

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID



Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MÁSTER EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

**IMPACTO DEL CAMBIO DE LA MATRÍZ ENERGÉTICA EN
ECUADOR, EVALUACIÓN MEDIANTE INDICADORES DE
SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICOS: ESCENARIOS POSIBLES Y
RECOMENDACIONES**

Autor:

WILIAN GUAMÁN CUENCA

Tutor:

D. JUAN JOSÉ SÁNCHEZ INAREJOS

ÍNDICE

ÍNDICE	i
ÍNDICE DE FIGURAS	iv
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ABREVIATURAS, UNIDADES Y ACRÓNIMOS.....	ix
AGRADECIMIENTOS	x
RESUMEN.....	xi
CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 ANTECEDENTES	1
1.2 JUSTIFICACIÓN	3
1.3 OBJETIVOS	3
1.3.1 General.....	3
1.3.2 Específicos.....	3
CAPÍTULO II	4
2. ESTADO DEL ARTE	4
2.1 CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL	4
2.1.1 Situación energética de América Latina y el Caribe	7
2.2 LA MATRÍZ ENERGÉTICA DEL ECUADOR.....	9
2.2.1 Balance Energético Nacional (BEN).....	9
2.2.2 Mercado Eléctrico Ecuatoriano	13
2.2.2.1 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	14
2.2.2.2 Energía vendida por empresas de distribución	14
2.2.2.3 Curva típica de la Demanda Diaria de Electricidad	15
CAPÍTULO III	16
3. ANÁLISIS DEL CAMBIO DE LA MATRÍZ ENERGÉTICA	16
3.1 POLÍTICA ENERGÉTICA, EL ROL DEL ESTADO.....	16
3.1.1 Institucionalidad y Regulación	18
3.2 PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN (PME)	20
3.2.1 Proyección de la Demanda Eléctrica	20
3.2.1.1 Datos Macroeconómicos	20
3.2.1.2 Datos Demográficos	22
3.2.1.3 Hipótesis para la Proyección global de la demanda	23
3.2.2 Inversión y Financiamiento	25
3.2.2.1 Venta anticipada de Petróleo y Deuda Externa	25
3.2.3 Expansión de la Generación Eléctrica	29

3.2.3.1	Generación Hidroeléctrica: Los ocho proyectos emblemáticos	30
3.2.3.2	Generación Termoeléctrica.....	32
3.2.3.3	Generación desde fuentes de ERNC.....	33
3.2.4	Expansión de la Transmisión.....	37
3.2.5	Expansión de la Distribución.....	38
3.2.6	Eficiencia Energética	40
3.3	PLANIFICACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS.....	41
3.3.1	Producción de Petróleo	41
3.3.2	Producción de Gas Natural	43
3.3.3	Refinación y Transporte	43
3.3.3.1	Rehabilitación Refinería de Esmeraldas	44
3.3.3.2	Refinería del Pacífico	46
CAPÍTULO IV		47
4.	EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO DE MATRÍZ ENERGÉTICA	47
4.1	INDICADORES ENERGÉTICOS DEL DESARROLLO SOSTENIBLE	48
4.1.1	Selección de los indicadores	48
4.1.2	Valoración de los indicadores.....	50
4.1.3	DIMENSIÓN SOCIAL	51
4.1.3.1	SOC1: Población sin Acceso a la Electricidad	51
4.1.3.2	SOC2: Ingresos dedicados a combustibles y electricidad	52
4.1.3.3	SOC3: Combinación de combustibles por grupo de ingresos	58
4.1.4	DIMENSIÓN ECONÓMICA.....	63
4.1.4.1	ECO1: Uso de energía per cápita	64
4.1.4.2	ECO2: Uso de Energía por Unidad de PIB	66
4.1.4.3	ECO 3: Eficiencia en la conversión y distribución de energía	68
4.1.4.4	ECO 4: Relación Reservas / Producción	71
4.1.4.5	ECO 6.- Intensidad energética en la industria	74
4.1.4.6	ECO7.- Intensidad energética en el sector agrícola.....	75
4.1.4.7	ECO8.- Intensidad energética del sector comercial.....	76
4.1.4.8	ECO9.- Intensidad energética en los hogares	77
4.1.4.9	ECO10.- Intensidad energética del sector transporte	79
4.1.4.10	ECO11.- Porcentaje de participación de combustibles en la energía y electricidad	85
4.1.4.11	ECO 14.- Precios de la energía de uso final por combustible y sector....	91
4.1.4.12	ECO 15.- Dependencia de las importaciones netas de energía	96
4.1.5	DIMENSIÓN AMBIENTAL	99

4.1.5.1 ENV 1.- Emisiones GEI por la producción y uso de energía, Per cápita y por Unidad de PIB.....	99
4.1.5.2 ENV 2.- Concentraciones ambientales de contaminantes atmosféricos en zonas urbanas	103
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS	115
CAPÍTULO V	116
5. ESCENARIOS POSIBLES	116
5.1 ESCENARIO I: COYUNTURAL	117
5.1.1 Dimensión Social: Escenario I	117
5.1.2 Dimensión Económica: Escenario I	117
5.1.3 Dimensión Ambiental: Escenario I.....	124
5.2 ESCENARIO II: IDEAL	129
5.2.1 Dimensión social: Escenario II.....	129
5.2.2 Dimensión Económica: Escenario II	130
5.2.3 Dimensión Ambiental: Escenario II	137
5.3 ECUADOR Y EL ACUERDO DE PARÍS	139
5.3.1 La Contribución Prevista Nacionalmente Determinada de Ecuador	140
5.3.2 Plan Nacional del Cambio Climático (PNCC)	144
5.3.3 Recomendaciones adicionales al PNCC.....	148
5.3.3.1 Transformación del sector transporte	152
5.3.3.2 Regulación en el sector industrial.....	155
CAPÍTULO VI.....	157
6.1 CONCLUSIONES	157
6.2 RECOMENDACIONES	158
6.3 FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.....	158
BIBLIOGRAFÍA Y WEBGRAFÍA	159
GLOSARIO DE TÉRMINOS	163
ANEXOS.....	166

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Distribución del consumo mundial de energía primaria durante el 2015 [8, pp. 2–5]	5
Fig. 2 Evolución del precio spot del barril de petróleo, periodo 1976 – 2015 [8]	6
Fig. 3 Evolución de la oferta de energía por fuentes (1970 – 2014) [15, p. 12]	10
Fig. 4 Evolución de la Capacidad Instalada para generación eléctrica (2000 – 2014) [15].....	11
Fig. 5 Curvas típicas de la demanda diaria nacional [3]	15
Fig. 6 Activos de las Empresas públicas del sector energético Ecuatoriano a 2016.....	18
Fig. 7 Evolución del PIB 2003 – 2022 (PME) [24]	21
Fig. 8 Proyección del % PIB para el periodo 2014 - 2021 (FMI) [25]	21
Fig. 9 Evolución y proyección de la población Ecuatoriana 1990 – 2020 (PME) [24]	22
Fig. 10 Proyección de la población Ecuatoriana 2014 – 2021 (FMI) [25].....	22
Fig. 11 Evolución histórica y proyección de facturación total de energía [19]	23
Fig. 12 Evolución de la Potencia Máxima (MW) para H1 y H5 [24].....	24
Fig. 13 Plan de inversiones PME 2013-2022 (MUSD) [3], [19]	25
Fig. 14 Evolución del Coeficiente Deuda /PIB (1990-2016) [32]	28
Fig. 15 Esquema general de Coca Codo Sinclair [37]	30
Fig. 16 Plan de Expansión De Generación 2013 – 2022 [19].....	31
Fig. 17 Evolución de la producción diaria de Petróleo 2004-2014 [15]	42
Fig. 18 Evolución de la producción de Gas Natural 2006-2015	43
Fig. 19 Evolución de la capacidad de Refinación 2004-2014 [15]	44
Fig. 20 SOC1.- Porcentaje de población sin acceso a la electricidad	51
Fig. 21 Disponibilidad de electricidad, en áreas urbanas y rurales CEPAL 2015 [57].....	52
Fig. 22 SOC2.- Ingresos dedicados a combustibles y electricidad	55
Fig. 23 Variación de datos CEPAL 2011 con ENIGHUR 2011-2012.....	55
Fig. 24 Consumo efectivo de los hogares por habitante por tipo de gasto según CEPAL [57]56	56
Fig. 25 Cociente ingreso-gasto por deciles [58].....	57
Fig. 26 SOC3.- Combinación de combustibles por grupo de ingresos	59
Fig. 27 Evolución del consumo energético Residencial [6].....	60
Fig. 28 Distribución del ingreso de las personas en Ecuador (CEPAL) [57].....	60
Fig. 29 Distribución en quintiles del consumo de electricidad 2012 [3].....	61
Fig. 30. ECO1.- Uso de energía per cápita.....	64
Fig. 31 ECO1.- Uso de energía per cápita 2014 , países miembros OLADE [12], [62]	65
Fig. 32. ECO2.- Uso de Energía por Unidad de PIB (año base 2010).....	66
Fig. 33 ECO2 CEPAL-OLADE.- Variación de la Intensidad Energética regional [57], [64] .	67
Fig. 34 ECO3.- Pérdidas de Energía total y Energía Eléctrica	68
Fig. 35 Pérdidas de Distribución según ARCONEL, periodo 2006-2015	69
Fig. 36 ECO3 OLADE.- Pérdidas de energía eléctrica en la región.....	70
Fig. 37 Metas PME de pérdidas de energía, periodo 2013-2022 [19]	70
Fig. 38 ECO4.- Relación reservas / producción.....	71
Fig. 39 Relación R/P por regiones según BP 2016 [8].....	72
Fig. 40 ECO4.- R/P de petróleo y gas natural 2006-2015 según OLADE.....	73
Fig. 41 ECO6.- Intensidad energética en la industria	74
Fig. 42 ECO7 - Intensidad energética en el sector agrícola	75
Fig. 43 ECO8.- Intensidad energética del sector comercial.....	76
Fig. 44 ECO9.- Intensidad energética en los hogares, análisis per cápita.....	77
Fig. 45 Intensidad energética en los hogares, análisis monetario	78
Fig. 46 Evolución histórica del parque automotor en el Ecuador, en miles de unidades [68] .	79
Fig. 47 ECO10.- Intensidad energética del transporte	83
Fig. 48 ECO10.- Intensidad energética del sector transporte – análisis monetario	84

Fig. 49 ECO11 STEP.- Participación de combustibles en el STEP	85
Fig. 50 ECP11 CFT.- Participación de combustibles en el CFT.....	86
Fig. 51 ECO11 GEN.- Porcentaje de participación en la generación eléctrica, por fuentes	87
Fig. 52 ECO11 COMB.- Participación de combustibles en la Generación eléctrica.....	87
Fig. 53 ECO11 POT.- Distribución de Capacidad efectiva de generación de electricidad.....	88
Fig. 54 ECO11 STEP OLADE.- Participación de energéticos en el STEP	89
Fig. 55 ECO11 CFT OLADE.- Participación de combustibles en el CFT	89
Fig. 56 ECO11 CAP OLADE.- Participación por fuentes en la capacidad eléctrica instalada	90
Fig. 57 ECO14.- Precios de combustibles sector transporte y GLP doméstico	91
Fig. 58 ECO14.- Precio de los combustibles en el sector industrial	92
Fig. 59 Precio medio de la electricidad para los clientes regulares.....	93
Fig. 60 ECO14 ENER OLADE.- Evolución de Precios de combustibles en la región	94
Fig. 61 ECO14 ELEC OLADE.- Evolución de precio medio de electricidad en la región	94
Fig. 62 Costo total del servicio, precio medio y déficit tarifario [19].....	95
Fig. 63 ECO15.- Porcentaje de importación de energéticos respecto al STEP.....	96
Fig. 64 ECO15 ELEC.- Porcentaje de importaciones de electricidad	97
Fig. 65 ECO15 OLADE.- Porcentaje de importación de combustibles respecto al STEP	97
Fig. 66 ECO15 OLADE.- Porcentaje de importaciones de electricidad OLADE	98
Fig. 67 ENV1.- Emisiones GEI por Unidad de PIB y per cápita.....	100
Fig. 68 ENV1.- Emisiones de CO ₂ per cápita OLADE- CEPAL	101
Fig. 69 ENV1.- Emisiones de CO ₂ por unidad de PIB OLADE – CEPAL.....	102
Fig. 70 ENV2.- Concentraciones anuales de PM ₁₀ en zonas urbanas de Ecuador	104
Fig. 71 Percentil 98 de las concentraciones diarias de PM ₁₀ en Quito, por estación [75]	105
Fig. 72 ENV2.- Concentraciones anuales de PM _{2,5} en zonas urbanas de Ecuador	105
Fig. 73 Concentraciones medias mensuales de PM _{2,5} y máximos [75, p. 28]	106
Fig. 74 ENV2.- Concentraciones anuales de SO ₂ en zonas urbanas de Ecuador.....	107
Fig. 75 ENV2.- Concentraciones anuales de NO ₂ en zonas urbanas de Ecuador	108
Fig. 76 Concentraciones máximas de NO ₂ en una hora, Quito 2015 [75, p. 48]	108
Fig. 77 Concentraciones anuales de monóxido de carbono en zonas urbanas de Ecuador....	109
Fig. 78 Concentraciones octohorarias promedio de O ₃ en zonas urbanas de Ecuador.....	110
Fig. 79 Tendencias de Ozono octohorario 2004-2015 en la ciudad de Quito [75, p. 45]	111
Fig. 80 Concentraciones promedio anuales para PM ₁₀ y PM _{2.5} en 2011 [77, p. 14].....	112
Fig. 81 ENV2.- Concentraciones promedio anuales de PM _{2.5} en 2014 según la OMS.....	112
Fig. 82 Concentraciones promedio anuales y octohorario de O ₃ en 2011 [77, p. 16,17].....	113
Fig. 83 Concentraciones promedio anuales de SO ₂ y NO ₂ en 2011 [77, pp. 18–19]	113
Fig. 84 ECO1 (I).- Evolución 2015-2025 uso de energía per cápita.....	119
Fig. 85 ECO2 (I).- Evolución 2015-2025 uso de energía por unidad de PIB	120
Fig. 86 Evolución 2015-2025 del consumo final total de energía por unidad de PIB	120
Fig. 87 Evolución 2015-2025 del uso de energía eléctrica por unidad de PIB	121
Fig. 88 Evolución I ECO9.- Intensidad energética en los hogares	121
Fig. 89 Desembolsos públicos y privados de capital 2013 – 2022 (PME) [35, p. 35].....	122
Fig. 90 Evolución I de la generación de energía eléctrica por fuente 2015-2025.....	123
Fig. 91 ENV1 I.- Emisiones de GEI por unidad de PIB y per cápita (2015-2025).....	125
Fig. 92 ENV1 I Excel.- Emisiones de GEI por unidad de PIB y per cápita (2015-2025).....	126
Fig. 93 Proyección de las emisiones de CO ₂ en AL&C con datos históricos (AIE 2016)	127
Fig. 94 ENV1.- Evolución de las emisiones de CO ₂ per cápita (AIE 2016).....	128
Fig. 95 ENV1.- Evolución de las emisiones de CO ₂ por unidad de PIB (AIE 2016)	128
Fig. 96 SOC1 (II).- Evolución de la población sin acceso a la electricidad 2015-2025	129
Fig. 97 ECO1 (II).- Evolución del consumo energético per cápita 2015-2025	131
Fig. 98 ECO2 (II).- Evolución 2015-2025 uso de energía por unidad de PIB.....	133

Fig. 99 Evolución II 2015-2025 del consumo final total de energía por unidad de PIB.....	134
Fig. 100 Evolución II 2015-2025 del uso de energía eléctrica por unidad de PIB	134
Fig. 101 ECO3 II.- Evolución de las pérdidas de energía 2015-2025	135
Fig. 102 Evolución II ECO9.- Intensidad energética en los hogares	135
Fig. 103 Proyección II de la generación de energía eléctrica por fuente 2015-2025	136
Fig. 104 ENV1 II.- Evolución de las emisiones de GEI per cápita y por unidad de PIB	138
Fig. 105 ENV1.- Evolución de las emisiones de CO ₂ por unidad de PIB-PPA (AIE 2016) .	138
Fig. 106 Meta de reducción de emisiones de GEI según alternativas (1) y (2)	141
Fig. 107 Compromisos de reducción de emisiones de GEI en América Latina [87].....	149
Fig. 108 Emisiones de GEI en ton de CO ₂ equivalente 2006 – 2014 (BEN)	150
Fig. 109 Proyección de las emisiones en el sector energía VS el escenario coyuntural	151
Fig. 110 Proyección de las emisiones en el sector energía VS el escenario ideal	151
Fig. 111 Proporción 2006-2014 del PIB distribuidos por actividad (BEN).....	152
Fig. 112 Participación de la energía utilizada en la industria durante el 2014.....	155
Fig. 113 Cantidad de empresas con certificación ISO 14001 (CEPAL).....	156

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Consumo de Energía Primaria AL&C 2015 [8].....	7
Tabla 2 Potencial energético del Ecuador 2014 [6, p. 7]	12
Tabla 3 Energía vendida por tipo de transacción 2014 [18]	14
Tabla 4 Energía vendida por las distribuidoras 2014 [16]	15
Tabla 5 Evolución de la Demanda de Energía (GWh) 2014-2022 [24], [26]	24
Tabla 6 Contratos con venta anticipada de Petróleo Ecuador – China [28], [30]	27
Tabla 7 Composición de la generación por tipo de tecnología (GWh) [35]	29
Tabla 8 Características técnico-económicas de los proyectos emblemáticos (MEER).....	31
Tabla 9 Precios Preferenciales de ERNC en el Ecuador [7]	33
Tabla 10 Potencial Eólico Eléctrico Estimado del Ecuador 2012 [7]	35
Tabla 11 Proyectos desarrollados durante el 2015 para expandir la transmisión [38].....	38
Tabla 12 Progreso Líneas de transmisión durante el año 2015 [38]	38
Tabla 13 Programa de Inversión de la Expansión de la Generación 2013 – 2022 [19]	39
Tabla 14 Capacidad Instalada de Refinación EP Petroecuador [50].....	45
Tabla 15 Ejecución presupuestaria de la Refinería del Pacífico (USD Millones) [54].....	46
Tabla 16 Sistemas para evaluar la sostenibilidad del sector energético [55, p. 256]	47
Tabla 17 Indicadores energéticos del desarrollo sostenible seleccionados	49
Tabla 18 Valoración de los indicadores energéticos del desarrollo sostenible	50
Tabla 19 Estructura del gasto de consumo mensual monetario [58].....	53
Tabla 20 Estructura de consumo del sector residencial 2004-2014 (%) [6]	53
Tabla 21 Crecimiento del gasto para Gas, electricidad y otros combustibles por quintiles.....	54
Tabla 22 Variación del CIG y del SOC por quintiles	57
Tabla 23 Estructura del consumo de energéticos corregido para quintiles	58
Tabla 24 Uso del GLP en hogares en el Ecuador en quintiles 2011 [60]	62
Tabla 25 Distribución del Subsidio al Gas 1999 – 2006 [61]	62
Tabla 26 Subsidio destinado a combustibles y GLP respecto al PGE [60].....	63
Tabla 27 R/P de petróleo y Gas Natural al final del 2015 según BP	72
Tabla 28 Distribución de consumo de energía por tipo de transporte terrestre [6], [20]	80
Tabla 29 Estructura porcentual de consumo energético en el sector transporte [6].....	80
Tabla 30 Indicador Kilómetros Vehículo Recorrido (KVR) para el 2006 y 2014.....	81
Tabla 31 Distancia promedio recorrida en Km/día por tipo de vehículos	81
Tabla 32 Capacidad de transporte de carga y pasajeros y factor de carga	82
Tabla 33 Transporte de carga o pasajeros por distancia recorrida	82
Tabla 34 PMC a 100 años de los principales gases de efecto invernadero [73]	100
Tabla 35 Niveles de alerta, alarma y emergencia en la calidad del aire [74, p. 6].....	106
Tabla 36 Concentraciones y máximos de PM2.5 durante el año 2015 [75, p. 28].....	106
Tabla 37 Valoración de los componentes del indicador ENV2	114
Tabla 38 Resultados de los indicadores energéticos de desarrollo sostenible	115
Tabla 39 Proyección del PIB y la población de Ecuador 2015 -2025 (FMI).....	117
Tabla 40 Proyección I del PIB y población 2006 -2014 (BEN 2015).....	118
Tabla 41 Proyección I del STEP, CFT y Consumo eléctrico 2006 – 2014 (BEN2015)	118
Tabla 42 Proyección I del STEP, CFT y Consumo eléctrico 2015 - 2025	119
Tabla 43 Proyectos públicos en riesgo por contracción del PIB (escenario I).....	122
Tabla 44 Proyección I de la Participación en generación de electricidad 2015-2025.....	123
Tabla 45 Proyección I de emisiones de GEI en la producción y uso de energía 2015-2025 .	124
Tabla 46 Proyección I de la emisión de GEI en uso y producción de energía.....	126
Tabla 47 Factor de cambio del STEP y CFT para el periodo 2015-2025	130
Tabla 48 Proyección del consumo de combustibles para generación de electricidad.....	131

Tabla 49 Proyección del crecimiento del PIB según estimaciones de la CEPAL y el PME .	132
Tabla 50 Proyección II de la Participación en generación de electricidad 2015-2025	136
Tabla 51 Proyección II de emisiones de GEI en la producción y uso de energía 2015-2025	137
Tabla 52 Características de la INDC presentada por Ecuador [85]	143
Tabla 53 Sectores priorizados en el PNCC 2015-2018 [86, p. 17]	144
Tabla 54 Escenarios posibles de crecimiento de emisiones de GEI al 2025.....	150
Tabla 55 Vehículos dados de baja por la Agencia Nacional de Tránsito [88]	153

ABREVIATURAS, UNIDADES Y ACRÓNIMOS

AL&C	América Latina y el Caribe
ANT	Agencia Nacional de Tránsito
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BEN	Balance Energético Nacional
BEP	Barril Equivalente de Petróleo (Barrels Oil Equivalent: BOE)
BIESS	Banco del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CFT	Consumo Final Total
CIG	Coeficiente Ingreso Gasto
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CORPAIRE	Corporación para el Mejoramiento del Aire de Quito
ENIGHUR	Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares Urbanos y Rurales
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FMI	Fondo Monetario Internacional
GLP	Gas Licuado de Petróleo
IEA	International Energy Agency
INDC	Contribución Prevista y Nacionalmente Determinada
INEC	Instituto Nacional de estadísticas y Censos
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
INER	Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables
ITT	Ishpingo Tambococha Tiputini
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MICSE	Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos
NECA	Norma Ecuatoriana de Calidad del Aire
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OECD	Organización para la Cooperación y desarrollo Económico (OCDE)
OGE	Optimización de la Generación Eléctrica
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
OLADE	Organización Latinoamericana de la Energía
OMS	Organización Mundial de la Salud
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PGE	Presupuesto General del Estado
PIB	Producto Interno Bruto
PME	Plan Maestro de Electrificación
PNCC	Plan Nacional de Cambio Climático
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNVB	Plan Nacional del Buen Vivir
SENPLADES	Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo
SIN	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional Interconectado de transmisión
STEP	Suministro Total de Energía Primaria
TEP	Tonelada equivalente de Petróleo
UE	Unión Europea
USD	United States Dollar (Dólar de los Estados Unidos de América)

AGRADECIMIENTOS

A la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación del Ecuador (SENESCYT), por auspiciar la beca con la que he desarrollado mis estudios de postgrado.

De igual manera, a la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), por su importante contribución, mediante el acceso a su Sistema de Información Económico-Energético (SIEE).

Además, extendiendo mis sentimientos de gratitud al cuerpo docente que forma parte de la prestigiosa Universidad Politécnica de Madrid, especialmente a los profesores que apoyaron mi formación en el programa de Máster en Ingeniería de la Energía y a mi tutor Juan José, por sus valiosos aportes orientados hacia la consecución de este trabajo.

Finalmente, a mi familia, por su apoyo permanente e incondicional en cada uno de los proyectos que me he planteado, todo es por y para ustedes.

RESUMEN

Los esfuerzos realizados para disminuir los efectos del cambio climático sobre nuestro planeta, han constituido un importante tema de debate en nuestra sociedad, que cuestiona permanentemente, si se están tomando las decisiones políticas adecuadas y, sobre todo, si las acciones que se han ejecutado desde la firma del protocolo de Kioto en 1997, tienen el efecto esperado sobre el medio ambiente y su entorno. Tras la 21ª sesión de la Conferencia de las Partes (COP21), realizada en París en diciembre de 2015, como parte de la Convención Marco sobre el Cambio Climático, múltiples actores del ámbito energético califican como históricos los acuerdos alcanzados y aplauden el compromiso de limitar el aumento de la temperatura del planeta por debajo de 1,5 °C, con respecto a los niveles preindustriales.

Por otra parte, es cuestionable el “amplio” grado de libertad que tienen los países firmantes del acuerdo, para la ejecución de acciones concretas a nivel local. En este contexto los países en vías hacia el desarrollo, cuyo crecimiento económico conlleva un mayor consumo energético, han hecho énfasis en que las responsabilidades del cambio climático son “comunes pero diferenciadas”, es el caso de la República del Ecuador, que suscribió el acuerdo en Julio del 2016 y cuyos compromisos se fundamentan en consolidar la transformación de su matriz energética, aprovechando el potencial hidroeléctrico disponible y mediante programas de reducción de pérdidas y eficiencia energética a nivel nacional.

Entonces, Ecuador forma parte del compromiso ambiental más importante de los últimos años, ante lo cual surge la necesidad de elaborar un informe que establezca los puntos neurálgicos donde se deba trabajar, para ser un referente en la lucha contra el cambio climático. Este documento pretende valorar cuantitativa y cualitativamente, el progreso alcanzado hacia el cambio de la matriz energética del Ecuador, desde su implementación en el año 2007, mediante indicadores que se corresponden con las Directrices y Metodologías de la OIEA y la AIE, organismos internacionales que apoyados por la Comunidad Europea generaron en 2008 un documento con 30 indicadores que evalúan el impacto de los factores energéticos en la sostenibilidad de cualquier país. Para el efecto, se han recolectado datos correspondientes en su mayoría al periodo 2006-2014, procedentes de entidades oficiales, tanto nacionales como internacionales, en las dimensiones social, económica y ambiental. Luego, con los resultados obtenidos se plantean dos escenarios para el periodo 2015-2025:

El primer escenario, llamado “Coyuntural”, se desarrolla en función de las proyecciones económicas del FMI, que, a su vez toma en cuenta el impacto socio-económico negativo del terremoto de abril de 2016, la apreciación del dólar y la caída del precio del petróleo. El segundo, denominado escenario “Ideal”, asume una recuperación acelerada de la economía ecuatoriana, tomando en cuenta las proyecciones económicas de la CEPAL y del Plan Maestro de Electrificación (PME) para un crecimiento medio del PIB, junto con la finalización de los proyectos para el cambio de la matriz energética, programas de eficiencia energética y renovación tecnológica en los sectores de mayor consumo energético. En ambos escenarios, las proyecciones de variables como la demanda de energía eléctrica, potencia efectiva, pérdidas de energía y uso de combustibles en la generación eléctrica se obtienen del PME.

Finalmente, se plantean recomendaciones en los sectores que, en función de los análisis previos, se deban tomar acciones que aporten al desarrollo sostenible del país y a la consecución de los objetivos globales establecidos en el Acuerdo de París, independientemente de si se dan o no las condiciones <coyunturales o ideales>, de forma que el proyecto de cambio de la matriz energética constituya el primer eslabón de la compleja cadena de políticas y proyectos que permitirán al Ecuador, alcanzar el desarrollo sostenible y combatir el cambio climático.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

El concepto de desarrollo sostenible no es para nada nuevo, de hecho, han pasado 30 años desde su introducción en 1987, mediante la publicación del libro “Nuestro Futuro Común”, también conocido como Informe Brundtland, donde define al desarrollo sostenible como: “El progreso económico que satisface las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer el de las generaciones futuras” [1, p. 76]. Sin embargo, desde una visión más amplia y moderna, se entiende que el progreso económico, depende intrínsecamente de la calidad de vida de su sociedad y el cuidado del ambiente que la rodea.

En la República del Ecuador, la adopción de estos criterios, requiere especial atención, considerando que en la última década se han desarrollado una gran cantidad proyectos relevantes en materia energética, cuyos resultados deben ser analizados de manera objetiva, mediante metodologías reconocidas internacionalmente. El uso de indicadores energéticos, permite evaluar con un alto grado de confianza, el progreso en el tiempo de los proyectos implementados, convirtiéndose en una herramienta fundamental en la gestión de la política energética e indispensable durante la toma de decisiones, ya sean correctivas o complementarias. Además, tras la firma del Acuerdo de París, el país no solo tiene un compromiso con sus ciudadanos, sino con el planeta entero. Las decisiones políticas que se adoptan de manera local, generan impactos <positivos o negativos> a escala global.

1.1 ANTECEDENTES

La abundancia de petróleo en el histórico ecuatoriano lo posicionó como un exportador neto de energía, donde la matriz de energía primaria ha tenido al petróleo como principal energético interno y su principal producto de exportación. Esta bonanza generó un espejismo económico y una peligrosa dependencia, desde el principio mismo del denominado “boom petrolero”, entre 1972 y 1982. En este periodo, tras el descubrimiento de importantes reservas en la región amazónica, se concretó la construcción del oleoducto transecuatoriano y se incrementó enormemente la infraestructura para la operación y explotación de nuevos campos petrolíferos, donde participó principalmente, el extinto consorcio Texaco-Gulf. Simultáneamente, la Ley de Hidrocarburos promulgada el 23 de junio de 1972, otorgaba al Estado la exploración y comercialización de las actividades petroleras y creaba para el efecto, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE). Posteriormente, en 1974, Ecuador se unió a la OPEP, para ese año el petróleo ya representaba cerca del 62% de las exportaciones netas [2, p. 4184].

Sin embargo, pese a que los enormes ingresos modernizaban las urbes, el crecimiento de la desigualdad se volvía más evidente, la calidad de vida de la mayoría de ecuatorianos no mejoraba y la convulsión social se apoderaba del país. Esto desembocó en una década de inestabilidad política y económica, con siete presidentes¹ entre 1997 y 2007 y la pérdida de la moneda nacional (Sucre), tras la crisis de la banca ecuatoriana en el año 2000.

¹ Los presidentes del Ecuador en diez años:

(1) Sixto Durán Ballén, terminó su período en 1996.

(2) Abdalá Bucaram Ortiz, de agosto de 1996 a febrero de 1997, con (3) Rosalía Arteaga, por dos días.

(4) Fabián Alarcón Rivera, 18 meses.

(5) Jamil Mahuad: 10 de agosto de 1998 a enero del 2000.

(6) Gustavo Noboa Bejarano, de enero de 2000 a enero de 2003.

(7) Lucio Gutiérrez, enero de 2003 al 20 de abril de 2005 [91].

En el ámbito energético, las inversiones en proyectos que permitiesen diversificar la matriz energética y disminuir su dependencia del “oro negro” fueron mínimas. Hasta el 2006, el 45,5% de la capacidad eléctrica instalada correspondía a energía hidráulica y el Ecuador tenía que importar derivados del petróleo para cubrir la demanda con generación térmica. En el período comprendido entre los años 2000 y 2010, la demanda de energía creció a un ritmo promedio de 5,5% anual y fue abastecida por una limitada expansión de la generación y por las importaciones de energía eléctrica a sus países vecinos Colombia y Perú [3, p. 135].

La estabilidad política llegaría en enero del 2007, tras la posesión en el gobierno del Eco. Rafael Correa. Su llegada al poder viene acompañada de cambios severos en la estructura política y económica del estado, orientados principalmente hacia alcanzar los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo (PND 2009 -2013), creado por su gobierno un año después de asumir el cargo. Tras disolver el Congreso de los Diputados y convocar a nuevas elecciones, obtiene la mayoría absoluta en la nueva Asamblea Legislativa y se crea la vigente constitución del Ecuador en el año 2008. Donde se incluye que el cumplimiento del PND se rige al Art.280 de la carta magna y lo define como: “El instrumento al que se sujetaran los programas y proyectos públicos, junto con la ejecución del presupuesto del Estado” [4]. Este plan se actualiza cada cuatro años y su última versión corresponde al Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV) 2013-2017.

Dentro de los objetivos del PND, destaca el número once “11”, que hace referencia a establecer un sistema económico, social, solidario y sostenible. Para lo cual, considera fundamental diversificar la matriz productiva mediante un desarrollo industrial dinámico, donde la energía, como insumo para todas las actividades productivas, es el factor principal. Paradójicamente esa energía proviene del petróleo, lo cual generaría una dependencia aún más fuerte de este commodity. Entonces, resulta indispensable adoptar estrategias que permitan esta transición en el sistema de producción nacional, para lo cual se plantea transformar la matriz energética, aprovechando el recurso hidroeléctrico disponible e implementando un ambicioso proyecto de reducción de pérdidas en toda la cadena energética. Para ello, en mayo del 2008 el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) publica un informe basado en las proyecciones de la demanda, las curvas de agotamiento de los recursos no renovables disponibles y el balance energético del 2006. Donde establece en su capítulo diez denominado: “Transformación”, las directrices que deberá seguir el gobierno para cambiar la matriz energética hasta el 2020. Estas estrategias se convierten en política de estado, incorporándose al primer PND < 2009-2013 >, desarrollado por la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES) y se resumen como sigue:

- Los proyectos hidroeléctricos del Plan Maestro de Electrificación (PME), deben ejecutarse e impulsar la utilización de otras energías renovables.
- Las importaciones de derivados de petróleo deben reducirse al mínimo posible, a través de la construcción de la Refinería del Pacífico.
- Usar medios más eficientes, en lo económico y energético, para el transporte de personas y mercadería entre ciudades y al interior de estas.
- Minimizar al límite permitido por las leyes de la física las pérdidas de conversión de energía, tanto en generación como en transformación y distribución.
- Sustituir cocinas a gas licuado de petróleo (GLP) por cocinas de inducción tan pronto como exista la factibilidad de la generación eléctrica.
- Sustitución de focos incandescentes por focos de bajo consumo energético e importación de electrodomésticos eficientes con estímulos tributarios.
- Exploración del gas en la Costa ecuatoriana, así como los proyectos de aprovechamiento del gas natural del Golfo de Guayaquil [5, pp. 114–115].

Se establecen como ejecutores del cambio, el MEER desde el 2008 y el Ministerio Coordinador de Sectores estratégicos (MICSE) dos años después. Este último, garantiza que el aprovechamiento de los recursos estratégicos sea racional, eficiente y sostenible. Adicionalmente se crea el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energía Renovable (INER) en 2012, con el fin de fomentar programas de eficiencia energética y uso de energías renovables en el país.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Conforme el Balance Energético Nacional 2015, que toma como año base el 2014; el petróleo representa el 88,4% de la energía primaria, el gas equivale al 5% y la hidroenergía alcanza apenas un 4% de la producción total. Analizando únicamente la demanda interna, el 83% de la energía proviene todavía de fuentes fósiles [6, p. 2]. Sin embargo, la planificación presentada por las entidades gubernamentales desde el 2008, tenía como objetivo revertir estas cifras a favor del uso de energía desde fuentes renovables, mediante la construcción de centrales de generación hidroeléctrica y múltiples proyectos de eficiencia energética. Entonces, ¿Las inversiones en los sectores estratégicos han sido suficientes, se han tomado las decisiones correctas?, de ser así, ¿Cómo se evalúa el impacto del cambio de la matriz energética?

Partiendo de estas preguntas, resulta fundamental analizar el avance de los proyectos desarrollados para diversificar la matriz energética y determinar si su aporte a la sostenibilidad está siendo el esperado. Luego, la elaboración de indicadores energéticos permite plantear escenarios futuros, cuya información será de utilidad para elaborar políticas y estrategias que aporten al desarrollo sostenible del país, además, este trabajo se convierte en una “radiografía” del sector energético ecuatoriano, puesto que describe, donde está situado, respecto al resto de Latinoamérica y establece recomendaciones que permitan afrontar los retos establecidos en el Acuerdo de París para disminuir los efectos negativos del calentamiento global.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 General

- Determinar el impacto económico, social y ambiental, del proyecto de Cambio de la Matriz Energética en la República del Ecuador, mediante indicadores energéticos del desarrollo sostenible.

1.3.2 Específicos

- Presentar un panorama del sector energético ecuatoriano, enfocado principalmente, en la evolución del sector eléctrico y petrolero.
- Comparar los resultados obtenidos en materia energética al 2016, respecto a los objetivos planteados en los planes estratégicos gubernamentales y respecto a los avances obtenidos por el resto de países Latinoamericanos.
- Establecer dos escenarios posibles, que determinen la evolución de los indicadores energéticos hasta el año 2025.
- Plantear recomendaciones, en función de los resultados obtenidos, que permitan aportar a la consecución de los objetivos globales alcanzados en la COP21 mediante el Acuerdo de París, para mantener la temperatura del planeta por debajo de 1,5°C.

CAPÍTULO II

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 CONTEXTO ENERGÉTICO MUNDIAL

El mundo utiliza mayoritariamente como productor de energía primaria, las fuentes primarias no renovables, en particular, los combustibles fósiles como el petróleo, el carbón mineral y el gas natural. El uso de estos combustibles ha traído como consecuencia la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), dióxido de carbono (CO₂) y otros contaminantes como monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno y dióxido de azufre; identificados como responsables del calentamiento global [7, p. 6]. Solo durante el año 2015, el consumo mundial de energía primaria aumentó 1,0%, similar a la media de crecimiento registrado en 2014 (+ 1,1%), pero muy por debajo del 1,9% promedio de los 10 años anteriores. Por el lado de la demanda, se registró una progresiva reducción del consumo de energía, debido principalmente a la desaceleración de la economía China, pese a que, por décimo quinto año consecutivo, el país oriental se establece como el mayor consumidor de energía. Las economías emergentes representan en la actualidad el 58,1% del consumo mundial de energía. El crecimiento del consumo en China fue de apenas (+1,5%), mientras que la India (+ 5,2%) registró un fuerte incremento en el consumo. El conjunto de miembros de la OECD², aumentaron ligeramente su consumo (+ 0,1%). Además, el aumento poco frecuente en la UE (+ 1,6%), compensó los descensos registrados en los EE.UU. (-0,9%) y Japón (-1,2%), donde el consumo cayó al nivel más bajo desde 1991 [8, p. 2], [9, p. 2].

El petróleo encabeza la lista de consumo y producción de energía primaria, en el 2015 representó un 32,94% del consumo mundial. Además, por segundo año consecutivo, el crecimiento de la producción petrolera superó (+ 3,2%), al crecimiento de su consumo (+1,9%). La producción neta creció en 2,8 Mbd³, debido a los aumentos en el Oriente Medio (+1,5 Mbd) y América del Norte (+0,9 Mbd). Mientras que el consumo mundial de petróleo aumentó en 1,9 Mbd. La región de Asia Pacífico representó el 74% de este crecimiento, teniendo a China, como principal contribuyente con 0,77 Mbd más que en el año 2014. El siguiente en el podio es el carbón, cuyo consumo equivale al 29,21% del total mundial, sin embargo, su producción y consumo disminuyeron en 2015, un 4% y 1,8%, respectivamente, algo que no ocurría desde 1998 y se debe principalmente a los descensos en la región Asia-Pacífico (-2,9%) y América del Norte (-10,3%). China sigue siendo, con mucho, el mayor productor del mundo, a pesar de que su producción se redujo en un 2%. En general, el consumo de carbón disminuyó en todas las regiones excepto América del Sur y Central y Asia-Pacífico.

Luego, cada vez más cerca del petróleo y el carbón, se encuentra el gas natural, que representó en 2015 un 23,85% del consumo total de energía primaria. La producción mundial de gas natural creció a una tasa del 2,2% en 2015, ligeramente por debajo del crecimiento promedio de los últimos 10 años del 2,4%. América del Norte (+ 3,9%) registró el mayor incremento, mientras que la producción en Europa y Eurasia se redujo en un 0,7%, con grandes descensos en los Países Bajos y Rusia. El Oriente Medio registró la tasa de crecimiento regional más fuerte (+ 6,2%), mientras que el consumo en Europa y Eurasia se redujo en un 0,3% [8, pp. 3–4].

² Los orígenes de la OCDE (Organisation for Economic Cooperation and Development), se remontan a 1960, cuando 18 países europeos, además de Estados Unidos y Canadá se unieron para crear una organización dedicada al desarrollo económico. Hoy en día, la conforman 34 países miembros, donde se incluyen países emergentes como México, Chile y Turquía. Además, cuenta con miembros del Centro de Desarrollo de la OCDE en: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, México, Panamá, Perú, República Dominicana y Uruguay [92].

³ Mbd: millones de barriles diarios [93].

El segundo grupo, cuya participación está muy por debajo de las tres anteriores, lo encabeza la hidroenergía, que representó en 2015 el 6,78% del consumo mundial de energía primaria. La producción hidroeléctrica mundial creció un 1%, por debajo del 3% promedio de los últimos 10 años. El crecimiento en Turquía (+ 64,6%) y Escandinavia fue compensado por las condiciones de sequía en Italia, España y Portugal (- 28,6% entre los tres) y Brasil (- 3,3%). De hecho, el incremento de China (+ 5%), representa casi la totalidad del incremento global de la producción en 2015, no en vano, sigue siendo el mayor productor de energía hidroeléctrica. Respecto a la energía nuclear, esta representó el 4,4% del consumo mundial de energía primaria, su producción creció 1,3%, siendo nuevamente China (+ 28,9%), quien representa prácticamente la totalidad de este aumento. Por otra parte, los incrementos en Rusia (+ 8%) y Corea del Sur (+ 5,3%) compensaron la disminución de Suecia (- 12,6%) y Bélgica (- 22,6%), cuya reducción (- 2,2%), constituyó el descenso más importante para la UE desde 1992 [8, p. 5], [9, p. 5].

Las energías renovables no convencionales (ERNC⁴), mantienen un crecimiento constante, alcanzando un 2,78% del consumo mundial de energía primaria, por encima del 0,8% promedio de la década pasada. Su uso en generación de energía creció en un 15,2%, ligeramente por debajo 15,9% promedio de los 10 años anteriores, con un incremento de + 213 TWh⁵. Las ERNC representaron el 6,7% de la generación de energía mundial, donde los incrementos más grandes se registraron en China (+ 20,9%) y Alemania (+ 23,5%). A nivel mundial, la energía eólica (+ 17,4%) sigue siendo la mayor fuente de ERNC para generación eléctrica (52,2%), donde Alemania (+ 53,4%) registra el mayor incremento. Respecto a la energía solar, la generación creció un 32,6%, fundamentalmente por China (+ 69,7%), los EE.UU. (+ 41,8%) y Japón (+ 58,6%), con esto, China se constituyó en el mayor productor de energía solar a nivel mundial. Finalmente, la producción mundial de biocombustibles creció apenas un 0,9%, muy por debajo del 14,3% promedio de la última década. Brasil (+ 6,8%) y los EE.UU. (+ 2,9%) representaron prácticamente la totalidad del incremento neto, compensados en parte por los grandes descensos en Indonesia (-46,9%) y Argentina (-23,9%) [8, p. 5].

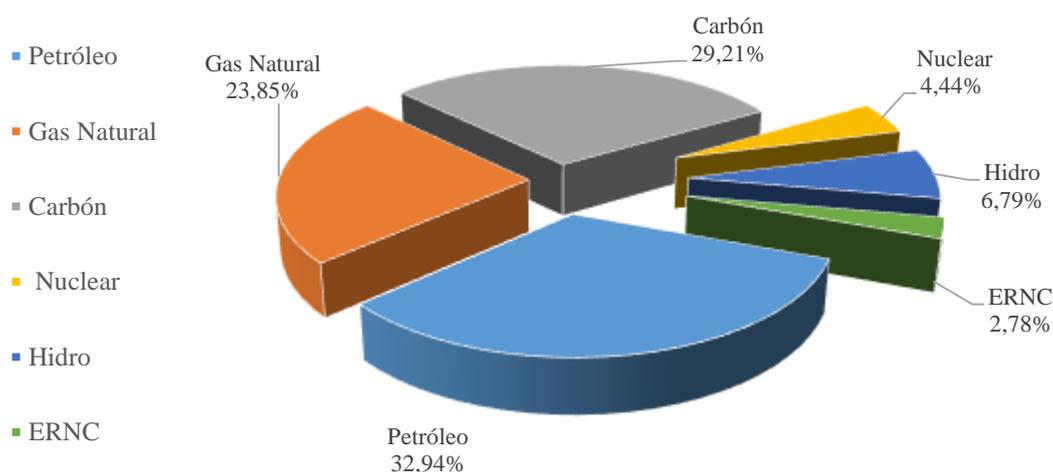


Fig. 1 Distribución del consumo mundial de energía primaria durante el 2015 [8, pp. 2-5]

⁴ ERNC: Se consideran Energías Renovables No Convencionales, en este documento a: la solar térmica, solar fotovoltaica, eólica, geotérmica, mareomotriz, biomasa y biocombustibles.

⁵ TWh: Tera watts-hora [93]

La combinación de un crecimiento lento en la demanda y un cambio mayoritario en el mix energético del lado de la oferta, han mantenido relativamente estables las emisiones generadas por consumo de energía en 2015, registrando un incremento de + 0.1%; el crecimiento más bajo en casi un cuarto de siglo. Los EE.UU. (-2,6%) y Rusia (-4,2%) representaron los mayores descensos absolutos en las emisiones, mientras que en la India (+ 5,3%) se produjo el mayor incremento. Además, las emisiones chinas en generación de energía, disminuyeron por primera vez desde 1998. Por otra parte, mientras que se ha incrementado la disponibilidad de nuevos recursos energéticos, debido a los avances tecnológicos de los últimos años. El carbón sigue siendo, el combustible fósil más abundante por la relación (R/P)⁶ con reservas probadas suficientes para cumplir 114 años de la producción mundial, donde Europa y Eurasia poseen las mayores reservas de carbón con aproximadamente (R/P = 274). Las reservas de petróleo y gas natural han aumentado históricamente, pero durante el 2015, ambos registraron un pequeño descenso, de aproximadamente (-1%), con un R/P de 50,7 y 52,8 respectivamente. Los países fuera de la OCDE representan la mayor parte de las reservas probadas de todos los combustibles fósiles; el Oriente Medio tiene las mayores reservas de gas natural y petróleo, además de la relación (R/P) de gas natural más alta, con 129,5; Sur y Centro América tienen la mayor relación (R/P) de petróleo con 117, equivalentes a 329,2 miles de millones de barriles [8, p. 5].

Finalmente, en referencia al comportamiento de los mercados energéticos, la revolución del gas de esquisto en los EE.UU. y el fuerte crecimiento de las ERNC han debilitado el mercado petrolero. Los precios de todos los combustibles fósiles cayeron en 2015 para todas las regiones, el crudo registró un descenso récord en términos de dólares y el porcentaje más grande de reducción desde 1986. Debido principalmente al fuerte crecimiento en producción de la OPEP, puesto que, tanto Irak (+0,75 Mbd) como Arabia Saudí (+0,51 Mbd), incrementaron su producción hasta niveles récord, con 38,2 Mbd. El precio promedio anual para el Brent en 2015 fue de USD 52,39; una disminución del 47% en tan solo un año y el promedio anual más bajo desde 2004 (Ver Fig. 2). Además, la diferencia entre el Brent y el West Texas Intermediate (WTI) <punto de referencia de EE.UU.>, se redujo a USD 3,68 por barril, su nivel más bajo desde 2010. Los precios del gas natural cayeron en todas las regiones, el punto de referencia de Estados Unidos <Henry Hub>, cayó a su nivel más bajo desde 1999. Los precios del carbón, cayeron también, por cuarto año consecutivo [8, pp. 3–4], [9, pp. 3–4].

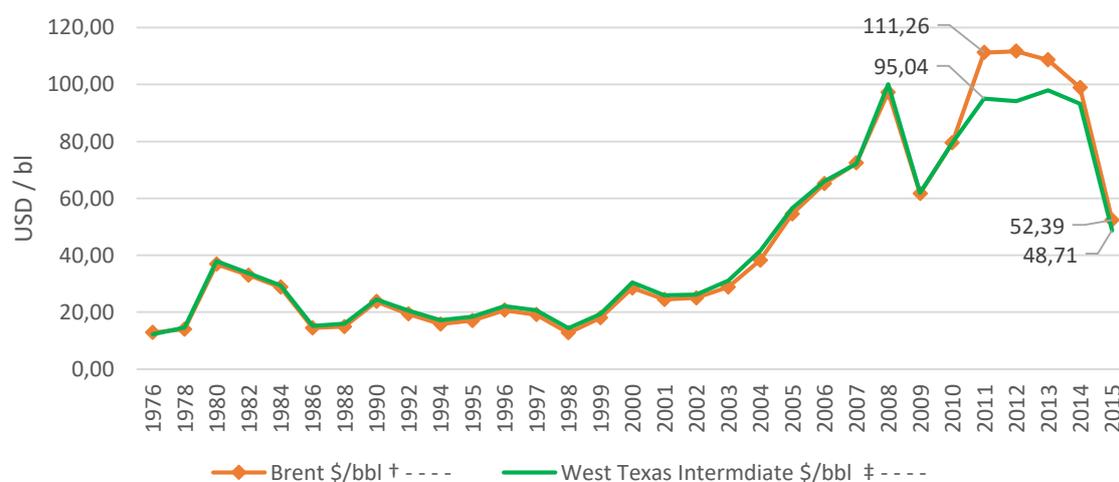


Fig. 2 Evolución del precio spot del barril de petróleo, periodo 1976 – 2015 [8]

⁶ R/P: Relación entre las reservas y la producción de una fuente de energía, en años [94, p. 20].

2.1.1 Situación energética de América Latina y el Caribe

En la actualidad, América Latina y el Caribe (AL&C) constituye la segunda región más desigual del planeta, donde la pobreza supera al 25% de su población y el índice de GINI⁷ es de 52,5. De acuerdo a las proyecciones de la CEPAL, al 2030 la población de América Latina será de 677 millones de habitantes, donde, el 80% vivirá en las ciudades. La integración de la población rural a la vida urbana incidirá directamente en la demanda energética, tanto en las fuentes de consumo como en el destino de la energía. Es así, que en 2015 la región tuvo un consumo per cápita de energía 52% menor que el promedio mundial [10, p. 4].

El consumo energético total de la región disminuyó de 888,20 Mtep⁸ en 2014 a 884,30 Mtep en 2015, en total un 0,44% (ver Tabla 1). Brasil encabeza la lista, como el mayor consumidor de energía primaria, con 292,8 Mtep, seguido de México y Argentina con 185,00 Mtep y 87,80 Mtep, respectivamente [8]. El sector industrial es el mayor consumidor en la región, seguido del sector transporte, mientras que el sector residencial ha disminuido de manera progresiva su participación en el total de energía consumida, debido a un cambio en su estructura, producto de la modernización de fuentes de energía de biomasa tradicional <especialmente leña y carbón>, a fuentes más eficientes como la electricidad o el gas natural [11, p. 26].

Tabla 1 Consumo de Energía Primaria AL&C 2015 [8].

País	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Nuclear	Hidro	ERNC	Total 2015 (Mtep)	Diferencia con 2014
Argentina	31,6	42,8	1,4	1,6	9,6	0,9	87,8	1,80%
Brasil	137,3	36,8	17,4	3,3	81,7	16,3	292,8	-1,61%
Chile	16,9	3,5	7,2	-	5,3	2,0	34,9	0,70%
Colombia	15,5	9,5	7,0	-	10,1	0,4	42,5	3,93%
Ecuador	11,7	0,6	-	-	3,0	0,1	15,4	0,57%
México	84,3	74,9	12,8	2,6	6,8	3,5	185,0	-2,63%
Perú	10,9	6,8	0,9	-	5,3	0,4	24,1	5,38%
Trinidad & Tobago	1,8	19,4	-	-	-	^	21,2	-1,60%
Venezuela	32,0	31,1	0,2	-	17,3	^	80,5	-0,85%
Otros S. & Cent. América	65,0	6,9	3,0	-	20,7	4,3	100,0	2,21%
Total AL&C	407,1	232,2	50,0	7,6	159,7	27,8	884,3	-0,44%

La distribución del consumo, mantiene al petróleo como la principal fuente de energía primaria en AL&C, seguido del gas natural. Sin embargo, a diferencia del panorama global, la hidroenergía desplaza al carbón en consumo y producción. La matriz energética de la región, por sus recursos hidroeléctricos y bioenergía es, en general, más limpia que la de otras regiones. Según OLADE, la capacidad instalada para generación eléctrica en el año 2014, reflejó un equilibrio entre generación termoeléctrica (48%) y la generación hidroeléctrica (48%), seguidos por las ERNC con alrededor del 3% y la energía nuclear con apenas 1% [12, p. 7]

⁷ El índice de Gini es un número entre 0 y 100, en donde 0 se corresponde con la perfecta igualdad (todos tienen los mismos ingresos) y donde el valor 100 se corresponde con la perfecta desigualdad (una persona tiene todos los ingresos y los demás ninguno). Una variación de dos unidades del índice, equivale a una distribución de un 7% de riqueza del sector más pobre de la población (bajo la mediana) al sector más rico (sobre la mediana) [57].

⁸ Mtep: Millones de toneladas equivalentes de petróleo [93].

Respecto al consumo de ERNC en la región, este incrementó de 23,00 Mtep en 2014 a 27,8 Mtep en 2015, principalmente por la participación de Brasil (+14,3%), que además fue el país que más disminuyó su consumo de petróleo, con un (-4,25%). Brasil, también es el mayor productor de electricidad en AL&C, seguido de México, Argentina, Venezuela, Chile y Colombia. Por otra parte, Paraguay, debido a su gran capacidad hidroeléctrica instalada, es el mayor exportador de electricidad en la región, sus exportaciones llegaron a 43.4 TWh en 2010, con destino a Brasil y Argentina con los que comparte dos grandes centrales hidroeléctricas, Itaipú y Yacyretá respectivamente. Otro país que redujo su consumo de petróleo en 2015 fue Venezuela, que pasó de 36,7 Mtep a 32,0 Mtep, sin embargo, el análisis para este país difiere del resto, debido a la compleja situación económica y política que atraviesa, tras la caída del precio del petróleo y la dramática devaluación de su moneda. Se suman a esta lista México con una reducción de consumo energético de (-2,63%) y Trinidad & Tobago con (-1,60%) [8], [10].

En referencia a biomasa y biocombustibles, la cosecha de caña de AL&C es de 450 millones de toneladas, 320 para la producción de azúcar y 130 para la producción de alcohol directo del jugo; los residuos son utilizados como fuentes de combustibles y energía, especialmente en Brasil, que genera 15.000 MW de biomasa, principalmente del bagazo de caña. Por otra parte, el desarrollo de proyectos eólicos ha sido tardío con respecto a otras regiones del mundo emergente < como China e India > y de mucha menor magnitud, con apenas un 1,3% del total de la potencia instalada mundial en 2010. Los estudios recientes de potencial eólico de tres países (Chile, México y Brasil), concluyen que al 2016, la región cuenta con más de 254 GW disponibles, de los cuales están siendo aprovechados solo 2,24 GW. De igual manera, el desarrollo la energía solar, especialmente fotovoltaica ha sido mínimo, con apenas 101 MW instalados al 2016. El crecimiento de esta tecnología se muestra todavía muy alejada del promedio de los países miembros de la OECD. Pese a que, en Mesoamérica y países como Chile y Bolivia, existen elevados potenciales para la instalación de este tipo de energía, a razón de la radiación solar que reciben. Finalmente, la energía geotérmica de la región, se ha desarrollado mínimamente. En la última década sólo se agregaron en Mesoamérica (única región con capacidad instalada en AL&C) unos 123 MW, correspondientes en un 86% a los países más pequeños (Costa Rica, Guatemala, El Salvador y Nicaragua) y solo el 14% restante a México. En los restantes países de la región se han tenido proyectos piloto y evaluaciones. En el caso de Chile se está desarrollando un proyecto entre la petrolera estatal ENAP y en el Green Power que agregaría 150 MW a la capacidad regional [10, p. 11].

Desde el punto de vista ambiental, AL&C genera alrededor del 9% de los GEI del planeta; sin embargo, la región tiene una tasa de crecimiento promedio de las emisiones de GEI provenientes de la energía de aproximadamente 3% anual, que, a su vez, representan cerca del 5% de las emisiones mundiales. Estas emisiones representan, además, el 40,4% de las emisiones totales de la región, donde el 19,8% corresponden a la agricultura, 31,5% son del cambio de uso de suelo y silvicultura, 5,3% a residuos y 3,0% a los procesos industriales. Argentina, México y Venezuela generan el 64% de las emisiones de GEI provenientes de la energía, principalmente derivadas de la quema de combustibles fósiles. Algunos países de la región generan cerca de 10 toneladas de emisiones de CO₂ equivalentes, por habitante, es el caso de Venezuela (9,8), Uruguay (9,7) y Argentina (9,1). Sin embargo, estas cifras son menores a las emisiones de los países desarrollados que son aproximadamente 11,6 toneladas de CO₂ anuales per cápita. Las emisiones en Brasil son menores, debido fundamentalmente a la alta participación de las centrales de generación hidroeléctricas y los biocombustibles en su matriz energética y la alta dependencia de petróleo, gas y carbón para generar electricidad y el uso en automotores en los otros tres países [13, p. 10].

2.2 LA MATRÍZ ENERGÉTICA DEL ECUADOR

La matriz energética de un país expresa la totalidad de energía demandada y utilizada. “La energía primaria comprende las energías encontradas en la naturaleza y que no han pasado por ningún proceso humano de conversión; es decir los recursos naturales disponibles (energía hidráulica, eólica, solar) y los combustibles crudos (petróleo, carbón, biomasa). Por otro lado, la energía secundaria es aquella que resulta de la transformación o conversión de las fuentes de energía primaria (e.g. petróleo a gasolina, hidráulica a electricidad)” [11, p. 17].

La cuantificación de estas variables, generalmente está a cargo de instituciones gubernamentales, que recopilan información de los elementos involucrados en la producción, transporte, almacenamiento, distribución y consumo de energía. Además, existen organizaciones internacionales e instituciones privadas que recopilan información inherente al consumo y demanda de energéticos, es el caso de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), cuyos estudios se enfocan principalmente en los países miembros de la OECD. Otro ejemplo es la multinacional British Petroleum, que publica en junio de cada año el “BP Statistical Review of World Energy”. En el caso latinoamericano, existe la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), cuya misión es contribuir a la integración, al desarrollo sostenible y la seguridad energética de los países miembros.

2.2.1 Balance Energético Nacional (BEN)

En el Ecuador, el responsable de recopilar y publicar esta información, es el MICSE y sus informes anuales retroalimentan la planificación estratégica nacional. El Balance Energético que elabora esta institución, permite evaluar la dinámica del sector energético, en concordancia con la situación económica del país, contabiliza todos los flujos de energía y se ha convertido en la principal herramienta para la toma de decisiones en el ámbito energético. Constituye, por tanto, la fuente más confiable de información para el análisis de la matriz energética del Ecuador y como se verá en el CAPÍTULO IV, indispensable para elaborar los indicadores energéticos del desarrollo sostenible. El último balance fue publicado en 2015, tomando como año base el 2014. Luego, para obtener datos de los últimos dos años, e incluso de las proyecciones de consumo y demanda de energía, así como las proyecciones económicas y de crecimiento poblacional, se utilizarán datos de entidades internacionales <además de las mencionadas anteriormente en el ámbito energético >, como el FMI, BID, CEPAL, entre otros.

Los resultados del BEN, muestran que el consumo total de energía ha crecido de forma sostenida en los últimos diez años, además, el país aún no logra cubrir su demanda interna de combustibles con la producción de las refinerías locales (La Libertad, Esmeraldas y Shushufindi), por lo que históricamente ha requerido importar grandes volúmenes de derivados para atender la demanda, solo en el 2012 se importaron 16,95 millones de barriles de diésel a un costo de USD 2.317,5 millones y se vendió en el mercado local en USD 717,16 millones, además se importaron 14,23 millones de barriles de naftas de alto octano, con un precio de USD 2.048,15 millones y se vendió en el país USD 766 millones. El GLP, ese año, representó el 20,88% de las importaciones, utilizado primordialmente para uso en la cocción de alimentos. Los subsidios de GLP en 2012, alcanzaron USD 522,35 millones, producto de la importación de 9 MBEP a un costo de USD 643,75 millones, es decir que se vendieron en el mercado interno a USD 121,40 millones [7, p. 19]. Los subsidios a los combustibles, han sido revisados recientemente por el Ejecutivo y en Octubre del 2015, mediante el decreto 799⁹, se eliminó de

⁹ Reforma al reglamento para La Regulación de los Precios de los Derivados de los Hidrocarburos 2015 [14].

forma parcial el 40% del subsidio al Jet Fuel (gasolina para aviones). Adicionalmente se estableció que la empresa pública Petroecuador fijará mensualmente los precios de GLP para uso comercial e industrial, diésel premium, gasolinas y Fuel Oil para el sector industrial, con ello, el estado calcula obtendrá un ahorro de aproximadamente USD 300 millones anuales [14].

El petróleo constituyó el 88,4% de la producción total de energía primaria en 2014, equivalentes a 227.210 kBEP¹⁰, lo cual representa un aumento de 5,7 % respecto a 2013. Este hecho se ve justificado principalmente por el aumento en la extracción de petróleo, la cual pasó de 509 a 535 mil barriles diarios en promedio. Comparando con el año 2013, la producción de gas natural tuvo un incremento del 17,8%, llegando a representar el 5% de la producción nacional. Otras fuentes como la hidroenergía, la leña y los productos de caña también incrementaron su producción, constituyendo el 4,1 y 2% de la producción total de energía, respectivamente. Las energías fotovoltaica y eólica tuvieron una participación del 0,026% en la matriz de energía primaria, lo cual representó un incremento del 59,3% respecto al 2013 [6, p. 2].

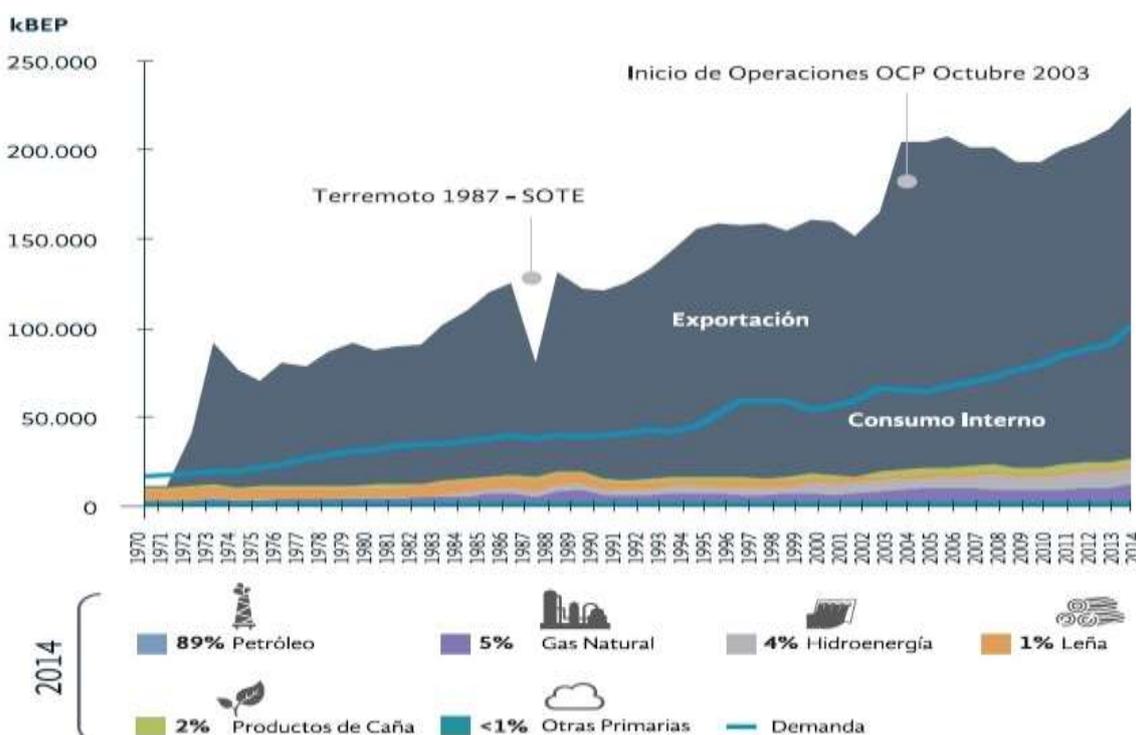


Fig. 3 Evolución de la oferta de energía por fuentes (1970 – 2014) [15, p. 12]

Respecto a la producción de energía secundaria, los flujos obtenidos desde los centros de transformación¹¹, alcanzaron los 69.327 kBEP en el año 2014, con una reducción del 1,15% respecto al 2013. Los productos derivados de petróleo equivalen al 78,3% de la energía secundaria obtenida de los centros de transformación y el restante 21,7% corresponde a energía eléctrica. Precisamente, la generación eléctrica en 2014 se incrementó en 4,5%, lo que significó una producción de 15.070 kBEP (24.307 GWh). La estructura de generación eléctrica en 2014, fue 47% hidráulica, 51% térmica y 2% de otras fuentes renovables (entre eólica, solar y biomasa). La capacidad efectiva instalada de generación eléctrica alcanzó un valor de 5299

¹⁰ El barril equivalente de petróleo (BEP) es una unidad de energía equivalente, aproximadamente, a la energía liberada durante la quema de un barril (42 galones estadounidenses) de petróleo crudo [15].

¹¹ Los centros de transformación son, por ejemplo: refinerías, centrales eléctricas, centros de gas, entre otras [6].

MW. Es así que las centrales hidráulicas tuvieron una participación de 2.241 MW (42%) y las térmicas de 3011 MW (56%), de los cuales 136 MW corresponden a generación con bagazo de caña. Por otro lado, la potencia efectiva instalada de centrales eólicas fue de 2,4 MW al 2012, de 20 MW al 2013 y 21 MW al 2014. De igual forma, la capacidad instalada de generación fotovoltaica tuvo un notable incremento, pasando de 78 KW a 3,9 MW entre 2012 y 2013, alcanzando 26 MW en el 2014 [6, p. 3,7], [16, p. 165].

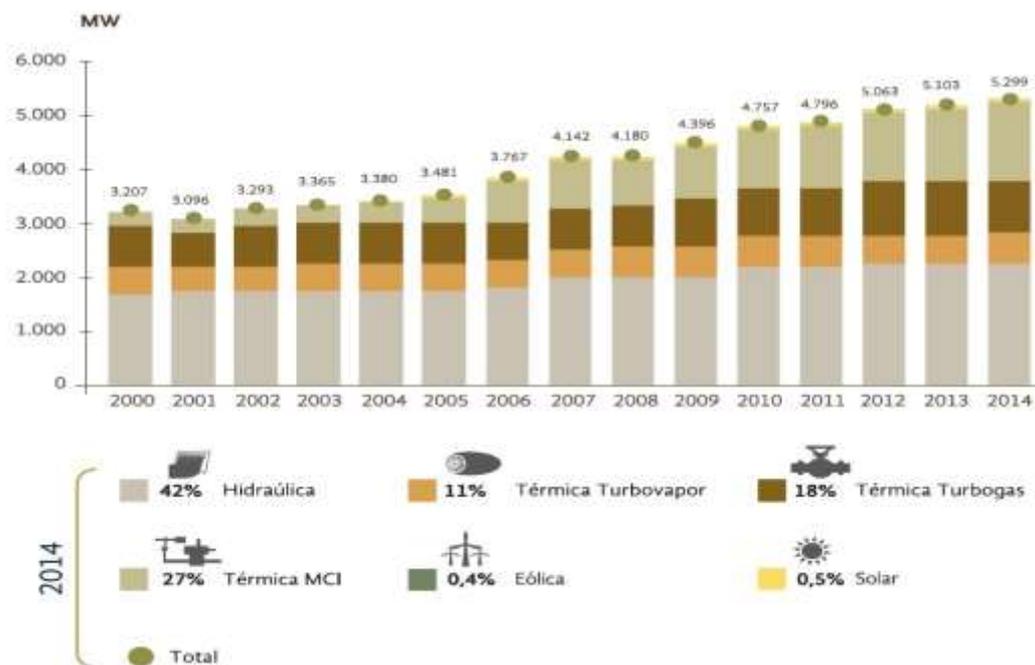


Fig. 4 Evolución de la Capacidad Instalada para generación eléctrica (2000 – 2014) [15]

Complementando el tema de las importaciones energéticas secundarias, en 2014 sumaron 51.743 kBEP, 17,1% más respecto al 2013. Del total importado, la mayor representación la tuvo el diésel y la gasolina, con una participación del 48,3% y 34,3% respectivamente. La electricidad, el GLP y el jet fuel tuvieron un crecimiento respecto a la cantidad importada en el 2013, mientras que esta situación para el fuel oil fue contraria. En el caso del GLP, las importaciones representaron el 83% de la oferta bruta (1.140 millones de kg). Para las gasolinas y el diésel, las importaciones significaron el 59,7% (1.396 millones de galones) y 69% (1.506 millones de galones) de su oferta bruta respectivamente. Además, durante el 2014 se registraron 824,02 GWh de energía eléctrica importada desde Colombia, siendo el mes de enero el de mayor transferencia con 146,80 GWh, mientras que la interconexión con Perú, registró 12,72 GWh importados durante el mismo año [6, pp. 3–4], [16, p. 155].

En este contexto, las exportaciones de energía en el 2014, fueron 162.617 kBEP, lo cual significó un incremento de 7,2% comparado al 2013. El crecimiento en las exportaciones se debió principalmente al petróleo, que representó el 94,2% (en promedio 407 mil barriles por día) del total de las exportaciones. En el caso de las exportaciones de energías secundarias, como es el caso de la nafta de bajo octanaje, su exportación decreció en 8,4%. Por otra parte, la exportación de electricidad incrementó de 12 GWh en 2012 a 29 GWh en 2013, alcanzando en 2014 los 47 GWh. Además, entre 2013 y 2014, el fuel oil experimentó una baja en su exportación del 63,7%. El saldo, exportaciones menos importaciones, contabilizó un superávit de 110.875 kBEP en el 2014 [6, pp. 3–4].

En lo que respecta a la oferta total interna de energía, esta se incrementó en 5,9% durante el 2014, lo cual representó 110.694 kBEP. Las importaciones totales de energía (electricidad y combustibles) cubrieron 47% de dicha oferta. El consumo final de energía, alcanzó 96.150 kBEP, representando un incremento de 11% respecto al 2013. El consumo energético total de diésel fue de 29.947 kBEP (1.258 millones de galones), 9% más que el año precedente. En el caso de las gasolinas y GLP, el consumo fue de 28.197 kBEP (1.330 millones galones) y de 8.346 kBEP (1.093 millones de kg), respectivamente [6, p. 4].

El consumo del sector transporte corresponde al 42%, mientras que los sectores industrial y residencial representaron el 18% y 12% respectivamente durante el 2014. Los demás sectores económicos, el comercial, agrícola, construcción y otros representaron el 23% del consumo energético. Finalmente, el consumo propio correspondió al 5 % del total. Durante el mismo año, el 49% de la gasolina fue consumida por autos, jeeps, taxis y motos, el 24% por el transporte de carga liviana y el 25% por transporte de carga pesada. En el caso del diésel, el 94% fue demandado por el transporte de carga (75% carga pesada y 19% carga liviana). La electricidad en transporte es casi inexistente y el único caso representativo es el sistema de transporte público trolebús de la ciudad de Quito. En la industria, el consumo predominante sigue siendo de diésel (40%), que es usado para la mayoría de procesos térmicos y también tiene una importante participación la electricidad (28%). El sector residencial es dominado por el uso del gas licuado de petróleo (53%), destinado especialmente para cocción. En el caso de la leña, este energético tiene un rol muy representativo para usos de cocción en zonas rurales. En el sector comercial el energético más consumido es la electricidad (52%) y en su mayoría sirve para iluminación [6, p. 35], [15, pp. 4–5].

El balance energético, además, estima que existen 23.873 MW disponibles, entre energía hidráulica, eólica y geotérmica a diciembre del 2014, conforme se presenta en la Tabla 2. Finalmente, en cuanto a contaminación ambiental, las emisiones de GEI incrementaron un 10,7% ese año, lo que representó la emisión de 45,8 millones de toneladas de CO₂ equivalentes¹², de las cuales el transporte es el mayor generador de gases ocupando el 39% del total. Los siguientes contribuyentes en emisiones son las centrales eléctricas (13,6%) y la industria con un (13,3%). Luego, analizando las emisiones de GEI por fuente de energía, el diésel es el principal energético contaminante (34%), seguido por las gasolinas (25%) y el fuel oil (16%) [6, p. 5].

Tabla 2 Potencial energético del Ecuador 2014 [6, p. 7]

Fuente	Unidad	Teóricas	Viable
Hidroenergía	MW	73390	21900
Eólica	MW		891
Geotermia	MW	6500	1082
Biomasa	Ton / año	19665	
Solar	Wh/m2/día	4575	
Petróleo	MM bls		7308
Gas Natural	bcf		403805

¹² Para transformar el CH₄ y el N₂O a CO₂ equivalentes se utiliza el índice GWP (potencial de calentamiento global por sus siglas en inglés). Este índice es una medida relativa de cuánto calor puede ser atrapado por un determinado gas de efecto invernadero, en comparación con un gas de referencia, por lo general CO₂. El índice GWP utilizado para el CH₄ es de 21 y para el N₂O de 310 [6].

2.2.2 Mercado Eléctrico Ecuatoriano

El mercado eléctrico ecuatoriano está compuesto en su mayoría por empresas del sector público, tanto en el mercado mayorista (Generación y Transacciones internacionales), como en los diferentes agentes de distribución y comercialización de energía eléctrica. Las reformas que permitieron el predominio del sector público en las instituciones eléctricas, han sido relativamente recientes y se fundamentan en los Artículos 314 y 315 de la Constitución de la República del Ecuador, el primero establece que el Estado es responsable de la provisión de servicio eléctrico y éste debe responder a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. Mientras que el Artículo 315 indica que el Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas [4].

Es así que, en diciembre del 2008 se integran en la sociedad anónima CNEL S.A., las disueltas empresas eléctricas de distribución: Bolívar S.A., Regional El Oro S.A., Regional Esmeraldas S.A., Regional Guayas-Los Ríos S.A., Manabí S.A., Milagro C.A., Los Ríos S.A., Santo Domingo S.A., Península de Santa Elena S.A. y, Regional Sucumbíos S.A. Luego, mediante Decreto Ejecutivo No. 1459, emitido en marzo de 2013, se transforma en la Empresa Eléctrica Pública Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), con el fin es el de prestar los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica. Actualmente, CNEL EP, es por su nivel de ingresos, la cuarta mayor empresa del país, cubre con su servicio el 44,5% del territorio nacional y provee de energía eléctrica al 50% de la población.

De igual manera, en enero de 2009, se constituye la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A, con la fusión de las principales empresas de generación eléctrica del país: Hidropaute S.A., Hidroagoyan S.A., Electroguayas S.A., Termoesmeraldas S.A., Termopichincha S.A. y la encargada del sistema de transmisión de energía eléctrica, Transelectric S.A. Luego con la adhesión de Hidronacion S.A, se crea la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), mediante Decreto Ejecutivo No. 220, expedido en enero del 2010.

Previamente, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico expedida en octubre de 1996, había dado lugar a la creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), una corporación sin fines de lucro, que tendría a cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista. La citada Ley es derogada mediante la publicación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE, que en su Capítulo IV, constituye al CENACE como el Operador Nacional de Electricidad, asignándole una nueva naturaleza jurídica, atribuciones y deberes. Con este antecedente, el CENACE se instituye como un órgano responsable de efectuar la planificación operativa de corto, mediano y largo plazos para el abastecimiento de energía eléctrica al mínimo costo posible, optimizando las transacciones de electricidad en los ámbitos nacional e internacional y actúa como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (SNI), coordinando su operación en tiempo real [16], [17].

El CENACE debe sujetarse a las regulaciones que expida la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), quien, mediante la expedición de la nueva Ley, se constituyó como el único responsable de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general. Se le encarga también, la regulación de los aspectos técnico-económicos y operativos del sector, además, es quien elabora los pliegos tarifarios, emite regulaciones y establece mecanismos para la protección de derechos de los consumidores finales [17, p. 5].

2.2.2.1 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El MEM abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores, además de las transacciones de exportación o importación de energía y potencia. Las transacciones de bloques de energía se realizan a través de contratos suscritos por los participantes y liquidan comercialmente por el CENACE, en función de los precios pactados en los contratos [17, p. 16].

Los contratos regulados a plazo son liquidados por toda la producción real de energía eléctrica y son asignados a todas las distribuidoras en proporción a su demanda regulada. En las transacciones de corto plazo se liquidan únicamente los remanentes de la producción de los generadores que no estén comprometidos en contratos regulados, es decir, la diferencia entre la energía neta producida y la energía contratada, además de las Transacciones Internacionales de Electricidad. En consecuencia, los precios medios de generación, para el 2015 alcanzaron un valor de USD ¢/kWh 4,87, mientras que la energía comercializada fue de 22.925,03 GWh, por un monto de USD 1,068.79 millones [18].

Tabla 3 Energía vendida por tipo de transacción 2014 [18]

Tipo de Transacción	Energía Vendida (GWh)	Energía Vendida (%)	Total Costos (MUSD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	21.045,77	91,80%	930,50	4,42
T. corto plazo	1.296,29	5,65%	82,94	6,40
Otros	25,45	0,11%	1,62	6,35
Importación	511,81	2,23%	51,11	9,99
Exportación	45,71	0,20%	2,62	5,73
Total	22.925,03	100,00%	1068,79	4,66

2.2.2.2 Energía vendida por empresas de distribución

Las empresas distribuidoras del país son las encargadas de llevar la energía disponible desde el sistema de transmisión para ser distribuida y comercializada a los consumidores finales, además, varias de las empresas distribuidoras operan centrales de generación de energía eléctrica. En el 2014, un total de 20 agentes participaron en el sector eléctrico ecuatoriano en calidad de distribuidoras, 11 de las cuales están agrupadas en la CNEL EP, este último registró el 63,47% del total de la energía comprada a nivel nacional, mientras que el resto de empresas eléctricas representaron el 36,53% [16].

La demanda de energía eléctrica en el año 2014 fue de 17.958,30 GWh, se visualiza en la Tabla 4, que el sector de mayor consumo es el residencial, mismo que registró una demanda de 6.364,00 GWh, lo que representó el 35,44% del total de energía entregada a los clientes regulados. CNEL EP representó el 61,10% del total de energía demandada por los clientes regulados, mientras que las demás empresas representan un 38,90%. Respecto a la facturación de energía eléctrica en 2014, fue de USD 1.611,82 millones. El sector residencial representó el 39,37%. La CNEL Guayaquil ha facturado un total de USD 398,39 millones, la EE Quito ha facturado 332,87 MUSD, entre las dos empresas representaron el 45,37% de la facturación total. CNEL EP facturó un monto total de USD 973,56 millones por consumo de energía eléctrica de clientes regulados, lo que representa el 60,40% del total [16], [18].

Tabla 4 Energía vendida por las distribuidoras 2014 [16]

Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Total (GWh)	Costo (MUSD)
CNEL-EP	3.727,14	2.399,58	3.024,83	539,15	10.972,44	973,56
E.E. Ambato	230,85	89,42	118,02	51,94	553,86	54,10
E.E. Azogues	27,86	8,68	54,9	8,46	103,71	9,16
E.E. Centro Sur	352,86	147,36	303,36	80,16	935,22	88,21
E.E. Cotopaxi	106,44	39,98	238,19	24,6	432,89	38,57
E.E. Galápagos	17,37	14,05	0,38	1,58	42,09	4,40
E.E. Norte	206,58	86,79	126,61	43,21	502,74	49,12
E.E. Quito	1.415,25	882,4	1.011,36	215,81	3.806,54	332,87
E.E. Riobamba	127,41	55,19	78,18	29,02	313,57	30,69
E.E. Sur	152,24	62,27	18,74	29,41	295,25	31,14
Total Nacional	6.364,00	3.785,72	4.974,57	1.023,34	17.958,31	1611,82

2.2.2.3 Curva típica de la Demanda Diaria de Electricidad

Respecto al comportamiento diario de la demanda, el sector que marca el comportamiento de la curva de demanda diaria es el residencial, seguido del sector industrial. En función de ello, se establece que la demanda punta se produzca en el horario entre las 19h00 y 22h00, la demanda media comprende de 06h00 a 17h00 y de 23h00 a 24h00, y la demanda mínima entre las 01h00 y 05h00. A continuación, en la Fig. 5 se indican las curvas de carga del SNI para un día laborable (lunes) para uno semi-laborable (sábado) y para un día festivo (domingo). La potencia se expresa en por unidad (p.u.)¹³ de la máxima del día laborable. Se observa que la demanda de los días laborables y festivos mantienen similar comportamiento, mientras que la curva del día semi-laborable se encuentra en medio de las dos curvas. Además, la demanda en el día semi-laborable y del día festivo coincide con la demanda máxima a las 20 horas, mientras que la demanda del día laborable se encuentra un 10% por arriba de las otras dos demandas para la misma hora [3], [19].

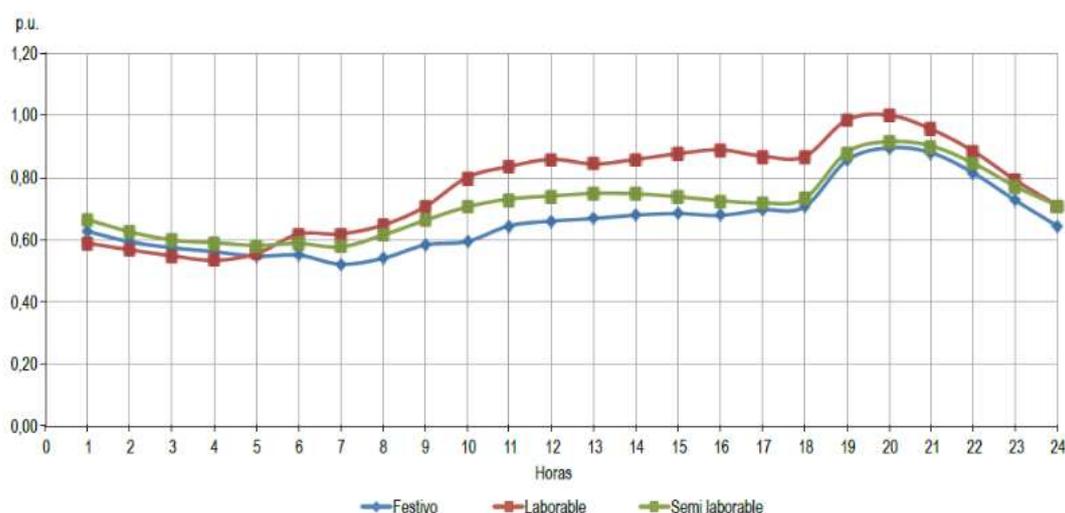


Fig. 5 Curvas típicas de la demanda diaria nacional [3]

¹³ El valor en por unidad de cualquier cantidad se define como la relación de la cantidad a su base y se expresa como un decimal. La relación en por ciento es 100 veces el valor en por unidad [18].

CAPÍTULO III

3. ANÁLISIS DEL CAMBIO DE LA MATRÍZ ENERGÉTICA

3.1 POLÍTICA ENERGÉTICA, EL ROL DEL ESTADO

La planificación económica en las décadas previas al periodo de inestabilidad (1996-2006), consistía fundamentalmente en la elaboración de planes de desarrollo conformados por un conjunto de objetivos, metas y proyectos a ser ejecutados por el Estado, durante los años de gobierno del mandatario de turno. Sin embargo, en muchas ocasiones los objetivos propuestos no se acercaban a la realidad, otras veces no se contó oportunamente con los recursos financieros y en la magnitud requerida para concretar los planes de inversión, además era común, la falta coordinación institucional. En el caso del sector energético, se adoptaron modelos de apertura al sector privado, restringiendo el rol del Estado a la regulación, que también se limitó a dejar parte del sistema a la libre competencia [20]. Bajo este modelo, los proyectos se ejecutaban en la medida que generen resultados financieros positivos de manera individual y, en consecuencia, la toma de decisiones se alejaba de los intereses nacionales.

Luego, cambiar este modelo implica una correcta gestión de las políticas públicas, asegurándose que entre todos los instrumentos legislativos y las instituciones existan fines comunes, en este caso transformar la matriz energética. Entendiéndose, por tanto, correspondencia entre la Constitución Política 2008, el PNBV 2013-2017, la LRSE “Ley de Régimen del Sector Eléctrico”, la LGA “ley de gestión Ambiental”, Ley de hidrocarburos, entre otras, así como los reglamentos y normativas de instituciones como ARCONEL o el CENACE.

