricos exportables que apalancan el proyecto, mientras que para escenarios más dinámicos en cuanto al consumo de energía, la sustitución en el largo plazo de combustibles hace muy favorable su inclusión y tanto más a mayores precios o costos de oportunidad de exportación. **Esta medida resulta imprescindible en un contexto de diversificación de la matriz de consumo y el fuerte desplazamiento hacia la electricidad planteado en el escenario alternativo.** La existencia de las industrias básicas así como los planes de masificación eléctrica del sector Residencial y Transporte precisan del mantenimiento de un parque hidroeléctrico rondando el 75% de la generación para sustentar dichas políticas. En particular, la evaluación de esta medida enmarca dicha situación.



### 3) Producción de Petróleo de Pungarayacu e ITT

La producción de petróleo incremental a los campos considerados “base” y sus aumentos de producción por EOR e IOR, consideran la producción de Pungarayacu, Tiputini, Tambococha e Ishpingo.

Esta producción posee en término promedio (considerando el conjunto de los campos) valores menores a los considerados incluso en el contexto más desfavorable de precios. Desde un punto de vista costo-beneficio social, siempre es más conveniente la explotación, aunque claramente será importante analizar la viabilidad de las inversiones necesarias, así como de su procedencia. En la evaluación costo beneficio presentada, están considerados los costos de desarrollo y explotación de los campos, por lo que los beneficios presentados en la tabla siguiente corresponderían a beneficios netos acumulados y en valor presente.

**Tabla 9.4. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD]**

Producción de Petróleo					
$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%	-3,202				
-1.5%	-3,202	-10,543	-17,885		
0%		-10,543	-17,885	-25,227	
1%			-17,885	-25,227	-32,569
2%					-32,569

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

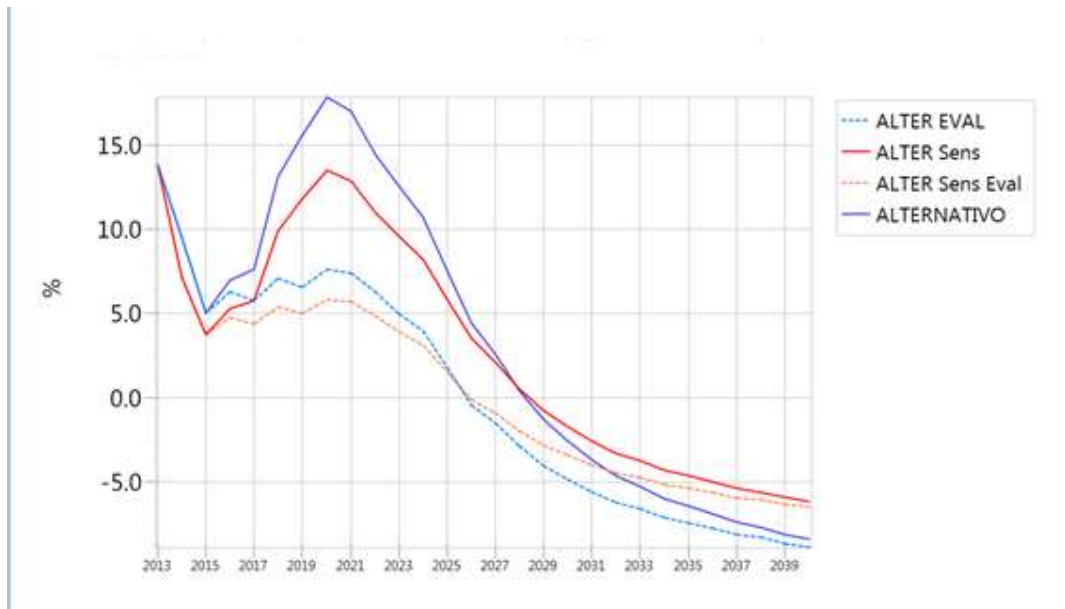
Tal como puede apreciarse del análisis de los resultados, tanto el aumento como la disminución de los beneficios ante cambios en los precios de frontera, no respetan una proporcionalidad. Un aumento de 25% en los precios implica un beneficio superior al 40% del caso base, al igual que una disminución en igual magnitud implica un retroceso también del 40% en los beneficios netos. Los valores obtenidos evidencian una elasticidad implícita de aproximadamente 1.65 de los beneficios respecto al precio del petróleo.

A modo de ejemplo para este caso particular estudiado (de extrema relevancia por su gran afectación en el costo beneficio total del escenario), se presenta la evolución gráfica resultante del impacto en la balanza comercial energética para cuatro escenarios. Los escenarios graficados corresponden al escenario alternativo (lo que en la tabla previa sería la celda celeste) y adicionalmente dicho escenario sin considerar los nuevos campos petroleros, al que se le denomina “alternativo Eval”. Graficados en trazo azul (con campos) y celeste punteado (sin campos) respectivamente, puede apreciarse el importante impacto que implica para la balanza energética incluir estos nuevos campos. (Ver gráfico siguiente con el Caso alternativo con y sin campos nuevos, y una sensibilidad 0.75 Esc Precios (Sens) con y sin campos nuevos).

Con la inclusión de los campos la balanza es positiva superando el 15% del PIB del caso base, mientras que la no inclusión de los campos implica poco más del 5% de ingresos respecto al PIB. Se evidenció además que **dichos campos no resultan suficientes para que en el largo plazo, se continúe con una perspectiva de exportación de energía.**

La sensibilidad al precio internacional se muestra en trazo rojo y naranja punteado. Se evidencia la magnitud de la pérdida de ingresos por menores precios, aunque **queda claramente demostrado que esta situación es incluso más conveniente que un escenario de precios altos sin la incorporación de los nuevos campos petrolíferos.**

Gráfico 9.1. Evolución del saldo de la balanza energética respecto del PIB



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

El valor de -10543 MUSD presentados en la tabla anterior, correspondientes al valor presente neto del costo-beneficio de desarrollar los campos, incluso en un contexto de precios más bajos, está vinculado con la diferencia de ingresos (manifiesta en la gráfica anterior como diferencia entre la línea roja y la naranja punteada) que implica llevar adelante la explotación hidrocarbúrfica con los parámetros mencionados. La diferencia entre las curvas azules, está vinculada al VPN del caso base de -17855 MUSD.

#### 4) Medidas del Sector Transporte

Las medidas del sector transporte son un conjunto compuesto por tres iniciativas, dos de las cuales no poseen costos asociados a su implementación y equipamiento. Estas son la introducción de una **meta de bioetanol** en la mezcla con gasolina (de aproximadamente el 5%) y la **mejora en los consumos específicos**, bajo la suposición de normas más estrictas de fabricación e importación de vehículos. Adicionalmente se evaluó una medida en la que sí fueron incluidos sobrecostos de introducción, la correspondiente a una meta de **penetración de vehículos eléctricos e híbridos**.

**Tabla 9.5. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD]**

Medidas Transporte					
$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%	-1,236				
-1.5%	-1,368	-2,500	-3,632		
0%		-2,793	-4,069	-5,345	
1%			-4,631	-6,101	-7,570
2%					-9,157

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

En todos los casos se evidencian resultados de beneficio neto, valores que podrían acotar las inversiones y erogaciones necesarias para lograr la penetración de biocombustibles necesaria así como los sobrecostos sociales por importar autos de mejores estándares. **Esta situación evidencia montos disponibles para dicha acción, la que debería estudiarse en detalle para conseguir un camino de implementación acorde con la mejora de eficiencia propuesta.**

#### 5) Medidas del Sector Industrial

El conjunto de medidas del sector industrial (4 medidas) tampoco contiene costos asociados a su implementación, por lo que se destacan sólo los beneficios provenientes de los ahorros energéticos. Puede notarse que los ahorros no sólo están asociados al valor de la energía, sino también al crecimiento planteado para la economía, pues son ahorros expresados en intensidades energéticas, es decir en consumo por unidad de producto.

Los montos involucrados para medidas son importantes y ante variaciones de hasta un 25% de los precios se mantienen relativamente constantes, lo que de alguna manera implica una cuantificación bastante robusta de los montos disponibles. Existe una elasticidad implícita de 0.7 entre el ahorro y el aumento de precio de la energía.

**Tabla 9.6. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD]**

Medidas Industria					
$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%	-250				
-1.5%	-361	-512	-662		
0%		-693	-896	-1,099	
1%			-1,086	-1,331	-1,575
2%					-1,756

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

#### 6) Medidas sector Residencial

Las medidas del sector residencial presentadas a en este apartado, incluyen la sustitución de las cocinas a GLP por cocinas de inducción, así como el recambio de calentadores y calefones por equipamiento eléctrico.

**Tabla 9.7. Valor presente del costo beneficio social según PIB y Precios ensayados [MUSD]**

Medidas Residencial: Cocinas y calentadores agua					
$\Delta$ PIB \ $\Delta$ OIL	0.5	0.75	1	1.25	1.5
-3%	951				
-1.5%	1,206	1,356	1,507		
0%		2,410	2,697	2,984	
1%			3,442	3,858	4,274
2%					5,031

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015.

Tal como puede apreciarse, en todo el rango de la sensibilidad estudiada, estas medidas implican un costo neto para la sociedad, incrementándose notablemente ante escenarios de precios del petróleo mayores. También es notorio el aumento de los costos sociales ante aumentos en la tasa de crecimiento promedio de la economía.

La explicación que a este fenómeno se encuentra en la **matriz eléctrica de generación y la introducción de volúmenes de combustible requeridos para generar la electricidad necesaria, a consecuencia del profundo cambio que implica la concreción del plan de cocinas y calentadores eléctricos**. Este resultado está fuertemente influenciado por el peso en el largo plazo de sostener los equipamientos de consumo residencial que se cambiarán en estos primeros años.

La expansión eléctrica necesaria en una prospectiva con horizonte a 2040 y un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica en los restante sectores, implican un compromiso muy fuerte en la generación eléctrica futura, que aunque asciende al 70% hidroeléctrico, en el año horizonte se requerirá de combustibles fósiles queque generarán un mayor costo que el del GLP implementada a través de sustituido con la implementación de la medida.

Ante escenarios de menor crecimiento económico y menores precios de la energía, la medida no resulta tan costosa en términos sociales. **Este resultado implicaría reconsiderar la base de combustibles necesarios para la semi-punta del sistema eléctrico en el largo plazo, considerando opciones de menor costo relativo que el GLP que pretende ser sustituido.**

### 9.3. Conclusiones

En base a los resultados obtenidos se aprecia que a nivel del conjunto de medidas analizadas para los principales sectores de la oferta y de la demanda, modificaciones en el margen del crecimiento del PIB y moderados cambios en los precios de los energéticos, no alteran sustantivamente los resultados obtenidos de **los análisis costo beneficio sociales** bajo las hipótesis del escenario alternativo. Se concluye entonces que **estás medidas parecieran contribuir al logro de los objetivos de políticas con figuras económicas beneficiosas para la sociedad.**

No obstante, y teniendo en cuenta las simplificaciones necesarias a los efectos de realizar dichas sensibilidades y el modelado integral del sector, se recomienda **profundizar el análisis de cada una de estas medidas, actualizando costos de operación, inversiones y año de ingreso de las mismas**, dado que más allá de los cambios posibles en los escenarios del PIB o de los precios de los energéticos, la viabilidad de las mismas pueden estar más directamente asociadas a variables endógenas, más que a cuestiones macroeconómicas.

## 10. Resumen, conclusiones, y sugerencias

En el marco del cumplimiento de los objetivos del PNBV <sup>138</sup>, el Gobierno del Ecuador, a través de los Ministerios competentes, ha lanzado una serie de iniciativas orientadas a satisfacer los siguientes propósitos: aumentar las reservas de hidrocarburos y la capacidad de refinación a fin de aumentar los saldos exportables de petróleo y derivados; para ello también disminuir el consumo e importación de derivados mediante acciones de ahorro, uso eficiente y sustitución por electricidad, esta última generada con nueva oferta de hidroenergía y otras renovables, que generarían excedentes para su exportación.

En dirección a evaluar la implementación de esas iniciativas se realizó un ejercicio de modelización con el Modelo LEAP, en el que se simularon dos escenarios energéticos (tendencial y alternativo) en correspondencia, cada uno, con dos escenarios socioeconómicos de moderado y alto crecimiento. Esos escenarios energéticos estuvieron estructurados a partir de la incorporación de 17 medidas (o iguales medidas con diferencias en el grado de penetración o en su velocidad). La metodología de evaluación de impactos utilizada a nivel de cada medida (salidas LEAP), se complementó con la definición de indicadores, análisis costo-beneficio y Sensibilidades a las variaciones del PIB y de los precios internacionales de la energía.

En base a los resultados obtenidos se ha elaborado un resumen de las principales situaciones emanadas de la demanda, la oferta, de otros temas relevantes; y se proponen, a modo de conclusiones los parámetros relevantes a considerar a futuro, así como estudios necesarios a realizar. A lo largo de este desarrollo se realizan también observaciones y propuestas.

### 10.1. Observaciones sobre la situación de la demanda

Se ha observado que el consumo final total de energía es relevante dado que crecerá entre 2013 y 2040 a una tasa promedio de 2,2% a.a. en el escenario tendencial, mientras que en el escenario alternativo lo hará al 3,4% a.a. La simulación de 11 medidas/acciones<sup>139</sup> a nivel de la demanda permitió observar importantes reducciones del consumo alcanzando el 6,5% en el año 2040 del escenario tendencial, y el 13% al mismo año en el alternativo. **Sin embargo al complementar el estudio con el análisis Costo-beneficio de esas medidas no siempre se lograron Beneficios netos para la sociedad ecuatoriana.**

Por ejemplo en el caso del transporte, que es el sector mayor consumidor energético tanto en el año base como en los escenarios, al implementarse las tres medidas sectoriales propuestas (etanol, eléctricos/híbridos/ y disminución de consumos específicos), se lograron importantes ahorros tanto en el escenario tendencial como en el alternativo. En el alternativo las medidas implementadas, produjeron entre un 40 y un 45% del ahorro total acumulado. El análisis Costo-beneficio de esas tres medidas indicó beneficios importantes, concentrándose el mayor aporte en la medida de disminución de consumos específicos, ya que se producirían ahorros de importaciones y generarían la posibilidad de exportar saldos adicionales. También los análisis de sensibilidad a variaciones del PIB y del precio de los energéticos evidencian resultados de beneficio neto.

<sup>138</sup> En especial: Objetivo 11: Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica; Objetivo 7: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover la sostenibilidad ambiental territorial y global; y Objetivo 3: Mejorar la calidad de vida de la población.

<sup>139</sup> Esas medidas han sido escogidas dentro del amplio espectro de acciones sugeridas en entrevistas calificadas y en los estudios y planes específicos sectoriales.

Por su parte en el sector residencial se simularon 3 medidas de elevado impacto en los potenciales ahorros energéticos. Por ejemplo con la implementación de la medida sustitución de las cocinas LPG por cocinas de inducción, se lograría entre 14,4% y 18,6% del total del potencial ahorro energético del escenario tendencial y alternativo respectivamente. Sin embargo, en el análisis Costo-beneficio, se observó que esa medida implicó un costo neto para el sistema, ya que si bien se visualizaron beneficios en los primeros años del período, luego las importaciones evitadas de LPG no se compensaron con: el costo de exportaciones eléctricas no realizadas, así como con los costos del capital necesario para aumentar la generación hidroeléctrica, ni con los costos de utilización de FO (importado y más caro que el LPG que reemplaza) en la generación eléctrica térmica que en el largo plazo ha sido necesaria (incluso en el alternativo donde se incluyó al Complejo Hidroeléctrico Zamora-Santiago). Igual resultado indicó el análisis de los calentadores de agua. También los análisis de sensibilidad a variaciones del PIB y del precio de los energéticos evidenciaron costos netos para la sociedad, incrementándose notablemente ante escenarios de precios del petróleo, mayores, y ante aumentos en la tasa de crecimiento promedio de la economía.

Estos ejemplos permiten concluir la necesidad de realizar estudios más profundos para determinar lo más certeramente posible los verdaderos costos puestos en juego con la implementación de cada una de las medidas/acciones asociadas a la demanda de energía (por ejemplo costos de inversión, de operación y mantenimiento, la infraestructura necesaria de abastecimiento, inversiones y año de ingreso de las mismas, etc.), dado que más allá de los cambios posibles en los escenarios del PIB o de los precios de los energéticos, la viabilidad de las medidas pueden también estar más directamente asociadas a variables endógenas, más que a cuestiones macroeconómicas.

También deben tenerse en cuenta los impactos que dichas medidas generarán por el lado de la oferta en todo el período analizado (como se verá a continuación), como por ejemplo sobre la matriz eléctrica de generación necesaria para hacer frente a la incorporación de varios millones de cocinas a inducción, en simultáneo con otros proyectos electro intensivos, como aquellos asociados al desarrollo de industrias estratégicas o transporte eléctrico.

## 10.2. Observaciones sobre la situación de la Oferta

Se pudo observar que el crecimiento de la demanda eléctrica debido al impulso de diferentes acciones/medidas como la sustitución de cocinas, incorporación de autos, desarrollo de industrias estratégicas, etc., se verá cubierto en gran parte por generación hidroeléctrica relevante que ya se encuentra en construcción o se prevé con mayor precisión en la propuesta del Plan Maestro de Electrificación, para el mediano plazo.

Con la incorporación de las centrales hidroeléctricas del complejo Hidroeléctrico Zamora Santiago (en un contexto de tasas de crecimiento de la economía, menores), se presentan saldos eléctricos exportables que otorgarían viabilidad al proyecto. En un escenario más dinámico, de mayor crecimiento de la economía y del consumo energético, la inclusión de este proyecto sería aún más favorable debido al beneficio logrado con la sustitución de combustibles en el largo plazo. En un escenario de mayores precios o costos de oportunidad de exportación, su construcción sería aún más beneficiosa. Por lo tanto, **esta medida es relevante e imprescindible para lograr el objetivo de diversificación de la matriz de consumo, con fuerte penetración de la electricidad, como es el escenario alternativo**. Es importante destacar, según se anticipara, que los resultados observados en la Prospectiva realizada, que el desarrollo de industrias básicas y la implementación de planes de masificación eléctrica en los sectores Residencial y Transporte, precisa para su éxito del mantenimiento de un parque con más del 70% de participación hidroeléctrica de su generación. En particular, la evaluación de esta medida ha enmarcado dicha situación.

Sin embargo, aún en el escenario de ingreso de la Cuenca Hidrológica Río Zamora y Santiago (y demás centrales hidroeléctricas propuestas en el Plan Maestro (anteriormente mencionado), parecería que comienza a necesitarse a partir de 2027, nueva oferta que sería posible de abastecer con generación térmica demandante de combustibles y generadora de emisiones de GEI. Con ello se observa un cambio de tendencia o agotamiento en los indicadores que reflejan los efectos positivos observados hasta ese momento (menor gasto de importación de combustibles, mejor saldo en Cuenta Corriente, menores emisiones, menor Dependencia Energética, etc.). Se manifiesta así la necesidad de una participación termoeléctrica en el largo plazo, con lo que debería profundizarse el estudio sobre la posibilidad de incrementar la participación del GN en la generación o pensar en otros combustibles térmicos de bajo costo para la punta y semipunta, lo que complementaría el sistema hidroeléctrico planificado.

Complementando esos estudios y dada la elevada relevancia que la generación hidroeléctrica ocupa en el estudio prospectivo, en lo que hace a los resultados de Costo-beneficio de las diferentes medidas que directa o indirectamente se relacionan con la matriz de generación eléctrica, se propone: el control del cronograma de ejecución de los proyectos hidroeléctricos en construcción y en estudios avanzados, realizar estudios para tener maduros proyectos hidroeléctricos en el año 2023 (como mínimo), estudiar la posible **afectación ambiental o energética**, por las áreas inundadas, por la deforestación previa a la inundación, por la alteración de los regímenes de caudales, así como por los usos que compiten o son alternativos a la generación hidroeléctrica, etc. que expresan en oposición entidades especializadas, grupos ecologistas y habitantes afectados, ubicados cerca de los proyectos de generación. Evaluar otros **usos complementarios (co beneficios) a la generación hidroeléctrica** (riego, turismo, agua potable, etc.). Además se considera necesario incluir en los proyectos el análisis de la **vulnerabilidad al cambio climático** del recurso.

**Se estima la necesidad de estudiar con mayor precisión los potenciales de otras fuentes renovables (eólica, solar, geotermia, etc.) de energía para generación eléctrica (y también térmica) a fin de complementar la participación hidroeléctrica.**

Otra cuestión derivada de la previsión de demanda creciente de electricidad, es que los saldos **exportables de electricidad** terminan siendo poco relevantes y no pueden considerarse como un beneficio destacable para la macroeconomía nacional, en comparación con los ingresos/egresos provenientes del sector petrolero. Sin embargo se considera importante continuar los estudios orientados a conocer en profundidad la situación y potencialidad de la integración eléctrica de la región Andina

Con respecto a la oferta hidrocarburífera, se observa que las **inversiones en los prospectos de Ishpingo Tambococha y Tiputtini son necesarias y positivas (no así en Pungarayacu, ante el actual escenario de precios), así como la incorporación de la nueva refinería (RDP<sup>140</sup>), y ampliaciones de las existentes**. Se permitiría obtener beneficios económicos debido a la generación de saldos exportables de Diesel y otros derivados en los años intermedios del período en estudio, que le permitirían al país generar valor agregado al crudo nacional. **Como consecuencia de la creciente demanda de derivados en transporte, industria y en centrales térmicas hacia principios de la década del 30, los saldos de excedentes exportables de derivados decaerían, por lo que empezarían a ser necesarias importaciones con crecientes erogaciones** (que por supuesto serían de mayor magnitud de no contarse con la refinería). **Los ingresos por exportaciones se mantendrían en**

<sup>140</sup> En especial destinada a cambiar la estructura de refinación para sustituir las importaciones de derivados livianos e intermedios de alto valor de mercado y no exportar pesados a bajo precio.

valores que alcanzan el 1.5 y 2.5 billones de USD (por exportaciones de Petcoke, jet kerosene y No energético).

Como consecuencia de estos procesos la dependencia aumentaría (Importación de recursos primarios y secundarios)/ Oferta Bruta de energía) desde casi un mínimo cercano situado al entre el 0% y 3% en los escenarios alternativo (2018) y tendencial (2022) respectivamente, para luego alcanzar valores máximos de 63% y 66% en el año 2040 en los escenarios tendencial y alternativo respectivamente.

**Con el propósito de revertir la tendencia futura observada, se propone entonces en el área Petrolera: estudiar con mayor profundidad los perfiles de producción de ITT, Pungarayacu, y otros posibles prospectos. También es prioritaria la identificación de nuevos prospectos (como los campos en el suroriente del país) para asegurar un suministro sostenido a la refinación y a la exportación de petróleo. Los esfuerzos en un futuro deberán orientarse a la incorporación de nuevas reservas y a la operación de campos maduros.**

Para el escenario alternativo, de mayor demanda de GN en generación eléctrica e industria (con favorable impacto ambiental), la oferta estaría supeditada a la **construcción del gasoducto desde el campo Amistad hacia la ciudad de Guayaquil** por parte de Petroecuador EP. Por otra parte, se aprecia que si bien **las reservas P1+P2+P3** alcanzarían para cubrir la demanda de gas a lo largo del período, ello sería en forma ajustada. Es prioritaria la identificación de nuevos prospectos para asegurar un suministro sostenido.

Con respecto a la RDP, se aprecia que la medida posee un cambio de signo en el VPN para valores correspondientes a un escenario de precio del petróleo que alcanza valores en 2040 de alrededor de 55 USD/Bbl. Estos valores tan bajos, sumados a la necesidad de comenzar con la importación de petróleo a partir de 2030 por el perfil de exportaciones planteado en los escenarios desalentarían la construcción de la RDP, sin embargo con valores relativamente bajos de costo total. **Es decir, incluso ante la situación tan adversa como un contexto de precios bajos sostenidos durante el horizonte de la proyección, podría decirse que la refinería merece ser tomada en cuenta.**

Finalmente, en base a los resultados obtenidos se aprecia que a nivel del conjunto de medidas analizadas para los principales sectores de la demanda y la oferta, modificaciones en el margen del crecimiento del PIB y moderados cambios en los precios de los energéticos, no alteran sustantivamente los resultados obtenidos de **los análisis costo-beneficio sociales** bajo las hipótesis del escenario alternativo. Se concluye entonces que **la mayor parte de las medidas analizadas contribuyen al logro de los objetivos de políticas con figuras económicas beneficiosas para la sociedad.**

No obstante, y teniendo en cuenta las simplificaciones necesarias a los efectos de realizar dichas sensibilidades y el modelado integral del sector, se recomienda **profundizar el análisis de cada una de estas medidas, actualizando costos de operación, inversiones y año de ingreso de las mismas**, dado que más allá de los cambios posibles en los escenarios del PIB o de los precios de los energéticos, la viabilidad de las mismas pueden estar más directamente asociadas a variables endógenas, más que a cuestiones macroeconómicas.

Finalmente vale destacar nuevamente que es muy importante y necesario **evaluar/cuantificar económicamente todos los costos y beneficios asociados a la implementación de cada medida**, de otro modo el análisis puede estar sesgado. Por lo tanto, **los montos de VPN presentados deben tratarse con prudencia.**

Sin embargo se interpreta que los análisis realizados son un avance metodológico en el conocimiento de los impactos que puede generar cada medida. Aún en aquellas medidas en las que no se dispuso



de la información de costos correspondientes, el análisis ha permitido cuantificar recursos que por ejemplo podrían estar disponibles para el financiamiento de la o las medidas, puesto que su ejecución al menos presenta beneficios netos.

### 10.3. Otras consideraciones

#### ***Subsidios:***

No ha sido posible, modelizar todas las medidas/políticas. Por ejemplo los subsidios. Efectivamente, el **esquema de subsidios aplicados (y su control)** a varios de los energéticos (LPG, Diesel, gasolinas, Energía Eléctrica), estaría otorgando señales contradictorias con cualquier política de eficiencia, sobre todo, si se encuentran beneficiados sectores con posibilidades concretas de asumir los verdaderos costos de las cadenas productivas energéticas. Como consecuencia, el Estado deja de percibir ingresos necesarios tanto para dar continuidad a la seguridad energética, así como para otros fines sociales y económicos. Los precios actuales de petróleo estarían generando condiciones favorables para la implementación de un proceso gradual de revisión de los subsidios (focalización y control) a fin de destinarlos solamente a los sectores más vulnerables.

#### ***Continuidad del ejercicio y aplicación de la herramienta transferida:***

Se considera imprescindible que los actores locales tomen la herramienta entregada, trabajen en ella, y la conozcan. Es preciso la conformación de un **equipo que centralice**: los cambios/propuestas que incorporan los actores del sector, que evalúe resultados, analice consistencias de interacciones entre cadenas del sector energético (entre el sector y otros sectores de la economía), y finalmente otorgue elementos orientadores para los decisores sobre las políticas a implementar. En esa dirección, es necesario el **fortalecimiento de capacidades en el área de planificación energética, con recursos calificados y con continuidad temporal**.

#### ***Sistema de información***

Complementando ese fortalecimiento es necesario el desarrollo de un **sistema de información energético**, sin el cuál es difícil desarrollar e implementar un proceso de política y planificación energética como el que se está discutiendo. Ese sistema debería otorgar elementos para la elaboración del Balance Energético Nacional, así como recoger todos los planes y prospectivas sectoriales con los cuales se alimentará la futura prospectiva sectorial.

Con el sistema de información mencionado se podrían elaborar indicadores que permitan dar un panorama aproximado del sistema energético, incluyendo las implicancias en el largo plazo de las decisiones adoptadas actuales. Se podría así hacer un monitoreo de esos indicadores detectando cambios lo largo del tiempo, así como su progreso o no hacia el objetivo fijado. En resumen se podrían con estos indicadores verificar el cumplimiento de metas (corto, mediano y largo plazo), evaluar las acciones planificadas, e identificar correcciones e implementar programas de ajuste.

De ser posible se debería configurar un sistema de monitoreo periódico del cumplimiento de las metas de cada una de las medidas de eficiencia energética, con el propósito de efectuar eventuales reformas con la debida oportunidad.

#### ***Energía útil***

Desarrollo de un **Balance de Energía Útil**, de modo de tener un mejor conocimiento de los consumos en servicios energéticos para la implementación de las políticas públicas.

#### 10.4. Conclusiones, resumen de los parámetros relevantes y estudios necesarios

Como resultado de los análisis realizados y como conclusión de propuestas se ha elaborado un listado tentativo de los temas clave más relevantes que deben ser estudiados en profundidad y considerados en el desarrollo futuro del sector energético de Ecuador:

- ✓ Precio del barril de Petróleo: Seguimiento de su evolución y elaboración de planes de contingencia y medición de impactos en la macroeconomía y en el sector energético ante su variabilidad. Analizar la experiencia de su abordaje en otros países de similar estructura productiva que Ecuador
- ✓ Seguimiento de Cronogramas de ingreso; evaluación de la necesidad de postergación, mediante el establecimiento de posibles gradualismos; establecer mecanismos de coordinación (definición, seguimiento, evaluación, cambios, etc.) de aquellas acciones de similares impactos o antagónicos (energéticos y socioeconómicos):
  - Cocinas a inducción
  - Proyectos estratégicos
  - Proyectos hidroeléctricos
  - RDP
  - Prospectos petroleros ITT

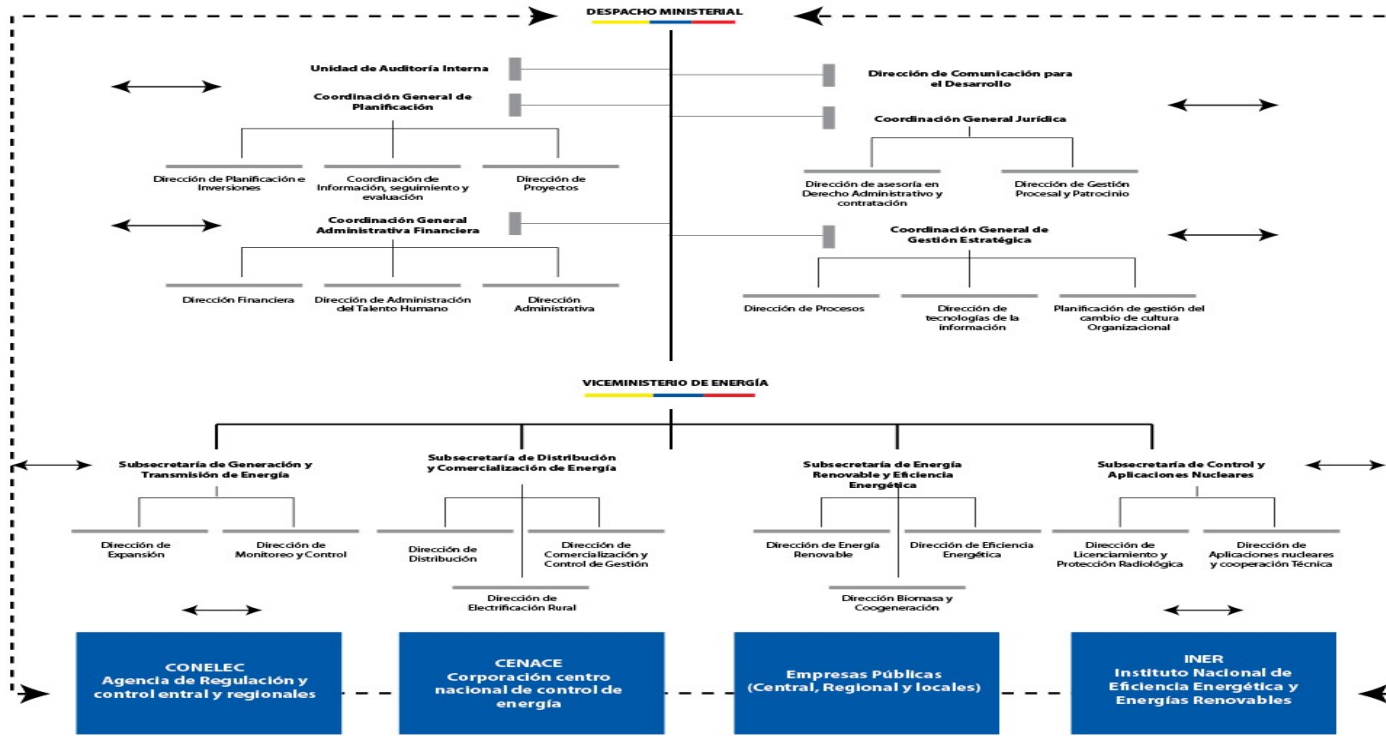
Acompañando las propuestas anteriores, se sugieren algunos estudios relevantes a realizar:

- ✓ Actualización de estimación de potenciales de energías renovables (hidroeléctricos y otras),
- ✓ Maduración de proyectos hidroeléctricos,
- ✓ Perfiles de producción de prospectos petroleros y refinería,
- ✓ Costos de autos eléctricos y de otras medidas (costos de operación, inversiones y año de ingreso),
- ✓ Estudiar la posibilidad de sustitución parcial de Transporte de Carga Automotor por FFCC, y analizar los beneficios de ampliar y mejorar el transporte público
- ✓ Estudios sobre tasas de descuento a aplicar en la evaluación de las medidas,
- ✓ Estudiar el esquema de subsidios y los sectores que deberían estar exentos de su beneficio. Definir esquemas de control, seguimiento y sanción
- ✓ Estudiar las diferentes formas/fuentes de financiamiento (internas y/o externas) que permitan cumplir, en un escenario de bajos precios del petróleo (con la consiguiente disminución de ingresos por exportaciones), con los cronogramas de obras establecidos en los Planes de Expansión
- ✓ Estudios sobre los impactos de la variabilidad climática en la provisión de hidroenergía y el respaldo térmico requerido para dar seguridad al sistema eléctrico.

**Finalmente, se considera relevante tener en cuenta que:**

**Cualquier medida/política, debe ser evaluada de forma integral, considerando los impactos más importantes que produciría en el marco de *todo el sector energético en su conjunto*, en la macroeconomía, y en el ambiente.**

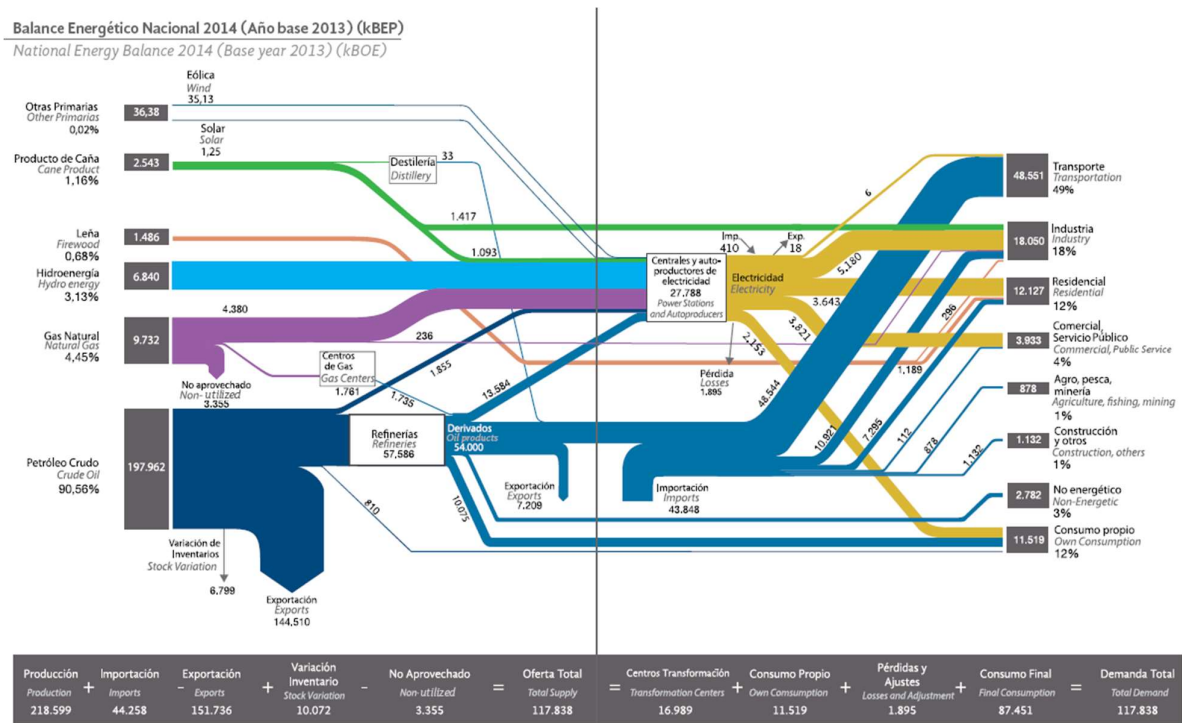
## Anexo 1. Organigrama MEER



## Anexo 2: Análisis Balance Energético Nacional 1990-2013<sup>141</sup>

El esquema siguiente ilustra sobre los flujos energéticos de Ecuador en 2013, elaborado en base a la información del Balance Energético Nacional

Gráfico 1. Balance Energético Nacional 2013



Fuente: Balance Energético Nacional, 2014, con datos 2013

### 1. El Abastecimiento Energético<sup>142</sup>

#### 1.1 Producción de Energía Primaria

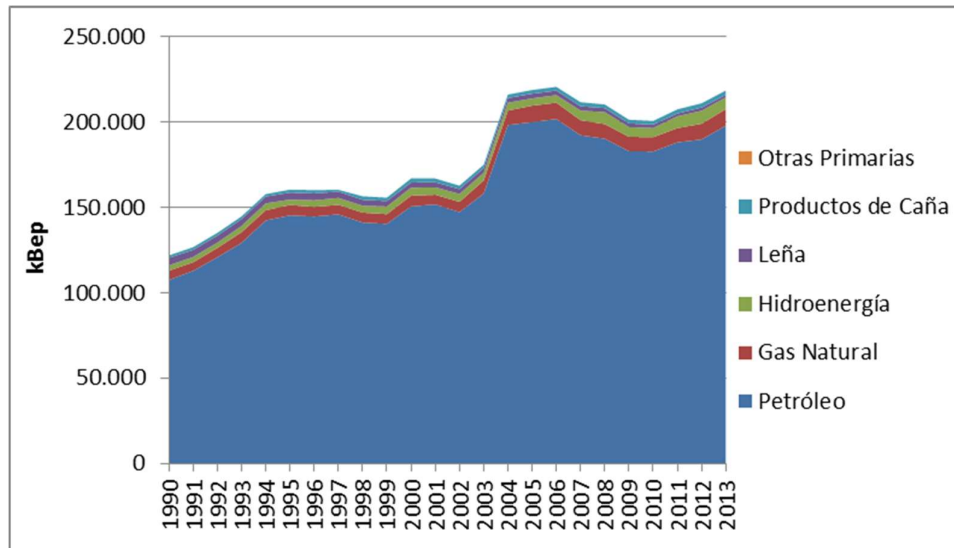
La producción de energía primaria de Ecuador está compuesta por Petróleo, Gas Natural, Hidroenergía, Leña, Productos de Caña y Otras Primarias (Eólica y Solar).