A continuación, se presenta una simplificación de lo que brinda la legislación ecuatoriana en relación al ámbito energético, encabezado por la Constitución Política del Ecuador 2008: Son deberes primordiales del Estado: Planificar el desarrollo nacional..., para acceder al buen vivir. (Art. 3.) y también será el encargado de promover, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. Ya que la soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua.” (Art. 15. Los recursos energéticos; minerales, hidrocarburos, hídricos (Art. 261) sobre la política económica, tendrá como objetivo: Asegurar la soberanía alimentaria y energética (Art. 284). El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos²⁹ (Art. 313). También será responsable de la provisión de los servicios públicos como la energía eléctrica... (Art. 314), sobre los recursos naturales no renovables, ellos pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado. En su gestión, el Estado priorizará la responsabilidad intergeneracional, la conservación de la naturaleza, el cobro de regalías u otras contribuciones no tributarias y de participaciones empresariales, y minimizará los impactos negativos de carácter ambiental, cultural, social y económico (Art. 317), en lo referente a los recursos naturales no renovables consta en la constitución que son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado.... Estos bienes sólo podrán ser explotados en estricto cumplimiento de los principios ambientales establecidos en la Constitución, el Estado garantizará que los mecanismos de producción, consumo y uso de los recursos naturales y la energía preserven y recuperen los ciclos naturales (Art. 408) [4].

Por otra parte, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, (LRSE), en lo relativo al tema energético, dispone básicamente que es deber del Estado, el suministro de energía eléctrica como servicio de utilidad pública y de interés nacional; mediante el aprovechamiento óptimo de sus recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación (Art. 1) y;

que en la Política de electrificación.- El Presidente de la República, a través del MEER, formula y coordina la política nacional del sector eléctrico, actúa a través del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC (hoy ARCONEL) (Art. 5A). El Mandato Constituyente No. 15, expedido por la Asamblea Nacional Constituyente el 23 de julio de 2008, dispone en el “Art. 1” que los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado y constarán en su presupuesto [21, pp. 95–96].

En el PNBV 2013-2017 constan los objetivos planteados en el PND 2009-2013, los mismos que se interrelacionan unos con otros, ya que se refieren básicamente a la soberanía, la igualdad, el acceso al empleo digno y estable, la mejor repartición de la riqueza, el acceso libre a los servicios básicos, en definitiva, a mejorar la calidad de vida de los ecuatorianos. En el Objetivo 4 del PNVB se busca: Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable y así evitar que los elementos de la naturaleza sean vistos únicamente como recursos supeditados a la explotación humana y, por consiguiente, valorados desde el punto de vista estrictamente económico. En la edición especial del libro “Ecuador, país que avanza del 2008”, publicado por el MEER, los datos de la Matriz Energética revelan que la nueva capacidad hidroeléctrica jugará un rol estratégico para el abastecimiento de energía amigable con el ambiente, segura y de bajo costo. Entre las políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética, el MEER presenta las siguientes:

- Desarrollo intensivo de los recursos energéticos nacionales. Avanzar con rapidez y diversificar su oferta energética con fuentes propias. Los proyectos hidroeléctricos en marcha que aportarán de 26.000 GWh/año, duplicando la capacidad actual.
- Reducción de costos y seguridad de abastecimiento. Asegurar el suministro de energía a precios competitivos es un aporte para el fortalecimiento del aparato productivo y el acceso de la población a mejores condiciones de vida. La energía debe ser un factor de inclusión social y redistribución de la riqueza.
- Responsabilidad socio ambiental. Inscrito en la necesidad de orientar el desarrollo energético dirige sus esfuerzos a la sustentabilidad de largo plazo. Por ello, instrumenta políticas y proyectos que reconocen la importancia de velar por el bienestar de la población y la conservación del medio ambiente natural.
- Control de la demanda y el gasto innecesario de energía. Este concepto errado debe eliminarse para dar paso a una dinámica de uso racional y eficiente de la energía en todos los segmentos de consumo (transporte, residencial, industrial, comercial, público y de servicios) donde se puede implementar oportunidades de ahorro sin afectar el confort y la calidad de vida de los usuarios.
- Introducción de vehículos de tecnología híbrida. El transporte ocupa más del 52% de la energía, siendo el principal responsable del consumo de combustibles fósiles y la contaminación atmosférica, por lo que la utilización de motores y combustibles eficientes generaría un gran impacto. Con el reemplazo de un 20% de autos convencionales por híbridos (motor de combustión interna y motor eléctrico), el consumo de combustibles se reduce a cerca de un 12%, que significa 8 millones de BEP, o USD 800 millones. Cada vehículo híbrido genera un ahorro de 1 BEP por año.
- Impulso a la generación térmica eficiente. La eficiencia en el uso de esta fuente de energía pasa por la reconversión de las plantas generadoras que han cumplido su vida útil. Involucra también el aprovechamiento de recursos como gas natural comprimido (GNC) y el Fuel Oil que son producidos internamente en las plantas de refinación del país. Estos combustibles ofrecen costos sumamente competitivos en relación a los importados [21, pp. 98–99].

3.1.1 Institucionalidad y Regulación

Las instituciones son instrumentos de la política pública que se rigen bajo las leyes, normas y reglamentos vigentes de cada nación, por ello, la sociedad espera que éstas actúen conforme el marco normativo, de manera eficiente y eficaz durante la implementación de las políticas y la prestación de los servicios para los que están destinadas, en búsqueda permanente del beneficio de la sociedad y con transparencia en el manejo de los fondos que se les asigne. En este contexto, el impulso y la decisión para la formulación de buenas políticas públicas orientadas a la construcción de escenarios optimistas en lo referente al desarrollo energético sustentable, se consolida institucionalizando las entidades públicas, garantizando que sus decisiones se manejen en función de los intereses de la ciudadanía.

Uno de los primeros cambios que hizo el gobierno de Correa fue dividir del ministerio de Energía Minas y Petróleo en dos ministerios, el MEER, encargado de manejar el sector eléctrico y todo lo relacionado con energías renovables; y el “MRNNR” Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, que se encargaría de dirigir básicamente las actividades inherentes al petróleo, la minería y los demás recursos energéticos no renovables que se descubrieran dentro del territorio. Posteriormente este último se separó en el Ministerio de Hidrocarburos y Ministerio de Minería, con el objetivo de coordinar de mejor manera, los denominados sectores estratégicos; todos bajo la supervisión del MICSE. Estos y otros cambios dieron lugar al concepto de empresas públicas, contenidas en procesos muy acentuados de planificación y desarrollo a largo plazo.

Al 2016, la empresa pública con el mayor valor de activos es la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), que administra y es propietaria de todas las centrales de generación hidroeléctrica –en operación y en construcción-, termoeléctricas, las subestaciones de distribución y las líneas de transmisión. Los activos de esta empresa llegan a USD 11.141 millones, según el último informe financiero oficial publicado. Esto es un 10% de todo el PIB del Ecuador 2015 o poco más de un tercio del Presupuesto General del Estado 2016. De cerca a esta firma le sigue Petroamazonas y Petroecuador, ambos a cargo de la explotación, el transporte y la refinación de crudo [22].

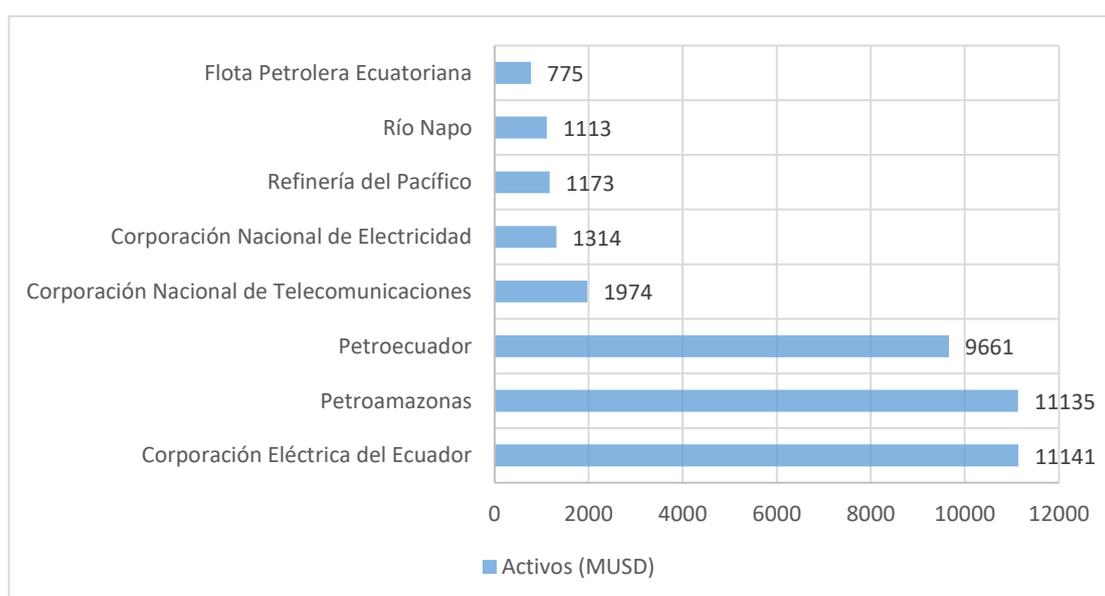


Fig. 6 Activos de las Empresas públicas del sector energético Ecuatoriano a 2016

Otro de los puntos neurálgicos que modificó el gobierno en sus inicios es el tema de las tarifas, proponiendo un nuevo sistema de tarificación y despacho eléctrico de precios fijos, eliminando el mercado spot¹⁴. La diferencia de precios de la energía termoeléctrica con la hidroeléctrica era abismal: USD 33,5 centavos frente a USD 8,5 centavos por kWh respectivamente, incluyendo los costos de generación, distribución y transmisión. En el modelo antiguo, la tarifa a la que salía la generación a las distribuidoras era alta. El CENACE debía despachar primero la generación más barata, hasta satisfacer la demanda nacional, pero el modelo utilizado asignaba el precio de la última generación despachada para todos los generadores. Los generadores más caros debían ser utilizados únicamente en tiempos de estiaje o cuando las plantas térmicas e hidráulicas eran sometidas mantenimiento. Sin embargo, hay opiniones que señalan que, por injerencia política, el despacho de electricidad se hacía empezando por la energía más costosa, proveniente de barcasas de energía térmica y ese precio marcaba el precio del mercado spot, lo que por años favoreció a las generadoras térmicas y los intereses de sus propietarios. Solo entonces, se procedía al despacho de la energía hidroeléctrica más económica, a pesar de que la oferta de hidroelectricidad estaba disponible.

Este modelo fue suspendido por el Mandato Constituyente N° 15, expedido por la Asamblea Nacional Constituyente en julio de 2008, que establecía que el CONELEC <hoy ARCONEL>, debía aprobar los nuevos pliegos tarifarios para la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual quedaba facultado a establecer los nuevos parámetros regulatorios requeridos, incluso el ajuste automático de los contratos de compraventa de energía, vigentes a esa fecha. Con ello se eliminó el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación. Otro tema clave del mandato fue la disposición de que el Ministerio de Finanzas cubriera mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución, transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el CONELEC y eliminó el cobro del diez por ciento (10%) adicional para la categoría comercial e industrial por consumo eléctrico establecido en el artículo 62 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Además, cambió la forma de financiamiento del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM), incluyéndolo en el Presupuesto General del Estado [4], [23, p. 31].

Entonces, tanto la Constitución de la República como el PNVB se establecían como los ejes de la institucionalización. En efecto, la conjugación de estos elementos con la legislación implementada, permite al estado recuperar su rol de planificador, convirtiéndolo en regulador e inversor de los proyectos que permitan cambiar la matriz productiva y energética del país. La transformación de esta última, implica pasar de una situación histórica de déficit a una de soberanía energética, garantizando seguridad de suministro mediante infraestructura confiable y un sistema de gestión eficiente en todos los eslabones de la cadena energética. Implica, además, disponer de un sistema de energía accesible y ambientalmente responsable, en pro de la integración regional, que impulse procesos de reducción de precios en la generación, almacenamiento y transporte, a la vez que fortalezca el Sistema Nacional de Transmisión de Energía (SNT) [19], [20].

Desde el sector eléctrico, el MEER desarrolló el Plan Maestro de Electrificación (PME), donde se encuentran las características técnicas y económicas de los principales proyectos estatales a desarrollarse. Por otra parte, la para la planificación del sector petrolero y gasista se elaboraron estrategias y programas en las instituciones públicas EP Petroecuador y Petroamazonas EP.

¹⁴ Mercado en el que se cruzan la energía y potencia al precio marginal que el CENACE calculaba a intervalos horarios. Las transacciones se llevan a cabo entre generadoras o entre éstas y clientes libres [17].

3.2 PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN (PME)

Como se ha mencionado en el primer capítulo, diversificar el sector energético es primordial para el Ecuador y en esta perspectiva, el sistema eléctrico el primer actor, mediante el aprovechamiento de los recursos de generación hidroeléctrica, que permitan reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica. Esto, simultáneamente ha de complementarse con la inserción paulatina de tecnologías relativas al manejo de otros recursos renovables, entiéndase energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y biocombustibles. En ese contexto, el aumento de la capacidad de generación requiere fortalecer la red de transmisión y sub-transmisión de energía, adaptándola a las futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad. Las directrices de la transformación en el sector eléctrico se recogen en el PME, documento elaborado ARCONEL, donde se exponen los proyectos y acciones que garantizan el abastecimiento de energía, en función de la demanda eléctrica proyectada al mediano y largo plazo, la última versión de este documento corresponde al periodo 2013 - 2022.

Los cuatro volúmenes que lo componen, se fundamentan en un análisis histórico del sector energético ecuatoriano, con el que se elabora el Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica. Luego en función de las proyecciones calculadas se determinan las Perspectivas y Expansión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, para concluir con los Aspectos de Sustentabilidad y Sostenibilidad Social y Ambiental, donde se justifica la ejecución de los proyectos planteados para cambiar la matriz energética del país. El primer volumen, resume los detalles fundamentales del plan, donde se presentan los objetivos, políticas y escenarios de crecimiento, para luego aterrizarlo en un Plan de Expansión de Generación, Transmisión y Distribución junto con su respectivo análisis económico. Por ello, este volumen se tomará como referencia para comparar lo planificado versus lo ejecutado.

3.2.1 Proyección de la Demanda Eléctrica

La proyección de la demanda futura de energía constituye el principal insumo para la elaboración de presupuestos, estudios de pérdidas e inversiones y los cálculos tarifarios. Las variables exógenas analizadas en el PME, fueron de tipo macroeconómico (PIB nacional) y demográfico (población, cantidad de viviendas totales y con servicio eléctrico a nivel país) y las fuentes consultadas fueron organismos oficiales nacionales (CONELEC, INEC, BCE). A partir de la correlación existente entre estas variables y la aplicación de los métodos analíticos, se obtuvo la evolución esperada durante el período 2013-2022. A continuación, se resume la metodología utilizada en el PME:

3.2.1.1 Datos Macroeconómicos

Las proyecciones económicas establecidas en el PME respecto a la evolución del PIB, se resumen en la Fig. 7, expresándolo en USD millones a valores constantes del año 2000, para aislar el estudio de las perturbaciones nominales causadas por los precios. Se distinguen tres periodos en función de las fuentes de información macroeconómicas disponibles:

- 2000 - 2011: Estadísticas macroeconómicas de la Dirección de Estadísticas Económicas del Banco Central del Ecuador.
- 2012 - 2015: Supuestos Macroeconómicos 2012 - 2015, elaborado por el Banco Central del Ecuador. Esta proyección fue considerada como escenario base o medio.

- 2015 - 2022: Se mantuvo la tasa de crecimiento prevista por el BCE para el 2015 (3,28%) en el resto de períodos [24, p. 30].

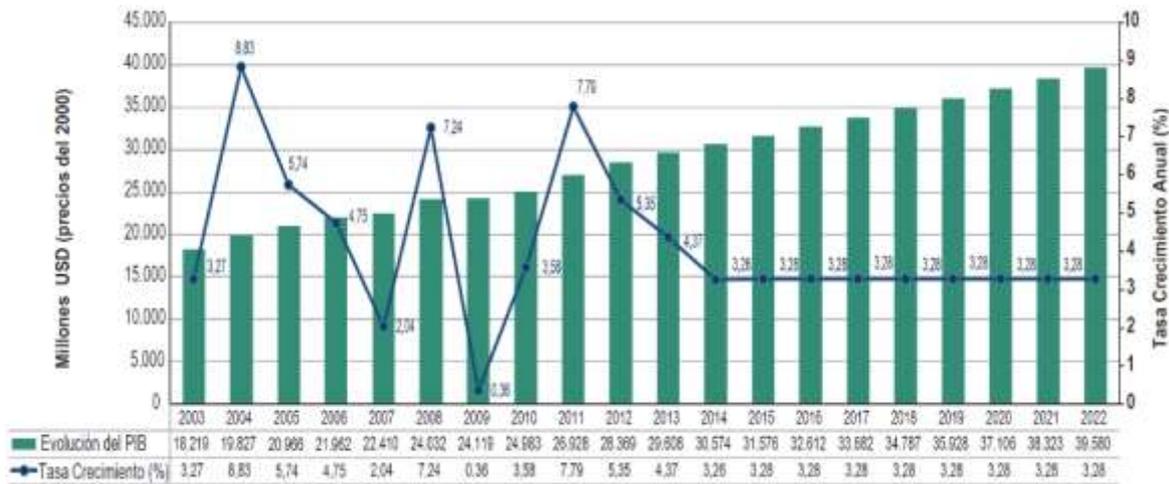


Fig. 7 Evolución del PIB 2003 – 2022 (PME) [24]

Si consideramos que el PIB del Ecuador ha cambiado notoriamente durante el 2015 alcanzando apenas 0,29 % de crecimiento (USD 100.872 millones), esto es 2.99% menos de lo previsto en el PME para ese año. Se plantea un escenario no considerado en el PME. La Fig. 8 muestra el crecimiento expresado en tanto por ciento del PIB desde el año 2014 hasta el 2021, la información corresponde al informe del FMI de octubre del 2016, donde se aprecia una desaceleración en la economía. La tasa promedio de crecimiento entre 2015 y 2021 es de menos (-) 0.74%, una diferencia de 4,02% con el PIB promedio proyectado por el PME. Luego, el consumo energético tiene una relación directa con el PIB a través de la intensidad energética, lo que implica que el consumo disminuya ligeramente conforme disminuye el PIB. Desde el punto de vista técnico, esto no afectaría a los proyectos planificados, dado que, al existir una mayor oferta de energía, brinda al país la posibilidad de exportar los excedentes a los países vecinos que atraviesan una crisis energética en la actualidad, específicamente Colombia y Perú. Sin embargo, como se verá más adelante, la ejecución de los proyectos está ligada al crecimiento económico del país y la disponibilidad de financiamiento público que garantice el cumplimiento de los hitos en los plazos establecidos.

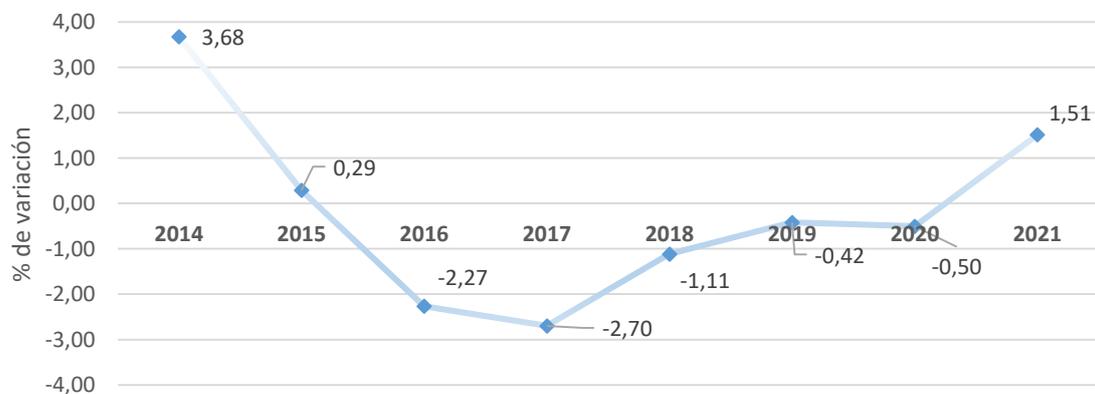


Fig. 8 Proyección del % PIB para el periodo 2014 - 2021 (FMI) [25]

3.2.1.2 Datos Demográficos

La proyección se realizó con la información de población, viviendas totales y viviendas con servicio eléctrico de los censos nacionales de población y vivienda de los años 1990, 2001 y 2010. Los años 1990 y 2001 fueron relevados del Sistema Nacional de Información y el 2010 fue tomado de información entregada oficialmente por el INEC. A partir del 2011 y hasta el 2020 la serie de población fue proyectada por el mismo INEC, para los años 2021 y 2022 se mantuvieron constantes la tasa de crecimiento inter-censal 2010 – 2020 (1,97%) [24, p. 31] .

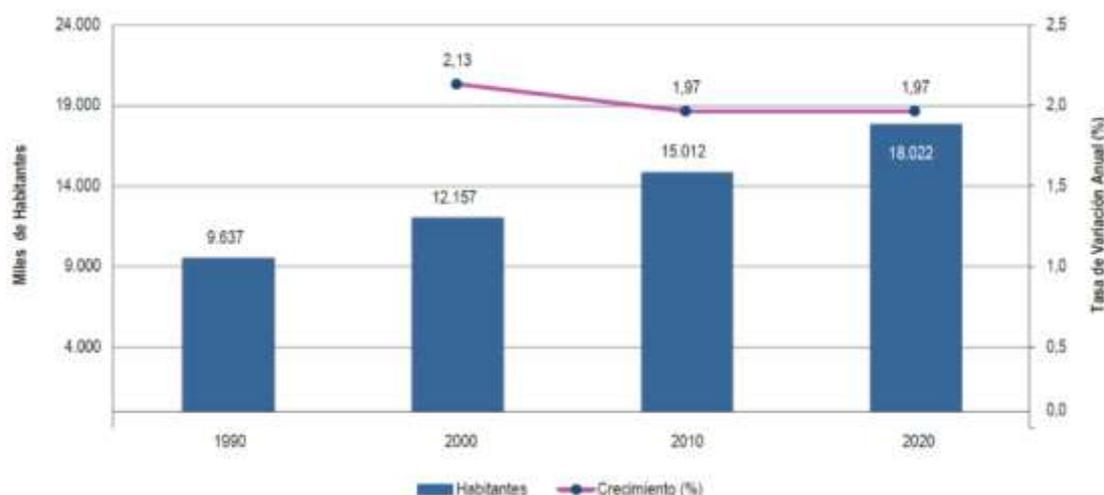


Fig. 9 Evolución y proyección de la población Ecuatoriana 1990 – 2020 (PME) [24]

Al igual que con los datos macroeconómicos, al comparar la proyección con los datos del FMI, se presenta una ligera diferencia (-1.57%) en el año 2020, lo que indica que el crecimiento poblacional será menor al estimado. Esto reafirma el criterio de que el consumo energético será menor a lo previsto en la planificación del PME.

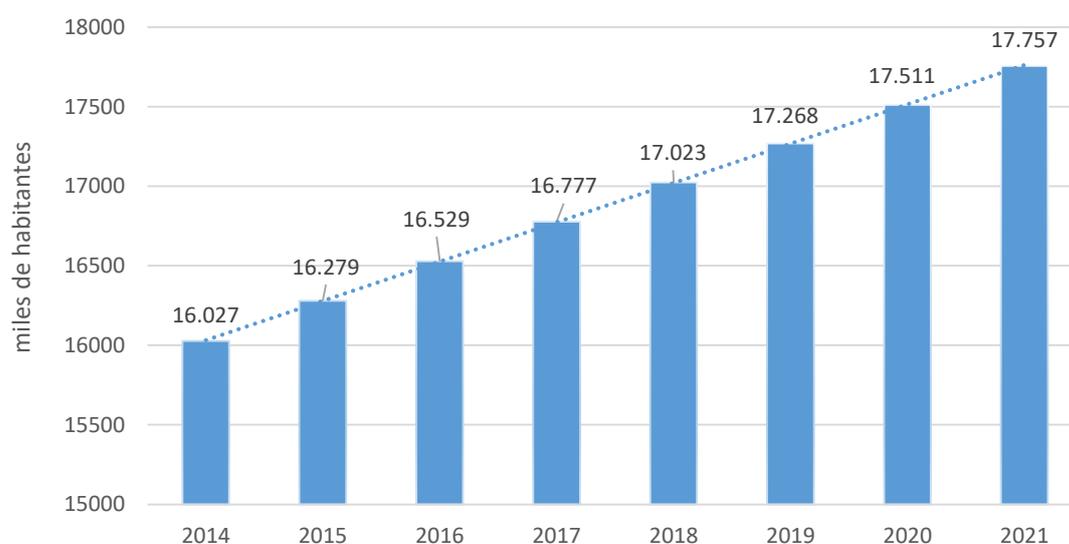


Fig. 10 Proyección de la población Ecuatoriana 2014 – 2021 (FMI) [25]

Finalmente se utilizó la información histórica anual de clientes y energía vendida desagregada por empresa, por grupo de consumo (categoría estadística) distinguiendo entre clientes regulados y no regulados para los últimos catorce años (1999 – 2012). Asimismo, se tomó en cuenta la cantidad de clientes correspondientes al programa FERUM, su consumo promedio esperado para el primer año de conexión y el consumo promedio a considerar en los años subsiguientes. Profundizando el análisis, se examinó el comportamiento de la energía facturada por grupo de consumo a lo largo del periodo histórico 2001 – 2012, obteniendo una energía total de 26.542 GWh para el 2022, como se muestra a continuación en la Fig. 11.



Fig. 11 Evolución histórica y proyección de facturación total de energía [19]

3.2.1.3 Hipótesis para la Proyección global de la demanda

A partir de la correlación existente entre las variables macroeconómicas y demográficas, y las variables de interés (energía y clientes), junto con la aplicación de los métodos analíticos ya descritos, se generó el escenario base que constituye la Hipótesis 1. Luego, se introdujeron en el análisis, cargas energéticas adicionales que se prevé presentan a futuro una probabilidad de ocurrencia que justifica su inclusión en las proyecciones de demanda. Las cinco hipótesis que plantea el PME se resumen como sigue:

- **Hipótesis 1:** Línea base de proyección, en la cual se emplearon métodos econométricos, análisis históricos de comportamiento y esquemas analíticos, tomando en consideración el plan previsto de reducción de pérdidas.
- **Hipótesis 2:** A la hipótesis 1 se le incorporan las demandas industriales vinculadas con la actividad minera, cemento, siderúrgica, transporte, petrolera (excluida la Refinería del Pacífico), proyectos de eficiencia energética y la Ciudad del Conocimiento (Yachay) y la incorporación del sector petrolero ecuatoriano como parte del proyecto OGE.
- **Hipótesis 3:** A la hipótesis 2 se le incorpora la demanda del Programa de Cocción Eficiente (PCE), con 3,5 millones de cocinas eléctricas.
- **Hipótesis 4:** A la hipótesis 2 se le incorpora la demanda de la Refinería del Pacífico, (RDP), tanto de la industria como los procesos productivos de la zona en desarrollo.
- **Hipótesis 5:** A la hipótesis 2 se le incorporan las demandas de la RDP y la demanda del Programa de Cocción Eficiente [26, pp. 46–52].

Luego, la hipótesis de la gestión de demanda seleccionada por el PME fue la quinta, dado que concentra los requerimientos de energía y potencia con mayores exigencias, considerado un escenario de crecimiento económico medio, equivalente a un PIB promedio 2013-2022 de 3,7%. Este análisis considera las cargas adicionales que representarán el desarrollo de la industria y el sector comercial, también se adapta al ingreso del transporte eléctrico masivo como el Metro de Quito y Tranvía de Cuenca (75 MW), la Refinería del Pacífico (370 MW), sustitución de GLP por electricidad para la cocción, integración del sistema eléctrico petrolero al Sistema Eléctrico Nacional y los diferentes proyectos de eficiencia energética, que exigen entre otras cosas, el uso de luminarias y electrodomésticos de menor consumo energético. Estas variables se ubican en 3.480 MW y 21.639 GWh para el 2014; 6.864 MW y 42.701 GWh para el 2022, casi el doble de potencia y energía en 8 años, con un factor de carga de 71% [19].

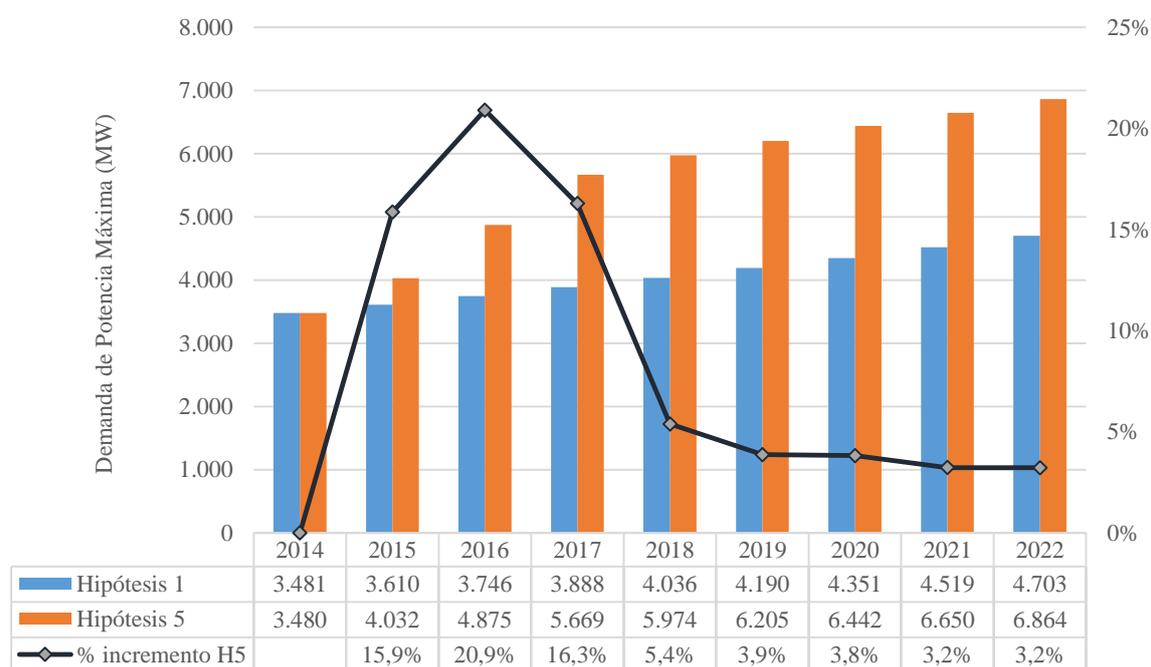


Fig. 12 Evolución de la Potencia Máxima (MW) para H1 y H5 [24]

La evolución de la demanda de energía para las cinco hipótesis, se refleja en la Tabla 5:

Tabla 5 Evolución de la Demanda de Energía (GWh) 2014-2022 [24], [26]

Año	Hipótesis 1	Hipótesis 2	Hipótesis 3	Hipótesis 4	Hipótesis 5	% incremento H5
2014	21.568	21.630	21.630	21.639	21.639	
2015	22.450	24.027	24.514	24.087	24.574	13,6%
2016	23.364	26.340	28.291	27.362	29.313	19,3%
2017	24.311	27.672	32.542	30.700	35.571	21,3%
2018	25.296	28.746	33.954	31.773	36.982	4,0%
2019	26.325	29.949	35.507	32.976	38.534	4,2%
2020	27.398	31.062	36.982	34.089	40.009	3,8%
2021	28.515	32.237	38.313	35.263	41.339	3,3%
2022	29.739	33.460	39.676	36.485	42.701	3,3%

3.2.2 Inversión y Financiamiento

Del PME, además, deriva el Plan de Expansión de la Generación, Transmisión y Distribución cuyo análisis económico estimó que se requieren solo para infraestructura de generación eléctrica USD 9,173 millones. El monto total a invertirse hasta el 2022 asciende a USD 13.817 millones, de los cuales el 9,16 % corresponde al fortalecimiento del SNT, el 24,45% a los desembolsos en proyectos de las redes de distribución territorial y el 66,39% representa la expansión de la generación. De la totalidad de inversiones en generación, solo las centrales hidroeléctricas representan el 80.97% del presupuesto el 79.15% de la potencia efectiva a instalarse (Ver Fig. 13). Llevar a cabo tales inversiones, implicó reformas legislativas que garanticen su financiamiento, el Mandato Constituyente No. 15, dispuso lo siguiente: “Los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se considerarán aportes de capital de dicha Institución.” Bajo esta premisa, el Ministerio de Finanzas acogió en la proforma presupuestaria 2012-2015, los lineamientos para financiar los proyectos que garanticen el cambio de la matriz energética, mediante la apertura de líneas de crédito externas con organismos multilaterales (BID, CAF, etc.) y gobiernos extranjeros [19].

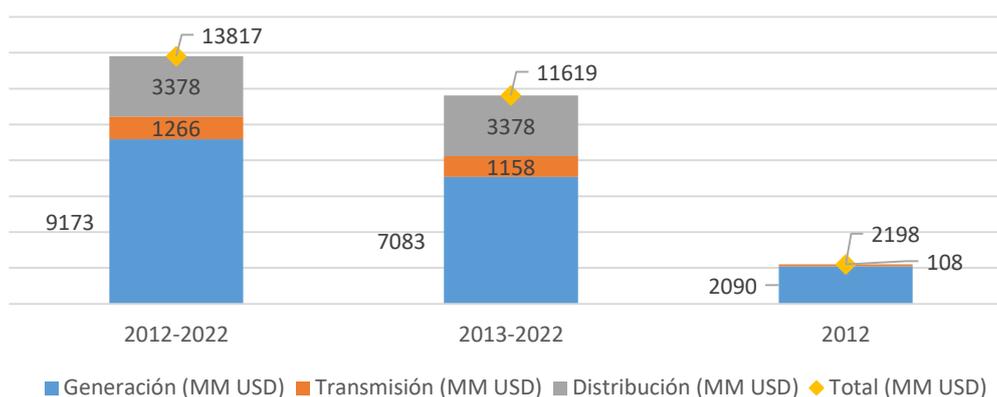


Fig. 13 Plan de inversiones PME 2013-2022 (MUSD) [3], [19]

3.2.2.1 Venta anticipada de Petróleo y Deuda Externa

Ecuador ha recurrido a China como su mayor aliado económico, fundamentalmente por la transferencia de tecnología y talento humano que involucran los contratos con las empresas del gigante asiático. De hecho, para la construcción del proyecto hidroeléctrico más grande (Coca Codo Sinclair), se obtuvo un crédito de USD 1.600 millones del Ex-Im Bank y su construcción fue adjudicada a la empresa, también de origen chino, Synohydro. En comparación con la financiación multilateral, los bancos chinos no imponen condiciones de política, pero pueden imponerse condiciones comerciales o de inversión, razón por la cual se han generado ciertos cuestionamientos, especialmente por la cantidad de empresas chinas que se encuentran en el sector energético sin licitación previa. Pero, ¿Qué tan determinante es la participación china?

Según el anuario estadístico de Petroecuador, Andes Petroleum, una empresa conjunta entre Sinopec y la Corporación Nacional China de Petróleo (CNCP) produce 38.000 bd en 2010, el 7% de la producción de petróleo de Ecuador, pero inferior a los 40.000 bd producidos por Repsol, el líder productor extranjero. Ambas empresas han aumentado sus inversiones en los

últimos años, mientras que las compañías petroleras nacionales ecuatorianas producen conjuntamente el 50% del petróleo del país y su estrategia ha sido canalizar las inversiones chinas a través de ellas. Esta estrategia también se aplica a la minería. En marzo de 2012 el gobierno firmó un contrato de USD 14.000 millones con la firma estatal china Ecuacorriente para la extracción de oro y cobre en el proyecto Mirador. El proyecto enfrentó la oposición de grupos indígenas, ambientalistas e incluso miembros dentro de la Asamblea Nacional. La modalidad de pago de los préstamos chinos se realiza mediante la venta anticipada de petróleo, es el caso del crédito de USD 1000 millones concedido en 2009 por el China Development Bank (CDB), donde las compañías petroleras Chinas compran el petróleo a precio de mercado y depositan sus pagos en una cuenta de Petroecuador perteneciente CDB. Luego, el 79% ingresó al estado y el restante 21% fue desviado directamente al pago de la deuda [27, pp. 157–158].

El precio del crudo ecuatoriano en el mercado internacional está influenciado por su densidad, contenido de azufre, rendimiento de productos durante la refinación y también por el costo del transporte. En términos generales los crudos pesados producen menos gasolinas, diésel, GLP y más residuos, en cambio los livianos son más eficientes por su alto rendimiento en naftas y tienen un mayor precio. Según la calidad del petróleo existen diferentes niveles de precios, aunque el mercado toma en cuenta otros condicionantes de oferta y demanda. Esto da lugar a un diferencial, que representa un descuento sobre el precio del petróleo pesado y mediano de Ecuador (Napo 20 API y Oriente 24 API), frente al precio del crudo liviano West Texas Intermediate (WTI 39 API), de la Costa Este de Estados Unidos, uno de los principales destinos del crudo ecuatoriano. El precio de facturación (PF) se fija mensualmente como sigue:

$$PF = WTI - Diferencial + Premio \quad (2)$$

Para establecer el precio promedio mensual del WTI se toman “las primeras 5 cotizaciones posteriores al décimo día calendario inmediatamente siguiente a la fecha del conocimiento de embarque (Bill of Lading:). Por ejemplo, si el buque cargó el 3 de julio se cuentan 10 días, hasta el 13, y, a partir del 14 de julio hasta el día 18 se utilizan esas 5 cotizaciones para establecer el precio promedio de referencia mensual del WTI. Con este sistema de fijación de precios, todo el riesgo del mercado lo asume Petroecuador, considerando que el viaje desde Balao-Esmeraldas a la Costa del Golfo o la Costa Oeste de USA, dura aproximadamente 10 días. Luego, a este precio (WTI), se le descuenta el Diferencial y se suma el Premio establecido en el contrato, así se obtiene el precio final de facturación de los crudos ecuatorianos [28, p. 3].

En referencia al cálculo del diferencial, el primer componente, Índice ASCI, es una publicación especializada utilizada desde el año 2009 para la compra venta de crudo en contratos de largo plazo. Este índice es un promedio ponderado del volumen de transacciones ejecutadas para tres tipos de crudos, amargos y medios del Golfo de México: Mars 79%, Poseidón 9% y Southern Green Canyon (SGC) 12%. El promedio del Diferencial ASCI para los crudos Napo y Oriente para junio de 2014 fue de -2,38 USD/bl. Mientras que, el segundo elemento, Ajuste de Calidad, se calcula considerando el rendimiento de los crudos ecuatorianos. Es decir, el porcentaje de productos limpios que se obtienen en las refinерías de la Costa del Golfo.

Para junio de 2014, el Ajuste de Calidad fue de -2,58 USD/bl. Finalmente, el tercer elemento constitutivo del Diferencial, es el Flete (transporte en buques) el cual, se calcula utilizando como referencia, las rutas o destinos: Esmeraldas-Houston y Esmeraldas-Los Ángeles, en buques de 360.000 barriles, conocidos como Panamax. Para Houston se consideró un precio de 3,31 USD/bl y para Los Ángeles, 3,26 USD/bl. El promedio de los dos destinos es 3.28 USD/bl.

Sumados los tres componentes, de acuerdo con el modelo que utiliza Petroecuador, el diferencial aplicado al crudo Oriente, es de 8,257465 USD/bl, mientras que para el crudo Napo aplica un diferencial adicional de 6 USD/bl [28, p. 18].

$$\text{Diferencial} = \text{Diferencial ASCII} + \text{Ajuste de Calidad} + \text{Factor de Flete} \quad (3)$$

Donde:

Diferencial ASCII (Argus Sour Crude Index) : 2.388571

Ajuste de Calidad : 2.583893

Factor de Flete (Transporte en Buques) : 3.285000

Finalmente, el Premio es un pago adicional que ofrece el comprador y cuyo valor se mantiene fijo durante la vigencia del contrato, dicho premio es acordado entre las partes en el marco de las negociaciones de la compra del petróleo. Un informe elaborado por la Contraloría General del Estado, en referencia al primer crédito con PETROCHINA de agosto del 2010, indica que el precio del premio fue muy bajo, ya que en otros contratos Ecuador había logrado premios de USD 1,96 para el crudo Oriente y USD 2,14 para el crudo Napo, mientras que con este crédito fue de apenas USD 1,25 y USD 1,30 respectivamente. El informe además indica que Petroecuador suscribió el contrato 2010253, determinando el libre destino de los embarques de los crudos ecuatorianos, sin considerar la negociación de las empresas estatales con otros mercados. Luego, el destino exclusivo de los embarques debían ser las refinerías de PETROCHINA, para evitar afectar el mercado del propio EP Petroecuador [29].

Desde el 2009, se han suscrito diez contratos de provisión de crudo, todos relacionados con el pago de créditos con intereses promedio del 7%, incluyendo una línea de crédito suscrita en 2015 por USD 2500 millones con PetroTailandia, garantizada con 116.6 millones de barriles de petróleo, un crédito firmado en 2016 por USD 2000 millones con el CDB cubierto con 181 millones de barriles y otro préstamo también firmado en 2016 por USD 920 millones con el banco ICBC de China, pagado con 74 millones de barriles de crudo [30], [31]. Los dos últimos créditos han sido muy cuestionados por la oposición política del gobierno, debido a que los intereses superan el 10% promedio, lo cual, el propio ejecutivo ha justificado como una medida necesaria, por los requerimientos urgentes de liquidez en las finanzas públicas para recuperar la economía, golpeada tras el terremoto de abril del 2016, sucedido en la costa ecuatoriana (Provincia de Manabí), la apreciación del dólar y la caída del precio del petróleo, que recordemos, es la principal fuente de ingresos para el país.

Tabla 6 Contratos con venta anticipada de Petróleo Ecuador – China [28], [30]

Contrato	Monto (USD millones)	Empresa	Vigencia	
PCH 2	2000	PETROCHINA	31/08/2010	31/08/2014
PCH 4		PETROCHINA	24/06/2011	24/06/2019
PCH 5		PETROCHINA	20/12/2012	20/12/2020
UNI 1	No disponible	UNIPEC	20/12/2012	20/12/2020
PCH 6	No disponible	PETROCHINA	03/08/2013	03/08/2017
UNI 3	No disponible	UNIPEC	15/05/2014	31/03/2018
PIT	2500	PETROTAILANDIA	jul-15	jul-20
PCH 7	2000	PETROCHINA	ene-16	ene-21
PCH 8	920	PETROCHINA	abr-16	abr-24

Según el informe del ministerio de finanzas de agosto del 2016, la deuda externa del Ecuador asciende a USD 23.624,1 millones, de los cuales el 33,7% corresponden a créditos de China con un monto de USD 7.961,9 millones. Sin embargo, la deuda pública total asciende a USD 36.810,9 millones, debido a que el estado acumula en deuda interna USD 13.186,8 millones. Si se comparan estas cifras con la deuda pública total al cierre del 2006, esta ha crecido 265% en diez años < USD 13,492.5 millones en 2006 >, de los cuales la deuda externa representaba USD 10.214,9 millones y la deuda interna de USD 3.277,6. Luego, como se aprecia en la Fig. 14, el coeficiente de deuda externa respecto al PIB ha pasado de 21,8 en 2006 a 24,6 en 2016 y el coeficiente de deuda total respecto al PIB se incrementó de 28,8 a 38,3 [32, p. 3].

Si se comparan estas cifras con los datos del FMI, la deuda total que estima esta entidad, asciende a USD 35.720 millones y el coeficiente de deuda es de 37,994; 0,8% menos de lo que publica el Ministerio de Finanzas en su informe. El límite que establece el Código de Planificación de las Finanzas Públicas para este coeficiente es del 40%, de ahí que el gobierno ha decidido modificar la metodología de cálculo del endeudamiento, considerando solo la deuda consolidada, para así reducir el coeficiente de deuda a 26,6% y así, proporcionar al país un margen de endeudamiento de 13,4 % adicionales [33].

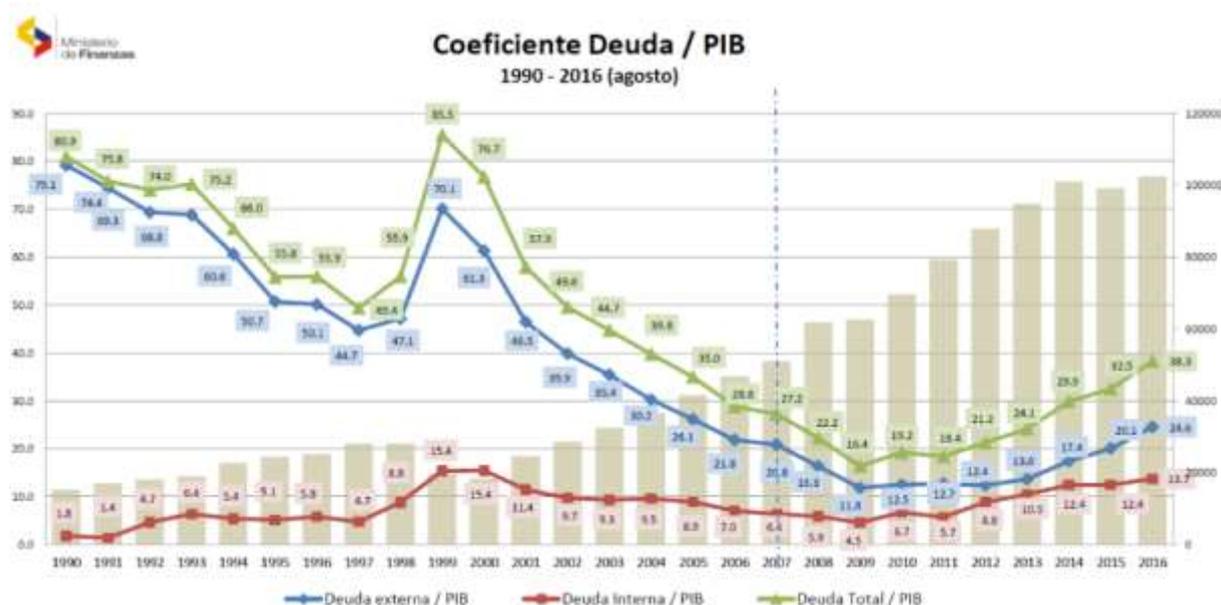


Fig. 14 Evolución del Coeficiente Deuda / PIB (1990-2016) [32]

Entonces, la política energética del Ecuador muestra una contradicción entre la lógica de desarrollo para diversificar la matriz productiva a través del aprovechamiento óptimo de sus recursos naturales y la lógica de conservación exigida por los grupos indígenas y ambientalistas. Estos elementos juntos establecen un "trilema" entre desarrollo, conservación e inversión extranjera. Si bien, no es posible tener un conjunto factible de políticas que cumplan los tres objetivos al mismo tiempo, se pueden explorar alternativas que minimicen los impactos negativos de cualquiera de los tres elementos. Los esfuerzos del gobierno para modernizar su matriz energética deben apoyarse con la cooperación internacional que permita el despliegue de las energías renovables y la mejora de la eficiencia energética. Sin embargo, es difícil tener éxito, cuando el apoyo financiero se aplica de manera fragmentada, por instituciones descoordinadas y donantes que siguen diferentes objetivos e intereses políticos [27, p. 151].

3.2.3 Expansión de la Generación Eléctrica

Disponer de combustibles fósiles en un territorio, puede afectar a las decisiones de política energética, suponiendo dos países con características demográficas idénticas, pero de potenciales energéticos opuestos, la hipótesis es que el uno, sin combustibles fósiles, desarrollará su energía hidroeléctrica más rápido debido a su falta de alternativas. Sin embargo, disponer de un rico patrimonio natural < ya sea hidráulica o petróleo >, no implica necesariamente que un país va a hacer uso de ello, ya que intervienen otros factores, como la capacidad de endeudamiento y la inversión externa, que a su vez son función del tipo de mercado, regulación y la seguridad jurídica del país interesado [34, p. 912].

Ecuador dispone de gran cantidad de recursos hídricos, producto de la existencia de un gran número de ríos que nacen en la Cordillera de Los Andes y confluyen, unos en el Océano Pacífico y otros que se convierten en afluentes del Río Amazonas, la diferencia de nivel generada se convierte en un enorme potencial hidroenergético. Sin embargo, al 2007 la capacidad hidroeléctrica instalada era de apenas 1.997 MW, equivalente al 8,3% del potencial económicamente aprovechable [20, p. 134]. De ahí que, para la etapa de producción de energía eléctrica, el PME identificó los proyectos de generación hidroeléctrica que, por sus características técnicas y económicas se consideraron de interés nacional y fueron denominados “emblemáticos”. Las principales centrales hidroeléctricas se encuentran ubicadas en la vertiente amazónica, donde la época lluviosa ocurre generalmente entre abril y septiembre, mientras que el período de estiaje se presenta entre octubre y marzo, por lo que se determinaron necesidades de generación termoeléctrica que garantice el abastecimiento y permita coordinar los mantenimientos de las plantas térmicas con la estación lluviosa de la vertiente Amazónica y los de las unidades hidráulicas para la estación seca.

El criterio adoptado en los estudios, busca garantizar una reserva mínima de energía del 10% ante la ocurrencia de un escenario hidrológico seco y una reserva mínima de potencia del 20%, sin interconexiones internacionales. De acuerdo a la planificación presentada en el volumen 3 del PME, referente a la perspectiva y expansión del sistema eléctrico, la energía hidroeléctrica que se generaría en el año 2022 alcanzará los 35.729 GWh, equivalentes al 83.67% de la generación total de energía eléctrica para ese año, seguida de la termoeléctrica que representará el 15,03% y finalmente las ERNC con apenas un 1,29% de aporte [19, pp. 35–36].

Tabla 7 Composición de la generación por tipo de tecnología (GWh) [35]

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC			Total
			Eólica	Biomasa	Otros	
2013	12.332	8.161	37	104	0	20.634
2014	12.418	8.858	64	104	194	21.637
2015	16.531	7.488	64	104	385	24.572
2016	24.999	3.761	64	104	385	29.313
2017	30.528	4.489	64	104	385	35.570
2018	31.244	5.185	64	104	385	36.981
2019	31.008	6.972	64	104	385	38.534
2020	31.020	8.436	64	104	385	40.009
2021	31.742	9.044	64	104	385	41.339
2022	35.729	6.420	64	104	385	42.701
Total	257.549	68.814	610	1.040	3.278	331.290

3.2.3.1 Generación Hidroeléctrica: Los ocho proyectos emblemáticos

El más importante, por orden de magnitud, dentro de la lista de proyectos emblemáticos desarrollados en el sector eléctrico, es la central de generación Coca Codo Sinclair, que con 1.500 MW nominales se convierte en la más grande del país. El proyecto se encuentra ubicado entre las provincias de Napo y Sucumbíos y aprovecha el potencial de los ríos Quijos y Salado que forman el río Coca. Este río presenta un desnivel de 620 m, con un caudal medio anual de 287 m³/s. La central está conformada por una obra de captación constituida por una presa de enrocado con pantalla de hormigón de 31.8 m de altura, vertedero con un ancho neto de 160 m, desarenador de 8 cámaras y compuertas de limpieza que permiten transportar el caudal captado hacia el Embalse Compensador a través de un Túnel de Conducción de 24.83 km de longitud y un diámetro interior de 8.20 m. Luego, la caída generada de 620 m desde el embalse compensador a la casa de máquinas permite transformar la energía potencial en energía eléctrica a través de 8 turbinas tipo Pelton de 187,5 MW cada una (ver Fig. 15). Si se considera que la central hidroeléctrica sustituye el consumo e incluso importación de combustibles que requeriría una central térmica equivalente, el MEER estima que las emisiones de CO₂ evitadas por esta sustitución, alcanzan aproximadamente 3,45 millones de ton/año. El costo total del proyecto asciende a USD 2.245 millones, inició su construcción en julio de 2010 y fue inaugurada en Noviembre de 2016, con la presencia del presidente de China, Xi Jinping, aunque desde abril del mismo año, cuatro de las ocho turbinas ya se encontraban operando [36], [37].



Fig. 15 Esquema general de Coca Codo Sinclair [37]

Además de Coca Codo Sinclair, existen otros siete proyectos hidroeléctricos importantes, cinco de ellos se encuentran todavía en etapa constructiva. Mandariacu por ejemplo, constituye el primer proyecto emblemático inaugurado y desde su entrada en operación en enero de 2015 hasta febrero de 2016 habría aportado 379.49 GWh al SNI [37]. Sin embargo, todos los proyectos han presentado retrasos en diferentes etapas, si se analiza el detalle del Plan de Expansión de Generación (Ver Fig. 16), únicamente las centrales Coca Codo Sinclair y Minas San Francisco debían entregarse durante el 2016, mientras que el resto debería haber estado aportando a la matriz energética desde el 2015, con excepción de los proyectos Mazar-Dudas y Mandariacu, cuya entrada al sistema estaba prevista en un año antes, en el 2014. Es decir, el primer proyecto hidroeléctrico entregado tuvo casi 2 años de retraso y el segundo en ser entregado (Sopladora) presentó cerca de un año de retraso respecto a la planificación. ¿Qué sucedió y en qué medida afectaron al país estos retrasos?

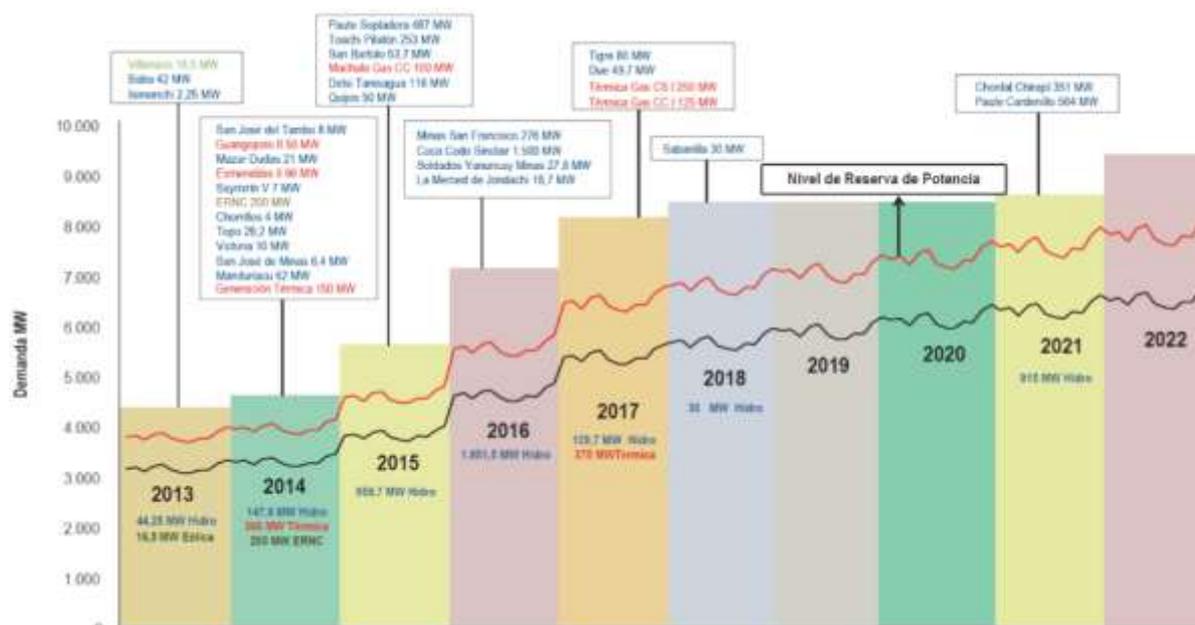


Fig. 16 Plan de Expansión De Generación 2013 – 2022 [19]

Diversas circunstancias han retrasado los proyectos, fundamentalmente, el financiamiento que tardó en llegar y en ciertas centrales el iniciar la construcción sin estudios definitivos, lo que aumentó la probabilidad de que se presenten problemas geológicos no previstos. En el caso de Delsitanisagua, su construcción inició en diciembre de 2011 y un incremento de su capacidad original (120 a 180 MW) retrasó la fase constructiva y elevó los costes de USD 266 millones a USD 334 millones [37], [38]. En Toachi-Pilatón se presentaron inconvenientes durante la construcción con la Multinacional Odebrecht, expulsada en 2008 del país, debido al incumplimiento en la rehabilitación de la presa existente en otra importante hidroeléctrica: San Francisco [39]. De igual manera, Quijos tuvo problemas al inicio, cuando se cambió el administrador del contrato. Por otra parte, la recién inaugurada Sopladora se encuentra en proceso de concesión, como parte de los bienes del estado que serán utilizados para recuperar la economía del país, tras el terremoto de abril del 2016 [40]. Como se aprecia en la Tabla 8, los proyectos más grandes tienen avances superiores al 80% y se espera que al finalizar primer trimestre del 2017, seis de los ocho se encuentren operando a plena capacidad.

Tabla 8 Características técnico-económicas de los proyectos emblemáticos (MEER)

Nombre del Proyecto	Potencia Nominal (MW)	Energía anual estimada (GWh)	MTon CO ₂ /año evitadas	Costo Total (USD millones)	Progreso Nov 2016
Coca Codo Sinclair	1500,00	8734,00	3,45	\$ 2.245,00	100,00%
Sopladora	487,00	2800,00	1,09	\$ 755,00	100,00%
Minas San Francisco	275,00	1290,00	0,51	\$ 556,00	86,30%
Toachi-Pilatón	254,00	1120,00	0,43	\$ 508,00	92,90%
Delsitanisagua	180,00	1411,00	0,48	\$ 334,00	62,86%
Mandariacu	65,00	349,00	0,14	\$ 183,27	100,00%
Quijos	50,00	355,00	0,14	\$ 138,00	46,72%
Mazar-Dudas	21,00	125,40	0,05	\$ 51,20	86,03%
Total	2832,00	16184,40	6,29	\$ 4770,47	

También fueron incluidos en el modelo de expansión de la generación, proyectos menores del sector público, que se encontraban al 2013 en estado de licitación, contratación de diseños y estudios definitivos y que, conforme a las fechas previstas de ingreso (Ver Fig. 16), abastecerían la demanda proyectada hasta el año 2022:

- Proyecto hidroeléctrico Soldados Minas Yanuncay (27,8 MW)
- Proyecto hidroeléctrico La Merced de Jondachi (18,7 MW)
- Proyecto hidroeléctrico Tigre (80 MW)
- Proyecto hidroeléctrico Chontal - Chirapí (351 MW)
- Proyecto hidroeléctrico Paute - Cardenillo (564 MW)
- Proyecto hidroeléctrico Río Zamora - Santiago (7.190 MW)

Adicionalmente, se consideraron también seis proyectos hidroeléctricos de iniciativa privada:

- Proyecto hidroeléctrico San José del Tambo (8 MW)
- Proyecto hidroeléctrico Topo (29,20 MW)
- Proyecto hidroeléctrico San José de Minas (5,95 MW)
- Proyecto hidroeléctrico Santa Cruz (129 MW)
- Proyecto hidroeléctrico San Bartolo (48,10 MW)
- Proyecto hidroeléctrico Sabanilla (30 MW) [35]

3.2.3.2 Generación Termoeléctrica

Según el estudio para la determinación de la reserva rodante elaborado por el CENACE, la reserva primaria, en el caso de perder la interconexión con Colombia, debe ser del 5 % o superior, lo que no ocurre con el sistema vigente. El informe concluye que se deben incorporar unidades destinadas a aumentar la reserva primaria con una elevada velocidad de respuesta y características dinámicas óptimas, recomendando proyectos de generación térmica eficiente que podrían utilizar gas natural o algún otro combustible fósil. Partiendo de esto, la inversión asignada por el PME exclusivamente para generación térmica es de USD 1.099 millones, que representan el 11,98% de la inversión total en generación, para los siguientes proyectos:

- Proyecto termoeléctrico Guangopolo II (50 MW)
- Proyecto termoeléctrico Machala Gas 3ra. unidad (70 MW)
- Generación Termoesmeraldas 2 (96 MW)
- Proyecto termoeléctrico Machala Gas Ciclo Combinado (100 MW)
- Generación térmica Ciclo Combinado 2 En Machala (375 MW) [35]

De esta lista, se ha concluido la repotenciación de las dos centrales térmicas más importantes del país, incorporando Guangopolo II (50MW) y Termoesmeraldas II (96 MW) al SNI desde el 2014. Mientras que para la optimización del uso del gas natural del Golfo de Guayaquil se encuentra en proceso de construcción un ciclo combinado en base a las dos turbinas de 65 MW instaladas en Termogas Machala, el proyecto consta de un ciclo simple de gas natural de 77 MW y una turbina de vapor de 110 MW, que al 2015 presenta un avance del 24,06 %, su ingreso está previsto para el 2017, pese a que el PME estimaba que desde diciembre del 2014 estaría operando [36], [38]. Es decir, presentará un retraso de 3 años, de concluirse el proyecto en el nuevo plazo. Por otra parte, tres de los proyectos descritos en la lista anterior, se refieren a una sola locación, pues componen el ciclo combinado de 375 MW de Machala.

3.2.3.3 Generación desde fuentes de ERNC

Las estrategias de desarrollo de energía sostenible, típicamente requieren tres grandes directrices: el ahorro de energía en el lado de la demanda, eficiencia en la producción de energía y la sustitución de combustibles fósiles por fuentes de energía renovables [34, p. 912]. Respecto al último punto, históricamente las ERNC (solar fotovoltaica, eólica, biomasa y biocombustibles), han tenido una mínima participación en la matriz de energía primaria del Ecuador, más aún, considerando que Ecuador es un país petrolero y con un enorme potencial hidroeléctrico, fuentes que tienen menores costos marginales de generación.

Sin embargo, la idea de que las energías renovables no son competitivas con los precios establecidos por el mercado se ha desvanecido, hoy en día la energía eólica representa el segundo menor costo unitario de generación de electricidad renovable y el costo unitario de la generación solar ha caído considerablemente. En ese sentido, los equipamientos para los sectores de energías eólica y solar han experimentado acentuadas caídas de los precios, acompañadas de importantes reducciones de las tasas de interés y aranceles en el proceso de importación [7]. La conjugación de esta reducción de precios y las condiciones geográficas favorables que ofrece el territorio ecuatoriano, han incentivado la inserción de estas energías en el PME, aunque no en la magnitud esperada desde el punto de vista ambiental.

Diferentes herramientas se han creado para atraer la inversión en producción de energía desde fuentes renovables no convencionales, por ejemplo, El CONELEC emitió la Regulación N° 001/13: " Participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales". Esta Regulación garantiza precios unitarios preferenciales de la electricidad a todos los inversionistas que suscriban títulos habilitantes por un periodo de 15 años hasta el 31 de diciembre de 2016. Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega son los que se indican en la Tabla 9. Previamente con la reforma a la Regulación CONELEC No. 004/11, se estableció en 40,03 ¢USD/kWh la generación fotovoltaica, que, en 2015 figura como la energía más costosa vendida por las empresas generadoras, con más del 90% mediante transacciones a corto plazo. Finalmente, en el año 2015 ARCONEL elaboró el inventario de recursos energéticos para la producción de energía eléctrica, que el CONELEC, antes de concluir su vida jurídica, venía elaborando. Este documento incorpora el atlas solar, eólico y bioenergético, además de las zonas geotermales y estudio de energía de olas y ríos para centrales mini hidráulicas [7], [19], [41].

Tabla 9 Precios Preferenciales de ERNC en el Ecuador [7]

Centrales	Territorio Continental (¢USD/kWh)	Territorio Insular	
		Galápagos (¢USD/kWh)	Cupo por Tecnología (MW)
Eólicas	11,74	12,91	100
Solar termoeléctrica	25,77	28,34	10
Corrientes marinas	32,43	35,67	5
Biomasa y Biogás	11,08	12,19	100
Geotermia	13,81	15,19	200
Hidroeléctrica $C \leq 10$ MW	7,81	-	Sin cupo
Hidroeléctrica $10 < C \leq 30$ MW	6,86	-	Sin cupo
Hidroeléctrica $30 < C \leq 50$ MW	6,51	-	Sin cupo

- **Energía Solar**

Debido a la latitud del país, que se encuentra atravesado por la línea ecuatorial, tiene un potencial solar que se sitúa en niveles muy convenientes para el aprovechamiento energético. El valor medio aproximado de la radiación solar global en Ecuador es de 4.575 Wh/m²/día; sin embargo, se presentan variaciones de más de un 30% de unos lugares a otros en el Ecuador continental, y de más del 40% si se comparan con las islas Galápagos [41]. La insolación que llega a la superficie terrestre puede ser directa o difusa, luego, la insolación Global será la suma de las insolaciones directa y difusa. Según la información proporcionada por el atlas solar, las zonas con mayor insolación en el país y por tanto con mayor potencial para generación fotovoltaica son las provincias de Loja, Imbabura y Carchi [7, p. 32].

Respecto a los proyectos desarrollados, en el 2008 se emprendieron varios programas específicos de energización rural con proyectos que utilizan energías renovables, financiados con el FERUM, entre los principales se menciona al Proyecto “Yantsa”, que está ubicado en la provincia de Morona Santiago para atender a 119 centros indígenas. Este proyecto contempla la electrificación con sistemas fotovoltaicos de 150 Wp, para 2.096 familias y de 300 Wp para 218 áreas comunales, la inversión estimada fue de USD 7,5 millones, financiados por el FERUM [7]. A diciembre de 2012, los proyectos con Energías Solar privados que tenían firmado contrato o en trámite de concesión sumaron de 200 MW y fueron los siguientes:

- Ecuador Energético S.A., Proyecto Fotovoltaico Imbabura – Pimán, (25 MW)
- Ecuador Energético S.A., Proyecto Fotovoltaico Santa Elena, (25 MW)
- Condorsolar S.A., Proyecto Fotovoltaico Condorsolar, (30 MW)
- Solarconnection S.A., Proyecto Fotovoltaico Solarconnection, (20 MW)
- Energía Solar S.A., Proyecto Fotovoltaico Manabí, (30 MW)
- Guitarsa S.A., Proyecto Fotovoltaico Vaiana, (20 MW) [35]

Además, hasta diciembre del mismo año, se habían ingresado un total de 131 solicitudes de proyectos de generación de energía fotovoltaica adicionales a través del CONELEC, de los cuales, 41 fueron mayores a 1 MW, y 90 menores a 1 MW. De manera simultánea, el CONELEC autorizó la entrega del certificado de calificación para otros 215,7 MW, a favor de:

- Enercay, Proyecto Fotovoltaico Mitad del Mundo (25 MW)
- Racalser y Asociados S.A., Proyecto Chota – Pimán (20 MW)
- Compesafer S.A. Proyecto Biomasa con Basura del Cantón Chone (10,7 MW)
- Supergaleon S.A., Proyecto Fotovoltaico San Alfonso (15 MW)
- Energías Manabitas S.A., Proyecto Fotovoltaico Montecristi (30 MW)
- AtlanticEnergy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Tonchigue (25 MW)
- AtlanticEnergy Ecuador S.A., proyecto Fotovoltaico Lagarto (25 MW)
- Gran Solar S.A., Proyecto Fotovoltaico Salinas (5 MW)
- Solar Energy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Rancho Solar Catamayo (20 MW)
- SunEnergy Ecuador S.A., Proyecto Fotovoltaico Solar Villa Cayambe (20 MW)
- GalapagosPower S.A., Proyecto Fotovoltaico Zapotillo (20 MW) [35]

Sin embargo, la capacidad instalada de generación fotovoltaica ha tenido un incremento mínimo, que no se refleja con la cantidad de proyectos presentados, pasando de 78 KW a 3,9 MW entre 2012 y 2013, y a solo 26 MW en el 2015 [36]. Los principales proyectos se han desarrollado en las Islas Galápagos y en la Amazonía Ecuatoriana, donde es fundamental el uso de ERNC, dada la importancia que tiene preservar la flora y fauna de estos territorios protegidos y mejorar las condiciones de vida de los habitantes de estas zonas.

La información disponible por el MEER, refleja que, dentro de 31 comunidades de la provincia de Sucumbíos, 698 viviendas disponen de sistemas fotovoltaicos, con 1.062 paneles. Para la provincia de Orellana, dentro de 21 comunidades, 475 viviendas tienen sistemas fotovoltaicos, con 974 paneles fotovoltaicos. Finalmente, en Galápagos, el proyecto más reciente, ha sido la Planta fotovoltaica Puerto Ayora, que aprovecha el recurso solar de la isla Santa Cruz y consta de 6.006 paneles solares fotovoltaicos de 250 Wp cada uno, está en operación desde el 2014 [36], [38]. El informe de rendición de cuentas del MEER del 2015, destaca dos proyectos fundamentales adicionales que se desarrollan en el transcurso del año 2016:

- Híbrido Isabela: Sistema híbrido de 2,54 MW de capacidad, entre 0,92 MWp de energía fotovoltaica y 1.625 kW de energía térmica a partir de aceite de piñón¹⁵.
- Proyecto Fotovoltaico Baltra: El proyecto contempla la implementación de un sistema fotovoltaico de 65 kWp, con un sistema de almacenamiento de energía de 1 MW.
- Diseño y contratación de la microred fotovoltaica a instalarse en la comunidad de Zancudococha. Esta microred generará 15,5 kW [38].

• Energía Eólica

Gracias a la existencia de la Cordillera de los Andes y su cercanía al Océano Pacífico, el Ecuador posee zonas de alto potencial eólico. Su orografía accidentada promueve la formación de vientos locales, generados por las diferencias de temperatura asociadas a mesetas, valles, cauces de ríos, entre otros [19]. El potencial eólico preparado por MEER en 2012, presenta estimaciones en dos escenarios: a) el Potencial Bruto Total y b) el Potencial Factible a Corto Plazo. El primero considera todos los sitios bajo 3.500 msnm, con velocidades mayores a 7,0 m/s. El segundo escenario, además de estas restricciones, considera los sitios que están a una distancia menor o igual a 10 km de la red eléctrica y carreteras. A partir de estas consideraciones, se estimó un Potencial Disponible Bruto Total del orden de 1.670 MW y un Potencial Factible a Corto Plazo de 884 MW [7].

Tabla 10 Potencial Eólico Eléctrico Estimado del Ecuador 2012 [7]

Velocidad Viento (m/s)	Potencial Bruto			Potencial Factible a Corto Plazo		
	Área (km ²)	Potencia Instalable (MW)	Energía Anual GWh/año)	Área (km ²)	Potencia Instalable (MW)	Energía Anual GWh/año)
>7	556,99	1670,96	2868,98	294,74	884,22	1518,17
>7,5	309,96	929,87	995,68	158,5	475,51	120,54
>8	166,54	499,61	1286,72	82,64	247,91	638,47
>8,5	91,59	274,76	825,57	45,35	136,06	408,81

De los 1.670 MW, aproximadamente el 50% se encuentra en la provincia de Loja, de hecho, el proyecto eólico más relevante desarrollado hasta el momento, ha sido el Parque Eólico Villonaco, ubicado a 2.720 msnm¹⁶ en la ciudad de Loja, con una capacidad instalada de 16,5 MW, incorporado al SNI a inicios del 2013. Previamente, se instaló el primer parque eólico en

¹⁵ El piñón es un arbusto perenne, que crece en zonas secas y en terrenos degradados, de baja fertilidad y en el Ecuador se encuentra desde el nivel del mar hasta los 1500 msnm. A partir de la industrialización de sus semillas se obtiene aceite para biocombustibles [38].

¹⁶ Metros sobre el nivel del mar [93].

San Cristóbal, ubicado en el Archipiélago de Galápagos, este opera desde octubre de 2007 con una potencia instalada de 2,4 MW. También, se ha construido el Parque Eólico Baltra de 2,25 MW, que en su primera fase aporta 6 GWh/año y redujo el consumo de diésel para generación eléctrica en las Islas Santa Cruz y Baltra en 550.000 gal/año [42].

La potencia efectiva instalada de centrales eólicas fue de 2,4 MW en 2012, 20 MW en 2013 y 21 MW en 2015. Incrementos que se corresponden con el potencial disponible. El PME tiene previsto para el año 2017, la instalación de dos centrales eólicas adicionales, de 15 MW cada una (Salinas y Membrillo-Chinchas). Además, el informe de rendición de cuentas del MEER, proyecta la construcción del parque eólico García Moreno, en la provincia del Carchi, a una altura media de 3.100 msnm, donde los resultados de los estudios de factibilidad presentan la posibilidad de aprovechar una capacidad de entre 22 y 33 MW [38].

- **Biomasa, Biogas y Biocombustibles**

Según la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), la generación de bioenergía en el mundo diversifica la producción agrícola, estimula el desarrollo económico rural y contribuye a reducir la pobreza. A través del Proyecto Nacional de Agroenergía, se pretende sembrar 300 hectáreas de caña de azúcar en el cantón Naranjal (provincia del Guayas). Se trata de un plan para obtener el insumo necesario para producir 800 millones de litros de alcohol (3,27 MBEP) para elaborar biocombustible hasta 2020. Cada hectárea de caña rinde entre 5.000 y 6.000 litros de etanol anhidro, que es el líquido de combustión del que se compone un 5% la gasolina Ecopaís, introducida al mercado ecuatoriano en 2010 como una alternativa para reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂). El uso de la gasolina Ecopaís ha ahorrado al país, USD 14 millones entre el 2010 y el 2013. En ese mismo periodo se vendieron 120 millones de galones del biocombustible, mientras que solo para 2015 se utilizaron unos 145 millones de galones. Para producir esa cantidad de galones, Petroecuador necesita unos 28 millones de litros de bioetanol, por lo que en marzo del 2014 firmó un convenio de provisión por 40 millones de litros con las empresas productoras de alcohol Codana, del consorcio Nobis; Soderal, del Ingenio San Carlos y Producargo. Además, el MEER, apoyado por la Cooperación Técnica del Gobierno Alemán y el Instituto de Cooperación para la Agricultura, firmaron un convenio con 52 organizaciones de la provincia de Manabí para comprar aceite puro de piñón, para reemplazar en forma completa el uso de diésel en la generación térmica [7, p. 36].

Por otra parte, el manejo integral de residuos sólidos, aún no constituye una prioridad en el país. La Empresa Pública de Aseo de Cuenca - EMAC EP, es de las pocas instituciones que aprovecha el biogás generado (864 m³/h) en su Relleno Sanitario "Pichacay", para la producción de 2 MW de energía eléctrica. Finalmente, mediante el proyecto de "Implementación de biodigestores a nivel nacional", el MEER busca impulsar la construcción de biodigestores de carácter demostrativo-educativo a nivel nacional, con el propósito de fomentar la tecnología a pequeña, mediana y gran escala. Se pretende que el público en general, agricultores, ganaderos, pequeños y grandes industriales conozcan el aprovechamiento energético de los residuos orgánicos y tomen conciencia del mejoramiento en la disposición final de los residuos. En el año 2015, se capacitaron 256 personas, en las provincias de Tungurahua, El Oro, Guayas y Orellana, sobre la tecnología de bio-digestión; y, se implementaron 4 biodigestores demostrativos en comunidades de las Provincias de Guayas y Orellana. También, a finales de 2015, el MEER suscribió dos convenios con el INER enfocados al desarrollo de investigación y transferencia de conocimiento sobre bio-digestión [7], [38].

- **Energía Geotérmica**

El carácter vulcanológico del país, lo convierte en un lugar privilegiado para albergar fuertes anomalías de flujo de calor terrestre, que constituyen la materia prima para el aprovechamiento de la energía geotérmica. Estas anomalías se evidencian por la presencia de 30 volcanes activos en el país. Destaca el potencial geotérmico de los proyectos Tufiño-Chiles (139 MW), Chalupas (282 MW) y Chachimbiro (113 MW), localizados en las tierras altas del centro norte del Ecuador [7]. El informe de rendición de cuentas 2015 del MEER, establece que Chachimbiro tiene estudios de pre-factibilidad avanzados, e incluso está en proceso de contratación la empresa consultora que se hará cargo de la primera perforación exploratoria. Además, con el objeto de culminar la etapa de pre-factibilidad del Proyecto Geotérmico Chacana, se suscribió un Acuerdo de Trabajo con LaGEO, empresa salvadoreña con amplia experiencia en el sector [38]. Otras perspectivas geotérmicas prometedoras han sido reconocidas en años más recientes, como Chacana (418 MW) y Alcedo (150 MW); además de Chimborazo, Guapán y Cuenca. El potencial energético es de 7.653 GWh/año o 4,7 MBEP por año y una potencia instalable de 3.000 MW. En febrero del 2016, GeothermEx, perteneciente a Schlumberger, presentó un informe con propuestas que impulsan el desarrollo en geotérmico en Ecuador, donde sugiere elaborar el Plan Maestro Geotérmico que se complemente al PME [43].

3.2.4 Expansión de la Transmisión

La incorporación de nueva capacidad de generación, implica desarrollar paralelamente el sistema de transmisión, para que se adapte a las nuevas condiciones que presentan la oferta y demanda de electricidad, haciendo posible que la producción adicional de energía, pueda ser transportada en las mejores condiciones de calidad a los centros de carga del país, con niveles elevados de confiabilidad y seguridad. El monto total estimado por el PME para cubrir dichos requerimientos alcanzaría los USD 1.027 millones entre los años 2013 y 2022, estas inversiones se concentran en repotenciar subestaciones y líneas de transmisión en los niveles de 138kV, 230 kV, además de un circuito completamente nuevo de 500 kV, que pretende consolidar el sistema energético regional, uno de los principales objetivos para la novel Unión de Naciones Sudamericanas (UNASUR¹⁷) [19]. El plan de obras propuesto en el Plan de Expansión de Transmisión, considera los siguientes lineamientos:

- La implementación de 2.065 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito.
- La instalación de 7.645 MVA de transformación adicionales.
- La incorporación de 390 MVAR de compensación capacitiva.
- La incorporación de 195 MVAR de compensación inductiva [35].

Para la evacuación de la generación del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, el plan estableció como la mejor alternativa, implementar un sistema de 500 kV, que comprende el tendido de 602 km, para enlazar a cuatro nuevas subestaciones: San Rafael, ubicada cerca de la central Coca Codo Sinclair, Tisaleo en el centro del país, Chorrillos en las cercanías de Guayaquil y El Inga en las cercanías de Quito. Esta última fue inaugurada en abril del 2016 y permite al Ecuador transmitir 1.000 MWh diarios a Colombia mediante una línea de interconexión de 230 kV y 500 MW de capacidad nominal, que se incrementarán progresivamente hasta alcanzar los 7.000 MWh diarios [44].

¹⁷ El Tratado Constitutivo que dio origen a UNASUR entró en vigencia el 11 de marzo de 2011 y los países miembros que lo conforman son: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela [95].

El informe de rendición de cuentas 2015 del MEER, indica que el avance de las obras en la expansión de la transmisión desarrolladas durante ese año y el avance alcanzado en función de la planificación. A continuación en la Tabla 11 y la Tabla 12 se resumen los proyectos realizados hasta el año 2015 y la inversión asociada a cada uno de ellos:

Tabla 11 Proyectos desarrollados durante el 2015 para expandir la transmisión [38]

Nombre del Proyecto	Progreso	Costo (USD millones)
Subestación El Inga 230/139 kV	100,00%	16,25
Ampliación de la Subestación Babahoyo	100,00%	10,93
Subestación Quinindé, 138/69 kV	100,00%	8,60
Ampliación Subestación Pomasqui	100,00%	2,65
Ampliación Subestación	100,00%	1,82
Subestación Baños 138/69 kV	100,00%	1,23
Manta Bahía de L/T 138 kV en la Central Jaramijó	100,00%	0,76
Ampliación Subestación Chone, 138/69 kV	100,00%	0,84
Ampliación S/E Pomasqui	100,00%	0,63
Ampliación S/E Santa Rosa	100,00%	0,82
S/E Cumbaratza 138/69 kV, 33MVA	100,00%	-
S/E Yanacocha: seccionamiento a 138 kV	100,00%	-
Ampliación S/E Sto. Domingo	100,00%	-

Tabla 12 Progreso Líneas de transmisión durante el año 2015 [38]

Nombre del Proyecto	Capacidad	Progreso	Longitud (Km)	Costo (USD millones)
San Rafael(CCS)-Jivino-Shushufindi	230 kV	85,94%	-	-
El Inga(Quito)-San Rafael-CC Sinclair	500 kV	74,66%	-	-
Sopladora-Taday-Taura	230 kV	91,72%	-	-
El Inga (Quito) - Tisaleo – Chorrillos	500 kV	48,14%	-	-
Loja – Cumbaratza	138 kV	91,83%	-	-
Milagro-Las Esclusas	230 kV	96,83%	54	18,61
Santa Rosa - El Inga - Pomasqui	230 kV	98,79%	-	-
Mandariacu – Santo Domingo	230 kV	100,00%	70	22,40
Santa Rosa - Pomasqui II	230 kV	100,00%	67	15,01
Motupe -Yanacocha	138 kV	100,00%	-	3,23

3.2.5 Expansión de la Distribución

Respecto a los requerimientos en el sistema de Distribución eléctrica, en mayo de 2009, el MEER y las empresas eléctricas suscribieron el “Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de la Distribución Eléctrica”, y se estableció el compromiso para mejorar integralmente la gestión de las empresas de distribución, como resultado de este convenio se creó el proyecto: “Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE)”, centrado en la mejora sistemática de la gestión técnica, comercial y financiera de las empresas, mediante la dotación de herramientas físicas e informáticas que permitan estandarizar el servicio a nivel nacional.

El SIGDE se complementa con cinco planes adicionales: El Plan de Mejoramiento de la Distribución (PMD), el Plan de Reducción de Pérdidas (PLANREP), Programa FERUM, Plan Nacional de Soterramiento de Redes y el Plan de Migración de Cocción por Electricidad [19]. Los recursos estimados por las distribuidoras para el período 2013 - 2022, conforme a la planificación del PME, ascienden a USD 3.378 millones, asignados a 4.479 proyectos.

Tabla 13 Programa de Inversión de la Expansión de la Generación 2013 – 2022 [19]

Programa	Inversión (MUSD)
FERUM	198,05
PMD	883,93
PLANREP	365,49
Plan de Migración de la Cocción	1.134,87
Plan de soterramiento	795,37
Total	3.377,70

Respecto al desarrollo de los planes, solo en el PLANREP, hasta el año 2015 se han ejecutado 760 obras con una inversión que asciende a USD 131 millones, para mejorar aspectos, operativos y de gestión administrativa y comercial de las empresas distribuidoras, enfocados principalmente en la depuración de catastros, instalación masiva de medidores a 220 Voltios y cambio de redes desnudas a redes aisladas. De esta manera, las pérdidas se han reducido de 22,25% en el año 2006 a 12,10% en 2015. Las metas propuestas tienen como objetivo alcanzar un nivel de pérdidas de 7,6% al final del periodo en el 2022.

Además, con otros USD 1.200 millones se ejecutan alrededor de 2.600 obras del PMD, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica, mediante nuevos sistemas de protección y control en las subestaciones. Además, se desarrolla el programa FERUM, mediante la ejecución de 8.030 obras, con una inversión acumulada que alcanza los USD 372 millones, al 2015 se ha conseguido una cobertura de servicio eléctrico del 97,18%. Por otra parte, el proyecto SIGDE, registra un avance del 71,60%, fundamentalmente por la implementación del sistema SCADA¹⁸ Nacional, para el monitoreo y control de los sistemas de distribución eléctrica [19], [38].

En referencia al Plan de soterramiento y el Plan de Migración de la Cocción, los informes de rendición de cuentas no presentan información al respecto. Sin embargo, cada distribuidora tiene asignadas obras en las distintas etapas de la cadena de suministro, según consta en el PME deben implementarse acciones en el corto plazo para: Acometidas, medidores y redes de distribución secundarias, Transformadores de distribución, Alimentadores primarios, Subestaciones y Líneas de subtransmisión. Un estudio reciente sobre la incidencia en la operación del SNI debido al Plan de Cocción eficiente (PCE), concluye su implementación es USD 233 millones más económica que mantener el subsidio GLP y que de no incorporar el PCE, los excedentes de energía hidráulica y termoeléctrica alcanzarían hasta el 2022, los 778 GWh y 2.401 GWh, respectivamente. Sin embargo, también advierte que este proyecto, incrementará el consumo de combustible, de 1.376,9 millones a 2.870,8 millones de galones y las emisiones de GEI, de 10,28 millones a 20,39 millones de toneladas de CO₂, por efecto del aumento de centrales termoeléctricas que cubran el uso de las cocinas de inducción en horas de mayor demanda de energía eléctrica [26, p. 123].

¹⁸ SCADA, acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition [36].

3.2.6 Eficiencia Energética

Bajo la coordinación del MEER, y con el apoyo del Servicio Ecuatoriano de Normalización (INEN), se han desarrollado normativas y reglamentos orientados a disminuir el consumo energético de productos ineficientes. Además, mediante resoluciones tomadas por el Comité de Comercio Exterior (COMEX), se exigieron requisitos mínimos que deben cumplir ciertos productos importados. Destacan las siguientes normativas:

- Reglamento RTE INEN 036: “Eficiencia energética. Lámparas fluorescentes compactas. Rangos de desempeño energético y etiquetado que además regula las importaciones de tal forma que solo se permite la comercialización de lámparas fluorescentes compactas etiquetadas con los rangos de desempeño energético A y B.
- RTE INEN 035: “Eficiencia energética en artefactos de refrigeración de uso doméstico. Reporte de consumo de energía, métodos de prueba y etiquetado” y sus modificatorias en la que se estableció que a partir de marzo de 2011 se permite únicamente la comercialización de aparatos de refrigeración de rango energético A.
- RTE INEN 101: “Aparatos electrodomésticos para cocción por inducción”
- RTE INEN 122: “Eficiencia energética en hornos eléctricos. Reporte de consumo de energía y etiquetado [45].

Además, se viene desarrollando el Programa de Cocción Eficiente (PCE), mediante el cual se pretende impulsar el uso de la cocina de inducción y el calentamiento de agua por electricidad, para reducir sustancialmente la demanda de GLP en el sector residencial, disminuyendo su importación y minimizando el gasto por subsidios al GLP en aproximadamente USD 700 millones al año, contribuyendo así al mejoramiento de la balanza comercial del país [38]. Todos los usuarios que migren del gas a la electricidad para cocción de alimentos y calentamiento de agua, recibirán gratuitamente hasta agosto de 2018, lo siguiente:

- Hasta 80 kWh/mes de energía para los usuarios que utilicen cocinas eléctricas en sustitución de cocinas a gas.
- Hasta 20 kWh/mes de energía para los usuarios que utilicen equipos eléctricos de calentamiento de agua en sustitución de calentadores a gas.

Según el informe de rendición 2015 del MEER, hasta diciembre de ese año se habían aplicado 274.251 incentivos tarifarios, correspondientes a 258.065 cocinas vendidas dentro del programa. Las cocinas tienen un costo de entre USD 200 y 300 y son financiadas hasta para tres años por el estado, que ha otorgado USD 137,87 millones hasta diciembre del 2015.

Por otra parte, mediante el Programa para la renovación de equipos de consumo energético ineficiente “Renova”, se han sustituido 82.772 refrigeradoras de las 330.000 programadas. El ahorro aproximado, que han estimado las empresas de distribución debido a estas sustituciones alcanza los 54.629,52 MWh al año de electricidad. Además, se han reciclado un total de 80.000 refrigeradoras desde que arrancó el programa [38, p. 42].

Finalmente, con el Proyecto Eficiencia Energética para la Industria se ha brindado capacitación a 187 Gerentes y directivos industriales, además de técnicos y representantes de los principales sectores productivos. En 34 empresas se ha implementado el Sistema de Gestión de Energía Normalizado (SGEn), consiguiendo un ahorro en electricidad de 13.397 MWh, equivalentes a USD 1,21 millones y en combustible Diésel, GLP y Bunker, de USD 2,09 millones, USD 0,04 millones y USD 0,21 millones, respectivamente.

3.3 PLANIFICACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS

La política del Estado con el sector de hidrocarburos ha tenido como objetivo incrementar la renta petrolera que recibe el país, en gran medida para financiar el cambio de la matriz energética del Ecuador. Los mecanismos utilizados para cumplir con este objetivo han sido principalmente la asignación de recursos a las empresas públicas que poseen capital estatal con el fin de que incrementen la producción petrolera y la renegociación de contratos con operadoras de capital privado a fin de obtener términos más favorables para el Estado ecuatoriano. En efecto, durante el año 2010, se reformó la Ley de Hidrocarburos, que dio paso a la renegociación de los contratos con las operadoras privadas, pasando de contratos de participación de producción hacia un modelo único de contrato de prestación de servicios [46].

Además, en el año 2013 se redefinieron las funciones de las dos principales empresas públicas del sector. En el caso de EP Petroecuador sus actividades se limitaron al Transporte de crudo y derivados, Refinación y la Comercialización interna y externa. Mientras que Petroamazonas EP, se haría cargo de las fases de exploración y producción de petróleo y Gas Natural. La tercera empresa del sector con capital estatal es la empresa de economía mixta Río Napo, en alianza con PDVSA de Venezuela, que se encuentran operando el campo Sacha, provincia de Orellana. Para analizar el aporte del sector hidrocarburífero al cambio de la matriz energética, se resumen a continuación, los principales proyectos desarrollados, en la etapa de producción de petróleo y gas natural, además de la cadena de refinación y transporte de combustibles:

3.3.1 Producción de Petróleo

El sector petrolero ecuatoriano lo componen fundamentalmente tres actores: empresas públicas, operadoras privadas y empresas de servicios petroleros. Las empresas de capital estatal: Petroamazonas EP, EP Petroecuador y Río Napo (ORNCEN), dominan el sector con una participación del 78% de la producción nacional de crudo. Dicha producción promedió 535.000 barriles al día en 2014, con una tasa de crecimiento del 5,1% respecto al 2013 (Ver Fig. 17). En general, el incremento la tasa de producción de crudo ha sido constante, excepto entre 2007 y 2010, cuando descendió ligeramente debido al agotamiento de varios campos petrolíferos maduros, como el Shushufindi-Aguarico y Libertador-Atacapi [6].

Para revertir esta situación, se suscribieron en 2012, dos contratos de provisión de servicios con financiamiento, con los consorcios privados Pardaliservices S.A. y Shushufindi S.A., para ejecutar proyectos de optimización de la producción mediante recuperación secundaria, como resultado de ello, a finales del 2013 se había generado una producción incremental de 8.76 millones de barriles en los campos. Shushufindi – Aguarico, y de 1.26 millones de barriles en los campos Libertador y Atacapi. Posteriormente, en octubre de 2014 se firmaron con otros cinco consorcios, contratos de Prestación de Servicios Específicos con Financiamiento para actividades en 17 campos maduros en producción, con inversiones de USD 2.120 millones de dólares a riesgo de estas empresas durante los primeros cinco años. Además, se firmó en febrero del 2015 un contrato de Prestación de Servicios Específicos Integrados con Financiamiento para actividades de Optimización de la Producción y Recuperación Mejorada en el Campo Armadillo (Bloque 55) asegurando inversiones por USD 146 millones en cinco años con Ecuaservoil S.A. Finalmente, en diciembre del 2015 se concretó el más grande proyecto de inversión, con Schlumberger se firmó un contrato de inversiones por USD 4.900 millones, para la optimización de la producción del Bloque 61, que busca un aumento de la producción de hasta 20.000 barriles diarios en los próximos años [47, p. 18].

Por otra parte, el Plan estratégico institucional de la gigante estatal Petroamazonas, destaca los siguientes indicadores para el periodo 2014 y 2015:

- Se incrementaron reservas por 136.42 millones de barriles.
- Se adquirieron entre 2014 y 2015 un total de 3.397 kilómetros cuadrados sísmica 3D.
- Se produjeron 129 millones de barriles de crudo como promedio entre 2014 y 2015.
- Se perforaron 309 pozos.
- Se obtuvo un costo promedio por barril de USD 8.06 por barril.
- Índice de accidentabilidad menor a 0.33.
- Se ahorraron 111 millones de galones de diésel en dicho periodo [47, p. 14].

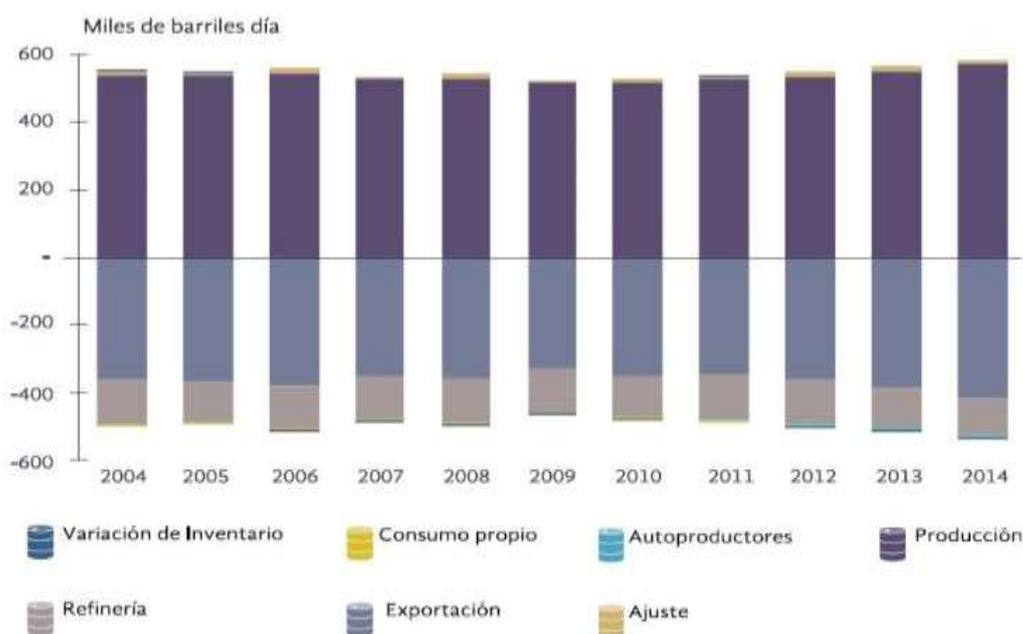


Fig. 17 Evolución de la producción diaria de Petróleo 2004-2014 [15]

Ecuador a inicios del 2014 contaba con reservas totales de aproximadamente de 1.753 millones de barriles. Al ritmo de explotación anuales del 2014 (131.76 millones de barriles), dichas reservas durarían aproximadamente 13 años. Sin embargo, en septiembre del 2016, se incorporaron 20.000 barriles diarios adicionales a la producción nacional, procedentes del bloque 43 (ITT). La proyección de Petroamazonas EP, es que este bloque alcance su punto máximo de producción en 6 años, con 300.000 barriles diarios. Según la empresa pública, las reservas certificadas solo del ITT ascienden a 1.672 millones de barriles [47], [48].

El ITT tomó importancia en 2007, con la propuesta para dejar bajo tierra el crudo en esa zona, a cambio de una compensación de la comunidad internacional que permitiría proteger el Parque Nacional Yasuní y evitar la emisión de 410 millones de toneladas de CO₂, correspondientes a la explotación de 850 millones de barriles estimados en aquel año [49, p. 363]. Sin embargo, el apoyo a la iniciativa no fue el esperado, por lo que el presidente del Ecuador dio paso a su exploración y posterior explotación, argumentando, que solo se afectaría el 0,1% del área protegida y que se utilizaría perforación horizontal para garantizar que el impacto ambiental fuese el mínimo. Considerando el cálculo de emisiones en función de las reservas en 2007, estas se duplicarían con los nuevos datos que estima Petroamazonas EP.

3.3.2 Producción de Gas Natural

Este sector, se maneja de forma idéntica que el petrolero, es decir mantiene la misma estructura respecto a los actores que la componen. La producción bruta de Gas Natural en 2014 fue de 186 MMcf¹⁹ diarios. De esta producción, el 70% corresponde a gas asociado de pozos petroleros y el 30% restante a la producción de campo Amistad, en el Golfo de Guayaquil. La distribución de la oferta el mismo año, se dio de la siguiente manera: se utilizaron 73 MMcf diarios para generación eléctrica y 4,3 MMcf diarios para procesos industriales [15, p. 24]. La Fig. 18 muestra la evolución de la producción útil de gas natural durante el periodo 2006-2015.

El gas natural contribuye a la diversificación de la matriz energética, y al reemplazo de combustibles más caros y menos amigables con el medio ambiente, principalmente en la generación de electricidad y en el sector industrial. Por ello, el plan estratégico de la Petroamazonas EP 2016-2019, ha determinado la existencia de reservas probadas equivalentes a 259.000 MMcf a 2014, que significarían una vida productiva de alrededor de 15 años suponiendo una producción constante de 50 MMcf diarios. [47].

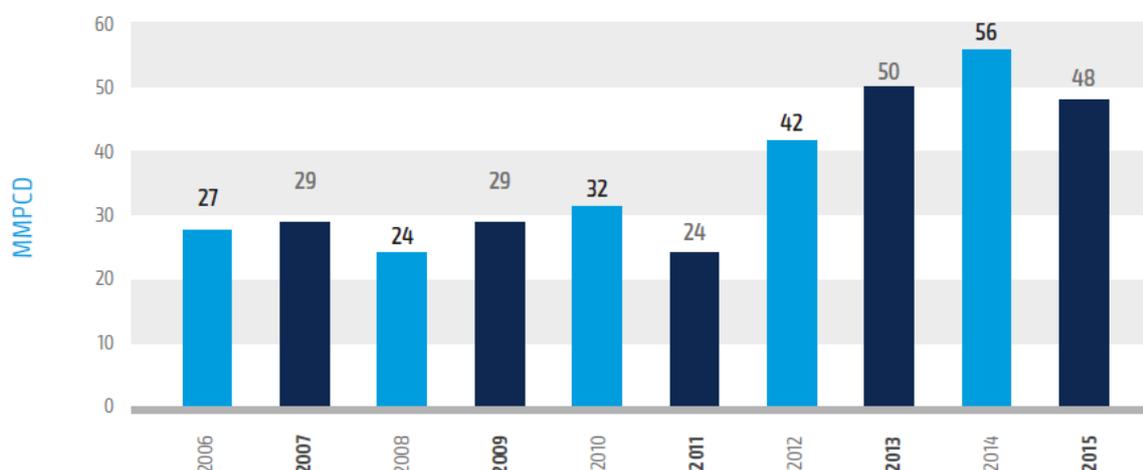


Fig. 18 Evolución de la producción de Gas Natural 2006-2015

3.3.3 Refinación y Transporte

El Art. 3 de la Ley de Hidrocarburos establece que el transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, su refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización, serán realizados por EP Petroecuador. Durante el año 2014, de los 138 mil barriles por día refinados, el 47% de correspondió a la Refinería de Esmeraldas, mientras que el resto fue procesado por las refinerías también estatales de La Libertad, Shushufindi y las plantas topping²⁰ del país (otras). La cantidad de petróleo que ingresó a refinerías durante el 2014 fue de 50,2 millones de barriles, 10,1% menos que en 2013 [15].

Analizando la evolución de la capacidad de refinación en los últimos años (ver Fig. 19.), este valor ha venido disminuyendo en el tiempo, debido fundamentalmente a una reducción en la capacidad de procesamiento de la Refinería Esmeraldas. De ahí que el estado decidió intervenir

¹⁹ Millones de pies cúbicos diarios (10^6)

²⁰ Las plantas topping son: Lago Agrio, Andes Petroleum, Petroamazonas and Repsol [15].

en la refinería un monto aproximado de USD 1.380 millones para su repotenciación, permitiendo así, que pueda operar a su capacidad máxima a partir de 2016, procesando 110.000 barriles por día [6], [50].

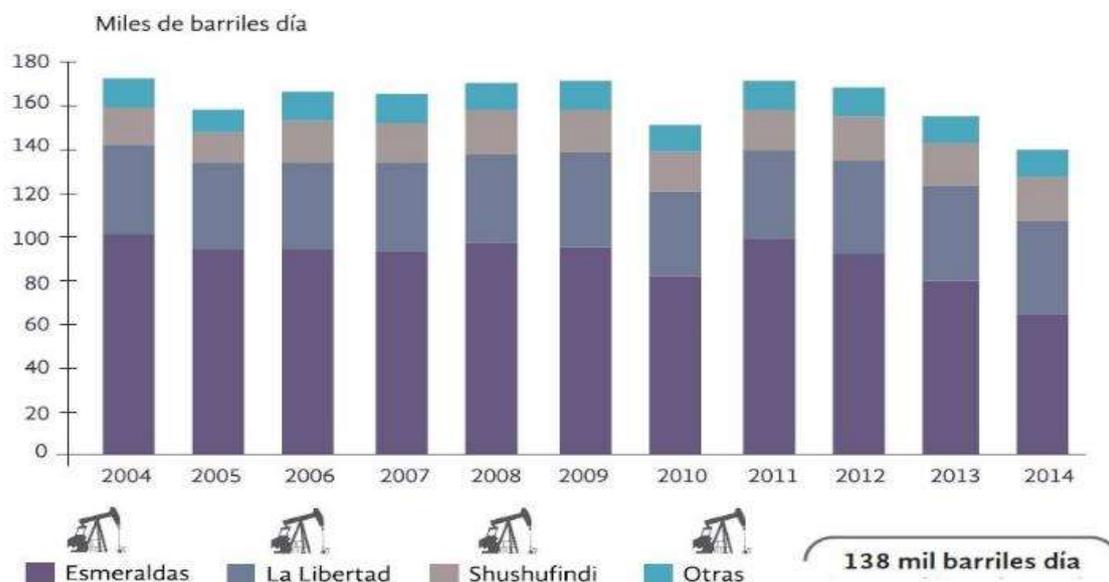


Fig. 19 Evolución de la capacidad de Refinación 2004-2014 [15]

3.3.3.1 Rehabilitación Refinería de Esmeraldas

Tras más de cuatro años de trabajos, la rehabilitada Refinería Esmeraldas fue oficialmente entregada el 17 de diciembre del 2015. Los trabajos se realizaron bajo una declaratoria de emergencia que llegó desde el ejecutivo, lo que permitió agilizar la contratación de empresas que se encargarían de los diferentes proyectos que involucraban rehabilitar la refinería. La intervención se justificó por las 85 paradas emergentes del 2007, que equivalieron a una suspensión de actividades de 160 días e implicaron \$ 1,3 millones en pérdidas por día, aquel año la capacidad operativa máxima fue del 77% [51].

Tras su entrada en operación, el proyecto ha sido objeto de múltiples críticas por sobrecostos y escándalos de corrupción, asociados a sobornos por parte de contratistas a los principales directivos del proyecto, mediante el uso de empresas offshore en Panamá. De hecho, el escándalo sale a la luz, tras la publicación de los llamados Panama-papers en 2016. Las investigaciones judiciales a noviembre del 2016, tienen a dos ex gerentes de la Refinería de Esmeraldas y varios directivos de mandos medios en EP Petroecuador involucrados en este círculo de corrupción que ha sacudido el tablero político ecuatoriano, más aun, considerando que en febrero del 2017 se darán las elecciones presidenciales y de la asamblea legislativa.

Profundizar en el tema, resulta complejo, dado que la entidad a la que le compete evaluar si los costos del proyecto fueron adecuados, es la contraloría general del Estado y ahora mismo se encuentra en proceso de investigación de la totalidad de contratos firmados por las administraciones del proyecto. Además, el análisis de costos unitarios y la calidad de los trabajos realizados son responsabilidad directa de la fiscalizadora, que en este caso fue la empresa australiana Worley Parsons, que facturó por sus servicios alrededor USD 135,1 millones y que tiene a cargo también, la fiscalización de la Refinería del Pacífico desde 2014.

Algunos de los proyectos de rehabilitación recientes en Latinoamérica muestran cifras con las que se puede comparar el proyecto ecuatoriano, por ejemplo, la modernización de la Refinería de Cartagena (Reficar) es el más costoso de su tipo en la región con USD 8.016 millones para pasar de 90,000 barriles diarios a 165,000. Mientras que la modernización de la Refinería de El Palito en Venezuela alcanza los USD 5.000 millones (280.000 barriles diarios), o la de Talara en Perú que cuesta USD 3,500 millones para pasar de producir 65.000 a 95.000 barriles diarios. El proyecto que más se aproxima, al ecuatoriano, al menos por capacidad de refinación, es el de la refinería La Pampilla de Repsol, con una inversión de aproximadamente USD 741 millones para ampliar su capacidad hasta 110,000 barriles diarios [52].

Por otra parte, la polémica se situó también en la utilidad del proyecto, al darse a conocer que el EP Petroecuador analizaba comprar 110.000 barriles diarios de crudo liviano en el mercado internacional para optimizar el rendimiento de la rehabilitada refinería y poder disminuir el nivel de azufre de sus combustibles. El informe estadístico de EP Petroecuador 2016, detalla que hasta septiembre de este año ha sido necesaria la importación de 34,5 millones de barriles, 18,1 % menos que en 2015, de los cuales se utilizó en la producción de derivados 14,7 millones de barriles de Naftas y Cutter Stock, insumos que permiten obtener mediante mezclas, Gasolinas y Fuel Oil [53].

Este informe indica también los paros de producción que se han dado en la refinería desde enero del 2016, destacando, por ejemplo, el paro de emergencia del 16 abril a causa del terremoto que sacudió al país, reiniciando sus operaciones el 19 de abril. En el mes de mayo se operó a baja carga por disparo intempestivo del SNI, además se detalla que las réplicas fuertes del terremoto desestabilizaron las unidades de procesos y generaron alto stock de Fuel Oil en los tanques de almacenamiento. Se indica también, que durante el mes de junio y julio se operó al 98%, en agosto 100% y en el mes de septiembre al 99% [53]. En general, los centros de transformación que pertenecen a la estatal EP Petroecuador se encuentran operando a plena capacidad, conforme se indica en la siguiente tabla:

Tabla 14 Capacidad Instalada de Refinación EP Petroecuador [50]

Refinería	Capacidad
Esmeraldas	110.000 bpd
Libertad	45.000 bpd
Shushufindi	20.000 bpd
Planta de GLP Shushufindi	25 MMfc/día
Planta de GNL Bajo Alto	200 TM/día

Respecto al transporte del crudo, se realiza principalmente a través del Oleoducto Transecuatoriano que tiene 498 km de longitud y una capacidad de 360.000 barriles por día, con 6 estaciones de bombeo ubicadas estratégicamente. Mientras que, para el transporte de derivados, se cuenta con una red de poliductos y gasoductos a lo largo del país con una extensión total de 1.535 km [50]. Por otra parte, la exportación de crudo se realiza por medio de los Terminales de Balao y de OCP, el primero destinado a crudo Oriente, de 25,4°API y el segundo para crudo Napo de 20,6°API. El incremento de los volúmenes de exportación de crudo durante los últimos años, se debe al cambio de tipo de contrato para las compañías privadas, al incremento de la producción de crudo de Petroamazonas EP y Río Napo, además de los paros emergentes de Refinería Esmeraldas [50].

3.3.3.2 Refinería del Pacífico

La Refinería del Pacífico, será el megaproyecto industrial más grande del Ecuador < de llegar a culminarse>. Su objetivo es abastecer la demanda interna de derivados con capacidad para procesar 300.000 barriles por día y exportar los excedentes. Según las proyecciones realizadas en función del incremento en el consumo de combustible, a partir del año 2022, el país destinaría aproximadamente USD 9.000 millones para importar combustibles destinados al consumo nacional; mientras que, con la puesta en marcha de la nueva refinería, el país recibiría aproximadamente USD 5,500 millones de dólares anuales por concepto de exportación de diésel, gasolina y productos de petroquímica básica [54].

Ecuador necesita alrededor de USD 13.300 millones para ejecutar este proyecto que, en un comienzo iba a desarrollarse en una alianza estratégica con el gobierno de Venezuela para lo cual se formó una empresa de economía mixta en la que participaba PDVSA con el 49 %. Sin embargo, los problemas políticos y económicos que atraviesa Venezuela han impedido que el financiamiento programado se concrete. El ejecutivo ha destacado que al no encontrar socios que inviertan en la refinería, buscará financiamiento externo, dejando que el Estado se haga cargo por completo del proyecto mediante créditos de bancos privados y estatales de China y Corea que han mantenido acercamientos durante noviembre del 2016.

Cabe recalcar que el PME 2013-2022 elaboró el plan de expansión de la generación, transmisión y distribución bajo una hipótesis, en que la Refinería del Pacífico ingresaba al SNI desde el 2016, lo cual en no se corresponde con la realidad, al 2016 se han invertido alrededor de USD 1.500 millones, únicamente para trabajos en obras civiles, preparación de las bases físicas en donde se sembrará la planta, canales para transportar el agua, accesos, y los estudios de pre-factibilidad y factibilidad. Los hitos más importantes se detallan en la Tabla 15, donde destaca el avance del acueducto desde la represa La Esperanza que tiene un avance del 88%, mientras que en el oleoducto “Quinindé- Refinería del Pacífico”, que comunicará la nueva refinería con la de Esmeraldas, se encuentra dentro del plan estratégico del Petroecuador para ejecutarse entre 2017 y 2018 [50].

Tabla 15 Ejecución presupuestaria de la Refinería del Pacífico (USD Millones) [54]

Ejecución por Grupos	Diciembre 2015	Septiembre 2016	2008-2016
Ingenierías y Licencias	334,24	0,74	334,98
Estudios de Sitio y Ambientales	59,14	0,47	59,61
Adquisición de Tierras	13,78	1,21	14,99
Construcción	586,96	72,31	659,27
Preparación y mantenimiento del sitio	303,68	0	303,68
Acueducto la Esperanza	222,64	71,61	294,25
Vías y campamento	60,64	0,70	61,34
Asesorías	157,37	48,36	205,73
Administración del Proyecto	40,03	5,65	45,68
Responsabilidad Social	23,28	7,30	30,58
Total Sin Impuestos	1.214,80	136,04	1350,84
Impuestos	135,38	16,67	152,05
Total con Impuestos	1.350,18	152,71	1.502,89

CAPÍTULO IV

4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL CAMBIO DE MATRÍZ ENERGÉTICA

Tras poner en contexto la situación energética del Ecuador, mediante un seguimiento de los programas más importantes desarrollados para consolidar el cambio de su matriz energética, se requieren valorar los resultados alcanzados teniendo en cuenta los efectos sobre los diferentes aspectos que componen la sostenibilidad del país. En general, la información requerida depende de la metodología seleccionada, es así, que la aplicación de algunos métodos requiere la introducción de juicios sobre la importancia de los criterios y de matrices de rendimientos de las alternativas por criterio, medidos en escalas asociadas a una función de utilidad por criterio o a puntuaciones absolutas o relativas que se asignen a las alternativas [55, p. 42]. Entonces, la metodología seleccionada debe permitir, cuantificar y evaluar los efectos actuales y futuros del uso y producción de la energía en el territorio ecuatoriano.

En lo que respecta a la relación entre los planes energéticos y el desarrollo sostenible, se han elaborado varios informes de organizaciones internacionales y publicaciones en el sector académico, que se basan en indicadores con un criterio de convergencia entre los ámbitos económico, ambiental y social como requisito de sostenibilidad. En la Tabla 16 se resumen algunos de las publicaciones más relevantes sobre esta temática:

Tabla 16 Sistemas para evaluar la sostenibilidad del sector energético [55, p. 256]

REFERENCIA	DIMENSIÓN					NI	OBJETO DE LA PUBLICACIÓN
	E	A	S	T	P		
OECD, 2008		√				10	Energía y ambiente
IAEA y otros, 2005	√	√	√			30	Energía y desarrollo sostenible
Beccalli et al., 2003	√	√	√	√		12	Planificación energética sostenible
Cavallaro et al., 2005	√	√	√	√		11	Energía renovable sostenible, Italia
Chatzimouratidis et al., 2008		√	√			11	Energía e impacto socioambiental
Chatzimouratidis et al., 2007		√				5	Energía y emisiones al ambiente
Hirschberg et al., 2007	√	√	√			18	Energía y desarrollo sostenible
Burton et al., 2007	√	√	√	√		8	Energías renovables
Vera et al., 2007	√	√	√			30	Energía y desarrollo sostenible
Athanasios et al., 2008		√	√			11	Energía e impacto socioambiental
Wang et al., 2008	√	√	√	√		16	Energía, MCDA, China
Diakoulaki et al., 2009	√	√		√		8	Plan. energética sostenible, Grecia
Lebre La Rovere et al., 2009	√	√	√	√		14	Planificación energética sostenible
Terrados et al., 2009	√	√	√	√		11	Planes energéticos sostenibles
Wang et al., 2009	√	√	√	√		29	Planificación energética sostenible
Carrera et al., 2010			√	√	√	9	Energía y efectos sociales
Kahraman et al., 2010	√	√	√	√	√	17	Planificación energética sostenible
Kaya et al., 2010	√	√	√	√		29	Planificación energética sostenible
Kruyt et al., 2009					√	21	Revisión seguridad energética
Wang et al., 2010	√	√	√			17	Planificación energética. China

E : Económica A: Ambiental S: Social T: Técnica P: Política/ institucional

NI: número de indicadores

4.1 INDICADORES ENERGÉTICOS DEL DESARROLLO SOSTENIBLE

Para analizar el caso ecuatoriano se utilizarán las directrices y metodologías elaboradas por un equipo multidisciplinario conformado por: Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA), el Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas (UNDESA), la Agencia Internacional de Energía (IEA), la Oficina Europea de Estadística (Eurostat) y la Agencia Europea para el Ambiente (EEA), organismos internacionales que apoyados por la comunidad europea generaron en 2008 un documento con 30 indicadores energéticos para la evaluación de la sostenibilidad de programas y planes desarrollo en el sector energético.

El planteamiento metodológico se basa en un diagnóstico global del sector, en función de la información disponible de instituciones oficiales nacionales e internacionales, especialmente el BEN 2015 y el Informe de Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano 2015 en el campo nacional, el BCE y el INEC. Mientras que las fuentes de información externas serán los informes y proyecciones de instituciones como OLADE, British Petroleum “Statistical Review of World Energy”, IEA, FMI, CEPAL, Banco Mundial, entre otras. Esto con el objetivo de contrastar la mayor cantidad de datos de entrada posibles, y elaborar indicadores que representen la máxima aproximación a la realidad de los sectores social, económico y ambiental del Ecuador por efecto del proyecto de transformación de la matriz energética.

4.1.1 Selección de los indicadores

Los 30 indicadores que recoge el informe, se dividen en tres dimensiones (social, económico y ambiental), subdivididas además en 7 temas y 19 subtemas (ver ANEXO 1). Dado que cada país tiene características geográficas y económicas propias, la selección de los indicadores depende de estas variables y de las políticas en materia energética que se encuentren en desarrollo, además de la cantidad y calidad de información estadística que exista. Tomando en cuenta estas consideraciones, se han elaborado diecisiete indicadores: tres en la dimensión social, dos en la ambiental y doce en la dimensión económica, justificados a continuación:

En el caso de la dimensión social, de cuatro indicadores posibles, en los temas de equidad y salud, los datos obtenidos del BEN permiten únicamente trabajar en el subtema de accesibilidad con el indicador SOC1, que hace referencia al porcentaje de población con acceso a la electricidad. Mientras que, con los informes del INEC se estimaron los porcentajes de ingresos de los hogares dedicados a combustibles y electricidad (SOC2 y SOC3), estos indicadores pertenecen al subtema de accesibilidad y disparidad respectivamente.

Desde el punto de vista ambiental, dado que Ecuador carece de energía nuclear, se descartaron los indicadores en la dimensión ambiental ENV9 y ENV10, que se relacionan con este sector. Luego, los indicadores relacionados con el manejo y generación de desechos sólidos ENV7 y ENV8, al no disponer de datos para su elaboración también fueron descartados. Respecto a la deforestación y calidad de agua, no existe información oficial sobre su uso exclusivo en generación de energía por lo que también se descartan los indicadores ENV4, ENV5 y ENV6. Por tanto, fueron estructurados solo dos indicadores sobre cambio climático y calidad del aire.

Finalmente, en la dimensión económica, de 16 indicadores posibles, apenas se descartaron el ECO6, ECO12, ECO13 y ECO16, debido a que se solapan con la información que revelan otros indicadores. Además, en la mayoría de indicadores se escogió el periodo 2006-2014, puesto que marca el inicio del proceso de cambio de la matriz energética y coincide con los datos disponibles en las diferentes fuentes utilizadas para la elaboración de este trabajo.

Tabla 17 Indicadores energéticos del desarrollo sostenible seleccionados

Social				
Tema	Subtema	Indicador energético		
Equidad	Accesibilidad	SOC1	Porcentaje de hogares (o de población) sin electricidad o energía comercial, o muy dependientes de energías no comerciales.	
		SOC2	Porcentaje de ingresos de los hogares dedicado a combustibles y electricidad.	
	Disparidades	SOC3	Uno de energía en los hogares por grupo de ingresos y combinación de combustibles utilizados	
Económico				
Patrones de uso y producción	Uso global	ECO1	Uso de energía per cápita.	
	Productividad global	ECO2	Uso de energía por unidad de PIB.	
	Eficiencia del suministro	ECO3	Eficiencia de la conversión y distribución de energía.	
	Producción	ECO4	Relación Reservas / Producción	
	Uso final		ECO6	Intensidades energéticas de la industria.
			ECO7	Intensidades energéticas del sector agrícola.
			ECO8	Intensidades energéticas del sector comercial/de los servicios
			ECO9	Intensidad energética de los hogares.
			ECO10	Intensidades energéticas del transporte.
	Diversificación (Combinación de combustibles)	ECO11	Porcentaje de combustibles en la energía y electricidad.	
Precios	ECO14	Precios de la energía de uso final por combustible y sector.		
Seguridad	Importaciones	ECO15	Dependencia de las importaciones netas de energía.	
Medio ambiente				
Atmósfera	Cambio climático	ENV1	Emisiones de GEI por la producción y uso de energía, per cápita y por unidad de PIB.	
	Calidad del aire	ENV2	Concentraciones ambientales de contaminantes atmosféricos en zonas urbanas	

4.1.2 Valoración de los indicadores

Con el fin de estandarizar el procedimiento de valoración de cada indicador, se plantea una adaptación de la metodología propuesta en el PME, que emplea determinados criterios de evaluación que reflejan el grado de afectación a la sustentabilidad de los proyectos del cambio de la matriz energética. De esta forma, se obtiene una matriz de doble entrada, con la que se sistematiza el análisis. En efecto, para evaluar los indicadores energéticos del desarrollo sostenible se han considerado dos criterios:

Tendencia actual del indicador. - Muestra si la tendencia del indicador con respecto al periodo analizado es positiva (+), estable (®), o negativa (-). Es decir, si la situación actual mejora, se mantiene, o empeora por efecto del proyecto de cambio de la matriz energética.

Comparador. - Se refiere a comparar la situación actual del país respecto al resto de países de la región latinoamericana. Y además a comprobar si la tendencia de los indicadores se corresponde con otras fuentes de información. Puede ser negativo (-), positivo (+) o estable ®.

En base a un análisis cuantitativo de los aspectos antes indicados, se establece una valoración en escala de -2 a +2 para cada indicador, donde dicha escala representa la afectación del indicador por efecto de los proyectos de cambio de la matriz energética, sobre cada criterio de sostenibilidad <social, económico y ambiental>. Luego cada indicador representa un porcentaje sobre la valoración global del criterio, de modo que si, por ejemplo: Los tres indicadores pertenecientes a la dimensión social tuviesen una valoración de +2, sumarían en este criterio +6 puntos, de +6 puntos máximos posibles. Entonces, la valoración de esta dimensión será del 100%, que a su vez representa el 33,33% de la sostenibilidad global; por el contrario, si obtuviese apenas +2 de los +6 posibles, su valoración sería del 2/6, que a su vez representa un porcentaje global de sostenibilidad equivalente al: $(2/6) * (33,33\%) = 11,11\%$.

La participación en la sostenibilidad de las tres dimensiones es equilibrada, si bien se pueden obtener mejores resultados en determinada dimensión, la sostenibilidad implica desarrollo en las tres componentes que la representan. De modo que, pese a que la dimensión económica dispone de 14 indicadores, su participación en la sostenibilidad es del 33,33%. Esto significa que mantener excelentes resultados en las dimensiones social y ambiental, permite obtener más del 50% en la valoración global de sostenibilidad del proyecto de cambio de la matriz energética. Esta evaluación requiere, un análisis objetivo que permita entender los resultados y en función de ello asignar una calificación que cuantifique el progreso alcanzado. Al final, la matriz de valoración determinará si el proyecto de cambio de matriz energética aporta positivamente o no al desarrollo sostenible del Ecuador y dará una visión clara respecto a los aspectos en los que se debe trabajar para alcanzar esa sinergia entre el desarrollo económico, la protección del medio ambiente y el beneficio social de los ecuatorianos.

Tabla 18 Valoración de los indicadores energéticos del desarrollo sostenible

Dimensión	Indicadores	Puntos máximos	% participación en la Sostenibilidad
Social	3	6	33.33%
Económica	12	24	33.33%
Ambiental	2	4	33.33%

4.1.3 DIMENSIÓN SOCIAL

La disponibilidad de energía tiene una repercusión directa sobre la pobreza, puesto que genera disparidad en las oportunidades de empleo y educación, además de problemas para la salud o inclusive muerte por incendios producidos por la contaminación en ambientes cerrados, por ejemplo, cuando se usa carbón vegetal o instalaciones de gas con mala calidad para la cocción. De ahí que, la equidad social es fundamental para avanzar hacia el desarrollo sostenible, que también involucra, un fácil acceso a los sistemas de energía y precios que puedan garantizar la asequibilidad a estos sistemas. Puesto que la falta de acceso a la energía (por ejemplo, a la red de electricidad), hace que los hogares pobres no sólo gasten en energía un porcentaje mayor de sus ingresos que los hogares ricos, sino que frecuentemente tienen que pagar más, en términos absolutos, por unidad de energía útil. La energía, por tanto, debe ser un bien al alcance de toda la población y a un precio justo para todos quienes la conforman [56].

4.1.3.1 SOC1: Población sin Acceso a la Electricidad

Este indicador mide en términos porcentuales, la población sin acceso a electricidad de la totalidad del territorio nacional, los resultados del “% Real” corresponden a los datos obtenidos de la “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano”, elaborado por ARCONEL y muestran una clara tendencia decreciente, para el periodo 2006-2015, pasando de 7,14% de población sin acceso a la electricidad en 2006 a 2,82% en el año 2015, una diferencia de 4,32% en 9 años que equivale a una tasa de descenso en la población sin acceso a la electricidad del 0,48% anual. Esto se debe principalmente a la implementación del proyecto FERUM para la electrificación de sectores de la población rural y urbano-marginal que ha beneficiado a cerca de 900.000 familias. La valoración de la tendencia es **positiva (+)**.

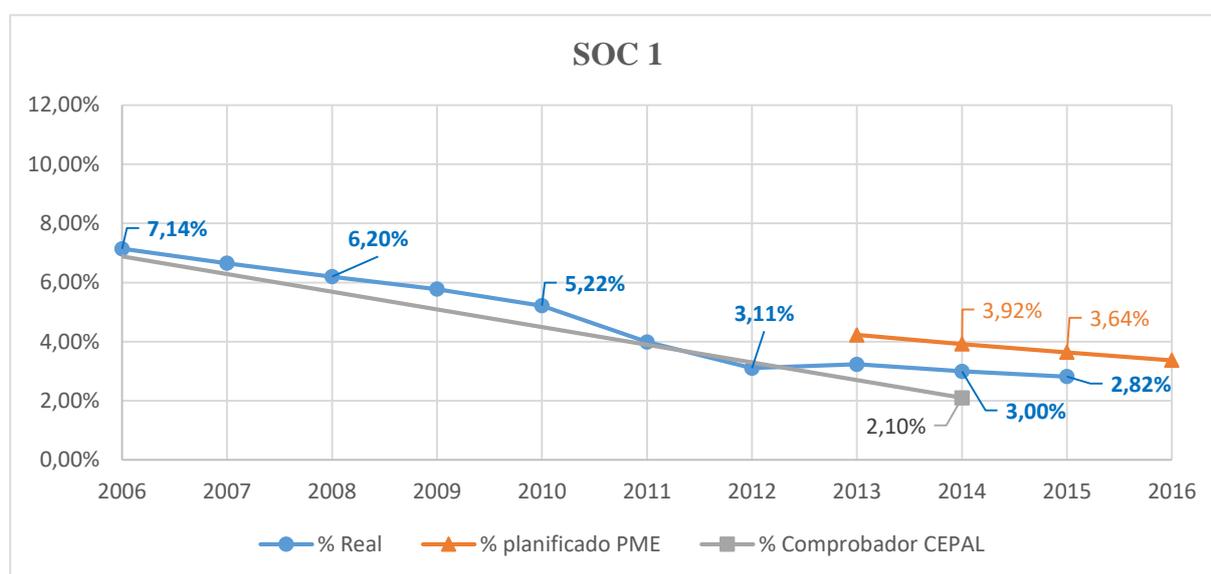


Fig. 20 SOC1.- Porcentaje de población sin acceso a la electricidad

Comparador: Tomando como base las estadísticas de la CEPAL, se obtuvo otro indicador SOC1 (comprobador CEPAL), que se compara los datos gubernamentales. La diferencia resulta favorable para el Ecuador, ya que plantea que el porcentaje de personas sin acceso a la electricidad, es incluso menor al publicado en el BEN, con un 2.1% para el año 2014. Además,

el mismo informe revela que Ecuador es uno de los países de Sudamérica que con el menor porcentaje de población sin acceso a la electricidad (2.1%) y de los que mayor progreso han alcanzado para el periodo 2000-2014, con un 8,37% más de población con acceso a este servicio básico [57]. El comparador, en este sentido mantiene una **valoración positiva (+)**

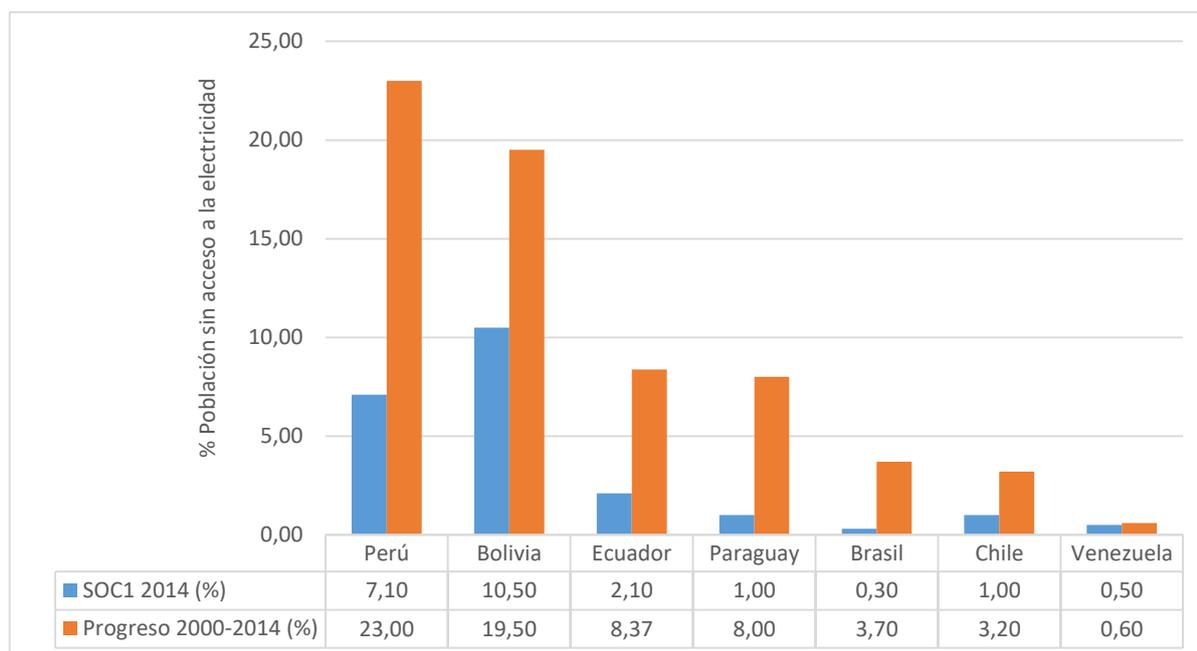


Fig. 21 Disponibilidad de electricidad, en áreas urbanas y rurales CEPAL 2015 [57]

Evaluación: Dentro del PME, se establecieron metas de cobertura eléctrica para el periodo 2013-2022, si se comparan con los resultados del “% Real” obtenidos al 2015, se tiene que lo planificado por el PME, establecía un SOC1 de 3,64% para ese año. El valor del PME es 0,82% mayor que el real (2,82%), lo que indica que, el porcentaje de población sin acceso a la electricidad se ha reducido más allá de las proyecciones, es decir, que en este indicador se han superado las expectativas. Ello sumado a la posición a nivel latinoamericano, permite establecer para este indicador, una **Valoración: +2**.

4.1.3.2 SOC2: Ingresos dedicados a combustibles y electricidad

Este indicador proporciona una medida de la asequibilidad de la energía para el hogar medio y para el segmento más pobre de los hogares, se define como el porcentaje de los ingresos disponibles de los hogares (o consumo privado) gastado en combustibles y electricidad (en promedio y para el 20% de la población con menores ingresos). Las disparidades en el seno de un país pueden ser fruto de marcadas desigualdades en la distribución de los ingresos, de redes inadecuadas de transporte y distribución de energía y de grandes diferencias geográficas entre regiones. Este indicador se obtiene mediante el dato de los gastos globales dedicados a energía comercial dividido por los ingresos totales disponibles por cada quintil de la población [56].

Para el efecto, se ha recurrido a la información que proporciona la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares Urbanos y Rurales (ENIGHUR) realizada por el INEC. La primera entre febrero del año 2003 y enero de 2004 y la última entre abril de 2011 y marzo de 2012. Con ellas se realizó un estudio, sobre una muestra de 11.256 y 40.932 viviendas

respectivamente. Dentro del estudio se desagrega la estructura de gasto de consumo monetario mensual en 12 categorías generales: Alimentos y Bebidas no alcohólicas; Bebidas alcohólicas, tabaco y estupefacientes; Prendas de vestir y calzado; Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles; Salud; Transporte; Comunicaciones; Recreación y Cultura; Educación; Restaurantes y Hoteles; y Bienes y servicios diversos. Respecto al ítem: Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles, para el primer periodo este rubro significó el 5.5% del gasto total, mientras que para el periodo 2011-2012 representó el 8.2%. los detalles de la estructura de consumo se resumen a continuación:

Tabla 19 Estructura del gasto de consumo mensual monetario [58]

Divisiones de Gasto de Consumo	2003-2004		2011-2012		Diferencia (%)
	Monto	Estructura (%)	Monto	Estructura (%)	
Alimentos y bebidas no alcohólicas	293.314.762	26,9	432.944.058	22,6	-4,3
Bebidas alcohólicas, tabaco y estupefacientes	6.448.243	0,6	12.655.068	0,7	0,1
Prendas de vestir y calzado	99.555.931	9,1	149.244.449	7,8	-1,3
Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles	59.648.107	5,5	156.847.937	8,2	2,7
Muebles, artículos para el hogar y para la conservación ordinaria del hogar	59.886.394	5,5	112.726.241	5,9	0,4
Salud	59.969.838	5,5	140.669.009	7,3	1,8
Transporte	171.557.252	15,7	280.849.774	14,6	-1,1
Comunicaciones	26.661.928	2,4	101.367.027	5,3	2,9
Recreación y cultura	68.559.620	6,3	91.349.305	4,8	-1,5
Educación	67.640.382	6,2	95.010.599	5	-1,2
Restaurantes y hoteles	87.226.885	8,0	156.263.255	8,1	0,1
Bienes y servicios diversos	89.865.764	8,2	189.427.212	9,9	1,7
Gasto corriente monetario del hogar	1.090.335.105	100	1.919.353.935	100	

Luego, conforme la información del BEN 2015, la distribución de energía por sectores ubica al sector residencial como el demandante del 12% del consumo total de energía para el año 2014, esto es: $0.12 * 101.000.000 \text{ BEP} = 12,12 \text{ millones BEP}$, estos se distribuyen de la siguiente manera: 52.7% en GLP; 33.1% en Electricidad; 14.2% en Leña y apenas un 0,004% y 0,002 % en Gas natural y Keroseno respectivamente. El documento en mención, dispone de estos datos desde el año 2004, como se detalla a continuación en la Tabla 20.

Tabla 20 Estructura de consumo del sector residencial 2004-2014 (%) [6]

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Gas Natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,004	0,004
Leña	26,8	25,6	24,2	23,2	21,6	20,0	18,4	17,5	16,1	15,0	14,2
Electricidad	24,4	25,0	25,6	26,2	27,2	28,3	29,9	30,4	31,2	31,9	33,1
Gas Licuado	48,7	49,3	50,1	50,6	51,1	51,7	51,6	52,1	52,6	53,1	52,7
Kerosene / Jet Fuel	0,1	0,1	0,05	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,004	0,005	0,002
TOTAL	100,0										

El estudio del INEC, también muestra la distribución en deciles en función de los ingresos de los hogares para cada uno de los ítems de gasto de consumo monetario (Ver ANEXO 2) en los dos periodos de estudio 2003-2004 y 2011-2012. Partiendo de ello, se obtuvieron los quintiles correspondientes únicamente al porcentaje de gasto de los hogares para *Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles*. Luego, asumiendo que el costo del *agua y alojamiento* representan el 25% del ítem, el restante 75% será el porcentaje real de gasto utilizado por los hogares exclusivamente para *electricidad, gas y otros combustibles*.

Además, se puede asumir que el consumo de leña en el sector residencial solo involucra a los tres primeros quintiles (los de menos ingresos), puesto que generalmente se utiliza para cocción en cocinas rudimentarias de leña en las zonas rurales. También, el consumo de gas natural y keroseno, al representar porcentajes demasiado bajos, se los desprecia para simplificar los cálculos. Por otra parte, al no disponer de valores del porcentaje de gasto de los hogares, destinado para *electricidad, gas y otros combustibles* en cada año, se puede asumir que la tasa de crecimiento (T_c) ha sido constante para el periodo 2004 – 2012 (8 años), en función de la diferencia entre el porcentaje de gasto del año 2012 menos el año 2004, como sigue:

$$T_c = \frac{\%2012 - \%2004}{8 \text{ años}} = \frac{\%6,98 - \%5,06}{8 \text{ años}} = 0,24\% \text{ anual} \quad (4)$$

Entonces, el porcentaje de gasto monetario dedicado a *electricidad, gas y otros combustibles* alcanza en 2006 5,3% (5,06+0,24) y para el año 2014 7,22% (6,98+0,24). El mismo criterio ha sido adoptado para determinar la tasa de crecimiento de porcentaje de gasto en *electricidad, gas y otros combustibles*, para cada uno de los quintiles en los años 2006 y 2014. Los resultados obtenidos se indican a continuación en la Tabla 21 :

Tabla 21 Crecimiento del gasto para Gas, electricidad y otros combustibles por quintiles

	% Total	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5
Diferencia 2012-2004	1,93%	1,99%	1,61%	2,03%	1,80%	2,21%
Tasa crecimiento	0,24%	0,25%	0,20%	0,25%	0,23%	0,28%
% Gasto 2004	5,06%	7,13%	6,00%	5,06%	4,28%	2,81%
% Gasto 2006	5,30%	7,37%	6,20%	5,32%	4,50%	3,09%
% Gasto 2012	6,98%	9,11%	7,61%	7,09%	6,08%	5,03%
% Gasto 2014	7,22%	9,36%	7,81%	7,34%	6,30%	5,30%

Normalmente, los pobres tienden a gastar un elevado porcentaje de sus ingresos en combustibles energéticos indispensables, especialmente los necesarios para tareas como la cocina y calefacción [56]. En la Fig. 22, el indicador SOC2 permite apreciar que efectivamente, en la distribución del gasto para *electricidad, gas y otros combustibles* durante los 4 años analizados, los dos quintiles más pobres de la población son los que más porcentaje de gasto destinan a consumo energético. De hecho, la distribución muestra que, para todos los casos, los quintiles con menor ingreso destinan mayor porcentaje de sus gastos que el quintil inmediatamente superior (de mayores ingresos).

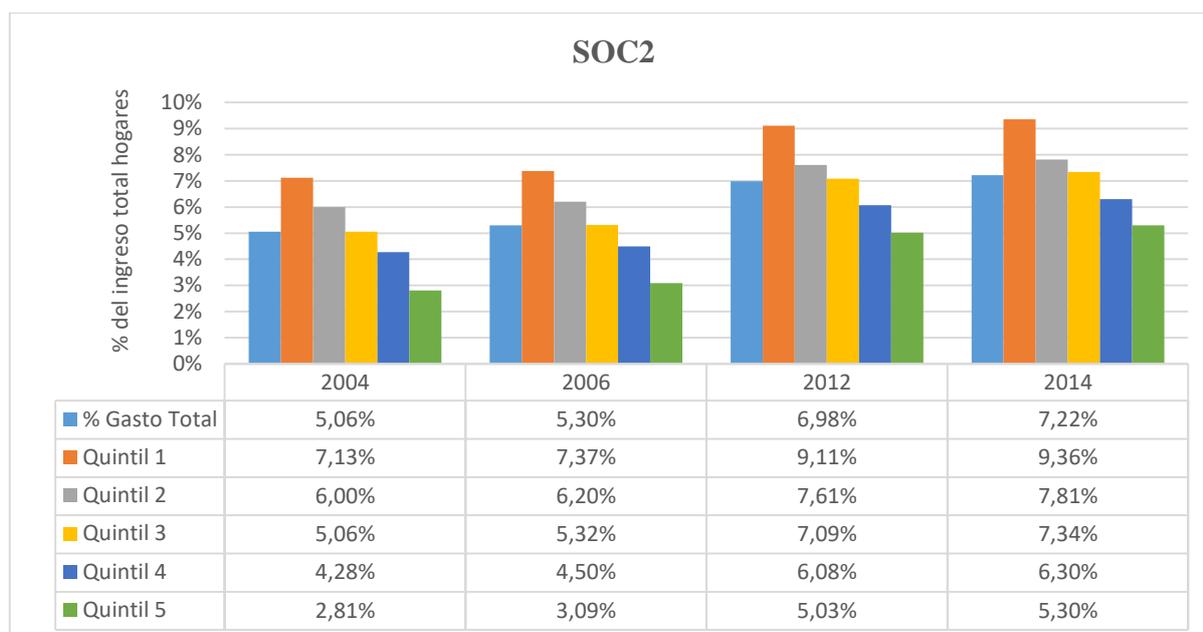


Fig. 22 SOC2.- Ingresos dedicados a combustibles y electricidad

Comparador: El informe estadístico de la CEPAL, presenta los gastos monetarios destinados a: *Vivienda, agua, electricidad, gas y otros combustibles*, de donde se obtiene que, para el Ecuador, este rubro representó en el año 2011 un promedio anual de USD 1.435, que a su vez significó un 21,2% del gasto total de consumo efectivo promedio (USD 6.759). El mismo año se realizó la encuesta ecuatoriana (ENIGHUR), donde se indicaba que el ecuatoriano dedica en promedio el 8,2% de sus gastos monetarios para el mismo rubro. Esto representa una marcada diferencia entre los estudios oficiales y la información publicada por la CEPAL, tomando los datos de esta última, se constataron errores en la sumatoria de los gastos totales de consumo, ya que alcanzan los USD 7.116 y no los USD 6.76 que publica el documento, con esta corrección el porcentaje de gasto dedicado a *Vivienda, agua, electricidad, gas y otros combustibles*, pasó a 20,2%, que todavía sigue siendo más del doble que el dato de ENIGHUR. Además, el rubro de educación presenta una diferencia de cuatro a uno, lo cual pone en duda si los datos que se manejaron en la CEPAL, son en realidad los que se adaptan a la realidad ecuatoriana, más aun, considerando la educación pública en el Ecuador es gratuita.

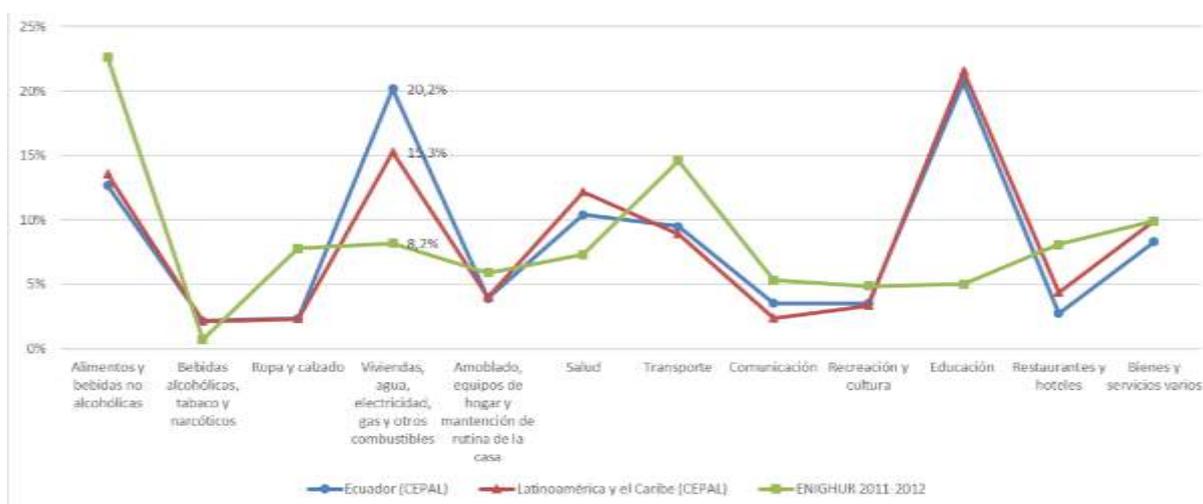


Fig. 23 Variación de datos CEPAL 2011 con ENIGHUR 2011-2012

Tomando en consideración estas apreciaciones, la Fig. 24 muestra el gasto total y el exclusivamente dedicado al rubro de *Vivienda, agua, electricidad, gas y otros combustibles*, de los países más representativos y del promedio de Latinoamérica y el Caribe para el año 2011, donde se aprecia que Ecuador se encuentra más de 5 puntos porcentuales por encima de la media de la región, es decir la población dedica 5% más de su gasto monetario para servicios energéticos, que la mayoría de países Latinoamericanos. Luego, si se lo compara dicho porcentaje con los países Sudamericanos, la posición resulta intermedia, por debajo de Uruguay, Colombia o Bolivia, y por encima de Chile, Perú e incluso Venezuela.

El informe estadístico de la CEPAL, tampoco presenta datos de años previos o posteriores al 2011 para establecer avances o retrocesos en el indicador analizado. Al comparar este valor (16%) con los datos del ENIGHUR, tenemos que en el 2004 los gastos destinados para el pago de *alojamiento, agua, electricidad y otros combustibles* representaban el 5,5% del gasto total en Ecuador. Entonces, si combinamos ambos estudios, el porcentaje de los gastos dedicados a electricidad ha aumentado casi tres veces entre 2004 y 2011. Esto evidentemente se aleja de la realidad, y por tanto los datos de la CEPAL <al menos para este indicador>, se consideran inaplicables, obteniendo una **Valoración estable “®”**.

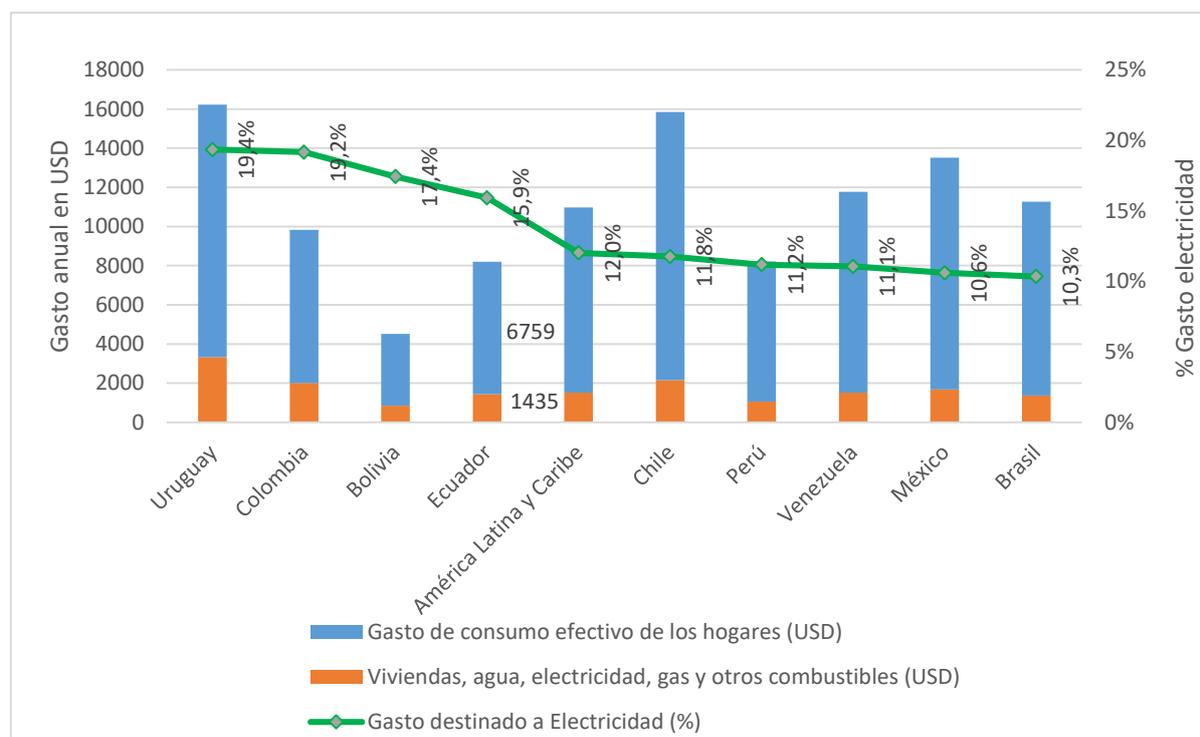


Fig. 24 Consumo efectivo de los hogares por habitante por tipo de gasto según CEPAL [57]

Evaluación: Para evaluar si los resultados son positivos o no, es fundamental entender cómo ha evolucionado el cociente ingreso-gasto (CIG) de la población. Este valor, se refiere al cociente entre el promedio del ingreso y el gasto por hogar. De acuerdo al estudio del INEC, a partir del decil 6 el ingreso supera al gasto por hogar tanto para el periodo 2003-2004 como para el 2011-2012 (Ver Fig. 25). Sin embargo, para los cuatro primeros deciles (segmentos más pobres), los gastos superan a los ingresos y el tercer quintil apenas puede cubrir sus gastos. Luego, entre más se eleve el cociente, mejores condiciones económicas tendrán los segmentos de la población, tal que, con un coeficiente de valor 1, los ingresos equiparan a los gastos del

hogar. Entonces, analizando el CIG, las condiciones económicas que permitan afrontar los gastos por consumo de energía de los hogares de los cuatro deciles más pobres de la población han mejorado, por el contrario, en los cuatro deciles más ricos de la población estas condiciones han disminuido. Mientras que el quinto decil prácticamente se ha mantenido constante.

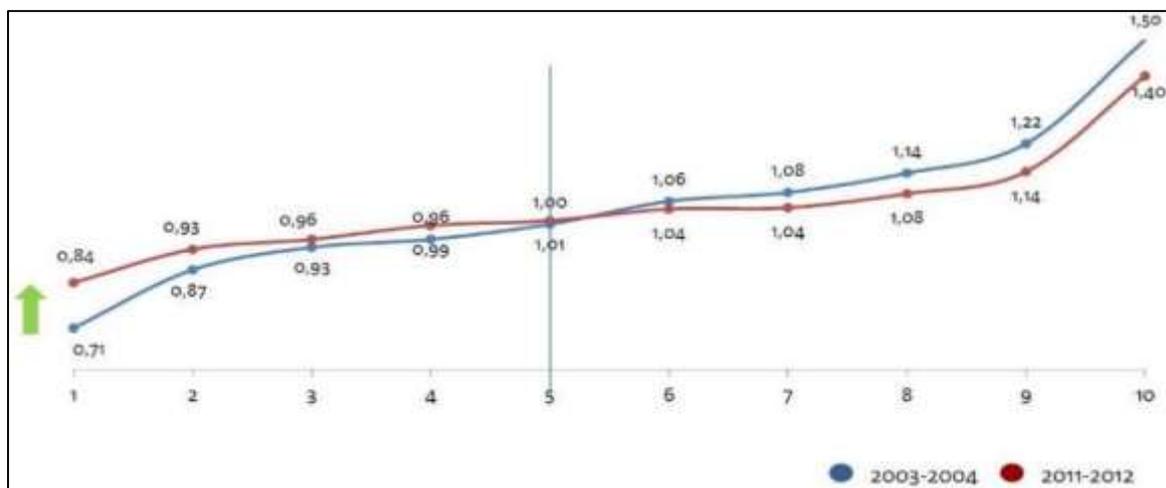


Fig. 25 Cociente ingreso-gasto por deciles [58]

Luego, centrando el análisis en los gastos dedicados a *electricidad, gas y otros combustibles*, obtenidos con el indicador SOC2 y haciendo el análisis por quintiles. Se obtiene que el primer quintil de la población incrementó entre 2004 y 2012 su gasto para este ítem en 1,99%, mientras que su cociente ingreso-gasto promedio pasó de 0,79 a 0,89, esto es un 12,03% más. En el otro extremo, el quintil más rico de la población disminuyó un 6,62% el CIG mientras que aumentó su SOC2. Esto significa, que la parte más pobre de la población aumentó sus ingresos 10,04% más de lo que aumentó su gasto dedicado a *electricidad, gas y otros combustibles*, de hecho, como se aprecia en la Tabla 22, este segmento de la población es el único que posee un balance positivo en la relación del SOC2 y el CIG. Luego, el resto de quintiles ha tenido que invertir más dinero para consumo de energía a la vez que sus CIG ha disminuido.

Tabla 22 Variación del CIG y del SOC por quintiles

Quintiles	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Promedio
CIG 2004	0,79	0,96	1,04	1,11	1,36	1,051
CIG 2012	0,89	0,96	1,02	1,06	1,27	1,039
Diferencia CIG	0,10	-	-0,02	-0,05	-0,09	-0,012
Variación CIG	12,03%	0,00%	-1,45%	-4,50%	-6,62%	-0,11%
Variación SOC2	1,99%	1,61%	2,03%	1,80%	2,21%	1,93%
Diferencia CIG -SOC2	10,04%	-1,61%	-3,47%	-6,30%	-8,83%	-2,04%

Pero, ¿cómo se interpretan estos datos?, recordemos que este indicador (SOC2), evalúa el porcentaje de los ingresos disponibles de los hogares, gastado en combustibles y electricidad en promedio y para el 20% de la población con menores ingresos. Luego, en líneas generales, la población debe destinar en promedio 1,93% más de su gasto para consumo de *electricidad, gas y otros combustibles* en 2012, con una relación de ingreso-gasto 0,11% menor que en 2004.

El segmento más afectado, claramente son el cuarto y quinto quintil, es decir quienes mayores ingresos por hogar perciben. Se puede deducir que la política energética en el periodo analizado, ha favorecido al segmento más pobre de la población, con medidas como la reducción de la tarifa de electricidad para los consumidores de hasta 110 kWh mensuales en la Sierra y 130 kWh en la costa (denominada: Tarifa de la dignidad²¹), en desmedro del resto de la población, que se ha visto afectada, en mayor medida para los segmentos con mayores ingresos. Por tanto, la *valoración* para este indicador es de “0”, ya que, pese a que el 20% de los hogares con menores ingresos tienen resultados positivos <su CIG aumentó más de lo que aumentó su gasto en *electricidad, gas y otros combustibles*>; el promedio país es negativo y debe destinar mayores ingresos a pagar *electricidad, gas y otros combustibles*, con un CIG promedio menor.

4.1.3.3 SOC3: Combinación de combustibles por grupo de ingresos

La disparidad existente entre los ingresos de los hogares y el acceso a la energía constituyen un grave problema para la sociedad en general, aunque haya servicios de energía comercial disponibles. Fundamentalmente porque unos ingresos restringidos pueden obligar a los hogares a hacer uso de combustibles tradicionales y tecnologías ineficientes. Este indicador relaciona la desigualdad en los ingresos con la accesibilidad a la energía, al proporcionar una evaluación de la cantidad de electricidad y combustibles utilizados, en relación con su nivel de ingresos y el porcentaje de la combinación de combustibles que le corresponde a cada segmento [56].

Tomando como base, las consideraciones que se tomaron para el indicador SOC2 y la estructura de consumo de la Tabla 20, se puede obtener la participación en el sector residencial de los tres principales energéticos (GLP, electricidad y Leña). La distribución se realiza conforme la Tabla 23, que descarta del análisis el aporte del gas natural y el keroseno, por el mínimo porcentaje que representa. Además, solo se consideran los años 2004, 2006, 2012 y 2014 puesto que permite obtener los datos distribuidos en quintiles por tipo de ingreso per cápita de la población, conforme la información que facilita el estudio del INEC < ENIGHUR >.

Tabla 23 Estructura del consumo de energéticos corregido para quintiles

AÑO	Concepto	% Gasto Total
2004	GLP	48,70%
	Electricidad	24,40%
	Leña	26,80%
2006	GLP	50,10%
	Electricidad	25,60%
	Leña	24,20%
2012	GLP	52,60%
	Electricidad	31,20%
	Leña	16,10%
2014	GLP	52,70%
	Electricidad	33,10%
	Leña	14,20%

²¹ La tarifa dignidad es subsidiada y equivale a USD 0,04 por kWh, mientras que el precio oficial la energía en el país al año 2016 es en promedio de 9,66 ¢USD/kWh [59].

Para cada quintil de la población, los gastos destinados a *electricidad, gas y otros combustibles*, se distribuyen de acuerdo a la estructura de consumo de los tres energéticos de la Tabla 23, estos constituyen el porcentaje gasto que destina cada quintil de la población a cada uno de los energéticos en estudio. Este análisis, aumentó en 1,32% y 1,10% los gastos destinados a *GLP y electricidad* respectivamente, mientras que el gasto destinado a *leña* disminuyó de 1,91% en 2004 a 1,33% en 2014. El mismo efecto se presenta en el segundo y tercer quintil, cuyos gastos destinados a consumo de leña disminuyen a la par de que se elevan sus gastos de consumo para GLP y electricidad. Se observa, también como los dos quintiles con mayores ingresos, aumentan sus gastos destinados a GLP y electricidad a un porcentaje mucho mayor que el resto de segmentos, cabe recalcar que para estos dos quintiles se asumió previamente que el consumo de leña es nulo.

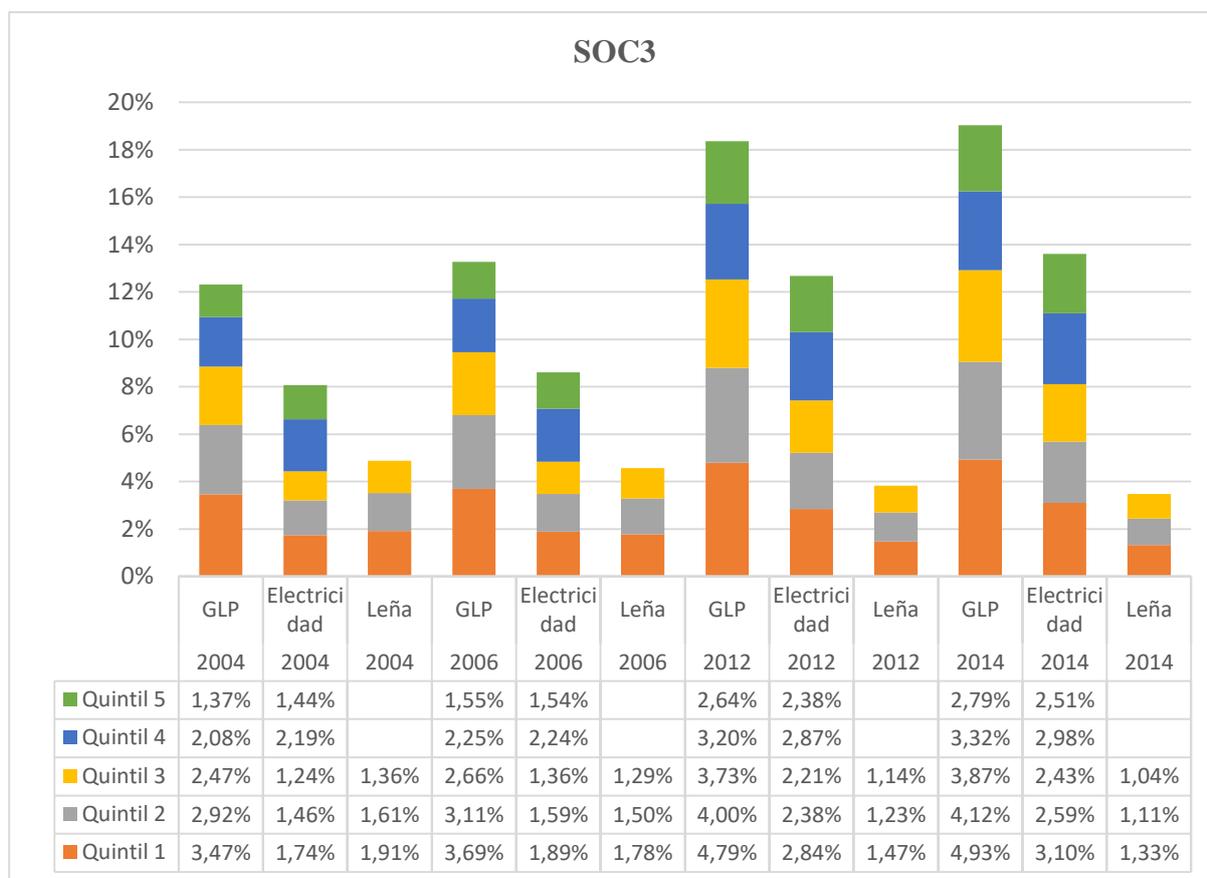


Fig. 26 SOC3.- Combinación de combustibles por grupo de ingresos

Un análisis de las unidades físicas de los energéticos consumidos anualmente, revela que el consumo de GLP pasó de 0,65 a 0,84 TEP por año entre 2006 y 2014, mientras que el consumo de electricidad pasó de 0,34 a 0,55 TEP por año para el mismo periodo, estos incrementos compensaron el uso de leña, que se redujo de 0,32 a 0,23 TEP por año para el 2014. Esto, en correspondencia con los resultados obtenidos en el SOC2, determinan que la participación de los quintiles más pobres de la población en el uso de energéticos más eficientes se ha incrementado, proporcionalmente a los gastos destinados a su consumo. Este análisis no es concluyente, dado que no representa con exactitud la distribución del consumo de energéticos de los quintiles de la población conforme su ingreso per cápita. Sin embargo, muestra de manera simplificada una tendencia incremental, de la asequibilidad a fuentes de energía de los tres quintiles con menores ingresos. De ahí que se valora la tendencia como *positiva (+)*.

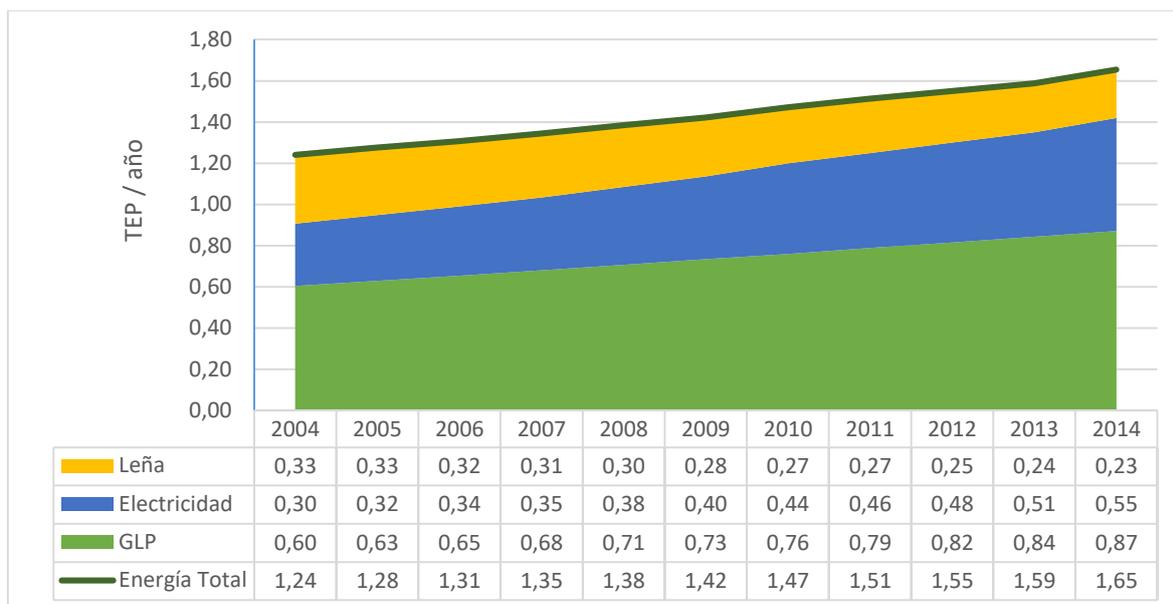


Fig. 27 Evolución del consumo energético Residencial [6]

Comparador: Si bien, no existen datos que permitan relacionar este indicador con otras fuentes directamente y menos aún comprobar si los resultados se aproximan a estudios similares. El “Anuario estadístico 2015 de la CEPAL”, proporciona la distribución de ingresos per cápita del Ecuador para los años 2000 y 2013. La Fig. 28, realizada con los datos del anuario en mención, indica como en el primer quintil de la población (más pobre) aumentó en 2013 un 1,4% su proporción en el porcentaje de ingresos con respecto al año 2000, pasando de 3,2% a 4,4%. Además, la población con mayores ingresos decreció su participación, pasando de 60,80% en el año 2000 a 53,20% en 2013. En las zonas rurales esta diferencia resulta todavía mayor, llegando a ser de 1,8% para el primer quintil y de 8,20% en el quinto en el periodo 2000-2013.

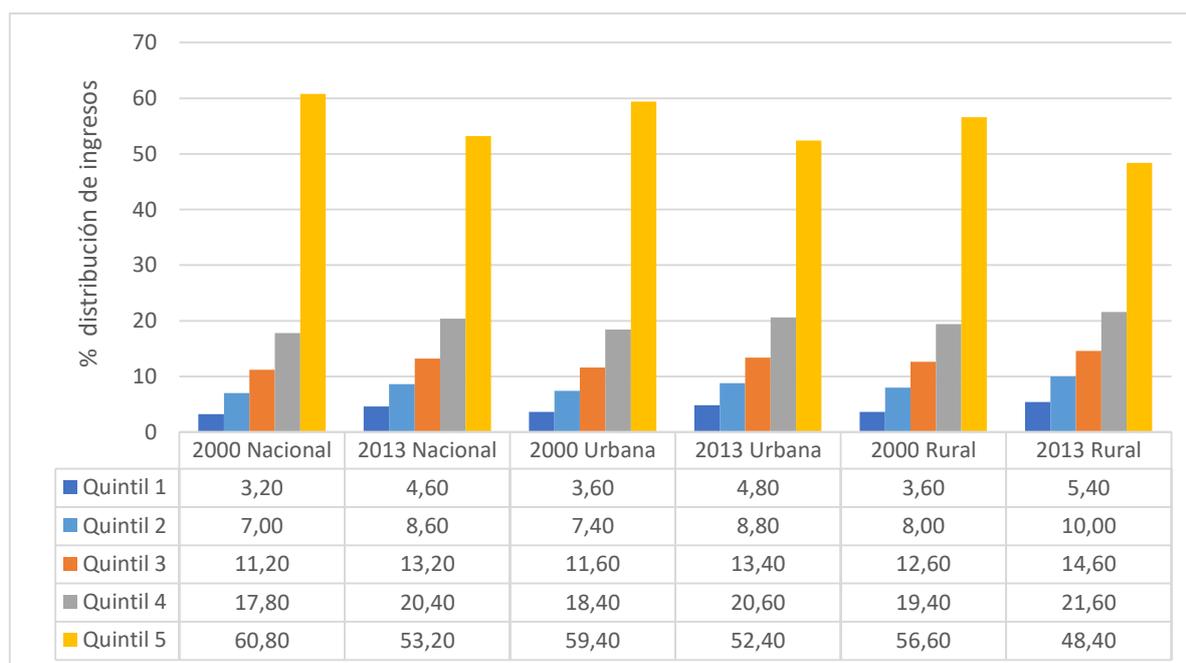


Fig. 28 Distribución del ingreso de las personas en Ecuador (CEPAL) [57]

Con ello, de cierta forma se intuye que las políticas implementadas han favorecido a los sectores más pobres del Ecuador. Sin embargo, este criterio es insuficiente para afirmar tal situación, ya que como se vio en el SOC2, los beneficios del primer quintil de la población no fueron suficientes para mejorar el promedio país y esta disparidad genera conflictos en variables externas al sector energético, cuyos efectos sobre los quintiles más pobres resultan difícilmente cuantificables. En función de ello, se le asigna una *Valoración positiva* “+” al comparador.

Evaluación: Valorar este indicador conforme los resultados obtenidos, implica tomar en cuenta las consideraciones sobre ciertos valores que se asumieron para simplificar los cálculos del SOC2 y por ende del SOC3, especialmente la omisión del consumo de leña para el 40% de los mayores receptores de ingreso monetario per cápita. Luego, asumiendo que el porcentaje de gasto es proporcional al consumo de energía de cada uno de los sectores, este indicador denota que los gastos destinados a electricidad y GLP <y por ende el consumo> de los tres primeros quintiles desplazan a los gastos destinados a leña. En cierto modo, esto guarda relación con el SOC1, que indicaba una disminución importante de la población pobre sin acceso a electricidad. Pero, ¿El avance obtenido ha sido suficiente, ha sido el esperado, ha sido el planificado?

Ciertamente los valores, permiten intuir que una disminución en el uso de leña y un aumento en los otros dos energéticos representan un avance en materia social, más aún, considerando que los tres primeros quintiles de la población reflejan los mayores avances en este aspecto. Sin embargo, reemplazar la leña <ya sea por GLP o por electricidad> significa destinar un mayor porcentaje de gasto monetario para el acceso a la energía, como se demostró con el SOC2. Además, tanto la electricidad como el GLP mantienen subsidios estatales, del primero resulta beneficiado principalmente el sector con menores ingresos de la población debido a la tarifa de la dignidad, ellos representan aproximadamente el 59% de los clientes residenciales en el año 2016 [59]. Según registra el PME, en el año 2012, , dentro del consumo eléctrico del sector residencial, clasificado en quintiles para rangos de consumo, se tiene que dentro de los dos primeros quintiles (quienes menos consumen) se encontraban el 85 % de los clientes, y su consumo total representaba el 52% del consumo residencial Nacional (ver Fig. 29).

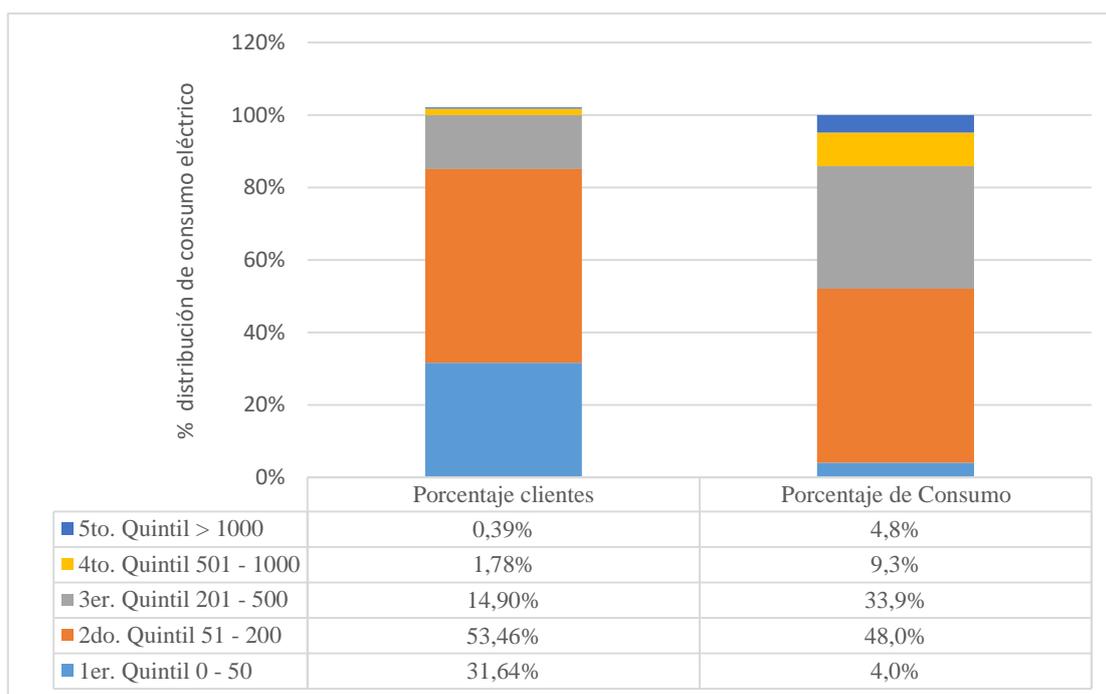


Fig. 29 Distribución en quintiles del consumo de electricidad 2012 [3]

Por otra parte, el consumo de GLP es un tema mucho más complejo de analizar, dado que las familias con mayores ingresos tienden a utilizar más energía para uso residencial. Según el estudio del INEC en 2012, en todos los estratos económicos el uso de GLP es mayoritariamente para la preparación de alimentos, sin embargo, es mayor en el quintil más pobre con un 97,65% mientras que el quintil más rico lo usa en un 78,99% para cocción. Aun así, el 88,99% de la población usa el GLP para cocinar. También se utiliza para negocios, vehículos y calentar agua, pero su uso en este sentido es menor y llega al 11,01% [60].