La producción total de energía primaria ha aumentado notablemente desde el año 1990, de 122.000 kBep a 218.599 kBep en el año 2013, a una tasa promedio en todo el periodo de 2,6% a.a. Pueden observarse tasas de crecimiento muy variables en todo el periodo, y ello ha estado determinado por las fluctuaciones en la producción de Petróleo, ya que este ha significado alrededor del 90% de la producción total de energía primaria.

<sup>141</sup> Este capítulo se ha desarrollado a partir de los balances energéticos proporcionados por el MICSE. Para una descripción de las definiciones y la metodología utilizadas se remite al lector a la publicación "Balance Energético Nacional 2013 – Año base 2012", MICSE 2013.

<sup>142</sup> Algunos de los puntos desarrollados en este apartado, se han retomado con mayor profundidad en los capítulos correspondientes a la oferta eléctrica, del petróleo, y de sus derivados.

Gráfico 2. Evolución de la Producción de Energía Primaria 1990-2013 (kBep)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Tabla 1. Evolución de la Producción de Energía Primaria 1990-2013 (kBep)

Producción Primaria							
Año	Petróleo	Gas Natural	Hidroenergía	Leña	Productos de Caña	Otras Primarias	Total Primarias
1990	107.585,8	5.460,5	3.089,8	4.396,3	1.467,7	0,0	122.000,1
1991	112.927,2	4.987,6	3.145,0	4.163,2	1.563,4	0,0	126.786,4
1992	120.858,5	5.466,5	3.081,6	4.125,0	1.626,1	0,0	135.157,7
1993	129.311,1	6.298,5	3.600,0	4.011,9	1.586,6	0,0	144.808,1
1994	142.456,0	5.967,4	4.067,8	3.963,7	1.470,7	0,0	157.925,6
1995	145.439,0	6.065,9	3.197,5	4.118,7	1.685,9	0,0	160.507,0
1996	144.764,2	5.596,9	3.930,4	4.064,3	1.907,3	0,0	160.262,9
1997	146.015,0	5.587,4	4.048,6	3.710,6	1.068,3	0,0	160.429,9
1998	141.246,9	5.803,8	4.031,2	3.475,5	2.064,5	0,0	156.621,9
1999	140.438,5	5.713,6	4.446,7	3.225,2	1.960,1	0,0	155.784,0
2000	150.625,4	6.321,2	4.715,9	3.031,9	2.338,6	0,0	167.032,9
2001	151.890,8	5.656,9	4.381,0	2.934,5	2.188,5	0,0	167.051,7
2002	147.338,0	5.970,3	4.662,0	2.830,5	2.038,4	0,0	162.839,2
2003	158.208,2	7.702,9	4.449,0	2.764,5	1.976,2	0,0	175.100,8
2004	198.321,1	8.508,3	4.592,3	2.730,1	2.032,1	0,0	216.183,9
2005	200.066,0	9.632,3	4.264,5	2.745,0	2.168,5	0,0	218.876,3
2006	201.908,8	9.539,2	4.417,4	2.649,9	2.196,9	0,0	220.712,2
2007	192.334,2	8.874,8	5.600,3	2.539,9	2.357,6	0,6	211.707,5
2008	190.368,3	8.518,6	6.999,0	2.373,9	2.128,2	1,7	210.389,8
2009	183.021,5	8.434,4	5.716,1	2.135,6	2.158,0	2,0	201.467,6
2010	182.842,3	8.393,6	5.351,1	1.991,8	2.150,7	2,1	200.731,6
2011	188.173,8	8.403,4	6.898,1	1.618,0	2.426,1	2,1	207.521,4
2012	189.926,1	9.214,1	7.582,5	1.908,9	2.492,9	1,7	211.126,1
2013	197.962,0	9.732,4	6.839,7	1.485,5	2.543,4	36,4	218.599,3

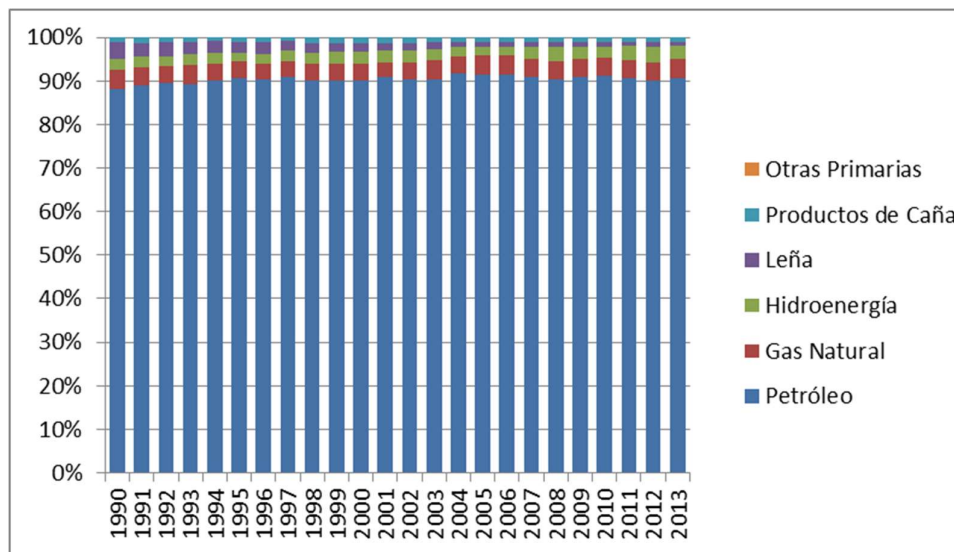
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Como se mencionó, la principal fuente primaria es el Petróleo y su participación en la producción aumenta paulatinamente en todo el periodo, pasando del 88,2% en 1990 al 90,6% en 2013. Luego le sigue el Gas Natural, con una participación que prácticamente no se modifica, siendo de 4,5% tanto en 1990 como en 2013.

La principal fuente renovable explotada en el país es la Hidroenergía, y es la fuente que más ha crecido en todo el periodo, a una tasa promedio del 3,5% a.a. No obstante, y debido a sus relativamente bajos valores absolutos, aumenta levemente su participación en el total primaria de 2,5% a 3,1% entre extremos del período. De todos modos es necesario ver la evolución actual de la producción de Hidroenergía debido a los grandes proyectos puestos en funcionamiento recientemente y en construcción.

La producción de Leña disminuye con una tasa promedio de -4,6% a.a. y su participación baja de 3,6% en 1990 a 0,7% en 2013. Los Productos de Caña tienen una participación marginal de 1,2% en 1990 y en 2013. Finalmente, en 2013 aumenta significativamente la producción de Otras Primarias (Eólica), teniendo una producción de 36,4 kBep, aunque sólo representa el 0,02% de la producción primaria total.

Gráfico 3. Evolución de la Producción de Energía Primaria 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Tabla 2. Evolución de la Producción de Energía Primaria 1990-2013 (%)

Producción Primaria							
Año	Petróleo	Gas Natural	Hidroenergía	Leña	Productos de Caña	Otras Primarias	Total Primarias
1990	88,2%	4,5%	2,5%	3,6%	1,2%	0,0%	100,0%
1991	89,1%	3,9%	2,5%	3,3%	1,2%	0,0%	100,0%
1992	89,4%	4,0%	2,3%	3,1%	1,2%	0,0%	100,0%
1993	89,3%	4,3%	2,5%	2,8%	1,1%	0,0%	100,0%
1994	90,2%	3,8%	2,6%	2,5%	0,9%	0,0%	100,0%
1995	90,6%	3,8%	2,0%	2,6%	1,1%	0,0%	100,0%
1996	90,3%	3,5%	2,5%	2,5%	1,2%	0,0%	100,0%
1997	91,0%	3,5%	2,5%	2,3%	0,7%	0,0%	100,0%
1998	90,2%	3,7%	2,6%	2,2%	1,3%	0,0%	100,0%
1999	90,1%	3,7%	2,9%	2,1%	1,3%	0,0%	100,0%
2000	90,2%	3,8%	2,8%	1,8%	1,4%	0,0%	100,0%
2001	90,9%	3,4%	2,6%	1,8%	1,3%	0,0%	100,0%
2002	90,5%	3,7%	2,9%	1,7%	1,3%	0,0%	100,0%
2003	90,4%	4,4%	2,5%	1,6%	1,1%	0,0%	100,0%
2004	91,7%	3,9%	2,1%	1,3%	0,9%	0,0%	100,0%
2005	91,4%	4,4%	1,9%	1,3%	1,0%	0,0%	100,0%
2006	91,5%	4,3%	2,0%	1,2%	1,0%	0,0%	100,0%
2007	90,8%	4,2%	2,6%	1,2%	1,1%	0,0%	100,0%
2008	90,5%	4,0%	3,3%	1,1%	1,0%	0,0%	100,0%
2009	90,8%	4,2%	2,8%	1,1%	1,1%	0,0%	100,0%
2010	91,1%	4,2%	2,7%	1,0%	1,1%	0,0%	100,0%
2011	90,7%	4,0%	3,3%	0,8%	1,2%	0,0%	100,0%
2012	90,0%	4,4%	3,6%	0,9%	1,2%	0,0%	100,0%
2013	90,6%	4,5%	3,1%	0,7%	1,2%	0,02%	100,0%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

La producción primaria en Ecuador en el periodo analizado es en su gran mayoría de fuentes no renovables: el Petróleo y el Gas Natural representaron en conjunto el 92,7% en 1990 y el 95,1% en 2013; es decir, con una participación creciente en detrimento de las no renovables.

## 1.2. Energía No Aprovechada

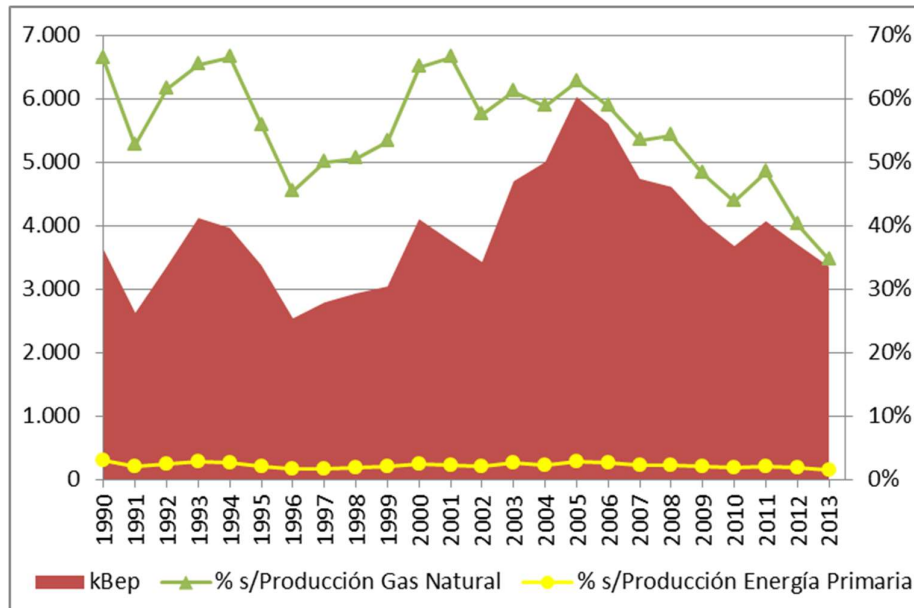
La Energía No Aprovechada es la cantidad de energía que, por razones técnicas y/o económicas o falta de valorización del recurso, no está siendo utilizada.

En este caso, corresponde solamente al Gas Natural, y las cantidades presentan una variación irregular a lo largo de todo el período. En el año 1990 representa un 66,3% de la producción de Gas Natural y un 3% de la producción total de energías primarias; y en el año 2013 pasa a 34,5% y a 1,5% respectivamente.

Si bien la proporción del Gas Natural venteadado se ha reducido a prácticamente a la mitad en todo el periodo, sigue siendo aún alta (34,5% de su producción en 2013), no obstante pierde significación al compararlo con la producción total de energía primaria. Esta es una característica de los yacimientos de gas asociado, donde se prioriza la producción de Petróleo y pueden resultar altas proporciones de gas no aprovechado.

Sólo como referencia, se menciona que el Gas Natural no aprovechado para el año 2012 fue, en porcentaje de la producción: Argentina 2,0%; Bolivia 0,4%; Brasil 6,4%; Colombia 5,4%; Perú 20,0%.

Gráfico 4. Evolución del Gas Natural No Aprovechado 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Tabla 3. Evolución del Gas Natural No Aprovechado 1990-2013 (%)

Año	No Aprovechado		
	kBep	% s/Producción Gas Natural	% s/Producción Energía Primaria
1990	3.620,2	66,3%	3,0%
1991	2.625,6	52,6%	2,1%
1992	3.357,4	61,4%	2,5%
1993	4.122,2	65,4%	2,8%
1994	3.964,6	66,4%	2,5%
1995	3.375,5	55,6%	2,1%
1996	2.538,5	45,4%	1,6%
1997	2.790,1	49,9%	1,7%
1998	2.932,2	50,5%	1,9%
1999	3.042,1	53,2%	2,0%
2000	4.103,5	64,9%	2,5%
2001	3.764,3	66,5%	2,3%
2002	3.427,9	57,4%	2,1%
2003	4.701,7	61,0%	2,7%
2004	5.003,3	58,8%	2,3%
2005	6.032,5	62,6%	2,8%
2006	5.609,5	58,8%	2,5%
2007	4.739,6	53,4%	2,2%
2008	4.613,0	54,2%	2,2%
2009	4.071,9	48,3%	2,0%
2010	3.679,0	43,8%	1,8%
2011	4.072,0	48,5%	2,0%
2012	3.705,1	40,2%	1,8%
2013	3.355,0	34,5%	1,5%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento



### 1.3. Producción de Energía Secundaria

Los centros de transformación relevados por el BEN de Ecuador son: Refinerías, Centrales Eléctricas del servicio público, Autoprodutores, Centros de Gas y Destilerías de Alcohol.

La producción total de energía secundaria es oscilante con una tendencia general creciente a lo largo del período, pasando de 46.874 kBep en 1990 a 70.179 kBep en 2013, a una tasa promedio de 1,8% a.a.

**La Electricidad es la fuente secundaria cuya producción ha crecido en todo el periodo y en forma sostenida. La tasa de crecimiento promedio fue de 5,8% a.a., lo que ha hecho aumentar su participación en la producción total secundaria de 8,4% en 1990 a 20,5% en 2013.**

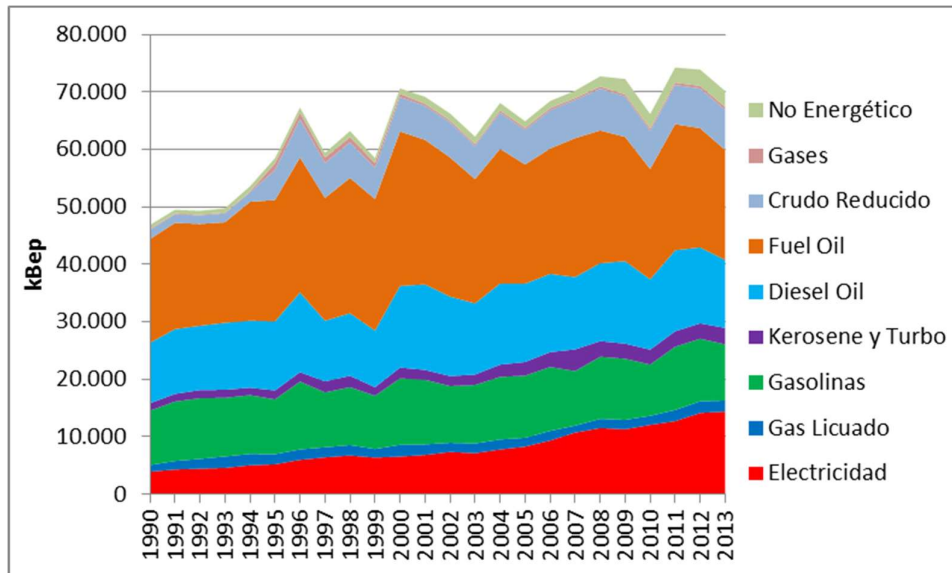
**El Fuel Oil es la fuente con mayor participación en la producción secundaria, a pesar de disminuir a lo largo del período de 38,5% a 27,3%.**

Luego siguen el Diesel Oil y las Gasolinas que disminuyen sus participaciones de 22,4% a 16,9% y de 20,2% a 13,9% respectivamente. El Crudo Reducido aumenta su participación de 3,4% a 9,9% en todo el periodo y particularmente este aumento se da en 1995. **Este aumento de la producción de Crudo Reducido puede estar indicando una falta de adecuación de las Refinerías del país a los requerimientos de derivados.**

Finalmente, con participaciones menores siguen el Kerosene y Turbo, No Energéticos, Gas Licuado y Gases.

En cuanto a la producción de Alcohol en Destilerías, la misma es aún muy poco significativa: en 2013 representaron solo 33 kBep, comparado con las 9.280 kBep de Gasolina Motor producidas en las Refinerías.

Gráfico 5. Evolución de la Producción Secundaria 1990-2013 (kBep)



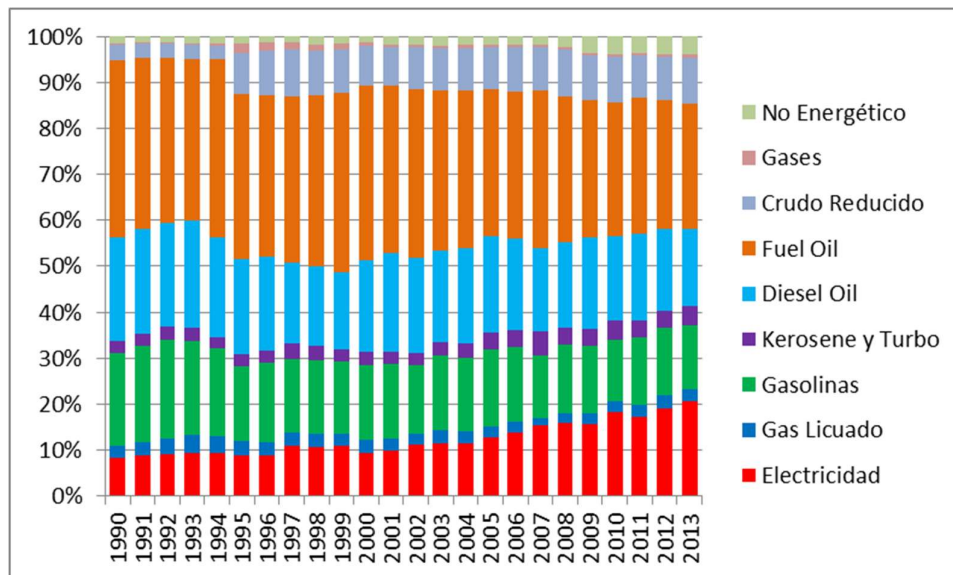
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
 Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Tabla 4. Evolución de la Producción Secundaria 1990-2013 (kBep)

Producción Secundaria										
Año	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Crudo Reducido	Gases	No Energético	Total Secundarias
1990	3.933,8	1.166,3	9.458,1	1.293,4	10.505,1	18.060,7	1.595,1	179,0	682,7	46.874,2
1991	4.321,4	1.472,7	10.339,2	1.344,4	11.270,9	18.485,9	1.478,4	159,7	647,1	49.519,8
1992	4.458,7	1.706,3	10.555,2	1.439,3	11.170,8	17.723,3	1.469,6	169,1	636,5	49.328,7
1993	4.592,0	1.987,8	10.210,6	1.405,2	11.649,9	17.497,7	1.527,0	140,9	765,2	49.776,3
1994	5.046,0	1.977,7	10.233,5	1.298,6	11.660,5	20.688,8	1.646,4	145,6	891,8	53.589,0
1995	5.222,4	1.768,9	9.521,6	1.573,3	12.006,8	21.120,3	5.209,5	1.169,5	903,7	58.496,0
1996	5.997,2	1.817,2	11.789,9	1.661,3	13.856,6	23.502,0	6.645,4	1.149,3	880,9	67.299,8
1997	6.420,1	1.761,6	9.562,3	1.912,7	10.558,4	21.355,9	6.090,7	930,3	822,2	59.414,2
1998	6.747,7	1.830,4	10.067,4	1.976,5	10.889,8	23.550,2	6.187,0	902,4	1.068,1	63.219,3
1999	6.386,9	1.512,5	9.252,9	1.489,5	9.853,6	22.876,6	5.418,2	857,3	854,8	58.502,2
2000	6.575,5	2.043,8	11.554,6	1.891,8	14.204,6	26.869,6	5.995,9	542,0	963,2	70.641,0
2001	6.846,5	1.853,1	11.218,8	1.731,4	14.880,7	25.155,0	5.879,5	386,7	1.220,6	69.172,2
2002	7.365,5	1.603,1	9.867,5	1.744,2	13.829,3	24.212,4	6.100,3	324,4	1.230,3	66.277,0
2003	7.154,0	1.700,8	10.173,3	1.817,8	12.374,2	21.640,0	5.771,1	325,2	1.276,6	62.233,0
2004	7.797,6	1.749,2	10.885,2	2.142,0	14.108,1	23.437,2	6.294,4	387,4	1.293,8	68.094,9
2005	8.305,1	1.526,1	10.809,7	2.390,3	13.621,5	20.732,1	6.014,0	354,1	1.156,6	64.909,5
2006	9.365,8	1.677,4	11.110,4	2.586,7	13.610,0	21.829,7	6.627,9	368,0	1.261,7	68.437,5
2007	10.741,8	1.213,8	9.485,5	3.777,1	12.593,8	24.154,3	6.666,9	318,1	1.288,6	70.239,9
2008	11.529,8	1.603,2	10.806,2	2.726,2	13.546,6	23.098,7	7.285,8	354,9	1.770,3	72.721,7
2009	11.316,8	1.644,5	10.633,5	2.626,6	14.355,1	21.609,9	7.019,4	364,8	2.703,0	72.273,4
2010	12.088,3	1.566,0	8.916,1	2.611,4	12.225,8	19.202,1	6.662,5	413,0	2.492,9	66.178,2
2011	12.729,2	1.946,9	11.017,7	2.684,0	14.086,8	21.948,9	6.810,8	407,6	2.630,8	74.262,7
2012	14.156,4	2.032,5	10.872,9	2.686,3	13.212,2	20.750,4	6.909,6	451,4	2.824,6	73.896,4
2013	14.411,1	1.912,3	9.776,6	2.856,1	11.831,1	19.127,4	6.970,6	512,4	2.781,5	70.179,2

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Gráfico 6. Evolución de la Producción Secundaria 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Tabla 5. Evolución de la Producción Secundaria 1990-2013 (%)

Año	Producción Secundaria									
	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Crudo Reducido	Gases	No Energético	Total Secundarias
1990	8,4%	2,5%	20,2%	2,8%	22,4%	38,5%	3,4%	0,4%	1,5%	100,0%
1991	8,7%	3,0%	20,9%	2,7%	22,8%	37,3%	3,0%	0,3%	1,3%	100,0%
1992	9,0%	3,5%	21,4%	2,9%	22,6%	35,9%	3,0%	0,3%	1,3%	100,0%
1993	9,2%	4,0%	20,5%	2,8%	23,4%	35,2%	3,1%	0,3%	1,5%	100,0%
1994	9,4%	3,7%	19,1%	2,4%	21,8%	38,6%	3,1%	0,3%	1,7%	100,0%
1995	8,9%	3,0%	16,3%	2,7%	20,5%	36,1%	8,9%	2,0%	1,5%	100,0%
1996	8,9%	2,7%	17,5%	2,5%	20,6%	34,9%	9,9%	1,7%	1,3%	100,0%
1997	10,8%	3,0%	16,1%	3,2%	17,8%	35,9%	10,3%	1,6%	1,4%	100,0%
1998	10,7%	2,9%	15,9%	3,1%	17,2%	37,3%	9,8%	1,4%	1,7%	100,0%
1999	10,9%	2,6%	15,8%	2,5%	16,8%	39,1%	9,3%	1,5%	1,5%	100,0%
2000	9,3%	2,9%	16,4%	2,7%	20,1%	38,0%	8,5%	0,8%	1,4%	100,0%
2001	9,9%	2,7%	16,2%	2,5%	21,5%	36,4%	8,5%	0,6%	1,8%	100,0%
2002	11,1%	2,4%	14,9%	2,6%	20,9%	36,5%	9,2%	0,5%	1,9%	100,0%
2003	11,5%	2,7%	16,3%	2,9%	19,9%	34,8%	9,3%	0,5%	2,1%	100,0%
2004	11,5%	2,6%	16,0%	3,1%	20,7%	34,4%	9,2%	0,6%	1,9%	100,0%
2005	12,8%	2,4%	16,7%	3,7%	21,0%	31,9%	9,3%	0,5%	1,8%	100,0%
2006	13,7%	2,5%	16,2%	3,8%	19,9%	31,9%	9,7%	0,5%	1,8%	100,0%
2007	15,3%	1,7%	13,5%	5,4%	17,9%	34,4%	9,5%	0,5%	1,8%	100,0%
2008	15,9%	2,2%	14,9%	3,7%	18,6%	31,8%	10,0%	0,5%	2,4%	100,0%
2009	15,7%	2,3%	14,7%	3,6%	19,9%	29,9%	9,7%	0,5%	3,7%	100,0%
2010	18,3%	2,4%	13,5%	3,9%	18,5%	29,0%	10,1%	0,6%	3,8%	100,0%
2011	17,1%	2,6%	14,8%	3,6%	19,0%	29,6%	9,2%	0,5%	3,5%	100,0%
2012	19,2%	2,8%	14,7%	3,6%	17,9%	28,1%	9,4%	0,6%	3,8%	100,0%
2013	20,5%	2,7%	13,9%	4,1%	16,9%	27,3%	9,9%	0,7%	4,0%	100,0%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

#### 1.4. Importación y Exportación de Energía Primaria y Secundaria

En 2013, Ecuador importó energía por un total de 44.258 kBep y exportó un total de 151.736 kBep, es decir que la balanza comercial energética fue de un saldo de 107.478 kBep, exportada. Como referencia, **este saldo representó el 49% de la producción total de energía primaria del país y el 91% de su consumo bruto total.**

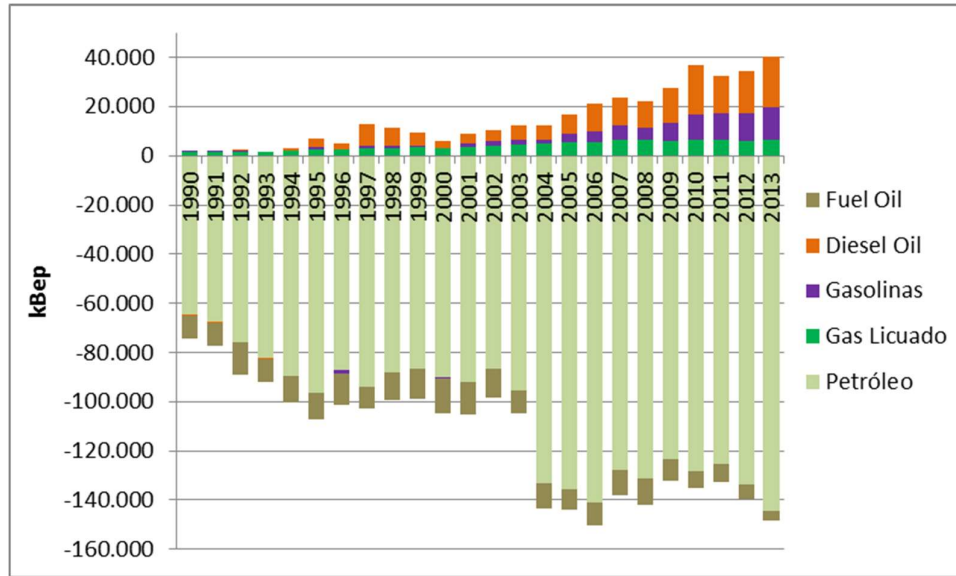
**El rasgo más distintivo del comercio exterior energético de Ecuador es una fuerte exportación de Petróleo Crudo e importaciones significativas de derivados, principalmente Diesel Oil, Gasolinas y Gas Licuado.**

**La importación total de energía tiene un gran aumento durante el período, pasando de 1.961 kBep en 1990 a 44.258 kBep en 2013, con una tasa promedio de 14,5% a.a.**

A comienzo del período, el Gas Licuado de Petróleo representaba la mayor parte de las importaciones, el 79,7%, pero su participación comienza a disminuir hasta llegar al 14,5% en 2013. **Actualmente las importaciones están compuestas básicamente por Diesel Oil y Gasolinas, que aumentaron su participación de 12,8% a 47,2% y de 5,5% a 32,3% respectivamente. En menor medida, le siguen la Electricidad (a partir del año 1999) y el Kerosene y Turbo.** A partir de 2004 hay importaciones de Fuel Oil, pero sus exportaciones son mayores.

La exportación total de energía presenta un crecimiento a lo largo del período pasando de 74.679 kBep en 1990 a 151.736 kBep en 2013, con una tasa promedio de 3,1% a.a. La mayor parte está compuesta por Petróleo crudo que aumenta su participación pasando de 86,7% en 1990 a 95,2% en 2013. Luego le sigue en mucha menor medida el Fuel Oil, que disminuye su participación pasando de 12,2% en 1990 a 3,9% en 2013. También se observan pequeñas exportaciones de Gasolinas y en algunos años se registran pequeñas cantidades de Electricidad, Diesel Oil y Kerosene y Turbo.

Gráfico 7. Evolución de la Importación (+) y Exportación (-) de Energía Primaria y Secundaria 1990-2013 (kBep)



Nota: no se grafican las importaciones de Electricidad y Kero/Jet Fuel por sus relativamente bajos valores.

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Tabla 6. Evolución de la Importación (+) y Exportación (-) de Energía Primaria y Secundaria 1990-2013 (kBep)

Importación - Exportación							
Año	Petróleo	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinás	Kerosene/Tur	Diesel Oil	Fuel Oil
1990	-64.713,4	0,0	1.563,4	107,8	39,6	-596,5	-9.118,4
1991	-67.513,4	0,0	1.574,6	245,5	38,1	-363,0	-9.323,5
1992	-75.852,2	0,0	1.566,2	244,8	28,7	456,5	-13.151,6
1993	-82.122,7	0,0	1.482,0	-188,4	28,7	-513,5	-9.106,4
1994	-89.448,8	0,0	1.925,5	0,0	29,3	1.246,6	-10.667,9
1995	-96.531,0	0,0	2.743,4	773,6	28,9	3.533,6	-10.793,4
1996	-86.943,1	0,0	2.713,2	-1.684,9	21,2	2.486,9	-12.497,6
1997	-94.157,4	0,0	3.163,9	1.009,7	38,9	8.572,6	-8.615,2
1998	-88.034,3	0,0	3.115,8	1.084,8	39,3	7.210,1	-11.406,0
1999	-86.856,4	14,7	3.308,9	542,3	30,9	5.348,8	-12.018,0
2000	-89.968,6	0,0	3.159,5	-536,4	29,6	2.836,8	-14.349,1
2001	-91.876,3	13,8	3.693,7	1.186,5	38,6	4.112,7	-13.151,6
2002	-86.831,0	34,9	4.167,8	1.794,4	37,4	4.216,7	-11.476,2
2003	-95.286,2	652,1	4.339,1	1.948,0	27,9	6.051,0	-9.638,6
2004	-133.344,6	995,5	4.797,0	1.874,5	0,0	5.548,2	-10.313,0
2005	-135.596,2	1.057,9	5.369,3	3.510,0	0,9	7.944,3	-8.463,3
2006	-140.788,9	972,4	5.650,2	4.005,7	0,0	11.342,2	-9.426,4
2007	-127.871,8	509,6	6.499,8	5.834,1	0,0	11.117,3	-10.353,7
2008	-131.420,5	286,6	6.222,8	4.981,4	4,8	11.176,4	-10.342,9
2009	-123.193,2	681,6	6.083,9	7.061,0	10,2	14.481,3	-8.878,5
2010	-128.249,1	534,6	6.295,1	10.357,2	85,2	19.960,0	-6.962,4
2011	-125.433,5	793,2	6.523,3	10.618,8	27,9	15.111,9	-7.465,6
2012	-133.454,2	140,2	6.038,7	11.403,0	26,1	17.048,4	-6.025,6
2013	-144.509,6	392,4	6.409,7	13.067,6	108,3	20.872,3	-3.818,9

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

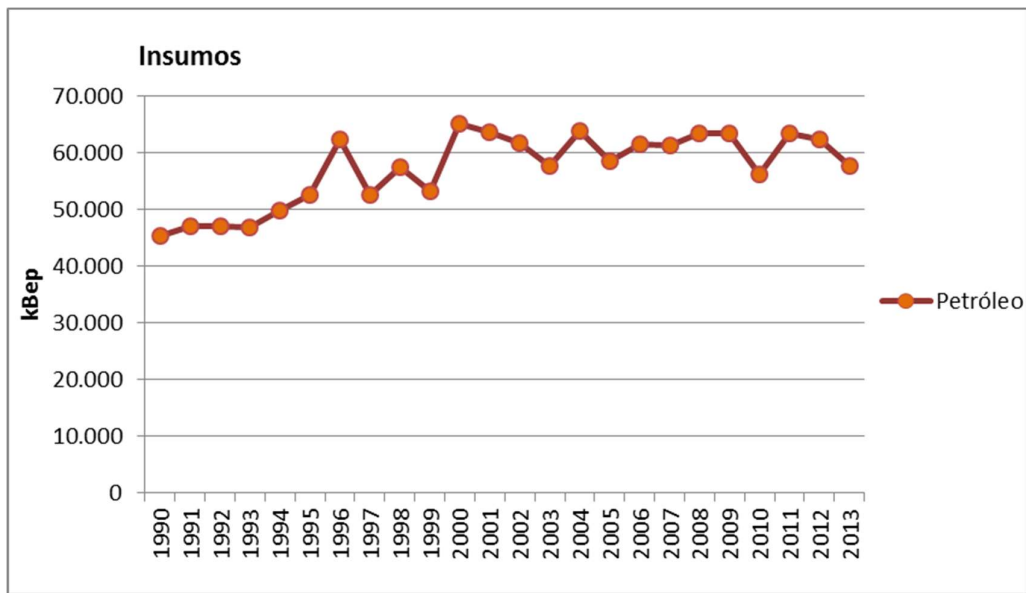
### 1.5. Centros de Transformación

En la presente sección, se describe el balance de los Centros de Transformación para la serie histórica 1990-2013, consignados en los Balances Energéticos Nacionales del Ecuador, revisados y publicados por el MICSE. La descripción se realizará teniendo en cuenta los consumos y productos en términos de barriles equivalentes de petróleo (kBep) para las series que cuenten con información.

#### i. Refinerías

**Insumos:** El insumo de la refinería es el energético consignado bajo el nombre de Petróleo en los balances energéticos, y ocupa el 100% de participación. Puede notarse un incremento en las cantidades ingresadas desde 1990 hasta aproximadamente el año 2000, momento en el cual aparentemente se ha alcanzado la capacidad máxima de procesamiento. Efectivamente, a partir de dicho año el ingreso del insumo a la totalidad de complejos refinadores se mantiene constante en aproximadamente 60.000 kBep/año, con algunas oscilaciones, tal como puede apreciarse en el siguiente gráfico.

Gráfico 8. Insumos de las Refinerías



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

Tabla 7. Insumos de las Refinerías

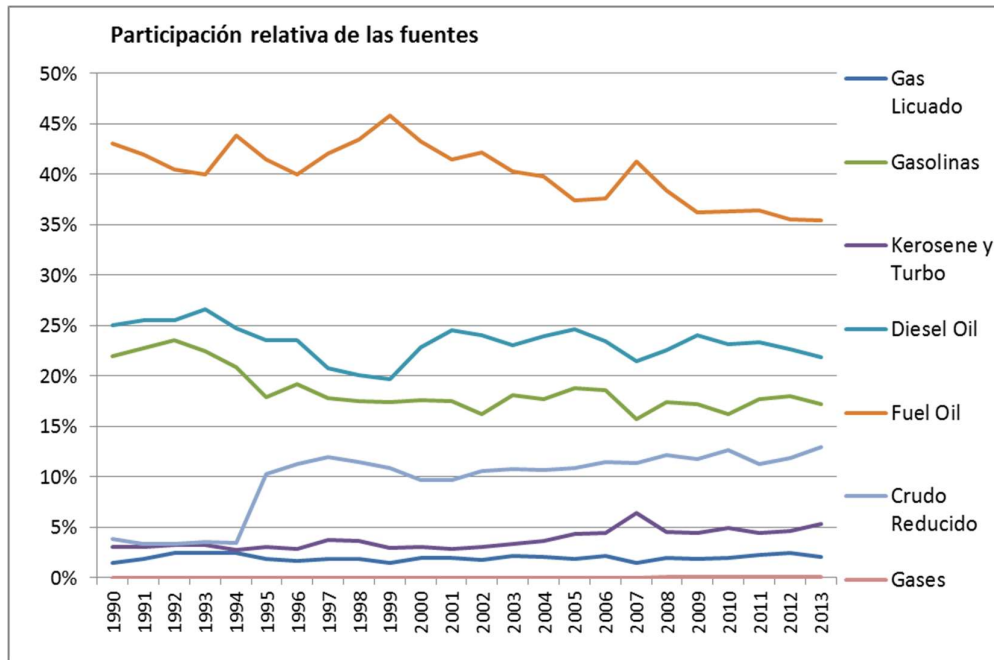
Insumos Refinerías	
Año	Petróleo
1990	45.396,3
1991	46.983,4
1992	46.946,5
1993	46.732,2
1994	49.857,5
1995	52.535,2
1996	62.291,8
1997	52.573,5
1998	57.478,3
1999	53.249,4
2000	65.079,2
2001	63.686,0
2002	61.722,9
2003	57.572,5
2004	63.712,9
2005	58.429,4
2006	61.430,6
2007	61.221,0
2008	63.471,8
2009	63.304,7
2010	56.077,3
2011	63.470,5
2012	62.249,1
2013	57.585,6

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

**Productos:** El agrupamiento de productos generados en la refinería consignados en el BEN está conformado por Gas Licuado de Petróleo, Gasolina Motor, Kerosene Jet, Diesel Oil, Fuel Oil, Crudo Reducido, Gases y No Energético. La cantidad producida aumentó concomitantemente con el aumento del ingreso de crudo, hasta el año 2000, alcanzando una producción de alrededor de 55.000 kBep, mostrando una alta eficiencia energética de conversión.