Tabla 24 Uso del GLP en hogares en el Ecuador en quintiles 2011 [60]

Quintiles	Cocinar (%)	Negocio (%)	Vehículo (%)	Calefón (%)
1er. Quintil	97,65	2,32	0,00	0,03
2do. Quintil	94,04	3,08	2,71	0,17
3er. Quintil	93,12	6,11	0,00	0,77
4to. Quintil	92,61	5,74	0,00	1,65
5to. Quintil	78,03	9,23	0,28	12,46
Total (%)	88,99	6,10	0,53	4,39

Un estudio del Frente Social en el año 1999 y 2004 indica que el 8% del subsidio GLP se destinaba al 20% más pobre de la población, mientras que el 33% del subsidio se destina al quintil más rico de la población. Esto debido a que los precios de producción e importación del GLP son muy superiores a los precios de venta interna, el cilindro de 15 kg se vende a USD 1,60 siendo el costo real de USD 12,00. Mientras que el precio del GLP en Colombia y Perú está entre los USD 8 y USD 15 respectivamente, esto ha incentivado el contrabando de GLP, que según cifras de OLADE ha llegado a representar hasta 22% del consumo nacional [61].

Tabla 25 Distribución del Subsidio al Gas 1999 – 2006 [61]

Quintiles	% Subsidio 1999	% Subsidio 2006
1er. Quintil	8,5%	8,0%
2do. Quintil	14,5%	14,0%
3er. Quintil	20,0%	18,0%
4to. Quintil	24,0%	24,0%
5to. Quintil	33,0%	36,0%

El Estado ecuatoriano presupuestó en el año 2016 USD 420 millones solo para subsidio de GLP y el monto total para subsidio de combustibles ascendió a USD 1810,10 millones. Como se aprecia en la Tabla 26, el porcentaje del Presupuesto General del Estado (PGE) destinado a subsidiar el GLP ha ido disminuyendo de manera progresiva desde el 2012, al igual que el rubro destinado al subsidio total de combustibles [60].

En general, las medidas para disminuir el consumo del GLP residencial, específicamente para cocción, fueron descritas el capítulo anterior, haciendo referencia al “Plan de Cocción Eficiente” con su respectivo “Plan de Migración de la cocción”. Las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano recogen que, en el 2015, se contó con un total de 1.846.023 clientes beneficiarios del programa PEC, de los cuales 1.522.280 (36 %) fueron clientes específicos con cocina de inducción, 160.683 con ducha eléctrica y 163.060 con ducha eléctrica y cocina de inducción, de un universo total de 4.224.115 clientes residenciales [18].

Tabla 26 Subsidio destinado a combustibles y GLP respecto al PGE [60]

Año	PGE (USD millones)	Subsidio GLP (USD millones)	Subsidio total a combustibles (USD millones)	Porcentaje del PGE
2012	26109,00	680,14	2867,00	2,6%
2013	32366,00	666,55	4539,00	2,1%
2014	34300,00	672,76	3888,65	2,0%
2015	36317,00	531,49	3494,83	1,5%
2016	29835,00	426,40	1888,10	1,4%

Si comparamos estos resultados con los obtenidos del Censo de Población y Vivienda 2010, donde se tenía que el número de hogares que usaron GLP, como fuente de energía para cocinar, se ubicó en 3.466.737 (90,98%) y los que utilizaban electricidad de apenas 16.223 (0,43%) [24]. Entonces el número de clientes que utilizan electricidad para cocinar ha crecido 94 veces su cantidad en apenas cinco años. Si finalmente, se revisan las proyecciones del PME, que para la formulación de la proyección de la demanda estimaba la incorporación de 3,5 millones de cocinas de inducción eléctrica entre los años 2015 y 2017, se aprecia un avance del 50,7% respecto a lo planificado, ante lo cual, resulta evidente que el proyecto va por buen camino. En correspondencia con lo expuesto, la valoración del indicador SOC3 es “+2”, puesto que la distribución del consumo de energéticos en el sector residencial ha favorecido a los sectores más vulnerables de la población, brindándoles la posibilidad de incrementar el uso de electricidad y GLP para reemplazar a fuentes ineficientes como la leña.

4.1.4 DIMENSIÓN ECONÓMICA

Toda economía desarrollada y en camino hacia el desarrollo, requiere un alto nivel de seguridad en el suministro de energía; el grado de confiabilidad que brinde esta energía afecta directamente a la productividad de los diferentes sectores que componen los sectores económicos del país. De ahí que, es fundamental medir el comportamiento de estas actividades, utilizando indicadores económicos que se relacionen con el sector energético. El documento referencia bajo el que se desarrolla este trabajo: “Indicadores Energéticos del Desarrollo Sostenible: Directrices y Metodologías”, destaca que los indicadores de la dimensión económica se componen de dos subgrupos: patrones de uso y producción; y seguridad. El primero contiene los subtemas de uso global, productividad global, eficiencia del suministro, producción, uso final, diversificación (combinación de combustibles) y precios. El segundo, los subtemas de importaciones y reservas estratégicas de combustibles [56].

De manera análoga a la dimensión social, para valorar los indicadores económicos, se han establecido valoraciones independientes para la tendencia en el periodo 2006-2014, mientras que la valoración del comparador se realiza fundamentalmente con el promedio regional de América Latina y el Caribe, y de los dos países vecinos con quienes delimita: Colombia y Perú, cuyas economías afectan directamente a la ecuatoriana, ya que ambos países poseen moneda propia y la devaluación o apreciación del dólar frente al Peso colombiano o el Sol peruano, representa variaciones en el grado de competitividad del país, la producción nacional y por ende en el PIB generado. Además, con estos dos países se realizan las transacciones de energía eléctrica, convirtiéndolos en los potenciales principales clientes para la exportación de electricidad, tras la ejecución del proyecto de cambio de matriz energética.

4.1.4.1 ECO1: Uso de energía per cápita

Este indicador mide el nivel de utilización de la energía sobre una base per cápita, en términos de suministro total de energía primaria (STEP), consumo final total (CFT) y consumo final de electricidad per cápita. Un aumento en el consumo eléctrico per cápita influye tanto en el STEP como en el CFT, donde este último representa el consumo efectuado por los diferentes sectores económicos y excluye las pérdidas generadas en los centros de transformación. Mientras que el STEP comprende la producción de energía primaria, más las importaciones, menos las exportaciones de todos los productos energéticos [56]. De ahí que el STEP es siempre mayor que el CFT y una reducción en la diferencia de ambos componentes representa una disminución en las pérdidas de energía, dado que entre más se acerquen estos valores, mayor será la eficiencia en los procesos de conversión de energía.

Conforme los datos disponibles en el último BEN y las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano, se ha elaborado el indicador ECO1, mostrado en la Fig. 30. Los resultados reflejan una marcada tendencia incremental, en los tres componentes del indicador (STEP, CFT y Electricidad), con una tasa promedio anual de 0,022 TEP/hab; 0,023 TEP/hab y 45,45 kWh/hab, respectivamente. El componente que más ha aumentado para el periodo 2006-2014 es el consumo de electricidad por habitante, pasando de 1.030,33 kWh a 1.394,40 kWh. Estos valores guardan cierta relación con los resultados del indicador social SOC1, en referencia a una disminución sostenida de la población sin acceso a la electricidad. Sin embargo, no reflejan el consumo energético de cada habitante, para determinar ello, es indispensable hacer un análisis desagregado enfocado específicamente al sector residencial.

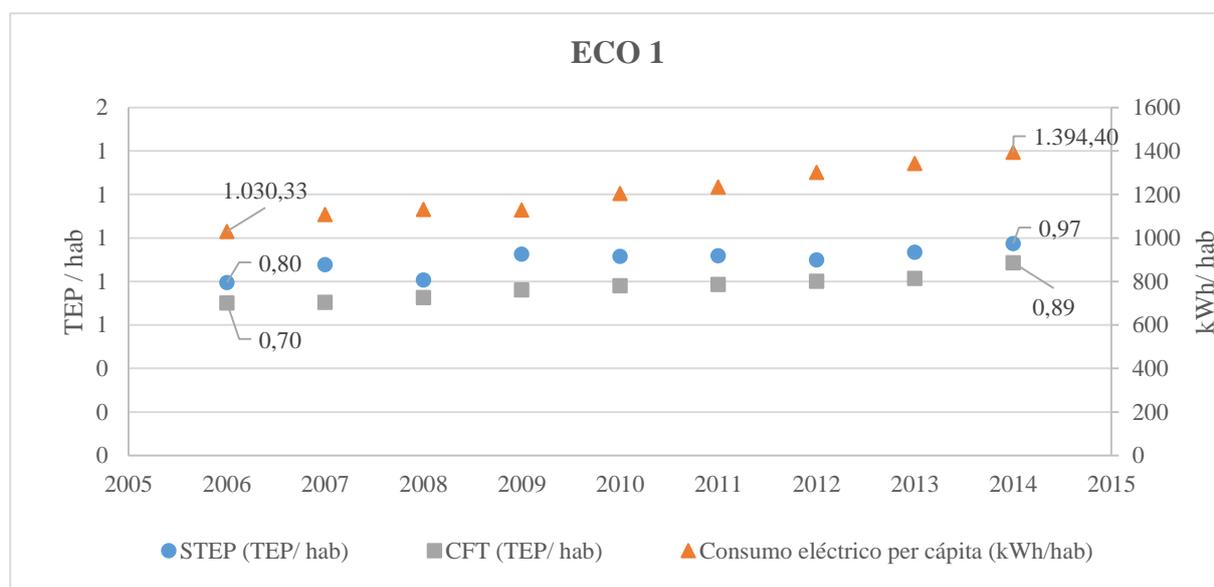


Fig. 30. ECO1.- Uso de energía per cápita

Comparador: Tomando como referencia las estadísticas energéticas de OLADE 2015, se puede constatar que los resultados obtenidos para el año 2014 tanto en CFT como en consumo de electricidad per cápita se asemejan, en el primer caso este valor es 0,7 TEP/hab menor. Mientras que, para el segundo, se refleja un valor superior (1566,79 kWh/hab), es decir 172,4 kWh/hab más que el consumo obtenido desde los datos gubernamentales. Esto se debe fundamentalmente a la diferencia que existe entre los datos de entrada necesarios para obtener este indicador, que son: la población total y el consumo eléctrico anual, donde el número total

de habitantes es el denominador y el consumo es el numerador. OLADE refleja una población mayor que la publicada en el BEN (245.000 habitantes más) y un consumo todavía aún mayor, con 3.103 GWh adicionales de electricidad durante el año 2014. Los datos del año 2006 de igual manera reflejan similitud con los datos oficiales del CFT, con 0,62 TEP/hab, pero el valor de consumo eléctrico per cápita difiere notoriamente (822,69 kWh/hab), en aproximadamente 207 kWh/hab menos que el ECO1 de datos oficiales.

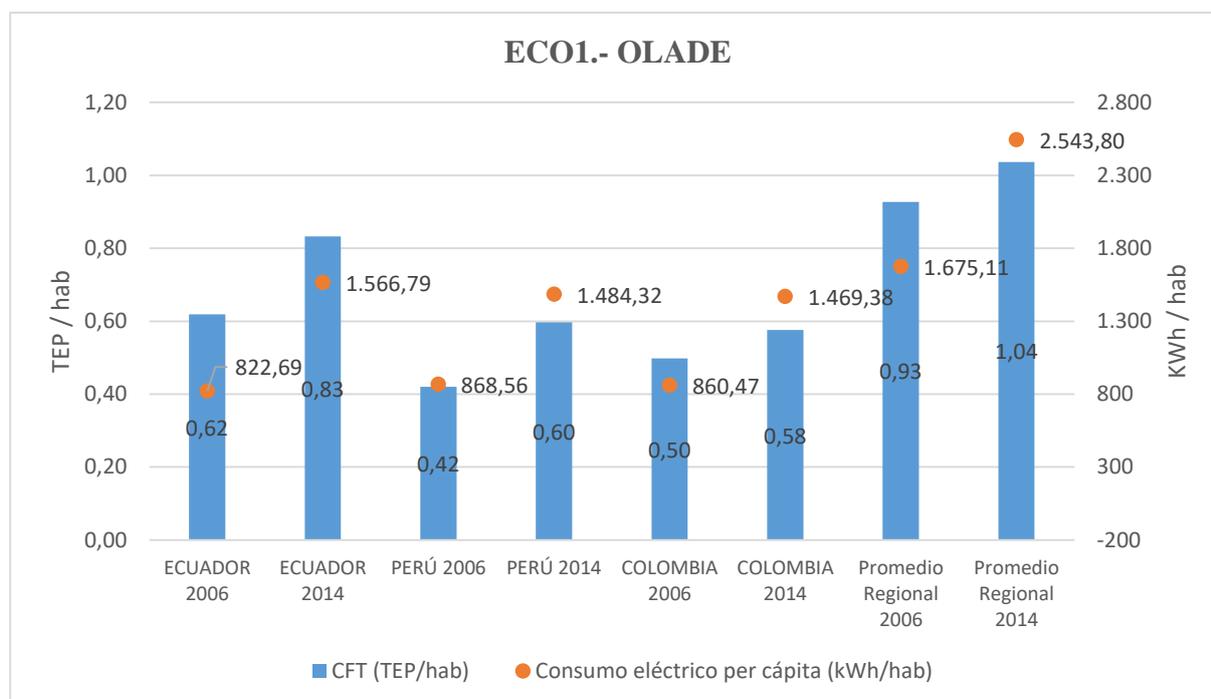


Fig. 31 ECO1.- Uso de energía per cápita 2014, países miembros OLADE [12], [62]

Al comparar la posición del Ecuador, respecto al resto de países de la región Latinoamericana y del Caribe, el país ocupa la décimo segunda-posición en CFT y la décimo-quinta en consumo de electricidad per cápita, de un total de 28 países analizados. En ambos casos con valores inferiores al promedio regional, que es de 1,04 TEP/hab y 2.453,80 kWh/hab respectivamente. Además, como se aprecia en la Fig. 31, las cifras de consumo eléctrico per cápita, para los países vecinos son ligeramente inferiores al de Ecuador, pero el CFT resulta bastante inferior, con 0,25 TEP/hab menos para Colombia y 0,23 TEP/hab menos para Perú. La **valoración** del comparador, por tanto, se considera **positiva (+)**.

Evaluación: Incrementar el consumo de energía per cápita no necesariamente es negativo, puesto que en un país en vías de desarrollo esto puede significar progreso social, e incluso un síntoma de reducción de la pobreza. Es así, que, si se relaciona este indicador con los indicadores sociales, se puede determinar una estrecha relación entre el aumento en el consumo de electricidad y la reducción de la población sin acceso a la electricidad. Por otra parte, todo país debe apuntar a crecer de manera tal que su consumo energético se mantenga constante e incluso se reduzca en el tiempo, mejorando los sistemas de transmisión y conversión de energía e implementando planes de eficiencia energética en los hogares y la industria. Dichos programas se vienen ejecutando a través de las normativas y reglamentos analizados en el capítulo previo sobre el “Cambio de la Matriz Energética”. Tomando en cuenta estas consideraciones, la valoración asignada para este indicador es de **(+I)**.

4.1.4.2 ECO2: Uso de Energía por Unidad de PIB

Un indicador relevante para evaluar el desarrollo de un país es el consumo energético, puesto que da una visión del comportamiento de los sectores de la sociedad. Este consumo relacionado con el PIB (miles de USD) del país permite obtener la intensidad energética, que constituye el indicador energético más utilizado para valorar los avances de un país en materia energética. Sin embargo, un análisis tan ligero, resulta erróneo, puesto que la intensidad energética depende de múltiples factores, como la estructura económica del estado, del tipo de industria base, el tipo de cambio, el coste de los servicios energéticos, el tamaño del país o incluso el clima. Por ejemplo, un país cuya economía esté basada en la banca y el comercio utilizará menos energía por unidad de PIB que otro cuya economía dependa de la fabricación de acero y de la transformación del mineral de hierro [63]. El ECO2 refleja la de intensidad energética agregada total de la sociedad en su conjunto, tanto para el STEP como para el CFT y el uso de electricidad respecto al PIB, de manera análoga al desarrollo del ECO1. Como se verá más adelante, este se descompone en otros múltiples indicadores que reflejan el consumo energético por unidad de PIB de los sectores industrial, agrícola, transporte, entre otros.

En la Fig. 32 se aprecian los resultados obtenidos para el ECO2, desarrollado con la información disponible en el BEN 2015, modificando el año base original del 2007 al año 2010. Se observa una tendencia incremental en los tres factores que lo componen, con una variación en el uso de electricidad respecto al PIB de 1,35% en ocho años. Mientras que, para el STEP y CFT la diferencia es de 0,32% y 0,66%, respectivamente.

Analizando el STEP, la tasa de crecimiento promedio anual del consumo de energía es de 3,39% entre 2006 y 2014, mientras que, para el mismo periodo, la tasa de crecimiento del PIB fue de 3,17%. Luego, la tasa de consumo de energía ha crecido a un ritmo superior que el incremento de PIB del Ecuador, dando como resultado un aumento de la intensidad energética agregada total para el periodo analizado. Por otra parte, la diferencia entre el STEP y el CFT ha disminuido, pasando de ser en 2006 de 0,021 a 0,016 TEP/miles de USD en el año 2014. La **valoración** de la tendencia se considera *estable* (®), puesto que en términos de STEP y CFT se ha mantenido relativamente constante.

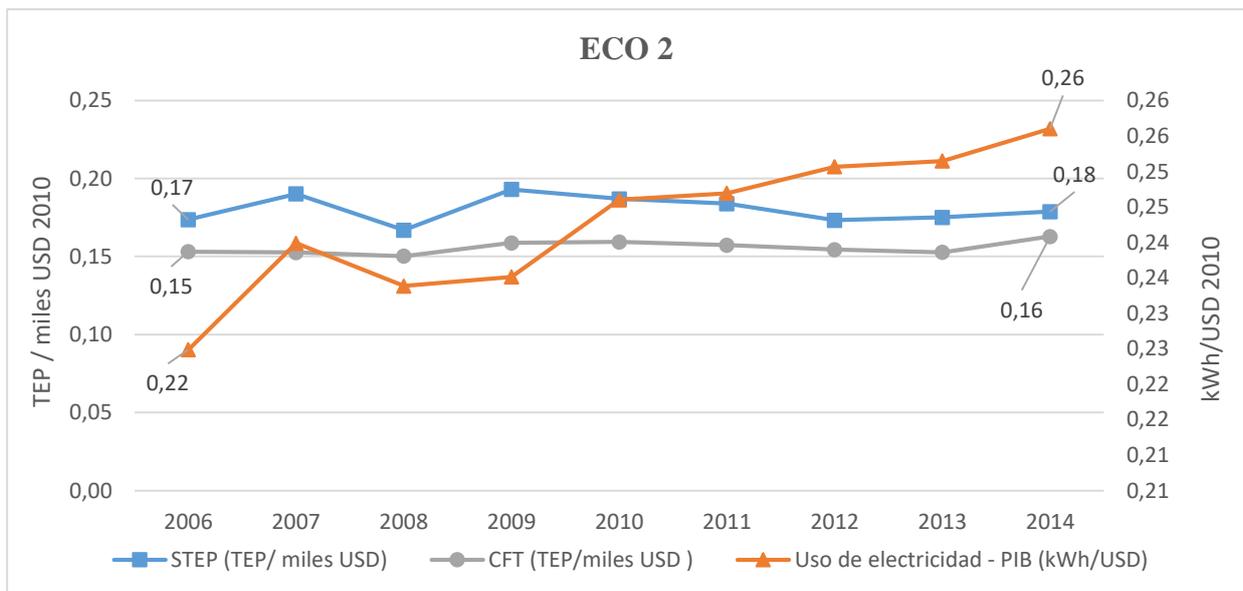


Fig. 32. ECO2.- Uso de Energía por Unidad de PIB (año base 2010)

Comparador: Tomando como fuente la información estadística que registra la CEPAL para el año 2012 y OLADE los años 2006 y 2014, se elaboró el indicador de la Fig. 33, que representa la variación de la intensidad energética (en términos de CFT), considerando que el año base del PIB para todos los casos es el 2010. Este ECO2 permite establecer una comparación de la intensidad energética del Ecuador, con el promedio regional sudamericano, de AL&C y con los países vecinos: Colombia y Perú. Es así que, la variación de la intensidad energética entre el año 2006 y 2014 disminuye para todos los casos, excepto Ecuador, siendo el más notorio Colombia, con aproximadamente 0,018 TEP/USD menos. Perú se mantiene por debajo del promedio regional, pese a que su reducción del indicador ha sido mínima (-0,003 TEP/USD). Por el contrario, Ecuador registra el valor más alto de intensidad energética todos los años. La **valoración** del comparador es **negativa (-)**.

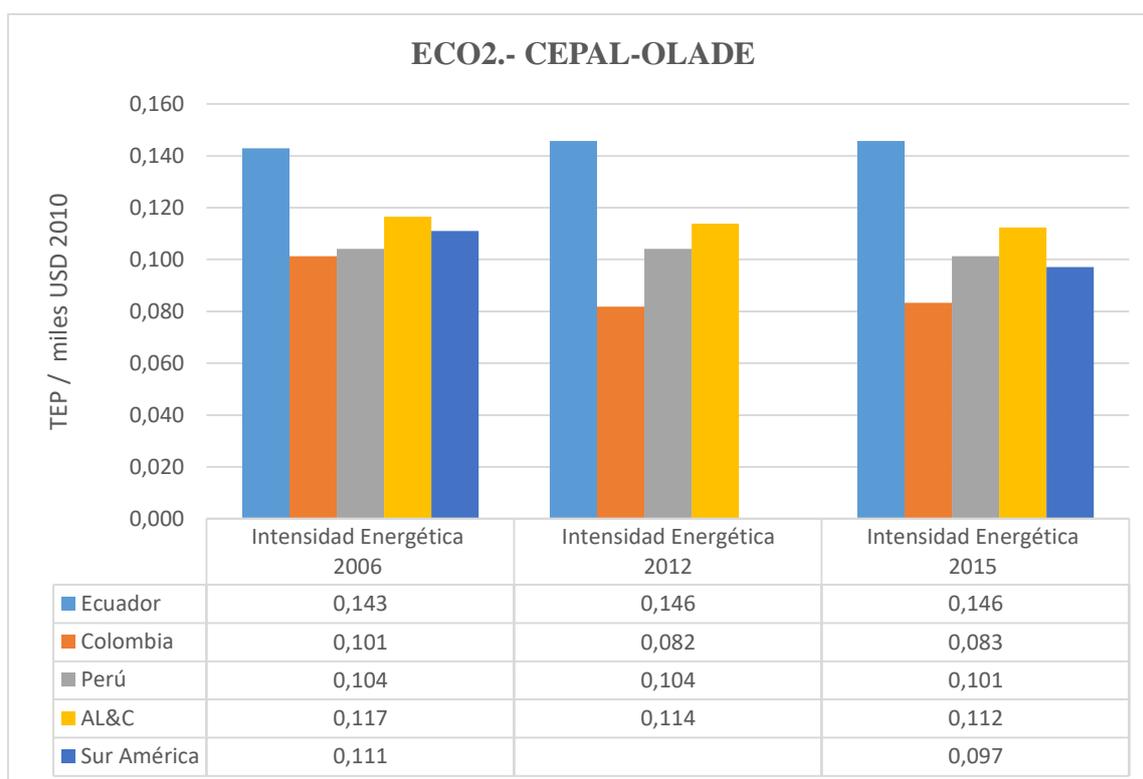


Fig. 33 ECO2 CEPAL-OLADE.- Variación de la Intensidad Energética regional [57], [64]

Evaluación: Tanto los resultados de la tendencia obtenidos de la información gubernamental como el comparador permiten establecer un criterio respecto a la situación del país en este ámbito. La intensidad energética en los países desarrollados tiende a disminuir ligeramente con el tiempo o incluso estabilizarse, dado que la eficiencia energética de los sistemas disminuye el consumo energético a la vez que su economía se expande. Sin embargo, el Ecuador se encuentra en camino hacia la diversificación de su matriz productiva, por lo que se justifica de cierto modo el ligero incremento de su intensidad energética en términos de STEP y CFT, además de que cuando el PIB se incrementa, uno de sus principales efectos es un aumento en el consumo de electricidad. Pese a ello, los resultados del comparador no resultan alentadores, Ecuador mantiene una relación CFT/PIB superior al promedio regional e incluso superior a sus dos países vecinos (Perú y Colombia), esto es síntoma de ineficiencia en alguno de los sectores que componen la economía del país, específicamente el sector transporte, analizado posteriormente. En función de lo previamente expuesto, la **valoración** de este indicador es **(-I)**.

4.1.4.3 ECO 3: Eficiencia en la conversión y distribución de energía

Este indicador mide la eficiencia de los sistemas de conversión y distribución en las diversas cadenas de suministro de energía, incluidas las pérdidas producidas durante la transmisión y distribución de electricidad [56]. Conforme la información disponible en el BEN 2015 se calcularon las pérdidas totales de energía para el periodo 2006-2014, mientras que para las pérdidas eléctricas se precisó del Informe de Estadística Interanual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015 elaborado por ARCONEL y de los Balances de Energía Eléctrica que publica mensualmente la misma institución, de ahí que se puede apreciar en el indicador ECO3 un periodo de análisis superior (2006 - 2016) exclusivamente para las pérdidas de energía eléctrica.

De manera general, los niveles de pérdidas de energía en los últimos años, mantienen una tendencia a la baja, tanto en energía total como en la energía eléctrica, siendo la cifra más relevante, la disminución de las pérdidas en distribución eléctrica, con un total de 10,25% desde el 2006, esto, como consecuencia principalmente del PLANREP. ARCONEL calcula que dicha reducción de pérdidas le ha permitido al país obtener ahorros por más de USD 1.200 millones entre el 2006 y 2015. Respecto a la transmisión de electricidad, los kilómetros de líneas eléctricas pasaron de 7.763 en 2006 a 9.679 en 2015, mientras que la capacidad de transformación incrementó de 6.723 MVA a 9.849 MVA en el mismo periodo.

Por otra parte, se ha desarrollado el proyecto de Optimización de Generación Eléctrica en Campos Petroleros (OGE), que aprovecha el gas asociado proveniente de la producción petrolera (que antes era quemado y enviado directamente a la atmósfera) para generación eléctrica, sustituyendo así el consumo de diésel. Como consecuencia de la implementación de dicho proyecto, en el período 2009-2015 se reemplazaron más de 237 millones de galones de galones de diésel, reduciendo así las pérdidas totales de energía a nivel global [65].

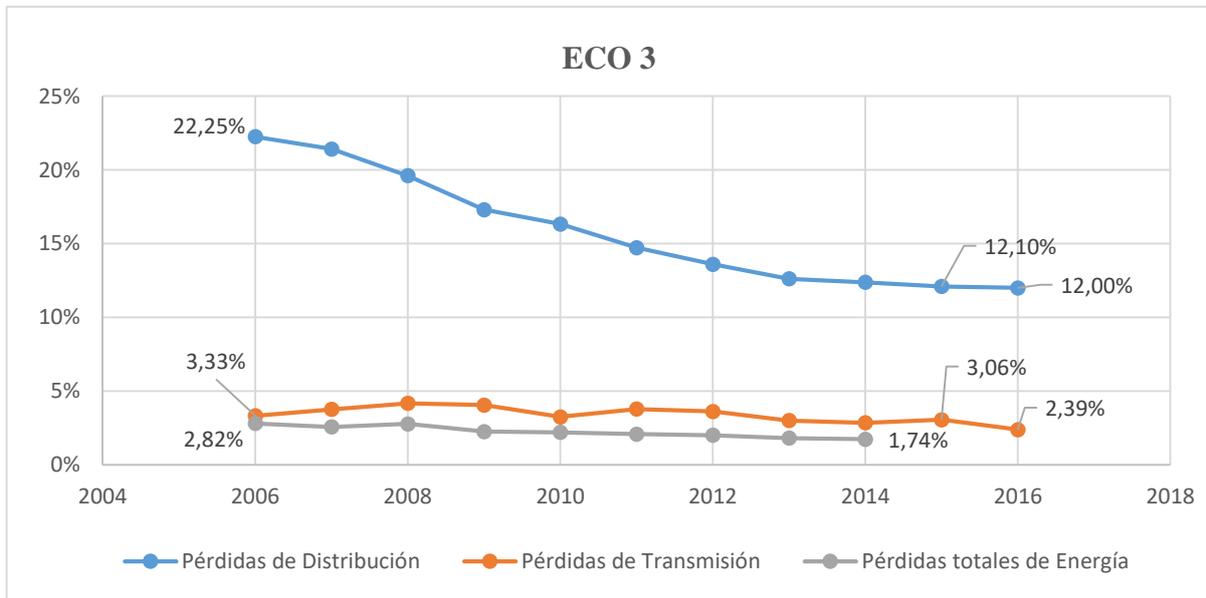


Fig. 34 ECO3.- Pérdidas de Energía total y Energía Eléctrica

Centrando el análisis en las pérdidas de distribución eléctrica, estas pueden de carácter técnico, provocadas por el efecto Joule, el desequilibrio de cargas de cada alimentador y la presencia de corrientes armónicas que circulan por los conductores debido a la presencia de cargas no

lineales dentro del sistema. A esto también se le suman, la energía que se consumen en los condensadores ubicados en puntos estratégicos del sistema para la compensación de reactivos y la configuración particular que presenta cada uno de los sistemas de distribución. Por otra parte, el desaprovechamiento de energía causado por el consumo inadecuado e ilegal de energía eléctrica, presente en las conexiones directas sin medición o redes clandestinas, corresponde a las pérdidas consideradas como no técnicas [18]. La evolución de ambas se recoge en el informe estadístico de ARCONEL, donde la mayor reducción se encuentra en las pérdidas No Técnicas, con 8,9% en los últimos nueve años. Se entiende, que la eficiencia tanto en la conversión como en la distribución de la energía eléctrica ha mejorado y, en consecuencia, la *valoración* de la tendencia del indicador ECO3 es *positiva* (+).

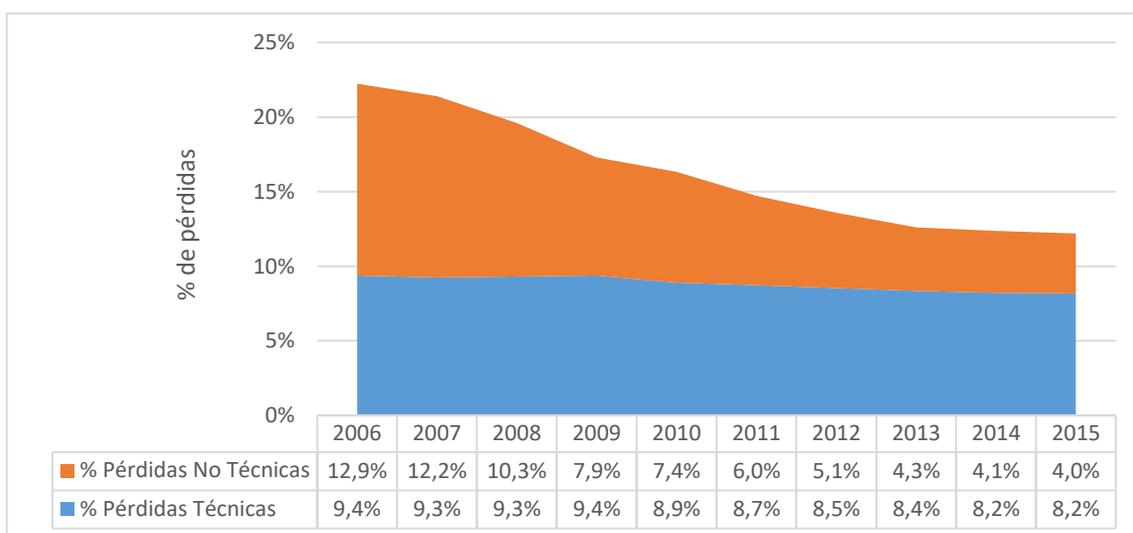


Fig. 35 Pérdidas de Distribución según ARCONEL, periodo 2006-2015

Comparador: El informe estadístico de OLADE de los años 2006 y 2015, permite corroborar que las pérdidas totales de energía durante en el Ecuador se ha reducido, pasando de 2,7%, a 1,7% en el periodo analizado. De igual manera las pérdidas totales de electricidad pasaron de ser en 2006 de las más altas de la región (23%), a equipararse a las de Perú (11%) y Colombia (12%), con 12% en el año 2015. Perú registra este último año pérdidas totales de energía inferiores al porcentaje de Ecuador, mientras que Colombia supera ligeramente el nivel de estas pérdidas, alcanzando un 2% respecto a la oferta total de energía.

Un informe elaborado por el BID, denominado “Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe” revela que el 80% de las pérdidas de electricidad ocurre en los sistemas de distribución y que el promedio de pérdidas en sistemas de distribución de AL&C en el 2012 fue del 17%, equivalentes a 100 TWh. Dichas pérdidas de electricidad equivaldrían a USD 11.000 y USD 17.000 millones, que representarían hasta 0.3% del PBI de la región el mismo año. El informe establece para Ecuador pérdidas del 16%, por debajo de Colombia (20%) y muy por encima de Perú (7%) y destaca los avances conseguidos por el país en este campo, con 4% de reducción en los cinco años analizados [66].

Desde la perspectiva regional, los niveles de pérdidas y por ende la eficiencia en la conversión de energía es relativamente similar, con una variación en pérdidas totales de energía de +/- 0,7% y de electricidad de +/- 1%. Sin embargo, Ecuador ha conseguido mejoras sustanciales respecto a sus vecinos y la tendencia es a mejorar aún más estos resultados en el corto plazo.

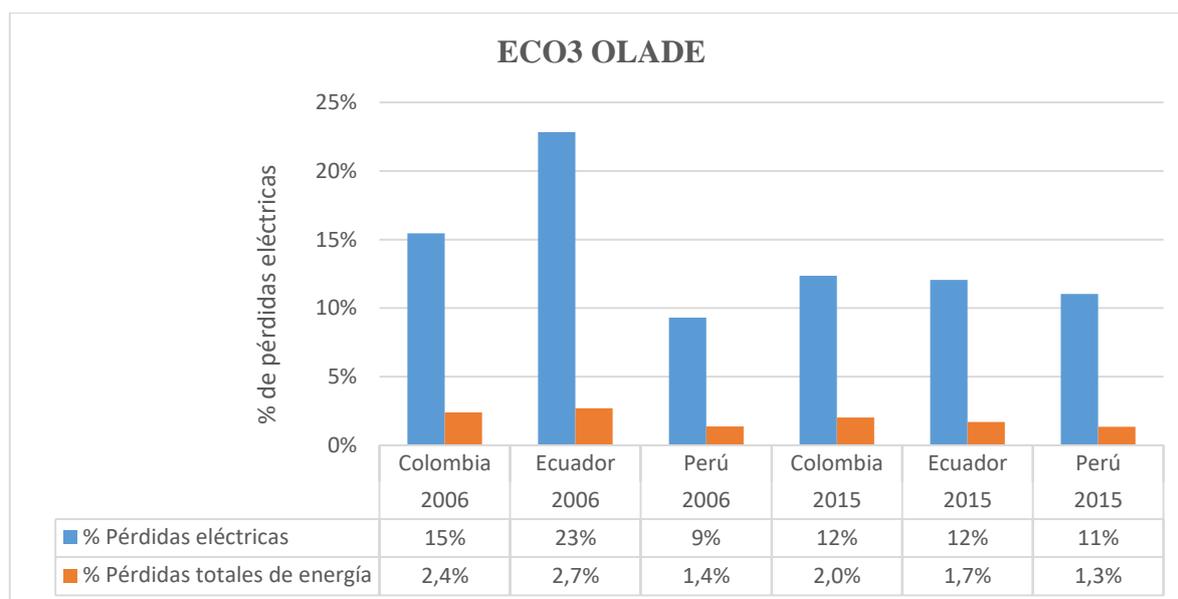


Fig. 36 ECO3 OLADE.- Pérdidas de energía eléctrica en la región

Desde el ámbito Nacional, el PME estableció los objetivos de pérdidas de energía en los sistemas de distribución para el periodo 2013-2022. Conforme se indica en la Fig. 37, para el año 2015 la meta establecida fue de 10,13% de pérdidas en distribución, porcentaje inferior al real (12,10%), es decir que existe una diferencia de 1,97% entre lo planificado y lo ejecutado. Considerando que el mismo año que se publicó el PME (2013), las pérdidas reales de en distribución fueron de 12,62%, la diferencia de partida al compararse con el 12,10% publicado en las metas, fue de 0,52%. Lo cual denota que dicha diferencia se ha venido ampliando en los últimos tres años, en lugar de ajustarse más a la planificación.

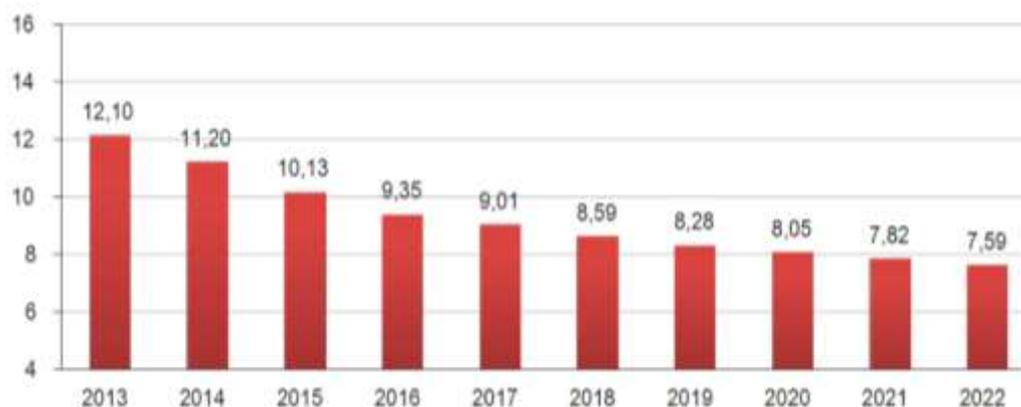


Fig. 37 Metas PME de pérdidas de energía, periodo 2013-2022 [19]

Evaluación: La valoración de la tendencia resulta claramente positiva, de hecho, es uno de los principales logros del sector eléctrico, destacado por fuentes oficiales en la mayoría de documentos publicados, como la Agenda Nacional de Energía 2016-2040. Sin embargo, el comparador muestra que la ejecución, al menos de momento, presenta un retraso de dos años respecto a las metas de pérdidas en distribución planteadas en el PME. Tomando en cuenta ello, la valoración global de este indicador hasta el año 2016 es de (+1).

4.1.4.4 ECO 4: Relación Reservas / Producción

Este indicador mide la disponibilidad de las reservas nacionales de energía en años, respecto a la producción correspondiente de combustibles en el año de análisis. Entendiéndose como reservas las cantidades que los datos geológicos y de ingeniería indican que pueden ser recuperables a partir de recursos energéticos identificados en condiciones técnicas y económicas existentes [56]. Dichos recursos aplicados al ámbito ecuatoriano son específicamente el petróleo y gas natural.

Valorar cómo han evolucionado las reservas en relación a la producción de cada año implica conocer la producción histórica tanto de Gas natural como de Petróleo, además de las reservas comprobadas en cada año. Sin embargo, no existen datos oficiales de reservas para cada año que permitan construir a detalle el ECO4, por lo que se analizarán únicamente los años 2006 y 2014 y en función de ello elaborar el indicador. Para el efecto se ha tomado como fuente de información, el informe de Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética, elaborado por el MEER en 2008; el plan estratégico institucional de Petroamazonas EP.

Estableciendo una comparación entre lo que publica en su plan estratégico institucional Petroamazonas EP, existe una notoria diferencia de sus proyecciones con lo que se puede calcular tomando como fuente la producción anual que publica el BEN 2015. La petrolera estatal informa que para inicios del 2014 las reservas de petróleo y gas durarían 13 y 15 años respectivamente, mientras que el indicador elaborado en función de la producción anual oficial del BEN indica que son 9,4 años para petróleo y 4,5 años para gas al cierre del 2013. Mientras que para finales del 2014 estas cifras crecen enormemente en cuanto a petróleo, alcanzando 37 y 6 años respectivamente. El ECO4 de la Fig. 38 muestra una tendencia incremental en las reservas de Gas Natural e aleatoriedad en la tendencia de la R/P del petróleo desde el año 2006.

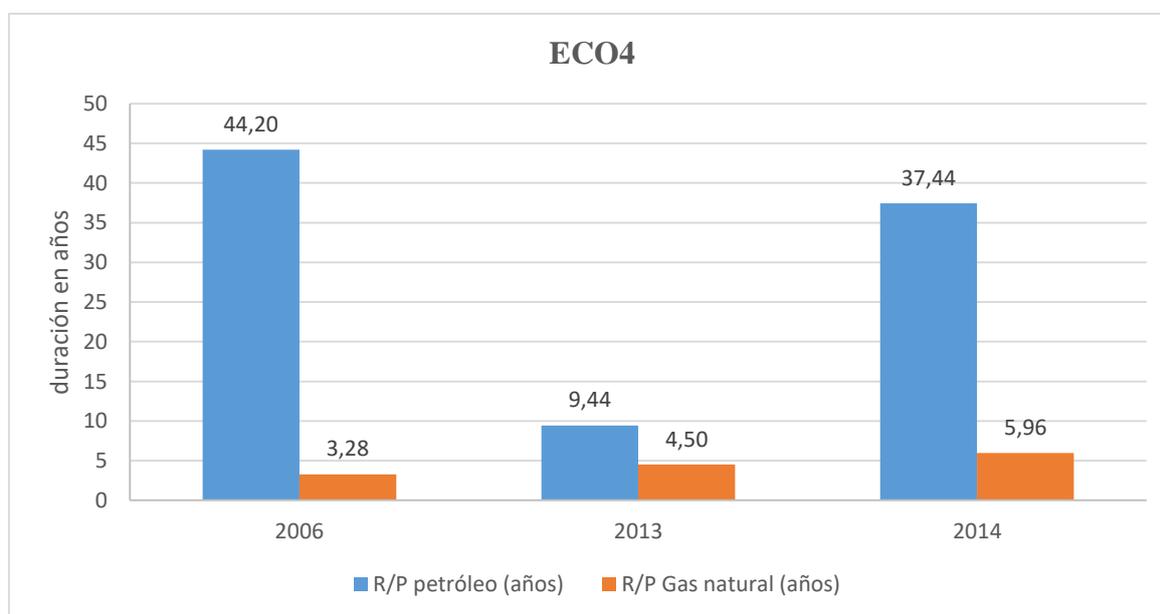


Fig. 38 ECO4.- Relación reservas / producción

Partiendo de que la R/P se reduce anualmente en función de la producción <a menos que se descubran nuevas reservas>, la valoración de este indicador es **positiva (+)**, puesto que los años para gas natural han crecido y para petróleo se han mantenido conforme lo calculado.

Comparador: Partiendo del informe anual publicado por BP “Statistical Review of World Energy - June 2016”, se tiene que para el año 2015 el Ecuador cuenta con reservas para 40 años en petróleo y no establece valores para reservas de gas natural. Se constituye, después de Venezuela como el país con mayor R/P de petróleo, mientras que la disponibilidad de Gas Natural resulta tan pequeña que el informe no la ha podido reflejar en su análisis,

Tabla 27 R/P de petróleo y Gas Natural al final del 2015 según BP

País	R/P petróleo 2015 (años)	R/P Gas Natural 2015 (años)
Argentina	10,20	9,10
Bolivia	-	13,5
Brasil	14,10	18,50
Colombia	6,30	12,20
Ecuador	40,40	-
Perú	34,30	33,10
Trinidad Tobago	18,10	8,20
Venezuela	313,90	173,20
Otros AL&C	9,9	24,00
Total AL&C	117,00	42,50

Desde un enfoque mundial, Ecuador representa el 0,5% de las reservas mundiales de petróleo y AL&C se constituyen como la región con mayor relación R/P a nivel mundial y como se aprecia en la Fig. 39, la tendencia a partir del año 2005 mantuvo un notable crecimiento debido principalmente al descubrimiento de nuevas reservas en los países petroleros sudamericanos.

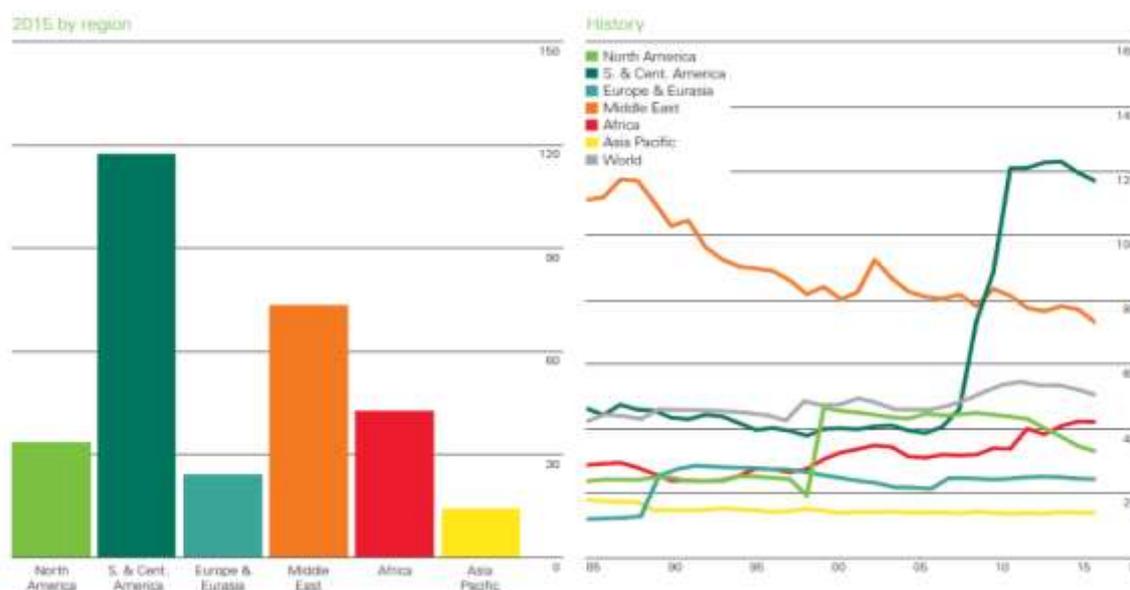


Fig. 39 Relación R/P por regiones según BP 2016 [8]

Por otra parte, al tomar como referencia los datos de OLADE, para los años 2006 y 2014 se tiene que Ecuador ha incrementado su R/P en petróleo y lo ha disminuido en gas natural, entendiéndose esto como un error en la estimación del 2006. Puesto que las cifras del año 2014 se aproximan a los datos oficiales publicados en el BEN 2015 y a las cifras que maneja BP.

La Fig. 40 muestra el ECO4 para los países vecinos Colombia y Perú, además del promedio regional del R/P tanto para gas natural como para petróleo. Ubicando a Ecuador como el país con mayor R/P de Petróleo y, por el contrario, con la menor R/P para gas natural. A nivel general, se aprecia que las reservas en la región se han incrementado notablemente en lo que respecta a petróleo. Si comparamos la cifra de OLADE con la de BP, existen marcadas diferencias en los resultados, especialmente en el promedio de AL&C, donde el informe de BP se inclina favorablemente para la relación R/P de la región, asignándole 21 años más que OLADE a este indicador. Del comparador se interpreta como **positivo (+)**, el hecho de que la R/P obtenida para los recursos analizados (petróleo y gas natural) haya aumentado en el país.

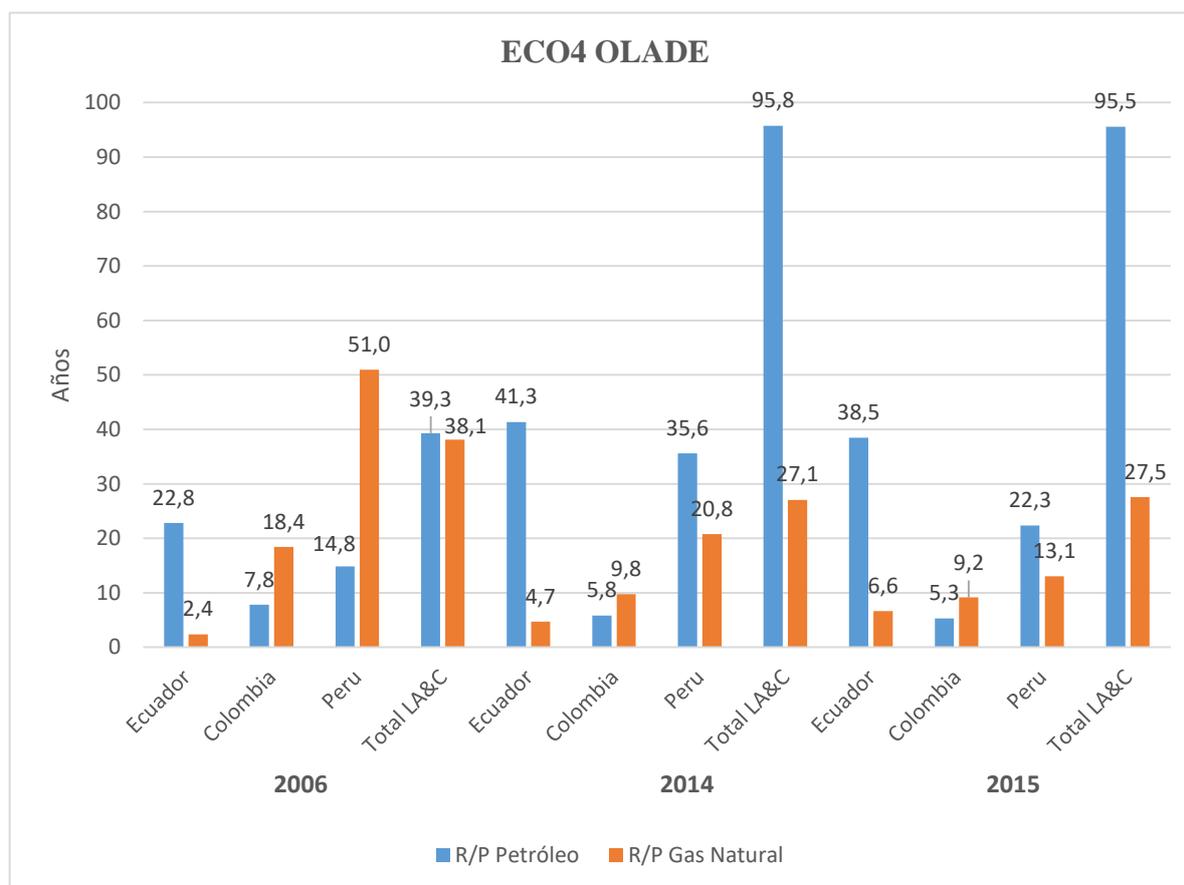


Fig. 40 ECO4.- R/P de petróleo y gas natural 2006-2015 según OLADE

Evaluación: El reciente acuerdo de la OPEP para disminuir la producción petrolera y recuperar parcialmente los precios del barril de crudo, obliga a Ecuador a reducir 4,7% su producción a partir de enero del 2017, que representan 26.000 barriles diarios menos. Mientras que la actualización de las reservas obtenidas del campo ITT, ubicadas en el Yasuní, permiten prever que la R/P, se verá incrementada en el corto plazo. Esto significa también un aumento en el R/P del gas natural, debido a que el 60% de la producción nacional es gas asociado a la producción petrolera, el resto proviene del campo Amistad, en el Golfo de Guayaquil.

Luego, conforme lo expuesto se considera que a este indicador le corresponde una valoración altamente positiva, asignándole un (+2), dado que los compromisos internacionales y la planificación sectorial permiten establecer un panorama positivo, para los próximos 40 años en lo que a recursos petrolíferos respecta, mientras se concluye el cambio de matriz energética.

4.1.4.5 ECO 6.- Intensidad energética en la industria

Este indicador mide la utilización de energía por unidad de valor agregado exclusivamente en el sector industrial y permite evaluar las tendencias registradas en las mejoras tecnológicas y cambios en la estructura de la industria y sus subsectores [56]. La mayoría de países registra estos valores en intervalos anuales con el fin de tomar decisiones rápidas en política energética. Esto se realiza en función de un análisis desagregado del consumo total de energía de los sectores económicos que componen el país y del PIB (miles de USD), que genera cada uno de ellos. De ahí que la medición de estos datos, al igual que la mayoría de los indicadores económicos, ha sido recogida en el BEN 2015, cambiando el año base del 2007 al 2010.

En correspondencia con dicha información, en la Fig. 41 se aprecia la evolución del indicador ECO6 para el periodo 2006-2014, cuya tendencia muestra ligero crecimiento, tanto para el consumo total de energía, como para el consumo de electricidad, pasando de 0,24 a 0,26 TEP por cada mil dólares y de 0,72 a 0,84 kWh/USD, respectivamente. El consumo de energía del sector industrial creció 52,81% respecto al 2006, mientras que el PIB generado creció 40,99% en el mismo periodo. Estas cifras podrían significar un aumento paralelo entre el crecimiento de la industria y su consumo energético, o en su defecto, ineficiencia en las tecnologías que la industria ecuatoriana utiliza, provocando un aumento de consumo energético en el tiempo.

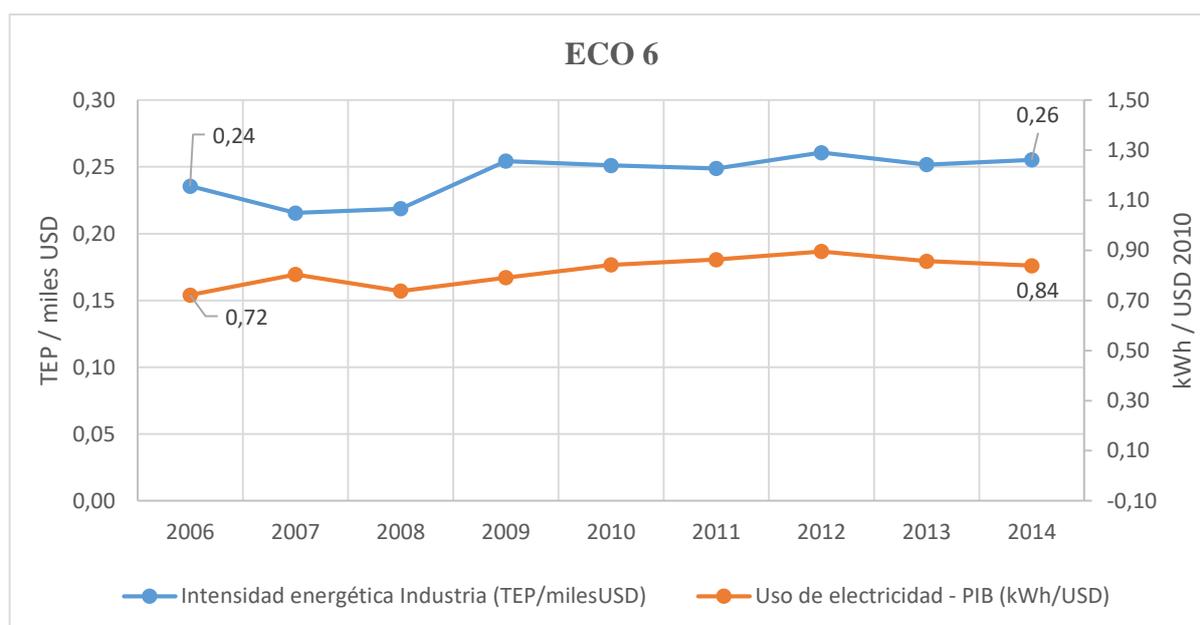


Fig. 41 ECO6.- Intensidad energética en la industria

Comparador: Información no disponible para comparar resultados, el análisis desagregado de los sectores económicos de AL&C es responsabilidad de cada país.

Evaluación: La eficiencia energética y la reducción del consumo en los procesos industriales son objetivos importantes del desarrollo sostenible, de ahí que los planes gubernamentales deben enfocarse en ampliar los programas de reducción del consumo energético en este sector a la vez que impulsa la transformación de la matriz productiva. Tomando en cuenta que existe una relativa estabilidad en la tendencia y la falta de un comparador regional, la valoración de este indicador es de **cero (0)**.

4.1.4.6 ECO7.- Intensidad energética en el sector agrícola

La disponibilidad de energía es un factor clave a fin de incrementar la productividad agrícola y mejorar la vida de los sectores rurales de la población, el ECO7 es un indicador que proporciona una medida de la intensidad energética agregada en el sector agrícola. Un incremento de este indicador para un país en vías de desarrollo, se asocia frecuentemente con la renovación del sector agrícola en la preparación de la tierra, la mecanización, la fertilización, el riego, la cosecha, el transporte, la elaboración y el almacenamiento de los productos [56].

Su elaboración es análoga al ECO6, inclusive en la fuente de información (BEN 2015). Sin embargo, no se registran valores de consumo de electricidad para el sector agrícola, de modo que el indicador se compone únicamente de la intensidad energética global del sector, medido en TEP/ miles de USD 2010. Los resultados obtenidos se muestran en la Fig. 42, donde se aprecia una tendencia de crecimiento durante el periodo 2006 – 2014. La tasa incremental promedio es de 9,75% anual, alcanzando en el año 2014 un promedio 78,52% mayor que el del 2006, un importante crecimiento en el consumo de energía de este sector.

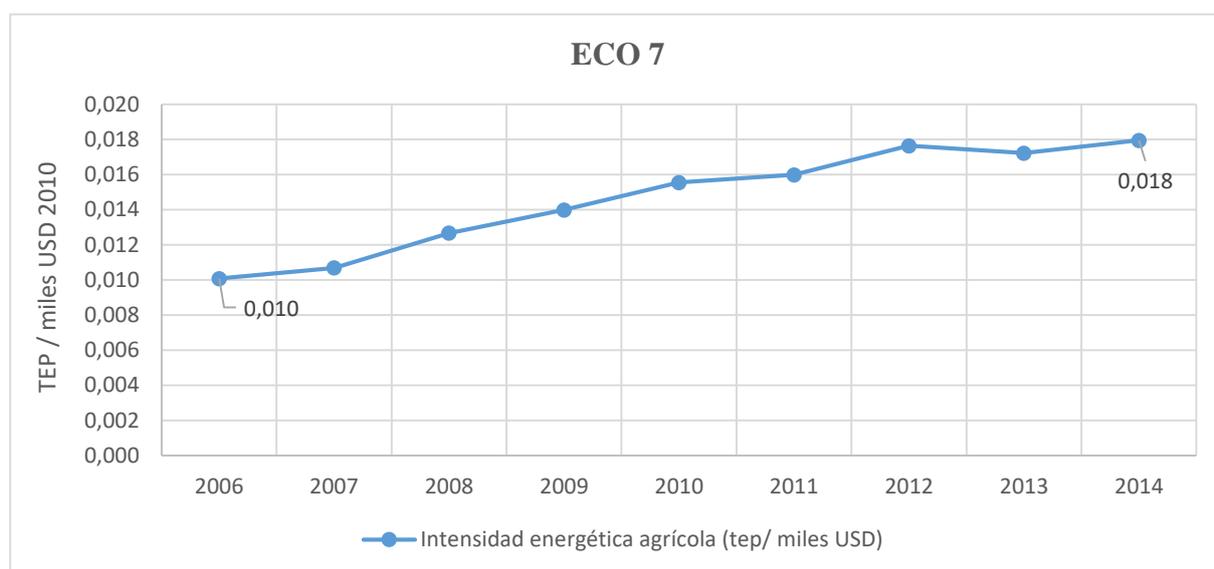


Fig. 42 ECO7 - Intensidad energética en el sector agrícola

Comparador: Información no disponible para comparar resultados, el análisis desagregado de los sectores económicos de AL&C es responsabilidad de cada país.

Evaluación: En función de los resultados cabe preguntarse: ¿Este crecimiento sostenido en el consumo energético del sector agrícola, aporta o no a la sostenibilidad?; como ya se ha explicado en el análisis del ECO6 y en el ECO2, lo común en países desarrollados es mantener e incluso disminuir la intensidad energética agregada de los sectores económicos. Sin embargo, el Ecuador se encuentra en un periodo de transición hacia el desarrollo, donde el sector agrícola es un factor fundamental, más aún, considerando que tiene entre sus principales productos de exportación el banano, las flores y el cacao. Sumado a esto, al cierre del año 2016 la firma del tratado de preferencias arancelarias con la Unión Europea, permite prever que este sector mantendrá su tendencia de crecimiento en el consumo energético, al menos hasta desarrollar un nivel adecuado de agro industrialización que le permita competir con el resto de países de la región. Luego, la valoración de este incremento no puede considerarse negativa, sino **cero (0)**.

4.1.4.7 ECO8.- Intensidad energética del sector comercial

Este indicador se emplea para supervisar las tendencias en el uso de energía en el sector comercial, tanto para consumo total de energía como para uso de electricidad en función del PIB generado [55]. Forma parte del análisis por descomposición de la intensidad energética agregada en términos de consumo final total (CFT del ECO2), por lo cual ha sido desarrollado a partir del consumo energético del sector comercial, que registra el BEN 2015 para el periodo 2006-2015, en donde se incorporan los consumos de las instituciones del sector público.

Al igual que los casos anteriores, la intensidad energética del sector comercial ha aumentado, aunque este sector registra un incremento muy ligero, de apenas 8,28% en ocho años. De igual manera el uso de electricidad respecto al PIB, presenta un crecimiento aún menor (6,21%). En términos generales, la tendencia de este sector es ligeramente *positiva*.

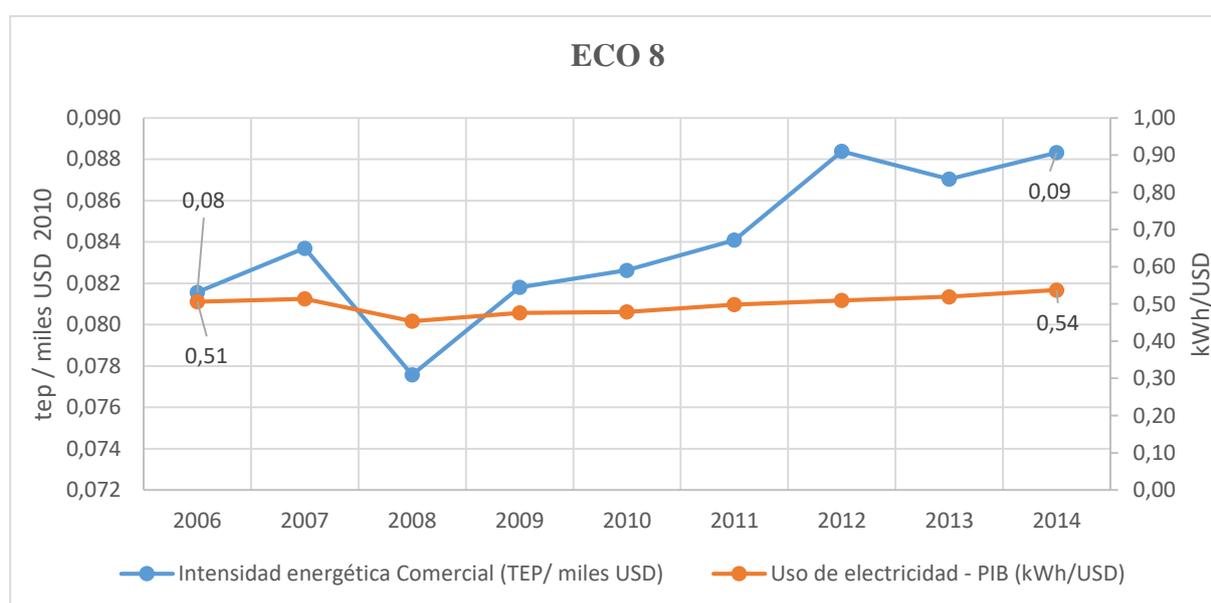


Fig. 43 ECO8.- Intensidad energética del sector comercial

Comparador: Información no disponible para comparar resultados, el análisis desagregado de los sectores económicos de AL&C es responsabilidad de cada país.

Evaluación: En este sector, la eficiencia energética está relacionada con la eficiencia de los servicios generales de energía (iluminación, ventilación, informática, ascensores, etc.). Mantener el nivel de intensidad energética a niveles relativamente estables en ocho años, significa en términos energéticos, incrementar el uso de energía proporcionalmente al PIB que se genera. De hecho, el consumo de electricidad y de energía total aumentó 44,15% y 46,96% respectivamente, mientras que el PIB creció un 35,72% durante el periodo en análisis. En comparación con los otros indicadores de intensidad energética, el ECO8 fue el segundo que menos creció. Si consideramos que la infraestructura del sector público se considera dentro de este indicador y el alto grado de inversión estatal para proyectos en salud, educación y tecnología. Se entiende que, con tal grado de crecimiento del sector público, el consumo debería haberse incrementado proporcionalmente para el sector comercial. Sin embargo, uno de los objetivos principales del gobierno ha sido que los edificios públicos sean ejemplo de eficiencia energética. La valoración de este indicador es un conforme lo analizado es de *ceros (0)*.

4.1.4.8 ECO9.- Intensidad energética en los hogares

Este indicador se utiliza para supervisar el uso de la energía en los hogares y se define como la cantidad total de energía per cápita que utiliza exclusivamente el sector residencial. A diferencia de los indicadores de intensidad energética previamente desarrollados, este se cuantifica en unidades físicas, es decir TEP/hab para energía total consumida y kWh/hab para uso de electricidad [56]. En función de relacionar el ECO9 con las intensidades energéticas de los otros sectores, también se cuantificará el uso de energía y electricidad por unidad de PIB generado.

Tomando como fuente de información el BEN 2015, se ha establecido la relación entre el consumo de energía del sector residencial ecuatoriano y la población, obteniendo como resultado el ECO9 de la Fig. 44, que muestra una clara tendencia incremental en los dos componentes del indicador. Entre los usos típicos de la energía en los hogares figura la preparación de alimentos, calentamiento de agua, calefacción, refrigeración de espacios cerrados, la iluminación, lavadoras, secadoras y sistemas de comunicación y dispositivos electrodomésticos en general. En el año 2014, el uso de energía per cápita creció 27% respecto al 2006 y el uso de electricidad per cápita creció un 39%, con una tasa promedio anual de 3,3% y 4,9% respectivamente.

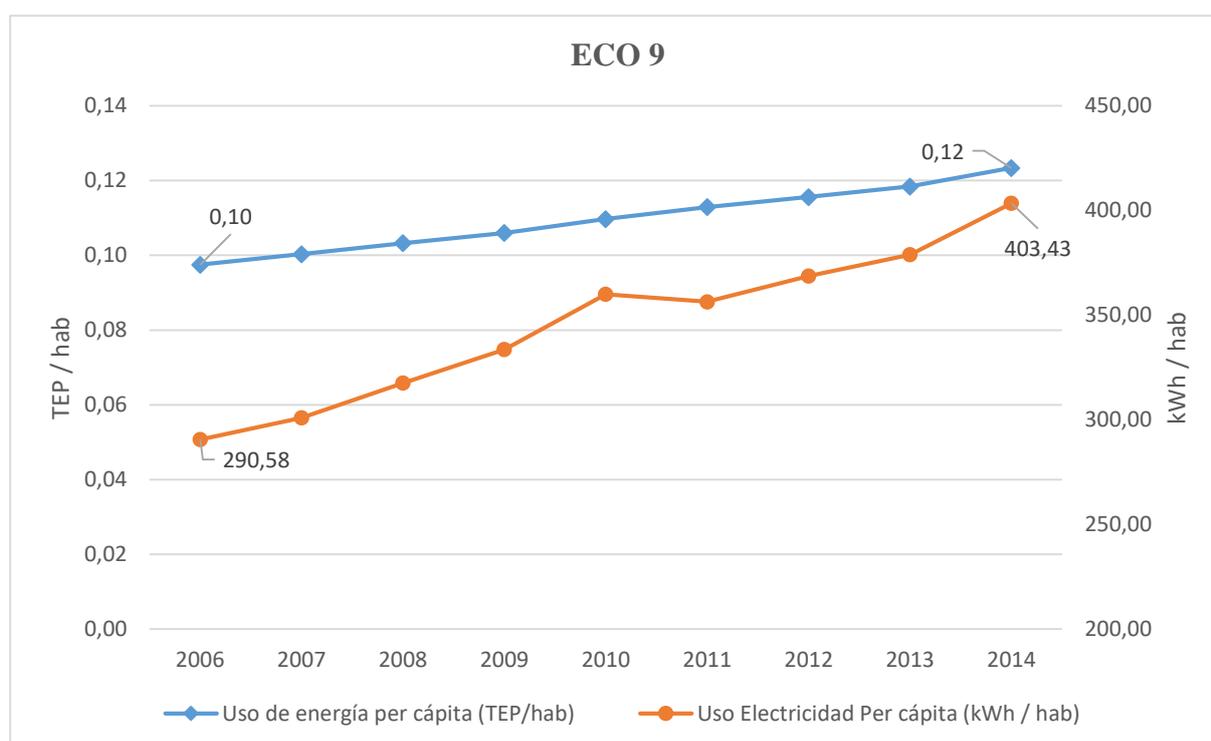


Fig. 44 ECO9.- Intensidad energética en los hogares, análisis per cápita

Desde otra perspectiva, el análisis monetario de la Fig. 45 considera la evolución del PIB generado por el sector residencial en función del incremento de consumo energético total y de uso de electricidad, de manera análoga a los sectores agrícola, industrial y comercial previamente desarrollados. Los resultados de los componentes del ECO9 monetario son diferentes al análisis per cápita, denotando una tendencia negativa para la intensidad energética global de los hogares (TEP/ miles de USD) y una tendencia ligeramente positiva para el uso de electricidad por unidad de PIB (kWh/USD). En términos generales, la valoración de la tendencia de intensidad energética global del sector residencial < que a la vez incorpora el uso

de electricidad>, resulta positiva, dado que es el único sector en que esta ha disminuido, en concreto (- 10,7%) durante el periodo 2006 - 2014. Por otra parte, el ligero incremento en la relación entre el uso de electricidad y el PIB guarda relación respecto a un aumento considerable en el uso de electricidad de los quintiles con menores ingresos de la población y una marcada disminución de la población sin acceso a la electricidad analizados previamente mediante los indicadores sociales SOC1 y SOC3, respectivamente.

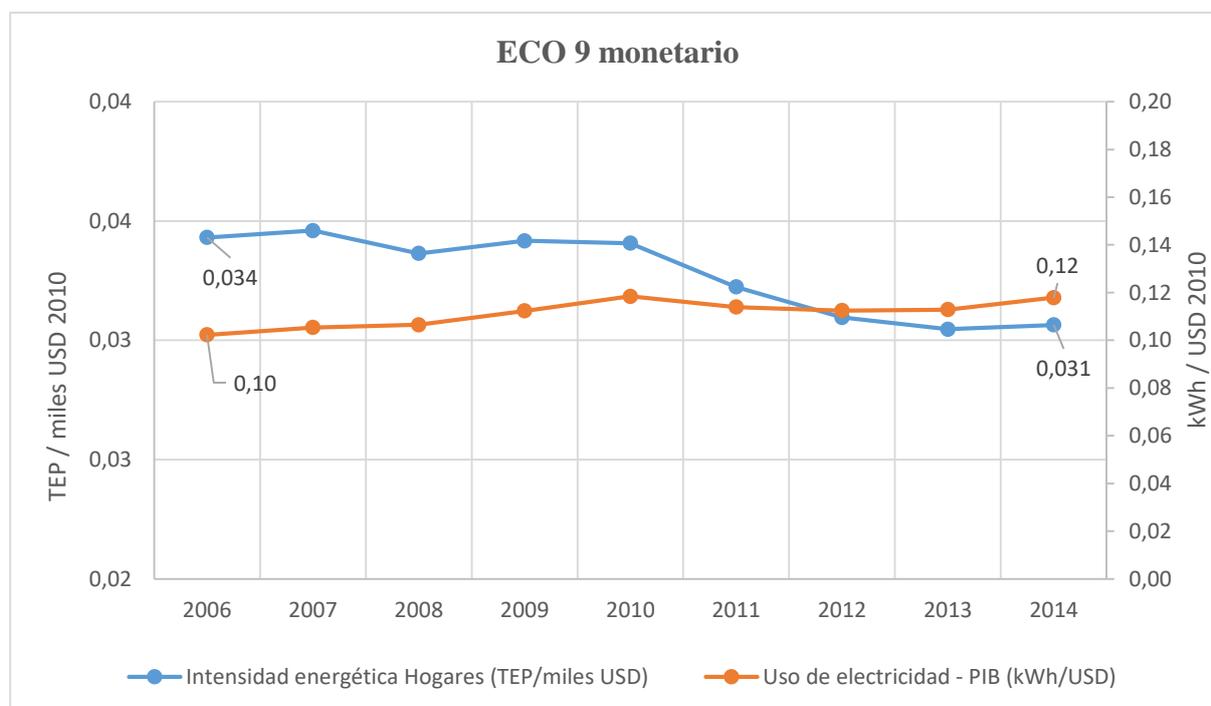


Fig. 45 Intensidad energética en los hogares, análisis monetario

Comparador: Información no disponible para comparar resultados, el análisis desagregado de los sectores económicos de AL&C es responsabilidad de cada país.

Evaluación: El ECO9 forma parte del conjunto de intensidades energéticas de los sectores que conforman la economía del Ecuador (Manufactura, agricultura, transporte y servicios/comercial), en los que el indicado de uso de energía por unidad de PIB funciona como un indicador agregado de intensidad energética. Los países en desarrollo tienen como reto fundamental incrementar la eficiencia energética en los hogares, mediante el desarrollo de planes energéticos nacionales que incluyan normativas y reglamentos que limiten el uso de electrodomésticos ineficientes o el uso de luminarias de menor consumo energético.

En este sentido Ecuador ha dado pasos importantes, reglamentando a nivel industrial y residencial el uso de equipos energéticos eficientes. Es así que se establecen resultados favorables desde el punto de vista monetario, dado que el consumo ha crecido a menor tasa que el PIB que genera este sector económico. Sin embargo, desde el punto de vista de la cantidad de energía per cápita usada en los hogares, se observa una clara tendencia incremental que debe estabilizarse una vez que la cobertura de servicios como el acceso a la electricidad alcance lo que el PME planificó: 98.92 y 96.29% para zonas urbano y rural, respectivamente, en el año 2022. Luego, al no disponer de un comparador a nivel regional para este indicador, que permita establecer si los resultados obtenidos se corresponden con los avances que han tenido países vecinos, se valora como **positivo con un (+1)**, el resultado obtenido del ECO9.

4.1.4.9 ECO10.- Intensidad energética del sector transporte

Este indicador permite medir la cantidad de energía utilizada para trasladar tanto bienes (TEP/(ton/km)) como personas (TEP/(pasajero/km)). Distinguir entre transporte de carga y de pasajeros es esencial, puesto que las actividades que impulsan el uso de energía son diferentes. La intensidad energética de un vehículo depende de la capacidad disponible y del porcentaje de utilización que se le dé a esa capacidad, por ejemplo, un vehículo grande totalmente cargado tiene una intensidad energética por tonelada/km más baja que un vehículo más pequeño totalmente cargado. Por el contrario, un vehículo pequeño totalmente cargado tendrá menor intensidad energética que uno grande con exactamente la misma carga [56].

El sector transporte del Ecuador ha tenido la principal participación en la matriz de consumo en la última década, equivalentes al 46,1% en 2006 y 44,2% en 2014 del CFT. Esto debido, principalmente al crecimiento sostenido de su parque automotor, según el INEC entre los años 2003 y 2013, el parque creció a una tasa anual de 7,8%. En el año 2014, se registraron en el país 1.752.712 vehículos, 34.826 vehículos más en relación al año 2013. Además, el 94,5% de los automotores matriculados fueron para uso particular, los de alquiler representaron el 3,7%; los que pertenecen al Estado el 1,4%; los de uso Municipal el 0,3% y los de Gobiernos Seccionales el 0,04%. Solo entre automóviles y las motocicletas (30,2% y 23,1% respectivamente), se compone el 53,3% del total de automotores a nivel nacional [67].

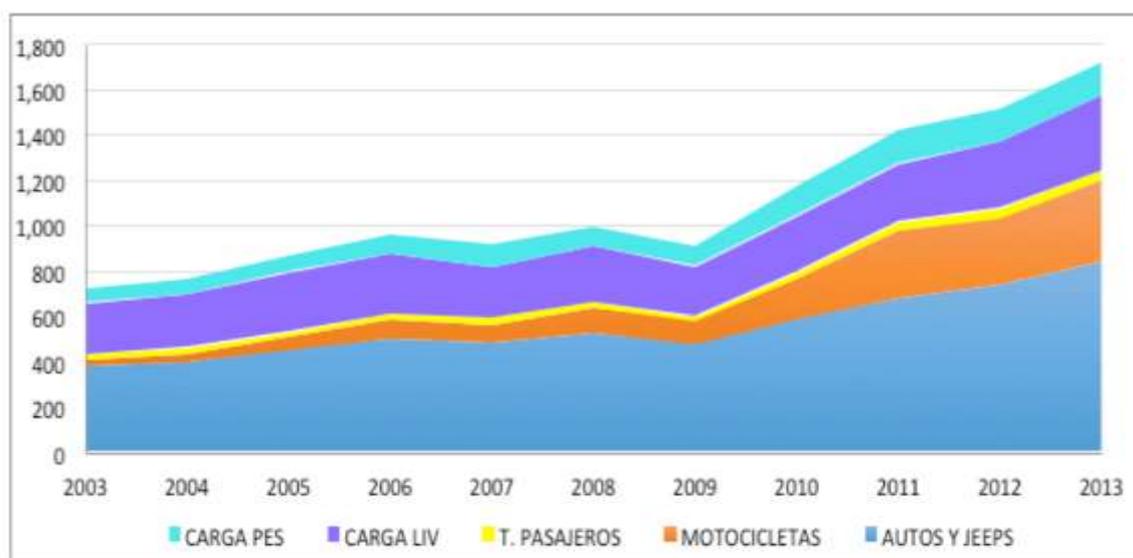


Fig. 46 Evolución histórica del parque automotor en el Ecuador, en miles de unidades [68]

Para determinar la energía utilizada para transporte de carga o pasajeros y por kilómetro recorrido, se requieren tres componentes: Distribución de consumo de energía por tipo de transporte y tipo de combustible, para cada año o al menos para el primer y último año analizados (2006 y 2014); datos de las distancias promedio diarias de recorrido por tipo de vehículos o actividad y la capacidad de transporte de carga o pasajeros por tipo de vehículo o actividad. Este indicador (ECO10) analizará exclusivamente el transporte terrestre (Carga pesada, carga liviana, autos y jeeps, buses y otros²²), dado que el INEC no dispone datos para movimientos en transporte aéreo y fluvial dentro del territorio Nacional.

²² Otros, incluye motocicletas y vehículos de un solo pasajero

En referencia al **primer componente (distribución del consumo)**, el transporte de uso particular es el que más se ha incrementado desde el 2006, es decir los Autos, Jeeps y motocicletas. Los vehículos para pasajeros, carga pesada y carga liviana han tenido un ligero incremento en el parque automotor del país. Durante el 2014, el 6% del consumo de energía fue destinado al transporte aéreo, 8% al transporte marino y 86% al transporte terrestre, dentro de este último, los vehículos de carga pesada²³ representaron el 42% del consumo de energía, los de carga liviana²⁴ el 18%, los Autos y Jeeps el 17%, los taxis 4%, mientras que entre Buses y otros vehículos se consumió el 3%. Luego, la distribución del consumo 2006, tomada del MEER, en su informe “Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética 2008”, ha sido redistribuida para los tipos de vehículos considerados en el análisis 2014, así la matriz de consumo energético se distribuye de la siguiente manera:

Tabla 28 Distribución de consumo de energía por tipo de transporte terrestre [6], [20]

Tipo	% Consumo 2006 total transporte	Consumo 2006 (TEP)	% Consumo 2014 total transporte	Consumo 2014 (TEP)
Carga Pesada	46,9%	1901138,20	42,0%	2478002,89
Carga Liviana	17,6%	714314,15	18,0%	1062001,24
Autos y Jeeps	20,2%	816567,06	21,0%	1239001,44
Buses	4,6%	185576,51	3,0%	177000,21
Otros	0,8%	30792,88	2,0%	118000,14

El incremento sostenido de vehículos configura un crecimiento proporcional en el consumo de combustibles, de acuerdo al BEN 2015, los combustibles más consumidos del sector transporte para el año 2014 fueron: el diésel (45,5%) y gasolina (40,5%). El Fuel Oil también tiene una importante participación (7,3%) debido al consumo de transporte naviero de gran calado, y la electricidad llega aproximadamente al 0,015%, prácticamente despreciable. Si comparamos estos valores con el año 2006 (Tabla 29), se tiene que el uso de gasolina se ha incrementado un 6,5%, al igual que el diésel con un incremento de 2,7%. Mientras que el consumo de GLP que era nulo en el 2006 pasó a un 0,2% en 2014. El resto de combustibles disminuyeron su participación en la matriz de consumo, inclusive la electricidad redujo 0,007% respecto al 2006.

Tabla 29 Estructura porcentual de consumo energético en el sector transporte [6]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Electricidad	0,022	0,021	0,021	0,022	0,018	0,017	0,016	0,015	0,015
Gas Licuado	-	-	0,002	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Gasolinas	34,0	32,4	31,4	32,0	39,7	40,2	41,7	41,4	40,5
Kerosene/Jet Fuel	8,3	8,6	8,7	8,2	7,2	6,8	6,5	6,9	6,5
Diésel Oil	42,8	44,2	45,1	45,3	41,9	42,6	43,4	44,4	45,5
Fuel Oil	14,9	14,7	14,7	14,3	10,9	10,1	8,2	7,1	7,3
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100

²³ Camionetas de más de 3 Ton, Volquetas de más de 3 Ton, tanqueros y trailers

²⁴ Camionetas de hasta 3 Ton y furgonetas hasta 3,5 Ton

Respecto al *segundo componente* del indicador (*Distancia recorrida por tipo de vehículo*), una investigación desarrollada por el Instituto de Altos Estudios Nacionales (IAEN), para estimar el consumo de combustibles de Ecuador, utiliza una metodología basada en la medición de tráfico con datos de la Agencia Metropolitana de Tránsito de Quito. El modelo propuesto en dicho estudio toma en cuenta tres variables: el parque automotor nacional, el indicador de *kilómetro vehículo recorrido (KVR)*, y la intensidad de consumo de combustible, clasificados por tipo de vehículo y carburante que consumen [68]. El dato requerido de este estudio es el *KVR*, definido como la cantidad de kilómetros recorridos por un grupo de vehículos de igual tipo en un periodo de tiempo determinado. Dichos resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 30 Indicador Kilómetros Vehículo Recorrido (KVR) para el 2006 y 2014

Tipo	KVRs (Km/día)			Promedio KVRs	Promedio KVRs
	Privado	Alquiler	Gobierno	2006	2014
				Km/día	Km/día
Automóvil	58	200	150	122,40	136,00
Jeep	58	2000	100	647,40	719,33
Camioneta	80	135	80	88,50	98,33
Motocicleta	20	35	25	24,00	26,67
Bus	250	400	245	268,50	298,33
Colectivo	200	250	200	195,00	216,67
Furgoneta P	160	190	100	135,00	150,00
Furgoneta C	90	90	90	81,00	90,00
Camión	147	147	120	124,20	138,00
Tráiler	320	320	85	217,50	241,67
Volquete	190	190	50	129,00	143,33
Tanquero	200	200	100	150,00	166,67

Al igual que en la distribución del consumo de energía 2006, es necesario adaptar los datos de KVRs al tipo de vehículos considerados para el análisis del ECO10 (Carga pesada, carga liviana, autos y jeeps, buses y otros). Previamente se promedian los KVRs de los vehículos privados, de alquiler y gubernamentales de la Tabla 30 para el año 2014. Luego, asumiendo que en el año 2006 la distancia recorrida para cada tipo de vehículo era 10% menor con una infraestructura vial menos desarrollada, situación que efectivamente se ha dado en Ecuador con 9.736 Km nuevos de carreteras según el Ministerio de Transporte. La asignación de KVRs promedio para el año 2006 y 2014 para cada tipo de vehículo se reflejan en la Tabla 31.

Tabla 31 Distancia promedio recorrida en Km/día por tipo de vehículos

Tipo	KVR (Km/día) 2006	KVR (Km/día) 2014
Carga Pesada	155,18	172,42
Carga Liviana	101,50	112,78
Autos y Jeeps	384,90	427,67
Buses	231,75	257,50
Otros	24,00	26,67

El *tercer componente (capacidad de transporte de carga o pasajeros)*, se obtiene de los Anuarios estadísticos de Transporte que elaboró el INEC para los años 2006 y 2014 (Ver ANEXO 3 y ANEXO 4). De manera análoga a las componentes anteriores, la información disponible fue adaptada a la clasificación de transporte terrestre establecida (Carga pesada, carga liviana, autos y jeeps, buses y otros). Además, en este componente es necesario considerar el factor de carga (FC), dado que los medios de transporte no utilizan de manera constante su capacidad máxima ya sea de pasajeros o de carga.

En países desarrollados, por ejemplo, un factor de carga típico en automóviles particulares es de 1,5 personas por vehículo. Por otra parte, los autobuses en países en vías de desarrollo tienden a superar su capacidad nominal en horas punta, es decir un factor de carga mayor al 100%. Los factores de carga más habituales para camiones de carga suelen oscilar entre el 60 al 80% de la capacidad de carga, pero comúnmente recorren del 20 al 45% de su trayecto vacíos, con lo que su factor de carga es relativamente bajo [56]. Partiendo de ello y considerando que la infraestructura vial del Ecuador ha mejorado notablemente en la última década, se asume que el factor de carga de los vehículos de carga se ha incrementado 5%, mientras que para los buses y otro tipo de vehículos se mantiene constante, con 85% y 80% respectivamente. Por el contrario, para el factor de carga de los autos y jeeps, se asume una disminución de 16%, en función del crecimiento enorme que han tenido los vehículos de uso particular, con una tasa anual de crecimiento de vehículos particulares de 2% durante el periodo 2006 – 2014.

Tabla 32 Capacidad de transporte de carga y pasajeros y factor de carga

Tipo	FC 2006	FC 2014	Asientos 2006	Carga 2006 (Ton)	Asientos 2014	Carga 2014 (Ton)
Carga Pesada	70%	75%	-	645.417	-	841.811
Carga Liviana	75%	80%	-	331.501	-	448.483
Autos y Jeeps	50%	34%	2.521.250	-	4.011.732	-
Buses	85%	85%	655.846	-	681.118	-
Otros	80%	80%	86.151	-	453.504	-

La relación entre la capacidad de transporte de carga o pasajeros y la distancia diaria recorrida, resulta del producto entre los asientos disponibles o toneladas de carga de capacidad por el factor de carga del año correspondiente, dividido para los KVRs del año en cuestión. Sin embargo, es necesario asumir que el conductor o conductores de los vehículos de carga pesada y liviana no son pasajeros. Dando como resultado los datos que se muestran a continuación:

Tabla 33 Transporte de carga o pasajeros por distancia recorrida

Tipo	Ton 2006/ Km	Pas 2006 /Km	Ton 2014/ Km	Pas 2014 /Km
Carga Pesada	2911,50	-	3661,82	-
Carga Liviana	2449,51	-	3181,36	-
Autos y Jeeps	-	3275,20	-	3189,37
Buses	-	2405,48	-	1521,13
Otros	-	2871,70	-	13605,12

Finalmente, al dividir el consumo energético medido en TEP de la Tabla 28 para el término correspondiente ya sea de carga o pasajeros de la Tabla 1Tabla 33, se obtiene la cantidad de energía utilizada para trasladar tanto bienes (TEP/(ton/km)) como personas (TEP/(pasajero/km)) para los años 2006 y 2014 mostrados en la Fig. 47, que constituyen el indicador ECO10 desagregado por tipo de vehículo. La tendencia es para todos los casos creciente, con excepción del componente “Otros” que disminuye ligeramente, pese a que la cantidad de motocicletas ha crecido notablemente en el periodo analizado. Esto se debe fundamentalmente, porque el factor de carga es muy alto en vehículos diseñados para un solo pasajero. Luego, enfocándose en los otros cuatro tipos de vehículos, se pueden identificar dos subgrupos, el primero compuesto por los destinados a transportar bienes: carga pesada y carga liviana, cuyo crecimiento en términos de intensidad energética ha sido relativamente bajo (3,64% y 14,47% respectivamente), comparándolo con el segundo subgrupo que lo conforman los Autos y Jeeps (55,82%) y Buses (50,83%), cuya intensidad energética se ha elevado considerablemente.

Pero, ¿Qué significan estos resultados?, claramente no es alentador que el uso de energía para transporte de pasajeros, tanto particulares como público, se haya elevado en los últimos años y el análisis puede hacerse desde múltiples aristas, no necesariamente contempladas en este trabajo. En principio, el elevado crecimiento del parque automotor y especialmente de los vehículos particulares, permite prever que, a mayor número de usuarios de vehículos propios, menos uso tendrán los medios de transporte públicos, ya sean urbanos, cantonales e incluso interprovinciales. Además, se puede intuir que, a mejor calidad de carreteras, mayor distancia recorrida promedio alcanzan los vehículos, ante lo cual, el ligero incremento en la intensidad energética de los vehículos usados para transportar bienes, puede deberse a pérdidas de eficiencia en los motores de combustión interna o incluso a problemas con la calidad del combustible, que serían objeto de análisis para futuras líneas de investigación.

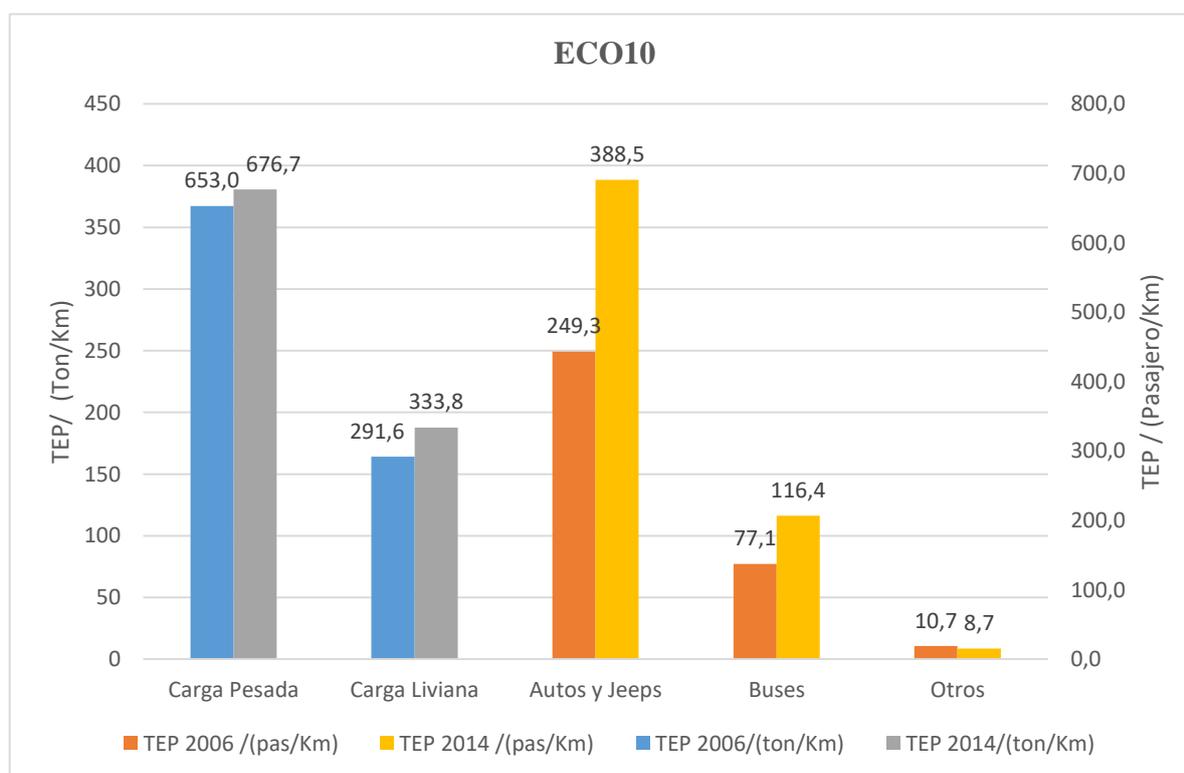


Fig. 47 ECO10.- Intensidad energética del transporte

Desde otra perspectiva, un desarrollo análogo al ECO9, sugiere realizar el análisis monetario de la Intensidad energética del Transporte (ECO10), midiendo el uso de energía por unidad de valor agregado del sector en (TEP/ unidad PIB). El resultado de este “ECO10 monetario” mostrado en la Fig. 48, se obtiene de los datos disponibles en el BEN 2015, actualizando el PIB a valores constantes del año 2010. En el indicador se observa un ligero crecimiento en la intensidad energética del transporte, de apenas 0,3%, que se puede asumir como *estable* (®).

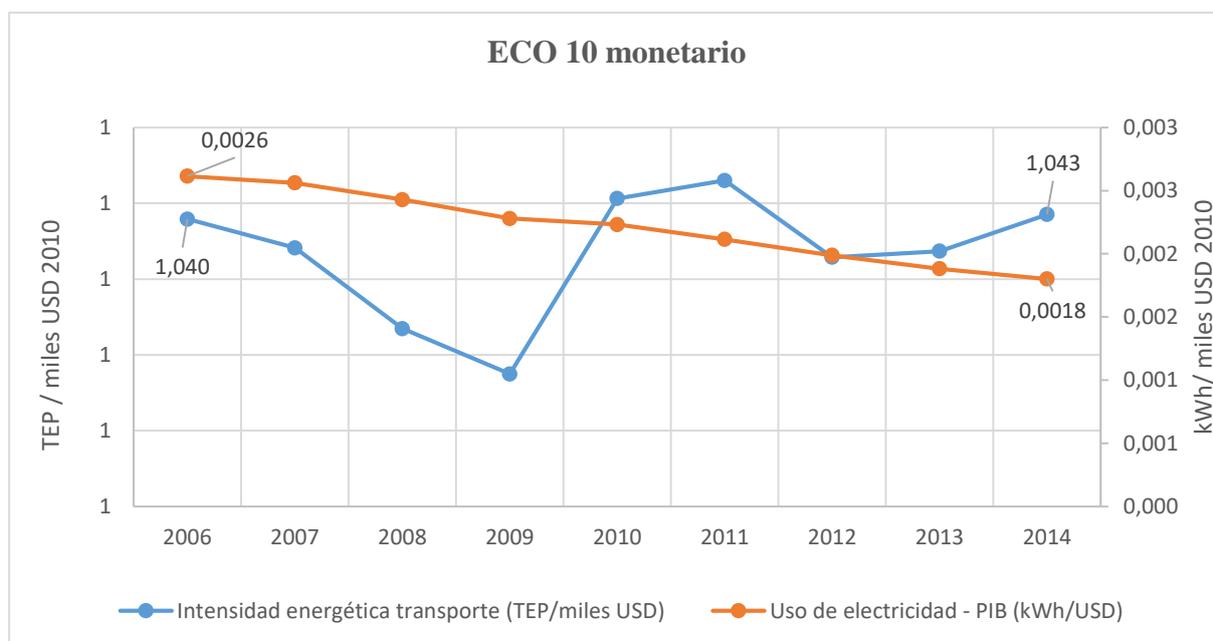


Fig. 48 ECO10.- Intensidad energética del sector transporte – análisis monetario

Comparador: Información no disponible para comparar resultados, el análisis desagregado de los sectores económicos de AL&C es responsabilidad de cada país.

Evaluación: Resulta preocupante que la intensidad energética del transporte en términos de valor agregado (1,043 TEP/ miles de USD), sea 6,4 veces la intensidad energética total en términos de CFT del país (0,16 TEP/ miles de USD). En el año 2006 la relación entre ambas intensidades energéticas fue de 6,8; por lo que se aprecia una ligera mejora desde esa perspectiva. Sin embargo, en términos de cantidad de energía utilizada para trasladar tanto bienes (TEP/(ton/km)) como personas (TEP/(pasajero/km)), los resultados preocupan aún más, siendo especialmente complejo el incremento en el uso de energía para transportar personas.

Es imprescindible trabajar en el sector transporte, fortaleciendo los programas existentes para la renovación del parque automotor (reemplazar vehículos de transporte público antiguos); y concluir los proyectos del Metro de Quito y Tranvía de Cuenca que permitan incentivar el uso del transporte público, requisito fundamental para alcanzar el desarrollo sostenible. La Agenda Nacional de Energía 2016 plantea que, para reducir las importaciones de gasolinas y diésel, y atenuar las emisiones de GEI, se impulsará la ampliación gradual de la comercialización a nivel nacional de la gasolina Ecopaís E5²⁵, destinada al sector transporte, previendo que el porcentaje del bioetanol en la gasolina Ecopaís aumente de 5 a 10% en el mediano plazo [65]. En correspondencia con lo expuesto, la *valoración* de este indicador *es negativa (-1)*.

²⁵ E5, corresponde a la mezcla del bioetanol en un porcentaje del 5% [65].

4.1.4.10 ECO11.- Porcentaje de participación de combustibles en la energía y electricidad

El ECO11, desglosa el suministro energético por fuente de combustible con respecto al STEP, CFT y la generación de electricidad y capacidad instalada de generación. Por tanto, el indicador se compone de los valores de consumo de combustibles fósiles (gas natural, petróleo) y sus derivados, electricidad y energías renovables combustibles y no combustibles [56]. La información necesaria para elaborar el ECO11 se encuentra disponible el BEN 2015, tanto en términos de STEP como de CFT, sin embargo, para el análisis de la generación de electricidad, la fuente más actualizada es el reporte estadístico que elabora ARCONEL cada dos meses, donde se incluyen las centrales de generación hidroeléctrica que forman parte del proyecto de cambio de la matriz energética incorporadas al SNI durante el año 2016.

Respecto STEP, los resultados mostrados en la Fig. 49 reafirman la dependencia del petróleo en el sector energético del Ecuador, que en lugar de disminuir su participación en la matriz de consumo de energía primaria, se ha incrementado 1,1%. Mientras que el aporte de la hidroenergía y Gas Natural apenas creció un 0,8%, para ambos casos. La participación de las energías renovables como solar y eólica, fue tan irrelevante que tiene que incluirse dentro de “Otras primarias”, alcanzado apenas un 0,1% más que en el año 2006. Por otra parte, la leña y los productos de caña disminuyeron su participación en el STEP en 1,5 y 0,5% respectivamente, al igual que las importaciones de electricidad que disminuyeron 0,8%.

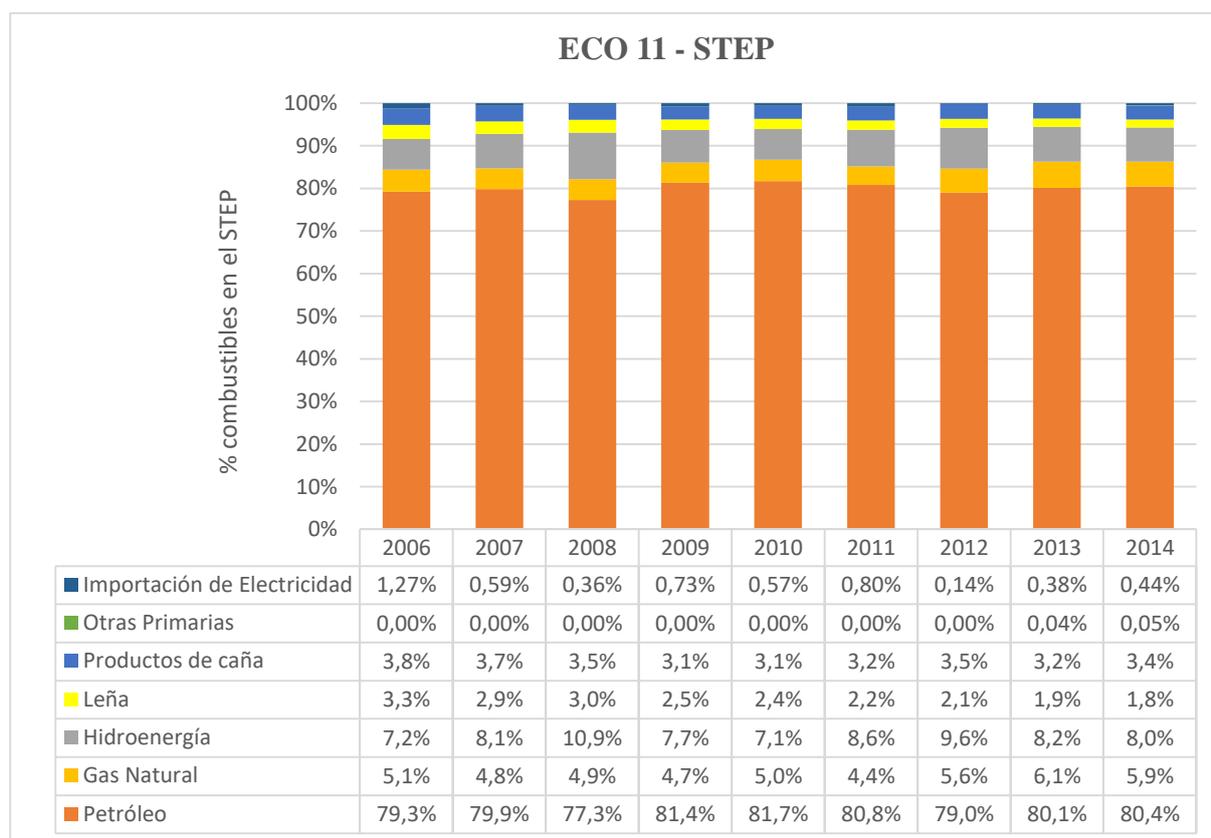


Fig. 49 ECO11 STEP.- Participación de combustibles en el STEP

En referencia al CFT, los derivados del petróleo nuevamente encabezan el podio como los energéticos que mayor porcentaje de participación tienen en el consumo final total. El primero en la lista es el Diésel, cuyo consumo se ha mantenido relativamente constante, pasando de

30,74% en 2006 a 30,88% en 2014, mientras que la gasolina, que es el segundo energético más consumido todos los años, ha aumentado su participación más que cualquier otra fuente secundaria, con un incremento de 7%. Muy distante de los anteriores se encuentra la electricidad, que ha escalado un puesto respecto al 2006, convirtiéndose en 2014 como el tercer energético más consumido con un 13,53%; desplazando al cada vez menor Fuel Oil (-4%), cuyo uso exclusivamente es para generación de termoelectricidad. El GLP también ha perdido espacio en la participación del CFT, con una reducción de 2,14%, al igual que la leña, cuyo aporte ha disminuido 1,79% respecto al 2006.

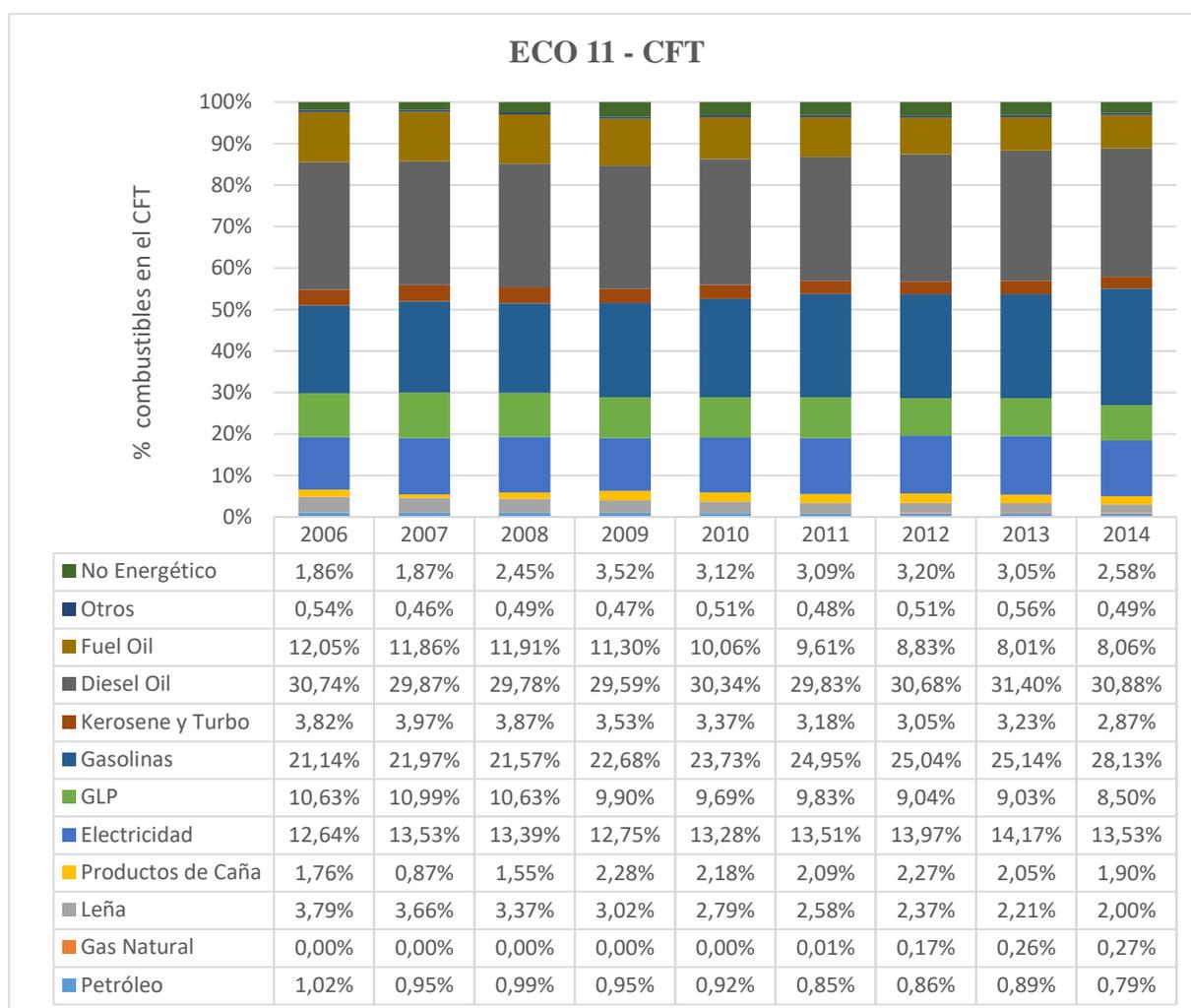


Fig. 50 ECP11 CFT.- Participación de combustibles en el CFT

Respecto al indicador en función del porcentaje de participación de los combustibles en la generación de electricidad y Potencia eléctrica instalada, la Fig. 51 muestra la distribución de la generación eléctrica por fuentes (ECO11 GEN) para el periodo 2006-2016. La termoelectricidad, que funciona en base de los combustibles fósiles descritos en la Fig. 52 <con excepción del bagazo de caña>, constituye la única fuente de energía que ha reducido su participación, pasando de 48,26% a 45,37%, es decir 2,9% menos que hace diez años. Por el contrario, la hidroelectricidad es la que más ha incrementado su participación en la generación, con 10,4% adicionales respecto al 2006. Luego, con porcentajes inferiores al 2%, se encuentran las Renovables combustibles (Biomasa y Biogas) y No combustibles (Eólica y solar fotovoltaica), cuya participación en 2014 aumentó a 1,72% y 0,48%, respectivamente.

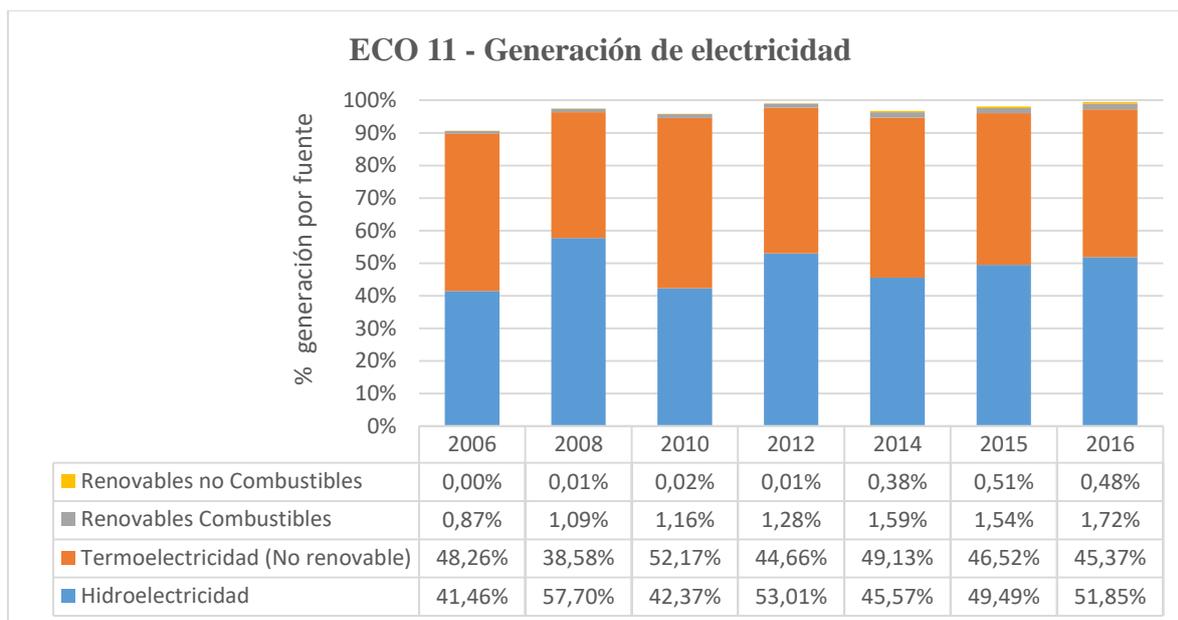


Fig. 51 ECO11 GEN.- Porcentaje de participación en la generación eléctrica, por fuentes

El ECO11 de la Fig. 52 en cambio, refleja el porcentaje de participación de los combustibles en la generación de electricidad descrita en la Fig. 51; es así que son las fuentes energéticas de centrales de generación eléctrica Térmicas de: Motor de Combustión Interna (MCI), Turbovapor y Turbogas. Los resultados muestran relativa estabilidad en el consumo, con excepción del uso de naftas, que desde el año 2014 es nulo.

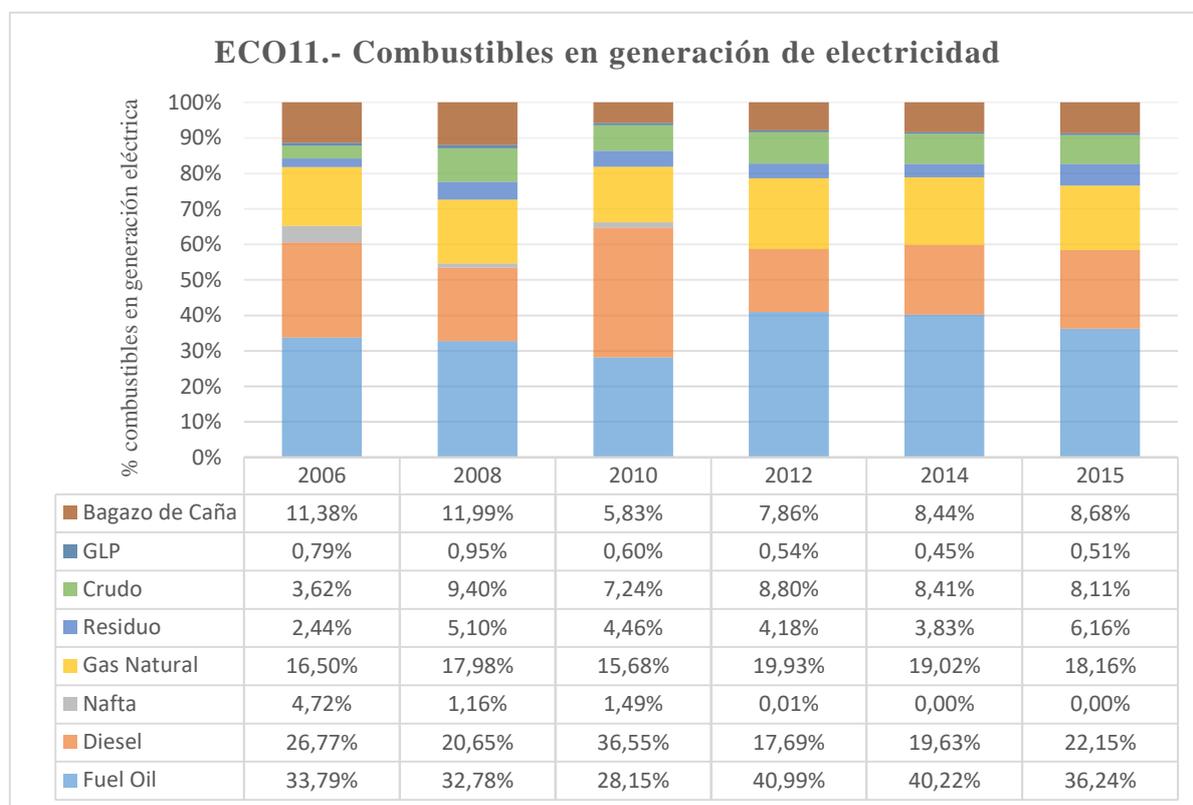


Fig. 52 ECO11 COMB.- Participación de combustibles en la Generación eléctrica

Finalmente, la potencia instalada efectiva, es decir la capacidad real de generar electricidad, se desarrolla de manera análoga al indicador de la Fig. 51, para comparar la generación de cada año con la disponibilidad de energía de las instalaciones generadoras. Los resultados son similares, dado que la capacidad térmica instalada disminuyó su participación en 6,8%, mientras que la hidroelectricidad incrementó un 5,8%. La diferencia se ve compensada por un ligero incremento en las energías renovables combustibles y no combustibles, de 0,34% y 0,68%, respectivamente. La información del año 2016 se corresponde con el balance de energía publicado por ARCONEL en agosto del 2016 para todos los indicadores eléctricos del ECO11.

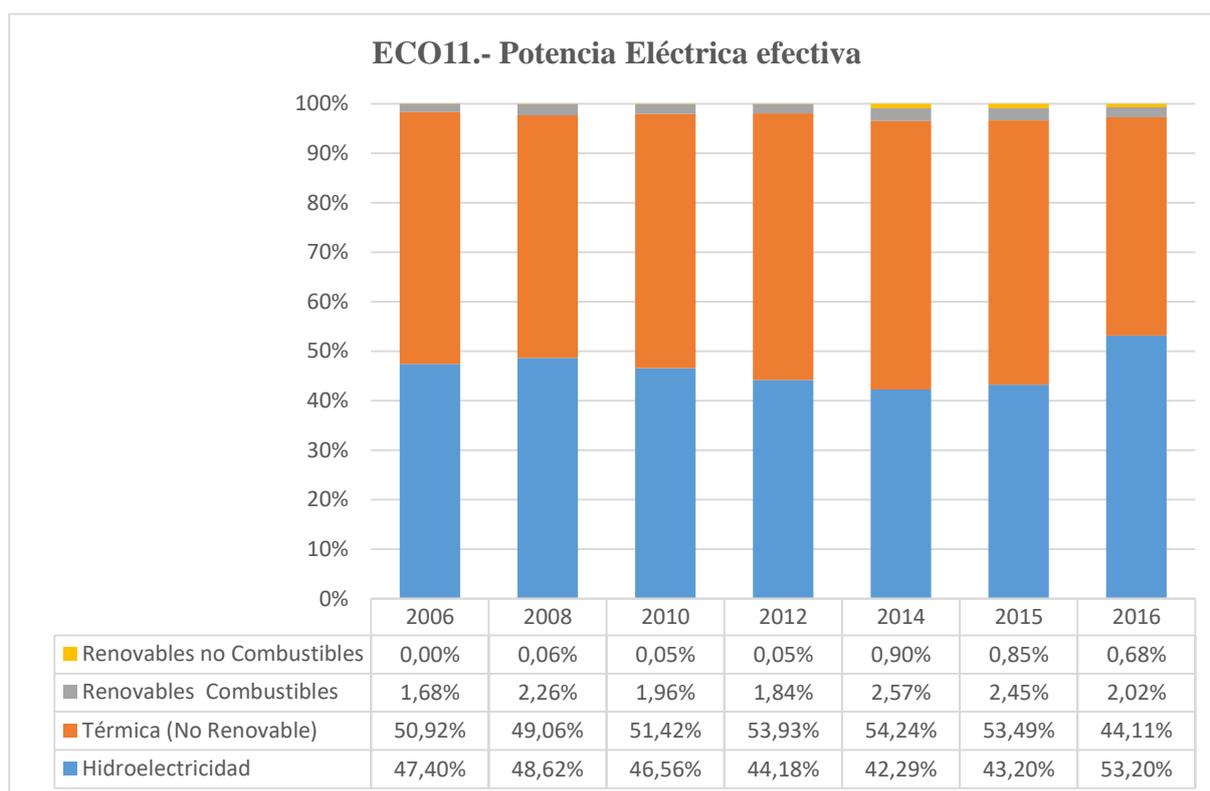


Fig. 53 ECO11 POT.- Distribución de Capacidad efectiva de generación de electricidad

Comparador: La base de datos del Sistema de Información Estadístico Regional de OLADE, contiene información en el ámbito energético mediante la cual se han podido elaborar los indicadores ECO11 de Ecuador, Colombia y Perú, en términos de STEP, CFT y Potencia Instalada de Generación Eléctrica (Ver Fig. 54, Fig. 55 y Fig. 56 respectivamente).

En referencia a la combinación de combustibles para el suministro total de energía primaria en los países vecinos, Ecuador es el que mayor porcentaje de participación le asigna al petróleo, con cerca del 70% en el año 2015, más de dos veces el porcentaje de Colombia y más de tres veces el porcentaje de Perú. De los tres países, Colombia es el más diversificado, puesto que utiliza el Gas Natural, el Carbón Mineral y la Hidroenergía en proporciones medianamente equilibradas. Perú en cambio, tiene una clara dependencia del Gas Natural como fuente primaria de energía (66% en 2014 y 61% en 2015), seguida del Petróleo (21%) y una participación relativamente pequeña de hidroenergía, con apenas un 8%. De manera general, en los tres países el porcentaje de participación de la leña ha disminuido de manera sostenida, siendo Perú el que más ha reducido su consumo de leña, pasando de 11% en 2006 a 6% en 2015.

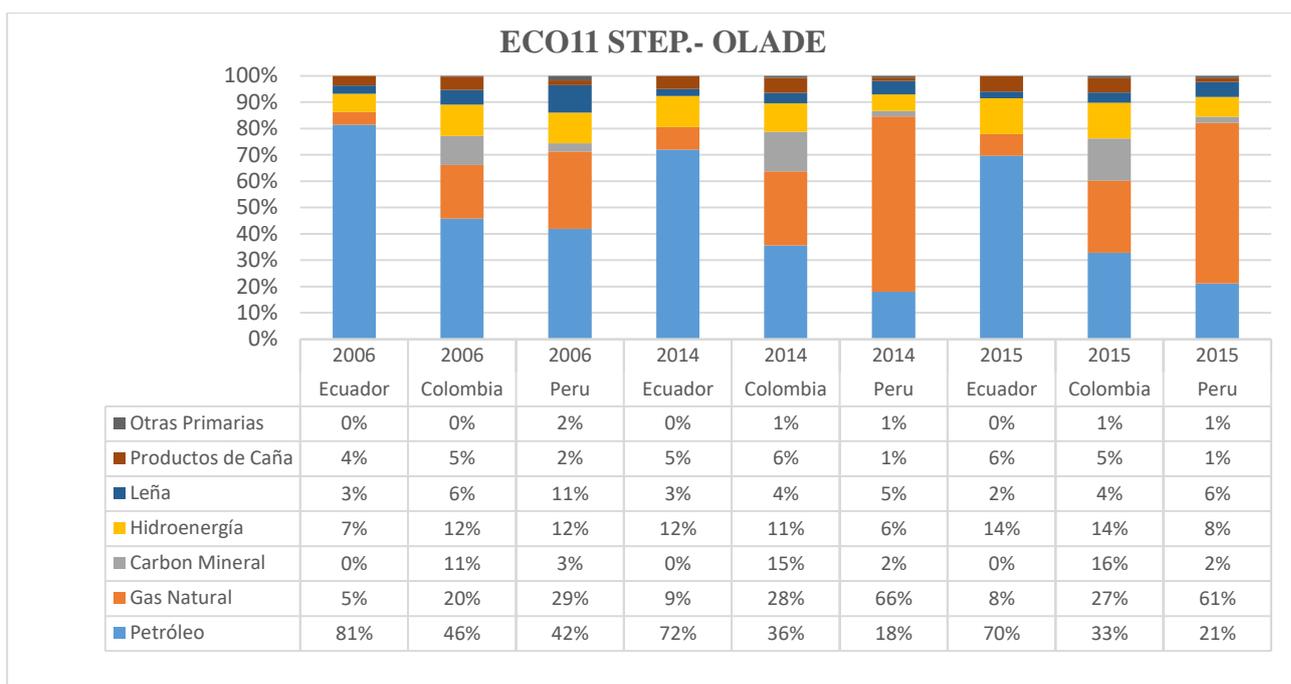


Fig. 54 ECO11 STEP OLADE.- Participación de energéticos en el STEP

De manera análoga al indicador anterior, la elaboración del ECO11 en términos de CFT para los países vecinos, mantiene a los derivados del petróleo a la cabeza de los energéticos consumidos. En Ecuador, las naftas han ganado posición (+8%), lo cual tiene relación con el aumento del consumo en el sector transporte, mientras que el consumo de Diésel se mantiene constante. Situación que difiere en Colombia y Perú, donde el uso de diésel incrementó su participación en 4% y 2% respectivamente. La electricidad tiene una participación similar en los tres países, con un 16% para Ecuador, 17% para Colombia y 19% en Perú.

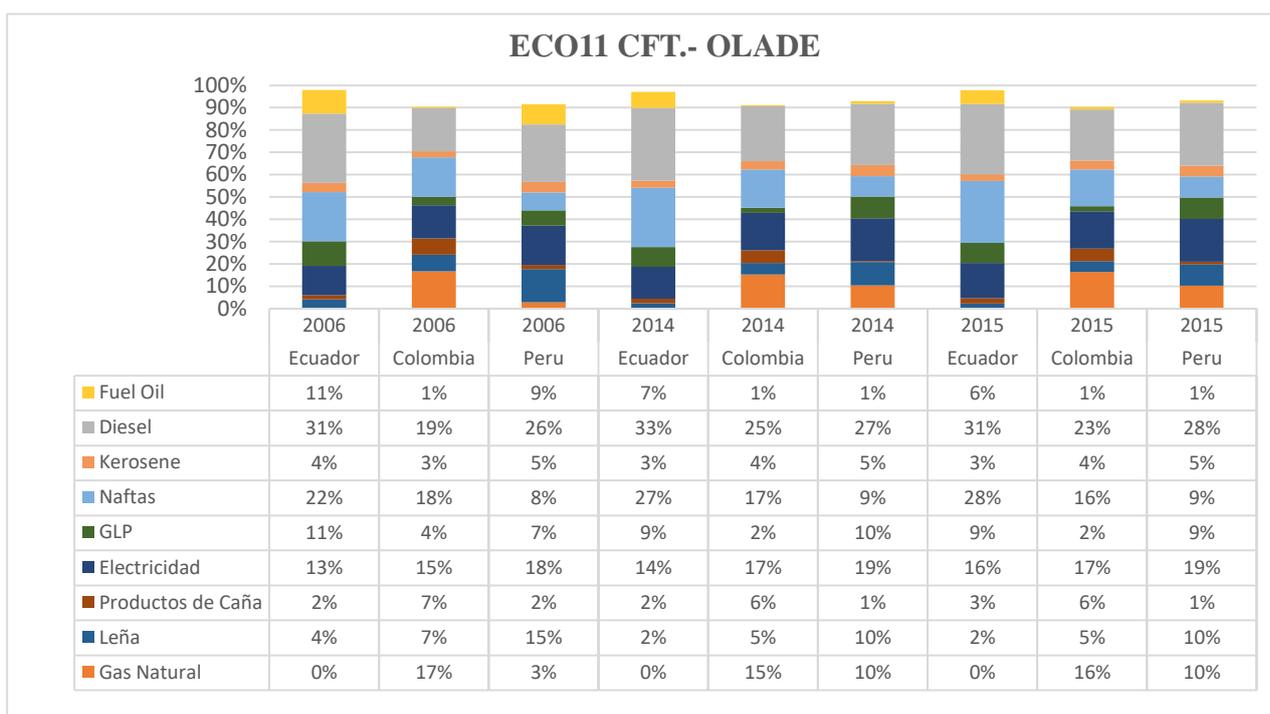


Fig. 55 ECO11 CFT OLADE.- Participación de combustibles en el CFT

Desde el punto de vista eléctrico, OLADE no dispone información sobre la potencia efectiva de generación. Sin embargo, los datos permiten desarrollar el ECO11 con la capacidad nominal instalada en cada país. Los resultados se aprecian en la Fig. 56 y denotan un predominio termoeléctrico en Ecuador y Perú, seguidos de la Hidroelectricidad. Mientras que, en Colombia, la energía hidroeléctrica predomina con el 70%, que significó 8% más que en el año 2007.

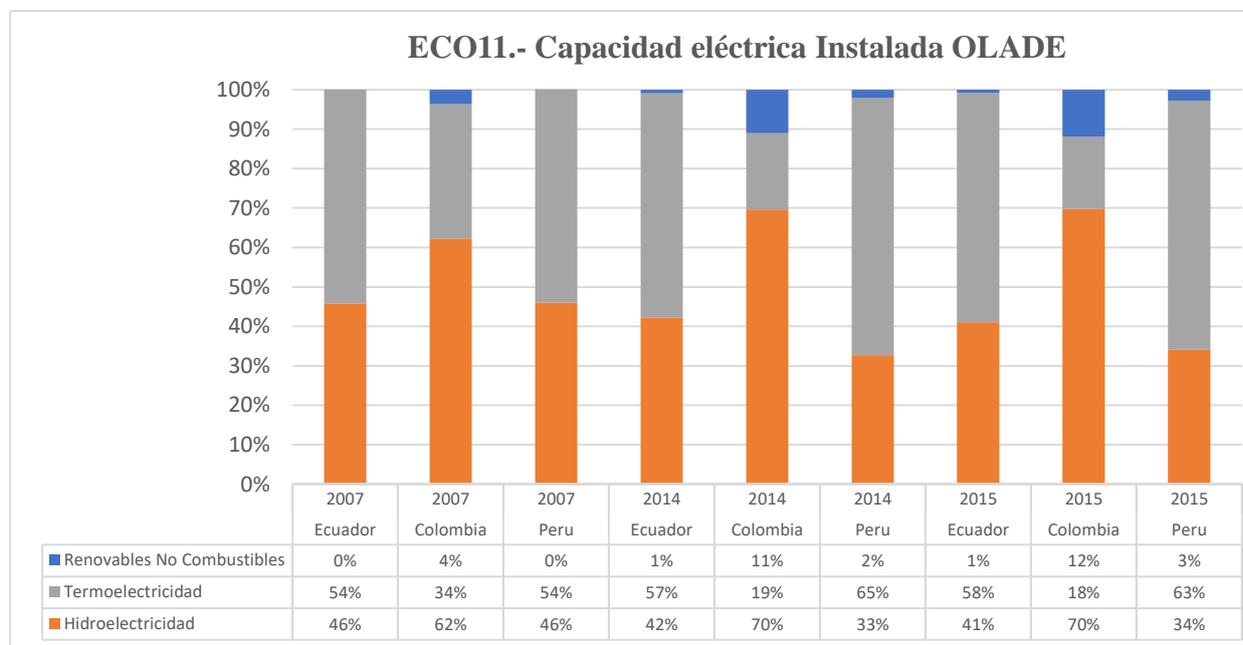


Fig. 56 ECO11 CAP OLADE.- Participación por fuentes en la capacidad eléctrica instalada

Evaluación: El proyecto de cambio de la matriz energética se sustenta en la construcción de los proyectos emblemáticos, que son un conjunto de centrales de generación hidroeléctrica, cuyo objetivo primordial es que el 90% de la demanda de energía eléctrica Nacional se cubra con hidroenergía. De hecho, la proyección del PME mostrada en el ANEXO 5, establece que para el año 2016, el 85% de la energía generada debería aportarlo las hidroeléctricas. Sin embargo, el 51,85% que aporta la hidroenergía a la matriz de consumo de electricidad en el país se encuentra muy por debajo de las expectativas, es decir que existe una diferencia de 33% entre lo planificado y la realidad en la generación de electricidad del 2016. Retrocediendo un año, hacia el 2015, el PME estableció un 67% de participación hidroeléctrica en generación, mientras que, en la práctica esta solo aportó el 49,5%.

Centrando el análisis en el comparador para la región, Colombia aparentemente se encuentran en mejores condiciones que Ecuador en cuanto a diversificación, mientras que Perú mantiene un predominio de Termoelectricidad. Ante lo cual, un crecimiento en la disponibilidad de energía proveniente de las hidroeléctricas ecuatorianas que pertenecen a los proyectos emblemáticos, podría motivar mayores transacciones de energía mediante las interconexiones internacionales que Ecuador mantiene con ambos países.

En función de los resultados obtenidos en todos los componentes del ECO11 y de las expectativas planteadas en el PME, se valora el indicador como **positivo (+1)**, en vista de que, pese a no haber alcanzado los objetivos en los plazos establecidos, la tendencia de participación de fuentes renovables, específicamente la hidroelectricidad es claramente positiva y es un impulso importante para alcanzar el desarrollo sostenible.

4.1.4.11 ECO 14.- Precios de la energía de uso final por combustible y sector

Los precios de la energía son el motor que incentiva o desincentiva el consumo de los combustibles y electricidad, además de que afectan directamente a la asequibilidad económica, dado que, a mayores precios, menos acceso a esos recursos tendrán los quintiles con menores ingresos de la población. Este indicador refleja el precio final de los servicios de energía pagado por los consumidores, en unidad monetaria por unidad de energía [56].

Respecto a los combustibles derivados del petróleo más utilizados en el país, las gasolinas para transporte terrestre pueden ser de tres tipos: Super (92 octanos), Extra (87 octanos) y Ecopaís (5% etanol), esta última cuesta lo mismo que la gasolina Extra por lo que se omitirá en el análisis del indicador. Luego, también son comunes el diésel Premium para transporte y el Diésel 2 para pesqueros y camaroneros. Por otra parte, se encuentra el GLP de uso doméstico, destinado principalmente a cocción de alimentos. Los datos utilizados para elaborar el indicador fueron tomados de los informes estadísticos de Petroecuador EP para los años 2006 y 2015, además del Decreto Ejecutivo 799 de diciembre de 2016, que se corresponde con la Ley de Solidaridad y Corresponsabilidad Ciudadana (ver ANEXO 6), aprobado por la asamblea legislativa para recuperar las zonas afectadas por el terremoto en las provincias de Manabí y Esmeraldas.

Con excepción de los combustibles destinados a la aviación (AVGAS y JET FUEL), cuyos precios se incrementaron 16,2% y 58,8% respectivamente; los precios de venta en terminales de abastecimiento para las comercializadoras se han mantenido prácticamente constantes. Si a estas cifras se les añade el margen de ganancia por transporte, distribución y comercialización de los combustibles de aproximadamente 14%, se obtienen los precios de venta al público (PVP) mostrados en la Fig. 57, que suponiendo beneficios constantes por comercialización desde el año 2006, responden a una tendencia estable.

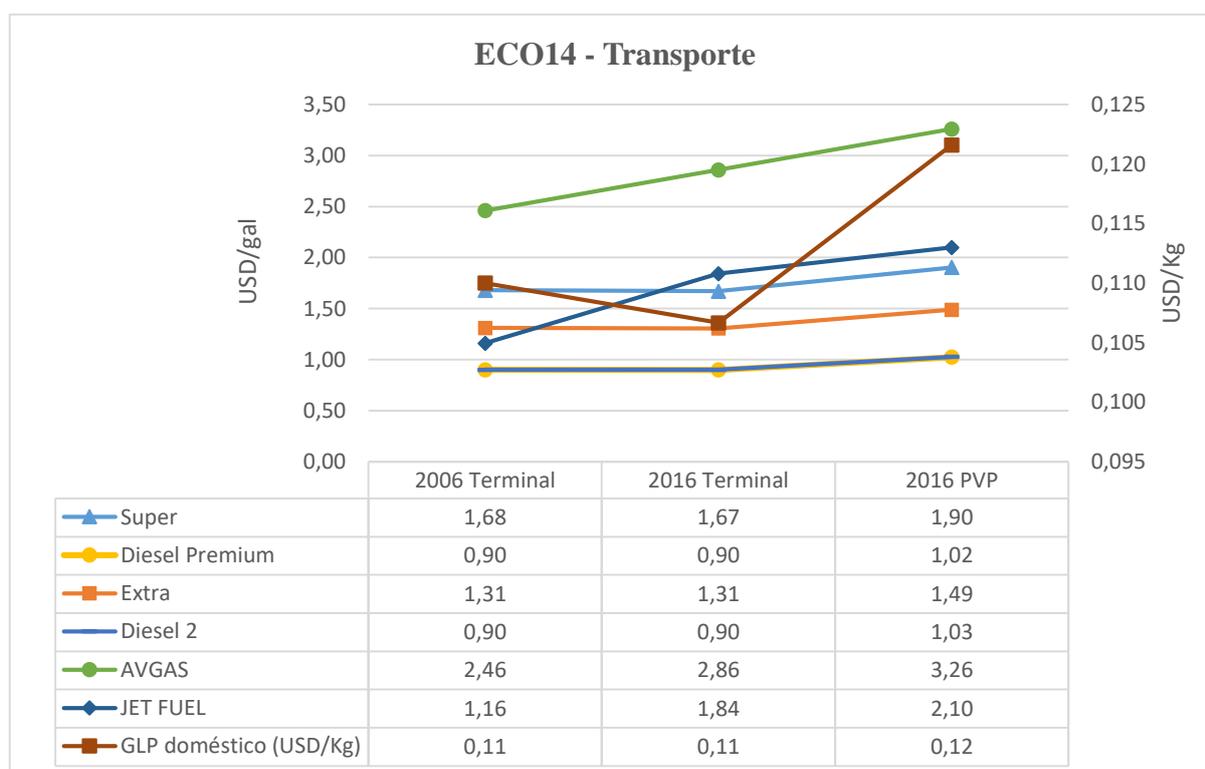


Fig. 57 ECO14.- Precios de combustibles sector transporte y GLP doméstico

Los precios de los combustibles utilizados en el sector Industrial se han incrementado notablemente durante los últimos años, la Fig. 58 muestra un pico de crecimiento en el año 2015 y una ligera reducción en el 2016. Combustibles como la gasolina Extra o el Diésel Premium en el año 2006 mantenían los mismos precios que el sector transporte, sin embargo, el estado ha focalizado los subsidios a los combustibles, de modo que el sector industrial y otros sectores económicos como la pesca deportiva o transporte internacional deban pagar más por combustible de la misma calidad y características que el usado por el transporte terrestre. Los incrementos más importantes en los precios se dan en el GLP de uso industrial (635,3%), el residuo industrial y cementero (129,9%), Diésel 1 y Diésel 2(130,7%), Diésel Premium (140,5%), Fuel Oil (32,8%) y gasolina Extra (24,7%). La tendencia de los precios de este sector es incremental, dado que el objetivo país es reducir al mínimo el subsidio a los combustibles para sectores que <a criterio del gobierno>, no lo necesitan.

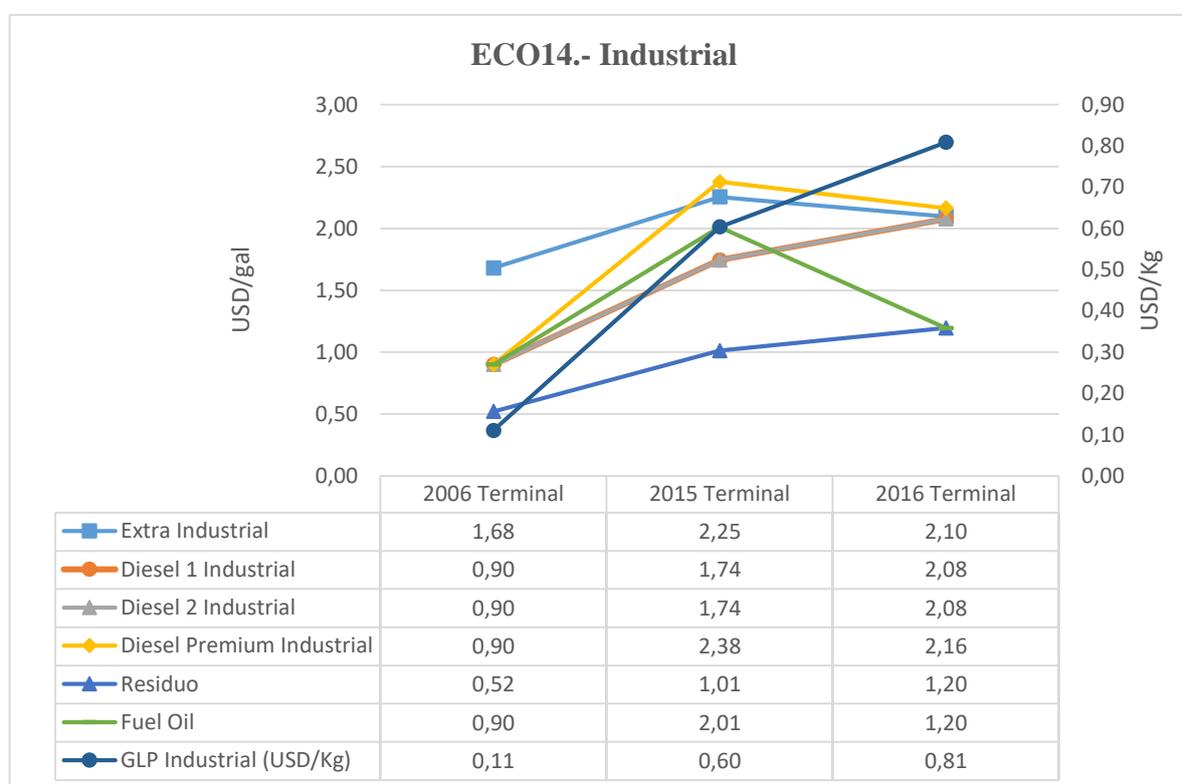


Fig. 58 ECO14.- Precio de los combustibles en el sector industrial

En el caso de la electricidad, conforme las estadísticas multianuales del sector eléctrico ecuatoriano, publicadas por ARCONEL en el año 2015, se distinguen dos tipos de clientes:

- Cliente Regulado: es aquel cuya facturación por el suministro de energía eléctrica se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario elaborado por la ARCONEL.
- Cliente No Regulado: es aquel cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término realizado entre la empresa que suministra la energía y la que recibe. Estos clientes pagan un valor por peaje de energía y potencia [18].

Los clientes regulados se dividen por grupo de consumo, donde se incluyen los residenciales, comerciales, industriales y de alumbrado público. El precio medio de la energía facturada a los clientes regulados en 2015 fue de 9,50 USD¢/kWh y aproximadamente 9,33 USD¢/kWh en

2016, esto evidencia un incremento de 5,06 % en los últimos diez años. Los clientes residenciales en todos los años son los que mayor precio medio de electricidad mantienen, sin embargo, desde el año 2008 Ecuador mantiene una tarifa única a nivel nacional, denominada “tarifa de la dignidad” que beneficia a cerca de 2 millones de familias, de un universo de 4,225 millones de clientes residenciales, con precios de 4 ¢/kWh para consumos de hasta 110 kWh mensuales en la sierra y 130 kWh mensuales en la costa.

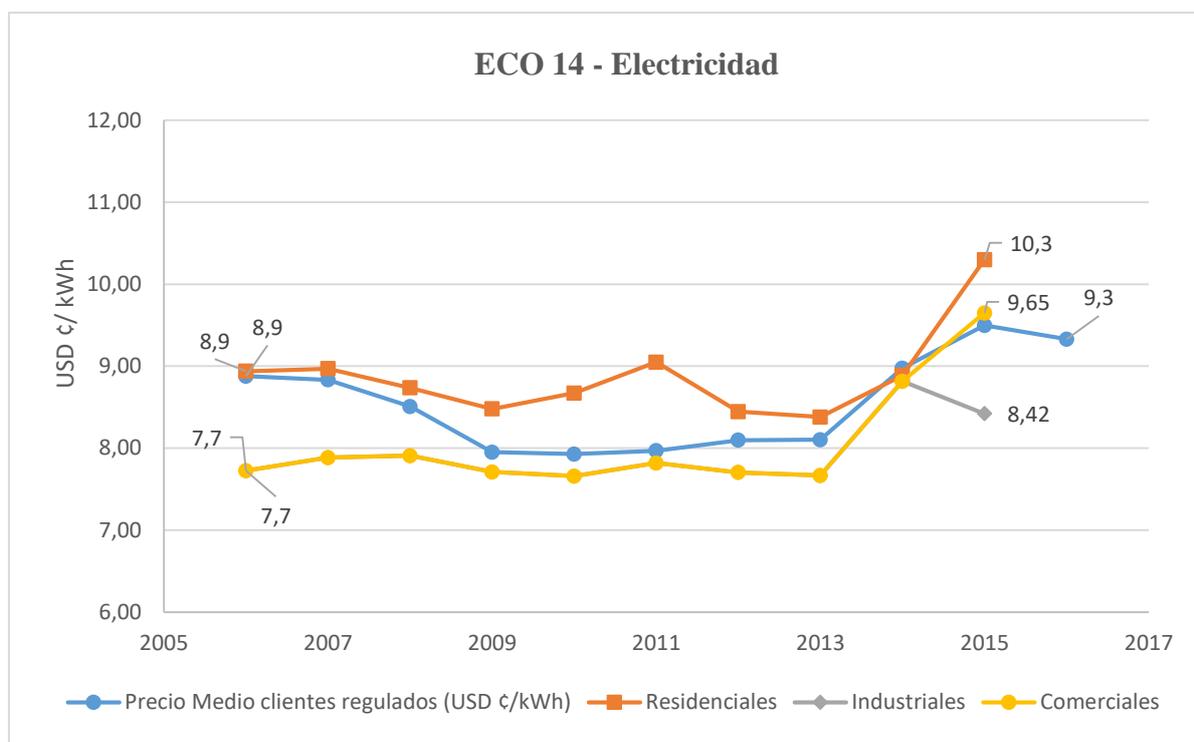


Fig. 59 Precio medio de la electricidad para los clientes regulares

Comparador: El Sistema de Información Estadístico Regional de OLADE, registra los precios de combustibles de los países miembros para el periodo en análisis (2006-2015), con los cuales se ha elaborado el indicador de la Fig. 60, donde se comparan los precios del GLP de uso doméstico, diésel y gasolina regular para transporte terrestre. Los resultados mantienen a Ecuador durante todo el periodo como el país con menores precios a los combustibles, pese a que según los datos de OLADE el precio del GLP se incrementó 158%, superando al 141% de Colombia y el 16% de Perú. Los precios de la gasolina regular también se han visto incrementados en Ecuador y Colombia en 14% y 8% respectivamente, mientras que Perú redujo sus precios en 3%. Por otra parte, el precio del Diésel en Ecuador se redujo en 11%, seguido de un decremento del 5% de Perú y un notable incremento del 19% de Colombia.

Un estudio realizado por OLADE, en 2005 se estimaba que el subsidio de los países de AL&C a los combustibles fósiles (GLP, diésel oil, gasolina y fuel oil) fue de USD 25.629 millones, siendo Ecuador el país con la segunda mayor relación PIB/subsidios, con un 6,7%, solo por detrás de Surinam (8,66%). El subsidio al GLP estuvo en el orden de los USD 488.89 millones por año, para las gasolinas en USD 275.61 millones, para el diésel USD 1,562.91 millones y para el fuel oil USD 115.96 millones, lo que resulta en un total de USD 2,443.37 millones para ese año (2005). Esto representó, además, el 28% del PGE, dos veces superior al presupuesto de educación (12%) y cuatro veces el de salud (7%) [69], [70].

Si se comparan estas cifras con los datos de la Tabla 26 (Subsidios a los combustibles Ecuador 2016), se tiene que el porcentaje del PGE destinado a subsidios se redujo al 6,32%, mientras suponiendo un PIB de USD 99.118 millones, como lo estima el FMI para el año 2016, la relación PIB/subsidios sería de apenas 1,9%.

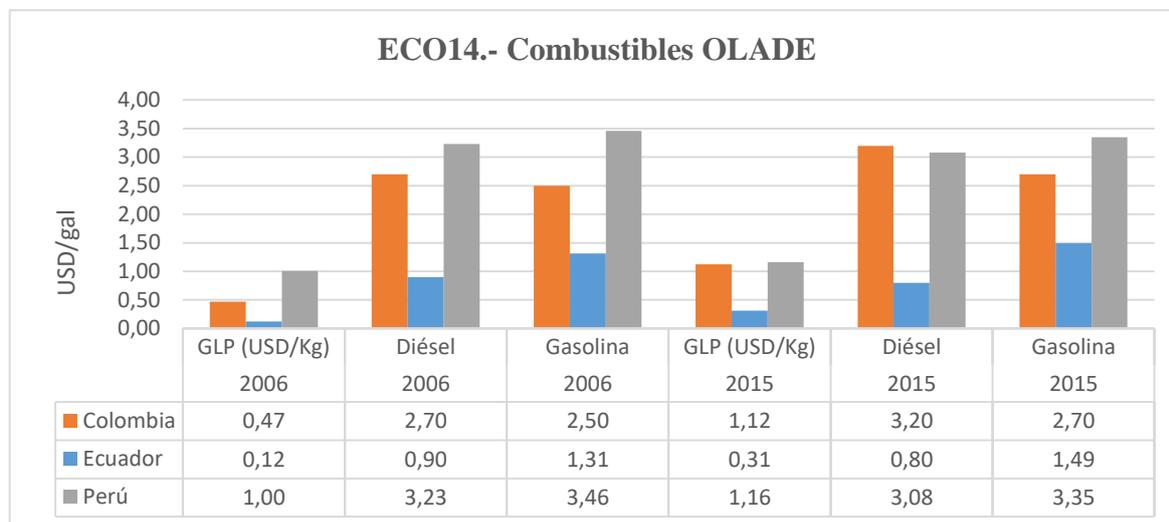


Fig. 60 ECO14 ENER OLADE.- Evolución de Precios de combustibles en la región

Respecto a los precios medios de energía eléctrica en el sector residencial, industrial y comercial de los países vecinos Colombia y Perú, en el indicador ECO14 de la Fig. 61, se observa que Ecuador mantiene el precio más bajo para todos los grupos de consumo. Además, es el único país que ha mantenido constante su precio para clientes residenciales, mientras que Perú y Colombia incrementaron los precios en 15% y 45% respectivamente. Esta diferencia es aún más evidente en los grupos de consumo industrial, con incrementos de precio para Colombia de 88% y Perú de 33%, muy distantes del 14% que incrementó el Ecuador. Mientras que en el grupo de consumo comercial es donde más ha elevado los precios de la electricidad el Ecuador, con un 25% más que en 2006, también muy por debajo del 100% y 50% que supuso en incremento de precios de Colombia y Perú, respectivamente.

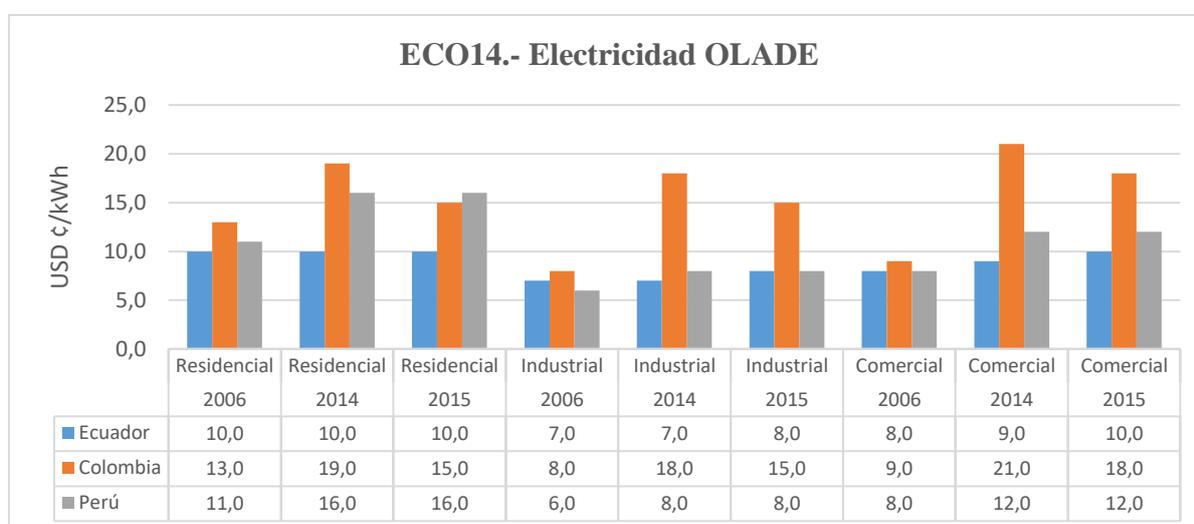


Fig. 61 ECO14 ELEC OLADE.- Evolución de precio medio de electricidad en la región

Evaluación: Los cálculos de Inversión, costo del servicio, precio medio y déficit tarifario desarrollados en el PME, establecieron que únicamente en el período 2013 - 2015 el costo del servicio sería mayor al resto de años de análisis (2013-2022), principalmente por el costo de generación. Situación que cambiaría a partir del 2016, una vez que entren en operación las principales centrales de generación hidráulica, desplazando la demanda de generación térmica [19]. Mientras que la evolución del precio medio de la energía eléctrica, reduciría paulatinamente el déficit tarifario como se ilustra en la Fig. 62. Sin embargo, al comparar los precios medios del año 2015 y 2016 con las proyecciones del PME, se aprecia una diferencia de 10,3% y 11,6% respectivamente, es decir que los precios medios han sido ajustados, pese a que la ejecución de la totalidad de proyectos emblemáticos no se ha culminado todavía.



Fig. 62 Costo total del servicio, precio medio y déficit tarifario [19]

La evolución de los precios de los energéticos en el Ecuador, desde el punto de vista del sector residencial, han mantenido relativa estabilidad, beneficiando incluso a la población de menores ingresos con medidas como la tarifa de la dignidad. Además, los subsidios de los derivados del petróleo destinados al transporte terrestre han permitido mantener los precios entre los más bajos de la región, pese a que la proporción del subsidio respecto tanto al PIB como al PGE han disminuido significativamente. Focalizar el subsidio de los derivados del petróleo, excluyendo del beneficio al transporte pesado y aviación internacional configura una medida acertada, en búsqueda de subsidios eficientes que favorezcan exclusivamente a los sectores económicos que así lo requieran.

Pese a ello, es necesario que las medidas focalización se extiendan a la tarifa de electricidad, dado que un estudio reciente estima que los mayores beneficiados de la tarifa de la dignidad no necesariamente son los quintiles con menores ingresos de la población, es más, asegura que si se toma en cuenta que la focalización debe estar direccionada a los dos primeros quintiles (Decreto ejecutivo 451-A), cuyo promedio de su consumo de energía es menor a 93,5 kWh/mes, existen usuarios de clase media y media – alta (quintiles 3 y 4) que tienen consumos promedio debajo de los 110 KWh para Sierra y 130 KWh para la Costa, que están siendo subsidiados por el Estado [71]. Por otro lado, esto puede verse como un incentivo para que los sectores de la población con mayores ingresos, utilicen equipos de bajo consumo, promoviendo la eficiencia energética en la mayor parte de la población. De ahí que los resultados de este indicador en términos generales resultan altamente positivos, con una **valoración de +2**.

4.1.4.12 ECO 15.- Dependencia de las importaciones netas de energía

El ECO15 mide el nivel de dependencia del Ecuador en función de las importaciones, para hacer frente a las necesidades de energía, en términos de porcentaje en el STEP de cada año, por tipo de combustible, como el petróleo y sus derivados, gas y la electricidad. La seguridad energética, concebida como disponibilidad física de suministros que satisfagan la demanda a un precio determinado, constituyen una parte fundamental en el desarrollo sostenible, siendo lo ideal disminuir al máximo la dependencia de importaciones netas de energía, mediante políticas que diversifiquen la matriz energética e incrementen la producción nacional de energía, con tecnologías eficientes en todos los eslabones de la cadena energética [56].

Ecuador, no importa energía primaria, sin embargo, tanto la importación de derivados del petróleo como de electricidad son necesarios para satisfacer la demanda energética del país. Conforme la información disponible en el BEN 2015, los datos permiten elaborar el ECO15 de la Fig. 63, donde se aprecia un incremento importante en el porcentaje de importaciones respecto al STEP, pasando de representar el 34,2% en 2006 al 46,7% en 2014, un incremento del 12,5% en 8 años. Descomponiendo estos porcentajes por tipo de combustibles, se tiene que la electricidad, el GLP y el Fuel Oil disminuyeron su participación en las importaciones en 62,99%, 11,59% y 73,79% respectivamente. Mientras que el incremento de las gasolinas respecto al 2006 fue de 124,18%, 53,13% para el diésel y de 0% a 0,2% para el kerosene.

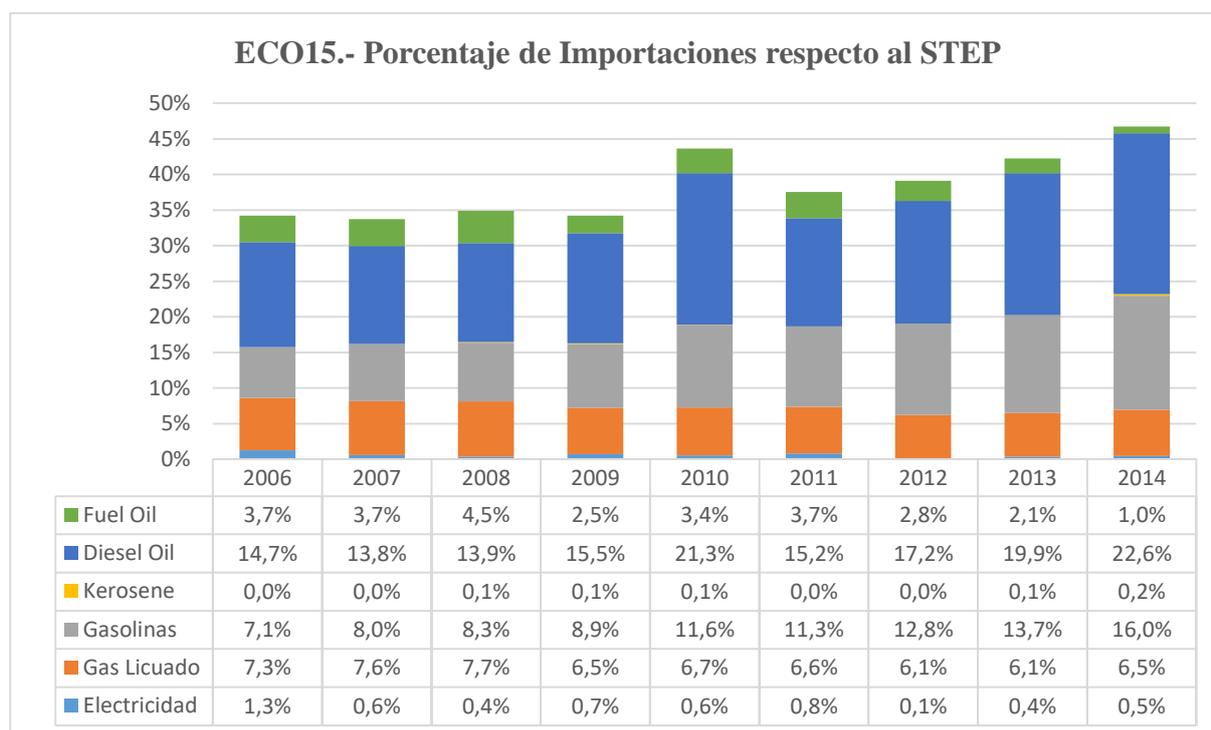


Fig. 63 ECO15.- Porcentaje de importación de energéticos respecto al STEP

Centrando el análisis en las importaciones de electricidad, las interconexiones con Colombia y Perú ha representado históricamente egresos para el estado ecuatoriano, a favor especialmente de la vecina Colombia, dicho panorama se ha reducido paulatinamente durante la última década, llegando a los niveles más bajos de importaciones de electricidad en el año 2016, de hecho, el Ecuador ha pasado a ser, por primera vez en su historia, exportador de energía eléctrica con 240,82 GWh netos Agosto del 2016, conforme lo revela el balance energético de ARCONEL.

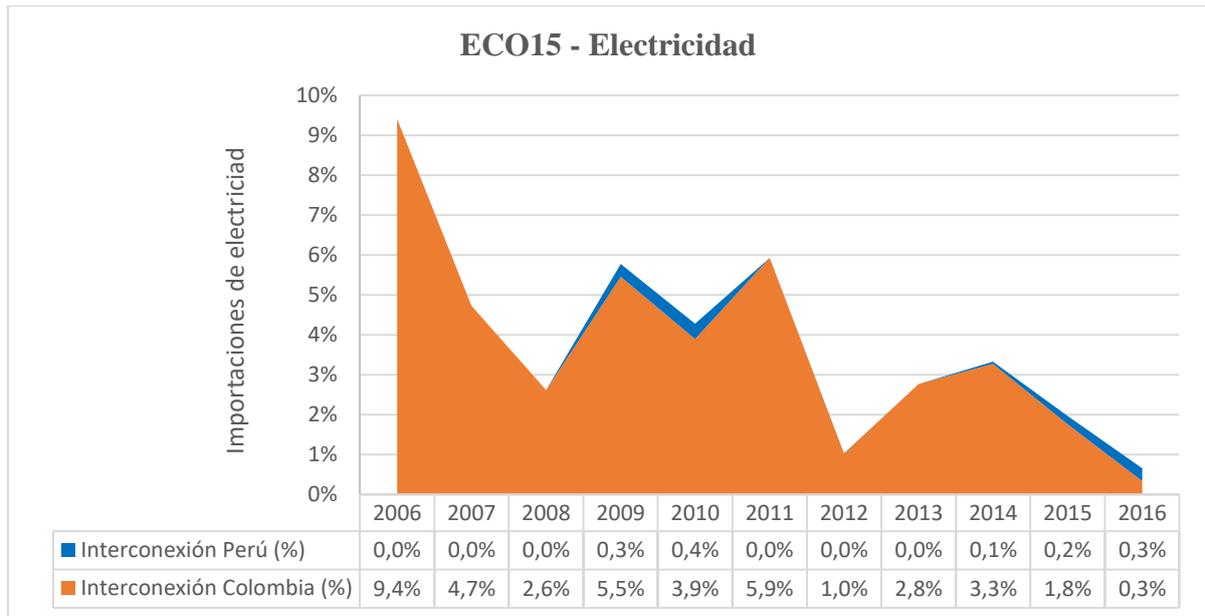


Fig. 64 ECO15 ELEC.- Porcentaje de importaciones de electricidad

Comparador: De acuerdo a la información disponible en el Sistema de Información Estadístico Regional de OLADE, el porcentaje de importaciones respecto al STEP de Ecuador en 2015 aumentó 15,8% en comparación al año 2006, al igual que Colombia con un 4,7%, Sur América un 2,9% y toda la región de AL&C en 6%. Por el contrario, Perú disminuyó la participación de las importaciones en el STEP en -9,2%. El Diésel y la Gasolina son los combustibles más importados en Ecuador y Colombia, mientras que en Perú es el petróleo.

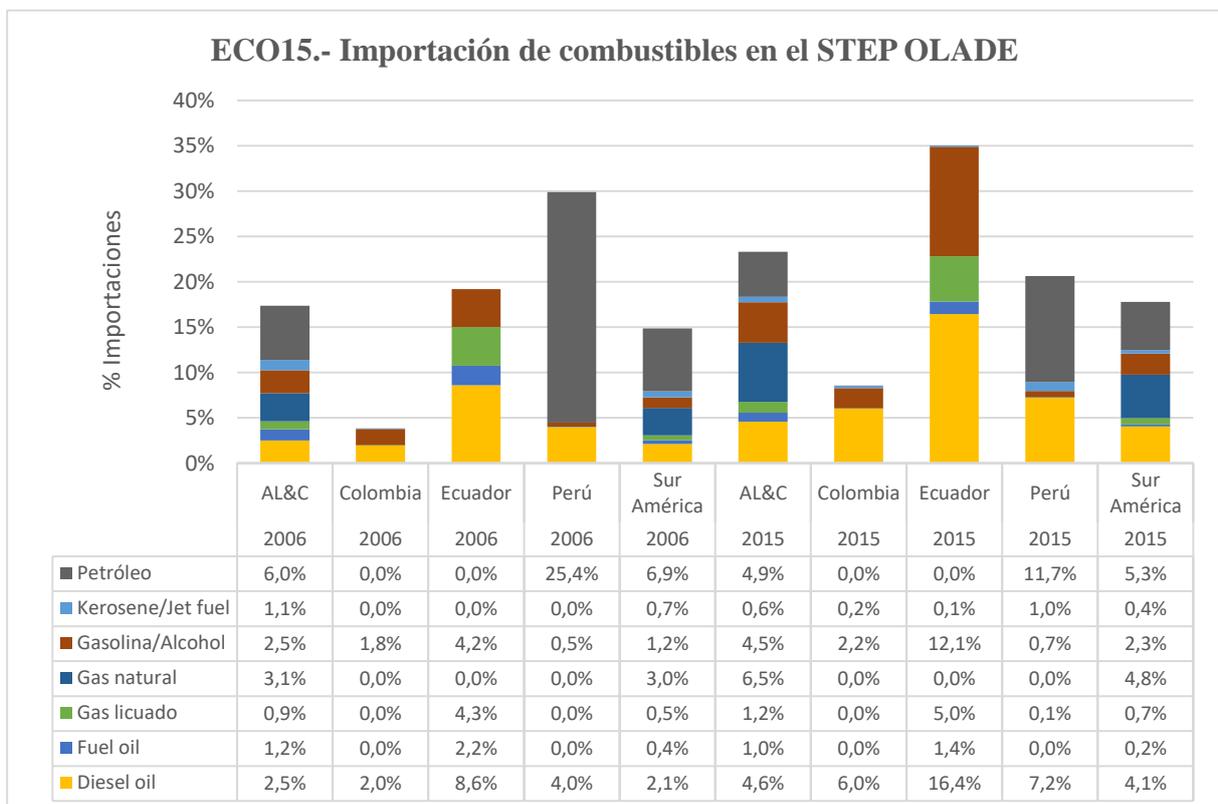


Fig. 65 ECO15 OLADE.- Porcentaje de importación de combustibles respecto al STEP

De manera análoga al análisis del ECO15 de electricidad, se desarrolló el indicador ECO15 eléctrico regional con las cifras que registra el SIEE de OLADE, comparando Colombia, Perú, Ecuador e incluyendo a Sur América y el conjunto de AL&C en el análisis. Los resultados mostrados en la Fig. 66, confirman la disminución en la importación de electricidad del Ecuador, alcanzando 2,2% en el año 2015, mientras que el vecino Perú no registra importaciones durante todo el periodo analizado, al igual que Colombia, cuyo porcentaje es de apenas 0,1%. A nivel regional, las importaciones de electricidad de Sur América y la región AL&C superan el porcentaje de Ecuador, con 4,8% y 3,9%, respectivamente.

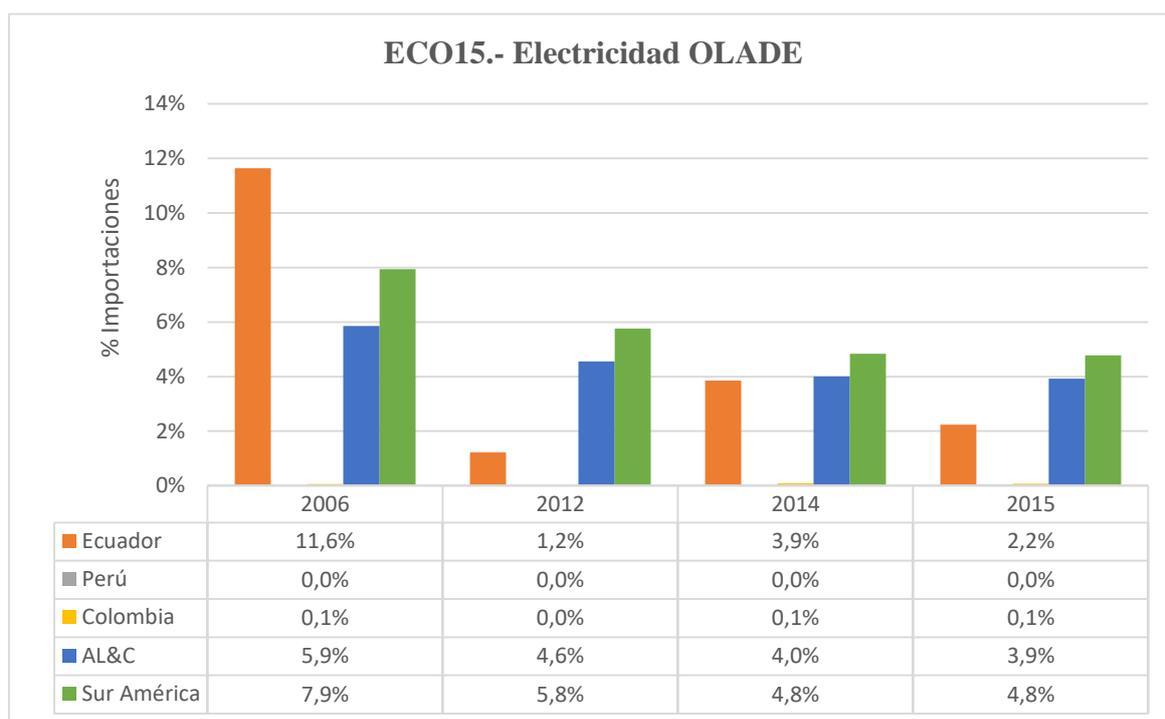


Fig. 66 ECO15 OLADE.- Porcentaje de importaciones de electricidad OLADE

Evaluación: El porcentaje de importación de combustibles respecto al STEP ha aumentado en el Ecuador, de acuerdo a los resultados del ECO15, respaldado por los datos oficiales del BEN y de OLADE. Esto quiere decir que el grado de dependencia energética de terceros países mantiene una tendencia creciente, lo cual desde el punto de vista de seguridad energética es indudablemente negativo. El volumen de importaciones se centra especialmente en Diésel y Gasolina, que juntas representaron en 2015 el 83% de las importaciones netas de energía respecto al STEP y si se le suma el GLP este porcentaje asciende al 90%, el resto se reparte entre fuel oil, electricidad y kerosene.

El STEP ha crecido a una tasa de 5,5% anual entre 2006 y 2014, mientras que la tasa de importaciones creció a una tasa anual de 12,08%. Entonces, el crecimiento de la demanda energética en el Ecuador ha significado un aumento de las importaciones, lo que implica egresos significativos para el estado y una contradicción enorme, un país productor de petróleo, exportador neto de energía primaria, debe importar derivados del petróleo. Se justifica, al menos desde este punto de vista, la necesidad inmediata de una nueva refinería que supla la demanda interna de derivados. El único avance en este indicador se aprecia en la reducción de las importaciones de electricidad y el GLP, producto del ingreso de las nuevas centrales de generación eléctrica al SNI, de ahí que la valoración de este indicador es de *cero (0)*.

4.1.5 DIMENSIÓN AMBIENTAL

Los procesos de producción, transporte y consumo de energía generan impactos negativos sobre el medio ambiente, cuyo grado de influencia depende de que tan eficientes sean las formas de producir y usar la energía, la combinación de combustibles que se utilice y la estructura legislativa en materia energética que la reglamente. Las emisiones de gases procedentes de la quema de combustibles fósiles en el transporte terrestre o en la generación eléctrica contaminan la atmósfera, las grandes presas hidroeléctricas causan encenagamiento de las aguas y la recorrida de leña representa deforestación y desertificación [56]. De ahí que es fundamental analizar desde la dimensión ambiental el impacto del proyecto de cambio de la matriz energética del Ecuador, específicamente en tres temas: atmósfera, agua y tierra.

Entre los impactos globales más importantes provenientes del uso de la energía, se encuentran la lluvia ácida, el cambio climático, la destrucción de la capa de ozono estratosférico y la contribución al aumento de ozono troposférico, principalmente por efecto de la quema de combustibles fósiles, ya sea en la generación de energía o en el transporte. Otros impactos son los denominados de carácter local, como la contaminación acústica, la de los suelos, aguas, la ocupación de terrenos y la alteración del paisaje, flora o fauna [72, p. 13].