Lo que respecta a la participación relativa de productos, tal como puede apreciarse en la siguiente figura, existió un continuo decrecimiento de la participación de Fuel Oil de 10 puntos porcentuales desde el año 2000, complementariamente se aprecia un incremento en el No Energético, el Kerosene y el Crudo Residual. **Los combustibles principales del sector transporte, sin embargo, no han aumentado su participación**, habiéndose convertido éste uno de los principales problemas y desafíos que presenta el subsector actualmente, donde las importaciones de los mismos superan holgadamente la oferta interna. Es decir, **se manifiesta la necesidad de ampliar la capacidad de refinación.**

Gráfico 9. Productos de las Refinerías



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

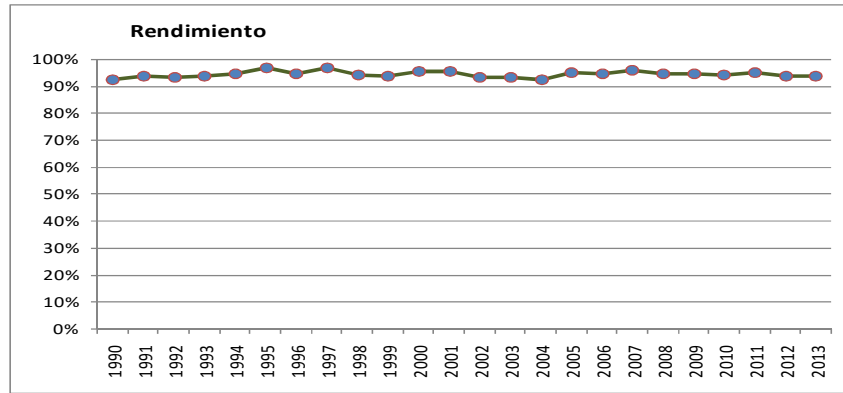
Tabla 8. Productos de las Refinerías

Participación Relativa de las Fuentes								
Año	Gas Licuado	Gasolinas	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Crudo Reducido	Gases	No Energético
1990	1,4%	22,0%	3,1%	25,0%	43,0%	3,8%	0,0%	1,6%
1991	1,8%	22,8%	3,0%	25,6%	41,9%	3,4%	0,0%	1,5%
1992	2,4%	23,5%	3,3%	25,5%	40,5%	3,4%	0,0%	1,5%
1993	2,5%	22,4%	3,2%	26,6%	40,0%	3,5%	0,0%	1,8%
1994	2,4%	20,9%	2,8%	24,7%	43,8%	3,5%	0,0%	1,9%
1995	1,9%	17,9%	3,1%	23,6%	41,5%	10,2%	0,0%	1,8%
1996	1,6%	19,2%	2,8%	23,6%	40,0%	11,3%	0,0%	1,5%
1997	1,9%	17,8%	3,8%	20,8%	42,1%	12,0%	0,0%	1,6%
1998	1,8%	17,5%	3,6%	20,1%	43,5%	11,4%	0,0%	2,0%
1999	1,5%	17,4%	3,0%	19,7%	45,8%	10,8%	0,0%	1,7%
2000	2,0%	17,6%	3,0%	22,9%	43,3%	9,7%	0,0%	1,6%
2001	1,9%	17,5%	2,9%	24,5%	41,4%	9,7%	0,0%	2,0%
2002	1,7%	16,3%	3,0%	24,1%	42,1%	10,6%	0,0%	2,1%
2003	2,1%	18,1%	3,4%	23,0%	40,3%	10,7%	0,0%	2,4%
2004	2,0%	17,7%	3,6%	24,0%	39,8%	10,7%	0,0%	2,2%
2005	1,9%	18,8%	4,3%	24,6%	37,5%	10,9%	0,0%	2,1%
2006	2,2%	18,6%	4,5%	23,5%	37,7%	11,4%	0,0%	2,2%
2007	1,5%	15,7%	6,4%	21,5%	41,2%	11,4%	0,0%	2,2%
2008	2,0%	17,4%	4,5%	22,5%	38,4%	12,1%	0,0%	2,9%
2009	1,9%	17,2%	4,4%	24,0%	36,2%	11,8%	0,0%	4,5%
2010	1,9%	16,2%	4,9%	23,2%	36,4%	12,6%	0,1%	4,7%
2011	2,3%	17,7%	4,5%	23,4%	36,5%	11,3%	0,1%	4,4%
2012	2,4%	18,0%	4,6%	22,7%	35,6%	11,8%	0,0%	4,8%
2013	2,1%	17,2%	5,3%	21,9%	35,4%	12,9%	0,1%	5,2%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

**Rendimiento:** El rendimiento de las refinerías se mantuvo muy constante oscilando alrededor del 93% a lo largo de todo el período analizado.

Gráfico 10. Rendimientos en las Refinerías



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

Tabla 9. Rendimientos en las Refinerías

Rendimiento Refinerías	
Año	Rendimiento
1990	92,5%
1991	93,8%
1992	93,3%
1993	93,5%
1994	94,7%
1995	96,9%
1996	94,4%
1997	96,5%
1998	94,3%
1999	93,8%
2000	95,4%
2001	95,3%
2002	93,1%
2003	93,4%
2004	92,4%
2005	94,7%
2006	94,4%
2007	95,7%
2008	94,7%
2009	94,4%
2010	94,2%
2011	94,9%
2012	93,7%
2013	93,8%

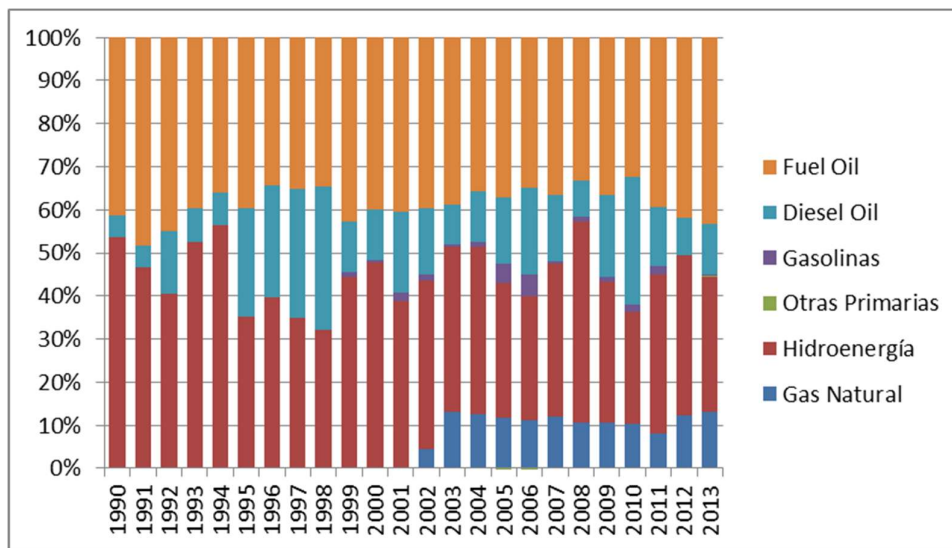
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT



ii. Centrales eléctricas

**Insumos:** Las Centrales Eléctricas del país utilizan seis insumos principales para la generación: Gas Natural, Hidroenergía, Otras Primarias, Gasolina Motor, Diesel Oil y Fuel Oil. Lo que se observa en la evolución histórica es la **continua pérdida de participación de la hidroenergía, al mismo tiempo que se introdujo y tomó una participación de casi el 15% en muy poco años el gas natural**. También se evidencian picos muy marcados de aumento del consumo de diesel (con su consecuente impacto económico) en concomitancia con bajas puntuales de la hidroenergía, evidenciando un sistema de **reserva para baja hidrologías principalmente basado en diesel e incluso gasolina**. Esta situación es altamente perjudicial, sobre todo teniendo presente la estructura de producción y la falta de capacidad de refinación manifiesta en los últimos diez años.

Gráfico 11. Insumos de las Centrales Eléctricas (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
 Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

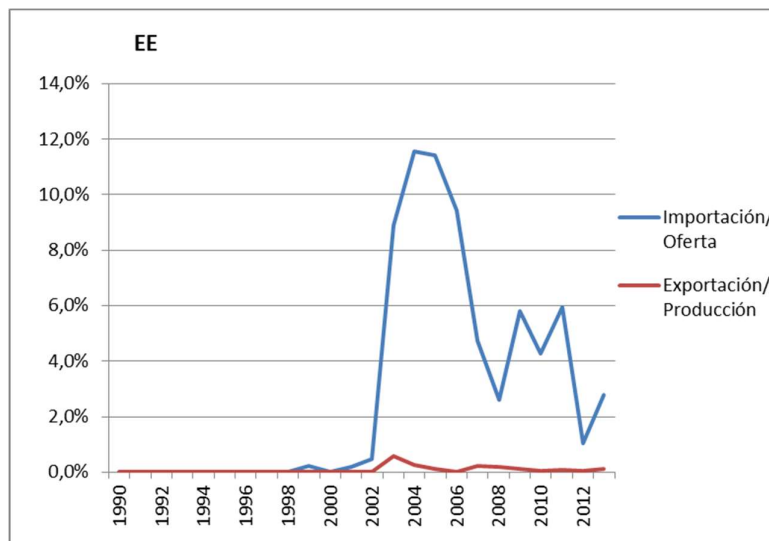
Tabla 10. Insumos de las Centrales Eléctricas (%)

Año	Insumos					
	Gas Natural	Hidroenergía	Otras Primarias	Gasolinas	Diesel Oil	Fuel Oil
1990	0,0%	53,7%	0,0%	0,0%	5,0%	41,3%
1991	0,0%	46,7%	0,0%	0,0%	4,9%	48,4%
1992	0,0%	40,6%	0,0%	0,0%	14,5%	44,9%
1993	0,0%	52,7%	0,0%	0,0%	7,8%	39,5%
1994	0,0%	56,3%	0,0%	0,0%	7,8%	35,9%
1995	0,0%	35,2%	0,0%	0,0%	25,2%	39,7%
1996	0,0%	39,7%	0,0%	0,0%	25,9%	34,4%
1997	0,0%	34,9%	0,0%	0,0%	29,9%	35,2%
1998	0,0%	32,2%	0,0%	0,0%	33,3%	34,5%
1999	0,0%	44,4%	0,0%	1,2%	11,8%	42,7%
2000	0,0%	47,8%	0,0%	0,6%	11,7%	39,8%
2001	0,0%	38,8%	0,0%	1,9%	18,7%	40,6%
2002	4,4%	39,2%	0,0%	1,3%	15,4%	39,6%
2003	13,1%	38,3%	0,0%	0,4%	9,3%	38,8%
2004	12,5%	39,0%	0,0%	1,1%	11,7%	35,7%
2005	11,8%	31,4%	0,0%	4,2%	15,5%	37,1%
2006	11,3%	28,6%	0,0%	4,9%	20,3%	34,8%
2007	11,9%	35,6%	0,0%	0,6%	15,4%	36,5%
2008	10,5%	46,8%	0,0%	1,2%	8,1%	33,3%
2009	10,7%	32,6%	0,0%	1,3%	18,8%	36,7%
2010	10,2%	26,1%	0,0%	1,6%	29,6%	32,4%
2011	8,1%	37,0%	0,0%	1,8%	13,8%	39,3%
2012	12,2%	37,3%	0,0%	0,0%	8,6%	41,8%
2013	13,2%	31,3%	0,2%	0,3%	11,8%	43,2%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

**Productos:** La electricidad es el producto único de estos centros de transformación y creció durante todo el período. Se evidencia, sin embargo, un conjunto de años particularmente críticos entre 2003 y 2006, donde una parte importante de la oferta interna eléctrica fue suplida con importaciones, llegando al 11% del total de la energía, tal como se observa en la siguiente figura. Esta situación estuvo asociada en parte a la baja hidrología, pero también bajos niveles de margen de reserva por falta de ingreso de centrales generadoras y baja disponibilidad.

Gráfico 12. Productos de las Centrales Eléctricas



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxFte

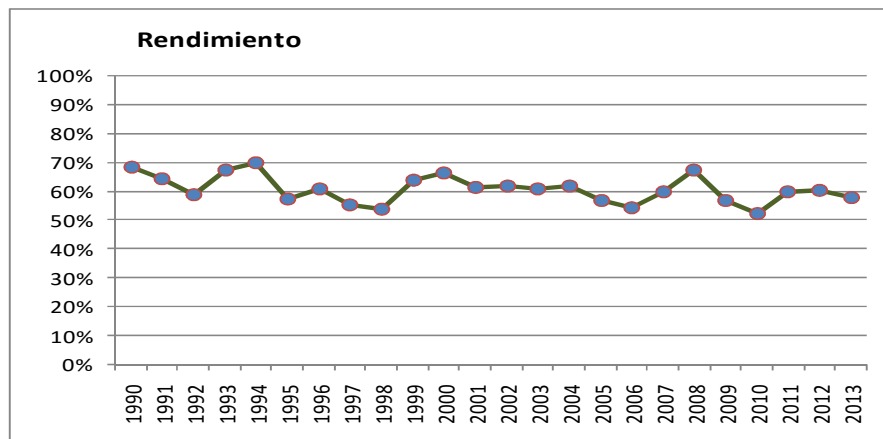
Tabla 11. Productos de las Centrales Eléctricas

Electricidad		
Año	Importación /Oferta	Exportación/ Producción
1990	0,0%	0,0%
1991	0,0%	0,0%
1992	0,0%	0,0%
1993	0,0%	0,0%
1994	0,0%	0,0%
1995	0,0%	0,0%
1996	0,0%	0,0%
1997	0,0%	0,0%
1998	0,0%	0,0%
1999	0,2%	0,0%
2000	0,0%	0,0%
2001	0,2%	0,0%
2002	0,5%	0,0%
2003	8,9%	0,6%
2004	11,6%	0,3%
2005	11,4%	0,1%
2006	9,4%	0,0%
2007	4,7%	0,2%
2008	2,6%	0,2%
2009	5,8%	0,1%
2010	4,3%	0,1%
2011	5,9%	0,1%
2012	1,0%	0,1%
2013	2,8%	0,1%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxFte

**Rendimiento:** El rendimiento del complejo agregado de generación eléctrica muestra una tendencia levemente decreciente, consecuentemente con el hecho de la pérdida de participación relativa de las centrales hidroeléctricas. Tal como se presenta en la figura siguiente, en la actualidad ronda el 60%, con algunas fluctuaciones en función de la disponibilidad anual de agua. **El ingreso de máquinas térmicas tipo Motores Reciprocantes (de relativamente alta eficiencia) ha permitido mantener valores altos de eficiencia, pero a costa de la utilización de combustibles onerosos. Esta situación evidencia claramente decisiones tomadas en la coyuntura.**

Gráfico 13. Rendimiento de las Centrales Eléctricas



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

Tabla 12. Rendimiento de las Centrales Eléctricas

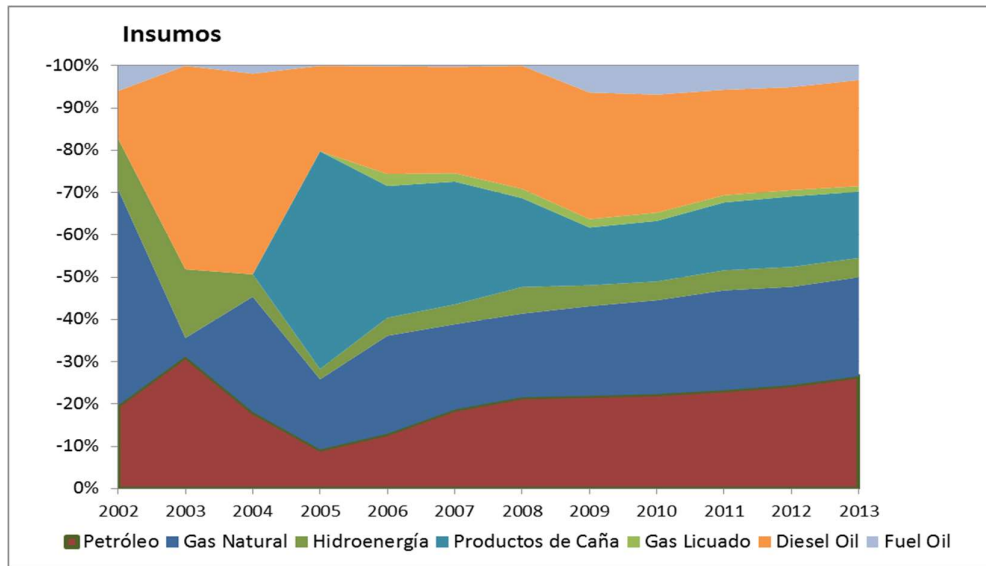
Rendimiento Centrales Eléctricas	
Año	Rendimiento
1990	68,3%
1991	64,2%
1992	58,7%
1993	67,2%
1994	69,9%
1995	57,4%
1996	60,6%
1997	55,4%
1998	53,8%
1999	63,7%
2000	66,4%
2001	61,3%
2002	61,6%
2003	60,9%
2004	61,6%
2005	56,5%
2006	54,5%
2007	59,7%
2008	67,4%
2009	56,8%
2010	52,0%
2011	59,6%
2012	60,4%
2013	57,7%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

### iii. *Autoproductores*

**Insumos:** La serie de autoproducción recién comienza en 2001, con lo que se dispone de menos información estadística para analizar la evolución de su comportamiento. Los insumos utilizados en estos centros son Petróleo, Gas Natural, Hidroenergía, Productos de Caña, Gas Licuado, Diesel Oil y Fuel Oil. En la actualidad el insumo más relevante es el Petróleo alcanzando el 27% de participación, seguido por el Diesel con 25% y el Gas Natural con 23%.

Gráfico 14. Insumos de los Autoprodutores



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

Tabla 13. Insumos de los Autoprodutores

Insumos Autoprodutores								
Año	Petróleo	Gas Natural	Hidroenergía	Productos de Caña	Gas Licuado	Diesel Oil	Fuel Oil	Total
2002	19.7%	51.1%	12.0%			11.3%	5.9%	100.0%
2003	31.3%	4.4%	16.2%			48.1%		100.0%
2004	18.1%	27.3%	5.3%			47.4%	1.9%	100.0%
2005	9.3%	16.6%	2.4%	51.5%		20.2%		100.0%
2006	13.0%	23.2%	4.2%	31.2%	2.8%	25.5%	0.1%	100.0%
2007	18.7%	20.2%	4.7%	29.1%	2.0%	25.1%	0.2%	100.0%
2008	21.6%	19.8%	6.3%	21.0%	2.2%	29.1%		100.0%
2009	22.0%	21.2%	4.9%	13.7%	2.0%	29.9%	6.3%	100.0%
2010	22.4%	22.2%	4.4%	14.3%	1.9%	27.9%	6.8%	100.0%
2011	23.3%	23.6%	4.7%	16.1%	1.7%	24.9%	5.7%	100.0%
2012	24.5%	23.2%	4.7%	16.7%	1.5%	24.3%	5.1%	100.0%
2013	26.6%	23.4%	4.6%	15.7%	1.3%	25.1%	3.4%	100.0%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

Tal como puede apreciarse en la figura previa, el Petróleo recuperó una fuerte participación (presumiblemente debido a la falta de capacidad de refinación que llevan a consumirlo sin procesar). El resto de las fuentes se mantienen relativamente constantes en término de participación, salvo el caso de los Residuos de Caña (BZ) que fueron perdiendo participación, posiblemente por el destino alternativo del Bagazo, ya que valores consumidos cercanos a los 2000 kBep en el año 2005 se redujeron a la mitad en estos últimos cinco años.

En términos absolutos, el ingreso de Petróleo, Gas Natural y Diesel consumido ha crecido fuertemente, a un promedio considerando los tres insumos de 14% a.a.

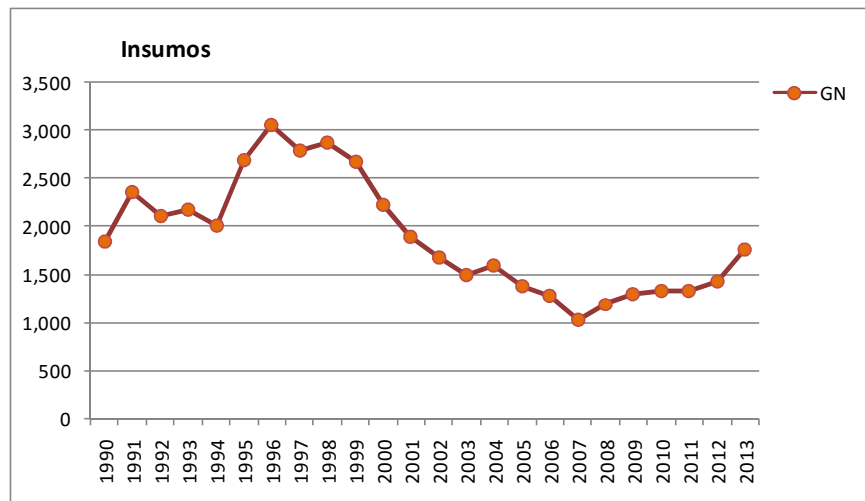
**Productos:** El único producto generado, la energía eléctrica, ha crecido de manera significativa (15% a.a. considerando los últimos 8 años) al ritmo que fue creciendo la utilización de petróleo, gas y diesel.

**Rendimiento:** El rendimiento del sector se encuentra rondando el 30%, relativamente estable durante todo el período. Esto da cuenta de equipamientos de generación térmica de no muy alta sofisticación.

**iv. Centros de Gas**

**Insumos:** El insumo de los Centros de Gas es el Gas Natural rico, al cual se le extraen los líquidos en solución. En los últimos años ha existido un leve repunte del ingreso (en términos absolutos) el cuál se encuentra bastante por debajo de los valores históricos alcanzados, tal como se muestra en la figura siguiente.

Gráfico 15. Insumos de los Centros de Gas



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

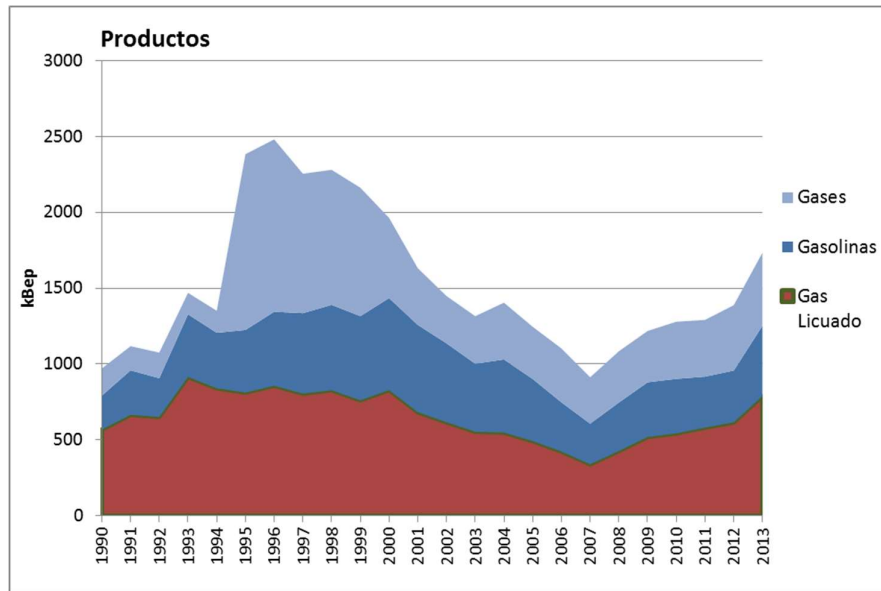
Tabla 14. Insumos de los Centros de Gas (kBep)

Insumos Centro de Gas	
Año	Gas Natural
1990	1.840,4
1991	2.362,0
1992	2.109,1
1993	2.176,3
1994	2.002,8
1995	2.690,4
1996	3.058,4
1997	2.797,3
1998	2.871,6
1999	2.671,4
2000	2.217,7
2001	1.892,7
2002	1.676,9
2003	1.490,8
2004	1.587,6
2005	1.373,1
2006	1.267,5
2007	1.023,6
2008	1.182,4
2009	1.297,1
2010	1.320,9
2011	1.328,0
2012	1.424,0
2013	1.761,2

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

**Productos:** Los productos generados son Gas Licuado, Gasolina Motor y Gases. Su participación actual es de 46%, 27% y 28% respectivamente, pero ha variado en términos históricos, principalmente perdiendo espacio el Gas Licuado, frente a los Gases y la Gasolina. Un cambio abrupto se observa en 1994, posiblemente en relación a alguna modificación estructural relacionada con la perspectiva de poder recuperar Gases. Dicha evolución se observa en la figura siguiente.

Gráfico 16. Productos de los Centros de Gas



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

Tabla 15. Productos de los Centros de Gas (kBep)

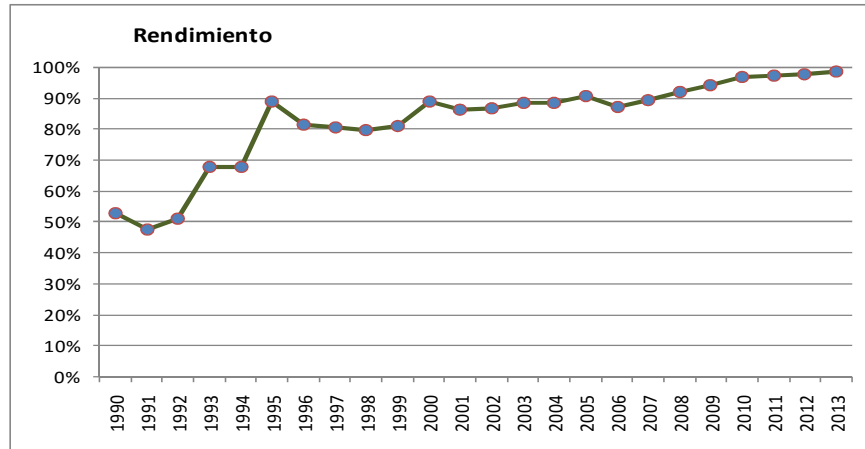
Productos Centros de Gas			
Año	Gases	Gasolinas	Gas Licuado
1990	179,0	223,5	568,8
1991	159,7	293,0	665,7
1992	169,1	254,9	652,1
1993	140,9	413,2	915,7
1994	145,6	365,5	840,9
1995	1.159,0	412,5	812,8
1996	1.136,7	487,5	857,6
1997	919,8	530,1	805,5
1998	890,8	562,3	828,3
1999	846,6	555,2	761,4
2000	528,9	606,7	828,8
2001	373,9	575,3	683,3
2002	312,0	520,2	616,9
2003	313,6	448,1	554,5
2004	374,6	481,7	548,8
2005	343,9	409,2	492,9
2006	355,6	324,1	424,0
2007	305,9	267,5	339,9
2008	338,0	319,4	427,4
2009	338,3	360,2	520,0
2010	376,7	359,4	543,4
2011	374,0	336,1	581,6
2012	431,4	341,4	616,0
2013	481,9	463,3	789,8

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT



**Rendimiento:** La evolución del rendimiento acompaña la afirmación precedente, ya que en los años que siguen a 1994 es marcado el incremento del mismo. Tal como puede apreciarse, de valores del 50% se alcanzan guarismos cercanos a 90% en una primera instancia y llegando a 100% para el final del periodo.

Gráfico 17. Rendimiento de los Centros de Gas



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

Tabla 16. Rendimiento de los Centros de Gas

Rendimiento Centro de Gas	
Año	Rendimiento
1990	52,8%
1991	47,4%
1992	51,0%
1993	67,5%
1994	67,5%
1995	88,6%
1996	81,1%
1997	80,6%
1998	79,4%
1999	81,0%
2000	88,6%
2001	86,3%
2002	86,4%
2003	88,3%
2004	88,5%
2005	90,7%
2006	87,1%
2007	89,2%
2008	91,8%
2009	93,9%
2010	96,9%
2011	97,3%
2012	97,5%
2013	98,5%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v05, Hoja BENxCT

v. **Destilería**

**Insumos:** La destilería es un centro de transformación muy sencillo, que comienza a reflejar su operación en 2011. Consta de un único insumo que es Residuos de Caña.

**Productos:** El producto de la destilería es la Gasolina Motor. La producción aumentó el último año respecto de los dos años anteriores, pero sin embargo los valores son muy reducidos en relación con la demanda. A modo de comparación basta mencionar que la producción de 33 kBep representa menos del 0,5% de lo que se importa de Gasolina. No obstante el potencial del país es muy alto.

**Rendimiento:** El rendimiento de la destilería es de un 100%, es probable que esto responda simplemente a una convención.

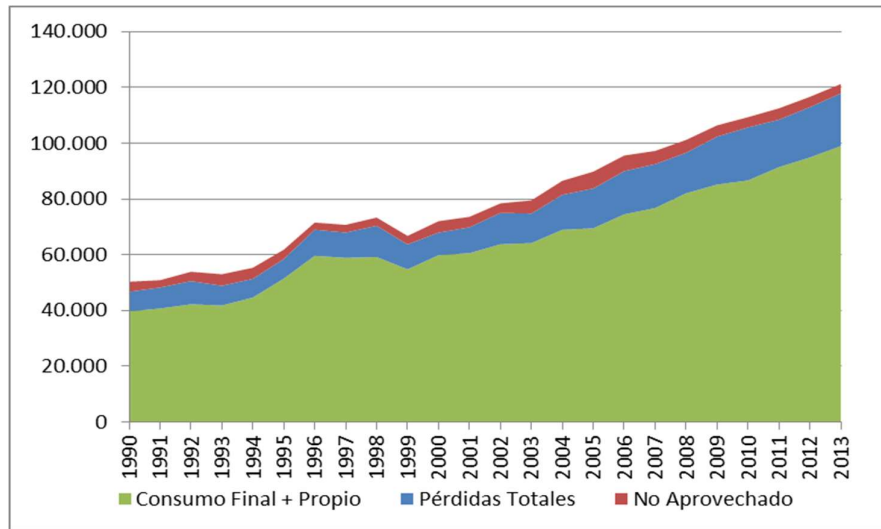
vi. **Restantes Centros de Transformación**

Si bien el Balance Energético Nacional consigna como centros de transformación a las Carboneras, a las Coquerías/Altos Hornos y una categoría denominada Otros Centros, ninguno de estos conceptos contienen información. De modo que en el presente análisis, los mismos se dejan de lado.

1.6. La Oferta Interna Total

Llamaremos Oferta Interna Bruta Total (OIBT) a la suma de la Oferta Interna más la energía no aprovechada. Representa el total de energía disponible en el país en un año.

Gráfico 18. Evolución de la Oferta Interna Bruta Total 1990-2013 (kBep)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
 Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Tabla 17. Evolución de la Oferta Interna Bruta Total 1990-2013 (kBep)

Oferta Interna Bruta Total				
Año	Pérdidas Totales	No Aprovechado	Consumo Final + Propio	Oferta Interna Bruta Total
1990	7.008,1	3.620,2	39.692,2	50.320,5
1991	7.526,6	2.625,6	40.722,3	50.874,5
1992	8.298,3	3.357,4	42.220,1	53.875,8
1993	7.062,0	4.122,2	41.803,4	52.987,5
1994	6.705,8	3.964,6	44.660,7	55.331,1
1995	6.986,3	3.375,5	51.441,3	61.803,2
1996	9.372,1	2.538,5	59.616,7	71.527,2
1997	9.027,4	2.790,1	58.906,1	70.723,6
1998	11.217,2	2.932,2	59.175,0	73.324,5
1999	8.934,6	3.042,1	54.764,9	66.741,6
2000	8.097,5	4.103,5	59.828,6	72.029,6
2001	9.264,0	3.764,3	60.565,4	73.593,7
2002	11.240,3	3.427,9	63.752,2	78.420,4
2003	10.608,2	4.701,7	64.170,9	79.480,8
2004	12.539,9	5.003,3	68.949,0	86.492,2
2005	14.282,0	6.032,5	69.472,1	89.786,5
2006	15.496,2	5.609,5	74.465,8	95.571,5
2007	15.742,3	4.739,6	76.735,7	97.217,6
2008	14.531,3	4.613,0	82.021,7	101.166,0
2009	17.166,4	4.071,9	85.156,9	106.395,3
2010	19.011,5	3.679,0	86.634,7	109.325,1
2011	17.035,3	4.072,0	91.384,7	112.492,0
2012	18.044,7	3.705,1	94.868,5	116.618,3
2013	18.884,1	3.355,0	98.970,3	121.209,4

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

La OIBT de Ecuador presenta un incremento a lo largo del período pasando de 50.320 kBep en 1990 a 121.209 kBep en 2013, con una tasa promedio de 3,9% a.a.

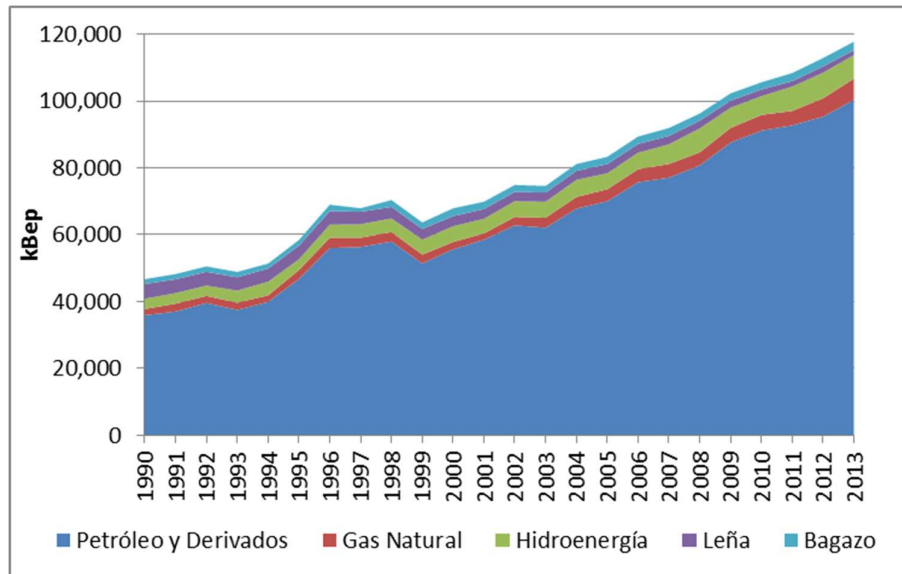
En 2013, la OIBT se compuso en un 81,7% de consumo total (propio + final); 15,6% de pérdidas (14% de transformación y 1,6% de transmisión y distribución); y el 2,7% restante el Gas Natural no aprovechado.

La Oferta Interna Total (OIT), llamada también Oferta Total o Consumo Bruto Total (CBT), es la OIBT menos la energía no aprovechada. Puede calcularse también como la suma del consumo final + el consumo propio + todas las pérdidas. La OIT es la energía necesaria para el funcionamiento del sistema socioeconómico, incluido su sistema energético. Depende por lo tanto de la estructura del consumo final en los sectores socioeconómicos como así también de centros de transformación existentes en el país.

La OIT tuvo un crecimiento durante todo el período pasando de 46.700 kBep en 1990 a 117.838 kBep en 2013, con una tasa promedio de 4,1% a.a.

Es importante presentar la composición de la OIT por grupo de fuentes ya que muestra la estructura que requiere el país. Está compuesta principalmente por el Petróleo y sus derivados, que aumentan su participación de 76,9% en 1990 a 85,2% en 2013.

Gráfico 19. Evolución de la Oferta Interna por grupo de Fuentes 1990-2013 (kBep)



Nota: no se grafica la Oferta Interna de Otras Primarias debido a su relativamente bajo valor.

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos

Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Tabla 18. Evolución de la Oferta Interna por grupo de Fuentes 1990-2013 (kBep)

Oferta Interna por Grupo de Fuentes							
Año	Petróleo y Derivados	Gas Natural	Hidroenergía	Leña	Bagazo	Otras Primarias	Total
1990	35.906,1	1.840,4	3.089,8	4.396,3	1.467,7	0,0	46.700,3
1991	37.015,2	2.362,0	3.145,0	4.163,2	1.563,4	0,0	48.248,9
1992	39.576,6	2.109,1	3.081,6	4.125,0	1.626,1	0,0	50.518,4
1993	37.490,5	2.176,3	3.600,0	4.011,9	1.586,6	0,0	48.865,3
1994	39.861,5	2.002,8	4.067,8	3.963,7	1.470,7	0,0	51.366,5
1995	46.735,2	2.690,4	3.197,5	4.118,7	1.685,9	0,0	58.427,7
1996	56.028,5	3.058,4	3.930,4	4.064,3	1.907,3	0,0	68.988,8
1997	56.308,6	2.797,3	4.048,6	3.710,6	1.068,3	0,0	67.933,5
1998	57.949,5	2.871,6	4.031,2	3.475,5	2.064,5	0,0	70.392,2
1999	51.388,7	2.671,4	4.454,1	3.225,2	1.960,1	0,0	63.699,5
2000	55.610,2	2.217,7	4.715,9	3.031,9	2.338,6	0,0	67.914,2
2001	58.499,4	1.892,7	4.387,9	2.934,5	2.188,5	0,0	69.903,0
2002	62.798,1	2.542,4	4.679,5	2.830,5	2.038,4	0,0	74.888,9
2003	62.089,3	3.001,2	4.775,0	2.764,5	1.976,2	0,0	74.606,2
2004	67.809,5	3.505,0	5.090,0	2.730,1	2.032,1	0,0	81.166,7
2005	69.997,8	3.599,9	4.793,4	2.745,0	2.168,5	0,0	83.304,6
2006	75.715,3	3.929,7	4.903,6	2.649,9	2.196,9	0,0	89.395,5
2007	77.062,1	4.135,2	5.855,1	2.539,9	2.357,6	0,6	91.950,6
2008	80.761,5	3.905,6	7.142,4	2.373,9	2.128,2	1,7	96.313,3
2009	87.603,9	4.362,5	6.056,8	2.135,6	2.158,0	2,0	102.318,8
2010	91.168,5	4.714,7	5.618,4	1.991,8	2.150,7	2,1	105.646,2
2011	92.734,8	4.331,4	7.294,7	1.618,0	2.426,1	2,1	108.407,1
2012	95.335,1	5.509,0	7.652,6	1.908,9	2.492,9	1,7	112.900,1
2013	100.359,1	6.377,5	7.035,9	1.485,5	2.543,4	36,4	117.837,8

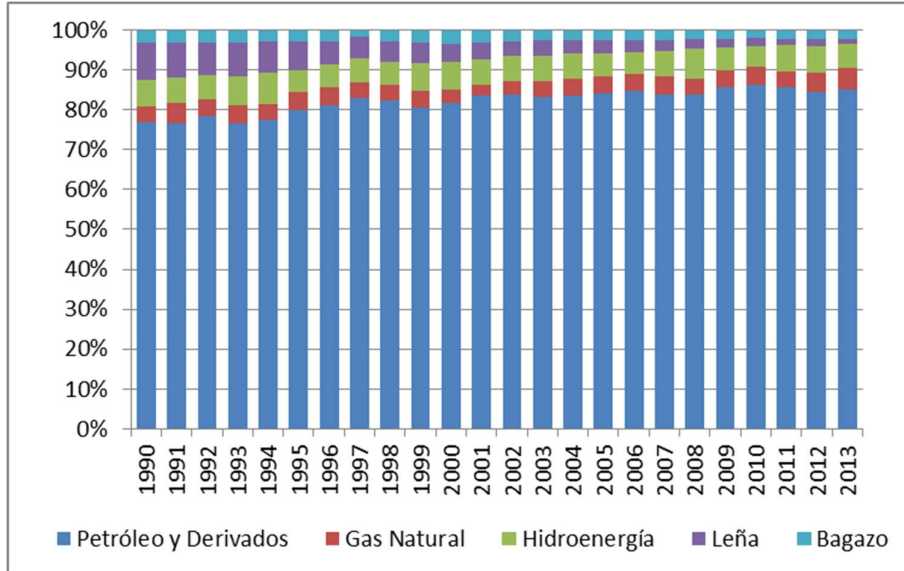
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos

Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

La segunda fuente en importancia es la Hidroenergía que disminuye su participación de 6,6% a 6% en todo el periodo; y luego el Gas Natural que aumenta su participación de 3,9% a 5,4%.

La Leña pierde participación significativamente, pasando de 9,4% en 1990 a 1,3% en 2013. Lo mismo ocurre con los Productos de Caña (Bagazo) aunque en menor participación, pasan de 3,1% a 2,2% en todo el periodo. Las Otras Primarias (Eólica), de incipiente participación, representa sólo el 0,03% de la OIT en 2013.

Gráfico 20. Evolución de la Oferta Interna por grupo de Fuentes 1990-2013 (%)



Nota: no se grafica la Oferta Interna de Otras Primarias debido a su relativamente bajo valor.  
Fuente: BEN 1990-2013, MICSE. Archivo: Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

Tabla 19. Evolución de la Oferta Interna por grupo de Fuentes 1990-2013 (%)

Oferta Interna por Grupo de Fuentes							
Año	Petróleo y Derivados	Gas Natural	Hidroenergía	Leña	Bagazo	Otras Primarias	Total
1990	76,9%	3,9%	6,6%	9,4%	3,1%	0,0%	100,0%
1991	76,7%	4,9%	6,5%	8,6%	3,2%	0,0%	100,0%
1992	78,3%	4,2%	6,1%	8,2%	3,2%	0,0%	100,0%
1993	76,7%	4,5%	7,4%	8,2%	3,2%	0,0%	100,0%
1994	77,6%	3,9%	7,9%	7,7%	2,9%	0,0%	100,0%
1995	80,0%	4,6%	5,5%	7,0%	2,9%	0,0%	100,0%
1996	81,2%	4,4%	5,7%	5,9%	2,8%	0,0%	100,0%
1997	82,9%	4,1%	6,0%	5,5%	1,6%	0,0%	100,0%
1998	82,3%	4,1%	5,7%	4,9%	2,9%	0,0%	100,0%
1999	80,7%	4,2%	7,0%	5,1%	3,1%	0,0%	100,0%
2000	81,9%	3,3%	6,9%	4,5%	3,4%	0,0%	100,0%
2001	83,7%	2,7%	6,3%	4,2%	3,1%	0,0%	100,0%
2002	83,9%	3,4%	6,2%	3,8%	2,7%	0,0%	100,0%
2003	83,2%	4,0%	6,4%	3,7%	2,6%	0,0%	100,0%
2004	83,5%	4,3%	6,3%	3,4%	2,5%	0,0%	100,0%
2005	84,0%	4,3%	5,8%	3,3%	2,6%	0,0%	100,0%
2006	84,7%	4,4%	5,5%	3,0%	2,5%	0,0%	100,0%
2007	83,8%	4,5%	6,4%	2,8%	2,6%	0,0%	100,0%
2008	83,9%	4,1%	7,4%	2,5%	2,2%	0,0%	100,0%
2009	85,6%	4,3%	5,9%	2,1%	2,1%	0,0%	100,0%
2010	86,3%	4,5%	5,3%	1,9%	2,0%	0,0%	100,0%
2011	85,5%	4,0%	6,7%	1,5%	2,2%	0,0%	100,0%
2012	84,4%	4,9%	6,8%	1,7%	2,2%	0,0%	100,0%
2013	85,2%	5,4%	6,0%	1,3%	2,2%	0,03%	100,0%

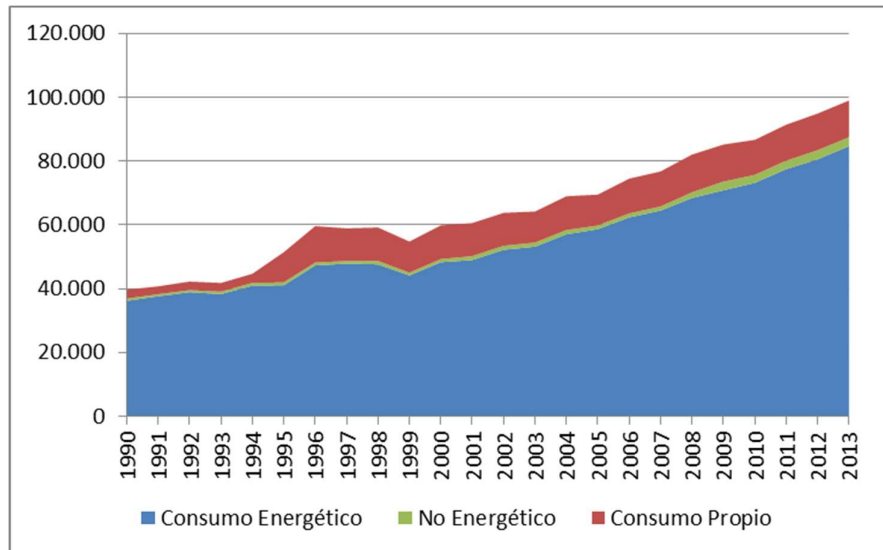
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Abastecimiento

## 2. Consumo<sup>143</sup>

### 2.1. Consumo Neto Total

El Consumo Neto Total (CNT) está compuesto por el Consumo Energético, el Consumo No Energético y el Consumo Propio. El CNT pasa de 39.692 kBep en 1990 a 98.970 kBep en 2013, con una tasa promedio de 4,1% a.a. A excepción de un estancamiento en 1997/8 y una caída en 1999, el crecimiento es sostenido a lo largo de todo el período.

Gráfico 21. Evolución del Consumo Neto Total 1990-2013 (kBep)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

<sup>143</sup> Algunos de los puntos desarrollados en este apartado, serán retomados con mayor profundidad en los capítulos correspondientes a la demanda eléctrica, del petróleo, y de sus derivados.

Tabla 20. Evolución del Consumo Neto Total 1990-2013 (kBep)

Año	Consumo Energético	Consumo Propio	No Energético	Consumo Neto Total
1990	36.208,4	2.801,0	682,7	39.692,2
1991	37.621,3	2.453,9	647,1	40.722,3
1992	38.899,6	2.684,0	636,5	42.220,1
1993	38.300,5	2.737,7	765,2	41.803,4
1994	40.929,9	2.839,0	891,8	44.660,7
1995	41.077,0	9.460,6	903,7	51.441,3
1996	47.288,5	11.447,4	880,9	59.616,7
1997	47.845,8	10.238,2	822,2	58.906,1
1998	47.619,5	10.487,5	1.068,1	59.175,0
1999	44.158,2	9.751,8	854,8	54.764,9
2000	48.294,8	10.570,6	963,2	59.828,6
2001	48.966,8	10.378,0	1.220,6	60.565,4
2002	52.191,1	10.330,8	1.230,3	63.752,2
2003	53.165,9	9.728,4	1.276,6	64.170,9
2004	57.058,5	10.596,7	1.293,8	68.949,0
2005	58.639,8	9.675,6	1.156,6	69.472,1
2006	62.312,7	10.891,4	1.261,7	74.465,8
2007	64.480,9	10.966,2	1.288,6	76.735,7
2008	68.399,9	11.851,5	1.770,3	82.021,7
2009	70.838,4	11.615,5	2.703,0	85.156,9
2010	73.156,5	10.985,2	2.492,9	86.634,7
2011	77.467,3	11.286,6	2.630,8	91.384,7
2012	80.545,2	11.498,6	2.824,6	94.868,5
2013	84.669,9	11.518,9	2.781,5	98.970,3

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

## 2.2. Consumo Propio

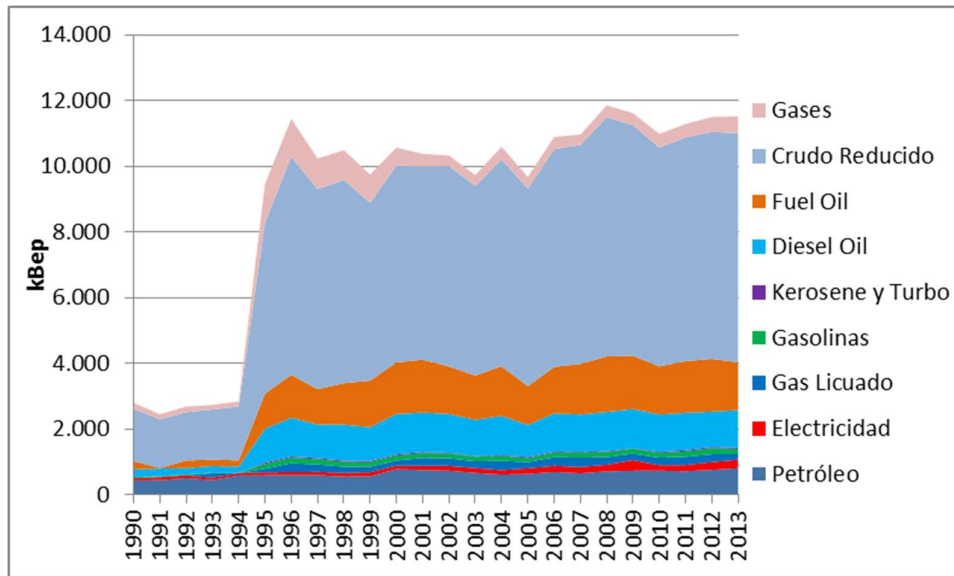
El consumo propio es la energía consumida por el propio sector energético.

El mismo presenta un aumento a lo largo del período pasando de 2.801 kBep en 1990 a 11.518 kBep en 2013, con una tasa promedio de 6,3% a.a.

En el año 1995 hay un brusco aumento, del 233% respecto al año anterior 1994, lo cual es muy llamativo. Los principales consumos propios se registran en la cadena petrolera, y la producción de Petróleo aumentó el 2,1% ese año mientras que el crudo procesado lo hizo en 5,4%, por lo que tan brusco crecimiento probablemente se deba a un relevamiento más real de dichos consumos. Durante los años siguientes el consumo propio tiene un comportamiento con altibajos, con una leve tendencia creciente a una tasa promedio del 1,1% a.a. entre 1995 y 2013.

El consumo propio está compuesto en su mayor parte por Crudo Reducido, el cual pasa de representar el 56,9% en 1990 al 60,5% en 2013. Luego le siguen el Fuel Oil y el Diesel Oil, que aumentan su participación de 9,1% a 12,7% y de 8,2% a 10%, respectivamente. A continuación, se encuentra el Petróleo que pasa de representar el 15,9% en 1990 al 7% en 2013. Finalmente se registran pequeños consumos de Gases, Electricidad, Gas Licuado (a partir de 1993), Gasolinas y Kerosene/Turbo Jet (este último a partir del año 1995).

Gráfico 22. Evolución del Consumo Propio 1990-2013 (kBep)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 21. Evolución del Consumo Propio 1990-2013 (kBep)

Año	Consumo Propio										Total
	Petróleo	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Crudo Reducido	Gases		
1990	444,2	66,4	0,0	29,3	0,0	231,1	255,9	1.595,1	179,0	2.801,0	
1991	449,7	85,2	0,0	29,3	0,0	231,4	20,2	1.478,4	159,7	2.453,9	
1992	509,9	82,8	0,0	22,0	0,0	195,0	235,7	1.469,6	169,1	2.684,0	
1993	450,3	68,5	138,7	22,0	0,0	195,0	195,3	1.527,0	140,9	2.737,7	
1994	587,4	68,7	0,0	7,3	0,0	195,0	188,6	1.646,4	145,6	2.839,0	
1995	593,7	90,4	110,0	147,4	38,0	1.032,5	1.069,5	5.209,5	1.169,5	9.460,6	
1996	596,4	92,3	273,5	166,6	37,1	1.180,6	1.306,2	6.645,4	1.149,3	11.447,4	
1997	600,1	97,9	223,9	158,2	34,5	1.025,2	1.077,3	6.090,7	930,3	10.238,2	
1998	554,8	111,6	186,5	151,1	34,0	1.098,1	1.261,9	6.187,0	902,4	10.487,5	
1999	565,2	121,2	166,1	141,7	34,0	1.030,5	1.417,7	5.418,2	857,3	9.751,8	
2000	779,9	107,7	155,7	155,0	34,6	1.225,5	1.574,2	5.995,9	542,0	10.570,6	
2001	755,6	126,1	238,5	150,3	33,8	1.198,7	1.608,7	5.879,5	386,7	10.378,0	
2002	733,7	145,0	232,7	145,6	21,7	1.182,4	1.445,0	6.100,3	324,4	10.330,8	
2003	666,1	147,5	206,5	138,7	18,7	1.103,9	1.350,7	5.771,1	325,2	9.728,4	
2004	616,0	133,4	285,6	150,1	24,9	1.193,1	1.511,8	6.294,4	387,4	10.596,7	
2005	637,0	167,9	193,7	121,0	31,7	978,3	1.177,9	6.014,0	354,1	9.675,6	
2006	694,6	186,4	262,7	144,1	26,5	1.163,3	1.417,9	6.627,9	368,0	10.891,4	
2007	655,3	190,4	283,6	150,1	24,6	1.139,6	1.537,5	6.666,9	318,1	10.966,2	
2008	715,1	199,4	230,8	152,9	27,8	1.195,2	1.689,5	7.285,8	354,9	11.851,5	
2009	733,1	324,8	197,6	149,2	16,6	1.189,4	1.620,7	7.019,4	364,8	11.615,5	
2010	736,4	161,2	231,5	145,5	27,6	1.144,0	1.463,5	6.662,5	413,0	10.985,2	
2011	719,4	186,1	251,1	164,2	38,8	1.134,9	1.573,7	6.810,8	407,6	11.286,6	
2012	760,7	234,9	240,7	183,1	38,3	1.073,7	1.606,2	6.909,6	451,4	11.498,6	
2013	810,2	258,4	176,1	146,7	35,3	1.151,5	1.457,6	6.970,6	512,4	11.518,9	

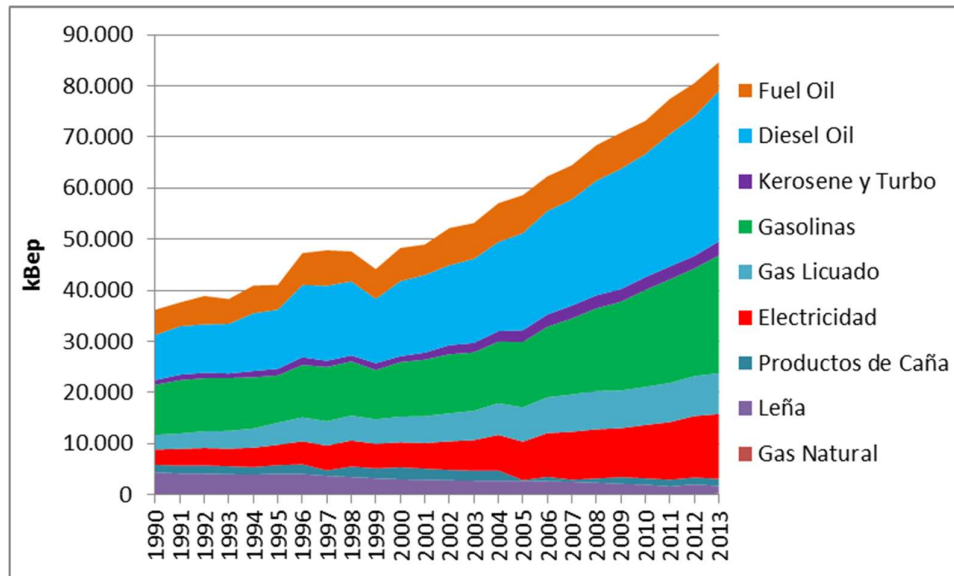
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

### 2.3. Consumo Final Energético por fuentes

El Consumo Final Energético fue de 36.208 kBep en 1990 y de 84.670 kBep en 2013, con una tasa de crecimiento promedio de 3,8% a.a. El crecimiento es sostenido a lo largo de todo el período a excepción de una meseta entre los años 1996 y 1998 y una caída en 1999.



Gráfico 23. Evolución del Consumo Final Energético por Fuentes 1990-2013 (kBep)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 22. Evolución del Consumo Final Energético por Fuentes 1990-2013 (kBep)

Consumo Final Energético										
Año	Gas Natural	Leña	Productos de Caña	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Total
1990	0,0	4.396,3	1.467,7	2.977,4	2.885,0	9.799,0	938,1	8.812,3	4.932,6	36.208,4
1991	0,0	4.163,2	1.563,4	3.271,2	2.998,2	10.414,6	1.098,0	9.456,9	4.655,6	37.621,3
1992	0,0	4.125,0	1.626,1	3.399,2	3.277,8	10.380,9	1.085,4	9.449,4	5.555,8	38.899,6
1993	0,0	4.011,9	1.586,6	3.428,6	3.486,8	10.333,9	896,0	9.700,8	4.855,7	38.300,5
1994	0,0	3.963,7	1.470,7	3.766,3	3.784,9	10.003,7	1.242,4	11.276,4	5.421,9	40.929,9
1995	0,0	4.118,7	1.685,9	3.970,6	4.334,7	9.245,2	1.297,3	11.592,1	4.832,5	41.077,0
1996	0,0	4.064,3	1.907,3	4.479,6	4.686,2	10.260,3	1.530,7	14.123,0	6.237,2	47.288,5
1997	0,0	3.710,6	1.068,3	4.840,0	4.775,7	10.597,2	1.245,9	14.666,0	6.942,1	47.845,8
1998	0,0	3.475,5	2.064,5	5.087,3	4.856,5	10.598,7	1.186,0	14.484,4	5.866,7	47.619,5
1999	0,0	3.225,2	1.960,1	4.789,9	4.781,6	9.648,6	1.350,0	12.579,5	5.823,3	44.158,2
2000	0,0	3.031,9	2.338,6	4.897,5	5.024,8	10.661,9	1.161,9	14.679,3	6.499,1	48.294,8
2001	0,0	2.934,5	2.188,5	5.000,6	5.257,6	11.054,4	1.395,0	15.178,1	5.958,2	48.966,8
2002	0,0	2.830,5	2.038,4	5.594,4	5.482,6	11.550,6	1.787,6	15.631,3	7.275,7	52.191,1
2003	0,0	2.764,5	1.976,2	5.958,5	5.746,1	11.405,3	1.856,0	16.450,8	7.008,5	53.165,9
2004	0,0	2.730,1	2.032,1	6.943,7	6.207,7	12.059,8	2.057,8	17.426,9	7.600,4	57.058,5
2005	0,0	2.745,0	115,3	7.536,4	6.714,7	12.785,9	2.309,3	19.004,9	7.428,5	58.639,8
2006	0,0	2.649,9	869,4	8.552,4	7.005,7	13.795,2	2.413,2	20.244,7	6.782,2	62.312,7
2007	0,0	2.539,9	417,9	9.373,2	7.297,1	14.864,2	2.526,5	20.778,1	6.684,0	64.480,9
2008	0,0	2.373,9	815,8	9.621,4	7.492,5	16.181,8	2.541,0	22.428,0	6.945,5	68.399,9
2009	0,0	2.135,6	1.321,9	9.565,1	7.385,9	17.354,4	2.482,7	23.534,1	7.058,7	70.838,4
2010	0,0	1.991,8	1.238,4	10.423,3	7.469,9	18.952,6	2.504,0	24.085,8	6.490,7	73.156,5
2011	4,5	1.618,0	1.336,0	11.261,1	7.671,2	20.253,7	2.544,1	25.889,0	6.889,7	77.467,3
2012	150,3	1.908,9	1.344,4	12.006,0	7.807,1	21.054,2	2.473,8	27.282,5	6.518,1	80.545,2
2013	235,8	1.485,5	1.416,7	12.650,4	8.033,0	23.004,8	2.770,4	29.424,7	5.648,5	84.669,9

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

**El Diesel Oil es actualmente la principal fuente del consumo energético, y su consumo ha aumentado a una tasa promedio de 5,4% a.a., mayor que la tasa del consumo energético total. Ello ha determinado que incremente su participación del 24,3% en 1990 a 34,8% en 2013.**

El consumo de Gasolinas es el segundo en importancia y ha crecido a la misma tasa que el total, es decir 3,8% a.a., por lo cual su participación prácticamente no se ha modificado en todo el periodo, siendo de 27,2% en 2013.

La Electricidad es la fuente cuyo consumo ha crecido a la tasa más alta, siendo esta de 6,5% a.a. Este crecimiento ha sido sostenido en todo el periodo, a excepción de un estancamiento entre 1999 y 2001. Su participación en el consumo energético ha pasado de 8,2% en 1990 a 14,9% en 2013.

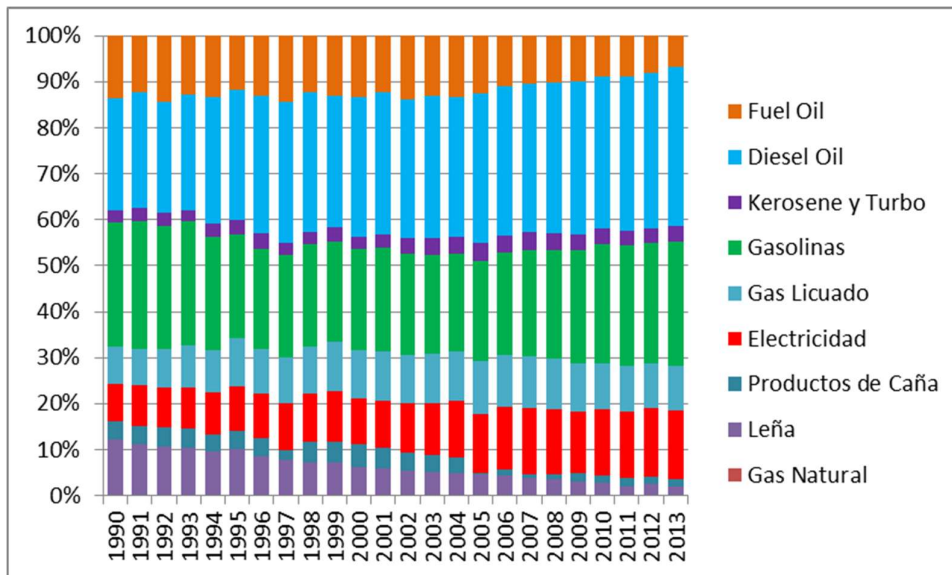
El Gas Licuado y Kerosene/Turbo son otras fuentes que han tenido una alta tasa de crecimiento, del 4,6% a.a. y 4,8% a.a. respectivamente, incrementando sus participaciones en el consumo total.

Dentro de los derivados del Petróleo, el consumo de Fuel Oil es el que ha crecido a una tasa más baja, en promedio de 0,6% a.a., lo que ha hecho que pierda participación pasando de 13,6% a 6,7% en todo el periodo analizado.

En cuanto a las biomásas, Leña y Productos de Caña (bagazo), su participación ha disminuido. La Leña es la que ha sufrido un importante proceso de sustitución, reduciendo su consumo a un promedio de -4,6% a.a., lo que ha bajado su participación en el consumo energético total del 12,1% en 1990 a 1,8% en 2013. El consumo de Productos de Caña ha decrecido a una tasa de -0,2% a.a.; pasando su participación del 4,1% a 1,7% en todo el periodo.

A partir del año 2011 se comienzan a registrar pequeños consumos de Gas Natural, que en 2013 representaron sólo el 0,3% del total.

Gráfico 24. Evolución del Consumo Final Energético por Fuentes 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
 Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 23. Evolución del Consumo Final Energético por fuentes 1990-2013 (%)

Año	GN	LE	BZ	EE	GL	GM	KJ	DO	FO	Total
1990	0,0%	12,1%	4,1%	8,2%	8,0%	27,1%	2,6%	24,3%	13,6%	100,0%
1991	0,0%	11,1%	4,2%	8,7%	8,0%	27,7%	2,9%	25,1%	12,4%	100,0%
1992	0,0%	10,6%	4,2%	8,7%	8,4%	26,7%	2,8%	24,3%	14,3%	100,0%
1993	0,0%	10,5%	4,1%	9,0%	9,1%	27,0%	2,3%	25,3%	12,7%	100,0%
1994	0,0%	9,7%	3,6%	9,2%	9,2%	24,4%	3,0%	27,6%	13,2%	100,0%
1995	0,0%	10,0%	4,1%	9,7%	10,6%	22,5%	3,2%	28,2%	11,8%	100,0%
1996	0,0%	8,6%	4,0%	9,5%	9,9%	21,7%	3,2%	29,9%	13,2%	100,0%
1997	0,0%	7,8%	2,2%	10,1%	10,0%	22,1%	2,6%	30,7%	14,5%	100,0%
1998	0,0%	7,3%	4,3%	10,7%	10,2%	22,3%	2,5%	30,4%	12,3%	100,0%
1999	0,0%	7,3%	4,4%	10,8%	10,8%	21,9%	3,1%	28,5%	13,2%	100,0%
2000	0,0%	6,3%	4,8%	10,1%	10,4%	22,1%	2,4%	30,4%	13,5%	100,0%
2001	0,0%	6,0%	4,5%	10,2%	10,7%	22,6%	2,8%	31,0%	12,2%	100,0%
2002	0,0%	5,4%	3,9%	10,7%	10,5%	22,1%	3,4%	30,0%	13,9%	100,0%
2003	0,0%	5,2%	3,7%	11,2%	10,8%	21,5%	3,5%	30,9%	13,2%	100,0%
2004	0,0%	4,8%	3,6%	12,2%	10,9%	21,1%	3,6%	30,5%	13,3%	100,0%
2005	0,0%	4,7%	0,2%	12,9%	11,5%	21,8%	3,9%	32,4%	12,7%	100,0%
2006	0,0%	4,3%	1,4%	13,7%	11,2%	22,1%	3,9%	32,5%	10,9%	100,0%
2007	0,0%	3,9%	0,6%	14,5%	11,3%	23,1%	3,9%	32,2%	10,4%	100,0%
2008	0,0%	3,5%	1,2%	14,1%	11,0%	23,7%	3,7%	32,8%	10,2%	100,0%
2009	0,0%	3,0%	1,9%	13,5%	10,4%	24,5%	3,5%	33,2%	10,0%	100,0%
2010	0,0%	2,7%	1,7%	14,2%	10,2%	25,9%	3,4%	32,9%	8,9%	100,0%
2011	0,0%	2,1%	1,7%	14,5%	9,9%	26,1%	3,3%	33,4%	8,9%	100,0%
2012	0,2%	2,4%	1,7%	14,9%	9,7%	26,1%	3,1%	33,9%	8,1%	100,0%
2013	0,3%	1,8%	1,7%	14,9%	9,5%	27,2%	3,3%	34,8%	6,7%	100,0%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.

Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

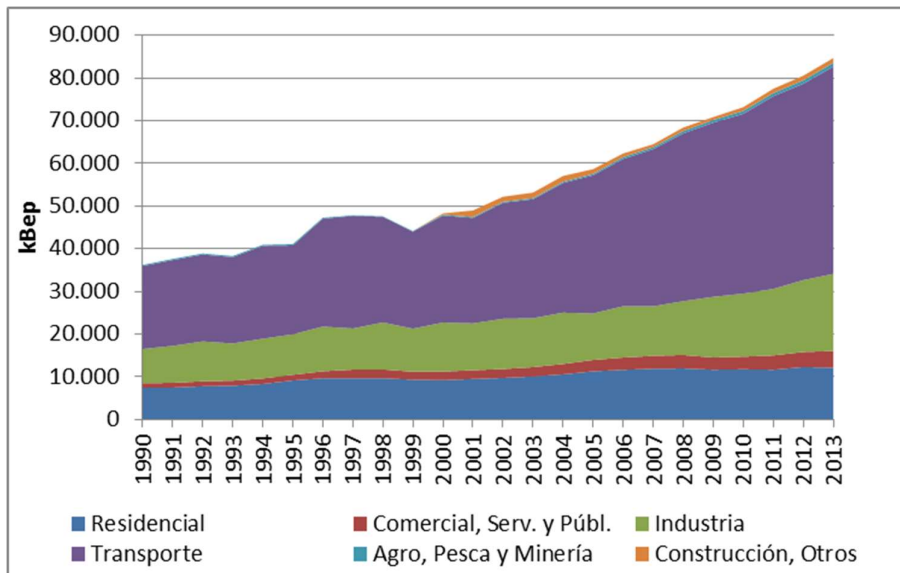
## 2.4. Consumo Final Energético por Sectores

El Consumo Final Energético es la cantidad total de productos primarios y secundarios utilizados por todos los sectores de consumo para la satisfacción de sus necesidades energéticas.

El mayor consumo de energía se encuentra en el sector Transporte, que aumenta su participación pasando de 53,7% en 1990 a 57,3% en 2013. Luego le sigue el sector Industrial que mantiene prácticamente su participación, siendo de 21,3% en 2013.

En tercer lugar, se encuentra el sector Residencial, que disminuye significativamente su participación, pasando de 20,7% a 14,3%. En menor medida, sigue el Sector Comercial, Servicios y Público que aumenta su participación de 2,8% a 4,6%. Finalmente se registran relativamente pequeños consumos en el sector Agro, Pesca y Minería y en el sector Construcción.

Gráfico 25. Evolución del Consumo Final Energético por sectores 1990-2013 (kBep)



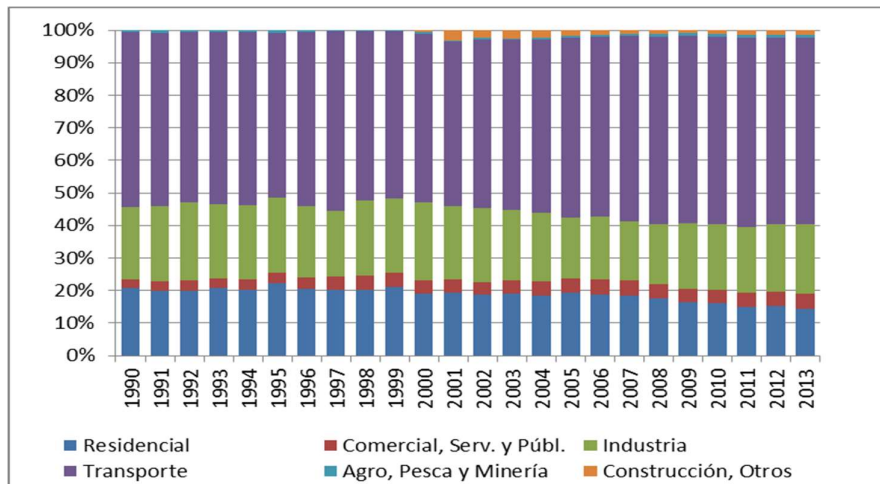
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
 Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 24. Evolución del Consumo Final Energético por sectores 1990-2013 (kBep)

Consumo Final Energético por Sectores							
Año	Residencial	Comercial, Serv. y Públ.	Industria	Transporte	Agro, Pesca y Minería	Construcción, Otros	Total
1990	7.487,4	1.011,2	8.009,3	19.455,9	244,6	0,0	36.208,4
1991	7.482,9	1.126,9	8.648,4	20.102,7	260,3	0,0	37.621,3
1992	7.783,0	1.180,6	9.339,1	20.337,7	259,3	0,0	38.899,6
1993	7.933,2	1.184,3	8.695,9	20.229,1	258,0	0,0	38.300,5
1994	8.320,7	1.298,7	9.319,3	21.741,6	249,7	0,0	40.929,9
1995	9.144,8	1.340,6	9.472,5	20.834,1	285,0	0,0	41.077,0
1996	9.662,0	1.644,3	10.462,0	25.262,3	256,2	1,6	47.288,5
1997	9.704,3	1.988,7	9.644,4	26.358,7	145,7	4,0	47.845,8
1998	9.668,6	2.080,9	10.987,8	24.755,5	124,8	2,0	47.619,5
1999	9.349,9	1.841,3	10.102,4	22.719,3	144,3	1,1	44.158,2
2000	9.228,5	1.997,4	11.476,4	25.069,3	245,7	277,5	48.294,8
2001	9.509,5	2.037,6	10.978,5	24.689,9	248,0	1.503,4	48.966,8
2002	9.731,6	2.096,1	11.775,4	27.150,9	251,7	1.185,4	52.191,1
2003	10.076,1	2.196,9	11.469,8	27.857,3	265,5	1.300,3	53.165,9
2004	10.589,7	2.423,5	12.017,1	30.384,9	287,6	1.355,7	57.058,5
2005	11.290,7	2.653,9	10.894,7	32.373,9	347,7	1.079,0	58.639,8
2006	11.634,8	2.881,0	12.025,5	34.497,5	414,1	859,9	62.312,7
2007	11.909,1	3.007,3	11.607,0	36.804,2	454,3	699,0	64.480,9
2008	11.976,1	3.133,8	12.609,4	39.294,3	547,3	838,9	68.399,9
2009	11.659,1	2.867,3	14.215,8	40.797,1	624,8	674,3	70.838,4
2010	11.760,0	2.961,2	14.756,4	42.114,4	690,6	874,0	73.156,5
2011	11.661,4	3.354,2	15.576,7	45.120,6	731,5	1.023,0	77.467,3
2012	12.291,5	3.539,0	16.818,6	45.999,2	796,0	1.101,0	80.545,2
2013	12.127,0	3.932,9	18.049,5	48.550,6	878,2	1.131,7	84.669,9

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
 Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Gráfico 26. Evolución del Consumo Final Energético por sectores 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
 Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 25. Evolución del Consumo Final Energético por sectores 1990-2013 (%)

Consumo Final Energético por Sectores						
Año	Residencial	Comercial, Servicios y	Industria	Transporte	Agro, Pesca y Minería	Construcción, Otros
1990	20,7%	2,8%	22,1%	53,7%	0,7%	0,0%
1991	19,9%	3,0%	23,0%	53,4%	0,7%	0,0%
1992	20,0%	3,0%	24,0%	52,3%	0,7%	0,0%
1993	20,7%	3,1%	22,7%	52,8%	0,7%	0,0%
1994	20,3%	3,2%	22,8%	53,1%	0,6%	0,0%
1995	22,3%	3,3%	23,1%	50,7%	0,7%	0,0%
1996	20,4%	3,5%	22,1%	53,4%	0,5%	0,0%
1997	20,3%	4,2%	20,2%	55,1%	0,3%	0,0%
1998	20,3%	4,4%	23,1%	52,0%	0,3%	0,0%
1999	21,2%	4,2%	22,9%	51,4%	0,3%	0,0%
2000	19,1%	4,1%	23,8%	51,9%	0,5%	0,6%
2001	19,4%	4,2%	22,4%	50,4%	0,5%	3,1%
2002	18,6%	4,0%	22,6%	52,0%	0,5%	2,3%
2003	19,0%	4,1%	21,6%	52,4%	0,5%	2,4%
2004	18,6%	4,2%	21,1%	53,3%	0,5%	2,4%
2005	19,3%	4,5%	18,6%	55,2%	0,6%	1,8%
2006	18,7%	4,6%	19,3%	55,4%	0,7%	1,4%
2007	18,5%	4,7%	18,0%	57,1%	0,7%	1,1%
2008	17,5%	4,6%	18,4%	57,4%	0,8%	1,2%
2009	16,5%	4,0%	20,1%	57,6%	0,9%	1,0%
2010	16,1%	4,0%	20,2%	57,6%	0,9%	1,2%
2011	15,1%	4,3%	20,1%	58,2%	0,9%	1,3%
2012	15,3%	4,4%	20,9%	57,1%	1,0%	1,4%
2013	14,3%	4,6%	21,3%	57,3%	1,0%	1,3%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos

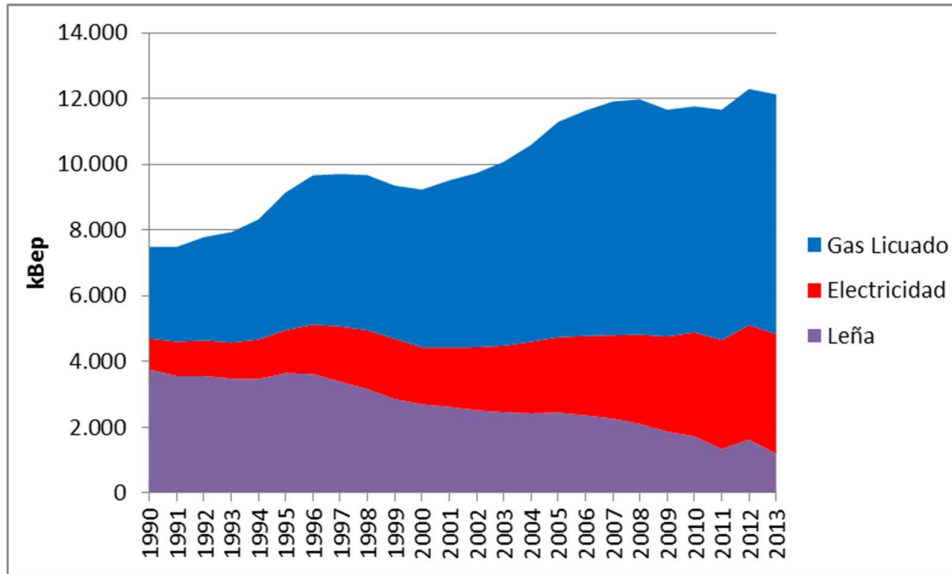
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

## 2.5. Consumo del sector Residencial

El consumo total del sector presenta un crecimiento de diferente ritmo a lo largo del período, pasando de 7.487 kBep en 1990 a 12.127 kBep en 2013, con una tasa promedio de 2,1% a.a., la tasa más baja del crecimiento de los consumos sectoriales, lo que llevó a que perdiera participación en el total, pasando 20,7% en 1990 a 14,3 en 2013. Y ello fue debido a la sustitución de la Leña por Gas Licuado y Electricidad, fuentes de mucho mayor rendimiento de utilización que la Leña, lo que hace que para un mismo requerimiento de energía útil se necesite mucho menor cantidad de energía final o neta.