La disponibilidad de información respecto a los niveles de contaminación se encuentra fundamentalmente en el BEN 2015, sin embargo, estos datos se limitan a medir los niveles de emisión de GEI en toneladas de CO₂ equivalentes, es decir, contaminación atmosférica. De igual manera, las cifras que registra OLADE se centran exclusivamente en este tipo de contaminación. Únicamente la CEPAL contiene entre sus estadísticas datos referentes a superficie terrestre protegida, destinadas a cultivos y riego, además de superficie total de bosques, pero ninguna de los valores mide la acidificación o brinda información sobre cargas críticas que permitan establecer un comportamiento en la contaminación de suelos de los últimos años. En el caso del agua, el escenario es similar, dado que la CEPAL registra únicamente la proporción de recursos hídricos utilizados por cada país, cifras que corresponden al volumen total de aguas subterráneas y superficiales utilizadas para uso humano en los principales sectores (agrícola, doméstico e industrial) con respecto al volumen total de agua disponible. Dichos datos no guardan relación con los indicadores energéticos del documento referencia con el que se desarrolla este proyecto, que centra el estudio de la contaminación del agua en las descargas de petróleo en aguas costeras y las descargas de contaminantes procedentes de sistemas energéticos en efluentes líquidos (ríos, lagos, etc.).

4.1.5.1 ENV 1.- Emisiones GEI por la producción y uso de energía, Per cápita y por Unidad de PIB

Este indicador mide las emisiones totales, per cápita y por unidad de PIB, de los tres principales GEI (CO₂, CH₄ y N₂O) procedentes de la producción y uso de energía, que tienen un impacto directo sobre el cambio climático. Las emisiones se contabilizan en toneladas de CO₂ equivalentes usando los potenciales de calentamiento mundial (PCM) para 100 años, derivados del informe de evaluación del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC) [56]. Esto se lleva a cabo mediante los factores de caracterización de cada sustancia, que es multiplicada por su correspondiente factor de caracterización. De este modo se pueden obtener valores con unidades equivalentes, los cuales pueden ser sumados para medir la contribución de las sustancias a una determinada categoría de impacto [73]. El BEN 2015 utiliza para transformar el CH₄ y el N₂O a CO₂ equivalentes el índice GWP (potencial de calentamiento mundial por sus siglas en inglés). Este índice es una medida relativa de cuánto calor puede ser

atrapado por un determinado gas de efecto invernadero, en comparación con un gas de referencia, por lo general CO₂. El índice PCM utilizado para el CH₄ es de 21 y para el N₂O de 310 según el informe 1995, sin embargo, el informe más reciente del IPCC 2007 asigna un factor de 298 para el N₂O, como se muestra en la Tabla 34, donde además se indica otro factor de caracterización muy utilizado, denominado ecoindicador.

Tabla 34 PMC a 100 años de los principales gases de efecto invernadero [73]

Sustancia		Factor de Caracterización - Kg eq. CO ₂	
		IPCC 2007	Ecoindicador 95
Dióxido de carbono	CO ₂	1	1
Metano	CH ₄	21	11
Óxidos nitroso	N ₂ O	298	270
Hidrofluorocarbonos	CFCs	124 - 14.800	100-13.000
Hexafluoruro de azufre	SF ₆	22.800	-

Conforme los datos disponibles en el BEN, donde se distribuyen las emisiones de GEI por actividad, se establecieron las emisiones totales correspondientes a la producción y uso de energía para el periodo 2006-2014. Los valores del PIB se actualizaron a dólares estadounidenses del año 2010, para la posterior comparación con otros países. Los resultados del indicador ENV1 se muestran en la Fig. 67, donde se aprecia una relativa estabilidad en la tendencia de las emisiones tanto de uso como de producción, respecto a unidad de PIB generada, con incrementos del 1,9% y 3,6%, respectivamente. Mientras que las emisiones per cápita han tenido un incremento significativo, y paralelo tanto en la producción (23,1 %), como en el uso de energía (21,1%), respecto al año 2006. **Valoración negativa (-)**

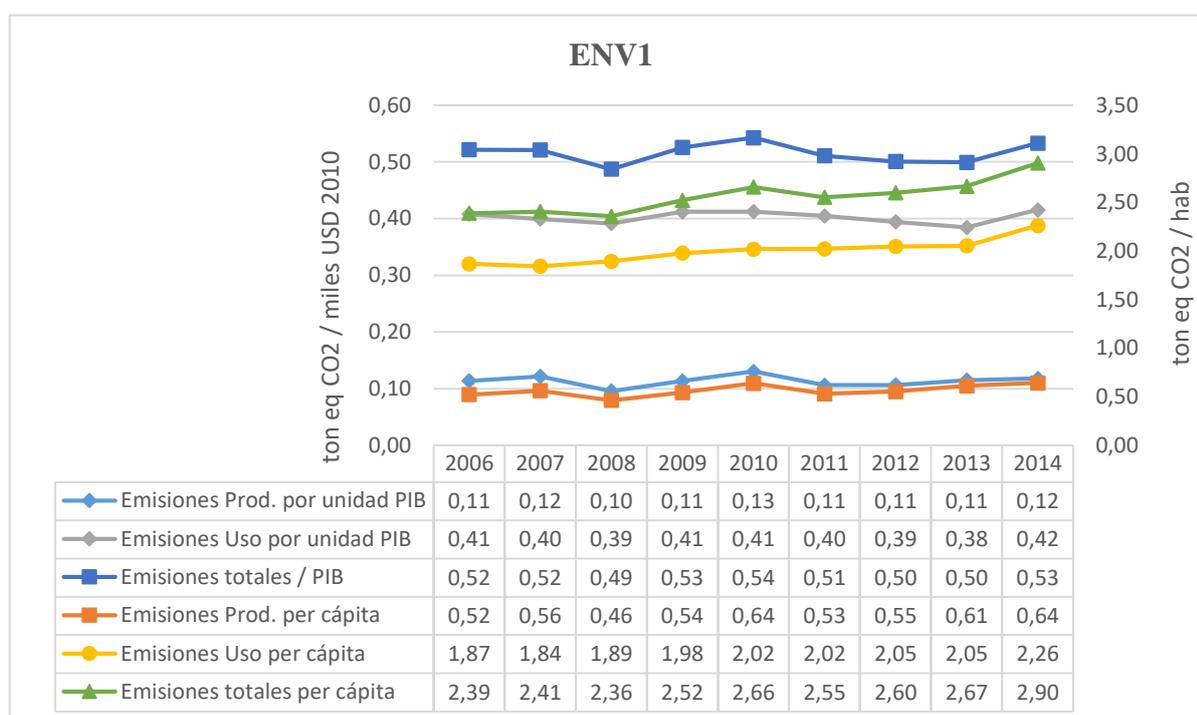


Fig. 67 ENV1.- Emisiones GEI por Unidad de PIB y per cápita

Comparador: Según un estudio realizado para OLADE en 2015, sobre cambio climático y su impacto en el sector energético, AL&C tiene un consumo per cápita de energía 52% menor que el promedio mundial. Donde algunos países de la región, como Uruguay o Argentina generan cerca de 10 toneladas de emisiones por habitante, cifras menores a las emisiones de los países desarrollados, que son aproximadamente 11,6 toneladas de CO₂ anuales per cápita [13].

Por otra parte, la base de datos del SIEE proporciona información de los años 2006 y 2015, respecto a las emisiones de CO₂ por habitante y la intensidad de las emisiones en kilogramos de CO₂ por cada dólar generado como unidad de PIB, con los cuales se han elaborado los indicadores de las Fig. 68 y Fig. 69, respectivamente. Además, para contrastarlo con otra fuente oficial, se han incorporado los datos correspondientes a los años 2005 y 2010 del informe de estadísticas 2015 de la CEPAL.

Los resultados de la evolución de emisiones per cápita, muestran un incremento generalizado, con un aumento regional de 16,5% entre 2006 y 2015. Mientras que, de los tres países analizados, Perú es quien más ha incrementado el indicador, con un 66,4%, seguido de Colombia con un 21,1% adicional y de Ecuador con un 20,4%. Centrando el análisis en el periodo 2005 – 2010 (datos CEPAL), Ecuador mantiene su posición como el país que menos ha incrementado sus emisiones per cápita, con un aumento de apenas 4,5%, por debajo del 7,4% regional y muy distante de Colombia y Perú, que aumentaron en 21,4% y 53,8% respectivamente.

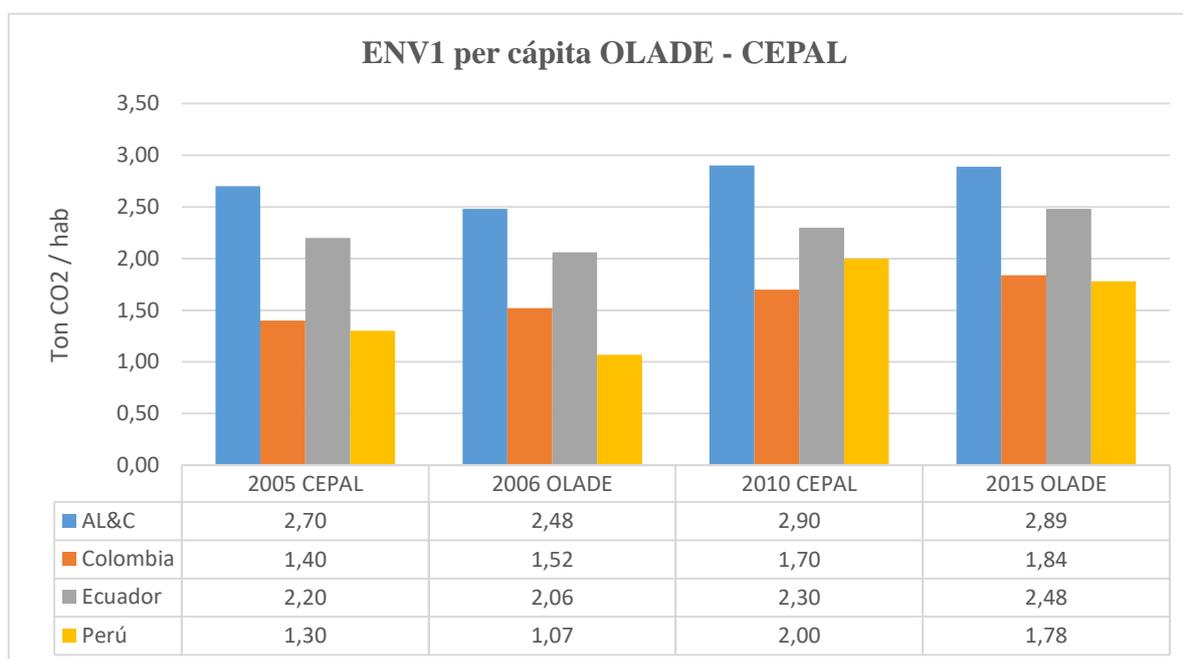


Fig. 68 ENV1.- Emisiones de CO₂ per cápita OLADE- CEPAL

Si se comparan las emisiones totales por unidad de PIB y per cápita, conforme los datos del BEN 2015, se tiene que en el año 2006 fueron de 0,52 y 2,39 respectivamente. Mientras que para el año 2015 incrementaron a 0,53 y 2,90. Esto representa un aumento de las emisiones per cápita de 21,5%, bastante similar a los resultados que OLADE proporciona. Por otra parte, las emisiones de GEI por unidad de PIB generado aumentaron un 2,2% según el BEN 2015, mientras que las cifras de OLADE para el mismo periodo (2006-2015) sostienen que el indicador se mantuvo constante, con 0,47 ton CO₂ por cada mil dólares estadounidenses en

ambos años. Las cifras de la CEPAL respaldan parcialmente estos resultados, el sentido de que se mantuvieron constantes los indicadores para Ecuador, con 0,25 ton CO₂/ miles USD, para los años 2005 y 2010, pero muy por debajo del 0,47 que indica OLADE en el año 2006. El análisis de los datos de la CEPAL, mantiene a Ecuador por debajo de Colombia y Perú en este indicador, quienes incrementaron sus emisiones por unidad de PIB en 6,7% y 11,1% respectivamente. Mientras que a nivel regional existió una reducción del 6,7% entre 2005 y 2010. Por otra parte, OLADE indica que entre los años 2006 y 2015, las emisiones por unidad de PIB de la región y de Ecuador se mantuvieron constantes e indica que el indicador se redujo en 7,4% para Colombia y aumentó en 15,4% para Perú.

Pese a ello, los resultados de ambas fuentes muestran que, Ecuador es el que más emisiones de GEI produce por cada unidad de PIB que genera, cerrando el año 2015 con un 47% más que el promedio regional, 88% más que Colombia y 57% más que Perú. Esta situación se repite en el análisis de emisiones per cápita, donde supera a Colombia en un 35% y a Perú en 39%, y cuyo único mérito es mantenerse por debajo del promedio de AL&C en un 14%.

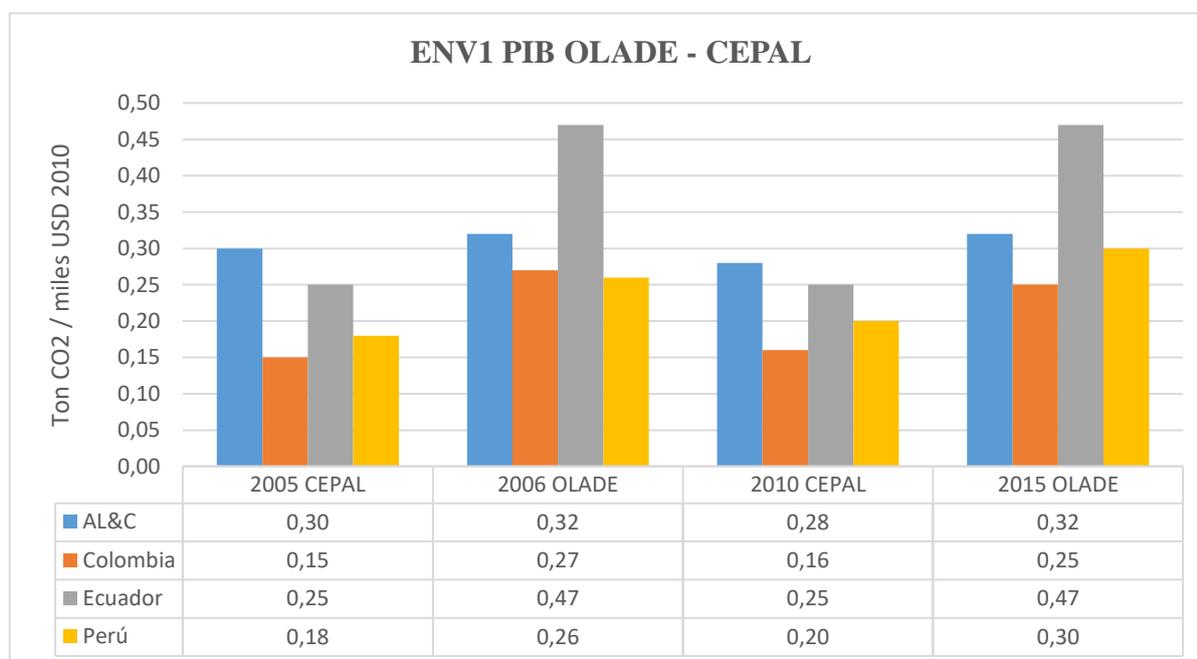


Fig. 69 ENV1.- Emisiones de CO₂ por unidad de PIB OLADE – CEPAL

Evaluación: EL ENV1 muestra un panorama ambiguo respecto al grado de contaminación ambiental que tanto la producción como el uso de energía están ejerciendo sobre el ecosistema, dicha ambigüedad radica en que pese a la incorporación de fuentes de generación de energía eléctrica renovables al SNI, las emisiones per cápita se han visto incrementadas notablemente y las emisiones por unidad de PIB, aunque en menor magnitud, también se han incrementado. Luego, en comparación con los países vecinos, Colombia y Perú, el país se mantiene muy por encima de los indicadores regionales en las emisiones de CO₂ por unidad de PIB generado, pese a ser el único de los tres países que ha mantenido constante este indicador. Además, respecto a las emisiones de CO₂ per cápita, Ecuador es el país con menor crecimiento de este indicador y aunque sus cifras siguen siendo superiores a Colombia y Perú, se mantiene por debajo del promedio regional pese al aumento del consumo energético de su población, como se ha analizado anteriormente. La valoración de estos resultados es de *cero (0)*.

4.1.5.2 ENV 2.- Concentraciones ambientales de contaminantes atmosféricos en zonas urbanas

La finalidad de este indicador es medir la calidad del aire en zonas urbanas, cuya incidencia en la salud de la población es directa, siendo los contaminantes cuantificables para el efecto el ozono, monóxido de carbono, material particulado (PM10, PM2.5, partículas totales en suspensión, humos negros), dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, benceno y plomo. La metodología adoptada por la AIE en el documento referencia utilizado para este trabajo, establece que las unidades de medición para este indicador pueden ser: microgramos o miligramos por metro cúbico ($\mu\text{g}/\text{m}^3$ o mg/m^3) [56, p. 106]. El crecimiento de la población en asentamientos urbanos, así como el crecimiento de tráfico e industria, intensifican la contaminación atmosférica por uso y producción de energía, los resultados de ello son incrementos en la exposición humana a contaminantes ambientales y problemas de salud derivados de ello. De ahí que se debe supervisar el cumplimiento de normativa vigente sobre calidad del aire permanentemente, especialmente en las zonas donde se concentra la mayor parte de la energía que se consume en la sociedad ecuatoriana.

En este sentido, la Organización Mundial de la Salud (OMS) ha establecido directrices para todos los contaminantes que contempla este indicador, con excepción del monóxido de nitrógeno, cuya normativa queda a disposición de cada país. En el Ecuador, los lineamientos en materia ambiental los dicta el Ministerio de Medio Ambiente (MAE), que en el año 2010 elaboró el Plan Nacional de Calidad del Aire, este dio lugar en el año 2011 a la Norma Ecuatoriana de Calidad del Aire (NECA) y una serie de programas y herramientas políticas que permitirían en una primera etapa, controlar y vigilar la calidad del aire. Posteriormente el programa pretende implementar proyectos de mejora de calidad del aire y de prevención de su deterioro. Además establece las medidas que se deben adoptar en caso de alerta por altos niveles de contaminación y el financiamiento que le correspondería a cada programa, proyectado a los seis años siguientes a su implementación (2011 – 2017) (ver ANEXO 7).

El proyecto que recopila la información que requiere este indicador es el Sistema Nacional de Monitoreo y Vigilancia de la Calidad del Aire y la base de datos se encuentra en el Sistema Único de Información Ambiental, de libre acceso con el fin de fomentar la investigación esta dimensión. La mayoría de los datos se encuentran recopilados a partir del año 2011, sin embargo, en ciudades como Quito y Cuenca, existe información desde el año 2006. Esta particularidad en la calidad de los datos, dificulta la valoración, dado que no se podrá apreciar la evolución del indicador en un periodo tan corto de tiempo y tampoco se puede extrapolar los datos de una ciudad hacia otra, la calidad del aire debe necesariamente ser analizada por ciudades, para determinar donde se encuentran las zonas urbanas más contaminadas.

PM10.- La medición el primer componente del ENV2 es el que mide el promedio aritmético de la concentración de material particulado menor a 10 micrones (PM10), cuyo valor en un año no deberá exceder los $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ según la NECA. Además, la norma establece que el promedio de monitoreo continuo durante 24 horas, no deberá exceder los $100 \mu\text{g}/\text{m}^3$, utilizando como referencia el percentil 98 de las concentraciones diarias registradas [74, p. 5]. En la Fig. 70 se aprecian los resultados obtenidos, donde solo dos ciudades superan los valores anuales máximos que establece la normativa: Santo Domingo en 2012 y Manta en 2013 con $68,79 \mu\text{g}/\text{m}^3$ y $87,15 \mu\text{g}/\text{m}^3$, respectivamente. En el año 2015, Cuenca fue la ciudad que más concentraciones de PM10 registró, con $43,74 \mu\text{g}/\text{m}^3$, mientras que Quito es la ciudad que más ha incrementado sus concentraciones entre 2006 y 2015, registrando un 28,5% adicional. Por el contrario, ciudades como Ambato, Manta, Santo Domingo, Riobamba, Latacunga y Portoviejo redujeron sus concentraciones respecto al primer año, en -64,44%, -62,9%, -58,6%,

-42,8%, -31,7% y -28,7% respectivamente. La segunda ciudad más relevante del Ecuador, Guayaquil, registra una relativa estabilidad en esta componente, con un incremento en sus concentraciones de PM10, de apenas 0,8%, similar al 1,4% que registra Ibarra o al decremento de -1,6% de Azogues. Mientras que, otras ciudades registran datos únicamente en el año 2015, por lo que no han sido considerados en el indicador, dado que no es posible apreciar su tendencia, sus valores en $\mu\text{g}/\text{m}^3$ fueron: Machala (16,21), Esmeraldas (10,15), Sangolquí (15,04), Babahoyo (18,31) y Quevedo (20,59).

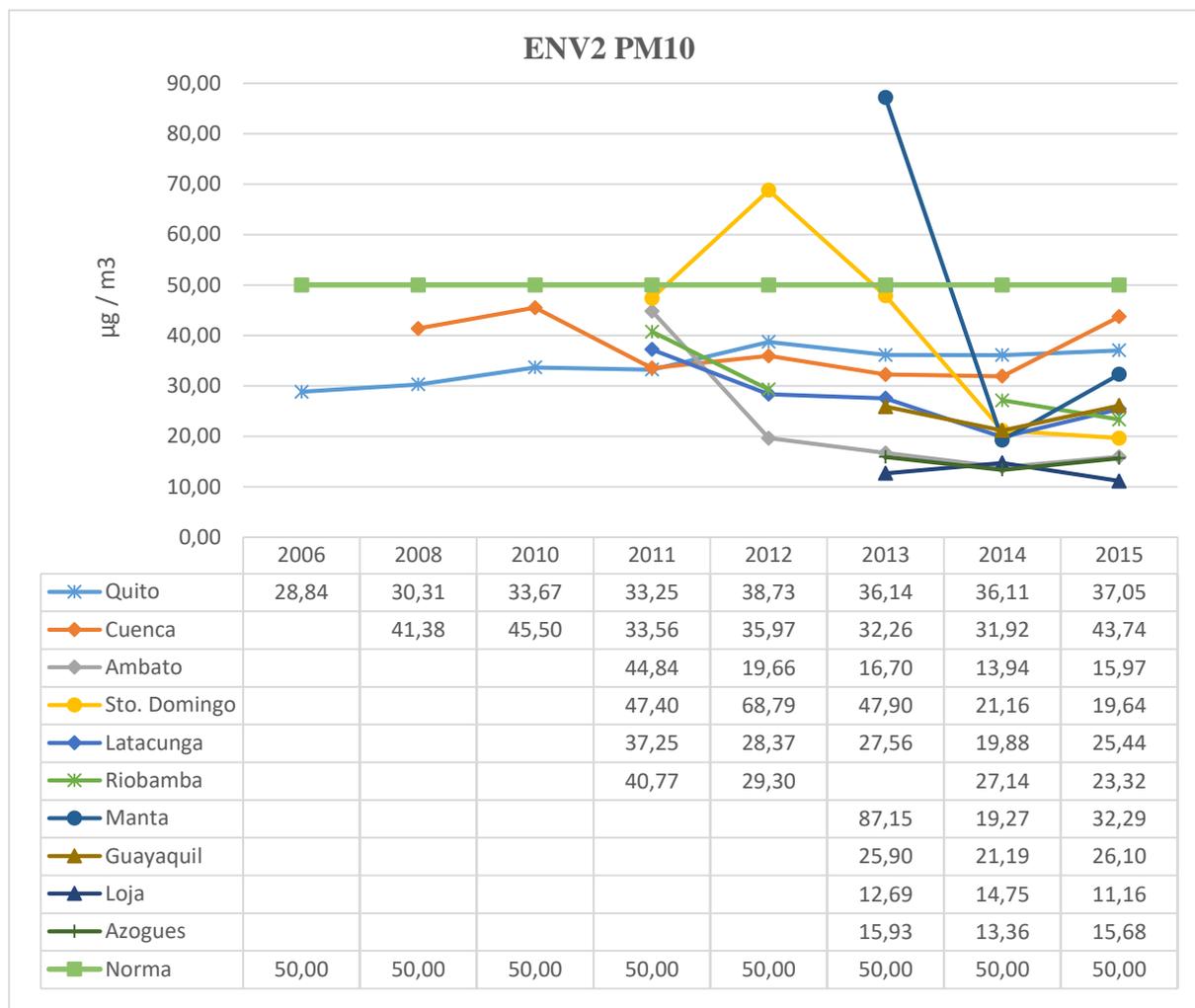


Fig. 70 ENV2.- Concentraciones anuales de PM10 en zonas urbanas de Ecuador

Centrando en análisis en la ciudad de Quito, el informe de calidad del aire 2015 del distrito metropolitano indica que, de las 7 estaciones de medición, solo en una se registraron niveles superiores a la norma, con $54,9 \mu\text{g}/\text{m}^3$ en Carapungo. Mientras que el percentil 98 de los promedios de 24 horas ($100 \mu\text{g}/\text{m}^3$), no fue superado en ninguno de los sectores monitoreados al igual que en los tres últimos años medidos e inclusive en las cifras correspondientes al informe del año 2006 elaborado por CORPAIRE. La Fig. 71, tomada del informe 2015, denota que para las estaciones Guamaní, Los Chillos y Centro, las concentraciones de PM10 se han mantenido constantes en el periodo 2004-2015. Sin embargo, para Jipijapa y Belisario, existe una importante disminución entre los años 2004 y 2008, luego de lo cual no existe diferencia significativa en la variación de las concentraciones [75, p. 26], [76, p. 68].

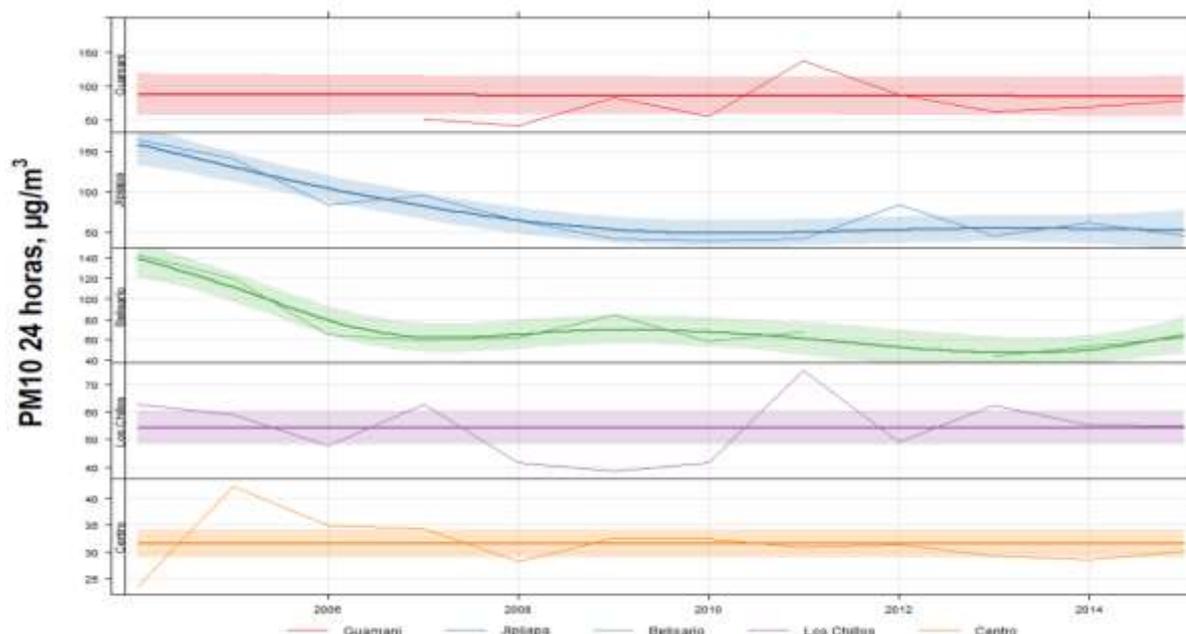


Fig. 71 Percentil 98 de las concentraciones diarias de PM10 en Quito, por estación [75]

PM2,5.- En lo referente al material particulado menor a 2,5 micrones (PM2,5), la NECA establece que el promedio aritmético de la concentración de todas las muestras en un año no debe exceder los 15 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, mientras que el promedio de monitoreo continuo durante 24 horas, no excederá los 50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, tomando como referencia el percentil 98 de las concentraciones medidas diarias [74, p. 5]. Los resultados obtenidos en la Fig. 72 corresponden únicamente a la ciudad capital, Quito, y muestran un decremento de las concentraciones de PM2,5 de 22,2% entre 2006 y 2015. Sin embargo, en todo el periodo estas concentraciones superan a la norma, en mayor medida durante el 2006 con un 47,7% más y en menor medida en el 2015 con un 14,9% adicional a los 15 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ máximos anuales.

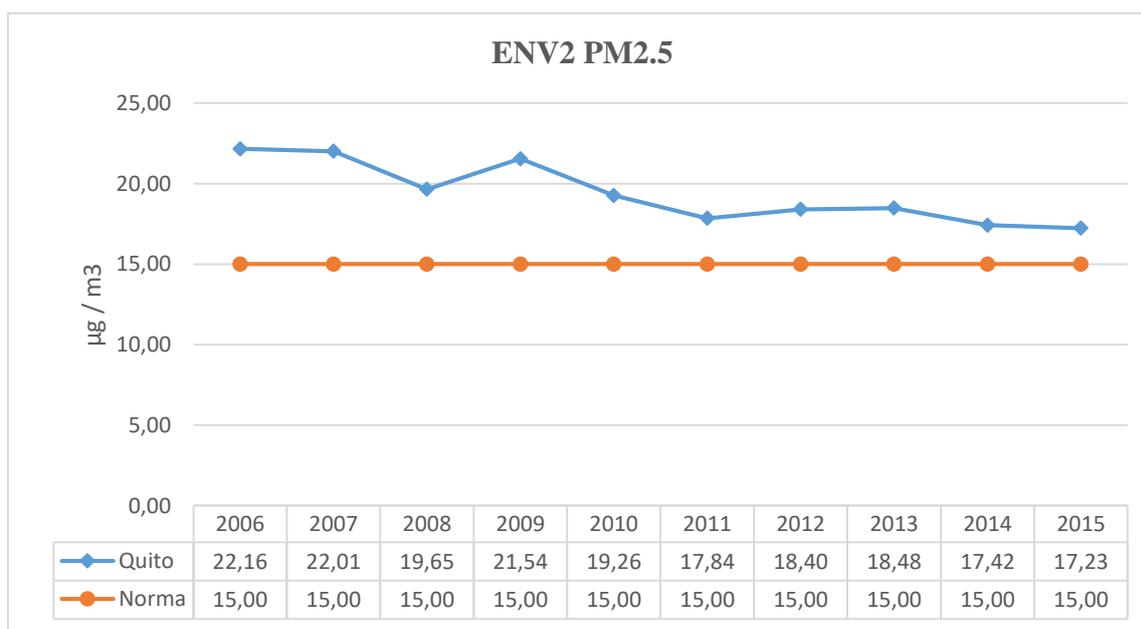


Fig. 72 ENV2.- Concentraciones anuales de PM2,5 en zonas urbanas de Ecuador

El informe de calidad del aire de Quito 2015, indica que las concentraciones están directamente relacionadas con el tráfico vehicular de la ciudad y que las emisiones más altas son causadas por la quema de monigotes y pólvora durante la celebración del año nuevo en la madrugada del primero de enero (Ver Tabla 36). Los niveles de concentraciones de PM_{2,5} en 24 horas, que indican señal de alerta, alarma y emergencia son de 150, 250 y 350 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, respectivamente, como se indica a continuación en la Tabla 35.

Tabla 35 Niveles de alerta, alarma y emergencia en la calidad del aire [74, p. 6]

Contaminante ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) y periodo de tiempo	ALERTA	ALARMA	EMERGENCIA
Monóxido de Carbono Concentración en 8h	15.000	30.000	40.000
Ozono Concentración promedio en 8h	200	400	600
Dióxido de Nitrógeno Concentración en 1h	1.000	2.000	3.000
Dióxido de Azufre Concentración en 24h	200	1.000	1.800
PM ₁₀ Concentración en 24h	250	400	500
PM _{2,5} Concentración en 24h	150	250	350

Tabla 36 Concentraciones y máximos de PM_{2.5} durante el año 2015 [75, p. 28]

Estaciones	Promedio anual	Percentil 98	Máximo Horario
Cotocollao	16,9	29	245,60 (01/01/2015)
Carapungo	20,8	30	648,40 (01/01/2015)
Belisario	15,6	27	190,86 (01/01/2015)
Centro	15,9	29	524,04 (01/01/2015)
Los Chillos	17,0	25	263,78 (18/07/2015)

En la Fig. 73 se aprecia como las concentraciones de PM_{2,5} caen significativamente durante los meses de vacaciones escolares (Junio – Septiembre), debido a la disminución del tráfico vehicular y el incremento de los vientos que generan un recambio del aire de la ciudad [75, p. 27]. La concentración media anual establecida por la NECA fue superada en todas las estaciones de monitoreo, siendo la de mayor contaminación la de Carapungo (20,8 $\mu\text{g}/\text{m}^3$).

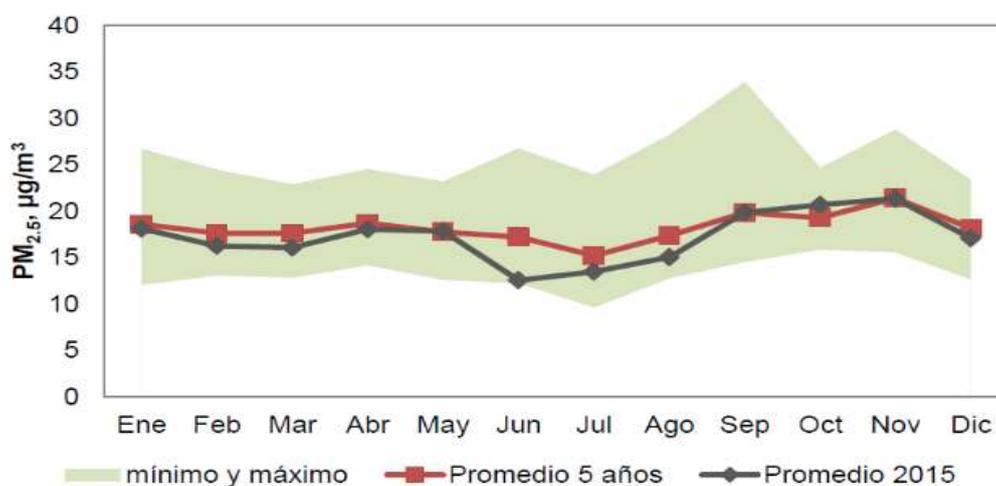


Fig. 73 Concentraciones medias mensuales de PM_{2,5} y máximos [75, p. 28]

Dióxido de Azufre (SO₂). - La NECA establece que las concentraciones de SO₂ en 24 horas no deberán exceder 125 µg/m³, la concentración de este contaminante para un periodo de diez minutos, no debe ser mayor a 500 µg/m³. El promedio aritmético de todas las muestras en un año no deberá exceder 60 µg/m³ [74, p. 5]. Los resultados mostrados en la Fig. 74 indican que en la ciudad de Guayaquil los niveles de SO₂ durante el año 2015 superaron los valores establecidos por la normativa. Por otra parte, tanto en la ciudad de Quito, como en Cuenca, las concentraciones se encuentran muy por debajo del máximo permitido y presentan una tendencia a la baja, con una reducción de 64,4 y 23,7%, respectivamente. Un atenuante para la disminución progresiva del promedio anual de concentraciones, es que se dejó de comercializar diésel de 7000 ppm de azufre, reemplazándolo por diésel Premium (<500 ppm).

Centrando el análisis en la ciudad de Quito, el SO₂ generado proviene principalmente de las emisiones de centrales de generación termoeléctrica y de la industria, donde los meses con menores concentraciones de esta sustancia se corresponden, como en el caso anterior, con el periodo de vacaciones escolares. Todas las estaciones de medida en 2015 han presentado niveles por debajo del límite establecido por la NECA para el máximo promedio en 24 horas (125 µg/m³) y a lo largo de todo el año. Sin embargo, se ha superado los máximos que recomienda la guía de la OMS (20 µg/m³) en la estación Los Chillos (1 día) [75, pp. 33–34].

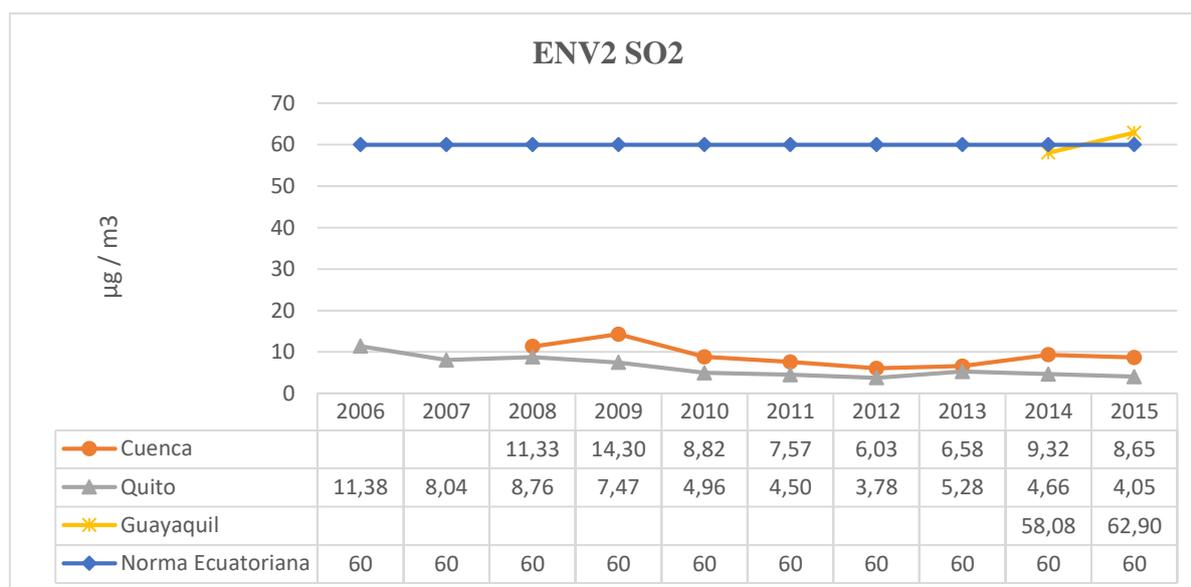


Fig. 74 ENV2.- Concentraciones anuales de SO₂ en zonas urbanas de Ecuador

Dióxido de Nitrógeno (NO₂). - Los resultados del indicador de la Fig. 75 muestran el promedio anual de la concentración de NO₂ presente en la atmósfera, como consecuencia de las actividades antropogénicas. La NECA establece que el promedio aritmético de estas concentraciones anuales, no deberán exceder los 40 µg/m³, mientras que la concentración máxima en (1) una hora no deberá exceder de 200 µg/m³ [74, p. 5]. Al igual que en el caso anterior, la ciudad de Guayaquil supera notablemente el máximo anual permitido, pese a contar con cifras correspondientes a tan solo los dos últimos años, duplica (75,83 µg/m³) y casi triplica (106.45 µg/m³) los 40 µg/m³ en el 2014 y 2015 respectivamente. Mientras que Quito se mantiene por debajo de este límite, con una tendencia a la baja cuyos niveles de concentración disminuyeron en 15,5%, a diferencia de Cuenca que aumentó ligeramente sus concentraciones en 5%. La tendencia en términos generales es a la baja, sin embargo, las cifras disponibles no permiten establecer criterios concluyentes.

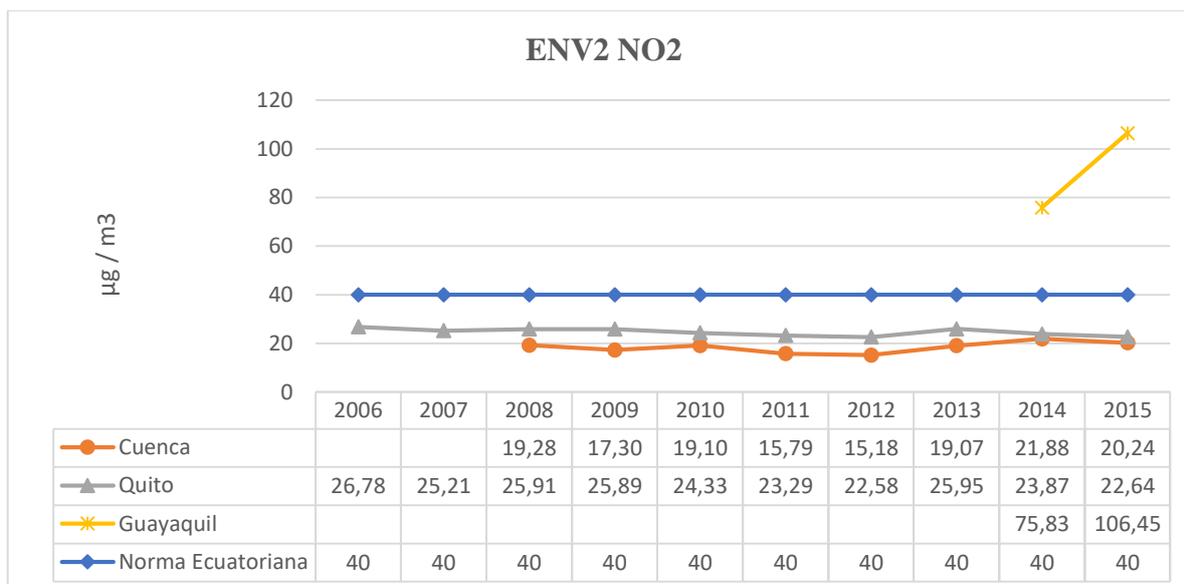


Fig. 75 ENV2.- Concentraciones anuales de NO₂ en zonas urbanas de Ecuador

El informe de calidad del aire de Quito, mide los niveles del conjunto de óxidos de nitrógeno (NO_x), que representan la suma de óxido nítrico (NO) y NO₂. Las emisiones de esta sustancia provienen en la ciudad capital, provienen principalmente del tráfico vehicular, estas emisiones contienen óxidos de nitrógeno donde aproximadamente el 80 % es monóxido de nitrógeno. Sin embargo, este se transforma rápidamente a dióxido de nitrógeno (NO₂). La proporción de NO₂ en el NO_x aumenta cuando existe mayor ozono en el ambiente, debido a que este acelera el proceso químico para que el NO se convierta en NO₂. La concentración máxima en una hora para el NO₂ (200 µg/m³), no fue superada en ninguna de las estaciones regionales urbanas del distrito metropolitano de Quito, siendo el valor más alto de 142,6 µg/m³, registrado en la estación Guamaní, como se aprecia en la siguiente gráfica [75, pp. 46–47].

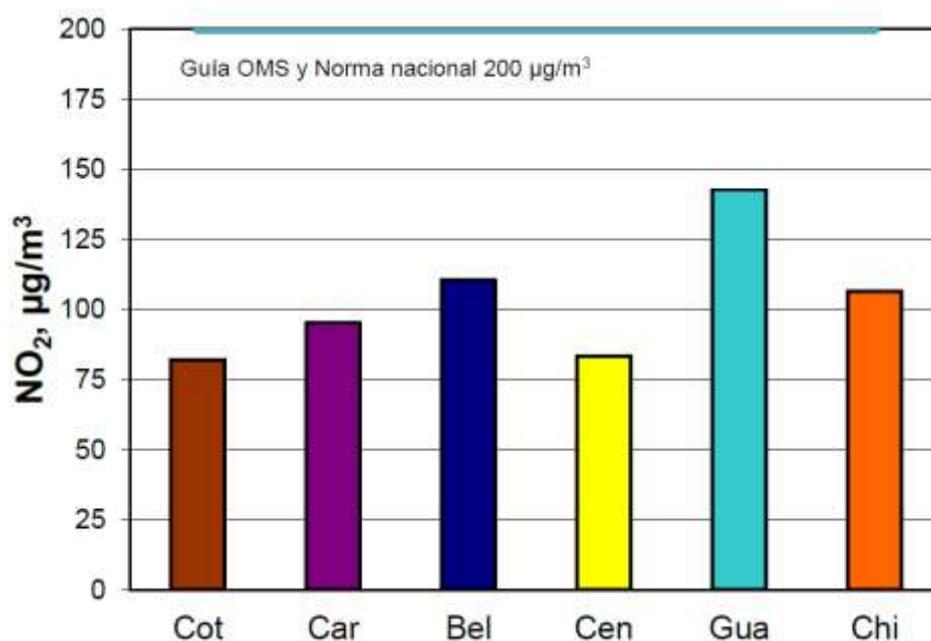


Fig. 76 Concentraciones máximas de NO₂ en una hora, Quito 2015 [75, p. 48]

Monóxido de Carbono (CO). – Este indicador muestra la concentración máxima anual de CO presente en la atmósfera por estación, en las ciudades en que existe información disponible. Las emisiones de monóxido de carbono en la ciudad son en su gran mayoría provenientes del tráfico vehicular de automotores a gasolina. Las mayores concentraciones se las encuentra en las horas y meses con menores temperaturas, debido a un mayor efecto de los arranques en frío [75, p. 38]. La NECA establece que la concentración de monóxido de carbono de las muestras determinadas de forma continua, en un período de 8 (ocho) horas, no deberá exceder los 10 mg/m³, no más de una vez al año y 30 mg/m³ en una (1) hora no más de una vez al año [74].

Los resultados de la Fig. 77 indican que las concentraciones en las zonas urbanas del Ecuador cumplen la normativa, encontrándose para todo el periodo analizado (2006-2015) por debajo del máximo permitido. Luego, la tendencia en todas las estaciones de Quito se ha mantenido a la baja, con excepción del último periodo (2014-2015), donde se aprecian incrementos significativos de esta sustancia, en promedio un 42% más. Por otra parte, en Cuenca la concentración se redujo en 42,4% respecto al primer año en el que se registra información (2012). En términos generales, las concentraciones promedio de todas las estaciones del país, han disminuido un 44% desde 2006.

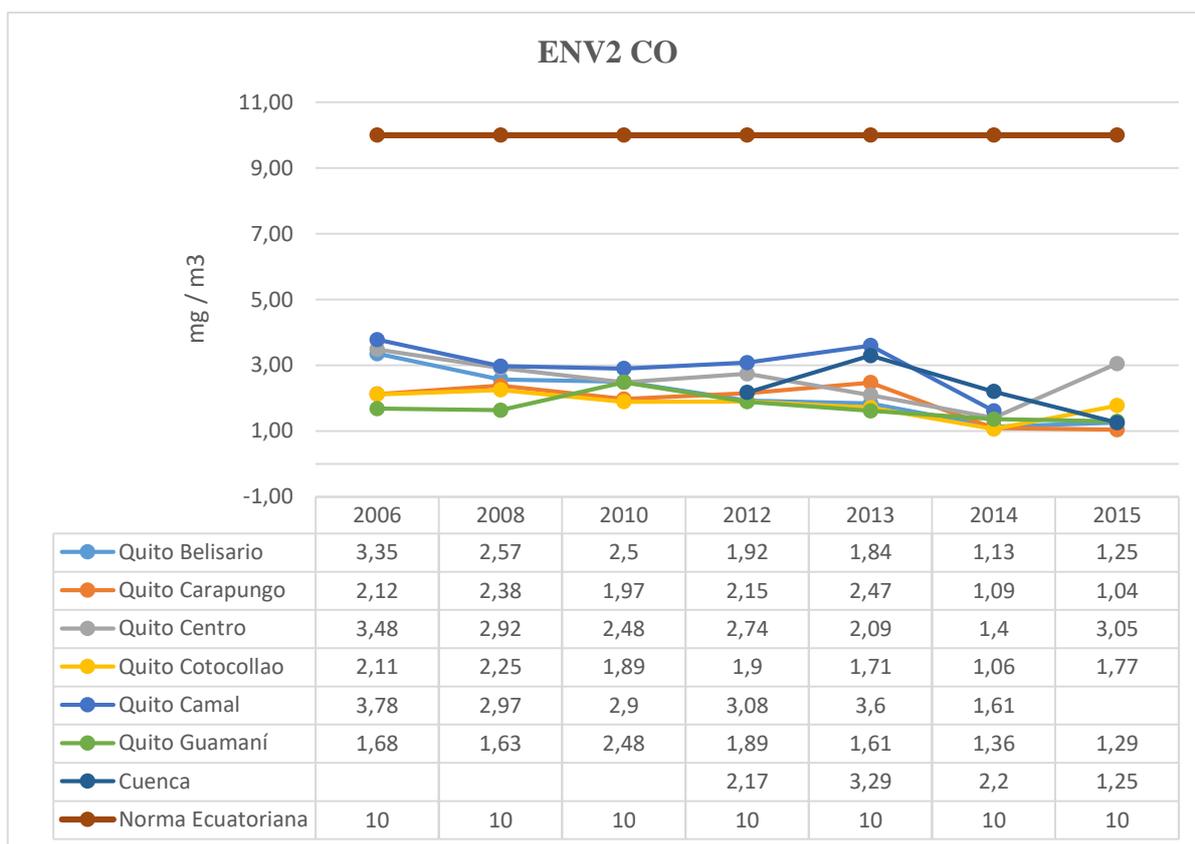


Fig. 77 Concentraciones anuales de monóxido de carbono en zonas urbanas de Ecuador

Ozono Troposférico (O₃). – Este indicador muestra la concentración máxima anual de ozono troposférico (O₃) presente en la atmosfera, para ocho estaciones de medición en la ciudad de Quito y una estación en Cuenca. El O₃ se forma por reacciones fotoquímicas en el aire entre los hidrocarburos y los óxidos de nitrógeno, bajo la influencia de la radiación solar ($\lambda \leq 400\text{nm}$). La relación que describe la formación del ozono se conoce como Modelo de Leighton, en honor a Philip Leighton (1961). Se consideran tres reacciones básicas:

El NO₂ fotoliza²⁶ con longitudes de onda iguales o menores que 400nm, originando NO y oxígeno disociado en su forma O*:



El oxígeno disociado reacciona con NO, originando ozono (O₃):



Finalmente, el ozono genera nuevamente NO₂ con el NO:



De este modo, Leighton formuló:

$$[\text{O}_3][\text{NO}] / [\text{NO}_2] = k \text{ (constante)} \quad (8)$$

La normativa nacional indica que la concentración de ozono obtenida mediante muestras continuas en un periodo de ocho (8) horas, no deberá exceder de 100 µg/m³, más de una vez al año [74, p. 5]. Por lo que, los resultados mostrados en la Fig. 78, denotan problemas en el cumplimiento de la NECA durante el año 2015 en 3 de las 9 estaciones estudiadas.

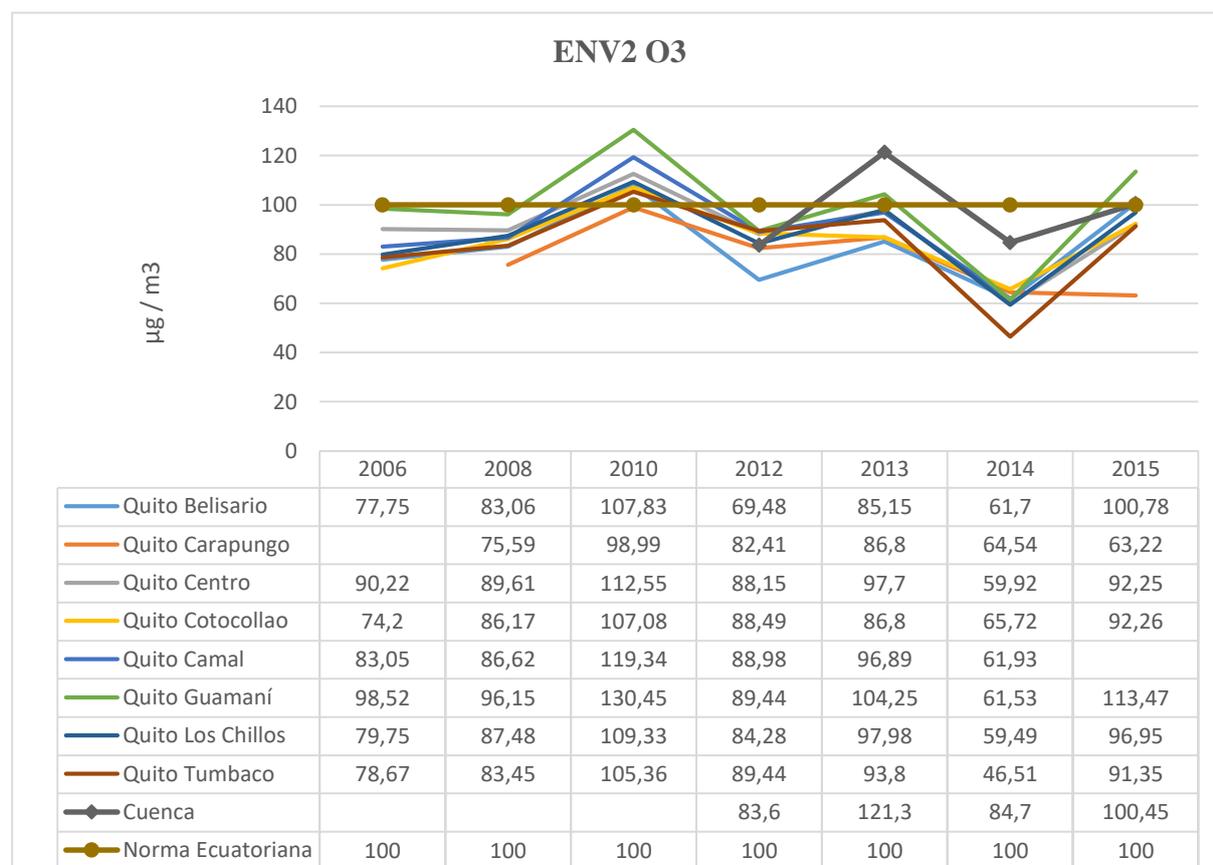


Fig. 78 Concentraciones octohorarias promedio de O₃ en zonas urbanas de Ecuador

²⁶ Fitolizar: descomposición química que, durante el proceso de fotosíntesis, sufre una molécula de agua debido a la acción de los rayos ultravioleta.

En Quito, se han registrado las concentraciones de ozono más altas durante los meses de agosto y septiembre, coincidiendo con el equinoccio y características meteorológicas propicias para una mayor radiación solar. Los meses con menores concentraciones de ozono fueron junio y julio. Durante los meses de febrero, septiembre y diciembre, se tuvieron concentraciones octohorarias de ozono superiores a las máximas registradas en los últimos cinco años. Estas se registraron en la estación Guamaní el 22 de febrero y el 14 de septiembre, debido a los incendios forestales ocurridos en la época seca [75, p. 39]. En la Fig. 79, se observa la tendencia de la concentración promedio octohorario del ozono desde el año 2004 al 2015 en Quito, donde la mayoría de los zonas mantienen una relativa estabilidad, a excepción de los sectores de Tumbaco, Belisario y Guamaní cuya tendencia claramente incremental.

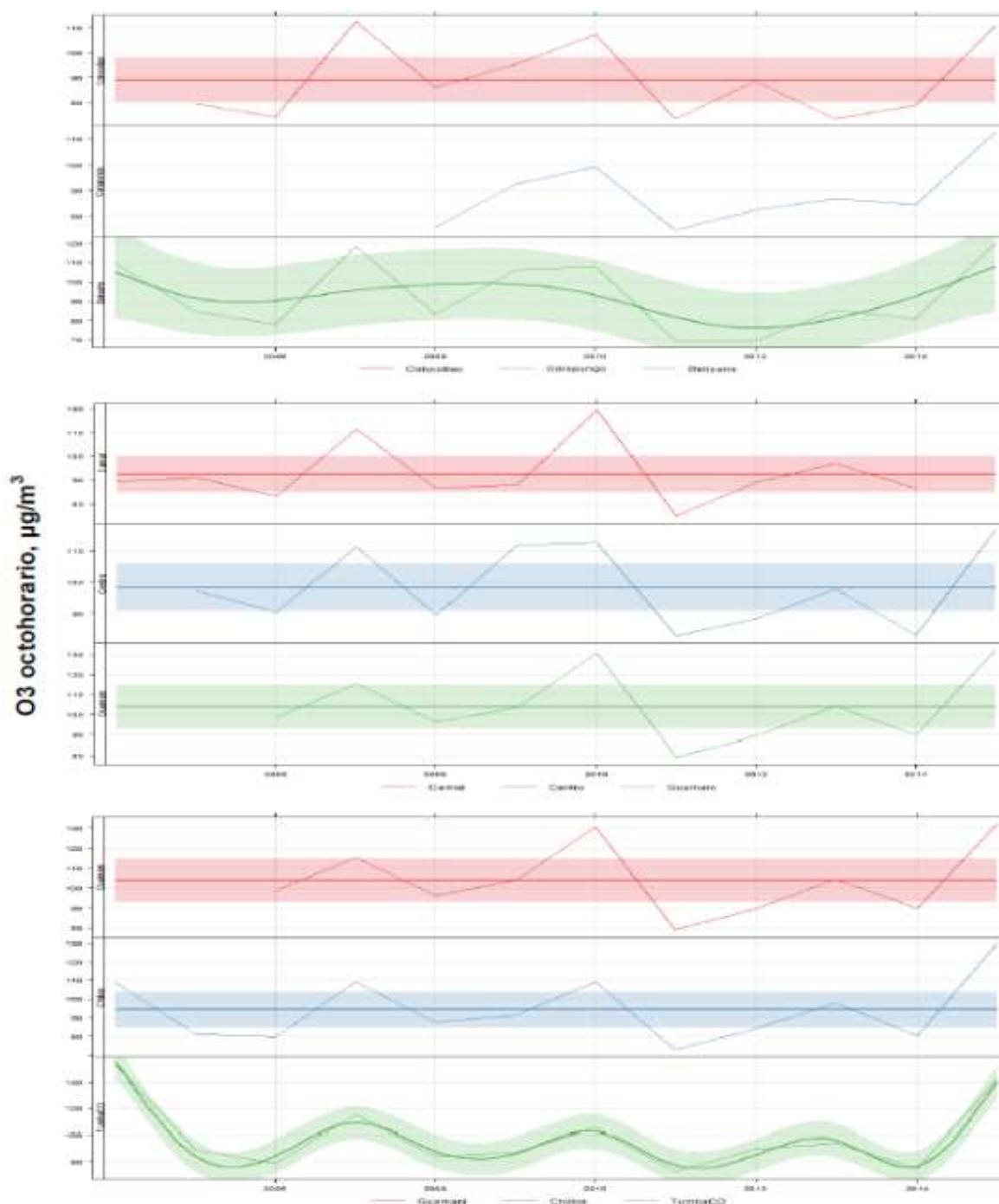


Fig. 79 Tendencias de Ozono octohorario 2004-2015 en la ciudad de Quito [75, p. 45]

Comparador: Un estudio realizado por el Clean Air Institute, entidad privada dedicada al sector ambiental, generó un informe sobre la calidad del aire en AL&C. De las 16 ciudades en que se midieron concentraciones de PM10 en 2011, todas excedieron la Guía de Calidad del Aire anual (GCA) de la OMS (20 µg/m³) y 9 de ellas excedieron el estándar anual de la UE de 40 µg/m³. La capital ecuatoriana, Quito, reportó una concentración de 37,8 µg/m³, la quinta más baja, por debajo de las ciudades capital de sus países vecinos, Lima en Perú (62,2 µg/m³) y Bogotá en Colombia (52,940 µg/m³). Además de las once ciudades que registraron concentraciones de PM2,5, 10 excedieron la GCA anual de la OMS (10 µg/m³) y 8 de ellas excedieron el estándar anual de la UE (25 µg/m³). Ese año Quito fue la ciudad con el más bajo nivel de concentraciones, solo por detrás de la capital puertorriqueña San Juan, que es la única que cumple con los niveles exigidos por la OMS. Luego, las capitales de Perú y Colombia casi duplican los niveles de Quito, con 31,5 y 35,1 µg/m³, respectivamente.

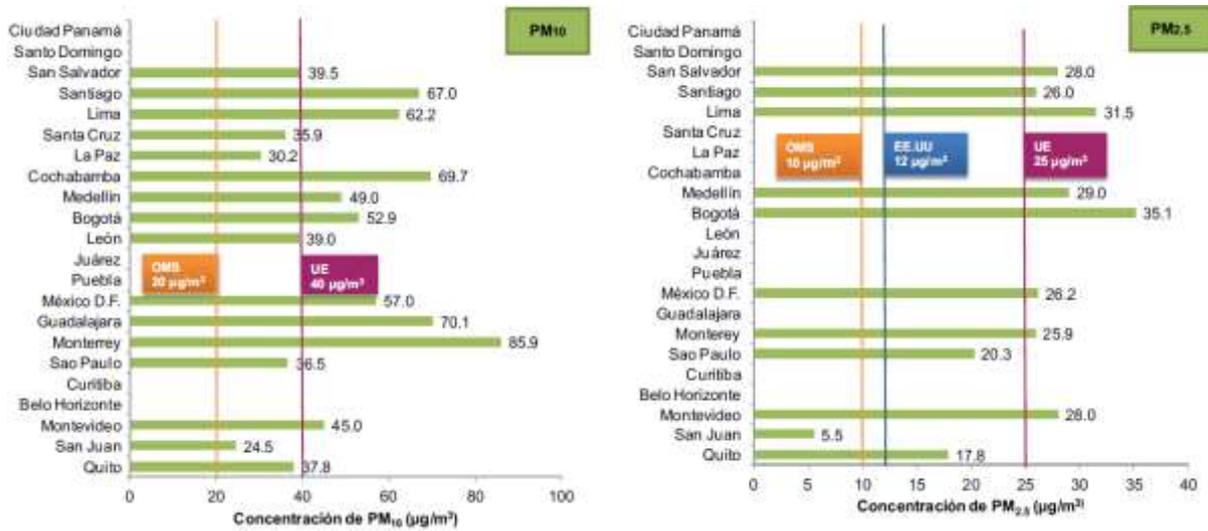


Fig. 80 Concentraciones promedio anuales para PM10 y PM2.5 en 2011 [77, p. 14]

Además, la base de datos de la OMS, recoge datos más actualizados sobre la concentración de PM2.5 en la región de LA&C, conforme se indica en la Fig. 81, Ecuador se encuentra por debajo del promedio regional (14,5 µg/m³) y es parte de los 10 países con menores niveles registrados.

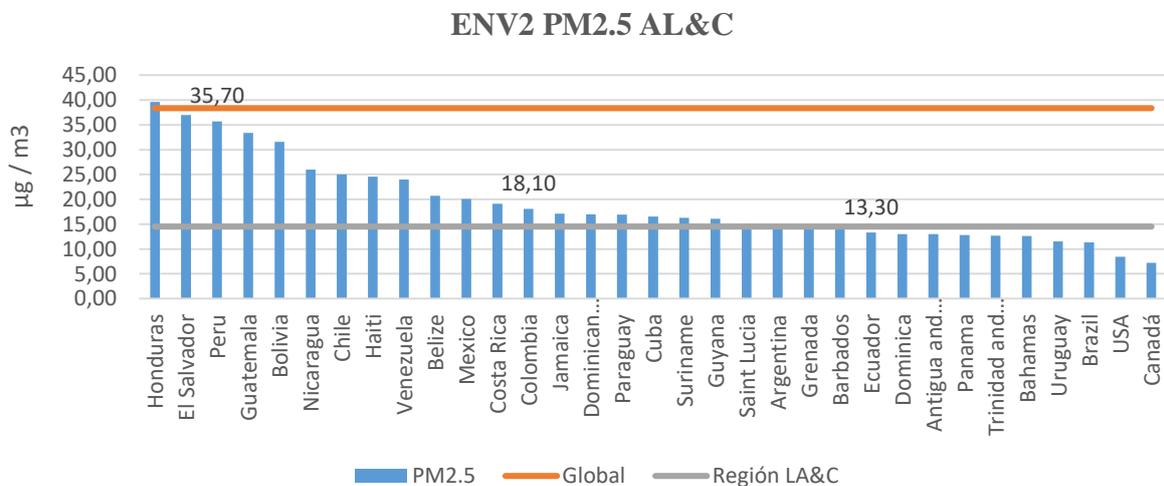


Fig. 81 ENV2.- Concentraciones promedio anuales de PM2.5 en 2014 según la OMS

Respecto a las concentraciones de ozono, Quito con $44,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$, se encuentra muy por encima de Bogotá ($21,1 \mu\text{g}/\text{m}^3$); de las 11 ciudades analizadas Quito es la séptima con mayores niveles registrados de ozono. Luego, en el análisis octohorario, la capital ecuatoriana supera los niveles que la OMS establece ($100 \mu\text{g}/\text{m}^3$).

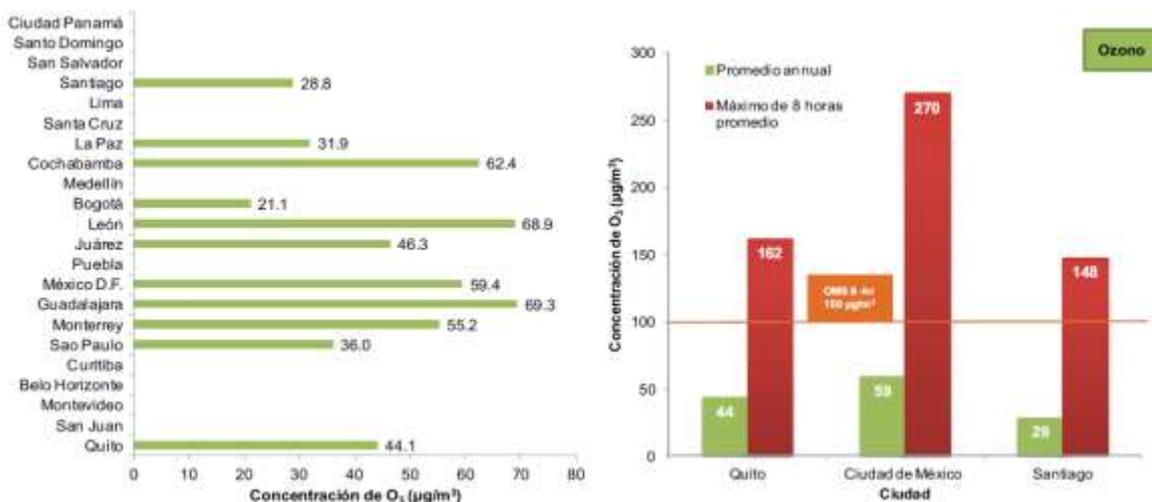


Fig. 82 Concentraciones promedio anuales y octohorario de O_3 en 2011 [77, p. 16,17]

Las concentraciones de SO_2 en AL&C han disminuido significativamente entre 2000 y 2011, pasando de $28,3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ a $10,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$, debido principalmente a la mejora en la calidad del combustible en gran parte de los países de la región [77, p. 19]. Quito es parte de las cinco ciudades con menos concentraciones de dióxido de azufre, con $4,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ promedio anuales, que equivalen aproximadamente a la mitad de lo que emiten ciudades como Lima ($8 \mu\text{g}/\text{m}^3$) y Bogotá ($9,2 \mu\text{g}/\text{m}^3$). Por otra parte, las concentraciones de dióxido de nitrógeno (NO_2), ubican a Quito como la segunda ciudad con menores niveles de contaminación, registrando $23,3 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Lima por su parte muestra resultados aún mejores, con $12,8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ es la ciudad que menos concentraciones de NO_2 tiene de las 14 ciudades analizadas. Mientras que, Bogotá con $32,5 \mu\text{g}/\text{m}^3$, se mantiene muy cerca del límite de concentraciones de NO_2 máximas permitidas anualmente por la OMS ($40 \mu\text{g}/\text{m}^3$).

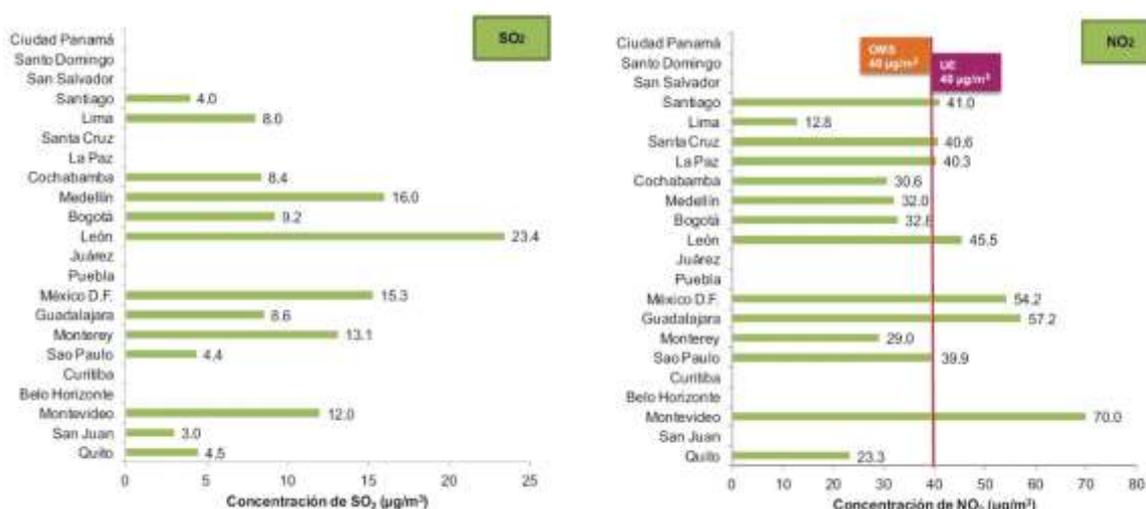


Fig. 83 Concentraciones promedio anuales de SO_2 y NO_2 en 2011 [77, pp. 18–19]

Evaluación: La valoración cuantitativa de este indicador (ENV2) resulta especialmente compleja, debido a la falta de información en gran parte de las ciudades que comprenden las zonas urbanas del Ecuador, donde únicamente Quito y Cuenca aportan datos desde el año 2006 hasta 2015 de forma continua. Por otra parte, el indicador se descompone en sub-indicadores que registran las concentraciones de PM10, PM2.5, SO₂, NO₂, CO y O₃, por lo que se vuelve necesario valorar cualitativa y cuantitativamente cada uno de los contaminantes por separado, tomando en cuenta si la tendencia tiene un impacto positivo o negativo sobre el indicador. Además, se debe valorar el comparador, tomando en cuenta que el progreso alcanzado no se ve reflejado en el informe a partir del cual se obtuvieron los datos, de ahí que la valoración del comparador analiza en el nivel de concentraciones de Ecuador respecto a otros países de la región, especialmente sus vecinos Perú, Colombia y las normativas internacionales vigentes en la comunidad europea o la GCA de la OMS, como se muestra a continuación:

Tabla 37 Valoración de los componentes del indicador ENV2

Componente	Valoración Tendencia	Valoración Comparador	Valoración cuantitativa	Ponderación
PM10	negativa	estable	-1	-0,17
PM2.5	negativa	positiva	0	0,00
SO ₂	positiva	positiva	+2	0,33
NO ₂	positiva	positiva	+2	0,33
O ₃	estable	negativa	-1	-0,17
CO	positiva	estable	+1	0,17
			Total	0,50

Analizando a detalle la valoración de cada uno de los componentes, se tiene que en el caso del PM10, su tendencia incremental de concentraciones entre 2006 y 2015, especialmente para la ciudad de Quito, genera una valoración negativa, donde lo ideal sería tomar medidas en el sector transporte e industrial para disminuir paulatinamente dichas concentraciones. Respecto al comparador del mismo componente, se tiene que los datos suministrados por el informe solamente corresponden al año 2011 y que los niveles registrados de PM10 están por debajo de otras ciudades capital similares, aunque no cumple las recomendaciones de la GCA.

En el caso de las concentraciones de PM2.5, pese a que la tendencia sugiere una disminución progresiva de los niveles de contaminación por efectos de este componente, los niveles durante todo el periodo analizado superan a la NECA. El comparador ratifica estos resultados, sin embargo, ubica a Ecuador entre los 10 países de LA&C con menores niveles de PM2.5 en 2014. Por otra parte, las concentraciones de SO₂ y NO₂ en el Ecuador han venido disminuyendo de manera progresiva durante el periodo analizado, por lo que la valoración cualitativa de la tendencia es positiva. Luego, dentro del estudio realizado por Clean Air Institute, Quito se ubica entre los 3 países con menor grado de concentraciones de estos componentes en el ambiente.

Respecto al ozono, sus concentraciones se han mantenido relativamente estables y en el año 2015 la mayoría de estaciones de medición registraron valores por debajo de la NECA. Mientras, que, si se comparan estos niveles con los del resto de países, Quito mantiene niveles elevados de contaminación, tanto en el promedio anual, como en el promedio octohorario. Finalmente, las concentraciones de CO no se pudieron comparar, sin embargo, la tendencia a disminuir sus niveles durante el periodo 2006 -2015 en las ciudades de Quito y Cuenca ha sido valorado positivamente. Obteniendo una **calificación general de 0,50**.

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tras haber analizado y valorado cualitativamente en la sección previa la tendencia y el componente comparador regional, de la mayoría de indicadores en las dimensiones social, ambiental y económica, se les asignó en la etapa de evaluación, una calificación que varía entre +2 y -2. Este rango abre la posibilidad de que exista una evaluación general negativa, ya que, al existir 17 indicadores en las tres dimensiones, los máximos puntos posibles serían +34 o bien -34, esto significaría que, en materia energética, se han tomado decisiones inapropiadas, que alejaron al país del camino hacia el desarrollo sostenible durante el periodo analizado.

Los resultados mostrados en la Tabla 38, describen el progreso del proyecto de cambio de la matriz energética del Ecuador hacia el desarrollo sostenible, obteniendo un 36,8% a nivel global, donde el 22% lo representa dimensión social, el 8% la económica y el 6% la ambiental. Esto significa que los avances en materia energética han repercutido de mayor manera en la accesibilidad a la energía y disminución de las disparidades en la sociedad, dado que el rendimiento desagregado de la suma de los tres indicadores que comprenden la dimensión social es de 67%. Por otra parte, la dimensión económica, con un progreso del 8% real, equivalente a un 25% desagregado, muestra un ligero progreso que contrasta con la enorme inversión realizada por el estado para la ejecución de los proyectos que permitan transformar la matriz energética en una mucho más eficiente, amigable con el ambiente y que mantenga menores costes de operación y mantenimiento. Esta dimensión es en la que más indicadores se han podido elaborar, principalmente porque el BEN proporciona una importante cantidad de datos, que a su vez fueron contrastados con fuentes internacionales, especialmente OLADE y CEPAL. Finalmente, en la dimensión ambiental se presentan los peores resultados, con un progreso real de apenas 4.17% y desagregado del 19%, demuestra que las medidas tomadas para disminuir la contaminación en el país, no han sido suficientes.

Tabla 38 Resultados de los indicadores energéticos de desarrollo sostenible

Indicador	Participación desagregada	Participación Real	Calificación individual	Progreso desagregado	Progreso Real
SOC1	33,3%	11,1%	2,00	33%	11,1%
SOC2	33,3%	11,1%	0,00	0%	0,0%
SOC3	33,3%	11,1%	2,00	33%	11,1%
ECO1	8,3%	2,8%	1,00	4%	0,3%
ECO2	8,3%	2,8%	-1,00	-4%	-0,3%
ECO3	8,3%	2,8%	1,00	4%	0,3%
ECO4	8,3%	2,8%	2,00	8%	0,7%
ECO6	8,3%	2,8%	0,00	0%	0,0%
ECO7	8,3%	2,8%	0,00	0%	0,0%
ECO8	8,3%	2,8%	0,00	0%	0,0%
ECO9	8,3%	2,8%	1,00	4%	0,3%
ECO10	8,3%	2,8%	-1,00	-4%	-0,3%
ECO11	8,3%	2,8%	1,00	4%	0,3%
ECO14	8,3%	2,8%	2,00	8%	0,7%
ECO15	8,3%	2,8%	0,00	0%	0,00%
ENV1	50,0%	16,7%	0,00	0%	0,00%
ENV2	50,0%	16,7%	0,50	13%	4.17%
Total		100,0%			34,7%

CAPÍTULO V

5. ESCENARIOS POSIBLES

Los indicadores energéticos del desarrollo sostenible, elaborados en el capítulo anterior, brindan una visión integral de los avances que se han dado en el sector energético ecuatoriano, desde el punto de vista económico, social y ambiental. Los resultados obtenidos permiten establecer escenarios tendenciales, en función de la tasa de variación anual de algunos de los más importantes indicadores, que a su vez interactúan entre sí, es decir existen relaciones directas entre varios de ellos. Por ejemplo, mientras crece el número de habitantes, se incrementa el consumo de energía en términos de STEP y CFT, pues existe una mayor demanda que satisfacer. Así mismo, un aumento de los ingresos per cápita significan un incremento del poder adquisitivo de los hogares, que tienden a incorporar nuevas cargas eléctricas a su microsistema de consumo, específicamente electrodomésticos y servicios como internet, lo cual representa incrementos en el consumo de energía eléctrica y <dependiendo de la matriz energética>, de otras fuentes primarias, generalmente no renovables.

El periodo escogido para la proyección de los indicadores es la década 2015-2025 y la metodología utilizada se fundamenta en la “Evolución tendencial”, es decir, predecir el comportamiento de las variables en función de las series históricas de años posteriores. Esto, fundamentalmente por la complejidad que representa establecer modelos econométricos que simulen con mayor exactitud los escenarios futuros, que podrían ser elaborados para estudios posteriores vinculados a este trabajo. La proyección mediante el análisis de la evolución tendencial busca determinar factores de crecimiento que permitan replicar dicho comportamiento en el futuro, bajo el supuesto de que se mantendrá el comportamiento mostrado en el pasado. En función de ello, se plantean dos escenarios:

1. Escenario I “Coyuntural”: La economía decrece conforme lo indican las previsiones económicas del FMI, obligando al estado a disminuir el gasto público, con efecto posibles efectos negativos en la dimensión social, puesto que los quintiles con menores ingresos se benefician de subsidios importantes en el coste de la energía eléctrica, por ejemplo, mediante la tarifa de la dignidad. Además, la falta de liquidez generaría retraso en la conclusión de los proyectos restantes en materia energética, como la Refinería del Pacífico o la introducción de energías renovables no convencionales al SNI. Por otra parte, la disminución del poder adquisitivo de la población afectaría la introducción de vehículos eléctricos al parque automotriz ecuatoriano o la adquisición de cocinas de inducción y electrodomésticos eficientes en los hogares, lo cual repercutiría en la dimensión ambiental negativamente, puesto que los niveles de contaminación mantendrían su tendencia incremental durante el periodo proyectado.
2. Escenario II “Ideal”: Supone una recuperación acelerada de la economía, tomando como referencia el escenario económico que plantea la CEPAL, en el cual Ecuador crece, pasando de -2,0% en 2016 a 0,3% en 2017. A partir de dicho año se tomará como base el escenario de crecimiento medio de PIB utilizado para la proyección de la demanda de energía eléctrica en el PME, esto es 3,7% anual. Lo cual, mantendría el progreso alcanzado en materia social y la conclusión de los proyectos restantes para cambiar la matriz energética del país. Esto daría paso, a que las políticas en materia energética, centren sus esfuerzos en proyectos de eficiencia energética y la incorporación de nuevas tecnologías en todos los sectores económicos (residencial, comercial, industrial y transporte), alineando sus estrategias con los objetivos globales de lucha contra el cambio climático adoptadas mediante el Acuerdo de París.

5.1 ESCENARIO I: COYUNTURAL

5.1.1 Dimensión Social: Escenario I

En esta dimensión, se asume que el progreso obtenido durante el periodo 2015– 2025 será nulo, es decir, se mantendrán los niveles obtenidos en los tres indicadores sociales en el año 2014, dado que las políticas en materia social, no solo dependen del crecimiento del PIB en un determinado periodo, sino también de la coyuntura política que involucra tanto al gobernante como a sus mandantes. Esto representaría un estudio mucho más profundo sobre la interacción entre los diferentes factores sociales, macroeconómicos e incluso ideológicos que repercuten en la toma de decisiones para beneficio de determinados sectores de la población, los cuales no siempre resultan ser los de menores ingresos. Además, las elecciones presidenciales se celebran en febrero de 2017 y dependerá mucho del nuevo gobierno, mantener o no las políticas sociales.

5.1.2 Dimensión Económica: Escenario I

El FMI prevé que el crecimiento PIB real de Ecuador se contraiga aproximadamente en -2,27% en 2016 y -2,7% en 2017, pudiéndose atribuir alrededor del 0,5% de esta reducción, al impacto del terremoto [78, p. 36]. El año base utilizado por el FMI para la proyección económica del PIB de Ecuador es el 2007, lo que permite comparar los resultados con las cifras que proporciona el BEN 2015, cuyo año base es exactamente el mismo. Además, el FMI suministra información sobre el crecimiento de la población para el periodo 2015-2021, dato necesario para el análisis per cápita de varios indicadores energéticos del desarrollo sostenible. Para el cálculo del PIB y del número de habitantes en los últimos cuatro años de los escenarios (2022-2025), se toma en cuenta la tasa promedio anual de los últimos cinco años, dando como resultado los valores mostrados a continuación:

Tabla 39 Proyección del PIB y la población de Ecuador 2015 -2025 (FMI)

Año	Población (Miles hab)	Variación de la población	PIB (Miles de millones de USD 2007)	Variación del PIB
2015	16.279	1,57%	69,97	0,29%
2016	16.529	1,54%	68,38	-2,27%
2017	16.777	1,50%	66,54	-2,70%
2018	17.023	1,47%	65,80	-1,11%
2019	17.268	1,44%	65,52	-0,42%
2020	17.511	1,41%	65,19	-0,50%
2021	17.757	1,40%	66,18	1,51%
2022	17.964	1,17%	66,11	-0,11%
2023	18.163	1,11%	66,17	0,09%
2024	18.351	1,04%	66,30	0,20%
2025	18.528	0,96%	66,52	0,34%

Las variaciones en el PIB, distan de los resultados económicos obtenidos durante el periodo 2006-2014 mostrados en la Tabla 40, donde la variación que más se aproxima data del año 2009 respecto al 2008, con un 0,6%. Dicho año se presentaron factores externos que afectaron la economía global, como la denominada “Gran recesión”, originada en los Estados Unidos por la

falta de regulación a la banca y la crisis crediticia e hipotecaria derivada de la misma. Además, el consumo energético en términos de STEP, CFT y electricidad se elevaron.

La Tabla 41 muestra estos incrementos, encabezados por el STEP con 16,3%, seguido con un 6,3% del CFT y un ligero 1,1% del consumo eléctrico. Entonces, la contracción del PIB, no generó un impacto inmediato en el consumo energético, analizando el año previo (2008), el STEP decreció al nivel más bajo registrado con 6,6%, mientras que el CFT y el consumo eléctrico crecieron 4,7% y 3,7% respectivamente. El año inmediato a la desaceleración del PIB (2010), el STEP incrementó en 0,3%, el CFT en 4% y el consumo eléctrico en 8,3%. Estas cifras, no revelan una relación clara entre el PIB y el consumo de energía en la sociedad ecuatoriana, existen factores endógenos que intervienen y evidentemente influyen en el comportamiento de los sectores económicos que la componen.

Tabla 40 Proyección I del PIB y población 2006 -2014 (BEN 2015)

Año	Población (Miles hab)	Variación de la población	PIB (Miles de millones de USD 2007)	Variación del PIB
2006	13408,00		49,91	
2007	13605,00	1,5%	51,01	2,2%
2008	13805,00	1,5%	54,25	6,4%
2009	14005,00	1,4%	54,56	0,6%
2010	14205,00	1,4%	56,48	3,5%
2011	15012,23	5,7%	60,93	7,9%
2012	15266,43	1,7%	64,11	5,2%
2013	15520,97	1,7%	67,08	4,6%
2014	15774,75	1,6%	69,63	3,8%

Tabla 41 Proyección I del STEP, CFT y Consumo eléctrico 2006 – 2014 (BEN2015)

Año	STEP (kTEP)	CFT (kTEP)	Consumo electricidad (GWh)	Variación STEP	Variación CFT	Variación Consumo eléctrico
2006	10671,03	9405,66	13814,69			
2007	11945,02	9584,62	15067,47	11,9%	1,9%	9,1%
2008	11153,38	10037,97	15622,71	-6,6%	4,7%	3,7%
2009	12968,69	10662,40	15798,08	16,3%	6,2%	1,1%
2010	13008,43	11083,99	17110,35	0,3%	4,0%	8,3%
2011	13794,75	11798,68	18526,97	6,0%	6,4%	8,3%
2012	13732,01	12239,23	19867,45	-0,5%	3,7%	7,2%
2013	14508,45	12651,06	20839,85	5,7%	3,4%	4,9%
2014	15362,22	13990,38	21996,37	5,9%	10,6%	5,5%
Tasa 5 años	3,69%	6,24%	7,85%			

El STEP y CFT han sido proyectados en función de la tasa incremental de los últimos cinco años analizados (2009-2014), hasta el 2016, año a partir del cual ambos incrementan con la tasa constante del STEP (3,69%), con el fin de que el CFT no supere los valores del STEP,

manteniendo una diferencia de 4,6% entre ambos durante el periodo 2017-2025. Mientras que la evolución del uso de electricidad, ha sido tomada a partir de la proyección de la demanda de energía eléctrica calculada en el PME 2013-2022 (ver ANEXO 8), como parte del Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica. El escenario base de la Fig. 11, analizado en el la sección 3.2.1 del CAPÍTULO IV de este documento, corresponde a la hipótesis 1 de la proyección de la demanda de energía eléctrica facturada. Sin embargo, la situación real del país, se asemeja a la Hipótesis 2, para un escenario de más bajo crecimiento del PIB. Esta hipótesis incorpora además de las características del escenario base, las demandas industriales vinculadas con la actividad minera, cemento, siderúrgica, petrolera (excluida la Refinería del Pacífico), transporte, proyectos de eficiencia energética y la Ciudad del Cocimiento “Yachay” al estudio. Los resultados para esta proyección de consumo energético se reflejan a continuación:

Tabla 42 Proyección I del STEP, CFT y Consumo eléctrico 2015 - 2025

Año	STEP (kTEP)	CFT (kSTEP)	Consumo eléctrico (GWh)
2015	15929,27	14863,73	23006,00
2016	16517,26	15791,59	25117,00
2017	17126,95	16374,50	26245,00
2018	17759,15	16978,92	27100,00
2019	18414,68	17605,65	28069,00
2020	19094,41	18255,52	28931,00
2021	19799,23	18929,37	29836,00
2022	20530,06	19628,10	30706,00
2023	21287,88	20352,62	31661,00
2024	22073,66	21103,88	32649,00
2025	22888,45	21882,87	33670,00
Variación 2015-2025	43,69%	47,22%	46,35%

El ECO1, mostrado en la Fig. 84, denota un incremento importante en el uso de energía per cápita para el periodo 2015-2025, siendo el más notorio el uso de electricidad per cápita, cuyo incremento es del 31,1%, seguido del CFT con 30,7% y del STEP con un 26,8%.