El consumo relevado del sector está compuesto por Leña, Electricidad y Gas Licuado. Al comienzo del período la Leña tenía la mayor participación, pero su consumo cae considerablemente pasando de representar el 50,1% al 9,8%. Actualmente el **mayor consumo es de Gas Licuado que pasó de 37,2% en 1990 a 60,2% en 2013**. Finalmente, la Electricidad también aumentó su participación pasando de 12,7% a 30%.

Gráfico 27. Evolución del Consumo Residencial 1990-2013 (kBep)



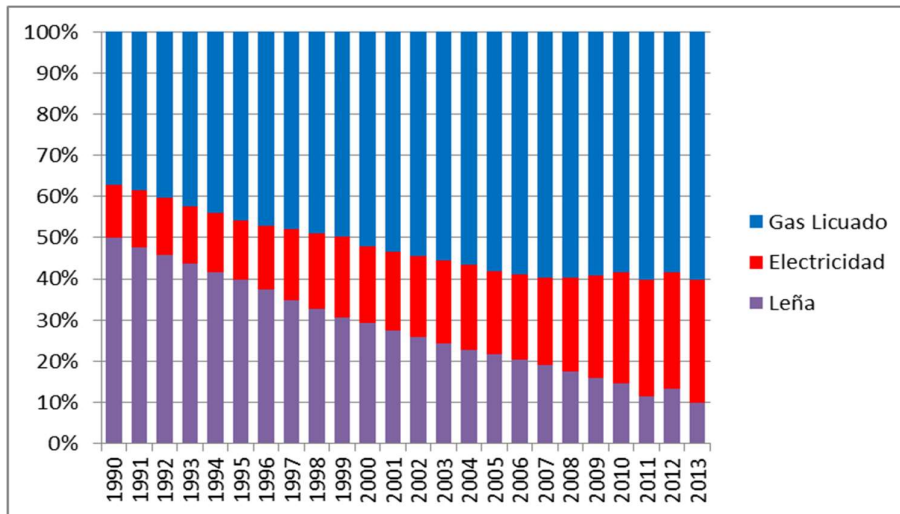
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 26. Evolución del Consumo Residencial 1990-2013 (kBep)

Sector Residencial				
Año	Leña	Electricidad	Gas Licuado	Total
1990	3.747,8	952,8	2.786,9	7.487,4
1991	3.554,5	1.043,5	2.884,8	7.482,9
1992	3.554,0	1.080,9	3.148,0	7.783,0
1993	3.475,5	1.097,7	3.360,0	7.933,2
1994	3.464,4	1.200,9	3.655,3	8.320,7
1995	3.643,1	1.306,3	4.195,3	9.144,8
1996	3.614,3	1.505,1	4.542,6	9.662,0
1997	3.381,5	1.684,3	4.638,5	9.704,3
1998	3.154,8	1.790,7	4.723,1	9.668,6
1999	2.853,4	1.834,2	4.662,3	9.349,9
2000	2.691,6	1.736,9	4.799,9	9.228,5
2001	2.614,4	1.806,6	5.088,5	9.509,5
2002	2.512,5	1.919,7	5.299,4	9.731,6
2003	2.450,0	2.025,9	5.600,2	10.076,1
2004	2.419,1	2.178,3	5.992,3	10.589,7
2005	2.441,9	2.293,9	6.554,9	11.290,7
2006	2.358,8	2.414,0	6.862,0	11.634,8
2007	2.256,9	2.537,4	7.114,9	11.909,1
2008	2.096,6	2.716,9	7.162,7	11.976,1
2009	1.863,8	2.894,9	6.900,4	11.659,1
2010	1.714,1	3.168,7	6.877,1	11.760,0
2011	1.334,3	3.315,4	7.011,6	11.661,4
2012	1.619,0	3.484,5	7.187,9	12.291,5
2013	1.189,4	3.643,1	7.294,5	12.127,0

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Gráfico 28. Evolución del Consumo Residencial 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 27. Evolución del Consumo Residencial 1990-2013 (%)

Sector Residencial				
Año	Leña	Electricidad	Gas Licuado	Total
1990	50,1%	12,7%	37,2%	100,0%
1991	47,5%	13,9%	38,6%	100,0%
1992	45,7%	13,9%	40,4%	100,0%
1993	43,8%	13,8%	42,4%	100,0%
1994	41,6%	14,4%	43,9%	100,0%
1995	39,8%	14,3%	45,9%	100,0%
1996	37,4%	15,6%	47,0%	100,0%
1997	34,8%	17,4%	47,8%	100,0%
1998	32,6%	18,5%	48,8%	100,0%
1999	30,5%	19,6%	49,9%	100,0%
2000	29,2%	18,8%	52,0%	100,0%
2001	27,5%	19,0%	53,5%	100,0%
2002	25,8%	19,7%	54,5%	100,0%
2003	24,3%	20,1%	55,6%	100,0%
2004	22,8%	20,6%	56,6%	100,0%
2005	21,6%	20,3%	58,1%	100,0%
2006	20,3%	20,7%	59,0%	100,0%
2007	19,0%	21,3%	59,7%	100,0%
2008	17,5%	22,7%	59,8%	100,0%
2009	16,0%	24,8%	59,2%	100,0%
2010	14,6%	26,9%	58,5%	100,0%
2011	11,4%	28,4%	60,1%	100,0%
2012	13,2%	28,3%	58,5%	100,0%
2013	9,8%	30,0%	60,2%	100,0%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

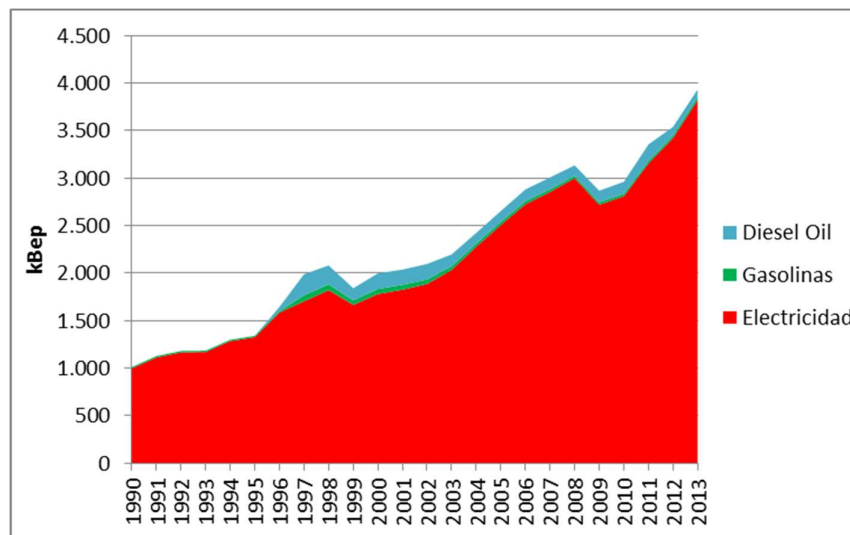


## 2.6. Consumo del sector Comercial, Servicios y Público

El consumo total del sector presenta un crecimiento a lo largo del período pasando de 1.011 kBep en 1990 a 3.932 kBep en 2013, con una tasa promedio de **6,1% a.a.**, **la más alta tasa de los consumos sectoriales**. El crecimiento es durante todo el período, salvo unas caídas en los años 1999 y 2009.

El consumo relevado del sector está compuesto por Electricidad, Diesel Oil y Gasolinas. **La Electricidad representa casi la totalidad del consumo, pasando de 98,6% en 1990 a 97,2% en 2013**. A partir del año 1996 se comienzan a registrar consumos de Diesel Oil, llegando a representar el 2% en 2013. Finalmente, se observan pequeños consumos de Gasolinas en todo el período.

Gráfico 29. Evolución del Consumo Comercial, Servicios y Público 1990-2013 (kBep)



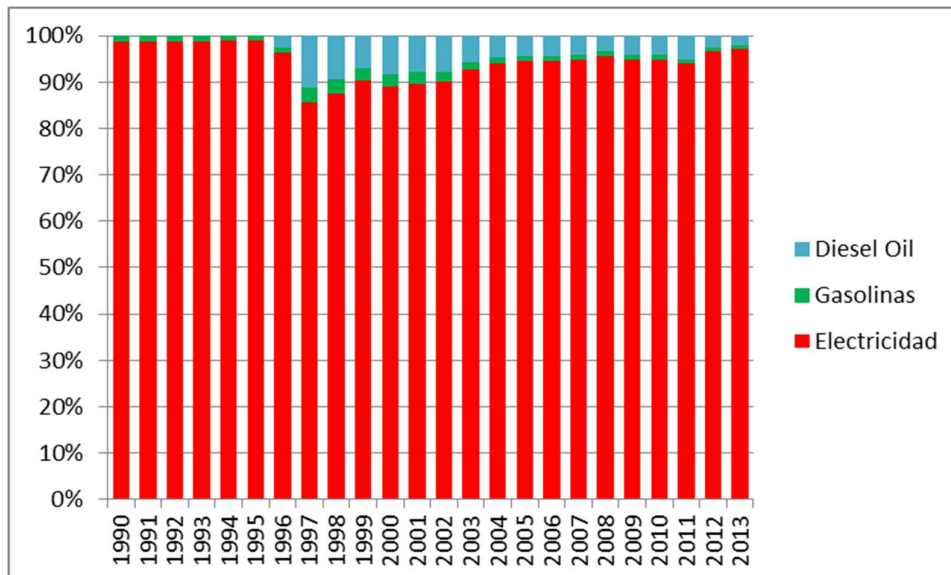
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 28. Evolución del Consumo Comercial, Servicios y Público 1990-2013 (kBep)

Sector Comercial, Servicios y Público				
Año	Electricidad	Gasolinas	Diesel Oil	Total
1990	997,4	13,8	0,0	1.011,2
1991	1.112,2	14,7	0,0	1.126,9
1992	1.165,9	14,6	0,0	1.180,6
1993	1.169,7	14,6	0,0	1.184,3
1994	1.284,6	14,1	0,0	1.298,7
1995	1.326,2	14,4	0,0	1.340,6
1996	1.585,8	14,5	44,1	1.644,3
1997	1.703,7	63,2	221,9	1.988,7
1998	1.821,3	61,3	198,3	2.080,9
1999	1.665,4	48,2	127,7	1.841,3
2000	1.779,8	53,3	164,3	1.997,4
2001	1.824,8	52,3	160,5	2.037,6
2002	1.886,0	46,4	163,6	2.096,1
2003	2.033,6	39,4	123,9	2.196,9
2004	2.277,7	33,2	112,7	2.423,5
2005	2.507,0	32,9	114,0	2.653,9
2006	2.725,1	32,2	123,7	2.881,0
2007	2.853,7	29,2	124,4	3.007,3
2008	2.999,0	25,3	109,5	3.133,8
2009	2.718,7	26,9	121,7	2.867,3
2010	2.810,3	25,5	125,4	2.961,2
2011	3.153,8	27,0	173,4	3.354,2
2012	3.422,3	26,1	90,6	3.539,0
2013	3.820,9	32,8	79,3	3.932,9

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Gráfico 30. Evolución del Consumo Comercial, Servicios y Público 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 29. Evolución del Consumo Comercial, Servicios y Público 1990-2013 (%)

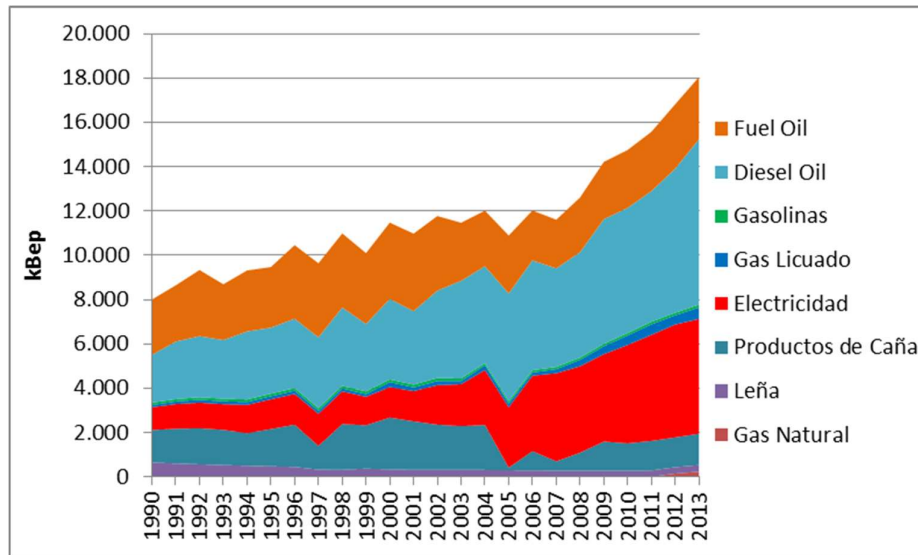
Sector Comercial, Servicios y Público				
Año	Electricidad	Gasolinas	Diesel Oil	Total
1990	98,6%	1,4%	0,0%	100,0%
1991	98,7%	1,3%	0,0%	100,0%
1992	98,8%	1,2%	0,0%	100,0%
1993	98,8%	1,2%	0,0%	100,0%
1994	98,9%	1,1%	0,0%	100,0%
1995	98,9%	1,1%	0,0%	100,0%
1996	96,4%	0,9%	2,7%	100,0%
1997	85,7%	3,2%	11,2%	100,0%
1998	87,5%	2,9%	9,5%	100,0%
1999	90,4%	2,6%	6,9%	100,0%
2000	89,1%	2,7%	8,2%	100,0%
2001	89,6%	2,6%	7,9%	100,0%
2002	90,0%	2,2%	7,8%	100,0%
2003	92,6%	1,8%	5,6%	100,0%
2004	94,0%	1,4%	4,7%	100,0%
2005	94,5%	1,2%	4,3%	100,0%
2006	94,6%	1,1%	4,3%	100,0%
2007	94,9%	1,0%	4,1%	100,0%
2008	95,7%	0,8%	3,5%	100,0%
2009	94,8%	0,9%	4,2%	100,0%
2010	94,9%	0,9%	4,2%	100,0%
2011	94,0%	0,8%	5,2%	100,0%
2012	96,7%	0,7%	2,6%	100,0%
2013	97,2%	0,8%	2,0%	100,0%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

## 2.7. Consumo del sector Industria

El consumo total del sector presenta un aumento a lo largo del período pasando de 8.009 kBep en 1990 a 18.049 kBep en 2013 con una tasa promedio de 3,6% a.a. El consumo presenta un comportamiento con altibajos durante casi todo el período, salvo a partir del año 2007 que comienza un crecimiento sostenido, a una tasa de 7,6% a.a. entre 2007 y 2013.

Gráfico 31. Evolución del Consumo Industrial 1990-2013 (kBep)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 30. Evolución del Consumo Industrial 1990-2013 (kBep)

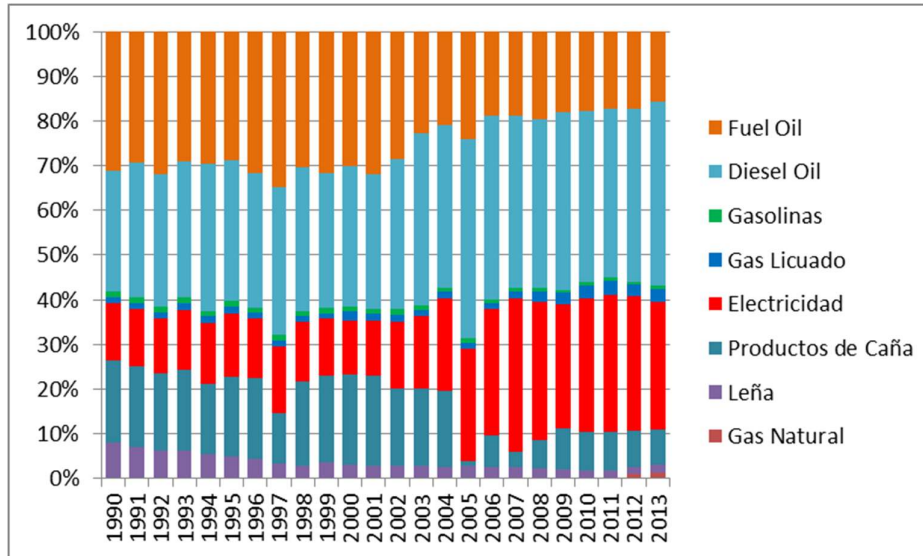
Sector Industria									
Año	Gas Natural	Leña	Productos de Caña	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas	Diesel Oil	Fuel Oil	Total
1990	0,0	648,6	1.467,7	1.027,2	98,1	111,8	2.156,2	2.499,8	8.009,3
1991	0,0	608,7	1.563,4	1.115,5	113,4	104,5	2.602,0	2.540,9	8.648,4
1992	0,0	571,0	1.626,1	1.152,3	129,7	111,4	2.762,9	2.985,7	9.339,1
1993	0,0	536,4	1.586,6	1.161,2	126,8	113,9	2.651,6	2.519,3	8.695,9
1994	0,0	499,3	1.470,7	1.280,8	129,6	113,4	3.071,3	2.754,3	9.319,3
1995	0,0	475,6	1.685,9	1.338,1	139,3	114,6	2.982,0	2.737,0	9.472,5
1996	0,0	450,0	1.907,3	1.388,7	143,6	113,9	3.135,5	3.323,1	10.462,0
1997	0,0	329,1	1.068,3	1.452,0	137,2	115,8	3.195,8	3.346,1	9.644,4
1998	0,0	320,7	2.064,5	1.475,3	133,4	117,2	3.533,1	3.343,6	10.987,8
1999	0,0	371,8	1.960,1	1.284,2	119,3	118,8	3.045,8	3.202,5	10.102,4
2000	0,0	340,3	2.338,6	1.374,5	224,8	119,2	3.634,1	3.444,9	11.476,4
2001	0,0	320,1	2.188,5	1.363,0	169,1	121,9	3.316,5	3.499,4	10.978,5
2002	0,0	318,0	2.038,4	1.782,4	183,2	145,2	3.939,1	3.369,1	11.775,4
2003	0,0	314,5	1.976,2	1.892,9	145,9	118,3	4.403,7	2.618,5	11.469,8
2004	0,0	311,0	2.032,1	2.481,5	215,4	96,3	4.370,8	2.510,1	12.017,1
2005	0,0	303,1	115,3	2.729,3	159,7	110,0	4.859,7	2.617,7	10.894,7
2006	0,0	291,1	869,4	3.407,0	143,7	102,5	4.960,0	2.251,8	12.025,5
2007	0,0	283,1	417,9	3.975,9	182,2	102,2	4.448,3	2.197,4	11.607,0
2008	0,0	277,4	815,8	3.899,4	289,5	100,3	4.757,9	2.469,2	12.609,4
2009	0,0	271,8	1.321,9	3.945,3	354,6	110,6	5.628,1	2.583,4	14.215,8
2010	0,0	277,7	1.238,4	4.438,1	424,5	110,2	5.653,0	2.614,5	14.756,4
2011	4,5	283,7	1.336,0	4.785,7	475,1	114,2	5.900,5	2.677,1	15.576,7
2012	150,3	289,8	1.344,4	5.093,0	412,1	114,1	6.509,4	2.905,6	16.818,6
2013	235,8	296,1	1.416,7	5.180,2	520,3	119,3	7.470,4	2.810,8	18.049,5

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Como es normal, y Ecuador no es la excepción, la Industria es el sector que mayor diversidad de fuentes energéticas consume. La fuente más consumida es el Diesel Oil, que aumenta su participación pasando de 26,9% en 1990 a 41,4% en 2013. Luego le sigue la Electricidad que también aumenta su participación de 12,8% a 28,7%. A continuación se encuentra el Fuel Oil que era la fuente más consumida a comienzo del

período, pero su participación disminuye de 31,2% a 15,6%. Luego le siguen los Productos de Caña que también disminuyen su participación pasando de 18,3% en 1990 a 7,8% en 2013. Finalmente, se registran pequeños consumos de Gas Licuado, Leña, Gas Natural (a partir del año 2011) y Gasolinas.

Gráfico 32. Evolución del Consumo Industrial 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 31. Evolución del Consumo Industrial 1990-2013 (%)

Sector Industria									
Año	Gas Natural	Leña	Productos de Caña	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas	Diesel Oil	Fuel Oil	Total
1990	0,0%	8,1%	18,3%	12,8%	1,2%	1,4%	26,9%	31,2%	100,0%
1991	0,0%	7,0%	18,1%	12,9%	1,3%	1,2%	30,1%	29,4%	100,0%
1992	0,0%	6,1%	17,4%	12,3%	1,4%	1,2%	29,6%	32,0%	100,0%
1993	0,0%	6,2%	18,2%	13,4%	1,5%	1,3%	30,5%	29,0%	100,0%
1994	0,0%	5,4%	15,8%	13,7%	1,4%	1,2%	33,0%	29,6%	100,0%
1995	0,0%	5,0%	17,8%	14,1%	1,5%	1,2%	31,5%	28,9%	100,0%
1996	0,0%	4,3%	18,2%	13,3%	1,4%	1,1%	30,0%	31,8%	100,0%
1997	0,0%	3,4%	11,1%	15,1%	1,4%	1,2%	33,1%	34,7%	100,0%
1998	0,0%	2,9%	18,8%	13,4%	1,2%	1,1%	32,2%	30,4%	100,0%
1999	0,0%	3,7%	19,4%	12,7%	1,2%	1,2%	30,1%	31,7%	100,0%
2000	0,0%	3,0%	20,4%	12,0%	2,0%	1,0%	31,7%	30,0%	100,0%
2001	0,0%	2,9%	19,9%	12,4%	1,5%	1,1%	30,2%	31,9%	100,0%
2002	0,0%	2,7%	17,3%	15,1%	1,6%	1,2%	33,5%	28,6%	100,0%
2003	0,0%	2,7%	17,2%	16,5%	1,3%	1,0%	38,4%	22,8%	100,0%
2004	0,0%	2,6%	16,9%	20,6%	1,8%	0,8%	36,4%	20,9%	100,0%
2005	0,0%	2,8%	1,1%	25,1%	1,5%	1,0%	44,6%	24,0%	100,0%
2006	0,0%	2,4%	7,2%	28,3%	1,2%	0,9%	41,2%	18,7%	100,0%
2007	0,0%	2,4%	3,6%	34,3%	1,6%	0,9%	38,3%	18,9%	100,0%
2008	0,0%	2,2%	6,5%	30,9%	2,3%	0,8%	37,7%	19,6%	100,0%
2009	0,0%	1,9%	9,3%	27,8%	2,5%	0,8%	39,6%	18,2%	100,0%
2010	0,0%	1,9%	8,4%	30,1%	2,9%	0,7%	38,3%	17,7%	100,0%
2011	0,0%	1,8%	8,6%	30,7%	3,1%	0,7%	37,9%	17,2%	100,0%
2012	0,9%	1,7%	8,0%	30,3%	2,5%	0,7%	38,7%	17,3%	100,0%
2013	1,3%	1,6%	7,8%	28,7%	2,9%	0,7%	41,4%	15,6%	100,0%

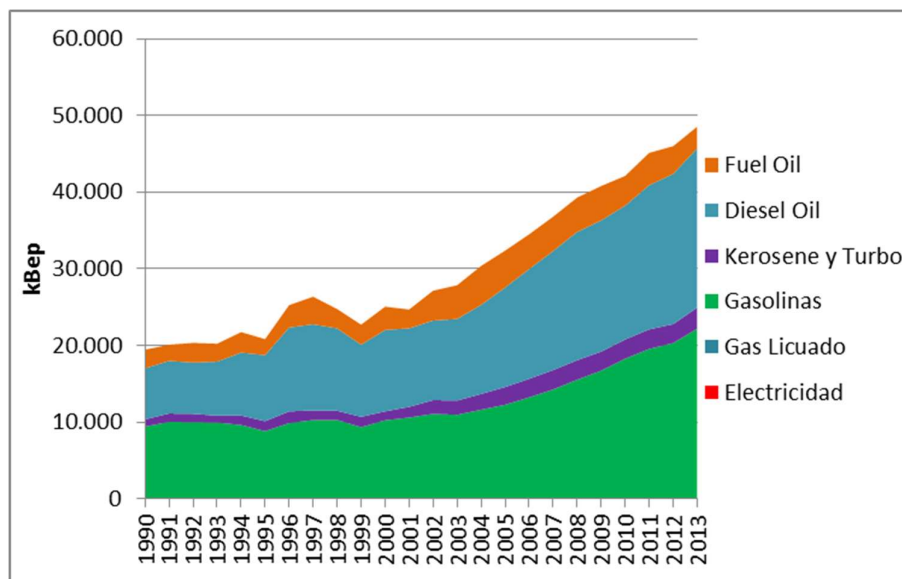
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

## 2.8. Consumo del sector Transporte

El consumo total del sector fue de 19.455 kBep en 1990 y de 48.550 kBep en 2013, con una tasa promedio de crecimiento de 4,1% a.a. Hasta 2001 presentó un comportamiento con altibajos y una tendencia moderadamente creciente, y a partir de allí comienza un crecimiento sostenido.

**La fuente más consumida es la Gasolina, a pesar de presentar una pequeña disminución en la participación, pasando de 48,5% a 45,5% entre 1990 y 2013. Luego le sigue el Diesel Oil que aumenta su contribución pasando de 34,2% en 1990 a 42,8% en 2013.** El Fuel Oil presenta una caída pasando de 12,5% a 5,8%. Luego sigue el Kerosene y Turbo con una participación de 5,7%. Finalmente a partir de 1999 y 2008 se comienzan a registrar pequeños consumos de Electricidad y Gas Licuado respectivamente.

Gráfico 33. Evolución del Consumo Transporte 1990-2013 (kBep)



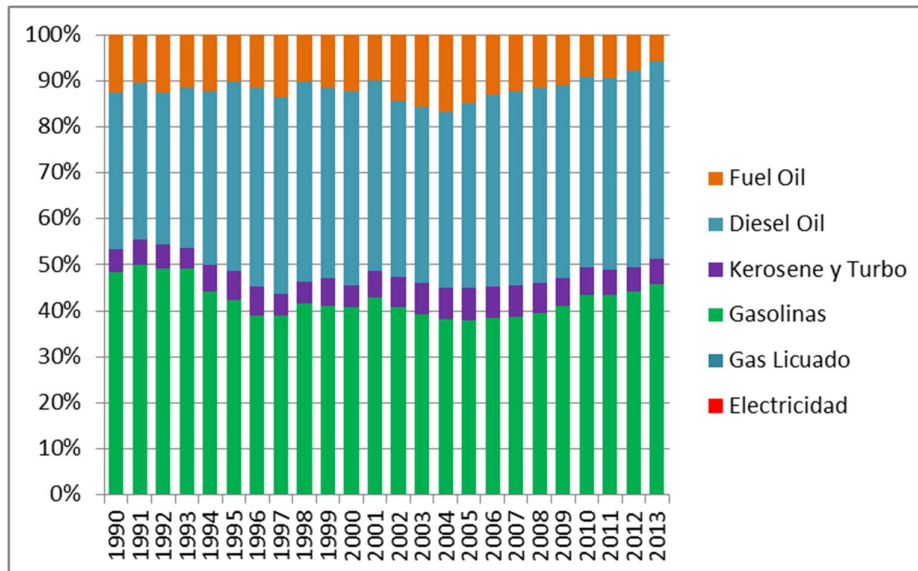
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
 Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 32. Evolución del Consumo Transporte 1990-2013 (kBep)

Sector Transporte							
Año	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Total
1990	0,0	0,0	9.428,8	938,1	6.656,1	2.432,8	19.455,9
1991	0,0	0,0	10.035,1	1.098,0	6.854,9	2.114,6	20.102,7
1992	0,0	0,0	9.995,6	1.085,4	6.686,5	2.570,1	20.337,7
1993	0,0	0,0	9.947,4	896,0	7.049,2	2.336,5	20.229,1
1994	0,0	0,0	9.626,5	1.242,4	8.205,1	2.667,6	21.741,6
1995	0,0	0,0	8.831,2	1.297,3	8.610,1	2.095,5	20.834,1
1996	0,0	0,0	9.875,8	1.530,7	10.941,8	2.914,1	25.262,3
1997	0,0	0,0	10.272,5	1.245,9	11.244,3	3.596,0	26.358,7
1998	0,0	0,0	10.295,4	1.186,0	10.751,0	2.523,1	24.755,5
1999	6,2	0,0	9.337,3	1.350,0	9.404,9	2.620,9	22.719,3
2000	6,2	0,0	10.236,2	1.161,9	10.610,8	3.054,2	25.069,3
2001	6,2	0,0	10.592,0	1.395,0	10.237,9	2.458,7	24.689,9
2002	6,2	0,0	11.073,1	1.787,6	10.377,4	3.906,6	27.150,9
2003	6,2	0,0	10.947,7	1.856,0	10.657,4	4.390,0	27.857,3
2004	6,2	0,0	11.611,1	2.057,8	11.619,4	5.090,4	30.384,9
2005	6,2	0,0	12.264,8	2.309,3	12.982,8	4.810,8	32.373,9
2006	6,2	0,0	13.226,3	2.413,2	14.321,3	4.530,5	34.497,5
2007	6,2	0,0	14.261,7	2.526,5	15.523,2	4.486,6	36.804,2
2008	6,2	8,0	15.522,6	2.541,0	16.740,3	4.476,3	39.294,3
2009	6,2	72,6	16.634,1	2.482,7	17.126,2	4.475,3	40.797,1
2010	6,2	84,8	18.187,7	2.504,0	17.455,4	3.876,2	42.114,4
2011	6,2	87,5	19.461,5	2.544,1	18.808,6	4.212,6	45.120,6
2012	6,2	81,8	20.226,8	2.473,8	19.598,2	3.612,5	45.999,2
2013	6,2	73,2	22.102,2	2.770,4	20.760,7	2.837,8	48.550,6

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Gráfico 34. Evolución del Consumo Transporte 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 33. Evolución del Consumo Transporte 1990-2013 (%)

Sector Transporte							
Año	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas	Kerosene y Turbo	Diesel Oil	Fuel Oil	Total
1990	0,0%	0,0%	48,5%	4,8%	34,2%	12,5%	100,0%
1991	0,0%	0,0%	49,9%	5,5%	34,1%	10,5%	100,0%
1992	0,0%	0,0%	49,1%	5,3%	32,9%	12,6%	100,0%
1993	0,0%	0,0%	49,2%	4,4%	34,8%	11,6%	100,0%
1994	0,0%	0,0%	44,3%	5,7%	37,7%	12,3%	100,0%
1995	0,0%	0,0%	42,4%	6,2%	41,3%	10,1%	100,0%
1996	0,0%	0,0%	39,1%	6,1%	43,3%	11,5%	100,0%
1997	0,0%	0,0%	39,0%	4,7%	42,7%	13,6%	100,0%
1998	0,0%	0,0%	41,6%	4,8%	43,4%	10,2%	100,0%
1999	0,0%	0,0%	41,1%	5,9%	41,4%	11,5%	100,0%
2000	0,0%	0,0%	40,8%	4,6%	42,3%	12,2%	100,0%
2001	0,0%	0,0%	42,9%	5,7%	41,5%	10,0%	100,0%
2002	0,0%	0,0%	40,8%	6,6%	38,2%	14,4%	100,0%
2003	0,0%	0,0%	39,3%	6,7%	38,3%	15,8%	100,0%
2004	0,0%	0,0%	38,2%	6,8%	38,2%	16,8%	100,0%
2005	0,0%	0,0%	37,9%	7,1%	40,1%	14,9%	100,0%
2006	0,0%	0,0%	38,3%	7,0%	41,5%	13,1%	100,0%
2007	0,0%	0,0%	38,8%	6,9%	42,2%	12,2%	100,0%
2008	0,0%	0,0%	39,5%	6,5%	42,6%	11,4%	100,0%
2009	0,0%	0,2%	40,8%	6,1%	42,0%	11,0%	100,0%
2010	0,0%	0,2%	43,2%	5,9%	41,4%	9,2%	100,0%
2011	0,0%	0,2%	43,1%	5,6%	41,7%	9,3%	100,0%
2012	0,0%	0,2%	44,0%	5,4%	42,6%	7,9%	100,0%
2013	0,0%	0,2%	45,5%	5,7%	42,8%	5,8%	100,0%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

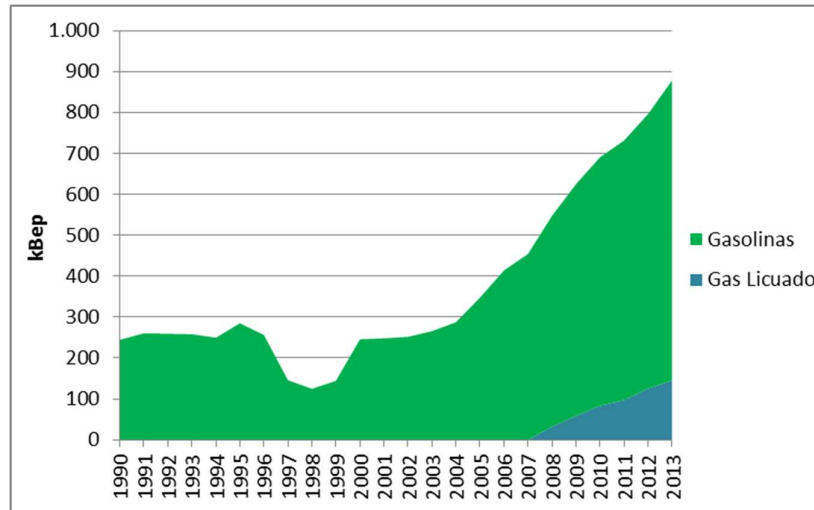
## 2.9. Consumo del sector Agro, Pesca y Minería

Es muy llamativa la evolución del consumo total del sector como así también el consumo por fuentes. A partir de 2004 crece en forma sostenida a una tasa de 13,2% a.a., para llegar a 878 kBep consumidas en 2013.

La única fuente consumida es la Gasolina durante casi todo el período, salvo a partir del año 2007 que se comienzan a registrar pequeños consumos de Gas Licuado. Llama la atención la importancia del consumo de Gasolina en el sector, ya que normalmente la **principal fuente consumida es el Diesel Oil para las labores agrícolas, las embarcaciones y la distinta maquinaria de la minería; requiriendo también consumos de Electricidad.**



Gráfico 35. Evolución del Consumo Agro, Pesca y Minería 1990-2013 (kBep)



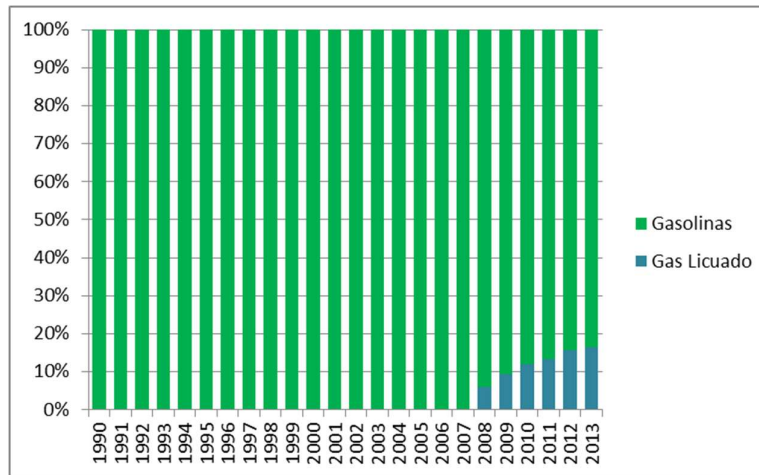
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 34. Evolución del Consumo Agro, Pesca y Minería 1990-2013 (kBep)

Sector Agro, Pesca y Minería			
Año	Gas Licuado	Gasolinas	Total
1990	0,0	244,6	244,6
1991	0,0	260,3	260,3
1992	0,0	259,3	259,3
1993	0,0	258,0	258,0
1994	0,0	249,7	249,7
1995	0,0	285,0	285,0
1996	0,0	256,2	256,2
1997	0,0	145,7	145,7
1998	0,0	124,8	124,8
1999	0,0	144,3	144,3
2000	0,0	245,7	245,7
2001	0,0	248,0	248,0
2002	0,0	251,7	251,7
2003	0,0	265,5	265,5
2004	0,0	287,6	287,6
2005	0,0	347,7	347,7
2006	0,0	414,1	414,1
2007	0,0	454,3	454,3
2008	32,3	515,0	547,3
2009	58,3	566,5	624,8
2010	83,5	607,1	690,6
2011	96,9	634,5	731,5
2012	125,3	670,7	796,0
2013	145,1	733,1	878,2

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Gráfico 36. Evolución del Consumo Agro, Pesca y Minería 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 35. Evolución del Consumo Agro, Pesca y Minería 1990-2013 (%)

Sector Agro, Pesca y Minería			
Año	Gas Licuado	Gasolinas	Total
1990	0,0%	100,0%	100,0%
1991	0,0%	100,0%	100,0%
1992	0,0%	100,0%	100,0%
1993	0,0%	100,0%	100,0%
1994	0,0%	100,0%	100,0%
1995	0,0%	100,0%	100,0%
1996	0,0%	100,0%	100,0%
1997	0,0%	100,0%	100,0%
1998	0,0%	100,0%	100,0%
1999	0,0%	100,0%	100,0%
2000	0,0%	100,0%	100,0%
2001	0,0%	100,0%	100,0%
2002	0,0%	100,0%	100,0%
2003	0,0%	100,0%	100,0%
2004	0,0%	100,0%	100,0%
2005	0,0%	100,0%	100,0%
2006	0,0%	100,0%	100,0%
2007	0,0%	100,0%	100,0%
2008	5,9%	94,1%	100,0%
2009	9,3%	90,7%	100,0%
2010	12,1%	87,9%	100,0%
2011	13,3%	86,7%	100,0%
2012	15,7%	84,3%	100,0%
2013	16,5%	83,5%	100,0%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

### 2.10. Consumo el sector Construcción y Otros

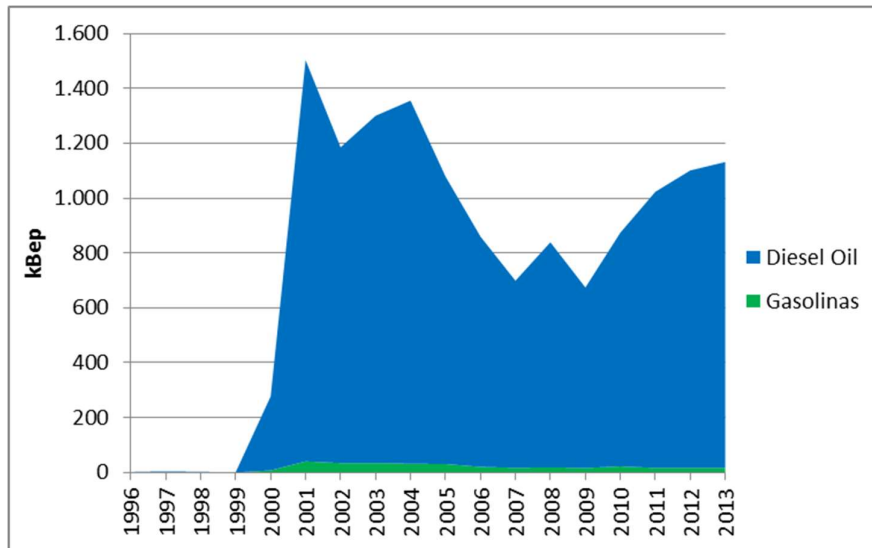
A partir del año 1996 se comienzan a registrar los consumos de energía en la Construcción y Otros Sectores, y recién a partir de 2001 se consignan consumos significativos.

El consumo en 2001 fue de 1.503 kBep y en 2013 de 1.132 kBep, lo que significa una tasa de -2,3% a.a.

Las fuentes cuyo consumo se ha relevado son Diesel Oil y Gasolinas, representando el 98,5% y 1,5% respectivamente de participación en 2015.

Tanto las fuentes cuyo consumo se han relevado, como su evolución, sugieren dudas en cuanto a la confiabilidad de la información relevada.

Gráfico 37. Evolución del Consumo Construcción y Otros 1990-2013 (kBep)



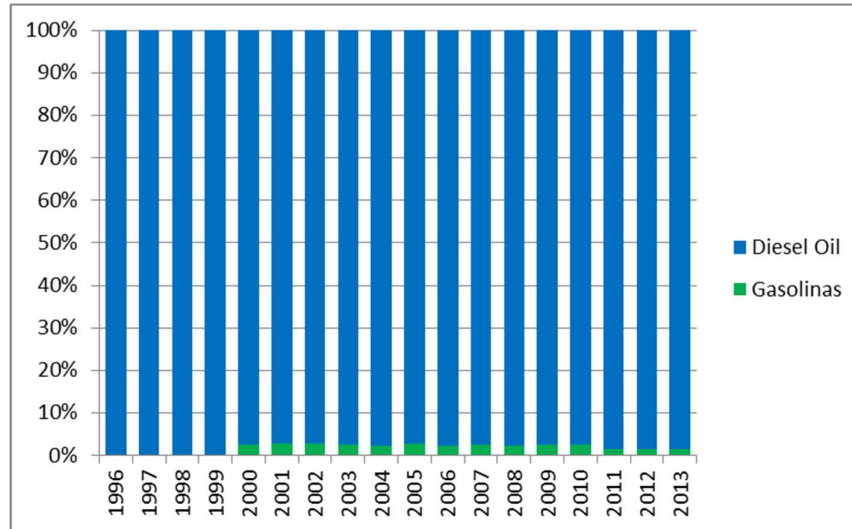
Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 36. Evolución del Consumo Construcción y Otros 1990-2013 (kBep)

Sector Construcción, Otros			
Año	Gasolinas	Diesel Oil	Total
1996	0,0	1,6	1,6
1997	0,0	4,0	4,0
1998	0,0	2,0	2,0
1999	0,0	1,1	1,1
2000	7,4	270,1	277,5
2001	40,2	1.463,2	1.503,4
2002	34,2	1.151,2	1.185,4
2003	34,5	1.265,8	1.300,3
2004	31,7	1.324,0	1.355,7
2005	30,6	1.048,4	1.079,0
2006	20,1	839,7	859,9
2007	16,9	682,1	699,0
2008	18,6	820,3	838,9
2009	16,3	658,0	674,3
2010	22,1	851,9	874,0
2011	16,5	1.006,5	1.023,0
2012	16,6	1.084,4	1.101,0
2013	17,4	1.114,3	1.131,7

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Gráfico 38. Evolución del Consumo Construcción y Otros 1990-2013 (%)



Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

Tabla 37. Evolución del Consumo Construcción y Otros 1990-2013 (%)

Sector Construcción, Otros			
Año	Gasolinas	Diesel Oil	Total
1996	0,0%	100,0%	100,0%
1997	0,0%	100,0%	100,0%
1998	0,0%	100,0%	100,0%
1999	0,0%	100,0%	100,0%
2000	2,7%	97,3%	100,0%
2001	2,7%	97,3%	100,0%
2002	2,9%	97,1%	100,0%
2003	2,7%	97,3%	100,0%
2004	2,3%	97,7%	100,0%
2005	2,8%	97,2%	100,0%
2006	2,3%	97,7%	100,0%
2007	2,4%	97,6%	100,0%
2008	2,2%	97,8%	100,0%
2009	2,4%	97,6%	100,0%
2010	2,5%	97,5%	100,0%
2011	1,6%	98,4%	100,0%
2012	1,5%	98,5%	100,0%
2013	1,5%	98,5%	100,0%

Fuente: BEN 1990-2013, Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos  
Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Consumo

### 3. Indicadores de sustentabilidad energética

Se elabora un conjunto de indicadores que permiten evaluar la contribución de la energía a la sustentabilidad del desarrollo ecuatoriano, que cubren las distintas dimensiones de la sustentabilidad: económica, social y ambiental. Estos indicadores se han tomado del trabajo “Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe” desarrollado en forma conjunta por OLADE, CEPAL y GTZ (Mayo 1997). Los mismos se han adaptado en su normalización a la situación de Ecuador y se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 38. Indicadores de sustentabilidad energética

Indicador	Definición	Normalización
1	Autarquía energética	Uno menos el porcentaje de las importaciones en la suma de importación y producción primaria
		0 = 100%
		1 = 0%
		sin normalización
2	Robustez frente a cambios externos	Exportaciones energéticas sobre el PIB (bep/US\$ de 2005)
		0 = 5 bep/1.000 US\$
		1 = 0,25 bep/1.000 US\$
		normalización lineal
3	Productividad energética	Inversa de la intensidad energética (PIB/bep)
		0 = 0 US\$/bep
		1 = 2.000 US\$/bep
		normalización lineal
4	Cobertura eléctrica	Porcentaje de población electrificada
		0 = 0%
		1 = 100%
		sin normalización
5	Cobertura de las necesidades energéticas básicas	Consumo de energía útil residencial por habitante
		0 = 0,1 bep/hab.
		1 = 0,75 bep/hab.
		normalización lineal
6	Pureza relativa en el uso de la energía	CO2 no biogénico / (consumo final + consumo propio)
		0 >= 1 ton/bep
		1 <= 0,3 ton/bep
		normalización lineal
7	Uso de energías renovables	Participación de las fuentes renovables en la oferta energética
		0 = 0%
		1 >= 50%
		normalización lineal

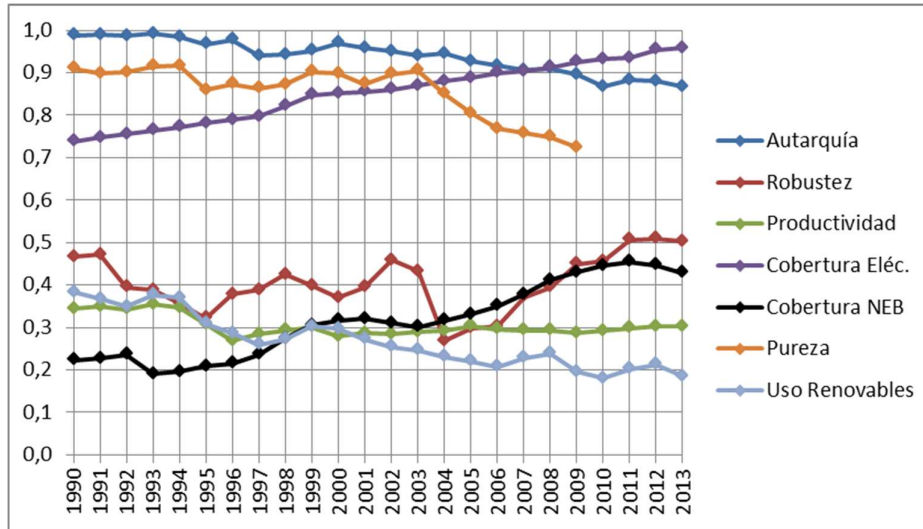
Fuente: elaboración propia tomando como base OLADE-CEPAL-GTZ.

La normalización de los indicadores tiene dos fines: a) poder visualizarlos en conjunto en una misma escala, y b) establecer un rango en el cual se considera el valor 0 (cero) como la situación menos sustentable y el valor 1 (uno) como la mayor sustentabilidad a alcanzar según el contexto del país. Estos rangos se definen con algún criterio, en cierta medida arbitrario, que puede revisarse si se desea.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de los indicadores para Ecuador en el periodo 1990-2013<sup>144</sup>.

<sup>144</sup> De los indicadores propuestos por OLADE/CEPAL/GTZ no se ha podido elaborar el denominado "Alcance de los recursos fósiles y leña" por no disponer de la serie de reservas comprobadas de Petróleo. Elaborar este indicador sería de suma importancia para Ecuador.

Gráfico 39. Indicadores de sustentabilidad energética 1990-2013



Fuente: elaboración propia.

Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Sustentabilidad

Tabla 39. Indicadores de sustentabilidad energética 1990-2013

Año	Autarquía	Robustez	Productividad	Cobertura Eléc.	Cobertura NEB	Pureza	Uso Renovables
1990	0,989	0,466	0,344	0,738	0,22	0,910	0,383
1991	0,990	0,471	0,349	0,747	0,23	0,899	0,368
1992	0,986	0,394	0,343	0,755	0,24	0,901	0,350
1993	0,992	0,388	0,355	0,764	0,19	0,915	0,376
1994	0,984	0,357	0,347	0,772	0,20	0,917	0,370
1995	0,967	0,322	0,307	0,781	0,21	0,859	0,308
1996	0,978	0,378	0,269	0,789	0,21	0,874	0,287
1997	0,940	0,388	0,284	0,797	0,24	0,863	0,260
1998	0,943	0,425	0,293	0,822	0,27	0,872	0,272
1999	0,951	0,399	0,300	0,847	0,30	0,902	0,302
2000	0,970	0,370	0,278	0,851	0,32	0,898	0,297
2001	0,958	0,395	0,287	0,856	0,32	0,874	0,272
2002	0,950	0,458	0,284	0,860	0,31	0,897	0,255
2003	0,939	0,433	0,290	0,870	0,30	0,905	0,246
2004	0,945	0,268	0,291	0,880	0,32	0,850	0,230
2005	0,926	0,298	0,304	0,888	0,33	0,804	0,220
2006	0,917	0,302	0,296	0,900	0,35	0,768	0,207
2007	0,907	0,371	0,293	0,904	0,38	0,757	0,228
2008	0,910	0,395	0,293	0,913	0,41	0,748	0,239
2009	0,895	0,449	0,287	0,926	0,43	0,724	0,196
2010	0,867	0,456	0,291	0,932	0,45		0,180
2011	0,883	0,506	0,298	0,935	0,45		0,202
2012	0,880	0,509	0,302	0,954	0,45		0,212
2013	0,867	0,502	0,302	0,958	0,43		0,185

Fuente: elaboración propia.

Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Sustentabilidad

La *Autarquía energética* de Ecuador ha ido disminuyendo en el periodo. Las importaciones totales de energía han crecido en relación a la producción de energía primaria, del 1,6% en 1990 al 20,2% en 2013. Si las referimos a la Oferta Interna Total (OIT), las importaciones representan un porcentaje mayor y que ha ido en aumento,

pasando del 4,2% en 1990 al 37,6% en 2013. **Las principales fuentes importadas son Diesel Oil, Gasolina Motor y GLP, particularmente las importaciones de las dos primeras han aumentado significativamente los últimos años.**

El indicador de *Robustez frente a cambios externos* indica la vulnerabilidad de economías altamente dependientes de la exportación de energía. Este indicador es relativamente bajo en el caso de Ecuador y ha evolucionado conforme a las exportaciones de Petróleo crudo. Presenta una tendencia a mejorar a partir del año 2005 ante una estabilización de los volúmenes exportados de crudo y el crecimiento sostenido del PIB.

La *Productividad energética* se mantiene prácticamente en los mismos valores desde 2006 a la actualidad. Son muchas las causas que afectan este indicador, algunas positivas en cuanto a sus efectos en el desarrollo socioeconómico (por ejemplo, mejoras en la distribución del ingreso, creación de industrias de base, etc.) y otras negativas (por ejemplo, baja eficiencia energética, aumento del transporte individual). Se requiere un análisis más detallado para ver si no han habido cambios en uno u otro sentido y que se han compensado para mantener el estancamiento de la productividad energética.

Tanto la *Cobertura eléctrica* como la *Cobertura de las necesidades energéticas básicas* han mejorado sostenidamente en todo el periodo. El consumo de energía útil residencial por habitante ha pasado de 0,22 Bep/hab. a 0,38 Bep/hab., es decir un aumento del orden del 70% en todo el periodo.

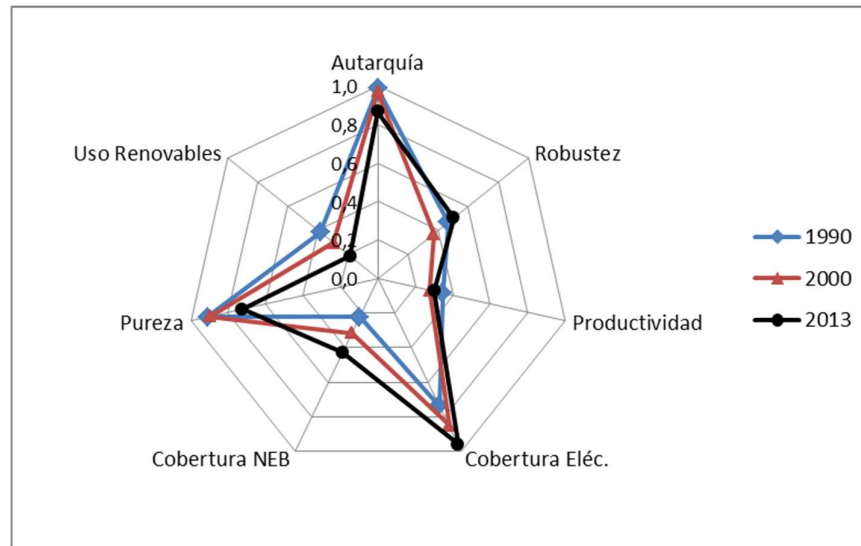
La *Pureza relativa en el uso de la energía* se obtiene por el cociente entre las emisiones de CO2 totales (de origen no biogénico) y el consumo neto total de energía. La Pureza ha disminuido, ya que las emisiones por Bep consumido han pasado de 0,36 ton/Bep a 0,49 ton/Bep entre 1990 y 2010. Esto se debe principalmente a una mayor utilización de los combustibles fósiles (derivados de Petróleo y Gas Natural) y un menor peso de las fuentes renovables tanto en la generación de Electricidad como en el consumo final.

La participación de las renovables (Hidroenergía, Leña, Bagazo y Otras Primarias) en la oferta energética ha bajado del 19,2% en 1990 a 9,4% en 2013. En consecuencia, el indicador *Uso de energías renovables* ha empeorado como se muestra en el gráfico precedente, cuya pendiente negativa depende de la escala adoptada.

Como síntesis de los indicadores de sustentabilidad energética en Ecuador se presenta el siguiente gráfico, donde a partir de su normalización se pueden presentar en forma conjunta las variaciones de los mismos entre 1990, 2000 y 2013 y visualizar cuál dimensión ha evolucionado regresivamente y cuán lejos se encuentra de un valor óptimo o deseado.



Gráfico 40. Indicadores de sustentabilidad energética 1990, 2000 y 2013



Nota: el valor de Pureza de 2013 corresponde a 2010.

Fuente: elaboración propia.

Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Sustentabilidad

Tabla 40. Indicadores de sustentabilidad energética 1990, 2000 y 2013

Año	Autarquía	Robustez	Productividad	Cobertura Eléc.	Cobertura NEB	Pureza	Uso Renovables
1990	0,989	0,466	0,344	0,738	0,223	0,910	0,383
2000	0,970	0,370	0,278	0,851	0,316	0,898	0,297
2013	0,867	0,502	0,302	0,958	0,428	0,724	0,185

Fuente: elaboración propia.

Archivo xls Análisis BEN Ecuador v07, Hoja Sustentabilidad

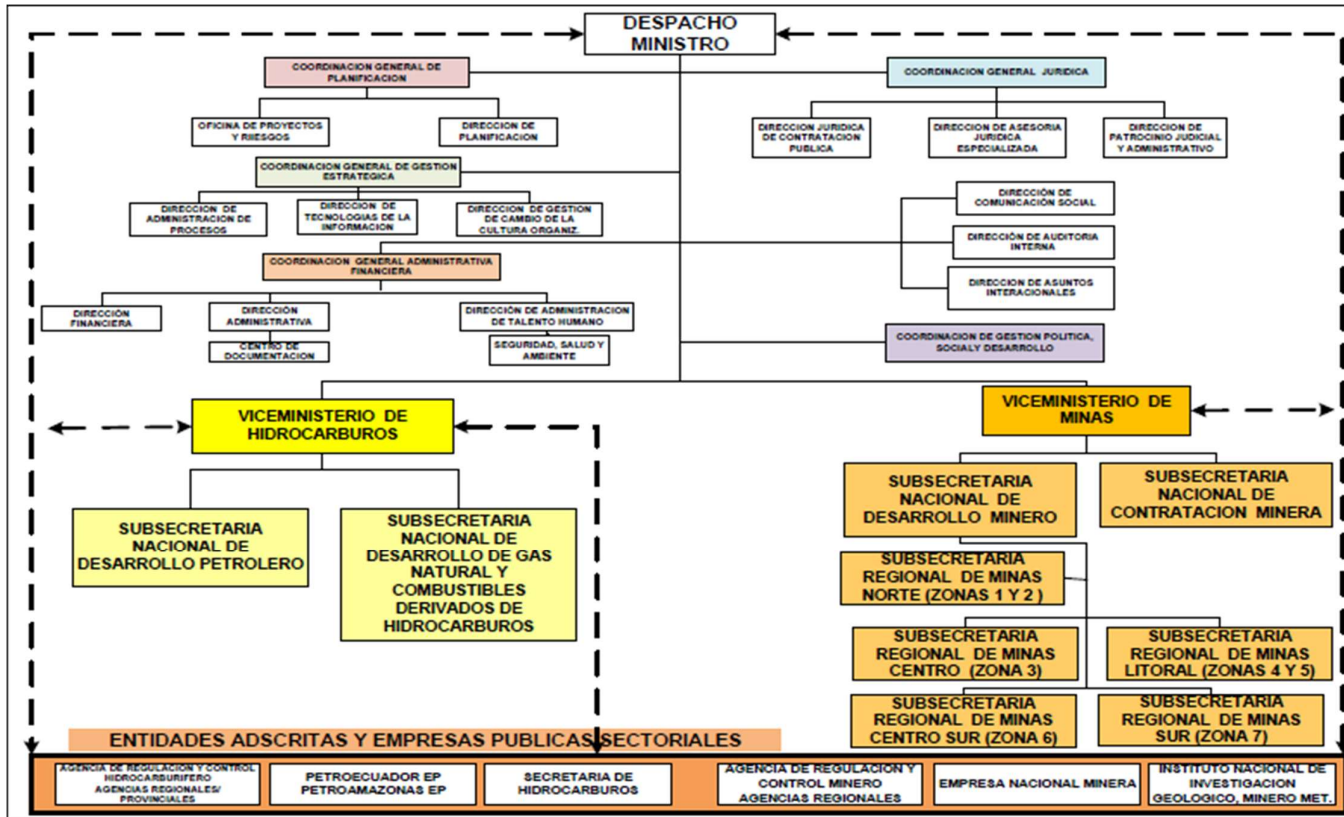
De los indicadores vinculados a la dimensión económica de la sustentabilidad, la Autarquía es el que ha empeorado en mayor medida aunque, debido a las fuertes exportaciones de Petróleo, los valores del indicador son relativamente altos. Por su parte la Robustez y la Productividad se mantienen en valores relativamente bajos<sup>145</sup>.

La Cobertura eléctrica y la Cobertura de necesidades energéticas básicas, vinculadas a la dimensión social de la sustentabilidad, han mejorado en forma apreciable. A pesar de ello, la Cobertura de necesidades energéticas básicas de la población, aún tiene un apreciable trecho para su mejora.

En sentido contrario, los indicadores vinculados a la dimensión ambiental de Pureza y Uso de renovables han empeorado.

<sup>145</sup> Se destaca que la normalización de las escalas de los indicadores es susceptible de revisión.

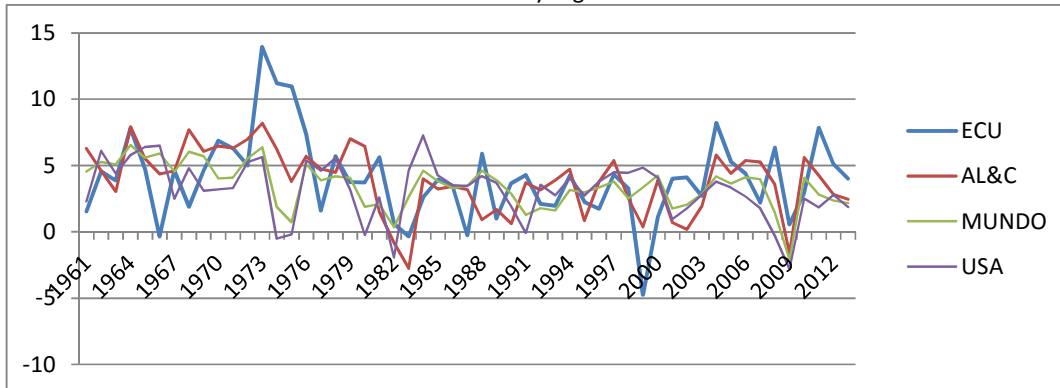
### Anexo 3. Organigrama MH



## Anexo 4. Información de base para el Diagnóstico y escenarios Socioeconómicos de Ecuador

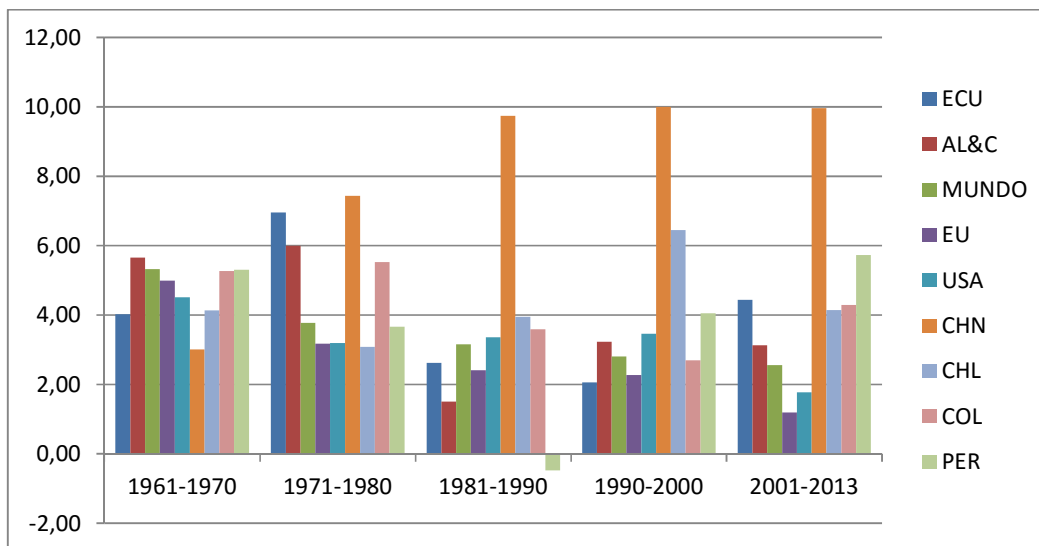
### 1.1. Dimensión económica

Gráfico N° A1.1. Evolución de la dinámica de crecimiento de Ecuador y la influencia del contexto económico mundial y regional



Fuente: Elaborado en base a datos del Banco Mundial.  
 Archivo xls Gráficos socioeconómico, Hoja tasas de crecimiento comparada

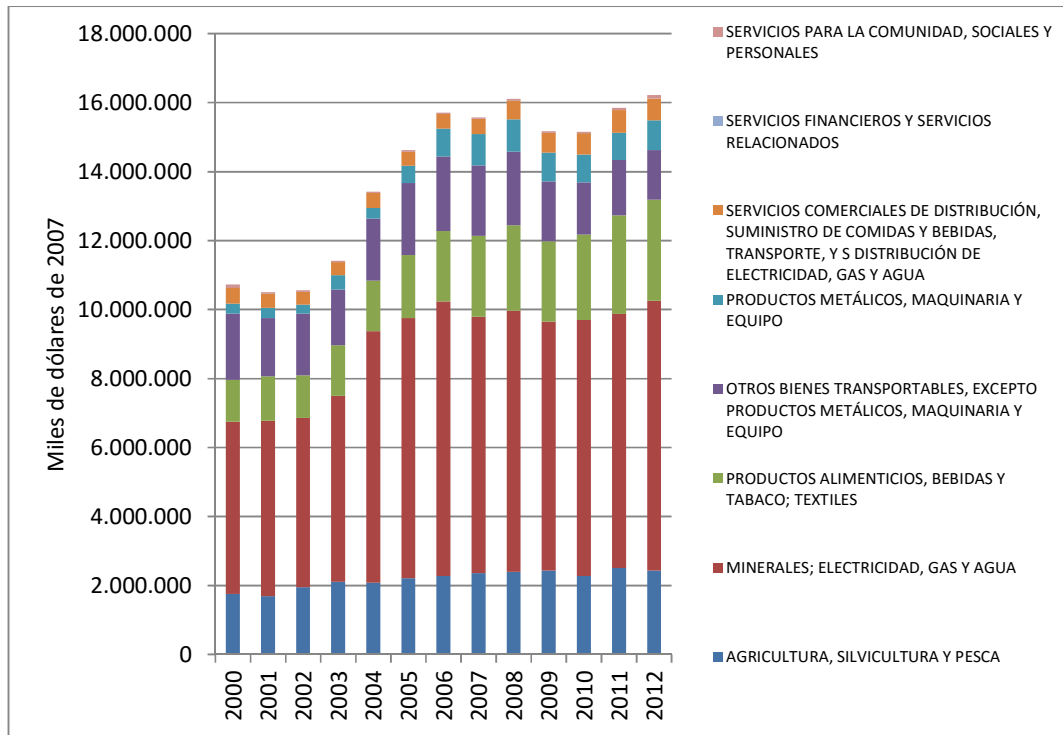
Gráfico N° A1.2. Evolución comparada de la dinámica de crecimiento de Ecuador con sus principales socios comerciales y la economía mundial 1961-2013



Fuente: Elaborado en base a datos del Banco Mundial.  
 Archivo xls Gráficos socioeconómico, Hoja tasas de crecimiento comparada

En el período 200-2012 la exportación de petróleo, gas natural y servicios relacionados representó en promedio el 46% de las exportaciones totales de bienes y servicios.

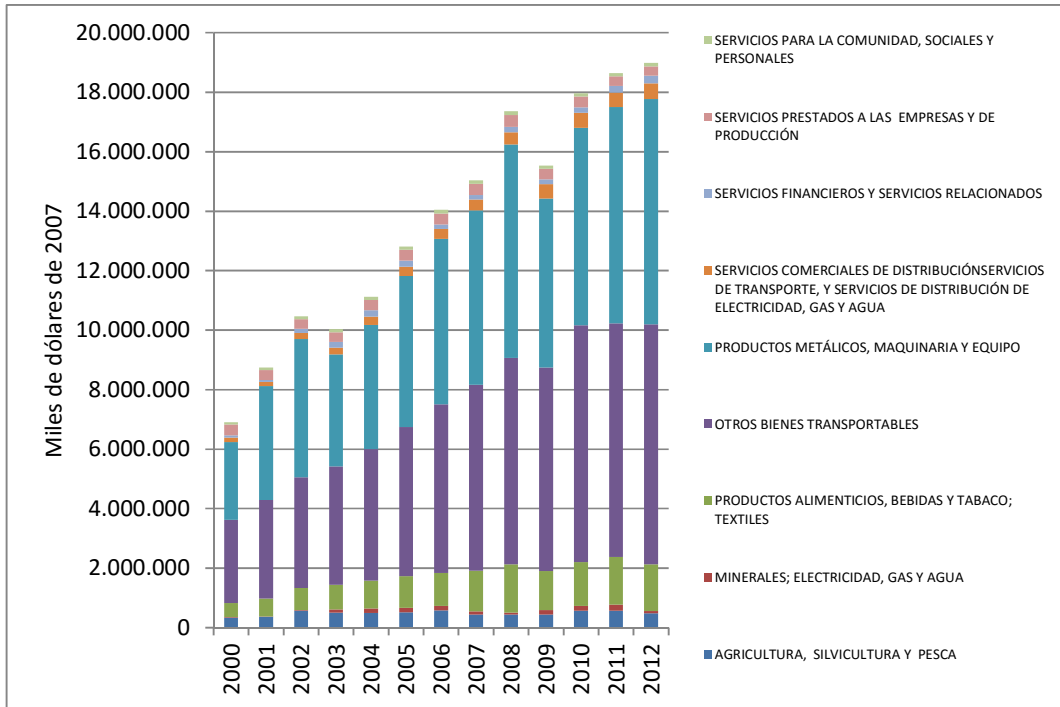
Gráfico N° A.1.3. Evolución de las exportaciones de productos



Fuente: Elaboración en base a Banco Central Ecuador  
 Archivo xls Gráficos socioeconómico, Hoja exportaciones

Dentro de los principales rubros de importación en 2012 se encuentran: Maquinaria, equipo y aparatos eléctricos 20%; **Aceites refinados de petróleo y de otros productos 19%**; Productos químicos básicos, abonos y plásticos primarios; y, Otros productos químicos 14%

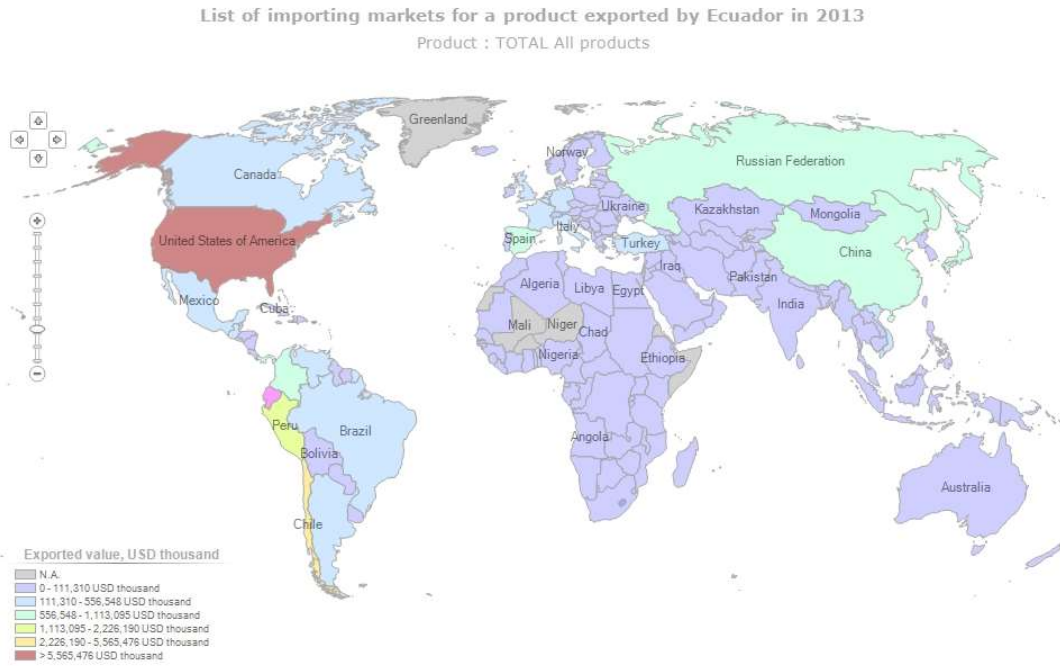
Gráfico N° A.1.4. Evolución de las importaciones de productos



Fuente: Elaboración en base a Banco Central Ecuador  
Archivo xls Gráficos socioeconómico, Hoja importaciones

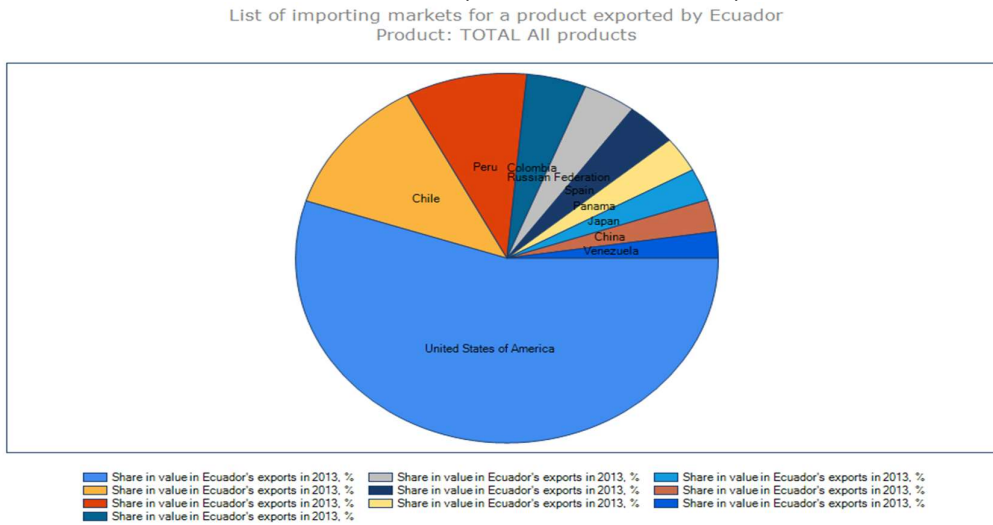
- ✓ Principales socios comerciales de Ecuador: Estados Unidos, China, Chile, Colombia y Perú.
- ✓ Principales destino de las exportaciones: Estados Unidos, Chile, Perú y Colombia.
- ✓ Principales orígenes de las importaciones: Estados Unidos, China, Colombia, Panamá.

Gráfico Nº A.1.5: Principales destinos de las exportaciones - Mapa global



Fuente: Elaboración en base a datos de CCI<sup>146</sup>.

Gráfico Nº A.1.6: Principales 10 destinos de las exportaciones

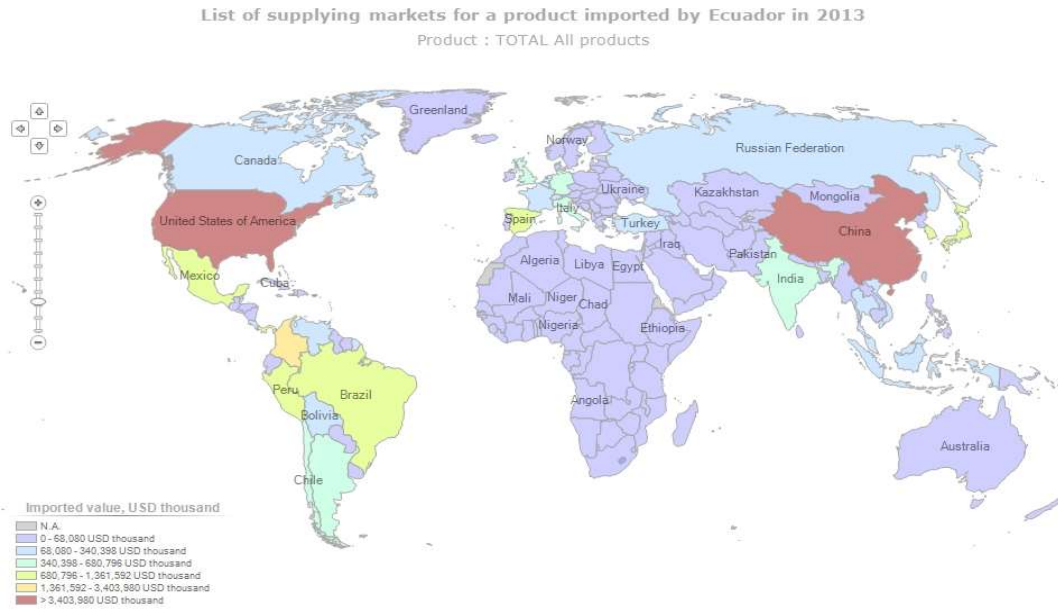


Fuente: Elaboración en base a datos de CCI<sup>147</sup>.