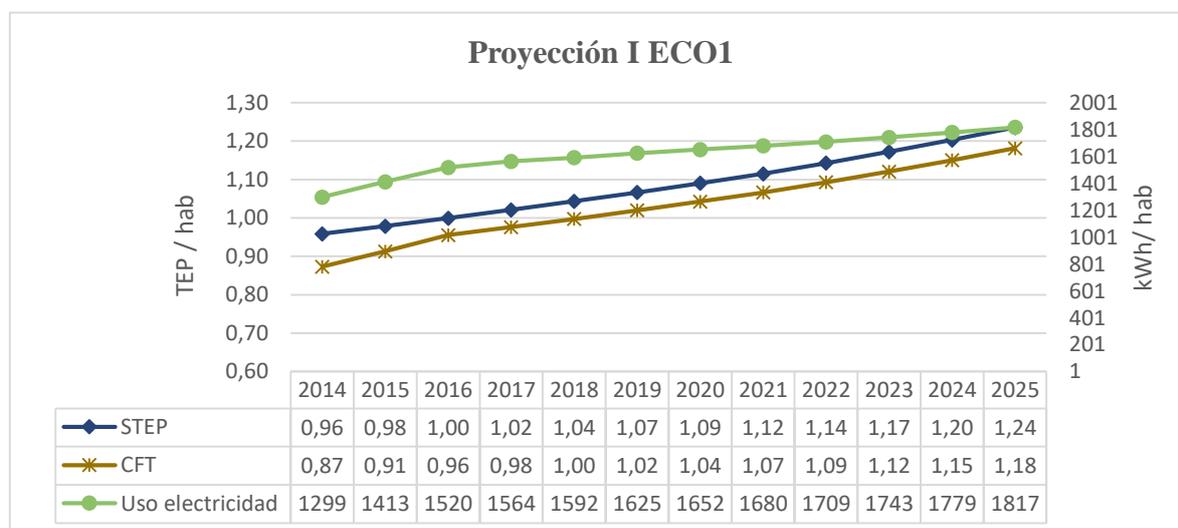


Fig. 84 ECO1 (I).- Evolución 2015-2025 uso de energía per cápita

Mientras que, el ECO2 de la Fig. 85, presenta una marcada tendencia incremental de la intensidad energética, tanto en términos de STEP, como de CFT y uso de electricidad, con un aumento porcentual de 51%, 55% y 54% respectivamente. Esto representa ineficiencia desde todo punto de vista, ya que uno de los principales problemas que tiene Ecuador es su alta intensidad energética, que se encuentra incluso por encima del promedio latinoamericano.

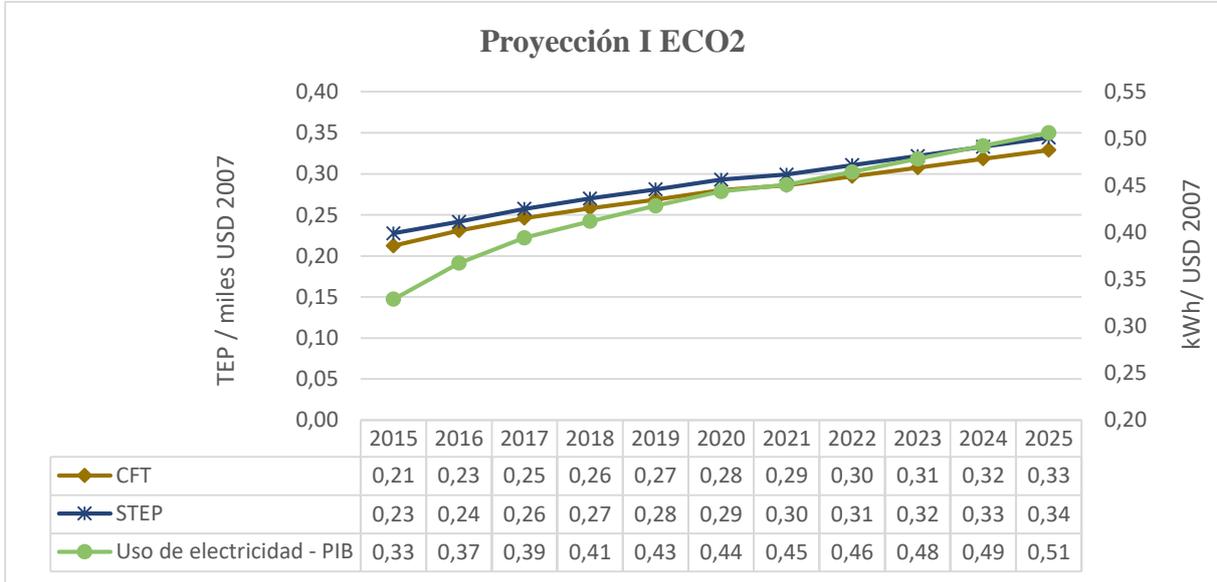


Fig. 85 ECO2 (I).- Evolución 2015-2025 uso de energía por unidad de PIB

Además, el análisis desagregado de los sectores económicos, presenta los resultados mostrados en las Fig. 86y Fig. 87. En el primer caso, en términos de CFT por unidad de PIB, donde el sector de mayor crecimiento es el agrícola (130,6%), seguido del transporte (73,3%) y de los sectores comercial, industrial y residencial con 64,5%, 46,9% y 22% respectivamente.

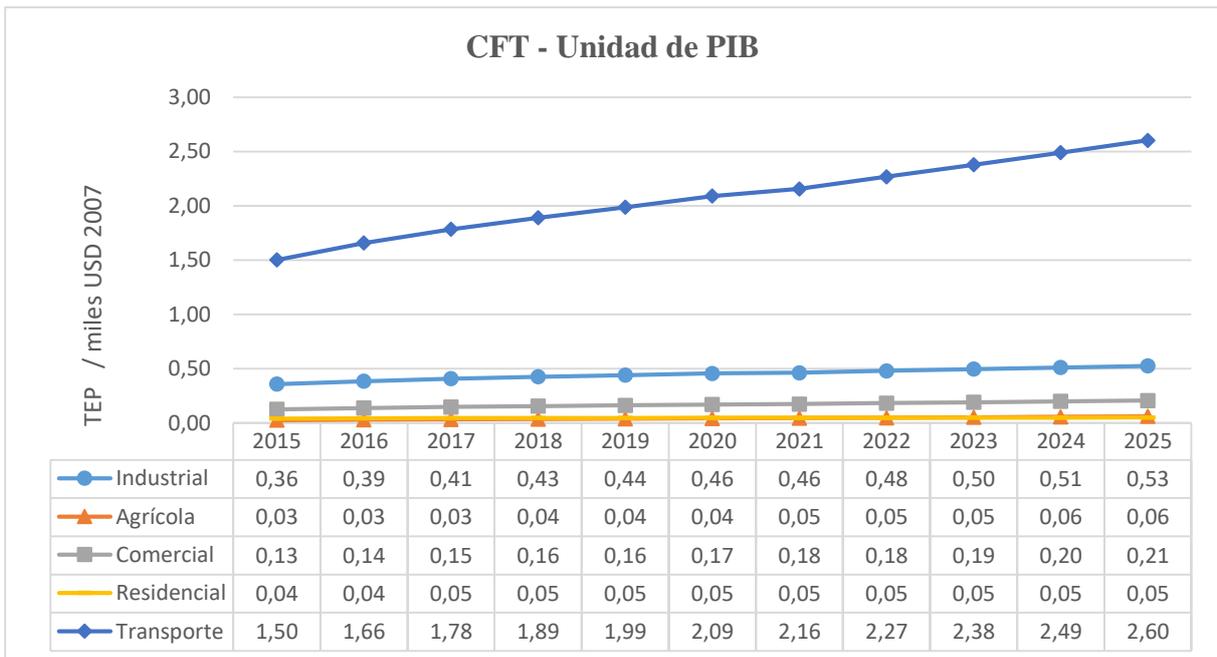


Fig. 86 Evolución 2015-2025 del consumo final total de energía por unidad de PIB

En términos del uso de electricidad por unidad de PIB, el panorama es distinto, teniendo al sector transporte con un incremento de 10,6% durante todo el periodo, debido a la falta de renovación en el parque automotor con vehículos eléctricos y bajo grado de valor agregado que genera este sector en relación al resto. El sector Comercial en cambio, casi duplica su intensidad energética del 2015 (78%), seguido del sector industrial (50,7%) y residencial (49,2%). Esto se justifica puesto que mientras el PIB decrece, el consumo energético debido al aumento de la población, la industrialización del sector agrícola y el aumento de la demanda de bienes y servicios, dispararía las cifras de las intensidades energéticas.

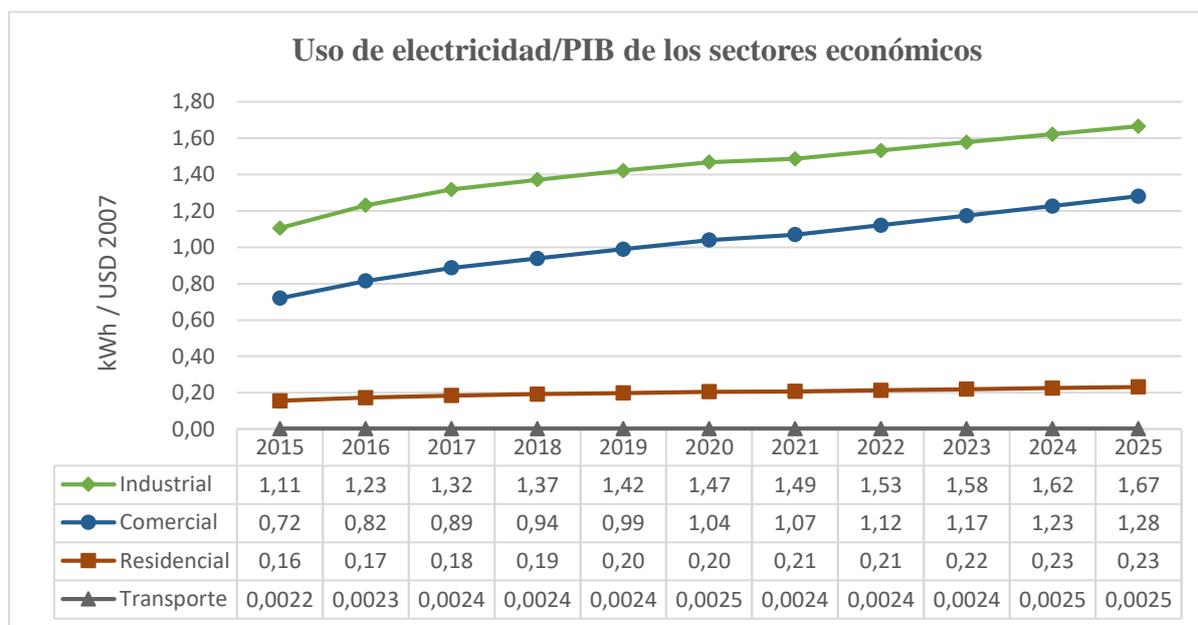


Fig. 87 Evolución 2015-2025 del uso de energía eléctrica por unidad de PIB

Si se analiza exclusivamente el consumo del sector residencial, la proyección del ECO9 muestra una tendencia incremental tanto en el uso de energía total, como en el uso de electricidad. Con un aumento porcentual entre 2015 y 2025 de 8,1% y 26,8%, respectivamente.

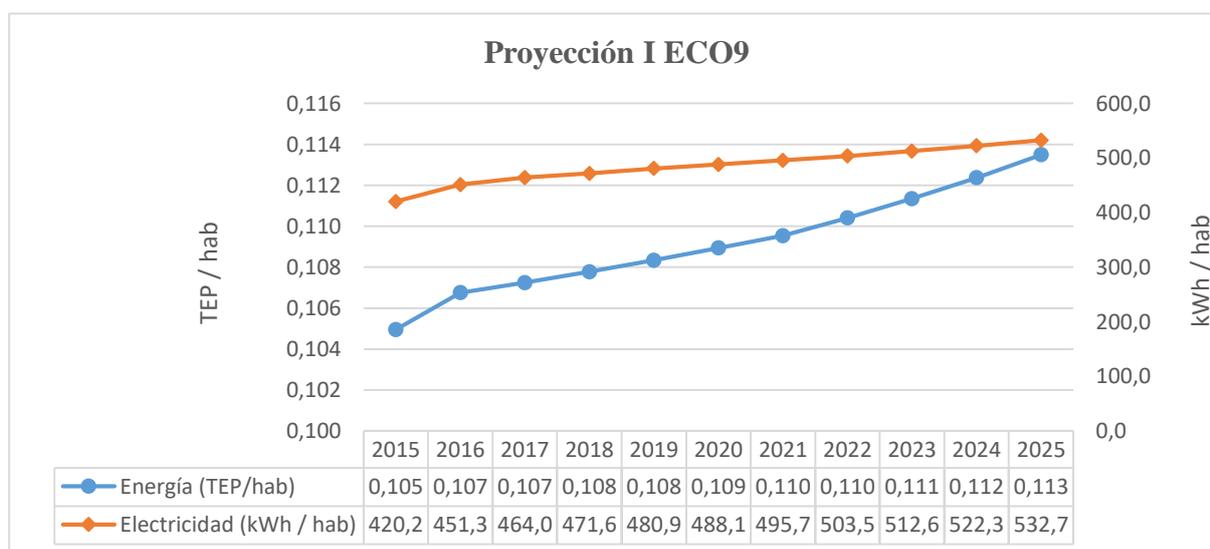


Fig. 88 Evolución I ECO9.- Intensidad energética en los hogares

Respecto a la expansión de la generación eléctrica y la participación de las energías renovables en la matriz energética, el PME desarrolló la programación de los desembolsos para el periodo 2013-2022 necesarios para culminar la totalidad de los proyectos planificados, como se muestra en la Fig. 89, los detalles de los proyectos a implementarse se encuentran en el ANEXO 9.

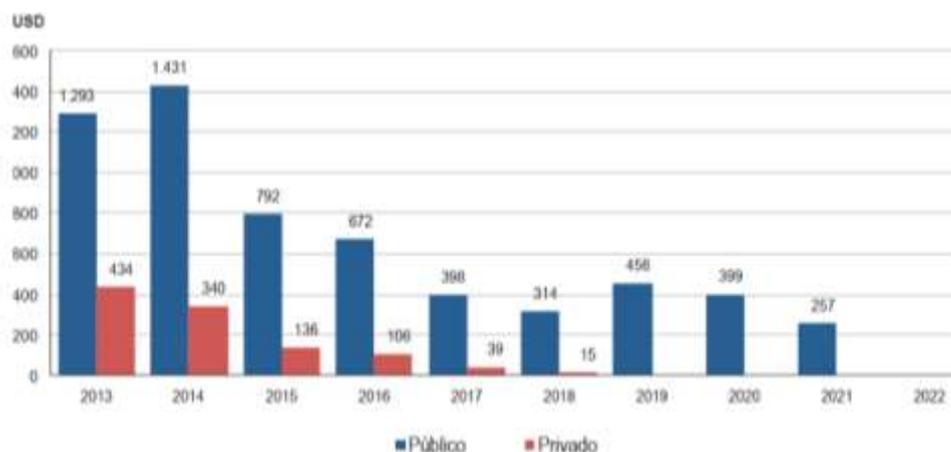


Fig. 89 Desembolsos públicos y privados de capital 2013 – 2022 (PME) [35, p. 35]

Suponiendo que a partir del año 2017 las inversiones públicas se desploman, el monto total que se dejaría de invertir el estado, ascendería a 1.947,14 USD millones, correspondientes a 995 MW de Potencia eléctrica nominal (ver Tabla 43), donde destaca el proyecto Paute – Cardenillo, central hidroeléctrica cuyos estudios de factibilidad y diseño definitivo se encuentran finalizados. De hecho, inicio de la fase de construcción ya fue desplazado como consecuencia de la denominada “Tormenta perfecta” en el país durante el 2016 (caída del precio de petróleo, apreciación del dólar y catástrofes naturales). Sin embargo, tras la aprobación de la Ley de Alianzas público-privadas, el proyecto retomó su cauce y se encuentra ahora mismo en búsqueda de fondos. Además, ya se encuentran ejecutándose las vías de acceso, con el fin de disminuir al mínimo tiempo posible los retrasos en la fase constructiva de esta hidroeléctrica.

Tabla 43 Proyectos públicos en riesgo por contracción del PIB (escenario I)

Proyecto	Tipo	Potencia (MW)	Inversión (MUSD)
Tigre	Hidroeléctrico	80	173,76
Chontal - Chirapi	Hidroeléctrico	351	561,38
Paute - Cardenillo	Hidroeléctrico	564	1212,00
		995	1947,14

Entonces, pese a la contracción del PIB, aparentemente se alcanzarán los objetivos propuestos hasta el año 2022 para la expansión de la matriz de generación de electricidad, ya sea mediante financiación privada o bajo la modalidad de alianzas público-privadas. La Agenda de Energía publicada por el MICSE en diciembre del 2016, sostiene que la meta país es: “mantener al menos un 70% de participación de la hidroenergía del total de electricidad producida anualmente en el SNI en el periodo de tiempo hasta el 2040, siempre que las condicionantes técnicas, económicas y ambientales lo permitan” [65, p. 55]. Esto significa una importante reducción respecto al objetivo que el PME estableció en 2013, donde se plantea que para el año 2022 la composición de la generación por tipo de tecnología, la liderará la hidroelectricidad con un 83%, seguido de la termoelectricidad con 15% y el resto mediante aporte de ERNC.

Si se proyecta el ECO11, referente a la proporción de fuentes de energía en la generación de electricidad, adaptado para la demanda de la hipótesis 2 del PME (escenario de crecimiento del PIB bajo), se tiene que a partir de año 2017 la demanda se cubre con generación propia, es decir las importaciones netas de energía eléctrica pasan a ser cero. El cálculo supone que la generación desde fuentes renovables alcanza su máximo en el año 2016 con 553 GWh, por lo que se mantiene constante el resto del periodo, similar situación ocurre con la termoelectricidad, que, en lugar de reducir su participación, como sugiere el PME, se mantendría generando 11.396 GWh anuales. Mientras que el incremento de la demanda, lo cubrirían las centrales hidroeléctricas nuevas, alcanzando en el año 2025 una participación del 64,52%, ligeramente por debajo del objetivo de la Agenda Energética (70%).

Tabla 44 Proyección I de la Participación en generación de electricidad 2015-2025

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC	Total	Demanda (GWh)
2015	49,49%	46,52%	2,05%	98%	23006,00
2016	51,85%	45,37%	2,20%	99%	25117,00
2017	54,47%	43,42%	2,11%	100%	26245,00
2018	55,91%	42,05%	2,04%	100%	27100,00
2019	57,43%	40,60%	1,97%	100%	28069,00
2020	58,70%	39,39%	1,91%	100%	28931,00
2021	59,95%	38,20%	1,85%	100%	29836,00
2022	61,08%	37,11%	1,80%	100%	30706,00
2023	62,26%	35,99%	1,75%	100%	31661,00
2024	63,40%	34,90%	1,69%	100%	32649,00
2025	64,51%	33,85%	1,64%	100%	33670,00

La Fig. 90 muestra gráficamente cómo evoluciona la generación de electricidad durante el periodo 2015-2025, para satisfacer la demanda proyectada en el PME. Los resultados del año 2017 son similares a los publicados en el balance eléctrico publicado por ARCONEL en septiembre de 2016: Hidroelectricidad (14.720 GWh), Termoeléctrica (11.834 GWh) y ERNC (607 GWh), equivalentes al 53,92%, 43,34% y 2,27%, respectivamente (Ver ANEXO 10).

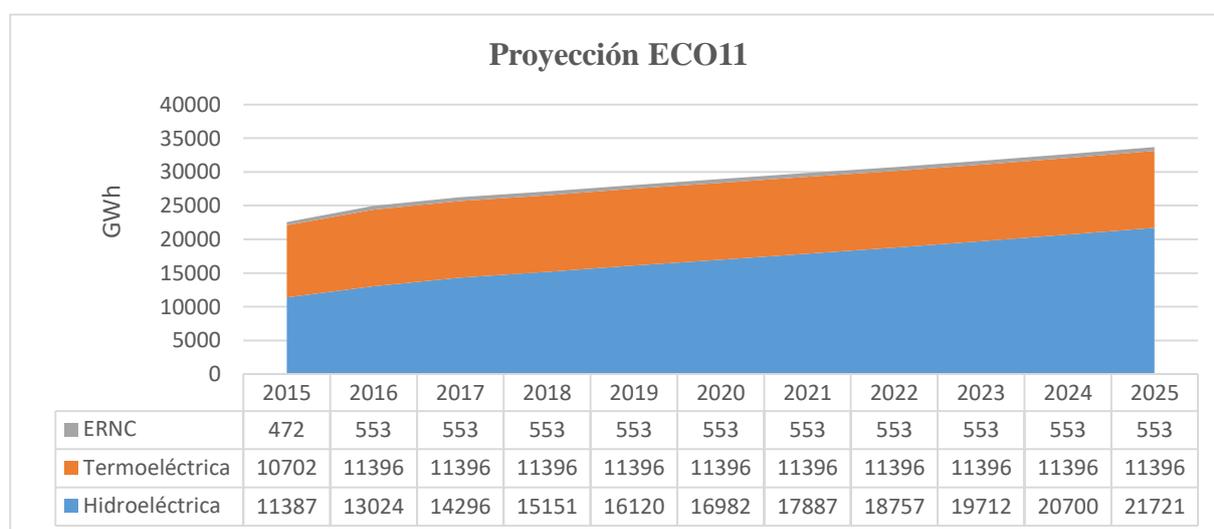


Fig. 90 Evolución I de la generación de energía eléctrica por fuente 2015-2025

5.1.3 Dimensión Ambiental: Escenario I

Dentro de la dimensión ambiental, el ENV1 (Emisiones de GEI por la producción y uso de energía, per cápita y por unidad de PIB) se encuentra asociado a la proyección de la población y del PIB, calculados previamente con los datos del FMI. Luego, el comportamiento de las emisiones de GEI depende de varios factores, como la evolución del parque automotor, la matriz energética de generación de electricidad e incluso el comportamiento de la sociedad respecto a las políticas de cuidado medioambiental que se pudiesen implementar.

Con la finalidad de simplificar el análisis y en concordancia con la metodología de la proyección de la evolución tendencial, se tiene que existe una relación directa entre el aumento del consumo de energía y las emisiones de CO₂ registradas en el periodo 2006-2014. Luego, la relación promedio equivale a 0,97 para la producción y 1,66 para el uso de energía, valores que se mantendrán constantes para el periodo 2015-2025. Por otra parte, en función de la proyección del CFT calculado para analizar la dimensión económica, se obtiene la variación interanual de este componente, que al multiplicarse por las relaciones promedio de producción y uso de energía, resultan en dos factores: FCP y FCU, que a su vez representan el incremento anual de las emisiones de CO₂ producto del aumento en el consumo energético.

La Tabla 45 refleja los resultados de la proyección, obteniendo incrementos de 46% y 89% en las emisiones generadas de la producción y uso de energía, respectivamente. Estos valores reflejan dos situaciones: en el caso de la producción, un crecimiento similar al periodo 2006-2014, cuyo incremento alcanzó un 45%. Luego, en el uso de energía las emisiones generadas duplican el crecimiento presentado entre 2006 y 2014 (42%), es decir la mayor proporción del crecimiento en las emisiones de CO₂, son efecto del aumento en el uso de energía, que involucra a los sectores: transporte, comercial, industrial, residencial, agrícola, pesquero y construcción.

Tabla 45 Proyección I de emisiones de GEI en la producción y uso de energía 2015-2025

Año	CFT (kTEP)	variación CFT	FCP	FCU	Producción (kTon eq. CO₂)	Uso (kTon eq. CO₂)
2015	14863,73	6,2%	6,1%	10,4%	10742,21	39373,30
2016	15791,59	6,2%	6,1%	10,4%	11392,52	43454,09
2017	16374,50	3,7%	3,6%	6,1%	11800,34	46117,20
2018	16978,92	3,7%	3,6%	6,1%	12222,76	48943,53
2019	17605,65	3,7%	3,6%	6,1%	12660,30	51943,06
2020	18255,52	3,7%	3,6%	6,1%	13113,50	55126,42
2021	18929,37	3,7%	3,6%	6,1%	13582,93	58504,88
2022	19628,10	3,7%	3,6%	6,1%	14069,16	62090,39
2023	20352,62	3,7%	3,6%	6,1%	14572,79	65895,64
2024	21103,88	3,7%	3,6%	6,1%	15094,46	69934,10
2025	21882,87	3,7%	3,6%	6,1%	15634,80	74220,05

Estos resultados se relacionan con las proyecciones del FMI para el crecimiento poblacional y económico (PIB), dando como resultado la evolución del ENV1 de la Fig. 91 para el periodo 2015-2025. Las tendencias de los componentes de este indicador en todos los casos son al alza, algo que indudablemente es perjudicial para los objetivos globales de lucha contra el cambio climático. De acuerdo a estas proyecciones, las emisiones de CO₂ respecto al PIB incrementarán 53% en la producción y 98% en el uso de energía. Mientras que el análisis per cápita muestra crecimientos del 28% y 66% respectivamente.

Bajo el escenario coyuntural los componentes del indicador ENV1 crecen drásticamente si se comparan con el crecimiento del periodo 2006-2014, donde se presentaron incrementos del 21% y 19% en las emisiones per cápita de producción y uso de energía. Mientras que las emisiones por unidad de PIB crecieron apenas en 4% y 2% respectivamente.

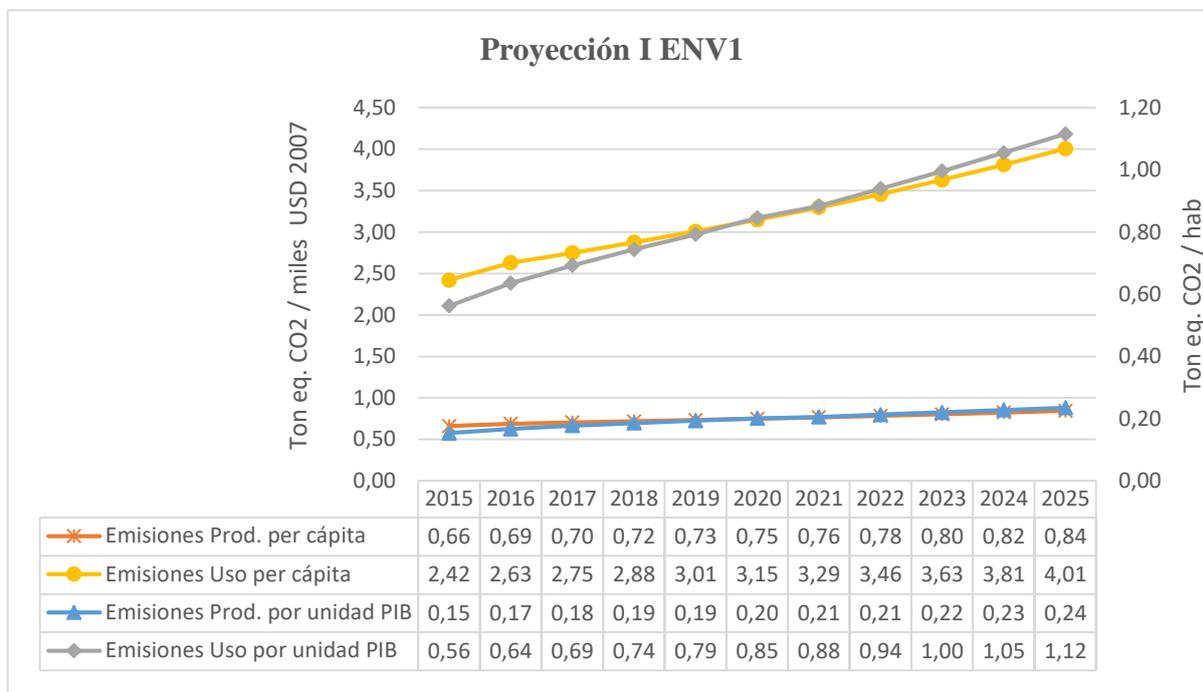


Fig. 91 ENV1 I.- Emisiones de GEI por unidad de PIB y per cápita (2015-2025)

Entonces, si el crecimiento del consumo de energía se dio en similares proporciones durante el periodo 2006-2014 (48,7%), ¿Por qué varían tanto los indicadores en el periodo 2015-2025? Fundamentalmente, porque los denominadores, que pueden ser el número de habitantes o el PIB, crecieron en el primer periodo en 20% y 40% respectivamente. Mientras que, en el último periodo, la población creció 6% menos (14%) y en el caso del PIB inclusive decreció en -4,93%.

Método de Holt - Winters. - Otra forma obtener los componentes del indicador ambiental ENV1, aplicando la metodología de análisis tendencial, es utilizar la herramienta de pronóstico que proporciona el software Microsoft Excel para el periodo 2015-2025, en función de la serie de datos registrados en el BEN entre 2006 y 2014. El algoritmo que utiliza esta herramienta es la versión AAA del método suavizado exponencial, este método se utiliza cuando además de presentarse una tendencia lineal en la serie de tiempo, hay también un patrón de comportamiento de tipo estacional o periódico en los datos o valores de la serie de tiempo. Esta técnica es una extensión del método de Holt²⁷ ya que incorpora una ecuación para calcular una estimación de la estacionalidad. El algoritmo tiene tres parámetros, cada uno de ellos asociado a diferentes componentes de la serie: El valor de estos parámetros se ajusta, comparando la serie real con la pronosticada para el mismo lapso de tiempo. Una vez realizados los ajustes, se procede a hacer el pronóstico para el periodo donde no hay datos. Los tres componentes considerados en el método son el valor medio (α), la tendencia (β) y la estacionalidad (γ) [79].

²⁷ Charles Holt en 1957 desarrolló un modelo de tendencias lineales que evolucionan en una serie de tiempo y puede usarse para generar pronósticos, este modelo recibe el nombre de suavización o suavizamiento exponencial doble [79].

Los resultados de esta proyección se visualizan en la Tabla 46, obteniendo entre 2015 y 2025 incrementos de 36,8% y 35,2% en las emisiones generadas de la producción y uso de energía, respectivamente. Estos resultados asociados con las proyecciones del FMI para el crecimiento poblacional y económico (PIB), dan como resultado el indicador de la Fig. 92. Donde las emisiones de GEI respecto al PIB incrementan 44,4% en la producción de energía y 42,5% en el uso de esta. Mientras que el análisis per cápita muestra un crecimiento inferior, con 19,1% y 17,5% adicionales en la producción y uso de energía, respectivamente.

Tabla 46 Proyección I de la emisión de GEI en uso y producción de energía

Año	Producción (miles Ton eq. CO ₂)	Uso (miles Ton eq. CO ₂)	Población (miles hab)	PIB (MUSD 2007)
2015	10.193,19	35.849,85	16.279,00	69.969,00
2016	10.568,12	37.110,97	16.529,00	68.384,00
2017	10.943,05	38.372,10	16.777,00	66.538,00
2018	11.317,99	39.633,23	17.023,00	65.797,00
2019	11.692,92	40.894,36	17.268,00	65.521,00
2020	12.067,85	42.155,49	17.511,00	65.191,00
2021	12.442,78	43.416,62	17.757,00	66.177,00
2022	12.817,72	44.677,75	17.964,45	66.105,19
2023	13.192,65	45.938,87	18.163,15	66.167,12
2024	13.567,58	47.200,00	18.351,46	66.297,62
2025	13.942,51	48.461,13	18.527,62	66.522,70

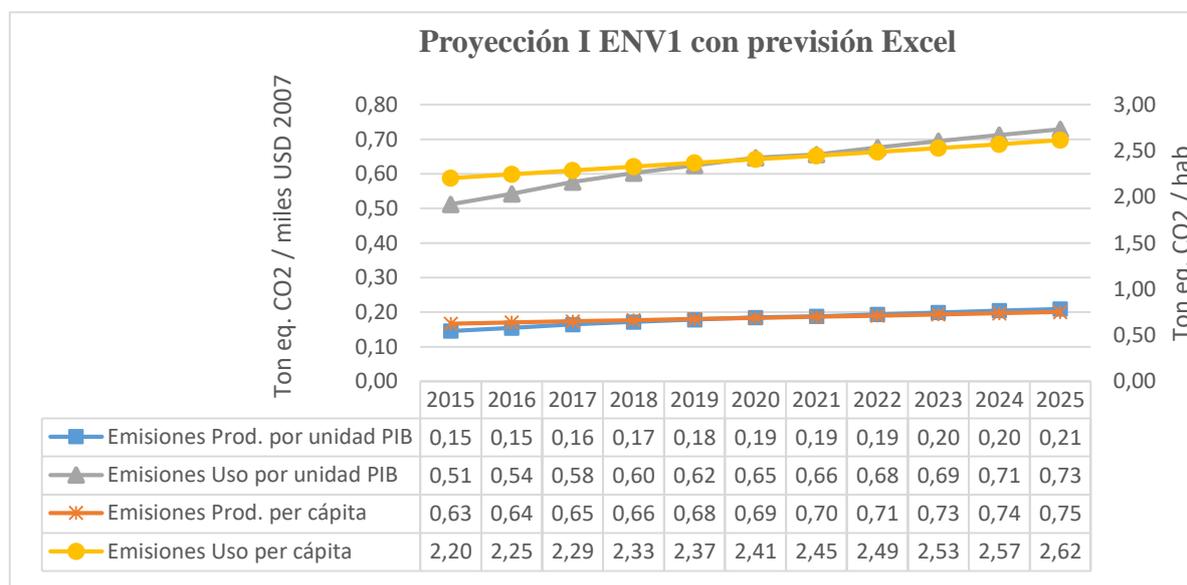


Fig. 92 ENV1 I Excel.- Emisiones de GEI por unidad de PIB y per cápita (2015-2025)

Luego, para contrastar las cifras, se dispone de la información histórica de emisiones de CO₂ procedentes de la quema de combustibles fósiles elaborada por la Agencia Internacional de la Energía en 2016, para el periodo 1971-2014 en Ecuador y otros tres países miembros de la comunidad andina: Colombia, Perú y Bolivia (Ver ANEXO 11). Además, disponer de una mayor cantidad de información para realizar la previsión, mejora la precisión y disminuye la incertidumbre de los resultados.

Las cifras obtenidas, medidas en millones de toneladas equivalentes de CO₂ se ven reflejadas en la Fig. 93, donde se aprecia que para Ecuador las mediciones registradas por la AIE respecto al BEN 2015 son ligeramente inferiores, con 40,94 MTon eq. CO₂ frente a los 46,04 del BEN. Sin embargo, conforme evolucionan ambas componentes, el algoritmo de suavizado exponencial acerca ambas cifras, teniendo en el año 2025, una diferencia de apenas 1,1% entre ambos valores. Además, se aprecia como Ecuador sería el país que más incrementa sus emisiones, teniendo en 2025 un 54,2% más que en 2015, seguido de Bolivia, Perú y Colombia, con 49,9%, 41% y 13,5% respectivamente.

Estos incrementos son inferiores a los obtenidos en la década 2005-2015, en donde Ecuador aumentó sus emisiones en 71,2% y pese a ello, estuvo por debajo de Bolivia (111,3%) y de Perú (74,1%). Colombia por su parte ha mantenido un crecimiento de emisiones mucho más bajo que el resto de países, con 28,9%. Retrocediendo aún más, durante el periodo 1995-2005 Ecuador volvió a liderar el crecimiento de CO₂ emitido, con 43,4%, seguido de Bolivia con 31,6% y de Perú con 22,8%. El caso de Colombia resulta aún mejor, dado que en esta década sus emisiones decrecieron en -1,6%, lo cual puede deberse a factores externos que serían motivo de otro tipo de análisis, sin embargo, resulta interesante destacarlo.

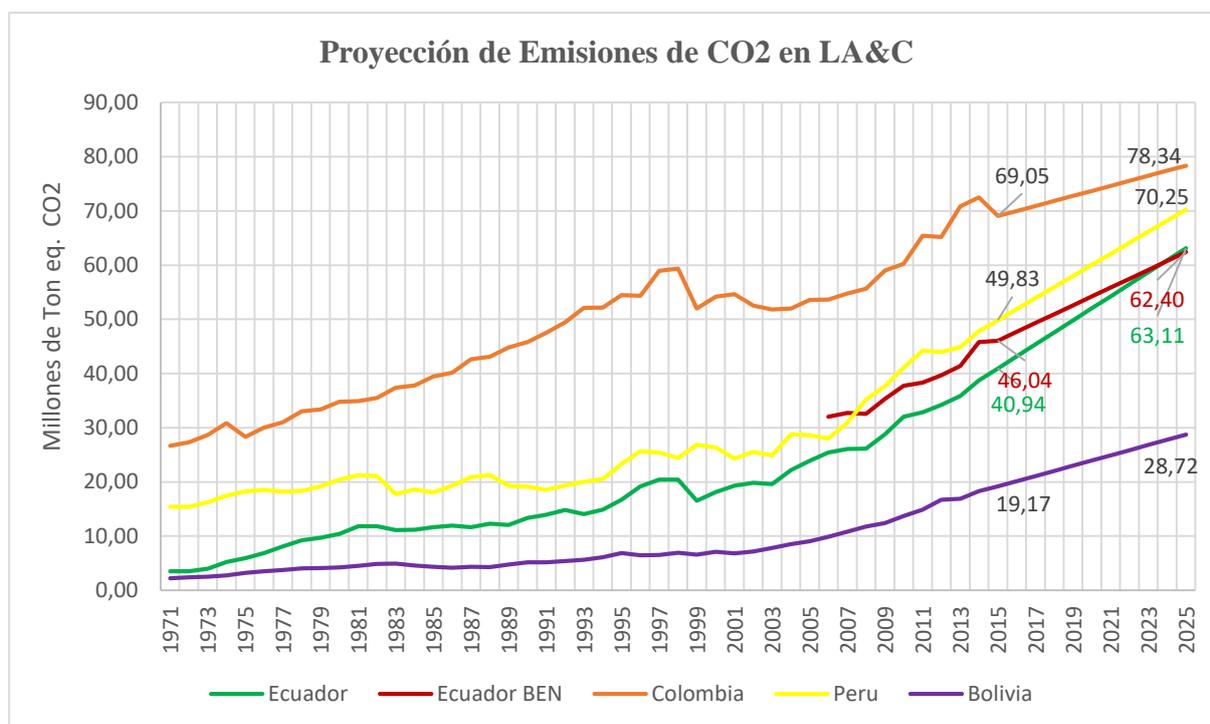


Fig. 93 Proyección de las emisiones de CO₂ en AL&C con datos históricos (AIE 2016)

Utilizando esta herramienta, también se pueden proyectar las emisiones de CO₂ per cápita y por unidad de PIB, es decir el ENV1 para los cuatro países mencionados. En el primer caso la Fig. 95 muestra como Ecuador tendría el mayor incremento porcentual de las emisiones per cápita, con 52,3% más que en 2015, seguido de Bolivia con 11,2% y muy distante de Colombia y Perú con 2,7% y 3% respectivamente. Al igual que en el caso anterior, la década 2005-2015 tiene a Bolivia como el país que más incrementó sus emisiones por habitante (76,3%), seguido de Ecuador (57,2%), Perú (49,2%) y Colombia (15,1%). Además, la gráfica permite visualizar la diferencia entre la proyección con los datos del BEN para Ecuador, teniendo en 2015 una diferencia del 3%, mientras que en 2025 la proyección del BEN es 19% menor que el de la AIE.

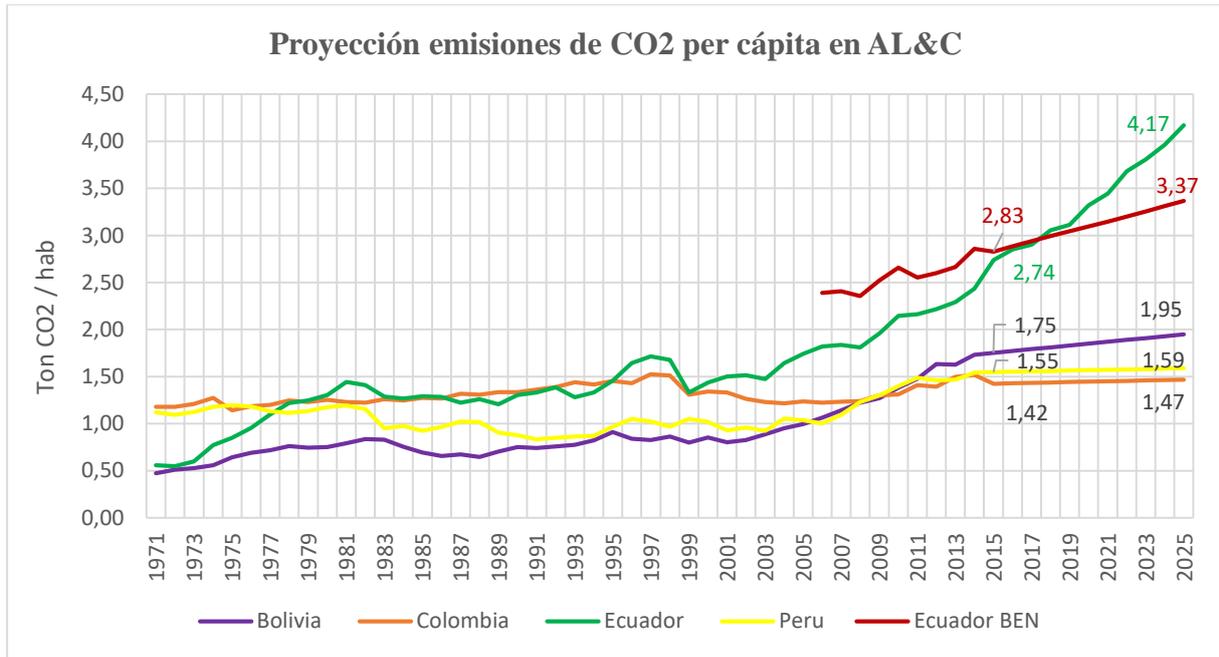


Fig. 94 ENVI.- Evolución de las emisiones de CO2 per cápita (AIE 2016)

Respecto a las emisiones de CO₂ por unidad de PIB, el año base utilizado para las cifras económicas en el registro histórico 1971-2014 de la AIE es el 2005. Esto genera una pequeña diferencia entre los resultados de la Fig. 95 y el comparador del ENVI elaborado con datos de OLADE en el capítulo anterior. Sin embargo, el orden se mantiene, teniendo a Bolivia como el mayor generador de emisiones por unidad de PIB en el año 2025, con 0,74 Ton CO₂/miles USD 2005, seguido de Ecuador, Colombia y Perú. Mientras que la tendencia incremental de Ecuador destaca, siendo el único país en el que crecería la relación emisiones/PIB en 11,4%, muy por encima de Perú (1,6%), Bolivia (-0,9%) y Colombia (-20%).

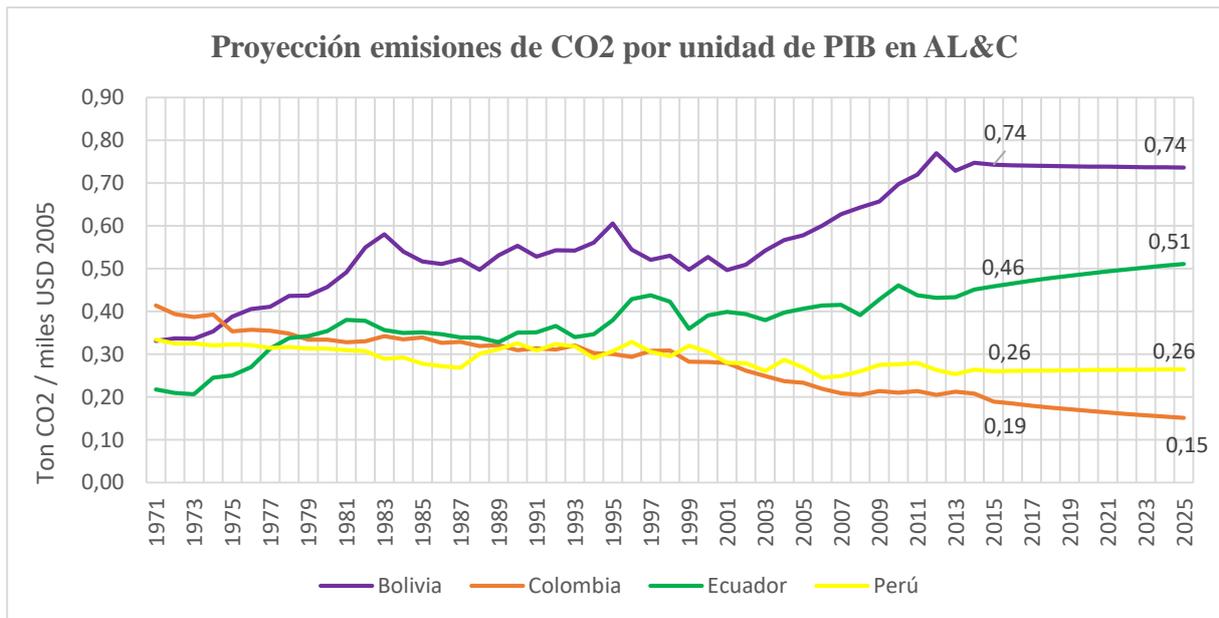


Fig. 95 ENVI.- Evolución de las emisiones de CO2 por unidad de PIB (AIE 2016)

5.2 ESCENARIO II: IDEAL

Si bien los resultados obtenidos de la evaluación del cambio de la matriz energética son positivos, con claras señales de progreso, especialmente en el ámbito social. El objetivo país a largo plazo debe ser acelerar el ritmo de desarrollo, disminuyendo su consumo energético, o al menos manteniéndolo en los niveles alcanzados hasta 2014. La eficiencia energética, generación eléctrica desde fuentes renovables, uso de cocinas de inducción eléctrica y una matriz de generación con predominio hidroeléctrico, serán fundamentales en la consecución de estas metas. El escenario “Ideal”, proyecta los indicadores más relevantes en las tres dimensiones del desarrollo sostenible, bajo el supuesto de un crecimiento económico alto que facilite la construcción de la infraestructura necesaria para concretar el cambio de matriz productiva del país, a la par de que se consoliden los programas del PME.

5.2.1 Dimensión social: Escenario II

Desde la dimensión social, previamente en el CAPÍTULO , se construyeron tres indicadores en los temas de disparidad y accesibilidad a la energía. En la proyección, sin embargo, se tomará en cuenta únicamente al primer indicador (SOC1), dado que los indicadores de disparidad dependen de factores adicionales que requieren un análisis mucho más profundo. Si se calcula la tasa de variación anual de los últimos cinco años del SOC1 y se asume que se mantendrá constante durante el periodo 2015-2025, se tiene que, el porcentaje de población sin acceso a la electricidad mantendría una disminución del 0,23% anual, alcanzando en el año 2025 un 0,71%, porcentaje mejor que el 1,58% que ha proyectado el PME para el mismo año.

En la Fig. 96 se observa como la tendencia del escenario II, al mantenerse constante, se mantiene por debajo de la planificación, alcanzando una cifra muy cercana a la meta que el propio PME se plantea para el año 2032 (0,69%). Tanto el decrecimiento tendencial como el planificado de la población sin servicio eléctrico resultarían favorables en relación al desarrollo sostenible, sin embargo, lo ideal sería mantener la tasa anual de los últimos cinco años y así poder brindar a los habitantes de sectores rurales y urbano marginales el acceso a este servicio público, con impacto en la reducción de la pobreza.

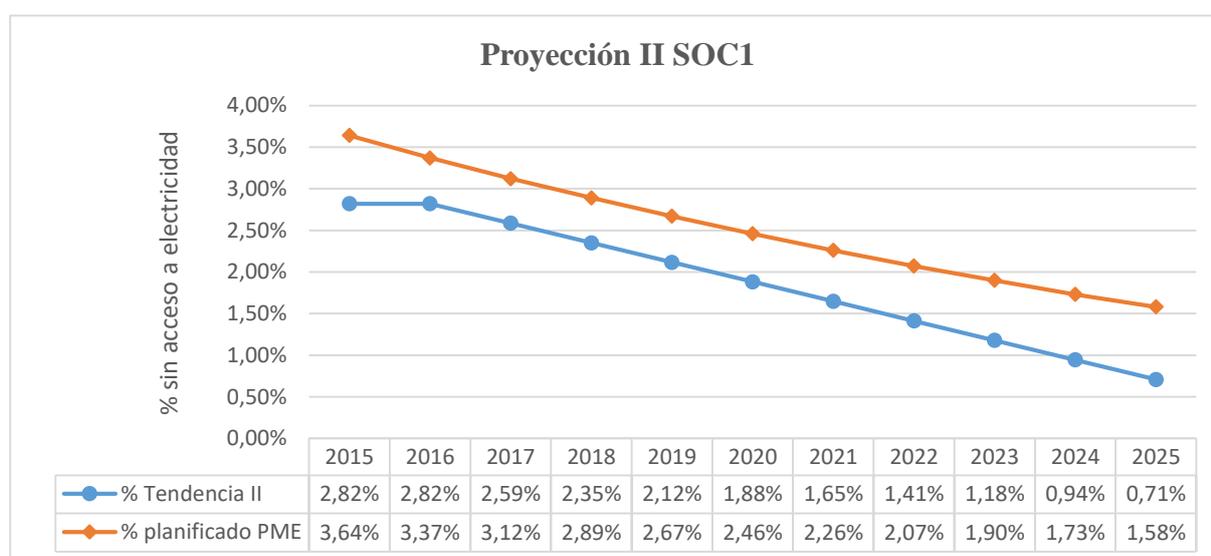


Fig. 96 SOC1 (II).- Evolución de la población sin acceso a la electricidad 2015-2025

5.2.2 Dimensión Económica: Escenario II

Tomando como punto de partida las proyecciones de la demanda de energía eléctrica correspondiente a la hipótesis 5 del PME, para un escenario de crecimiento medio del PIB (3,7%), en el que se asume la incorporación de la Refinería del Pacífico, la ciudad del conocimiento “Yachay”, los proyectos de eficiencia energética, las demandas industriales vinculadas con la actividad minera, cementera, siderúrgica, transporte y el Programa Nacional de Cocción Eficiente (3,5 millones de cocinas eléctricas). Se debe entender, que ello involucra necesariamente un aumento considerable en el consumo de electricidad, y por ende en el suministro de energía primaria y consumo final total. La transición durante la etapa de industrialización de la matriz productiva del país necesariamente requerirá aumentar su consumo energético, como ha sucedido en todos los países que alcanzaron niveles de desarrollo. De ahí que llamar “Ideal” a este escenario, involucra compararlo con el escenario coyuntural, dado que un crecimiento económico elevado, de la mano con políticas eficientes en las tres dimensiones del desarrollo sostenible, permitiría desacelerar las intensidades energéticas en todos los sectores, disminuir las pérdidas de energía y las emisiones de GEI, entre otros factores.

Respecto a la proyección del consumo energético per cápita en términos de STEP, CFT y uso de electricidad, suponiendo que el número de habitantes crece al mismo ritmo que en el escenario coyuntural y que el consumo de electricidad se adapta a la hipótesis 5 del PME. Se debe determinar el impacto que tendrá en el STEP y el CFT dicho aumento en la demanda eléctrica, para ello se ha elaborado un “factor de cambio” (Ver Tabla 47) que representa el porcentaje de energía adicional requerida para cubrir el incremento de la demanda de electricidad. Dicho factor, es función de dos componentes, el primero es la diferencia porcentual existente entre la proyección del consumo de energía eléctrica 2014-2025 para las hipótesis 2 y 5 del PME. Mientras que el segundo componente, involucra a la proporción de consumo de energía en términos de STEP y CFT que representa la generación de energía eléctrica cada año, tomando como base la energía total de la proyección coyuntural. Para calcular esta proporción, se debe conocer la cantidad y tipo de combustibles utilizados cada año, dicha información la proporciona el PME, en su volumen 3, como parte del plan de expansión de la generación y lo presenta en unidades físicas de Gas Natural, Diésel y Fuel Oil, por lo que es necesario convertirlos a TEP y sumarlos, obteniendo así los resultados de la Tabla 48.

Tabla 47 Factor de cambio del STEP y CFT para el periodo 2015-2025

Año	Proporción del STEP	Proporción del CFT	Diferencia H2 - H5	Factor de cambio STEP	Factor de cambio CFT
2015	12,7%	13,9%	6,8%	0,68%	0,73%
2016	10,1%	10,8%	16,7%	0,70%	0,74%
2017	4,2%	4,4%	35,5%	1,61%	1,69%
2018	4,6%	4,8%	36,5%	1,75%	1,84%
2019	4,8%	5,1%	37,3%	2,41%	2,53%
2020	6,5%	6,8%	38,3%	2,91%	3,06%
2021	7,6%	8,0%	38,6%	3,06%	3,22%
2022	8,0%	8,3%	39,1%	2,08%	2,19%
2023	5,4%	5,6%	39,6%	2,04%	2,14%
2024	5,2%	5,4%	40,2%	1,99%	2,09%
2025	5,0%	5,2%	40,8%	1,95%	2,05%

Entonces, el factor de cambio representa el porcentaje adicional de energía respecto al escenario coyuntural que se le debe añadir en cada año al escenario ideal, en términos de STEP y CFT. De ahí que, el escenario ideal refleja un mayor consumo energético, lo que significa un mayor consumo per cápita en comparación al mismo indicador (ECO1) del escenario coyuntural.

Tabla 48 Proyección del consumo de combustibles para generación de electricidad

Año	Gas Natural (TEP)	Diésel (TEP)	Fuel Oil (TEP)	Electricidad (kTEP)	(GWh)	STEP (kTEP)	CFT (kTEP)
2015	534,96	50,52	1365,56	1951,04	21639,0	16037,9	14972,9
2016	608,94	13,97	978,77	1601,68	24574,0	16632,8	15907,7
2017	345,17	4,95	344,96	695,09	29313,0	17402,8	16651,8
2018	508,85	6,97	264,49	780,31	35571,0	18070,5	17291,8
2019	604,45	3,81	249,78	858,04	36982,0	18857,7	18050,9
2020	733,12	11,33	449,72	1194,17	38534,0	19650,8	18814,7
2021	844,58	13,98	601,70	1460,26	40009,0	20405,2	19538,4
2022	879,74	22,29	677,68	1579,72	41339,0	20957,5	20057,7
2023	659,23	13,87	426,60	1099,70	42701,0	21721,4	20788,3
2024	659,23	13,87	426,60	1099,70	44205,0	22513,5	21545,9
2025	659,23	13,87	426,60	1099,70	45773,0	23334,9	22331,6

La proyección del ECO1 de Fig. 97 muestra dichos incrementos, especialmente en el uso de electricidad per cápita con un incremento del 89% respecto a 2015. Mientras que el consumo de STEP y CFT por habitante crecieron en 30,8% y 37,7% respectivamente. Si se comparan estos resultados con el escenario coyuntural, el uso de electricidad per cápita del escenario ideal tiene 742 kWh adicionales y 0,02 TEP más, tanto en el STEP como en el CFT.

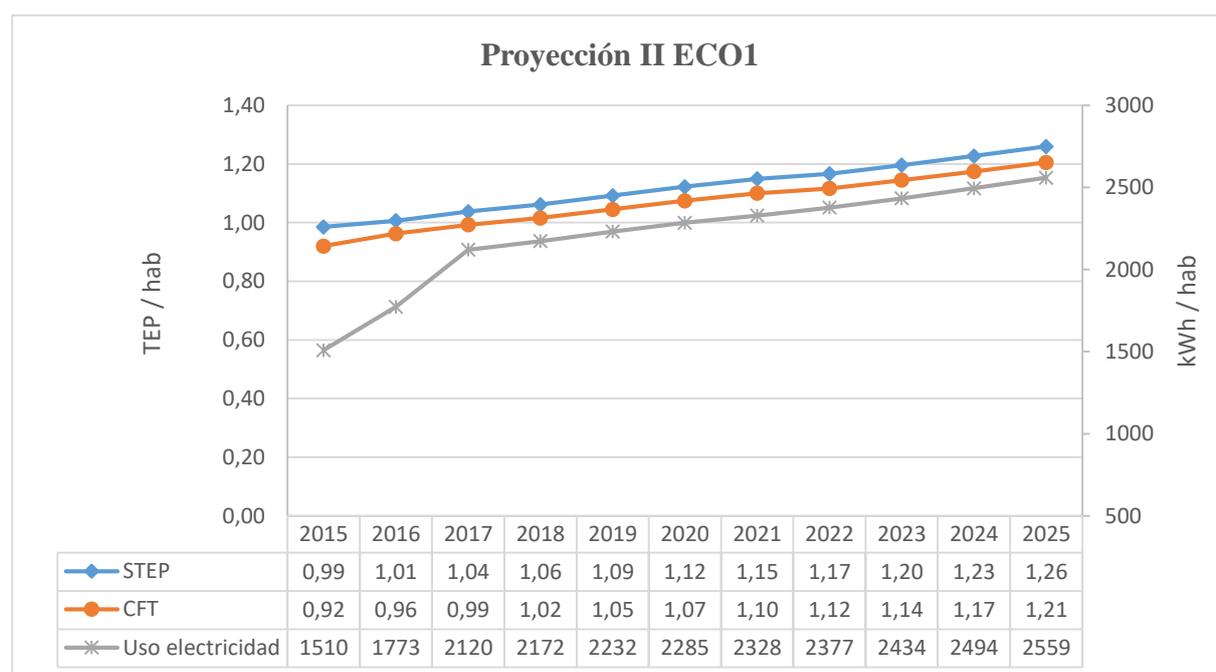


Fig. 97 ECO1 (II).- Evolución del consumo energético per cápita 2015-2025

Por otra parte, la proyección del consumo de energía por unidad de PIB (ECO2) utiliza las proyecciones de crecimiento económico de la CEPAL a partir del año 2014, tomando para ese año el PIB utilizado en el escenario coyuntural (USD 69.766 millones año base 2007). El Ecuador cerró el año 2015 con un crecimiento del PIB del 0,3% en un contexto internacional de caída de los precios internacionales del petróleo y de apreciación del dólar con respecto a los socios comerciales del país. El consumo del Gobierno y de los hogares sostuvo la demanda agregada, mientras que la inversión se contrajo un 2,5% como reflejo del ajuste fiscal necesario por el desplome de los ingresos petroleros, dichos ingresos cayeron un 41,8%, lo que hizo que su participación en los ingresos totales disminuyera del 27,9% en 2014 al 18,9% en 2015. Esta caída fue parcialmente contrarrestada por el aumento del 7,8% de los ingresos tributarios ocasionado por un alza del 13,8% en la recaudación del impuesto sobre la renta por un incremento de los ingresos arancelarios del 49,3%, como resultado de las salvaguardias de importación que se introdujeron a partir de finales de 2014 [80, p. 1].

El panorama se complicó todavía más tras el terremoto de 7,8 grados en la escala de Richter que afectó las provincias de Manabí y Esmeraldas el 16 de abril de 2016, dejando 663 muertos y cerca de 80.000 desplazados. Tras ello el gobierno implementó una serie de medidas urgentes, como la Ley Solidaria y de Corresponsabilidad Ciudadana por las Afectaciones del Terremoto, con exoneraciones de impuestos para los damnificados y para las donaciones, así como sobretasas a varios impuestos para recaudar fondos. *“Destacan el aumento del IVA de dos puntos porcentuales hasta el 14%, que se mantendrá un año; la contribución de un día de sueldo por una duración de entre uno y ocho meses, dependiendo del salario percibido; la entrega del 3% de las utilidades de las empresas en 2015; un 0,9% de contribución patrimonial por parte de las personas que tengan un millón o más de patrimonio, y el 1,8% sobre los bienes en Ecuador de empresas en paraísos fiscales (un 0,9% en el caso de otras empresas extranjeras)”* [80, p. 1]. Además, se encuentran en proceso de venta/concesión varias empresas públicas como el Banco del Pacífico, TAME y el proyecto emblemático Sopladora.

Los resultados de la proyección del PIB se muestran en la Tabla 49, donde además se pueden comparar las tasas de crecimiento anual entre el escenario Ideal (CEPAL-PME) y el coyuntural. De hecho, el PIB registrado en el año 2025 en esta tabla es 38,3% superior al que se obtuvo con la proyección del PIB “FMI” en el primer escenario (USD 66.520 millones).

Tabla 49 Proyección del crecimiento del PIB según estimaciones de la CEPAL y el PME

Año	PIB (USD millones 2007) Escenario Ideal	Tasa de crecimiento CEPAL - PME	Tasa de crecimiento coyuntural
2014	69766,00	0,3%	
2015	69975,30	-2,0%	0,29%
2016	68575,79	0,3%	-2,27%
2017	68781,52	3,7%	-2,70%
2018	71326,44	3,7%	-1,11%
2019	73965,51	3,7%	-0,42%
2020	76702,24	3,7%	-0,50%
2021	79540,22	3,7%	1,51%
2022	82483,21	3,7%	-0,11%
2023	85535,09	3,7%	0,09%
2024	88699,89	3,7%	0,20%
2025	91981,78	3,7%	0,34%

Al relacionar el crecimiento del PIB obtenido en la Tabla 49 con la proyección del consumo energético en términos de STEP, CFT y uso de electricidad de la Tabla 48 se obtienen las intensidades energéticas del ECO2 para el escenario ideal. Resulta evidente que el aumento importante del PIB compensa el incremento del consumo energético. De ahí que, los resultados mostrados en la Fig. 98 reflejan dos etapas: la primera durante el periodo 2014-2017 con una pendiente de crecimiento mayor, donde se alcanzan 0,24 y 0,25 TEP/ miles USD para el STEP y CFT, mientras que para el Uso de electricidad este indicador llega a 0.52 kWh/USD. En la segunda etapa, se mantienen prácticamente constantes, a tal punto que la variación en el periodo 2017-2025 es de 0,30%, 0,32% y -0,5% respectivamente.

En términos generales se registran incrementos inferiores al escenario coyuntural en dos de los tres componentes de este indicador, en términos de STEP y CFT se cuantifican 0,09 TEP/ miles USD menos, mientras que en el uso de electricidad el escenario ideal tiene un 12% adicional, esto significa 0,01 kWh/ USD más que los 0,51 kWh/USD del escenario coyuntural. Entonces, ¿Cómo se justifican estas cifras en un escenario denominado ideal? La política económica del régimen pretende alcanzar el desarrollo y disminuir los índices de pobreza de su población, aumentando su consumo energético a una tasa inferior o al menos igual que el crecimiento de su economía, de modo que la intensidad energética se estabilice y posteriormente <mediante medidas de eficiencia energética> se reduzca paulatinamente. El incremento en el componente de uso de electricidad es un efecto del aumento del consumo de la demanda de energía eléctrica que plantea el escenario de la hipótesis 5 del PME. Pese a ello, se debe destacar que en el escenario ideal proyecta que la intensidad energética para las tres componentes del indicador, se estabilizarán a partir del año 2017, lo cual coincide con el año en que la economía se recupera con un crecimiento de 3,7% del PIB (Ver Tabla 49).

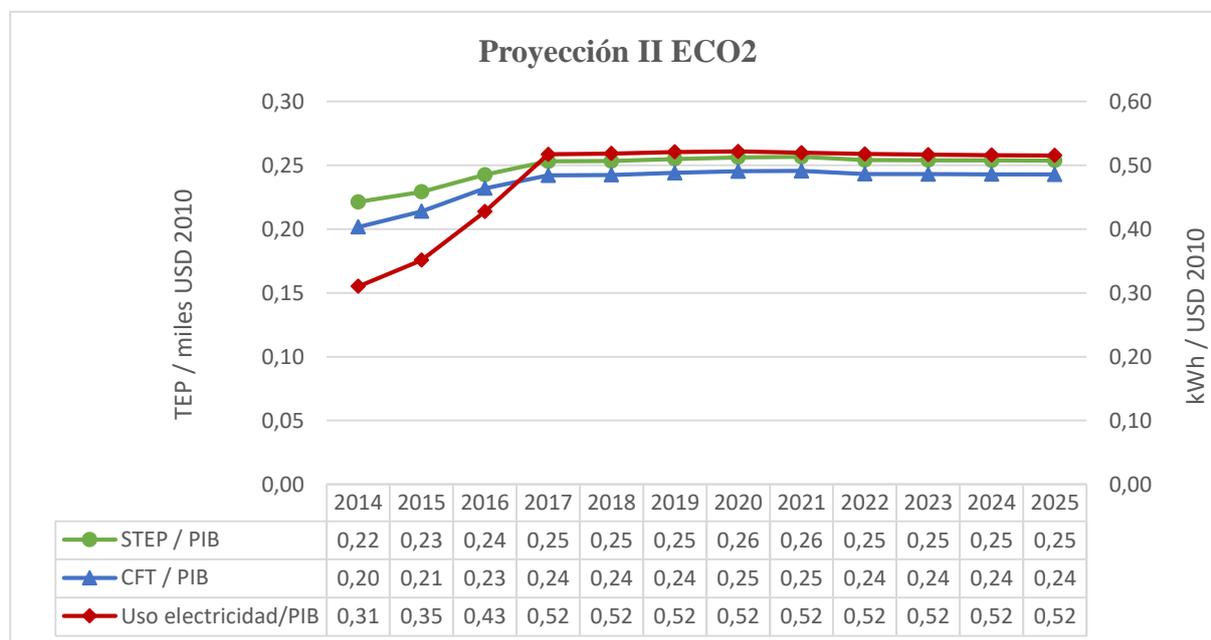


Fig. 98 ECO2 (II).- Evolución 2015-2025 uso de energía por unidad de PIB

El análisis desagregado por sectores de la economía (ver Fig. 99), muestra los resultados de las intensidades energéticas en términos de CFT por unidad de PIB, donde el sector de mayor crecimiento es el agrícola (67%), seguido del industrial (42%) y de los sectores transporte y comercial con 25,4% y 19,1% respectivamente. El sector residencial decrece en -11%.

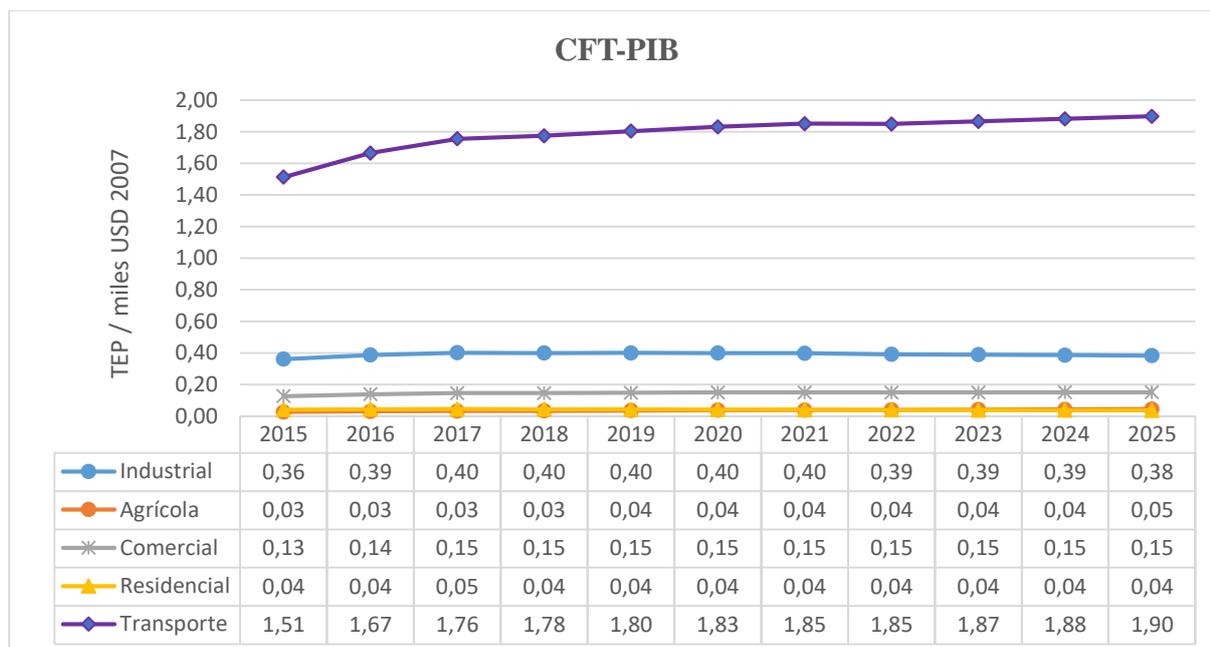


Fig. 99 Evolución II 2015-2025 del consumo final total de energía por unidad de PIB

Respecto al uso de electricidad por unidad de PIB (ver Fig. 100), el panorama difiere, teniendo al sector transporte con una reducción de -2,4% durante todo el periodo, debido al aumento en 28% del PIB que genera. El sector Comercial en cambio, es el que más incrementa su intensidad energética con 67,7% más que en 2015, seguido del sector industrial (42%) y residencial (40,5%), puesto que mientras el consumo de electricidad se incrementa conforme lo establece la hipótesis 5 del PME, el PIB crecería de la siguiente manera: Industrial (27,2%), Agrícola (12%), Comercial (30,1%), Residencial (35,3%) y transporte (28,6%).

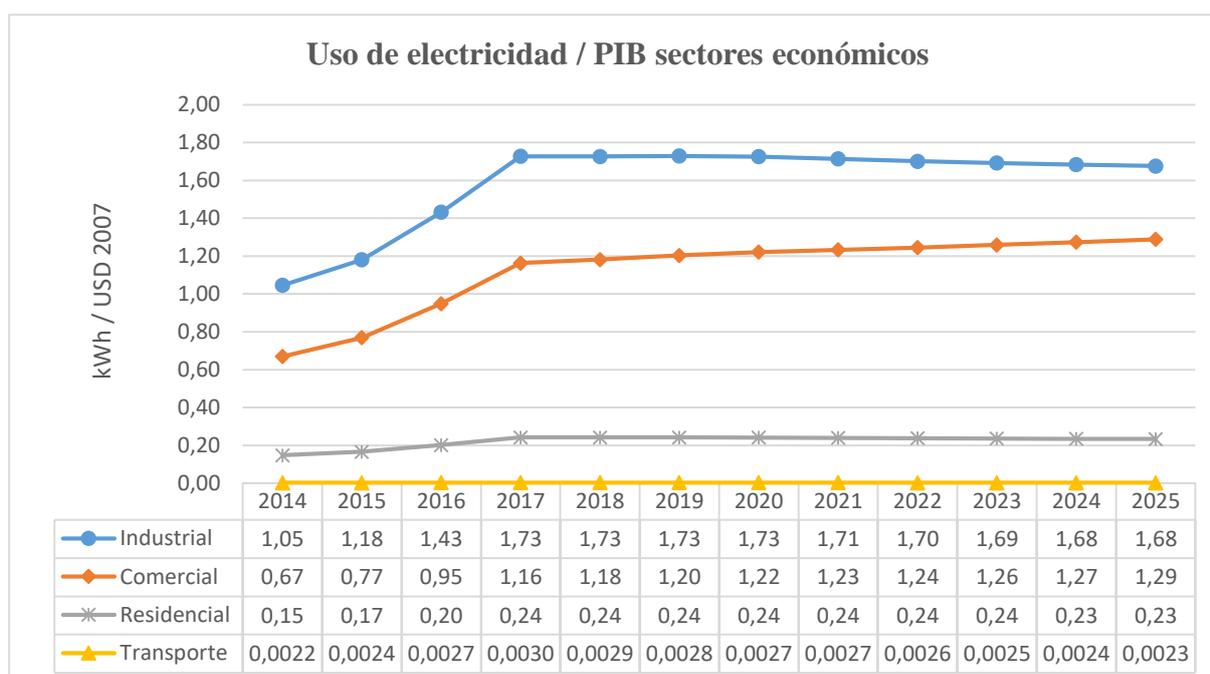


Fig. 100 Evolución II 2015-2025 del uso de energía eléctrica por unidad de PIB

Por otra parte, la proyección de la eficiencia en la conversión y distribución de energía (ECO3) del escenario ideal, supone que se mantendrán constantes las tasas promedio de los últimos cinco años registrados (2010-2015) en la disminución de las pérdidas de electricidad tanto en distribución (-0,85%) como en transmisión (-0,04%). Y en el caso de las pérdidas totales de energía una reducción equivalente a -0,10% anual. Todo ello, entendiendo que el crecimiento económico permitirá al estado culminar los programas establecidos en el PME para disminuir las pérdidas. Con ello se obtienen los resultados mostrados en la Fig. 101, donde se aprecia que en el año 2020 se alcanzarían las metas del PME en la reducción de pérdidas de distribución. Además, las pérdidas en transmisión de electricidad y las pérdidas totales de energía disminuirían en -33% y -66% respectivamente.

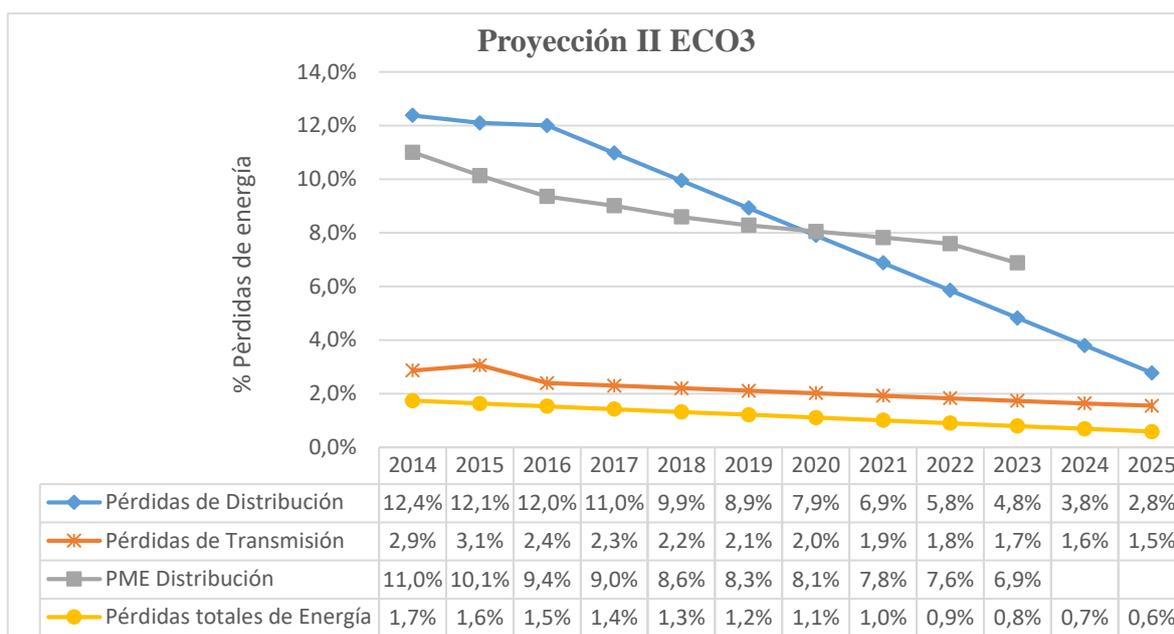


Fig. 101 ECO3 II.- Evolución de las pérdidas de energía 2015-2025

Si se analiza exclusivamente el consumo del sector residencial, la proyección del ECO9 muestra una tendencia incremental tanto en el uso de energía total (5%), como en el uso de electricidad (67,1%), este último debido principalmente al uso de cocinas de inducción eléctrica.

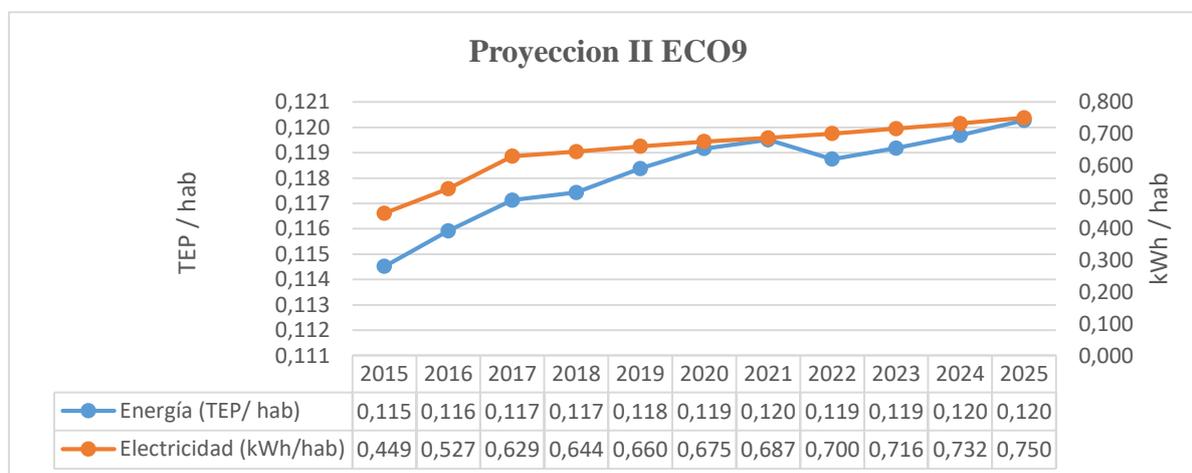


Fig. 102 Evolución II ECO9.- Intensidad energética en los hogares

La proporción de fuentes de energía en la generación de electricidad (ECO11), adaptado para la demanda de la hipótesis 5 del PME (escenario de crecimiento medio del PIB), se tiene que a partir de año 2017 la demanda se cubre con generación propia, es decir las importaciones netas de energía eléctrica pasan a ser cero. El cálculo supone que la generación desde fuentes renovables alcanza su máximo en el año 2016 con 646 GWh, por lo que se mantiene constante el resto del periodo. Esta situación difiere para la termoelectricidad, que reduce su participación hasta generar en 2025 el 31,08% de la energía eléctrica del país. El incremento de la demanda, lo cubrirían las centrales hidroeléctricas nuevas, alcanzando en el año 2025 una participación del 67,55%, por debajo del objetivo de la Agenda Energética (70%).

Tabla 50 Proyección II de la Participación en generación de electricidad 2015-2025

Año	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	ERNC	Total	Demanda (GWh)
2015	49,49%	46,52%	2,05%	98%	24574,00
2016	51,85%	45,37%	2,20%	99%	29313,00
2017	46,47%	51,71%	1,82%	100%	35571,00
2018	67,60%	30,66%	1,75%	100%	36982,00
2019	79,22%	19,10%	1,68%	100%	38534,00
2020	78,09%	20,29%	1,61%	100%	40009,00
2021	75,01%	23,43%	1,56%	100%	41339,00
2022	72,64%	25,84%	1,51%	100%	42701,00
2023	71,81%	26,73%	1,46%	100%	44205,00
2024	69,97%	28,62%	1,41%	100%	45773,00
2025	67,55%	31,08%	1,36%	100%	47408,00

La Fig. 103 muestra la evolución de la generación de electricidad durante el periodo 2015-2025, para satisfacer la demanda proyectada de la Tabla 50. Los resultados del año 2016 son similares a los publicados en el último balance eléctrico publicado por ARCONEL en septiembre de 2016: Hidroelectricidad (14.720 GWh), Termoeléctrica (11.834 GWh) y ERNC (607 GWh), equivalentes al 53,92%, 43,34% y 2,27%, respectivamente (Ver ANEXO 10).

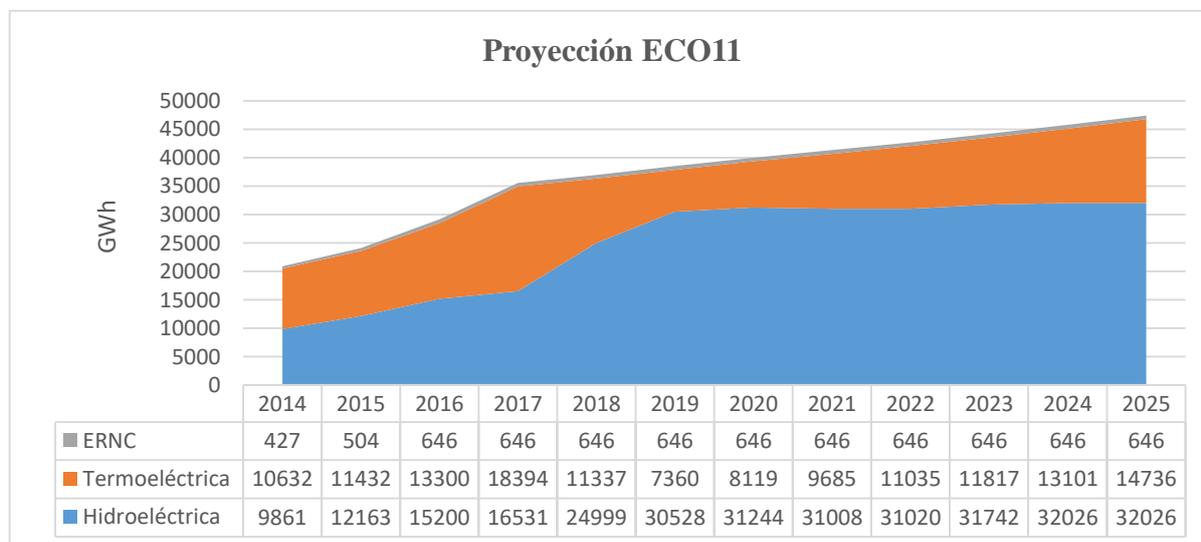


Fig. 103 Proyección II de la generación de energía eléctrica por fuente 2015-2025

5.2.3 Dimensión Ambiental: Escenario II

Del mismo modo que en el escenario coyuntural, en el análisis de la dimensión ambiental solo se elaborará el ENV1 (Emisiones de GEI por la producción y uso de energía, per cápita y por unidad de PIB), en función de proyección de la población y del PIB, calculados previamente con los datos de la CEPAL, FMI y el PME en la Tabla 49 de la dimensión económica.

El análisis simplificado, mediante la relación entre el aumento del consumo de energía y las emisiones de CO₂ registradas en el periodo 2006-2014, permite obtener los promedios totales de producción (0,97) y uso de energía (1,66), que se asumen constantes durante el periodo 2015-2025. Además, mediante la proyección del CFT calculado previamente, se obtiene la variación interanual del consumo energético, que, al multiplicarse por las constantes de uso y producción de energía, resultan en dos factores: FCP y FCU, que representan el incremento anual de las emisiones de CO₂ producto del aumento en el consumo energético del escenario ideal.

Los resultados de la Tabla 51 muestran incrementos de 47% y 92% en las emisiones provenientes de la producción y uso de energía, respectivamente. En el primer caso, se mantiene relativamente constante el nivel de crecimiento del periodo 2006-2014 (45%). Mientras que, las emisiones generadas por el uso de energía superan notablemente el crecimiento presentado entre 2006 y 2014 (42%). Entonces, al igual que en el escenario coyuntural, la mayor proporción del crecimiento en las emisiones de CO₂, son efecto del aumento en el uso de energía.