<sup>146</sup> [www.trademap.org/](http://www.trademap.org/)

<sup>147</sup> [www.trademap.org/](http://www.trademap.org/)

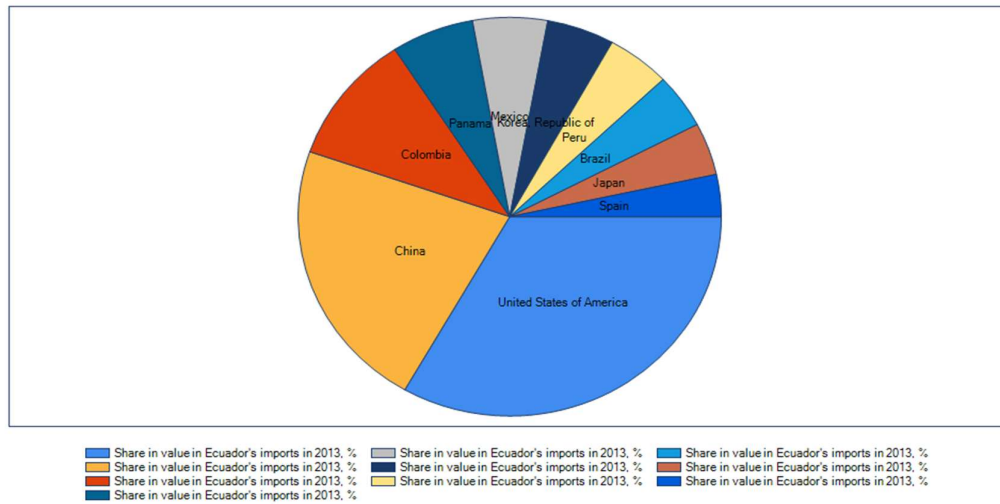
Gráfico N° A.1.7: Principales orígenes de las importaciones - Mapa global



Fuente: Elaboración en base a datos de CCI<sup>148</sup>.

Gráfico N° A.1.8: Principales 10 orígenes de las importaciones

List of supplying markets for a product imported by Ecuador  
Product: TOTAL All products

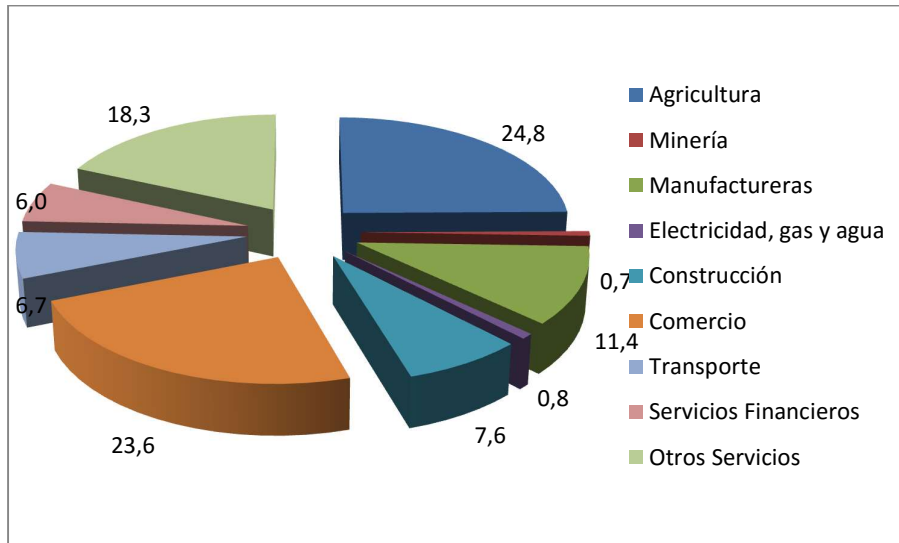


Fuente: Elaboración en base a datos de CCI<sup>149</sup>.

<sup>148</sup> [www.trademap.org/](http://www.trademap.org/)

<sup>149</sup> [www.trademap.org/](http://www.trademap.org/)

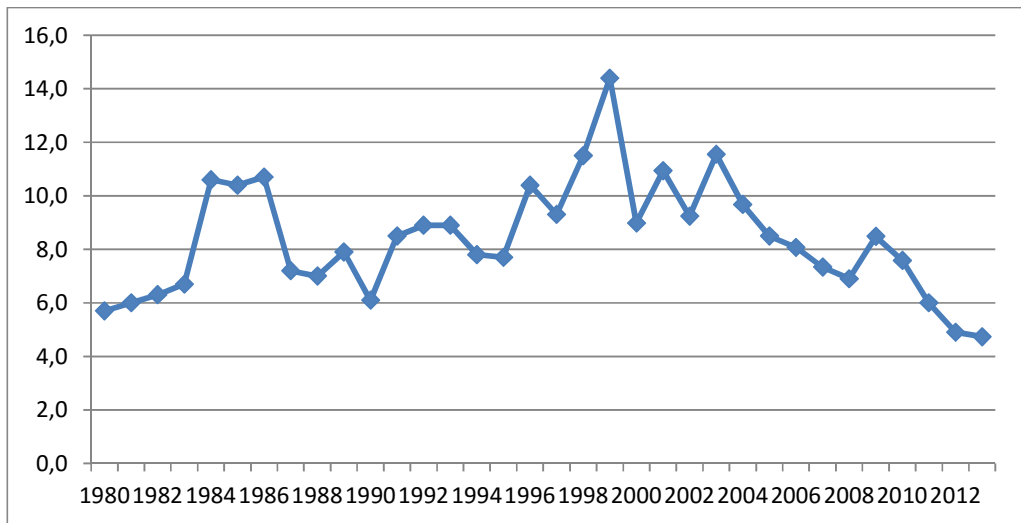
Gráfico N° A.1.9: Principales sectores económicos que generan empleo son la agricultura y el sector comercial. Población ocupada



Fuente: CEPAL STATS

Archivo xls Gráficos socioeconómico, Hoja población ocupada

Gráfico N° A.1.10: Evolución de la tasa de desempleo 2000-2013

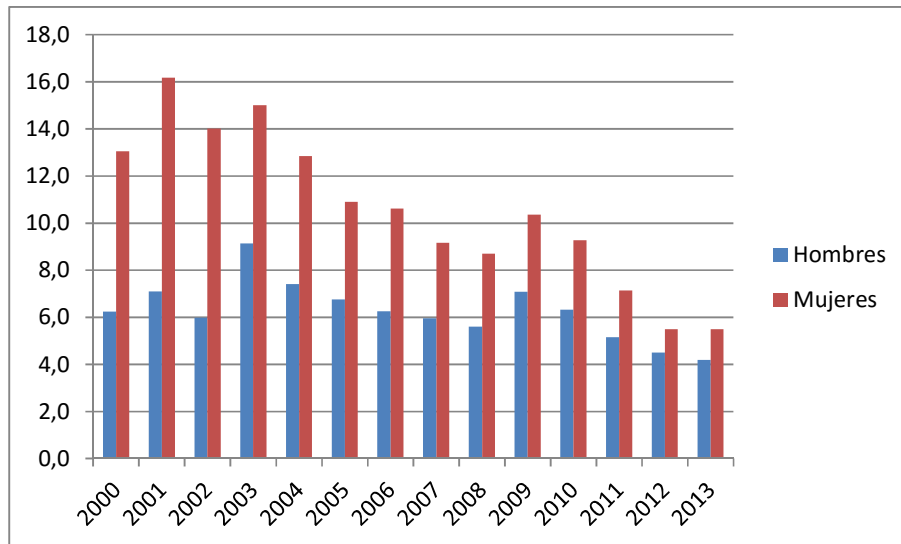


Fuente: CEPAL STATS

Archivo xls Gráficos socioeconómico, Hoja tasa desempleo



Gráfico N° A.1.11: Evolución de la tasa de desempleo 2000-2013 por sexo

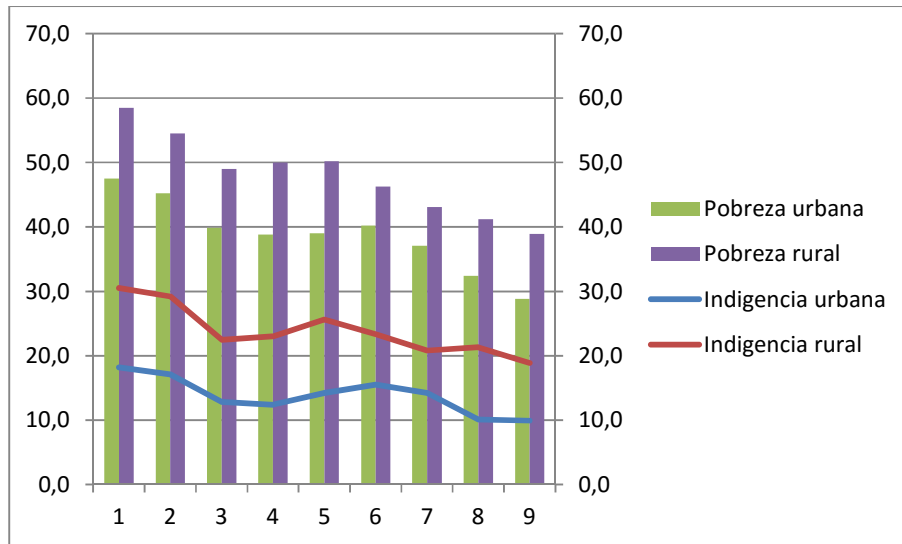


Fuente: CEPAL STATS

Archivo xls Gráficos socioeconómico, Hoja tasa desempleo

<u>Tasa de pobreza</u>	32,2%	(2012)
Urbano	28,8%	(2012)
Rural	38,9%	(2012)
<u>Tasa de indigencia</u>	12,9%	(2012)
Urbano	9,9%	(2012)
Rural	18,9%	(2012)
<u>Coeficiente de Gini</u>	<b>0,47</b>	<b>(2012)</b>
<u>Porcentaje de personas sin ingresos propios</u>		
Mujeres	34,0%	(2010)
Hombres	11,2%	(2010)
<u>Gasto público social como % del PIB</u>	8,3%	(2012)

Gráfico N° A.1.12: Evolución de la pobreza y la indigencia 2004-2012



Fuente: CEPAL STATS

Archivo xls Gráficos socioeconómico, Hoja pobreza e indigencia

## Anexo 5. Cuadro MTOP

Cuadro No.-13 Número De Vehículos Motorizados Matriculados,  
Por Clase Y Tipo De Combustible, Según Uso De Vehículo”

CLASE	TIPO DE COMBUSTIBLE	TOTAL	USO DEL VEHICULO			
			ALQUILER	ESTADO	MUNICIPIO	PARTICULAR
<b>TOTAL REPÚBLICA</b>		<b>1717885</b>	<b>21137</b>	<b>56703</b>	<b>21002</b>	<b>6487</b>
<b>TOTAL</b>	<b>DIESEL</b>	<b>187263</b>	<b>148243</b>	<b>28469</b>	<b>7624</b>	<b>2927</b>
<b>TOTAL</b>	<b>ELECTRICO</b>	<b>35</b>	<b>33</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>TOTAL</b>	<b>GASOLINA</b>	<b>1526102</b>	<b>1480965</b>	<b>28222</b>	<b>13360</b>	<b>3555</b>
<b>TOTAL</b>	<b>GAS LICUADO</b>	<b>483</b>	<b>462</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>1</b>
<b>TOTAL</b>	<b>HIBRIDO</b>	<b>4002</b>	<b>3990</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>3</b>
<b>AUTÓMOVIL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>563859</b>	<b>538958</b>	<b>24120</b>	<b>742</b>	<b>39</b>
	DIESEL	1917	1851	62	4	0
	ELECTRICO	11	11	0	0	0
	GASOLINA	560298	535474	24048	737	39
	GAS LICUADO	188	178	10	0	0
	HIBRIDO	1445	1444	0	1	0
<b>BUS</b>	<b>TOTAL</b>	<b>8280</b>	<b>971</b>	<b>6746</b>	<b>507</b>	<b>56</b>
	DIESEL	8132	925	6672	480	55
	GASOLINA	147	45	74	27	1
	GAS LICUADO	1	1	0	0	0
<b>CAMIÓN</b>	<b>TOTAL</b>	<b>111266</b>	<b>102164</b>	<b>7988</b>	<b>712</b>	<b>402</b>
	DIESEL	51253	43033	7303	551	366
	ELECTRICO	1	1	0	0	0
	GASOLINA	60005	59124	684	161	36
	GAS LICUADO	6	5	1	0	0
	HIBRIDO	1	1	0	0	0
<b>CAMIONETA</b>	<b>TOTAL</b>	<b>305590</b>	<b>291130</b>	<b>3446</b>	<b>8897</b>	<b>2117</b>
	DIESEL	53584	47737	729	4429	689
	ELECTRICO	6	5	0	0	1
	GASOLINA	251766	243161	2716	4463	1426
	GAS LICUADO	104	97	1	5	1
	HIBRIDO	130	130	0	0	0
<b>COLECTIVO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>1511</b>	<b>630</b>	<b>763</b>	<b>106</b>	<b>12</b>
	DIESEL	1324	462	753	98	11
	GASOLINA	187	168	10	8	1
<b>FURGONETA C</b>	<b>TOTAL</b>	<b>23569</b>	<b>20363</b>	<b>2864</b>	<b>260</b>	<b>82</b>
	DIESEL	21228	18129	2823	198	78
	ELECTRICO	1	1	0	0	0
	GASOLINA	2339	2232	41	62	4
	GAS LICUADO	1	1	0	0	0
<b>FURGONETA P</b>	<b>TOTAL</b>	<b>33560</b>	<b>30081</b>	<b>3037</b>	<b>358</b>	<b>84</b>
	DIESEL	13449	10332	2798	252	67
	GASOLINA	20104	19742	239	106	17
	GAS LICUADO	6	6	0	0	0
	HIBRIDO	1	1	0	0	0
<b>JEEP</b>	<b>TOTAL</b>	<b>275790</b>	<b>270692</b>	<b>10</b>	<b>4350</b>	<b>738</b>
	DIESEL	6835	6766	0	57	12
	ELECTRICO	15	14	0	1	0
	GASOLINA	266440	261426	10	4281	723
	GAS LICUADO	79	76	0	3	0
	HIBRIDO	2421	2410	0	8	3
<b>MOTOCICLETA</b>	<b>TOTAL</b>	<b>362357</b>	<b>357353</b>	<b>430</b>	<b>3312</b>	<b>1262</b>
	DIESEL	352	245	95	7	5
	ELECTRICO	1	1	0	0	0
	GASOLINA	361904	357007	335	3305	1257
	GAS LICUADO	97	97	0	0	0
	HIBRIDO	3	3	0	0	0
<b>TANQUERO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>2719</b>	<b>1738</b>	<b>646</b>	<b>178</b>	<b>157</b>
	DIESEL	2578	1616	642	167	153
	GASOLINA	141	122	4	11	4
<b>TRÁILER</b>	<b>TOTAL</b>	<b>12766</b>	<b>8687</b>	<b>3754</b>	<b>219</b>	<b>106</b>
	DIESEL	12292	8248	3730	213	101
	GASOLINA	473	438	24	6	5
	GAS LICUADO	1	1	0	0	0
<b>VOLQUETE</b>	<b>TOTAL</b>	<b>12284</b>	<b>7883</b>	<b>2775</b>	<b>598</b>	<b>1028</b>
	DIESEL	11860	7524	2740	582	1014
	GASOLINA	424	359	35	16	14
<b>OTRA CLASE</b>	<b>TOTAL</b>	<b>4334</b>	<b>3043</b>	<b>124</b>	<b>763</b>	<b>404</b>
	DIESEL	2459	1375	122	586	376
	GASOLINA	1874	1667	2	177	28

Fuente: MTOP, 2012

## Anexo 6. Proyectos de Expansión de la Oferta Eléctrica

### 1 Plan de Expansión de Generación 2014 - 2023 (en Fase de Revisión y Aprobación)

Nota: la información es referencial y ha sido estimada para los estudios del Plan de Expansión de Generación; por tanto, está sujeta a revisión y modificación por parte del MEER

No.	Año de operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Propiedad	Tipo	Potencia (MW)	Costo (M\$)	Provincia	Cantón	Año de construcción	Costo (M\$)
1	2014	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En operación	Público	Termoeléctrico	96	580	Esmeraldas	Esmeraldas	28	113,6
2	2014	Guangopolo II	CELEC EP - Termopichincha	En operación	Público	Termoeléctrico	50	330	Pichincha	Quito	29	69,9
3	2014	Ismanchi II	EERSSA	En operación	Público	Hidroeléctrico	2,25	17	Zamora Chinchipe	Chinchipe	18	6,9
4	2014	Saymirin V	Elcausto S.A.	En operación	Público	Hidroeléctrico	7	32	Azuay	Cuenca	23	14,4
5	2015	Mazar-Dudas (Alazán 6)	CELEC EP - Hidrozogues	En construcción	Público	Hidroeléctrico	20,8	125	Cañar	Azogues	29	67,1
6	2015	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8	45	Bolívar	Chilanes	24	20,4
7	2015	Victoria	Hidrovictoria S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10	64	Napo	Quijos	24	21,0
8	2015	Manduriacu	CELEC EP - Enernorte	En operación	Público	Hidroeléctrico	60	350	Pichincha	Quito	36	201,7
9	2015	Machala Gas 3a unidad	CELEC EP - Termogas Machala	En construcción	Público	Termoeléctrico	77	510	El Oro	Machala	18	104,8
10	2015	San Barbo	Hidrosanbarbó S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	48,1	315	Morona Santiago	Santiago de Méndez	36	97,0
11	2015	Chorrillos	Hidrozamora EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	3,96	23	Zamora Chinchipe	Zamora	30	14,9
12	2015	Proyectos Fotovoltaicos	Varias empresas	En construcción	Privado	ERNC	25	50	Varias	Varios	15	77,5
13	2015	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	29,2	222	Tungurahua	Baños	30	57,0
14	2016	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487	2.770	Azuay y Morona Santiago	Oro y Santiago de Méndez	48	958,7
15	2016	Toachi - Pílaton (Sarapullo)	CELEC EP - Hidrobapi	En construcción	Público	Hidroeléctrico	254,4	1.100	Pichincha, Tsáchila, Cotacachi y Cotacachi	Cotacachi de los Tsáchilas	44	577,4
16	2016	Quijos	CELEC EP - Enernorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50	350	Napo	Quijos	48	126,9
17	2015	Delstatinagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	180	1.220	Zamora Chinchipe	Zamora	48	324,4
18	2016	Coca Codo Sindar	Coca Codo Sinclair EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1.500	8.700	Napo y Sucumbios	Chacabuco y Lumbajón	66	2313,0
19	2016	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubes	En construcción	Público	Hidroeléctrico	275	1.290	Azuay / El Oro	Pucará / Zaruma	42	612,6
20	2016	Machala Gas Cick Combustión	CELEC EP - Termogas Machala	En construcción	Público	Termoeléctrico	110	720	El Oro	Machala	18	149,7
21	2016	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	5,95	37	Pichincha	Quito	24	16,5
22	2017	Río Verde Chico	Hidroplab S.A.	Tratado firmado con CONECEL	Privado	Hidroeléctrico	10	66	Tungurahua	Ríos de Agua Santa	24	21,0
23	2017	Sabanilla	Hidroelgen S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	30	210	Zamora Chinchipe	Zamora	36	62,3
24	2017	Sigchos	Hidrosigchos C.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	17,4	125	Cotacachi	Sigchos	30	36,6
25	2017	Palмира Nanegal	Hidroequinoccio EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10	77	Pichincha	Quito	24	19,6
26	2017	Due	Hidroalto Generación de Energía	Tratado firmado con CONECEL	Privado	Hidroeléctrico	49,7	390	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	33	98,4
27	2018	Normandia	Hidrowarm S.A.	Tratado firmado con CONECEL	Privado	Hidroeléctrico	38,1	255	Morona Santiago	Morona	36	72,0
28	2018	Pusuno	Ellenergy S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	39,5	217	Napo	Tena	36	75,3
29	2018	Pílat 3	Qualtec Comercio e Indústria Comércio	Tratado firmado con CONECEL	Privado	Hidroeléctrico	9,3	70	Cotacachi	Pujilí	24	18,4
30	2019	Chontal	CELEC EP - Enernorte	Diseño Definitivo	Público	Hidroeléctrico	194	1.050	Pichincha / Imbabura	Quito / Cotacachi	48	420,0
31	2019	El Tigré	Hidroequinoccio EP	Tratado firmado con CONECEL	Público	Hidroeléctrico	80	410	Pichincha	San Vicente Maldonado	42	238,0
32	2019	Bloque de proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad	MEER definirá proyectos	Diseño definitivo	Público	Hidroeléctrico	20	120	Varias	Varios	24	62,0
33	2020	Térmica Gas Ciclo Simple	CELEC EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	250	1.750	Guayas	Guayaquil	24	350,0
34	2020	Térmica Gas Ciclo Combinado	CELEC EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	125	880	Guayas	Guayaquil	24	175,0
35	2020	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	el sector eléctrico. Certificado	Público	Hidroeléctrico	588,3	3.360	Morona Santiago	Santiago de Méndez	48	1072,0
36	2022	Santiago G8, Fase I	CELEC EP - Hidropaute	Tratado otorgado por CONECEL	Público	Hidroeléctrico	600	2.600	Morona Santiago	Limón Indanza	60	2050,0
-	2022	Santiago G8, Fase II	CELEC EP - Hidropaute	En estudios de factibilidad	Público	Hidroeléctrico	600	2.600	Morona Santiago	Limón Indanza	60	260,0
-	2023	Santiago G8, Fase III	CELEC EP - Hidropaute	En estudios de factibilidad	Público	Hidroeléctrico	600	2.600	Morona Santiago	Limón Indanza	60	240,0
37	2023	Tulfo Chiles Cerro Negro	CELEC EP - ISAGEN (Colombia)	estudios de prefactibilidad	Público	Geotérmico	20	160	Carchi	Tulcan	48	83,5
-	2023	Santiago G8, Fase IV	CELEC EP - Hidropaute	En estudios de factibilidad	Público	Hidroeléctrico	600	2.600	Morona Santiago	Limón Indanza	60	240,0
<b>TOTAL</b>							<b>7.181</b>	<b>38.390</b>				<b>11.540</b>

Fuente: ARCONEL, 2014

## 2 Proyectos adicionales en estudios y/o trámite

Nota: la información es referencial y ha sido estimada para los estudios del Plan de Expansión de Generación; por tanto, está sujeta a revisión y modificación por parte del MEER

No.	Año de operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón	Tiempo estimado de construcción (meses)	Costo estimado de construcción (MUSD) ±1
38	n/d	Zamora Indanza G9	CELEC EP - Hidropaute	Estudio de prefactibilidad concluido	Público	Hidroeléctrico	2.320,0	10.190,0	Morona Santiago	Indanza / San Juan	60	2028,2
-	n/d	Santiago G8, Fase V	CELEC EP - Hidropaute	En estudios de factibilidad	Público	Hidroeléctrico	600,0	2.600,0	Morona Santiago	Indanza / Limón Indanza	60	240,0
-	n/d	Santiago G8, Fase VI	CELEC EP - Hidropaute	En estudios de factibilidad	Público	Hidroeléctrico	600,0	2.600,0	Morona Santiago	Indanza / Limón Indanza	60	240,0
39	n/d	Chespi-Palma Real	CELEC EP - Enemorte	Diseño Definitivo	Público	Hidroeléctrico	460,0	2.000	Pichincha	Quito	50	947,6
40	n/d	Tortugo	CELEC EP - Enemorte	Facilidad concluida	Público	Hidroeléctrico	201,0	864	Pichincha	Quito / Vicente Maldonado	48	460,0
41	n/d	Abtagua	CELEC EP Hidroagoyán	Facilidad realizada por INE	Público	Hidroeléctrico	198,20	1.336	Tungurahua / Pastaza	Baños / Mera	48	352,6
42	n/d	Ligua Muyo	Por definir	Facilidad realizada por INE	Público	Hidroeléctrico	170,0	1.242	Tungurahua	Baños	48	268,2
43	n/d	Chirapí	CELEC EP	Facilidad concluida	Público	Hidroeléctrico	169,2	968	Pichincha	Quito	48	355,8
44	n/d	Lurimaguas	CELEC EP - Enemorte	Facilidad concluida	Público	Hidroeléctrico	162,0	718	Pichincha	Quito / Vicente Maldonado	48	617,4
45	n/d	Generación térmica 150	CELEC EP	Por estudiarse	Público	Térmico	150,0	980	Guayas	Guayaquil	18	198,0
46	n/d	Parambas	Por definir	Prefactibilidad concluida	Público	Hidroeléctrico	144,5	965	Imbabura	Ibarra	42	214,2
47	n/d	Santa Cruz	Hidrocrúz S.A.	Por estudio de factibilidad	Privado	Hidroeléctrico	128,8	768	Zamora Chindipa	El Pangui	42	257,5
48	n/d	La Unión	CELEC EP - Enerjubones	Diseño Definitivo	Público	Hidroeléctrico	94,1	412	El Oro	Pasaje	40	254,8
49	n/d	Angamarca	Produastro C.A.	Revocado. Diseño definitivo	Privado	Hidroeléctrico	66,0	300,0	Cotacachi	Pangua	40	102,0
50	n/d	Mira 1	Electropower S.A.	Entada la solicitud en CONE	Privado	Hidroeléctrico	50,0	285	Imbabura / Cotacachi	Mira	36	107,5
51	n/d	Minas de Huasachaca	Elecaustro S.A.	Entada la solicitud en CONE	Público	Eólico	50,0	150	Loja	Seraguro	30	125,0
52	n/d	Vilonaco II - Membrillo - Ducal	CELEC EP Gensur	Prefactibilidad concluida	Público	Eólico	50,00	200	Loja	Loja	24	130,0
53	n/d	Tunanza	Corphidro S.A.	Entada la solicitud en CONE	Privado	Hidroeléctrico	47,60	245	Morona Santiago	San Juan / José de Yacuri	36	69,9
54	n/d	Intig 2	Eltenergy S.A.	Entada la solicitud en CONE	Privado	Hidroeléctrico	46,00	312	Imbabura	Cotacachi	36	93,0
55	n/d	Apaquí	Disponible. Revocado a Current Energy	Revocado a Current Energy	Privado	Hidroeléctrico	36,00	235	Carchi	Bolivar	36	51,9
56	n/d	Cuyes - La Florida	Corphidro S.A.	Entada la solicitud en CONE	Privado	Hidroeléctrico	33,00	200	Morona Santiago	Gualaquiza	36	55,5
57	n/d	Ibarra Fugua	Ibarratigua S.A.	Entada la solicitud en CONE	Privado	Hidroeléctrico	30,0	198	Carchi	Bolivar	36	55,0
58	n/d	Soldados Yanuncay Minas	Elecaustro S.A.	Estudio de factibilidad y diseño	Público	Hidroeléctrico	27,8	190	Azuay	Cuenca	36	84,0
59	n/d	Ocaña II	Elecaustro S.A.	Estudio de factibilidad y diseño	Público	Hidroeléctrico	24,00	145	Cañar	Cañar	36	60,0
60	n/d	Río Luis	Disponible. Revocado a Energy	Diseño Definitivo	Privado	Hidroeléctrico	15,00	83,0	El Oro	Portovelo / Zarumaco	36	37,0
61	n/d	Yuganza	Corphidro S.A.	Entada la solicitud en CONE	Privado	Hidroeléctrico	10,00	60	Morona Santiago	Limón Indanza	24	56,0
62	n/d	Espejo 1	Hidrogeodata S.A.	Entada la solicitud en CONE	Privado	Hidroeléctrico	7,90	45	Carchi	Espejo	24	14,5
63	n/d	Chalpi Grande	EPMAPS Quito	Entada la solicitud en CONE	Público	Hidroeléctrico	7,99	41	Napo	Qujos	24	18,0
64	n/d	Valladolid	Enematura S.A.	Diseño Definitivo. Revocado	Privado	Hidroeléctrico	5,85	39	Zamora Chindipa	Palanda	24	11,5
65	n/d	Espejo 2	Hidrogeodata S.A.	Entada la solicitud en CONE	Privado	Hidroeléctrico	3,80	19	Carchi	Espejo	18	6,1
66	n/d	El Batán	EEQSA - EPMAPS	Entada la solicitud en CONE	Público	Hidroeléctrico	3,30	27	Pichincha	Quito	18	8,0
67	n/d	Tránsito	Disponible. Revocado a Hidroenergía	Revocado. certificado permiso	Privado	Hidroeléctrico	3,14	20	Santo Domingo de los Colorados	Santo Domingo de los Colorados	18	6,6
68	n/d	Tahuin	Por definir	Estudio de factibilidad y diseño	Público	Hidroeléctrico	2,50	18	El Oro	Arenillas	24	6,5
69	n/d	Pichacay	EMAC EP - BGP Energy SA	Entada la solicitud en CONE	Mixto	Biógas	2,0	14,0	Azuay	Cuenca	18	7,0
70	n/d	El Troje	EEQSA - EPMAPS	Entada la solicitud en CONE	Público	Hidroeléctrico	1,25	9,0	Pichincha	Quito	18	1,8
<b>SUBTOTAL</b>							<b>5.921</b>	<b>28.477</b>				<b>7.541</b>

Fuente: ARCONEL, 2014

### 3 Proyectos adicionales considerados en el catálogo del ministerio coordinador de sectores estratégicos (2015)

Nota: Información tomada de la web del MICSE (Catálogo de Inversiones de los Sectores Estratégicos 2015 - 2017)

No.	Año de operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]		Provincia	Cantón	Tiempo estimado de construcción (meses)	Costo estimado de construcción (MUSD) *1
71	n/d	Chachimiro	CELEC EP	Prefactibilidad inicial	público y/o privado	Geotérmico	81,00	640,0		Imbabura	San Miguel de Urcu	48	165,0
72	n/d	Chacana	CELEC EP	Prefactibilidad inicial	público y/o privado	Geotérmico	40,00	315,0		Napo / Pichincha	Quijos / Quito	48	163,0
73	n/d	Angamarca Sinde	CELEC EP - Hidronación	Diseño definitivo	público y/o privado	Hidroeléctrico	32,10	182,8		Cotopaxi	Pangua	36	52,0
74	n/d	Infiernillos	Por definir	Diseño definitivo	público y/o privado	Hidroeléctrico	19,60	122,5		Loja	Saraguro	30	40,0
75	n/d	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	Diseño definitivo	público y/o privado	Hidroeléctrico	19,00	113,7		Napo	Archidona	30	52,0
76	n/d	Chinambi	Por definir	Diseño definitivo	público y/o privado	Hidroeléctrico	9,90	45,2		Carchi	Mira	24	30,0
77	n/d	Sardinas	Por definir	Diseño definitivo	público y/o privado	Hidroeléctrico	6,60	42,8		Napo	Archidona	24	20,0
78	n/d	Huapamala	Por definir	Diseño definitivo	público y/o privado	Hidroeléctrico	5,20	29,7		Loja	Saraguro	24	10,0
79	n/d	Caluma - Pasagua	Por definir	Diseño definitivo	público y/o privado	Hidroeléctrico	4,00	27,2		Bolívar	Caluma	24	12,0
80	n/d	Tigreurco	Por definir	Diseño definitivo	público y/o privado	Hidroeléctrico	3,40	22,4		Bolívar	Echeandia	24	12,0
							221	1.541					556

Fuente: MICSE, 2015; ARCONEL, 2014

#### 4 Proyectos adicionales con estudios de pre factibilidad básica concluidos en 2013

Nota: Información tomada de los estudios contratados por CONELEC y ejecutados por ASTEC Asesoría Técnica Cía. Ltda.

No.	Año de operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]		Provincia	Cantón	Tiempo estimado de construcción (meses)	Costo estimado de construcción (MUSD) *1
81	n/d	Los Bancos	Por definir	Prefactibilidad básica	Público y/o privado	Hidroeléctrico	92,20	471,5		Pichincha	San Miguel de Los Bancos	48	192,0
82	n/d	Pilatin Santa Ana	Por definir	Prefactibilidad básica	Público y/o privado	Hidroeléctrico	58,45	349,2		Pichincha	Meja	44	84,5
83	n/d	Cuyes	Por definir	Prefactibilidad básica	Público y/o privado	Hidroeléctrico	51,31	349,1		Morona Santiago	Gualaquiza	42	91,5
84	n/d	Cinib	Por definir	Prefactibilidad básica	Público y/o privado	Hidroeléctrico	45,78	232,8		Pichincha	Los Bancos	40	70,6
85	n/d	Mira	Por definir	Prefactibilidad básica	Público y/o privado	Hidroeléctrico	40,99	308,3		Carchi	Mira	40	98,8
86	n/d	Pamplona	Por definir	Prefactibilidad básica	Público y/o privado	Hidroeléctrico	40,47	278,3		Imbabura	Cotacachi	40	115,2
87	n/d	Corazón	Por definir	Prefactibilidad básica	Público y/o privado	Hidroeléctrico	17,99	107,3		Pichincha	Meja	36	37,3
88	n/d	Intag	Por definir	Prefactibilidad básica	Público y/o privado	Hidroeléctrico	15,29	108,4		Imbabura	Cotacachi	36	56,4
						Hidroeléctrico	362	2.205					746
						Hidroeléctrico	362	2.205					

Fuente: ARCONEL, 2014

## Anexo 7. Proyecciones del consumo de energía por sectores y fuentes

Tabla A3.1. Consumo del sector Residencial por fuentes

Fuentes	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Tendencial</b>							
Electricidad	3.643	5.235	6.535	7.625	2,77%	30,0%	40,5%
GLP	7.294	7.325	8.761	9.809	1,10%	60,2%	52,1%
Leña	1.189	1.351	1.440	1.410	0,63%	9,8%	7,5%
<b>Total</b>	<b>12.126</b>	<b>13.912</b>	<b>16.736</b>	<b>18.845</b>	<b>1,65%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Escenario Alternativo</b>							
Electricidad	3.643	8.047	11.257	14.840	5,34%	30,0%	76,6%
GLP	7.294	2.912	3.125	3.113	-3,10%	60,2%	16,1%
Leña	1.189	1.345	1.435	1.409	0,63%	9,8%	7,3%
<b>Total</b>	<b>12.126</b>	<b>12.303</b>	<b>15.816</b>	<b>19.361</b>	<b>1,75%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Tabla A3.2. Consumo del sector Industria por fuentes

Fuentes	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Tendencial</b>							
Electricidad	3.228	4.242	6.042	7.929	3,38%	20,0%	21,0%
Gasolina	120	150	200	248	2,71%	0,7%	0,7%
Diesel	7.493	9.688	13.535	17.505	3,19%	46,5%	46,3%
Gas Natural	236	286	363	439	2,33%	1,5%	1,2%
Fuel Oil	2.809	3.648	5.116	6.620	3,23%	17,4%	17,5%
GLP	522	699	1.020	1.363	3,62%	3,2%	3,6%
Leña	297	357	450	539	2,24%	1,8%	1,4%
Bagazo	1.416	1.705	2.149	2.574	2,24%	8,8%	6,8%
Residuos	0	103	318	607		0,0%	1,6%
Carbón Residual	0	0	0	0		0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>16.121</b>	<b>20.879</b>	<b>29.194</b>	<b>37.825</b>	<b>3,21%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Escenario Alternativo</b>							
Electricidad	3.228	5.889	14.636	20.693	7,12%	20,0%	26,3%
Gasolina	120	161	241	336	3,88%	0,7%	0,4%
Diesel	7.493	11.404	20.710	33.689	5,73%	46,5%	42,8%
Gas Natural	236	2.474	2.962	3.071	9,98%	1,5%	3,9%
Fuel Oil	2.809	4.285	7.659	12.187	5,59%	17,4%	15,5%
GLP	522	868	1.714	2.927	6,59%	3,2%	3,7%
Leña	297	354	460	580	2,51%	1,8%	0,7%
Bagazo	1.416	1.689	2.195	2.766	2,51%	8,8%	3,5%
Residuos	0	207	660	1.319		0,0%	1,7%
Carbón Residual	0	1.138	1.138	1.138		0,0%	1,4%
<b>Total</b>	<b>16.121</b>	<b>28.468</b>	<b>52.376</b>	<b>78.706</b>	<b>6,05%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015



Tabla A3.3. Consumo del sector Transporte por fuentes

Fuentes	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Tendencial</b>							
Electricidad	6	136	400	774	19,45%	0,0%	1,0%
Gasolina	22.081	24.125	27.432	30.326	1,18%	45,6%	37,3%
Diesel	20.721	24.725	31.323	38.715	2,34%	42,8%	47,6%
Fuel Oil	2.838	3.228	3.772	4.257	1,51%	5,9%	5,2%
GLP	18	125	341	643	14,21%	0,0%	0,8%
Jet Kerosene	2.770	3.574	4.845	6.107	2,97%	5,7%	7,5%
Etanol	0	353	442	488		0,0%	0,6%
<b>Total</b>	<b>48.434</b>	<b>56.267</b>	<b>68.556</b>	<b>81.310</b>	<b>1,94%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Escenario Alternativo</b>							
Electricidad	6	349	1.100	2.247	24,26%	0,0%	2,4%
Gasolina	22.081	24.054	27.756	30.315	1,18%	45,6%	32,9%
Diesel	20.721	25.960	35.071	44.791	2,90%	42,8%	48,6%
Fuel Oil	2.838	3.242	3.928	4.645	1,84%	5,9%	5,0%
GLP	18	180	536	1.080	16,43%	0,0%	1,2%
Jet Kerosene	2.770	3.699	5.592	8.023	4,02%	5,7%	8,7%
Etanol	0	861	991	1.079		0,0%	1,2%
<b>Total</b>	<b>48.434</b>	<b>58.346</b>	<b>74.973</b>	<b>92.180</b>	<b>2,41%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Tabla A3.4. Consumo del sector Comercial y Público por fuentes

Fuentes	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Tendencial</b>							
Electricidad	3.821	5.098	7.383	10.026	3,64%	97,1%	97,1%
Gasolina	33	44	64	87	3,65%	0,8%	0,8%
Diesel	79	106	154	209	3,65%	2,0%	2,0%
<b>Total</b>	<b>3.933</b>	<b>5.248</b>	<b>7.600</b>	<b>10.322</b>	<b>3,64%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Escenario Alternativo</b>							
Electricidad	3.821	5.116	8.242	14.664	5,11%	97,1%	97,2%
Gasolina	33	44	70	125	5,05%	0,8%	0,8%
Diesel	79	105	167	299	5,05%	2,0%	2,0%
<b>Total</b>	<b>3.933</b>	<b>5.265</b>	<b>8.478</b>	<b>15.088</b>	<b>5,11%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Tabla A3.5. Consumo de Otros Sectores por fuentes

Fuentes	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Tendencial</b>							
Gasolina	750	1.163	2.007	3.235	5,56%	37,3%	37,3%
Diesel	1.114	1.727	2.981	4.804	5,56%	55,4%	55,4%
GLP	145	225	388	626	5,56%	7,2%	7,2%
<b>Total</b>	<b>2.010</b>	<b>3.114</b>	<b>5.376</b>	<b>8.665</b>	<b>5,56%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Escenario Alternativo</b>							
Gasolina	750	1.263	2.501	5.356	7,55%	37,3%	37,3%
Diesel	1.114	1.875	3.713	7.952	7,55%	55,4%	55,4%
GLP	145	244	483	1.036	7,55%	7,2%	7,2%
<b>Total</b>	<b>2.010</b>	<b>3.382</b>	<b>6.697</b>	<b>14.343</b>	<b>7,55%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Tabla A3.6. Consumo Propio por fuentes

Fuentes	kBep				Tasa 2013- 2040	Participaciones	
	2013	2020	2030	2040		2013	2040
<b>Escenario Tendencial</b>							
Electricidad	2.212	2.644	2.529	2.364	0,25%	16,4%	15,9%
Gasolina	147	147	147	147	0,00%	1,1%	1,0%
Diesel	1.152	1.152	1.152	1.152	0,00%	8,6%	7,8%
Fuel Oil	1.458	1.458	1.458	1.458	0,00%	10,8%	9,8%
GLP	176	176	176	176	0,00%	1,3%	1,2%
Jet Kerosene	35	35	35	35	0,00%	0,3%	0,2%
Carbón Residual	0	0	1.200	1.200		0,0%	8,1%
Petróleo	810	810	810	810	0,00%	6,0%	5,5%
Gas de Refinería	512	512	512	512	0,00%	3,8%	3,5%
Crudo Reducido	6.971	6.971	6.971	6.971	0,00%	51,7%	47,0%
<b>Total</b>	<b>13.473</b>	<b>13.905</b>	<b>14.990</b>	<b>14.825</b>	<b>0,35%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Escenario Alternativo</b>							
Electricidad	2.212	5.158	3.996	3.696	1,92%	16,4%	21,8%
Gasolina	147	147	147	147	0,00%	1,1%	0,9%
Diesel	1.152	1.152	1.152	1.152	0,00%	8,6%	6,8%
Fuel Oil	1.458	1.458	1.458	1.458	0,00%	10,8%	8,6%
GLP	176	176	176	176	0,00%	1,3%	1,0%
Jet Kerosene	35	35	35	35	0,00%	0,3%	0,2%
Carbón Residual	0	1.200	2.000	2.000	#DIV/0!	0,0%	11,8%
Petróleo	810	810	810	810	0,00%	6,0%	4,8%
Gas de Refinería	512	512	512	512	0,00%	3,8%	3,0%
Crudo Reducido	6.971	6.971	6.971	6.971	0,00%	51,7%	41,1%
<b>Total</b>	<b>13.473</b>	<b>17.619</b>	<b>17.257</b>	<b>16.957</b>	<b>0,86%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

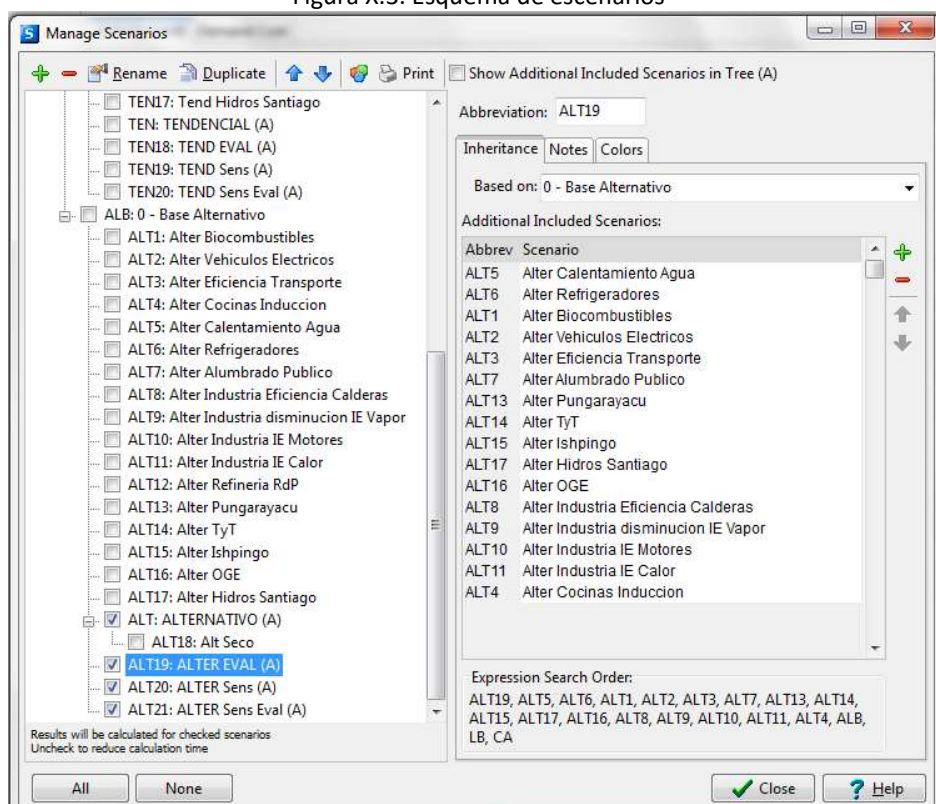
## Anexo 8. Anexo Operativo Cálculo de Sensibilidades

En el presente anexo se pretende describir la mecánica operativa para analizar alguna medida en su versión base alternativo (es decir con las hipótesis acordadas con las que se definió el curso posible del mismo) o con alguna sensibilidad a los parámetros básicos identificados (PIB, valores agregados y precios de los energéticos), aunque con esta metodología podrían plantearse otros cambios.

En primer lugar hay que recordar que el árbol de escenarios definidos para el estudio considera un escenario base (tanto tendencial como alternativo) y luego sub-escenarios asociados a estos donde se explicita la implementación particular de las medidas.

Tal como se aprecia en la figura siguiente, donde se observa el árbol de escenarios, puede notarse la existencia de dos sub-escenarios caracterizados como “EVAL”. Estos escenarios son los creados para evaluar alguna o un conjunto de medidas. En el caso del “ALTER EVAL” en el contexto de precios y tasas de crecimiento planteadas para el escenario alternativo, en el caso del “ALTER Sens Eval”, habiéndose modificado dichos parámetros según las sensibilidades analizadas.

Figura X.3. Esquema de escenarios



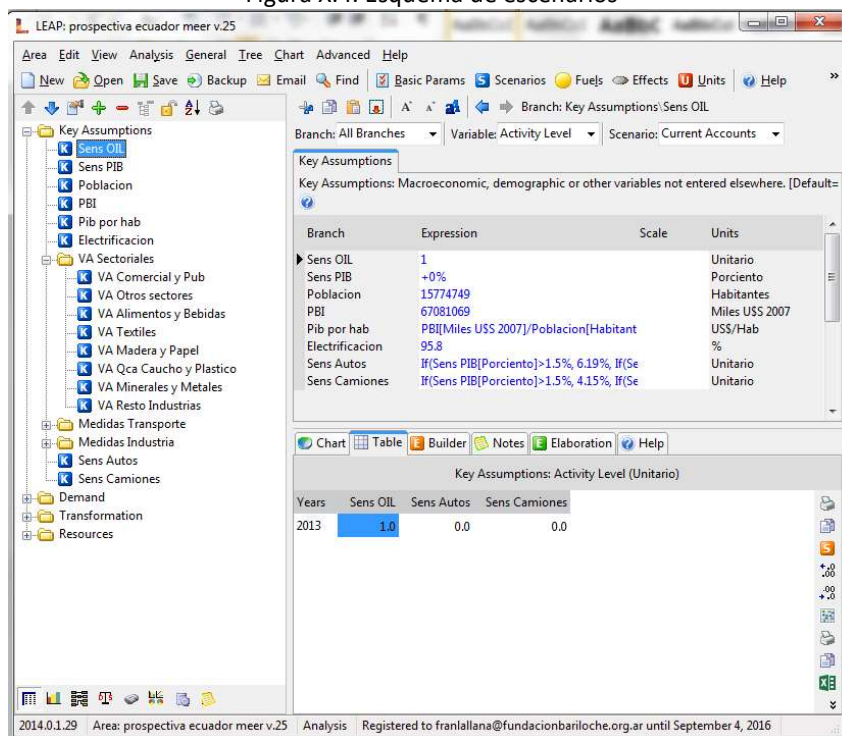
Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

Tal como se ejercitó en el transcurso del taller, la metodología de evaluar una o un conjunto de medidas, consiste en cambiar a herencia de los escenarios “EVAL” quitando las medidas que

pretenden ser evaluadas. Tal como se visualiza en la figura previa, la pantalla correspondiente a la solapa “Inheritance” explicita los escenarios que son heredados por el escenario en que esté posicionada la edición (en este caso el ALTER EVAL). Si se aprecia con atención, la medida o escenario faltante en la figura corresponde al ALT12: Alter Refinería RdP. Lo que significa que de la comparación entre el escenario ALTERNATIVO y el ALTER EVAL se podrá apreciar el impacto energético y económico y de incluir o no la Refinería del Pacífico. Este procedimiento se puede repetir para cualquiera de las medidas/escenarios modificando la conformación del ALTER EVAL. Equivalentemente a estos dos escenarios detallados, existen los escenarios ALTER Sens y ALTER Sens Eval. Estos dos escenarios son copia de los descritos antes pero son escenarios que se encuentran alterados con funciones “Key Assumptions” donde pueden especificarse los valores presentados en la figura 1 del presente capítulo, en la que se esquematiza la combinación de sensibilidades ensayadas<sup>150</sup>.

En la siguiente figura se presenta una captura de pantalla del programa LEAP, donde se aprecia que la primera rama del árbol de descripción del sistema energético corresponde a la ubicación en la que se crean variables exógenas independientes que pueden ser vinculadas a diversas ramas del árbol.

Figura X.4. Esquema de escenarios



Fuente: Elaboración propia. Fundación Bariloche(a), 2015

<sup>150</sup> Vale una aclaración respecto a las combinaciones utilizadas de crecimiento y precios, si bien no se consideraron tasas altas con precios bajos y viceversa, el código programado en LEAP no impide que se realicen dichas simulaciones. Las conclusiones extraídas de dichas combinaciones deberían analizarse con detalle por si ocurrieran incongruencias de funcionamiento (márgenes de reserva extremadamente altos por ejemplo) del sistema energético.

---

En particular, entre las Key Assumptions o Variables Principales, se destacan dos denominadas Sens OIL y Sens PIB. Estas variables tomando la combinación de valores presentados en la figura 1, alteran los precios y las tasas de crecimiento del PIB y los Valores Agregados de los escenarios ALTER Sens y ALTER Sens Eval. Los valores con que pueden configurarse estas variables son en principio continuos, con la salvedad que la sensibilidad para la rama de transporte, como depende de un modelo exógeno que se vincula con PIB/hab, fue restringida únicamente a los valores discretos de -3%, -1,5%, 0%, +1% y +2% de PIB por sobre el valor del escenario alternativo. Sin embargo tanto los valores agregados como el PIB que afectaría a las demás ramas admitiría valores en un rango continuo (lo que tampoco daría resultados mucho más enriquecedores).

Los valores relativos a la sensibilidad de precios deben cargarse como números racionales entre 0.5 y 1.5, representando respectivamente un escenario con valores 50% por debajo respecto del escenario de precios del alternativo y 50% superiores en el otro extremo (podrían cambiarse dichos valores).

La sensibilidad de las tasas debe expresarse, en cambio, con valores en porcentaje, por ejemplo especificando un 1% en la variable Sens PIB, la tasa del PIB del escenario ALTER Sens y ALTER Sens Eva, será aproximadamente un punto superior, así como todos los valores agregados, respetando los dinamismos consensuados por década.

---

## Bibliografía General

- AIHE. (2012). *Petróleo en cifras. Asociación de la Industria de Hidrocarburo del Ecuador.*
- Albornoz, E. (09 de 10 de 2012). *Visión Sector Eléctrico Ecuatoriano. Beneficios Proyecto Mazar-Dudas. Cuenca.*
- ARCONEL. (2014). *Plan de Expansión de Generación (PEG) 2014-2023.*
- Bariloche, F., & MEER, M. d. (2015). *Taller de Nacional de Capacitación sobre Planificación y Prospectiva Energética a partir del modelo LEAP. 31 de Agosto - 4 de Septiembre. Quito.*
- Barredo, R. (18 de marzo de 2015). *CELEC. Gerente General. (F. Bariloche, Entrevistador)*
- BCE. (2013). *Reporte del Sector Petrolero. IV trimestre 2013. Banco Central del Ecuador.*
- Bravo, V. (2015). *Geografía Económica. Mercado Petrolero Internacional. Dirección de Estadística Económica. Fundación Bariloche.*
- Carvajal, P. (2011). *Matriz energética y líneas de acción futuras. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Quito.*
- CENACE. (2014). *Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado. Enero-Diciembre 2014. .*
- CREARA, & ENERPRO. (2012). *Plan de Acción de Energía Sostenible para el Ecuador (PAES). Convenio ATN/MC-11398. Diseño del plan de ahorro de energía de los sectores residencial, público e industrial (PAERPI). Informe Final.*
- Dargay, J., Gately, D., & Sommer, M. (2007). *Vehicle Ownership and Income Growth, Worldwide: 1960-2030. Department of Economics, New York University, 9.*
- Dávila, C. (19 de marzo de 2015). *Subsecretario de Energía Renovable y Eficiencia Energética. (F. Bariloche, Entrevistador)*
- Fundación Bariloche(a). (2015). *Modelamiento LEAP v04.*
- Fundación Bariloche(b). (2015). *Comentario Personal.*
- Fundación Bariloche(c). (2015). *Hipótesis de Expansión Eléctrica. Quito, Ecuador.*
- Luna, N. (2015). *Aseguramiento de la Eficiencia Energética en los Sectores Público y Residencial del Ecuador SECURE. Taller de Arranque.*
- MCPE. (2015). *Vehículos eléctricos. Ministerio Coordinador de la Política Económico.*

- MEER. (2013). *Plan Maestro de Electricidad 2013-2022*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- MEER. (2015). *Información de la Entrada en operación, potencia e inversiones de 8 proyectos hidroeléctricos*.
- MEER(a). (2015). *Perfil del Programa de Eficiencia Energética para Cocción por Inducción y Calentamiento de agua con Electricidad*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- MEER, & BID. (2015). *Resultados de encuesta de hábitos de cocción y consumo energético*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable; Banco Interamericano de Desarrollo.
- MEER, & MCPE. (2015). *Proyecciones MEER 2010-2040. Población y hogares*. Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Ministerio Coordinador de la Política Económica.
- MICSE. (2013). *Balance Energético Nacional, BEN*. Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.
- MRNNR. (2013). *Plan Maestro de Hidrocarburos*. Ministerio de Recursos Naturales no Renovables.
- MRNNR. (2014). *Plan de Implementación de Biocombustibles a nivel nacional*. Ministerio de Recursos Naturales no Renovables.
- MRNNR, M. d. (2015). *Datos escenarios Energéticos, Refinería del Pacífico Eloy Alfaro*.
- MTOP. (2012). *Plan Estratégico de Movilidad [PEM.EC]. Cuarto Informe. Memoria del PEM*. Ministerio de Transporte y Obras Públicas.
- MTOP. (2015). *Avances y Resultados Plan Renova*. Ministerio de Transporte y Obras Públicas.
- Office of Energy Efficiency and Renewable Energy-US. (2014). *Manufacturing Energy and Carbon Footprints (2010 MECS)*. Recuperado el 10 de 10 de 2015, de Manufacturing Energy and Carbon Footprints (2010 MECS): <http://energy.gov/eere/amo/manufacturing-energy-and-carbon-footprints-2010-mecs>
- Peñaherrera, J. (16 de marzo de 2015). Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (F. Bariloche, Entrevistador)
- PetroAmazonas. (2014). *Generando Sostenibilidad en el AmbitoÁmbito de la Energía no renovable. OGE: Optimización, Generación Eléctrica, un nuevo modelo de desarrollo energético*. Quito.
- Recalde, P. y. (2015). Dirección de Biomasa y Cogeneración. (F. Bariloche, Entrevistador)
- SHE. (2014). *Plan de Expansión de Generación 2014-2023 (en fase de revisión y aprobación)*. Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador.

## Bibliografía utilizada en el Diagnóstico Energético

- ✓ Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador. El Petróleo en cifras.
- ✓ Banco Central de Ecuador. Reporte del Sector Petrolero, IV Trimestre del 2013 – Dirección de Estadística Económica
- ✓ CIER, 2013. Síntesis Informativa Energética de los países de la Región (datos 2012)
- ✓ CIER, Grupo de Trabajo CIER 08, 2012. “Señales Regulatorias para la Rentabilidad de la Inversión en el Sector Eléctrica en Generación, Transmisión y Distribución”. Octubre de 2012. Informe del Grupo de Trabajo CIER 08. Coordinación Internacional del Área Corporativa
- ✓ CENACE, Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado Enero – Diciembre De 2014
- ✓ Cueva, Simón, y Ortiz, María. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Ingresos Fiscales por Explotación de Hidrocarburos en Ecuador (Septiembre 2013).
- ✓ ARCONEL, diversa normativa
- ✓ ARCONEL, 2013. “Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2012”.
- ✓ ARCONEL, 2013. Plan Maestro de Electrificación 2013-2022. MICSE, MEER, 2013
- ✓ Corporación Andina de Fomento (CAF), 2013. “Energía: una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe, marco institucional y análisis de la regulación “Agenda energética para América Latina y Caribe”.
- ✓ Corporación Andina de Fomento (CAF), 2013. “Energía: una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe, Integración Energética “Agenda energética para América Latina y Caribe”.
- ✓ Dirección de Estadística Económica. Banco Central del Ecuador. Reporte del Sector Petrolero IV Trimestre 2013.
- ✓ Gomelsky, R. Evaluación Rápida y Análisis de Brechas en el Sector Energético (RG-T1881) Ecuador (Marzo 2013).
- ✓ EP Petroecuador. Informe Anual 2012.
- ✓ EP Petroecuador. Plan Maestro Petroecuador 2009-2015.
- ✓ Mateo, Pablo Mateo y García, Santiago. Revista Problemas del Desarrollo, 177 (45), abril-junio 2014. El sector petrolero en Ecuador.
- ✓ Ministerio del Ambiente (2009), “Informe Cambio Climático”, Subsecretaría de Cambio Climático. Consultado el 24 de agosto 2010. Disponible en: [www.mae.gob.ec](http://www.mae.gob.ec) Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático
- ✓ Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. Balance Energético Nacional 2013. Series Históricas 1995-2012.
- ✓ Ministerio de Recursos Naturales No Renovables. Secretaría de Hidrocarburos. Estadística Hidrocarburífera 2013.
- ✓ Ministerio de Recursos Naturales No Renovables. Secretaría de Hidrocarburos. Normativa Hidrocarburífera.
- ✓ Ministerio de Recursos Naturales No Renovables. Secretaría de Hidrocarburos. Ronda Suroriente Ecuador. Aspectos técnicos, jurídicos, económicos y socio ambientales.
- ✓ Ministerio del Ambiente. Segunda Comunicación Nacional Sobre Cambio Climático. Ecuador 2011.
- ✓ OLADE, CEPAL y GTZ (Mayo 1997). “Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe”.
- ✓ Petroamazonas EP, Plan Estratégico 2014-2017.
- ✓ Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo. Empresas Públicas y Planificación. Su Rol en la Transformación Social y Productiva (2013).



- 
- ✓ U.S Energy Information Administration, Overview Ecuador (January 2014).

#### Links relevantes

[http://www.caf.com/custom/static/agenda\\_energia/assets/caf\\_agenda\\_energiat4\\_integracion.pdf](http://www.caf.com/custom/static/agenda_energia/assets/caf_agenda_energiat4_integracion.pdf)

[http://www.caf.com/custom/static/agenda\\_energia/assets/caf\\_agenda\\_energiat2\\_regulacion.pdf](http://www.caf.com/custom/static/agenda_energia/assets/caf_agenda_energiat2_regulacion.pdf)

[http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com\\_phocadownload&view=category&id=1:phocatinterint&Itemid=50](http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=1:phocatinterint&Itemid=50)

<https://www.energia.gob.ec/el-ministerio/>

<https://www.sectoresestrategicos.gob.ec/objetivos/>

[www.mae.gob.ec](http://www.mae.gob.ec)

[https://www.google.com.ar/search?q=Atlas+E%C3%B3lico+del+Ecuador+con+fines+de+generaci%C3%B3n+el%C3%A9ctrica&oq=Atlas+E%C3%B3lico+del+Ecuador+con+fines+de+generaci%C3%B3n+el%C3%A9ctrica&aqs=chrome..69i57.403j0j1&sourceid=chrome&es\\_sm=93&ie=UTF-8](https://www.google.com.ar/search?q=Atlas+E%C3%B3lico+del+Ecuador+con+fines+de+generaci%C3%B3n+el%C3%A9ctrica&oq=Atlas+E%C3%B3lico+del+Ecuador+con+fines+de+generaci%C3%B3n+el%C3%A9ctrica&aqs=chrome..69i57.403j0j1&sourceid=chrome&es_sm=93&ie=UTF-8)

<http://www.preinversion.gob.ec/la-bioenergia-un-tema-clave-para-la-preinversion/>

<http://www.ant.gob.ec/index.php/servicios/plan-renova/que-es-plan-renova>

<http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=38681742>

## Bibliografía Utilizada para escenarios Socioeconómicos

Dentro del Listado de documentación recibido del equipo Técnico, se destaca en amarillo, la principal bibliografía utilizada para la elaboración de los escenarios Socioeconómicos

Prospectiva Energetica Ecuador 2013-2040				
nr	tipo	Nombre	comentario sobre el contenido	último cambio
<b>1</b>	<b>carpeta</b>	<b>BCE</b>		
1.1	archivo	Información económica y energética completa para el año 2012-13 Proyecciones macroeconómicas de largo plazo (PBI y Valor agregado sectorial)	BCE-GG-2015-0006-OF Tablas oferta Utilización (TOU) y las previsiones macroeconomicas 2014-2018	28/01/2015
1.2	archivo	PIB por industrias.xls		
<b>2</b>	<b>carpeta</b>	<b>INEC</b>		
2.1	archivo	proyecciones_nacionales_por_sexo_período_2010_-_2050.xls		07/01/2015
2.2	archivo	proyecciones_nacionales_por_sexo_período_2010_-_2050.xls		29/01/2015
2.3	archivo	PROYECCIONES MEER_2010_2040.xlsx	poblacion 2010-2040, total (urbano, rural); hogares 2010-2040, total (urbano, rural)	03/02/2015
<b>3</b>	<b>carpeta</b>	<b>MAE</b>		
3.1	archivo	NDCs Informe final.pdf		23/01/2015
3.2	archivo	Primera Comunicación Nacional.pdf		23/01/2015
3.3	archivo	Resumen emisiones 2010 (preliminar).pdf		23/01/2015
3.4	archivo	Segunda Comunicacion Nacional .pdf	Se agrego un nuevo archivo descargado internet	29/01/2015
<b>4</b>	<b>carpeta</b>	<b>MCPE</b>		
4.1	archivo	2014 Indicadores socioeconomicos.xlsx		24/12/2014
<b>5</b>	<b>carpeta</b>	<b>MEER</b>		
5.1	archivo	alineación pnbv_2013-2017 VERSION FINAL(1).pptx		25/11/2014
5.2	archivo	Balance -Energético-Nacional-2013-base-2012 2.pdf		14/01/2015
5.3	archivo	PME 2013-2022 VOL 1_Resumen ejecutivo.pdf		25/11/2014
5.4	archivo	PME 2013-2022 VOL 2_Estudio y gestion de la demanda eléctrica.pdf		25/11/2014
5.5	archivo	PME 2013-2022 VOL 3_Perspectiva y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano.pdf		25/11/2014
5.6	archivo	PME 2013-2022 VOL 4_ Aspectos de sustentabilidad y sostenibilidad social y ambiental.pdf		25/11/2014
5.7	archivo	Info para el MC de la política económica 26ene2015	información de la entrada en operación, potencia e inversiones de los 8 proyectos hidroeléctricos	04/02/2015
5.8	archivo	001_13 Energías Renovables	Reglamento conect sobre energías renovables	13/02/2015
5.9	archivo	Rendición de Cuentas 2014		13/02/2015
<b>6</b>	<b>carpeta</b>	<b>MICSE</b>		
<b>carpeta</b>		<b>Balance Energético Nacional 2014</b>		
6.1.1	archivo	BEN 2014 - Resumen.zip		12/12/2014
6.1.2	archivo	BEN final.pdf		12/12/2014
<b>carpeta</b>		<b>ENCMP - Estudio Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva</b>		
6.2.1	archivo	2014-12-01_encmp_vfred-1.pdf		10/12/2014
<b>carpeta</b>		<b>Ley Hidrocarburos</b>		
6.3.1	archivo	NORMATIVA_HIDROCARBUREFERA.pdf		11/12/2014
<b>carpeta</b>		<b>LOSPEE - ley eléctrica</b>		
6.4.1	archivo	EC-L1136_-_Ley_Orgánica_del_Servicio_Público_de_Energía_Eléctrica_(Trámite_No_169167).pdf		11/12/2014

	<b>carpeta</b>	<b>MICSE</b>		
6.5.1	archivo	141215 estructura general del MICSE_1.pdf		15/12/2014
6.5.2	archivo	141215 mapa de procesos del MICSE_2.pdf		15/12/2014
	<b>carpeta</b>	<b>PME - Plan Maestro de Electricidad</b>		
6.6.1	archivo	PlanMaestro.exe		26/11/2014
6.6.2	archivo	vol1.pdf		29/11/2014
6.6.3	archivo	vol2.pdf		17/11/2014
6.6.4	archivo	vol3.pdf		17/11/2014
6.6.5	archivo	vol4.pdf		17/11/2014
	<b>carpeta</b>	<b>PNBV - Plan Nacional del Buen Vivir</b>		
6.7.1	archivo	Plan Nacional Buen Vivir 2013-2017.pdf		19/09/2013
6.7.2	archivo	Resumen Plan Nacional Buen Vivir - español.pdf		11/12/2014
7	<b>carpeta</b>	<b>MRNNR</b>		
	<b>carpeta</b>	<b>Biocombustibles</b>		
7.1.1	archivo	ECOPAIS.pptx	Proyecto de desplazamiento de combustible	17/12/2014
7.1.2	archivo	SITUACION ACTUAL ECOPAIS.docx	fósiles por biocombustibles	17/12/2014
	<b>carpeta</b>	<b>Estatutos</b>		
7.2.1	archivo	1-A.2-Estatuto-Orgánico-de-Gestión-Organizacional-por-Procesos-Actualización-Anual-Agosto-2014 EP PETR~1.pdf		17/12/2014
7.2.2	archivo	estatuto_organico RÍO NAPO.pdf		17/12/2014
7.2.3	archivo	estatuto_organico_de_gestion_organizacional_por_procesos_de_ep_flopec.pdf	Características de la institucionalidad del sector: normativa relevante y estatutos orgánicos de cada actor	17/12/2014
7.2.4	archivo	ESTATUTO-MRNNR-A.M.-260-REFORMADO-2013-03-18.pdf		17/12/2014
7.2.5	archivo	estatuto-organico-arch-acuerdo-264 ARCH.pdf		17/12/2014
7.2.6	archivo	Estatuto-por-Procesos SHE.pdf		17/12/2014
7.2.7	archivo	ESTRUCTURA_ORGANICA EP PETROECUADOR.pdf		17/12/2014
7.2.8	archivo	NORMATIVA_HIDROCARBURIFERA.pdf		17/12/2014
	<b>carpeta</b>	<b>Gas Natural</b>		
7.3.1	archivo	Copia de Proyeccion balance gas natural - dic 2015 (3).xlsx	Proyecciones Gas Natural	17/12/2014
7.3.2	archivo	Mail PAM.pdf		17/12/2014
7.3.3	archivo	Comentarios OGE&EE.pdf		18/02/2015
	<b>carpeta</b>	<b>OGE</b>		
7.4.1	archivo	Mail PAM.pdf	Proyecto de optimizacion de generación eléctrica y eficiencia energética	17/12/2014
7.4.2	archivo	OGEEE Presentación Rev 7 Diseño.pdf		17/12/2014
	<b>carpeta</b>	<b>Plan Maestro de Hidrocarburos</b>		
7.5.1	archivo	08 05 2013 Ecuador Plan Economico_FINAL.pptx		17/12/2014
7.5.2	archivo	17 05 2013 Ecuador Plan Gas Natural_FINAL.ppt		17/12/2014
7.5.3	archivo	17 05 2013 Ecuador Plan Maestro de Hidrocarburos_Resumen ejecutivo (con TT).pptx		17/12/2014
7.5.4	archivo	17 05 2013 Ecuador Plan Maestro de Hidrocarburos_Resumen Ejecutivo.pptx	Planes de inversión e industrialización del sector hidrocarburos de largo plazo: Plan Maestro de Hidrocarburos	17/12/2014
7.5.5	archivo	19 06 2013 Ecuador Plan de Infraestructura y Distribucion_FINAL.pptx		17/12/2014
7.5.6	archivo	Indicadores Matriz.xlsx		17/12/2014
7.5.7	archivo	Modelo Economico_FINAL.xlsm		17/12/2014
7.5.8	archivo	PLAN MAESTRO DE HIDROCARBUROS v 5.docx		17/12/2014
	<b>carpeta</b>	<b>Política - Organigrama</b>		
7.8.1	archivo	Informe_No_1_Formulación_de_la_Política_Hidrocarburiífera_(2013)_(ME-82).pdf	Características de la institucionalidad del sector: política y organización	17/12/2014
7.8.2	archivo	Organigrama-MRNNR-20141.pdf		17/12/2014

## Bibliografía utilizada en los Lineamientos de escenarios

### Bibliografía disponible en Dropbox, utilizada en el documento

Prospectiva Energetica Ecuador 2013-2040

1	carpeta	BCE	
1.1	archivo	Información económica y energética completa para el año 2012-13 Proyecciones macroeconómicas de largo plazo (PBI y Valor agregado sectorial) BCE-GG-2015-0006-OF Tablas oferta Utilización (TOU) y las previsiones macroeconomicas 2014-2018	1/28/2015
1.3	archivo	Cuentas nacionales trimestrales del Ecuador	Enviado por mail a FB3/31/2015
2	carpeta	INEC	
2.2	archivo	proyecciones_nacionales_porsexo_período_2010_-_2050.xls	1/29/2015
2.3	archivo	PROYECCIONES MEER_2010_2040.xlsx	poblacion 2010-2040, total (urbano, rural); hogares 2010-2040, total (urbano, rural) 2/3/2015
4	carpeta	MCPE	
4.3	archivo	PPT. Vehículos eléctricos MCPEC.22.04.2015	4/27/2015
5	carpeta	MEER	
5.2	archivo	Balance-Energético-Nacional-2013-base-2012 2.pdf	1/14/2015
5.3	archivo	PME 2013-2022 VOL 1_Resumen ejecutivo.pdf	11/25/2014
5.4	archivo	PME 2013-2022 VOL 2_Estudio y gestion de la demanda eléctrica.pdf	11/25/2014
5.5	archivo	PME 2013-2022 VOL 3_Perspectiva y expansión del sistema eléctrico ecuatoriano.pdf	11/25/2014
5.6	archivo	PME 2013-2022 VOL 4_Aspectos de sustentabilidad y sostenibilidad social y ambiental.pdf	11/25/2014
5.7	archivo	Info para el MC de la política económica 26ene2015 información de la entrada en operación, potencia e inversiones de los 8 proyectos hidroeléctricos	2/4/2015
5.8	archivo	001_13 Energías Renovables Reglamento conect sobre energías renovables	2/13/2015
5.11	archivo	informe bid-meer v2	Resultados de encuesta de hábitos de cocción y consumo energético 3/24/2015
5.13	archivo	Perfil PEC	3/24/2015
5.14	archivo	Ahorros Industrias EEI	Resultados hasta la fecha del proyecto Eficiencia Energética en la Industria 4/10/2015
5.15	link	<a href="http://www.mediafire.com/download/3e3rs1wl4w831h1/DOCUMENTOS_PAR">http://www.mediafire.com/download/3e3rs1wl4w831h1/DOCUMENTOS_PAR</a>	link del Atlas Bioenergético del Ecuador 4/10/2015
5.16	archivo	Pedido de Información INER- Iniciativas - Proyecto de EE el Área de Transportenviado por INER	4/16/2015
		Carpeta Plan de EEI Sectorial	
5.13.1	carpeta	Archivos Informe Informe final, Anexo Gauss, calculos, justificación ahorros	3/24/2015
5.13.3	zip	Información Estadística	3/24/2015
6	carpeta	MICSE	
	carpeta	Balance Energético Nacional 2014	
6.1.1	archivo	BEN 2014 - Resumen.zip	12/12/2014
6.1.2	archivo	BEN final.pdf	12/12/2014
	carpeta	ENCMP - Estudio Nacional para el Cambio de la Matriz Productiva	
	carpeta	Ley Hidrocarburos	

6.5.3	archivo	VPR STCICMP 2015 9 Est. Nac. cambio Matriz Productiva Marzo 15.pdf	
	4/7/2015		
6.5.4	archivo	150210-Requerimientos de energía de industrias básicas.xlsx	4/7/2015
	carpeta	PME - Plan Maestro de Electricidad	
6.6.1	archivo	PlanMaestro.exe	11/26/2014
6.6.2	archivo	vol1.pdf	11/29/2014
6.6.3	archivo	vol2.pdfC83	11/17/2014
6.6.4	archivo	vol3.pdf	11/17/2014
6.6.5	archivo	vol4.pdf	11/17/2014
	carpeta	PNBV - Plan Nacional del Buen Vivir	
6.7.1	archivo	Plan Nacional Buen Vivir 2013-2017.pdf	
7	carpeta	MRNNR	
7.13	archivo	PRODUCCION 2018-2033	4/16/2015
7.14	archivo	AÑO 2016 ACTUALIZADO JULIO 2014 AL 100% REE (2)	4/16/2015
7.15	archivo	AÑO 2017 MODIFICADO PAROS JULIO 2013	4/16/2015
	carpeta	Biocombustibles	
7.1.1	archivo	ECOPAIS.pptx Proyecto de desplazamiento de combustible fósiles por biocombustibles	12/17/2014
7.1.2	archivo	SITUACION ACTUAL ECOPAIS.docx	12/17/2014
7.3.2	archivo	Mail PAM.pdf	12/17/2014
7,3,3	archivo	Comentarios OGE&EE.pdf	2/18/2015
	carpeta	OGE	
7.4.1	archivo	Mail PAM.pdf Proyecto de optimizacion de generación eléctrica y eficiencia energética	12/17/2014
7.4.2	archivo	OGEEE Presentación Rev 7 Diseño.pdf	12/17/2014
	carpeta	Plan Maestro de Hidrocarburos	
7.5.1	archivo	08 05 2013 Ecuador Plan Economico_FINAL.pptx Planes de inversión e industrialización del sector hidrocarburos de largo plazo: Plan Maestro de Hidrocarburos	12/17/2014
7.5.2	archivo	17 05 2013 Ecuador Plan Gas Natural_FINAL.ppt	12/17/2014
7.5.3	archivo	17 05 2013 Ecuador Plan Maestro de Hidrocarburos_Resumen ejecutivo (con TT).pptx	12/17/2014
7.5.4	archivo	17 05 2013 Ecuador Plan Maestro de Hidrocarburos_Resumen Ejecutivo.pptx	12/17/2014
7.5.5	archivo	19 06 2013 Ecuador Plan de Infraestructura y Distribucion_FINAL.pptx	12/17/2014
7.5.6	archivo	Indicadores Matriz.xlsx	12/17/2014
7.5.7	archivo	Modelo Economico_FINAL.xlsm	12/17/2014
7.5.8	archivo	PLAN MAESTRO DE HIDROCARBUROS v 5.docx	12/17/2014
	carpeta	Política - Organigrama	
7.9.1	archivo	Mail RDP.pdf Planes de ampliación de refinerías: RDP configuración esperada; y Rehabilitación REE características del proyecto	12/17/2014
7.9.2	archivo	RDP-MRNNR-DatosescenariosEnergéticos-20141216.pdf	12/17/2014
	carpeta	REE	
7.11.1	archivo	img-Z15083858-0001.pdf Información actualizada sobre las refinerías (capacidad instalada, cargas, días de operación, capacidad operativa, productos de cada refinería).	12/17/2014
7.11.2	archivo	Mail ARCH.pdf	12/17/2014
7.13.1	archivo	Demanda aprobada MEER nov2014 Excel 2003	5/4/2015
7.13.2	archivo	PEG 2014 2023 información para MEER abr_2015 Excel 2003	5/4/2015

---

9	carpeta	M Transporte	
9.1	archivo	Número de vehiculos SRI nacional Energia Renovable	5/21/2015
9.2	archivo	PLAN_RENOVA_ACTUALIZADO_30_ABRIL_2015	5/21/2015
9.1	carpeta	PEM	
9.1.1	carpeta	Anexos	5/21/2015
9.1.2	carpeta	Memoria	5/21/2015

### Páginas Web

<http://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/Anuario32/>  
<http://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorExterno/BalanzaPagos/balanzaComercial/ebc201505.pdf>,<http://contenido.bce.fin.ec/admin/dirlistEBC.php>;  
<http://contenido.bce.fin.ec/home1/estadisticas/bolmensual/IEMensual.jsp>  
<http://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/Anuario32/IndiceAnuario36.htm>  
<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/Planintegralestabilizacionsectorelectrico.pdf>