Tabla 51 Proyección II de emisiones de GEI en la producción y uso de energía 2015-2025

Año	CFT (TEP)	variación CFT	FCP	FCU	Producción (kTon eq. CO2)	Uso (kTon eq. CO2)
2015	14972,89	6,4%	6,2%	10,7%	10761,50	39489,62
2016	15907,71	6,2%	6,1%	10,4%	11413,08	43583,09
2017	16651,78	4,7%	4,5%	7,8%	11930,78	46967,68
2018	17291,80	3,8%	3,7%	6,4%	12375,50	49964,93
2019	18050,87	4,4%	4,3%	7,3%	12902,34	53606,56
2020	18814,67	4,2%	4,1%	7,0%	13431,79	57372,58
2021	19538,42	3,8%	3,7%	6,4%	13932,86	61036,81
2022	20057,69	2,7%	2,6%	4,4%	14291,97	63730,09
2023	20788,32	3,6%	3,5%	6,0%	14796,84	67584,42
2024	21545,93	3,6%	3,5%	6,1%	15319,81	71673,84
2025	22331,57	3,6%	3,5%	6,1%	15861,55	76013,02

Al relacionar los resultados de la Tabla 51 con las proyecciones del FMI para el crecimiento poblacional se obtiene la evolución del ENV1 mostrado en la Fig. 104Fig. 91 para el periodo 2015-2025. Las tendencias de los componentes de este indicador son inferiores al escenario coyuntural para el análisis PIB, que fueron de 53% y 98% en producción y uso de energía respectivamente, mientras que en el escenario ideal los incrementos serían de 12% en la producción y 46% en el uso de energía, resultado del incremento acelerado del PIB.

Las componentes per cápita del indicador, muestran incrementos importantes en las emisiones generadas en el uso y producción de energía, con 30% y 69% respectivamente, valores ligeramente superiores al escenario coyuntural (28% y 66%). Al comparar este crecimiento, con el periodo 2006-2014 (21% y 19%), se tiene que los incrementos en las emisiones per cápita de producción y uso de energía del periodo 2015-2025 son superiores, especialmente en el uso.

Del mismo modo, las emisiones por unidad de PIB en el periodo 2006-2014 crecieron apenas 4% en la producción y 2% en el uso de energía, donde el crecimiento total del PIB fue de 40%, con un incremento en las emisiones de 45% y 12% respectivamente. Es precisamente la variación de estos tres factores lo que ha incrementado los resultados de la Fig. 104, puesto que el PIB entre 2015 y 2025 crecería 31,5%, mientras que las emisiones en la producción incrementarán 47% en la producción y 92% en el uso de energía.

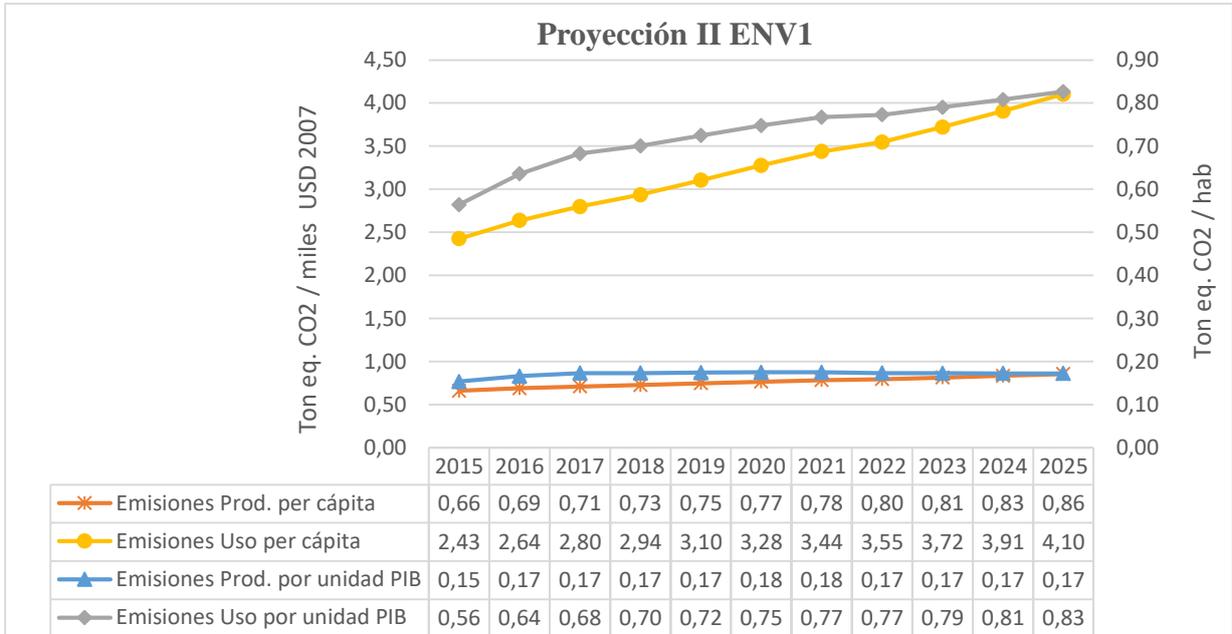


Fig. 104 ENV1 II.- Evolución de las emisiones de GEI per cápita y por unidad de PIB

Utilizando la previsión de Excel al igual que en el escenario coyuntural, para la proyección de las emisiones de CO₂ por unidad de PIB generada en paridad de poder adquisitivo (PPA), en función del registro histórico de la AIE, se tiene que Ecuador sería el único país que incrementa este indicador, pasando de 0,23 en 2015 a 0,26 toneladas CO₂ / miles USD en 2025.

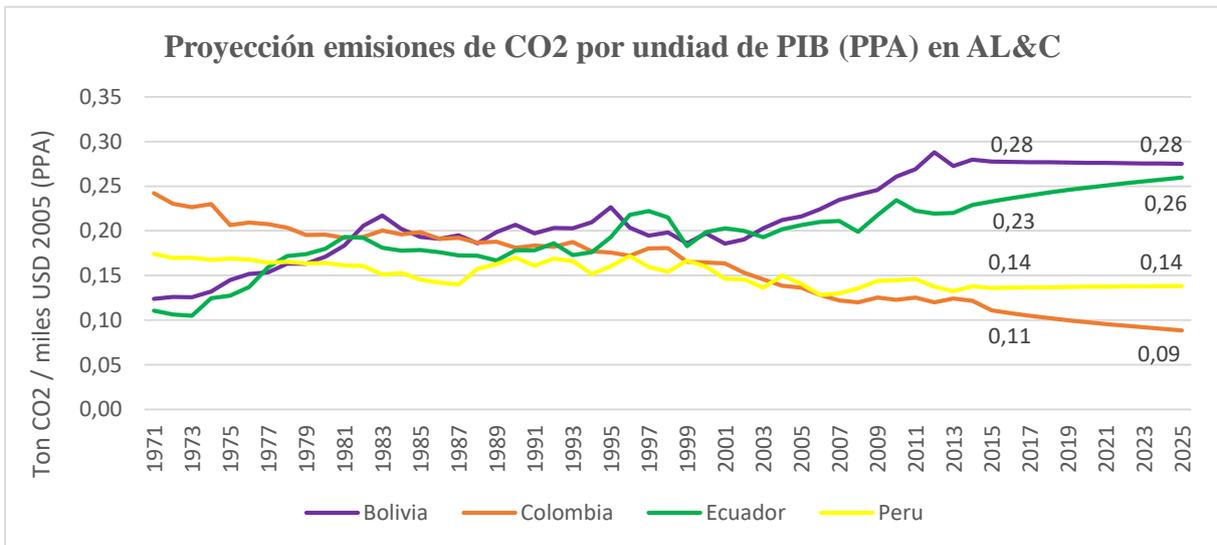


Fig. 105 ENV1.- Evolución de las emisiones de CO₂ por unidad de PIB-PPA (AIE 2016)

5.3 ECUADOR Y EL ACUERDO DE PARÍS

El informe más reciente publicado por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) en enero de 2017, afirma que la temperatura media global ha aumentado en aproximadamente 1,1 °C desde el período preindustrial²⁸, por tanto, el año 2016 fue el más caluroso del que se tienen registros. La temperatura superó en unos 0,83 °C la media a largo plazo, de 14 °C, del período de referencia 1961-1990 establecido por la OMM y en alrededor de 0,07 °C el récord anterior, alcanzado en 2015. Además, los 16 años más cálidos de los que se tengan datos se han registrado todos en este siglo, salvo 1998, año en que hubo un episodio intenso del fenómeno de calentamiento denominado “El Niño” [81]. De ahí que es urgente que los países comprometan sus esfuerzos para poner en marcha el más importante plan de acción contra el cambio climático, desde la firma del protocolo de Kioto. Me refiero específicamente al Acuerdo de París, que fue aprobado por las 196 Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en la 21ª Conferencia de las Partes (COP21) celebrada en París el 12 de diciembre de 2015. Y que entró en vigencia el 04 de noviembre de 2016, previo a la COP22 realizada en Marrakech.

El objetivo principal del Acuerdo de París, se resume en el artículo 2, inciso “a” del documento aprobado: *“Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.”* Además, promover la resiliencia al clima e impulsar el desarrollo con bajas emisiones de GEI mediante flujos financieros direccionados bajo el principio de equidad y de responsabilidades comunes pero diferenciadas.

El artículo 4 del acuerdo, determina que es responsabilidad de cada parte preparar, comunicar (cada cinco años) y mantener las contribuciones a nivel nacional, reflejando la mayor ambición posible. Considerando que las Partes que son países en desarrollo tardarán más en lograr los objetivos, y a partir de ese momento se reducirán rápidamente sus emisiones de GEI. Para el efecto, el artículo 9 indica que los países desarrollados deberán proporcionar recursos financieros a las partes que son países en desarrollo para prestarles asistencia tanto en la mitigación como en la adaptación. Dicha movilización de financiación para el clima debería representar una progresión con respecto a los esfuerzos anteriores. Además, cada parte deberá proporcionar información sobre el apoyo en forma de financiación, transferencia de tecnología y fomento de la capacidad requerido y recibido. Finalmente, establece que la entrada en vigor del acuerdo será el trigésimo día contado desde la fecha en que no menos de 55 Partes en la Convención, cuyas emisiones estimadas representen globalmente por lo menos un 55% del total de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, hayan depositado sus instrumentos de ratificación, aceptación, aprobación o adhesión [82, pp. 2–13].

El libro que contiene el tratado se podrá firmar en la sede de la ONU en New York hasta el 22 de abril del 2017. Después de esa fecha, los países ya no podrán firmarlo, aunque pueden ratificarlo posteriormente. Existe una diferencia entre la firma, que es meramente simbólica y no tiene consecuencias legales y la ratificación del tratado <que no tiene fecha límite> y conlleva la adhesión al acuerdo a partir de la entrada en vigor del mismo (04 de noviembre de 2016). Hasta enero de 2017 han ratificado el acuerdo 126 países, sin embargo, Ecuador no forma parte de esta lista, registrando únicamente su firma el 26 de julio de 2016.

²⁸ El período preindustrial se ha definido de varias maneras, entendiéndose normalmente como el lapso de 1850 a 1899 o el de 1880 a 1899 [81].

De hecho, Ecuador fue uno de los países más crítico respecto a que si bien el acuerdo tiene naturaleza jurídica vinculante, los objetivos de reducción de las emisiones de GEI no lo son. Su principal propuesta durante la COP21 fue la creación de la “Corte Internacional de Justicia Ambiental” para sancionar los delitos contra la naturaleza. En palabras del presidente ecuatoriano: *“nada justifica que tengamos tribunales para proteger inversiones (...), pero no para proteger a la naturaleza”*. La propuesta lamentablemente no obtuvo el apoyo necesario de las partes, aunque durante las negociaciones para la firma del acuerdo, logró incorporar el término “justicia climática” en el documento final.

Un hito importante para la puesta en marcha del Acuerdo, se dio el 03 de septiembre, cuando China y Estados Unidos, los dos mayores emisores de gases de efecto invernadero del planeta, ratificaron el acuerdo. Hasta antes de este evento, tan solo 24 naciones se habían adherido, pero sus emisiones apenas superaban el 1% del total. La decisión de Estados Unidos y China de unirse al grupo fue decisiva, porque ambos suman aproximadamente un 40% de las emisiones mundiales. En este marco, China se compromete a alcanzar su pico de emisiones en el año 2030 y a aumentar hasta el 20% la proporción de fuentes no contaminantes en su consumo total de energía. Estados Unidos, por su parte, deberá reducirlas en un 28% para 2025.

Para alcanzar los objetivos de dicho Acuerdo es preciso un cambio transformacional del sector energético, fuente de al menos dos tercios de las emisiones de GEI. Los cambios ya puestos en marcha en el sector de la energía demuestran la promesa y el potencial de la energía de bajas emisiones de CO₂ y confieren credibilidad a una acción significativa en materia de cambio climático. Según la AIE, en su más reciente edición del World Energy Outlook (Perspectivas de la energía en el mundo, WEO-2016), el crecimiento de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía se estancó completamente en 2015. Esto se debió en su mayor parte a una mejora del 1,8% de la intensidad energética de la economía mundial, una tendencia reforzada por los beneficios derivados de la eficiencia energética, así como por el uso generalizado de fuentes de energía más limpias, esencialmente renovables, en todo el mundo.

En un momento en que la inversión en exploración y producción de gas y petróleo ha descendido bruscamente, la energía limpia ha atraído una parte creciente de los aproximadamente USD 1,8 billones que se invierten cada año en el sector energético. El valor de las subvenciones al consumo de combustibles fósiles se redujo en 2015 a USD 325.000 millones, desde los casi USD 500.000 millones del año anterior, lo cual refleja el descenso de precios de dichos combustibles, pero también un proceso de reforma de las subvenciones que ha ganado impulso en varios países [83, p. 3]. Entre ellos Ecuador, que ha implementado un complejo sistema de focalización de los subsidios, cuyos resultados <al menos desde el punto de vista social>, han influido directamente en el progreso de los indicadores de equidad.

5.3.1 La Contribución Prevista Nacionalmente Determinada de Ecuador

Las contribuciones nacionales se conocen como “INDC” por sus siglas en inglés (Intended Nationally Determined Contributions) y representan las metas de reducción de emisiones de GEI que los países firmantes y ratificantes del acuerdo ofrecen al mundo a través de actividades de mitigación consensuadas en su territorio. Durante la COP20 del 2014 se definió la información mínima que debe presentar el INDC:

- La información debe facilitar claridad, transparencia y entendimiento
- Punto de referencia (año base)
- Periodos y plazo de implementación

- Alcance y Cobertura
- Proceso de planificación
- Supuestos y metodologías de emisiones y capturas (IPCC)
- Demostrar que el compromiso es equitativo y ambicioso.

Además, se acordó que las Naciones Unidas elabore una evaluación del efecto agregado de las contribuciones nacionales sobre las emisiones mundiales y el clima, con ello posteriormente se calculó la cantidad de países que se necesitaban para que entre en vigor el Acuerdo de París. Aunque paralelamente instituciones privadas han evaluado los INDC de la mayoría de países que han ratificado el acuerdo, destaca Climate Action Tracker (CAT), que en español significa el Rastreador de Acción por el Clima, cuyo análisis científico independiente es producido por tres organizaciones de investigación (Climate Analytics, Ecofys y New Climate Institute). Lamentablemente en el caso de Ecuador, todavía no se ha evaluado su INDC a través del CAT.

Por otra parte, en el marco de elaboración de los compromisos nacionales, se estableció que los países pueden ajustar sus compromisos de acuerdo a sus realidades nacionales, bajo un modelo “concéntrico” propuesto por Brasil en el que cada país escoge entre cinco opciones posibles su compromiso en función de su nivel de desarrollo económico:

- (1) Una meta de reducción absoluta en relación al año base anterior
- (2) Una meta de reducción relativa en relación a una proyección de sus emisiones a futuro, referida usualmente como una meta frente a un escenario BAU²⁹.
- (3) Una meta de reducción relativa (en relación a unidad de PIB), respecto a un año base anterior.
- (4) Una meta de reducción per cápita.
- (5) Acciones que no apliquen a toda la economía del país.

Así, países desarrollados como Estados Unidos, se adaptaría a una meta de reducción absoluta, frente a un año base situado entre 1990 y 2005, mientras que la mayoría de países de LA&C se pueden elegir una meta de reducción frente a un escenario BAU, o las otras alternativas siempre que representen un proyecto ambicioso y se ajusten a su realidad socioeconómica.

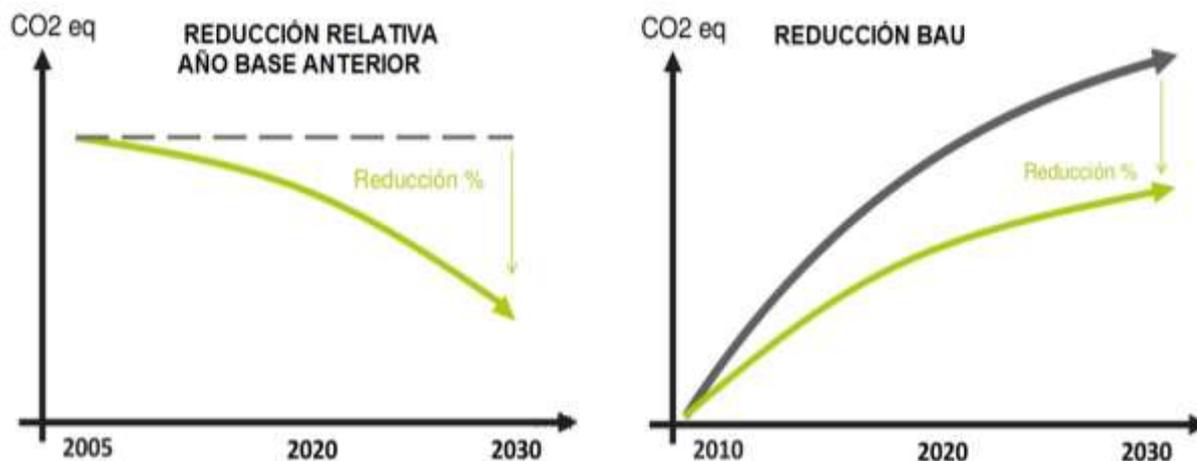


Fig. 106 Meta de reducción de emisiones de GEI según alternativas (1) y (2)

²⁹Business as Usual: La reducción de GEI del país se hará en comparación al nivel de emisiones proyectado al 2030 bajo un escenario de crecimiento en el cual no se implementarían acciones de mitigación.

Dado que el Ecuador se considera como un país en desarrollo, el primer paso hacia consolidar su aporte a la lucha contra el cambio climático es ratificar el Acuerdo de París. La necesidad de que la implementación del Acuerdo de París esté acompañada de un sentido de equidad no es una preocupación única del Ecuador, sino que será un factor determinante en el éxito del acuerdo climático, al representar una prioridad para muchos países en desarrollo.

Cabe destacar que cerca del 90% de los países que han firmado el Acuerdo de París pero que aún no lo han ratificado son países en desarrollo, muchos de los cuales iniciaron ya, al igual que Ecuador, sus procesos de ratificación a nivel nacional pero no los completaron a tiempo para participar en las discusiones iniciales sobre modalidades y procedimientos que se llevaron a cabo en Marrakech [84]. Hasta enero de 2017, la información publicada por Naciones Unidas indica que 127 partes de 197 han ratificado el Acuerdo de París, esto representa el 64,4% de las partes y más del 55% del total de las emisiones globales de GEI.

Ratificar el acuerdo representaría para Ecuador, un enorme conjunto de desafíos y oportunidades importantes para alcanzar el desarrollo sostenible. Respecto a los desafíos, los resultados obtenidos en los escenarios coyuntural e ideal de este capítulo denotan la necesidad que tiene el país de implementar nuevos programas orientados a disminuir la tasa de crecimiento de las emisiones de GEI al ambiente y del consumo de combustibles fósiles. Por el lado de las oportunidades, el país tiene la posibilidad de potenciar a través del apoyo financiero y tecnológico que estipula el Acuerdo, las actividades que el gobierno viene implementando en los ámbitos de la adaptación al cambio climático, el cambio de la matriz energética, la preservación de las reservas de carbono por medio de áreas naturales protegidas e incentivos para la conservación de la flora, como el programa Socio Bosque³⁰.

Las Contribuciones Nacionales que Ecuador presentó en el marco de las negociaciones del Acuerdo, reflejan los esfuerzos por mantener un balance entre los compromisos internacionales y las prioridades nacionales, dado que se presentan metas de mitigación y acciones de adaptación fundamentadas en los objetivos ya existentes en la política pública del gobierno ecuatoriano. De hecho, el objetivo país reflejado en el INDC, es reducir las emisiones exclusivamente en el sector energía entre 20,4 y 25% en relación al escenario BAU hasta 2025.

Además, se ha calculó también un potencial adicional en reducción de emisiones del sector energía entre 37,5 y 45,8% con respecto al BAU, frente a las circunstancias apropiadas en términos de disponibilidad de recursos y apoyo ofrecido por la comunidad internacional, es decir condicionadas a los aportes que realicen los países desarrollados, conforme lo establece el acuerdo. Un escenario dependiente del soporte internacional que se traduciría en que las emisiones por habitante en el sector energía en 2025 sean 40% menores a un escenario sin la implicación de estas medidas [85]. Ambos escenarios contemplan el uso de energía renovable en la matriz de generación eléctrica, impulsada por un 90% de generación hidroeléctrica, situación que difiere de los resultados obtenidos en los escenarios proyectados (coyuntural e ideal) de este trabajo, donde como máximo alcanzaría el 70% en correspondencia con la Agenda Nacional de Energía presentada en 2016 por el propio gobierno ecuatoriano.

El INDC también menciona la restauración de 500.000 hectáreas de bosques al 2017 y 100.000 hectáreas más por año hasta el 2025 mediante el Programa Nacional de Restauración Forestal, contrarrestando la deforestación en el país, aportando a la recuperación de la cobertura forestal y combatiendo el cambio climático. Para el efecto, en mayo de 2015 el país estableció un nuevo

³⁰ Socio Bosque consiste en la entrega de incentivos económicos a campesinos y comunidades indígenas que se comprometen voluntariamente a la conservación y protección de sus bosques nativos, páramos u otra vegetación nativa [96].

Record Guinness en reforestación, sembrando más de 2.200 hectáreas en un periodo de 8 horas, con más de 57.000 voluntarios capacitados. Además, establece que alcanzar la meta máxima significaría una reducción del 40% de las emisiones de GEI en sector energético per cápita en 2025. Las principales características del INDC presentado por Ecuador se resumen en la Tabla 52, obtenidas del documento oficial presentado en las Naciones Unidas.

Tabla 52 Características de la INDC presentada por Ecuador [85]

Tipo de INDC	Relativa (BAU) exclusivamente en el sector energético
Sectores priorizados en mitigación y adaptación	Agricultura y otros usos del suelo, agua, ecosistemas, riesgos, fortalecimiento de capacidades (no diferencia los sectores para mitigación y adaptación).
Meta en adaptación	Fortalecer la capacidad adaptativa (resiliencia) en al menos 50% de los cantones más vulnerables, establecer sistemas de alerta temprana y gestión del riesgo en todos los órdenes de gobierno y alcanzar una tasa de cero deforestación.
Contribución no condicionada	Reducción de emisiones en el sector energía entre 20,40% y 25% en relación a las emisiones proyectadas al 2025 en un escenario BAU.
Contribución condicionada	Reducción de emisiones en el sector energía entre 37,5% y 45,8% en relación a las emisiones proyectadas en un escenario BAU. Condicionadas al apoyo económico y tecnológico internacional.
Calificación	Actualmente no cuenta con una calificación de Climate Action Tracker

Estos resultados se derivarán de una serie de políticas nacionales, que incluyen:

- La introducción de 1.500.000 cocinas de inducción en el primer escenario y 4.300.000 en el segundo.
- La generación eléctrica con el gas asociado de la explotación de crudo a diferentes grados de capacidad mediante la optimización de su uso mediante el proyecto OGE, con influencia en el Distrito Amazónico en procesos propios de la industria petrolera, como bombeo de agua y el funcionamiento de campamentos y comunidades de la zona, reemplazando el uso de diésel para estos fines. La segunda fase de este programa se enfoca en la conexión de esta energía generada al SNI.
- La introducción de una capacidad instalada de generación eléctrica proveniente de plantas hidroeléctricas por 2.828MW adicionales al BAU en el primer escenario y por 4.382MW adicionales al escenario dependiente de las circunstancias internacionales.
- El Tren Eléctrico Transamazónico.
- Los proyectos eólicos San Cristóbal y Villonaco.
- El proyecto de reemplazo masivo de focos incandescentes por focos ahorradores (CFL).

Estas propuestas se alinean con la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC 2012-2025), que a su vez da lugar al Plan Nacional de Cambio Climático (PNCC 2015-2018), instrumento diseñado para hacer efectivas las estrategias de la agenda programática nacional e internacional en el caso del acuerdo de París, de la lucha contra el calentamiento global.

5.3.2 Plan Nacional del Cambio Climático (PNCC)

La ENCC definió una serie de áreas sobre los que centrar la acción para combatir el cambio climático al horizonte 2025. Partiendo de esta definición, el PNCC prioriza una serie de ámbitos de acción hasta el horizonte 2018, incluyendo sectores, ejes transversales y territorios en los que se desarrollarán las acciones tanto de mitigación, adaptación al cambio climático mediante un enfoque de prioridades y objetivos estratégicos conforme lo indica la siguiente tabla:

Tabla 53 Sectores priorizados en el PNCC 2015-2018 [86, p. 17]

Sectores	Objetivos
Agricultura y otros usos de suelo	Objetivo 1. Implementar acciones que permitan el cambio de matriz productiva en el sector Agricultura y otros usos de suelo mejorando su capacidad de adaptación al cambio climático y reduciendo sus emisiones de GEI.
Agua	Objetivo 2. Mejorar la gestión integral del recurso hídrico relacionado a las nuevas condiciones derivadas del cambio climático.
Ecosistemas	Objetivo 3. Impulsar acciones para mejorar la resiliencia del patrimonio natural ante los impactos del cambio climático, fomentando su potencial de mitigación del cambio climático.
Energía	Objetivo 4. Fortalecer la incorporación de criterios de mitigación y adaptación al cambio climático en las acciones dirigidas al cambio de matriz energética.
Ejes Transversales	Objetivos
Fortalecimiento de capacidades	Objetivo 5. Desarrollar acciones dirigidas a mejorar el conocimiento, para establecer metodologías que refuercen la capacidad para la gestión coordinada del cambio climático.
Gestión de riesgo	Objetivo 6. Promover acciones que permitan incrementar la capacidad de respuesta ante los riesgos del cambio climático en los sectores socio-económicos y naturales.
Ejes Territoriales	Objetivos
Territorios	Objetivo 7. Aplicación de lineamientos generales para planes, programas y estrategias de cambio climático en los Gobiernos Autónomos Descentralizados y la inclusión de consideraciones de cambio climático en los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Territorial.
Archipiélago de Galápagos	Objetivo 8. Impulsar acciones que contribuyan al desarrollo de las Islas Galápagos reduciendo sus emisiones de GEI y mejorando su capacidad de adaptación a los impactos del cambio climático.

➤ **Cambio climático en Agricultura y otros usos de Suelo**

Respecto al impacto del cambio climático en el sector agrícola y otros usos de suelo, Ecuador históricamente se ha caracterizado como un país agrícola, puesto que las condiciones ambientales de sus tres regiones continentales favorecen la producción de productos agrícolas, pecuarios, forestales, acuícolas y pesqueros. De ahí que, las fluctuaciones a corto y a largo plazo

del clima, la variabilidad del clima, y el cambio climático pueden tener repercusiones extremas en la producción agrícola, y hacer que se reduzca drásticamente el rendimiento de las cosechas, lo que obligaría a los agricultores a utilizar nuevas prácticas agrícolas en respuesta a las alteraciones de las condiciones, tecnificando la producción, que apoye el cambio de matriz productiva impulsado a nivel nacional, reduciendo sus emisiones de GEI aumentando su resiliencia al clima y mejorando la información base del sector frente a impactos climáticos. Así mismo, el sector enfrenta el reto de limitar la extensión de la frontera agrícola, para reducir los cambios de uso en el suelo y preservar la superficie natural, que tiene un importante potencial como sumidero de carbono, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático. Las medidas definidas se resumen en los siguientes tópicos:

- Ganadería Sostenible (GS), integrando la reversión de degradación de tierras y reducción del riesgo de desertificación en provincias vulnerables.
- Transformación Productiva para la Circunscripción Territorial Especial Amazónica.
- Fortalecimiento de la resiliencia de las comunidades ante los efectos adversos del cambio climático con énfasis en seguridad alimentaria en la cuenca del río Jubones y la Provincia de Pichincha (cantones Pedro Moncayo y Cayambe) “FORECCSA”
- Plantaciones forestales para captura de carbono.
- Manejo Sostenible de la Tierra para combatir la desertificación y la degradación, mitigar los efectos de la sequía y fomentar la adaptación al cambio climático [86, p. 29].

➤ **Cambio climático en el sector agua**

Una de las principales características del territorio ecuatoriano es la importante oferta en sus recursos hídricos, ya que sus cuencas cubren una diversidad de regiones ecológicas, ecosistemas, suelos y condiciones climáticas. El recurso agua es una fuente renovable de generación de energía eléctrica importante para el Ecuador y una de las principales alternativas para el cambio de la matriz energética del país, abandonando progresivamente las fuentes de energía fósil en pos de fuentes renovables. El potencial de mitigación que esto supone para el Ecuador es muy importante, por lo que es tratado específicamente en el sector energía. Las medidas definidas para este sector son:

- Proyecto Andino de Adaptación al Impacto del Cambio Climático sobre los Recursos Hídricos, almacenados en ecosistemas frágiles ubicados en cuencas abastecedoras de pequeñas centrales hidroeléctricas (AICCA).
- Análisis de la vulnerabilidad de las centrales hidroeléctricas emblemáticas ante los efectos del cambio climático en siete subcuencas hidrográficas del Ecuador [86, p. 33].

➤ **Cambio climático en el sector ecosistemas**

En el Ecuador continental existen 91 tipos diferentes de ecosistemas. Pero el 8% de los mismos no se encuentra representado en ninguna de las 49 áreas protegidas existentes y, por tanto, están sujetos a mayores presiones que aquellos que sí se encuentran representados dentro del Patrimonio de Áreas Naturales del Ecuador (PANE). De la superficie marina del territorio ecuatoriano, tan sólo el 13% se encuentra bajo protección. La conservación de los servicios eco sistémicos es vital para el bienestar humano por sus valores de carácter ecológico, socio-cultural y económico. Los bienes y servicios eco sistémicos se integran directamente en las estrategias de vida para la generación de ingresos, la seguridad alimentaria, la salud, reducción del riesgo

productivo o de mercado, para promover la diversificación económica, entre otros mecanismos orientados a reducir el grado de vulnerabilidad ambiental. Las medidas definidas para el sector ecosistemas son las siguientes:

- Mejoramiento de condiciones para la adaptación y mantenimiento de especies, ecosistemas a través del aumento de superficie de áreas bajo alguna categoría de conservación.
- Incremento de las reservas de carbono a través de la restauración forestal y conservación de ecosistemas [86, p. 35].

➤ **Cambio climático en el sector energía**

El sector energía es el más relevante, dado que el objetivo principal del INDC se fundamenta en reducir las emisiones de GEI expresamente provenientes de este sector entre 20,40 y 45,8%, en este sector se incluyen tanto las actividades de generación de electricidad, como aquellos sectores consumidores de energía, en concreto: el transporte, el sector residencial, el público, el comercial y la industria. Los retos que enfrenta el sector están asociados a la diversificación de la oferta energética a través de fuentes renovables, contribuyendo a la mitigación del cambio climático y ligado al proyecto de cambio de matriz energética. Además, optimizar el consumo mediante programas de eficiencia energética e impulsar el consumo responsable en el transporte, la industria y el sector residencial y comercio. Las medidas definidas son:

- Fomentar la eficiencia y soberanía energética con la operación de hidroeléctricas emblemáticas y proyectos eólicos para el periodo.
- Sustitución del uso de GLP por electricidad para cocción y calentamiento de agua.
- Disminuir la demanda de potencia y energía por medio de la reducción del consumo de energía eléctrica para la refrigeración de alimentos en el sector residencial.
- Generación de Capacidades para el Aprovechamiento Energético de Residuos en Sistemas Agrícolas y Pecuarios. enfocado a la Mitigación del Cambio Climático.
- Modernización del transporte terrestre para reducción de emisiones de GEI.
- Optimización Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE) [86, p. 39].

➤ **Fortalecimiento de capacidades**

Al margen de impulsar acciones para adaptarse a los efectos del cambio climático y actuar hacia el desarrollo bajo en emisiones, contribuyendo a los compromisos adquiridos con la CMNUCC, Ecuador trabaja en la creación y fortalecimiento de capacidades y condiciones para la implantación, coordinación y seguimiento de este tipo de acciones. En este sentido, la ENCC identifica una serie de barreras para enfrentar los desafíos del cambio climático, que se han tomado en consideración para la definición de las medidas como se muestra a continuación:

- Desarrollar una agenda de articulación de investigación en torno al cambio climático.
- Desarrollar el Sistema de Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero SINGEI.
- Capacitación continua al personal que maneja las áreas protegidas a nivel nacional en gestión de riesgos y cambio climático.
- Formular políticas y acciones para el desarrollo y la transferencia de tecnología para enfrentar el cambio climático [86, p. 43].

➤ **Gestión de Riesgos**

Los principales riesgos asociados al cambio climático son los ligados a los fenómenos hidrogeológicos. En este sentido son especialmente recurrentes fenómenos como inundaciones, sequías o deslizamientos de tierras, que tienen efectos negativos sobre los sectores productivos, los ecosistemas y la sociedad ecuatoriana en general. El Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017 plantea fortalecer el ordenamiento territorial y la búsqueda de asentamientos humanos sostenibles en lo urbano y rural, la gestión de riesgos como eje transversal de la Estrategia Nacional de Cambio Climático para mejorar las prácticas de preparación, respuesta y recuperación conforme las medidas que se describen a continuación:

- Fortalecer la red de estaciones hidrometeorológicas para el monitoreo de las amenazas climáticas y su respuesta.
- Incorporar el estudio de riesgos climáticos en los proyectos de grandes infraestructuras.
- Impulsar el continuo estudio de la economía del impacto de cambio climático.
- Impulsar la implementación del Plan Estratégico para la Promoción y Protección de la Salud frente al Cambio Climático [86, p. 46].

➤ **Planes de Desarrollo de Ordenamiento Territorial**

El Código de Desarrollo y Ordenamiento Territorial determina que los gobiernos autónomos descentralizados planificarán estratégicamente su desarrollo con visión de largo plazo considerando las particularidades de su jurisdicción, que además permitan ordenar la localización de las acciones públicas en función de las cualidades territoriales. Adicionalmente se plantea incorporar criterios de mitigación y adaptación al cambio climático en la planificación e inversión de los diferentes niveles y sectores del Estado de manera coordinada y articulada [86, p. 47].

➤ **Región Galápagos**

Las Islas Galápagos serían las más afectadas por la variabilidad climática, por el efecto del incremento de la temperatura del mar y su acidez. Aunque no se dispone de información detallada sobre las emisiones de GEI de las Islas Galápagos, se han llevado a cabo diferentes iniciativas relacionadas con la reducción de las mismas, como el programa “Cero Combustibles Fósiles para Galápagos”, que pretende reducir el consumo de combustibles fósiles para la generación de energía en las islas, remplazando el diésel en la generación de electricidad a través de la producción eólica para San Cristóbal y Santa Cruz y fotovoltaica, para Floreana, Baltra, Santa Cruz e Isabela. Así se reducirá la emisión de CO₂ en la producción de energía.

La iniciativa incluye una serie de proyectos y actividades. Por ejemplo, el proyecto ERGAL (Energía Renovable para Galápagos) que busca coordinar esfuerzos y compartir experiencias con el fin de optimizar el uso de los recursos destinados a la re-electrificación de Galápagos con tecnologías basadas en el aprovechamiento de recursos energéticos renovables. Con ellos se espera reducir un 20% de la demanda de combustibles fósiles para las islas. El PNCC aborda también en las Islas Galápagos, el desarrollo de estudios oceanográficos, de tendencias climáticas, de dinámica poblacional de especies y vulnerabilidad socioeconómica de la región, de forma que se mejore el conocimiento que se tiene sobre cómo puede afectar el cambio climático a la dinámica natural y socio-económica de las islas [86, pp. 48–49].

5.3.3 Recomendaciones adicionales al PNCC

Según la AIE, la mayoría de países que ratificaron el Acuerdo de París están en vías de lograr, y de superar en algunos casos, muchos de los objetivos fijados en sus compromisos. Esto en teoría sería suficiente para reducir el aumento previsto de emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con el sector de energía, pero no el necesario para limitar el calentamiento ni siquiera a menos de 2° C. El escenario hasta el año 2040 que plantea la Agencia, contempla la transición de China hacia un modelo económico orientado al consumo interno y al área de servicios, puesto que la construcción de la infraestructura china durante las últimas décadas se apoyó fuertemente en sectores industriales intensivos en energía, como la industria del acero y del cemento. Sin embargo, la demanda de energía de estos sectores ha sobrepasado ya su punto máximo y el descenso previsto para 2040 trae consigo una disminución del consumo industrial de carbón. Luego, casi todo el aumento de la generación eléctrica en China proviene de fuentes distintas del carbón, cuya proporción en el mix energético se reduce desde los 75% actuales a menos del 45% en 2040. Entonces, bajo este escenario, las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía en China se estabilizarían solo ligeramente por encima de los niveles actuales.

Mientras que, en otra de las economías emergentes como la India, la proporción de carbón en el mix energético caería del 75% al 55% de aquí a 2040. Entre las principales economías desarrolladas, Estados Unidos, la Unión Europea y Japón parecen estar claramente en vías de lograr sus compromisos climáticos, si bien será vital que estos países introduzcan mejoras suplementarias en materia de eficiencia energética. Prestando una atención permanente a una implementación completa y oportuna, los compromisos son suficientes, de manera conjunta, para limitar el aumento de las emisiones mundiales de CO₂ a una media anual de 160 millones de toneladas. Esto supone una notable reducción en comparación con el aumento anual medio de 650 millones de toneladas registrado desde el año 2000. Pero el incremento constante de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía, que alcanzarían las 36 giga toneladas en 2040, implica que el objetivo global establecido en el Acuerdo de París, de alcanzar un punto máximo de emisiones “lo antes posible” no se cumplirá [83, p. 3].

Respecto a AL&C, de los 32 países que se adhirieron al Acuerdo, 19 de ellos han presentado su instrumento de ratificación hasta octubre de 2016, prácticamente todos los países hacen referencia a la necesidad de recibir financiamiento internacional para poder lograr las metas propuestas. En total 22 países, incluido Ecuador, plantean dos tipos de metas: Objetivos a alcanzar de manera incondicional, y metas condicionadas. Los objetivos a alcanzar de manera incondicional son aquellos que se llevarán a cabo con los recursos propios (tecnológicos, de capacidades y financieros) del país. En contraste, las metas condicionadas requieren de recibir apoyo externo que puede ser financiero, pero también tecnológico o de desarrollo capacidades.

La Fig. 107 muestra las contribuciones de los países latinoamericanos, obtenidas de un análisis de las INDCs presentadas por los países firmantes del acuerdo hasta junio de 2016, dicho estudio fue realizado por Euroclima y el resumen mostrado en la gráfica es un trabajo elaborado por ConexiónCOP, un grupo de líderes de opinión sobre cambio climático. Las emisiones de AL&C representan el 9,3% de las emisiones mundiales, mientras que las de Ecuador equivalen aproximadamente al 0,15% de dichas emisiones. Si se comparan los compromisos de cada país, resulta evidente que los esfuerzos se enfocan a la realidad socioeconómica de cada uno. Costa Rica es el único país que establece un límite absoluto, con una meta de 1,73 toneladas equivalentes de CO₂ per cápita y una reducción de las emisiones de 25% respecto al año 2012. Mientras que los países vecinos, utilizados para analizar el comparador en los indicadores energéticos del desarrollo sostenible: Perú y Colombia, presentan metas respecto a un escenario BAU, planteando una reducción incondicional de las emisiones del 20% en ambos casos y una

reducción condicionada del 30% también en ambos casos. Ecuador, es el único país en LA&C que propone reducir sus emisiones en un escenario BAU exclusivamente en el sector energía, que representan aproximadamente el 50% de las emisiones de GEI totales.



Fig. 107 Compromisos de reducción de emisiones de GEI en América Latina [87]

Entonces, más allá de los programas y proyectos que se describen en los múltiples planes, estrategias y agendas elaboradas por los organismos gubernamentales, los resultados obtenidos en los indicadores energéticos del desarrollo sostenible durante el periodo 2006-2014 y en los escenarios coyuntural e ideal permiten visualizar un panorama de los principales problemas del sector energético en las dimensiones social, económica y ambiental. Con ello, se pueden establecer recomendaciones en las áreas prioritarias, donde la ejecución de acciones concretas genere un mayor impacto en la reducción de la emisión de GEI. Seguramente, la gran mayoría de estos tópicos están siendo analizados de manera permanente por instituciones como el Ministerio de Ambiente o el Ministerio de Energía del Ecuador. Sin embargo, la idea es que converjan criterios mínimos enfocados a combatir el cambio climático desde el sector energía, dado que los indicadores desarrollados en este trabajo y el INDC presentado ante la ONU son también función del nivel de emisiones de GEI en el sector exclusivamente energético.

Según el BEN, la distribución de las emisiones de GEI entre 2006 y 2014 se mantuvo prácticamente constante, donde la reducción más importante se dio en el sector residencial con -2,7%. Luego, bajo el supuesto de que se mantuviese constante la proporción promedio de dicho periodo, los cinco principales sectores emisores de GEI serían el sector transporte (39,1%), Industrial (13,1%), centrales eléctricas (13,12%), residencial (9,2%) y construcción (8,69%). Conforme la lógica del mayor impacto, los programas deberían enfocarse en reducir las emisiones de estos cinco componentes y en función de ello se plantear recomendaciones.

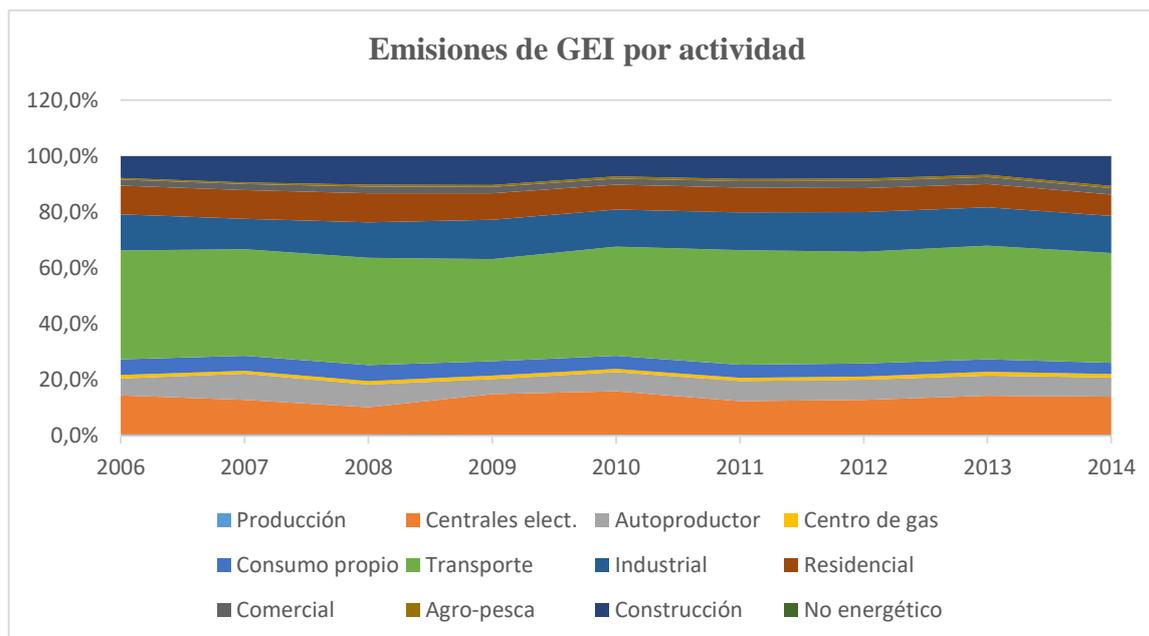


Fig. 108 Emisiones de GEI en ton de CO2 equivalente 2006 – 2014 (BEN)

Si se toman como escenarios BAU el coyuntural e ideal de la proyección emisiones de GEI hasta el año 2025 y considerando que dichas emisiones pertenecen a la producción y uso de energía, se pueden estimar las emisiones de GEI máximas permitidas para lograr la meta planteada en el INDC en ocho nuevos escenarios:

Tabla 54 Escenarios posibles de crecimiento de emisiones de GEI al 2025

ESCENARIO	2010	2015	2025	Variación 2015-2025	Variación 2010-2025
I (20,4%)	37747,30	50115,50	71524,46	42,7%	89,5%
II (20,4%)	37747,30	50251,11	73132,16	45,5%	93,7%
I (25,0%)	37747,30	50115,50	67391,14	34,5%	78,5%
II (25,0%)	37747,30	50251,11	68905,93	37,1%	82,5%
I (37,5%)	37747,30	50115,50	56159,28	12,1%	48,8%
II (37,5%)	37747,30	50251,11	57421,61	14,3%	52,1%
I (45,8%)	37747,30	50115,50	48701,33	-2,8%	29,0%
II (45,8%)	37747,30	50251,11	49796,02	-0,9%	31,9%
Coyuntural (I)	37747,30	50251,11	89854,85	78,8%	138,0%
Ideal (II)	37747,30	50115,50	91874,57	83,3%	143,4%

La Fig. 109 compara considera como escenario BAU al coyuntural, obteniendo como resultado para la meta incondicional menos ambiciosa de emisiones de GEI (-20,4% respecto al BAU), un aumento de sus emisiones en 42,7% como máximo respecto al año 2015 y 89,5% respecto al año 2010. En el caso de la meta incondicional más ambiciosa (-25,0% respecto al BAU), las emisiones podrían aumentar en 34,5% como máximo respecto a 2015 y 78,5% respecto a 2010. Mientras que las metas condicionadas plantean un escenario mucho más complejo, la meta condicionada menos ambiciosa plantea un crecimiento en las emisiones máximo de 12,1% respecto al año 2015 y la más ambiciosa incluso plantea reducir las emisiones en -2,8%.

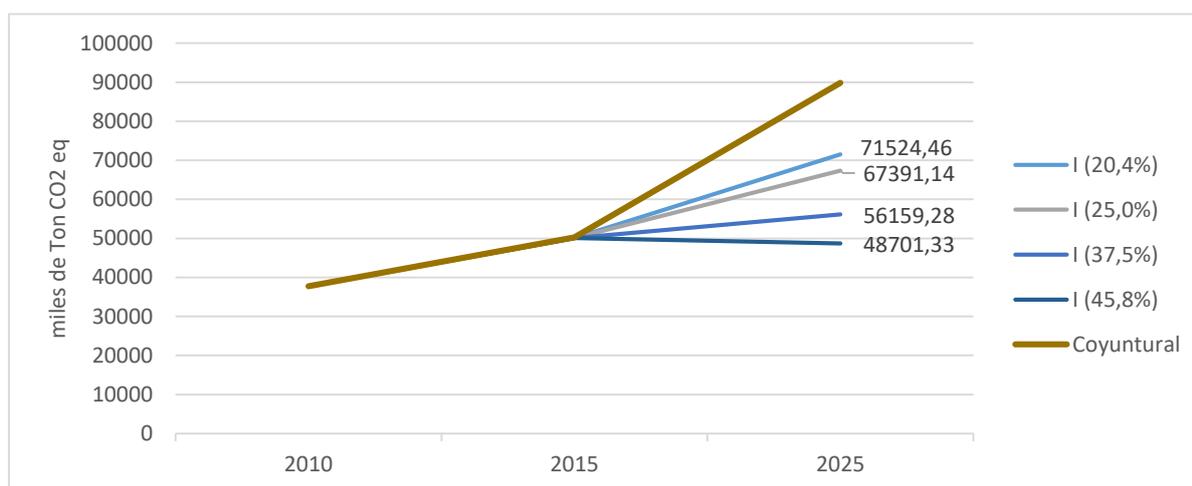


Fig. 109 Proyección de las emisiones en el sector energía VS el escenario coyuntural

De manera análoga, la Fig. 110 toma como escenario BAU al ideal, obteniendo como resultado para la meta incondicional menos ambiciosa incrementos en 45,5% como máximo respecto al año 2015. Para meta incondicional más ambiciosa, las emisiones podrían aumentar en 37,1% respecto al mismo año. Además, la meta condicionada menos ambiciosa plantea un crecimiento en las emisiones máximo de 14,3% en comparación al año 2015 y la más ambiciosa incluso plantea reducir las emisiones en -0,9%.

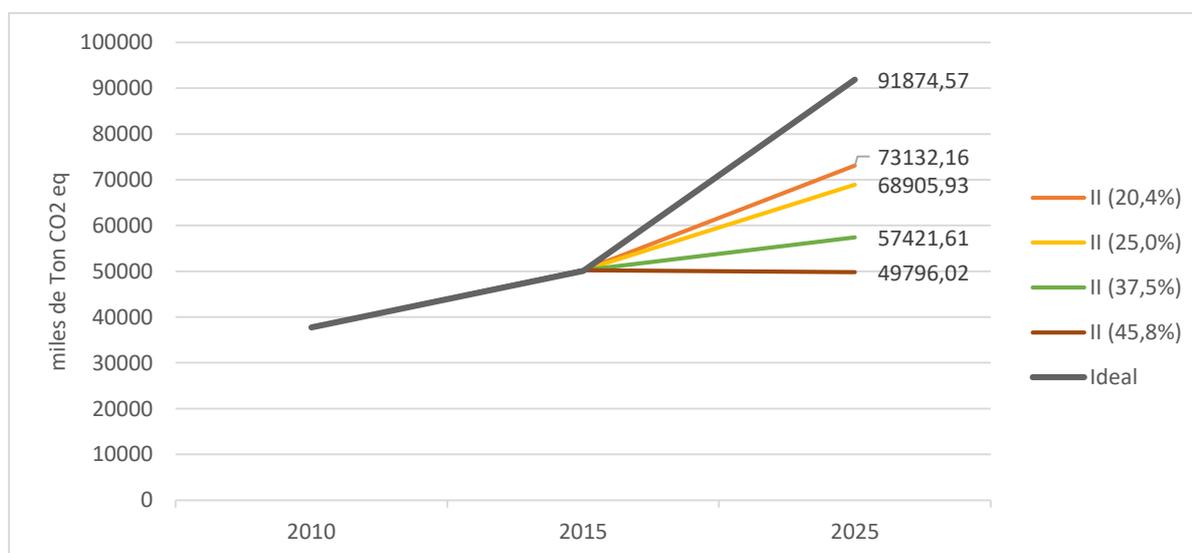


Fig. 110 Proyección de las emisiones en el sector energía VS el escenario ideal

5.3.3.1 Transformación del sector transporte

Cuando se analizaba en el capítulo tres, la intensidad energética de los sectores respecto al PIB generado, se hizo énfasis en el problema que representa el sector transporte, con un indicador 6,4 veces mayor que la intensidad energética total del país en términos de CFT. No solo es el sector que mayor GEI emite, sino que el valor agregado que genera es relativamente bajo al compararlo con el resto de sectores, con un promedio de 6,5% durante el periodo 2006-2014.

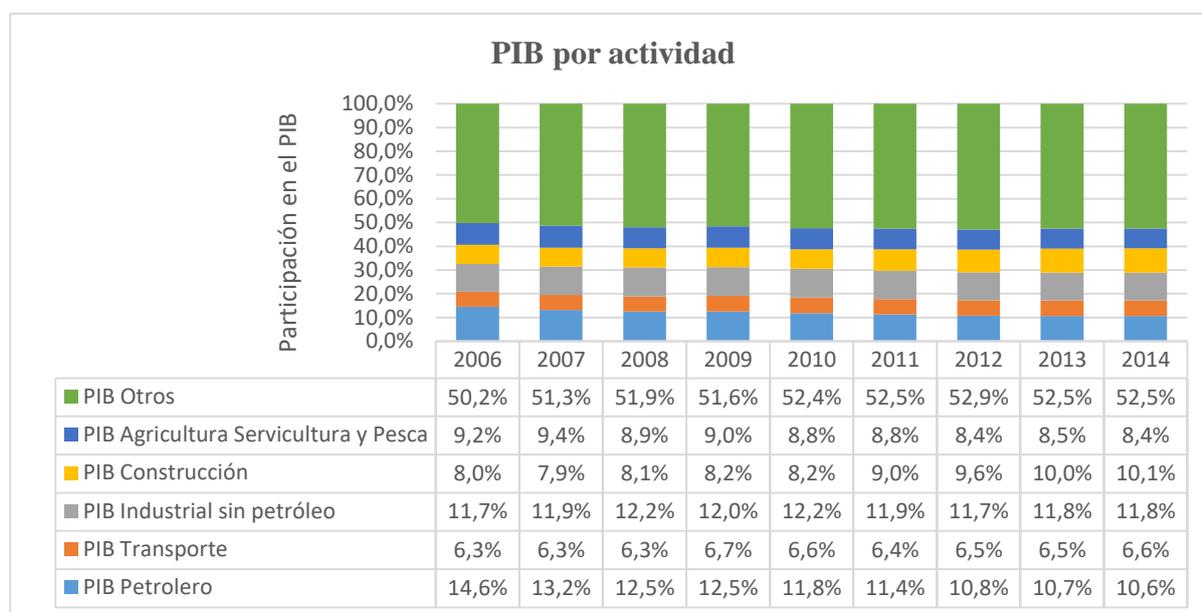


Fig. 111 Proporción 2006-2014 del PIB distribuidos por actividad (BEN)

Además, en términos de cantidad de energía utilizada para trasladar tanto bienes como personas, del ECO9 denotaba el incremento presentado en los Autos y Jeeps de 55,82% y los Buses en 50,83%. Si bien, el PNCC propone impulsar el transporte masivo y sostenible mediante la modernización del transporte terrestre en el ámbito de mitigación del cambio climático, no se especifican los programas que se ejecutaran de manera concreta. Destacan en el PME, la construcción del tranvía eléctrico de Cuenca y el metro de Quito, ambas obras ya se encuentran en fase constructiva, de hecho, se espera que durante el 2017 finalice el proyecto del tranvía. En contraste, el metro de Quito forma parte de múltiples cuestionamientos, tras el escándalo de corrupción de la brasileña Odebrecht, que formaba parte del consorcio a cargo de la construcción de la segunda fase junto con la española Acciona, esta última conforme lo estipulaba el contrato ha quedado sola en la conclusión de esta fase del metro.

El problema de movilidad no solo se encuentra en Quito y Cuenca, el crecimiento del parque automotor, especialmente de los vehículos de uso particular hace evidente en las principales ciudades del país, la necesidad de un plan nacional de movilidad y uso eficiente del transporte público. Pese a que la Constitución del Ecuador garantiza el derecho a la ciudad, a la función social y ambiental de la propiedad y al hábitat y a la vivienda digna; el modelo de desarrollo urbano del país no ha sido sustentable y ha generado ciudades cada vez más congestionadas. En Quito se ha tenido que implementar un sistema restricción vehicular, que prohíbe el uso de vehículos particulares los días laborables de la semana de acuerdo al número de matrícula, denominado “pico y placa”. De modo que, si existen 10 números finales posibles en el rango de 0 a 9, los dos primeros no circulan el lunes, y así sucesivamente hasta que los dos últimos

no circulan los viernes, en los horarios de mayor concentración de tráfico vehicular: desde las 07:00 a 09:30 y de 16:00 a 19:30. Esta, indudablemente no es una solución viable a largo plazo y menos aún un modelo a seguir en el resto de ciudades del país.

El crecimiento de los asentamientos urbanos debe adaptarse una planificación responsable, apoyado por políticas públicas que regulen y sancionen la falta de control por parte de los gobiernos autónomos descentralizados. Además, se deben establecer incentivos para las ciudades inviertan en planes de movilidad que impulsen el uso del transporte público y que este a su vez sea ejemplo de eficiencia energética, mediante la modernización de la flota de vehículos. En el caso de la renovación del transporte público, el gobierno central a través de la ANT ha implementado el plan “Renova” y la chatarrización³¹ de los vehículos entregados como parte de pago para obtener un nuevo vehículo, que a la vez son cofinanciados por el estado. Dicha institución revela que se han dado de baja 10.840 vehículos en periodo 2008-2012.

Tabla 55 Vehículos dados de baja por la Agencia Nacional de Tránsito [88]

Vehículos chatarrizados – Años 2008 - 2012						
Modalidad de transporte	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Subtotal
Taxi	399	1310	2611	1967	415	6702
Carga liviana	4	96	349	356	44	849
Escolar	2	348	516	483	96	1445
Urbano	3	154	84	270	76	587
Inter e intraprovincial	0	202	210	287	86	785
Carga Pesada	2	30	110	194	136	472
Totales:	410	2140	3880	2196	853	10840

Al respecto, en el marco de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Vivienda y Desarrollo Urbano Sostenible desarrollado en Quito entre el 17 y 20 de octubre de 2016, también conocido como “Habitat III”, se elaboró la Nueva Agenda Urbana (NUA), documento que servirá de guía para el desarrollo sostenible de las ciudades durante los próximos 20 años. Ésta imagina las futuras ciudades como espacios con una función social, que contribuyan a impulsar el derecho a proporcionar una vivienda digna [89, pp. 1–20]. Así, entre los principales principios que defiende el texto se encuentra el fomento de:

- Ciudades compactas: Promover la urbanización sostenible con edificaciones en altura (densidades altas y mínimas, e incrementales) y en torno a los nodos de transporte. Facilitando, de esta forma, la inclusión social y la disminución de las desigualdades sociales. Primando la calle frente a la vía como estructura urbana principal.
- Ciudades conectadas: Establecimiento de potentes redes de conexión privilegiando sistemas de movilidad apropiados y promoviendo el uso del transporte público.
- Ciudades integradas: A través de la promoción de los usos mixtos del suelo se pretende conseguir ciudades más sostenibles que reduzcan la dependencia que existe actualmente del automóvil.
- Ciudades incluyentes: Que fomenten la justicia espacial, la diversidad social y cultural.

³¹ Pueden ser sometidos al proceso de chatarrización los siguientes vehículos: Obligatoria mente aquellos vehículos que hayan superado su vida útil; de manera voluntaria, los vehículos que tengan una antigüedad mínima de 10 años y obligatoriamente, los vehículos que hubieran sufrido un daño material que se considere como pérdida total por parte de la aseguradora [88].

Entonces, la modernización de los sistemas de transporte nacionales forma parte de la solución, pero no será suficiente para disminuir el consumo energético y por ende el grado de contaminación que este representa. Además, desde el punto de vista social, la concentración de los automóviles privados entre los quintiles más ricos de la población significa que esos grupos son los que se benefician más de los subsidios al consumo de combustibles fósiles y las inversiones en infraestructura vial. De ahí que, es necesario una política de focalización de los subsidios a los combustibles fósiles y la tributación a las actividades contaminantes, de modo que se reduzca el uso del transporte privado y haga más atractivo el uso transporte público, siempre que se puedan garantizar estándares mínimos de calidad y se disminuya la inseguridad en la vía [90, p. 164]. Entendiéndose por inseguridad tanto, los delitos (robo) a pasajeros <especialmente en transporte urbano> como los accidentes de tránsito <comunes en transporte interprovincial e intercantonal> debidos a errores mecánicas y humanos.

Por otra parte, en una sociedad cada vez más conectada a través del Internet de las Cosas (IoT) es necesario impulsar políticas que permitan la introducción de un nuevo paradigma económico conocido como “procomún colaborativo”, término acuñado por Jeremy Rifkin en su libro: “La sociedad del coste marginal cero”, en el que hace referencia a un modelo de economía horizontal de intercambio, libre de intereses económicos, abundante y en permanente innovación, en la que los consumidores se convierten en productores de bienes “prosumidores”. Es inevitable no comparar esta definición con lo establecido en el PND como “Buen Vivir”, la forma de vida que permite la felicidad y la permanencia de la diversidad cultural y ambiental; es armonía, igualdad, equidad y solidaridad; sin buscar la opulencia ni el crecimiento económico infinito. La convergencia de ambos términos, aunque suene un tanto utópico, permitirían democratizar la economía mundial y crear una sociedad más sostenible.

Si bien el desarrollo de nueva tecnología en el Ecuador es apenas incipiente, la globalización ha permitido que sus ciudadanos se encuentren conectados a redes de telecomunicaciones de calidad, por ejemplo, la velocidad de conexión promedió fue de 5,3 Mbps en 2016, al igual que Argentina y por debajo de Chile (7,3 Mbps), Uruguay y México con 7,1Mbps. Luego, se debe incentivar el desarrollo de Sistemas Inteligentes de Transporte (SIT), medios de control, transmisión y procesamiento de información, que permitan aprovechar de manera eficaz los recursos disponibles permitiendo que los usuarios dispongan de herramientas y datos que faciliten sus desplazamientos mediante diferentes opciones de transporte (público o privado). Es decir, fomentar el uso compartido de vehículos privados y sincronizar los tiempos del transporte público con el usuario de aplicaciones móviles al alcance de cualquier ciudadano.

Por ejemplo, mediante la información que recolecta el sistema de video vigilancia del ECU 911³² se podrían generar algoritmos que mediante una aplicación móvil informen a los usuarios el nivel de congestión vehicular en las carreteras, e inclusive sincronizarlo con tableros de mensajes dinámicos de información vial. Además, se requieren implementar sistemas de pago electrónico en los peajes, de modo que los pagos de tarifa de transporte no requieran personal que se desplace permanentemente a estos puntos de cobro y se pueda coordinar a través de un sistema único de atención las emergencias viales, localizada en puntos estratégicos y no necesariamente donde se encuentran ubicados los peajes. Esto implica también, un sistema de gestión de tránsito mediante sistemas inteligentes de semáforos, que calculen el tiempo que deben permanecer los coches parados en función de las condiciones del tráfico a través de la misma información que suministre el ECU 911.

³² ECU 911: Sistema Integrado de Seguridad (SIS) que coordina la atención de los organismos de respuesta articulados en la institución para casos de accidentes, desastres y emergencias movilizandoo recursos disponibles para brindar atención rápida a la ciudadanía.

Finalmente, pese a ser un factor pequeño en la demanda mundial de electricidad, el incremento previsto del consumo eléctrico en el transporte por carretera marca una tendencia cada vez más amplia, ya que los coches eléctricos atraen a más consumidores, aparecen más modelos en el mercado y la brecha de precios con respecto a los vehículos clásicos sigue estrechándose. El número de coches eléctricos en el mundo alcanzó los 1,3 millones en 2015, casi el doble del nivel registrado en 2014. Aunque los costes de las baterías siguen descendiendo, las políticas de apoyo son indispensables para animar a más consumidores a preferir los vehículos eléctricos a los convencionales[83, p. 4]. En Ecuador los vehículos eléctricos, cuyo valor no supere los USD 30.000, gozan de exoneración de impuestos para su importación. Además, existe el Impuesto Ambiental a la Contaminación Vehicular, conocido como “impuesto verde”, que toma en cuenta la antigüedad de los automóviles y el cilindraje de los motores y que se debe pagar anualmente junto con la matrícula del vehículo. Sin embargo, la infraestructura necesaria para que los vehículos eléctricos recarguen sus baterías es una tarea pendiente, los centros de carga son prácticamente inexistentes. La planificación urbana debe considerar entre sus prioridades la infraestructura necesaria para satisfacer la demanda energética que significará el ingreso de los vehículos eléctricos al parque automotor. Más aún, teniendo en cuenta que la matriz de generación eléctrica con predominio hidroeléctrico, garantizaría que la energía utilizada sea renovable obteniendo una disminución neta de emisiones de GEI.

5.3.3.2 Regulación en el sector industrial

Ecuador se encuentra en pleno proceso de industrialización a través de la diversificación de su matriz productiva, desarrollando industrias estratégicas como la Refinería del Pacífico, astilleros, petroquímica, metalurgia, siderúrgica y en el establecimiento de nuevas actividades productivas: maricultura y biocombustibles que amplíen la oferta de productos ecuatorianos y reduzcan su dependencia de las importaciones. Ello implica necesariamente aumentar el consumo de energía en el sector industrial, lo que desde el punto de vista ambiental resulta negativo puesto que significa aumentar las emisiones de GEI. La producción de energía eléctrica desde fuentes renovables constituye un avance importante, dado que el 43% de energía eléctrica generada, la utiliza el sector industrial. Mientras que, del lado de los combustibles, la industria consumió en 2014 el 25% del diésel y el 9% del GLP. Sin embargo, de los 19 millones de BEP consumidos en la industria ese año, el diésel representó el 45%, seguido de la electricidad y del fuel oil con 28 y 14% respectivamente [15, p. 35].

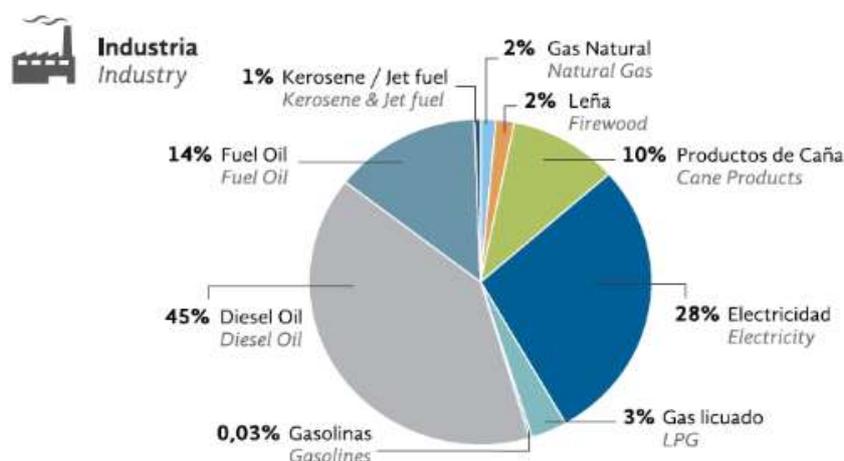


Fig. 112 Participación de la energía utilizada en la industria durante el 2014

Centrar las recomendaciones en la eficiencia energética del sector industrial sería redundar en los múltiples proyectos que se vienen ejecutando a través del aparato estatal. Más bien, lo ideal en este sector es medir el impacto de las medidas implementadas e interpretar si se han dado las condiciones para la gestión de los cambios ambientales. La mayoría de empresas de manufactura tienen personal de seguridad, salud y ambiente (SSA) encargado de la seguridad de prevenir accidentes laborales y “en teoría” de asegurar que se cumplan las normativas internas en cuanto al manejo de residuos y el control de las emisiones de GEI.

Sin embargo, es necesaria la implementación masiva de Sistemas de Gestión Ambiental (SGA) certificado bajo estándares internacionales. La norma internacional ISO 14001 forma parte de la familia ISO 14000 y es aplicable a cualquier empresa, sean cuales sean su rama de actividad, tamaño y país de operación. Esta norma certifica que una entidad ha puesto en práctica un sistema de gestión ambiental basado en el cumplimiento de la legislación nacional y con mejoramiento continuo de su desempeño. Esta certificación ambiental goza de reconocimiento internacional y se refiere al sistema de gestión ambiental propio de cada empresa, tras auditorías diseñadas para evaluar su desempeño ambiental [57, p. 218]. La Fig. 113 muestra como variaron desde el año 2007 la cantidad de empresas certificadas con la norma ISO 14001 en Sudamérica, donde se aprecia que Ecuador se encuentra en de países como Chile, Argentina, Brasil y Colombia. Si comparamos la variación entre 2007 y 2014, Ecuador pasó de 78 a 139 empresas certificadas, un incremento de 142,3%, superior a los avances de países como Chile (96,2%), Brasil (72,1%) y Argentina (32,6%), pero muy por debajo del progreso de sus vecinos y principales competidores comerciales Perú (209,6%) y Colombia (1017,5%).

Los beneficios de implementar la norma de manera en las empresas ecuatorianas, no solo se verá reflejada en la reducción de emisiones de GEI, sino que también aumentará la competitividad del sector industrial con impactos positivos en la dimensión económica. Además, esta norma se alinea con otras normas de sistemas de gestión mucho más comunes en las empresas nacionales, como la ISO 9001 (Calidad) o las OHSAS 18001 (Seguridad y Salud Laboral), por lo que facilita la creación de sistemas integrados. Entonces, se deben crear las herramientas legales que incentiven al sector industrial a invertir en la implementación de esta norma e inclusive de otras como la ISO 50001 (Sistema de Gestión de energía), empezando por las empresas públicas de elevado consumo energético como Petroecuador y Petroamazonas.

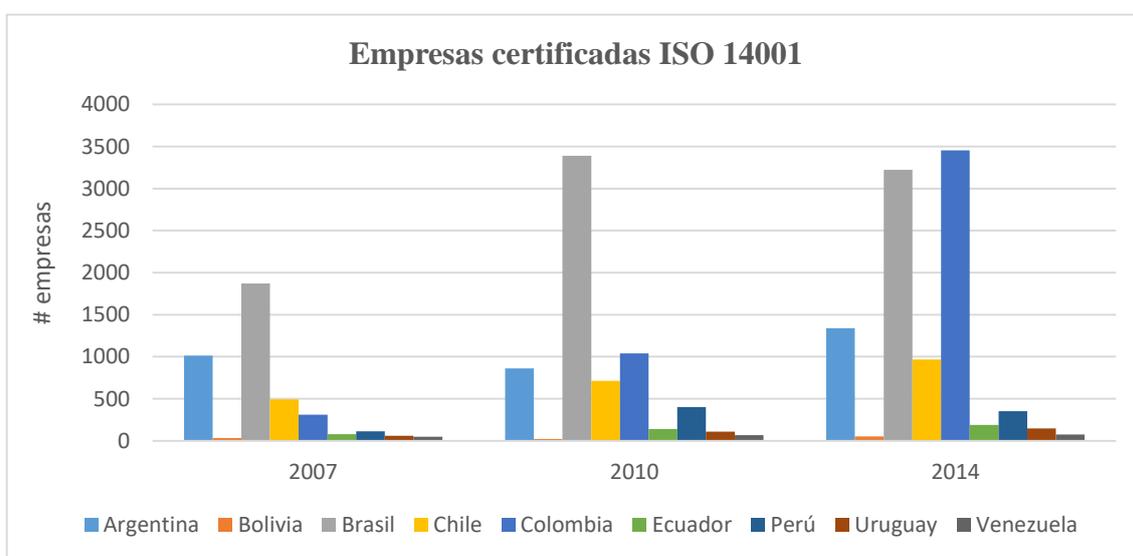


Fig. 113 Cantidad de empresas con certificación ISO 14001 (CEPAL)

CAPÍTULO VI

6.1 CONCLUSIONES

- El impacto del Cambio de la Matriz Energética del Ecuador ha sido positivo en los tres aspectos que involucran al desarrollo sostenible, sin embargo, requiere consolidarse con la construcción de la Refinería del Pacífico. La operación de los proyectos emblemáticos marca un antes y un después en la forma de generar electricidad en el país y representa el primer paso hacia la soberanía energética, dado que las importaciones netas de electricidad desde el año 2017 serán cero. La Agenda de la Energía 2016-2040 establece como meta mantener al menos un 70% de participación de la hidroenergía del total de electricidad producida anualmente en el SNI hasta el 2040, objetivo que según los escenarios coyuntural e ideal de este trabajo se alcanzará sin problema, al menos hasta el año 2025, independientemente de las condiciones económicas que se presenten.
- Los resultados de los indicadores energéticos elaborados en la dimensión social (SOC1, SOC2 y SOC3) muestran una tendencia altamente favorable hacia la consecución del desarrollo sostenible. Dada la correcta ejecución de los proyectos programados en el Plan Maestro de Electrificación, se ha logrado reducir la población sin acceso a la electricidad y sustituir el uso de leña en los quintiles con menores ingresos, al punto de que los avances en equidad y accesibilidad representan el mayor porcentaje de progreso posible <con 22%> de las tres dimensiones analizadas en la evaluación del impacto.
- Desde la dimensión económica los resultados son menos notorios, con un 8% de aporte al desarrollo sostenible. Se debe trabajar en los proyectos de eficiencia energética que disminuyan el consumo de combustibles especialmente en el sector transporte e industrial. Es indudable que el crecimiento del PIB ha sido el mayor responsable del progreso en los indicadores energético – económicos, por lo que las perspectivas desfavorables de crecimiento utilizadas para simular el escenario coyuntural <en base a datos del FMI>, afectan negativamente a esta dimensión, especialmente en las intensidades energéticas desagregadas. Mientras que, desde el escenario ideal, las intensidades energéticas tienden a estabilizarse desde el año 2019.
- El progreso en materia ambiental refleja un panorama ambiguo, donde, por una parte, la media de emisiones per cápita de GEI es inferior a la de LA&C, pero superior a la de sus países vecinos Colombia y Perú. Mientras que, las emisiones por unidad de PIB son superiores inclusive al promedio regional. Un progreso real de apenas 6% en la evaluación del impacto a la sostenibilidad, indica que los programas ejecutados para disminuir la tasa de crecimiento de emisiones de GEI, no han sido, ni serán suficientes para alcanzar los objetivos internacionales y el desarrollo sostenible. Por tanto, es necesario ratificar el Acuerdo de París, para comprometerse a reducir las emisiones de GEI respecto a un escenario BAU y que el país asuma su compromiso en la lucha contra el cambio climático, con metas concretas en los plazos establecidos por el acuerdo.
- El sector transporte es el más ineficiente de los sectores económicos (incluyendo residencial, comercial e industrial), puesto que es el que más energía consume, más emisiones de GEI produce y menos valor agregado genera. La introducción de nuevas tecnologías en este mercado, como el vehículo eléctrico y los Sistemas Inteligentes de Transporte, acompañados de políticas regulatorias y tributarias que incentiven el uso masivo del transporte público serán fundamentales durante la transición de un país

petrolero a uno cuya matriz productiva se diversifique y consuma energía principalmente proveniente de fuentes renovables.

- El escenario energético coyuntural prevé que la intensidad energética desagregada por sectores económicos se disparará hasta el año 2025 de mantenerse un ritmo de consumo energético similar al estimado en la hipótesis 2 del Plan Maestro de Electrificación; influenciado por la reducción del crecimiento económico visto como variación interanual del PIB. El efecto en la dimensión ambiental será negativo, puesto las emisiones de GEI en uso y producción de energía también se relacionan por unidad de PIB, teniendo en 2025 un incremento total de 78,8% respecto al año 2015.
- En el caso del escenario ideal, la recuperación acelerada de la economía permitiría concluir los proyectos del Plan Maestro de Electrificación y los programas liderados por otras instituciones gubernamentales, beneficiando a la dimensión social al reducir las pérdidas de transmisión y distribución en 4,4 y 2% respectivamente hasta 2025. Además, las intensidades energéticas incrementarán especialmente en el sector agrícola (67%) debido a la industrialización del agro ecuatoriano. Las emisiones de GEI crecerían (83,3%), ligeramente más que en el escenario coyuntural, debido al aumento de consumo energético que representará el cambio de matriz la productiva de Ecuador.

6.2 RECOMENDACIONES

- La elaboración de varios de los indicadores sociales requiere información disponible en las encuestas (ENIGHUR) elaboradas cada ocho años por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, ante lo cual, actualizar los indicadores anualmente se vuelve complejo. De ahí que, se deberían realizar dichas encuestas en intervalos menores de tiempo, siendo ideal como mínimo cada cuatro años, de forma que coincida con el periodo que cada gobierno dispone ejerce sus funciones.
- En el análisis de las intensidades energéticas desagregadas (Sectores industrial, comercial, agrícola, residencial y transporte), la falta de información de los países miembros de la región Latinoamericana impidió que se elabore el comparador para valorar el impacto de la variación entre países en estos indicadores. Por lo que es recomendable recopilar la información de los balances energéticos de cada país y añadirlos al análisis, para cuantificar de mejor manera el progreso obtenido en la dimensión económica y hacer un análisis más profundo de cada uno de ellos.

6.3 FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

- Si bien, este documento ha recopilado la mayor cantidad de información oficial posible para elaborar los indicadores energéticos del desarrollo sostenible, se han tenido que asumir varias veces, tasas de crecimiento constante e inclusive crear “factores de cambio” que permitan cumplir con las restricciones propias de los cálculos. De ahí que, una evaluación que involucre otras variables pudiese caracterizarse mediante métodos de análisis multicriterio, añadiendo a las dimensiones tradicionales: la técnica, estratégica y de riesgo. Trabajos, como el desarrollado en la tesis doctoral en la Politécnica de Valencia, titulada “Propuesta metodológica para la evaluación integral de proyectos en el sector energético”, ejemplifican una posible línea de investigación.

BIBLIOGRAFÍA Y WEBGRAFÍA

- [1] M. Phélan C., “Revisión de índices e indicadores de desarrollo: aportes para la medición del buen vivir (sumak kawsay),” *OBETS Rev. Ciencias Soc.*, vol. 6, no. 6, pp. 69–96, 2011.
- [2] M. R. Pelaez-Samaniego, M. Garcia-Perez, L. A. B. Cortez, J. Oscullo, and G. Olmedo, “Energy sector in Ecuador: Current status,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 8, pp. 4177–4189, 2007.
- [3] E. Albornoz and MEER, *Plan Maestro De Electrificación 2012-2021*. Quito: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2012.
- [4] Asamblea Constituyente del Ecuador, “Constitución de la República del Ecuador,” *Registro Oficial*. Quito, Ecuador, p. 218 Pages, 2008.
- [5] Senplades, *Plan Nacional del Buen Vivir 2009-2013*, Primera. Quito: Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, 2009.
- [6] MICSE, “Balance Energético Nacional 2015 (Base 2014),” Quito, 2015.
- [7] J. Muñoz, “Perspectiva de las energías renovables en el Ecuador,” Loja, 2014.
- [8] BP, “BP Statistical Review of World Energy June 2016,” *Br. Pet.*, no. June, pp. 1–48, 2016.
- [9] BP, “BP Statistical Review of World Energy June 2015,” *Br. Pet.*, no. June, p. 48, 2015.
- [10] I. OLADE, WWF, “Energías renovables y áreas protegidas,” *Sinergias Vitales*, p. 20, 2016.
- [11] M. Castro, *Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador*. Quito: CEDA, 2011.
- [12] OLADE, “Sistema de Información Económica Energética - Energía en Cifras 2015,” Quito, 2015.
- [13] OLADE, WWF, INTI, “Cambio Climático y su impacto en el sector energético,” *Cambia la Energía, Cambia el Clima*, p. 20, 2016.
- [14] Presidencia del Ecuador, “Decreto reforma Reglamento sustitutivo para la regulación de precios de derivados de hidrocarburos,” *Presidencia de la República del Ecuador*, 2015. [Online]. Available: www.presidencia.gob.ec. [Accessed: 30-May-2016].
- [15] MICSE, “Resumen Balance Energético 2015,” Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, Quito, 2015.
- [16] ARCONEL, “Estadística del sector eléctrico ecuatoriano 2014,” Quito, 2014.
- [17] Asamblea Nacional del Ecuador, *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*, 2015th ed. Quito: Registro Oficial Gobierno del Ecuador, 2015.
- [18] CONELEC, “Estadística Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015,” pp. 104 – 115, 2015.
- [19] CONELEC, *Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022*. Quito, 2013.
- [20] MEER, *Políticas y Estrategias para el cambio de la Matriz Energética*, vol. 1. Quito, 2008.
- [21] J. Atarihuana, “Las fuentes de energía renovables y su influencia en el cambio de matriz energética,” Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, 2014.
- [22] Diario El Comercio, “Los activos de las empresas públicas ecuatorianas superan los USD 40.000 millones,” *Negocios*, Quito, 03-May-2016.
- [23] M. de la Paz, “Plan Maestro de Electrificación y opciones de crecer,” Quito, 2010.
- [24] CONELEC, “Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica,” *Plan Maest. Electríf. 2013 - 2022*, vol. 2, p. 29, 2013.
- [25] FMI, “Boletín estadístico del FMI Octubre 2016,” *World Economic Outlook Database*, 2016. [Online]. Available: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/02/weodata/index.aspx>. [Accessed: 04-Nov-2016].

- [26] A. Gonzalez, “Incidencia en la operación del sistema nacional interconectado debido a la incorporación del plan de cocción eficiente,” Escuela Politécnica Nacional, 2016.
- [27] G. Escribano, “Ecuador’s energy policy mix: Development versus conservation and nationalism with Chinese loans,” *Energy Policy*, vol. 57, pp. 152–159, 2013.
- [28] EP Petroecuador, “Contratos de Compra Venta de Crudo a Largo Plazo.” pp. 1995–1996, 2014.
- [29] Diario La Hora;, “Se desvanecen las glosas de contratos petroleros con China,” *La Hora*;, Quito, 03-Jun-2016.
- [30] A. Araujo, “La deuda con China sube a USD 8.395 millones,” *El Comercio*, Quito, 20-Apr-2016.
- [31] F. Villavicencio, “Millonario negociado en fletes y la privatización de Flopec,” *Focus Ecuador*, Quito, 10-Nov-2016.
- [32] Ministerio de Finanzas, “Informe Deuda Externa Ecuador 2016,” Quito, 2016.
- [33] SPUTNIK, “Ecuador dice que cambió el cálculo de deuda pública, pero que no amplió su techo,” Quito, 25-Oct-2016.
- [34] H. Lund, “Renewable energy strategies for sustainable development,” *Energy*, vol. 32, no. 6, pp. 912–919, 2007.
- [35] CONELEC, “Perspectiva y Expansión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano,” *Plan Maest. Electríf. 2013-2022*, vol. 3, p. 256, 2013.
- [36] MEER, “Informe de Rendición de Cuentas MEER 2014,” Quito, 2014.
- [37] MEER, “Proyectos emblemáticos Sector Eléctrico,” *Programas y Proyectos*, 2015. [Online]. Available: <https://www.energia.gob.ec/programas-y-servicios/>. [Accessed: 02-Sep-2016].
- [38] MEER, “Informe de Rendición de Cuentas MEER 2015,” Quito, 2015.
- [39] Ecuador Inmediato;, “Ecuador y Odebrecht liquidan contrato del Toachi-Pilatón,” *Ecuador Inmediato*;, Quito, 30-Oct-2008.
- [40] El Telégrafo;, “El Presidente anuncia plan de venta de una parte de los activos del Estado,” *Diario El Telégrafo*;, Guayaquil, 03-May-2016.
- [41] ARCONEL, “Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Producción Eléctrica – 2015,” Quito, 2015.
- [42] MEER, “Proyecto eólico Baltra y parque fotovoltaico Puerto Ayora,” *Ministerio de Electricidad y Energía Renovable*, 2014. [Online]. Available: <http://www.energia.gob.ec/inauguracion-proyecto-eolico-baltra-y-parque-fotovoltaico-puerto-ayora/>. [Accessed: 01-Sep-2016].
- [43] M. De Camargo and P. Geothermex, “Energía Geotérmica en Ecuador,” *Energ. Geotérmica*, 2016.
- [44] CELEC, “Rendición de cuentas CELEC 2015,” *Corporación Eléctrica del Ecuador*, 2016. [Online]. Available: <http://www.energia.gob.ec/celec-ep-hidropaute-realizo-su-rendicion-de-cuentas-2015/>. [Accessed: 10-Sep-2016].
- [45] MEER, “Plan de Normalización y Etiquetado,” *Programas y Proyectos del MEER*, 2015. [Online]. Available: <http://www.energia.gob.ec/plan-de-normalizacion-y-etiquetado/>. [Accessed: 02-Sep-2016].
- [46] Petroamazonas EP, *Plan estratégico 2014 – 2017*. Quito: Petroamazonas EP, 2014.
- [47] Petroamazonas EP, *Plan estratégico 2016 -2017*. Quito: Petroamazonas EP, 2016.
- [48] Petroamazonas EP, “USD 100 millones de ingresos en el 2016 por la incorporación del bloque 43 – ITT,” *Petroamazonas EP*, 2016. [Online]. Available: <http://www.petroamazonas.gob.ec/usd-100-millones-de-ingresos-en-el-2016-por-la-incorporacion-del-bloque-43-itt/>. [Accessed: 20-Oct-2016].
- [49] L. Rival, “Ecuador’s Yasuní-ITT Initiative: The old and new values of petroleum,” *Ecol. Econ.*, vol. 70, no. 2, pp. 358–365, 2010.

- [50] EP Petroecuador, “Plan Estratégico 2016-2019.” Quito, 2016.
- [51] El Telégrafo;, “La Refinería de Esmeraldas ahorra USD 305 millones,” *Diario El Telégrafo*;, Guayaquil, 31-Mar-2016.
- [52] GESTION.PE, “¿Cuánto cuesta modernizar las principales refinerías de América Latina?,” *Grupo El Comercio de Perú*, Lima, 11-Feb-2016.
- [53] EP Petroecuador, “Informe estadístico Enero - Septiembre 2016 - EP Petroecuador,” Quito, 2016.
- [54] ANDES, “Gobierno de Ecuador ha invertido USD 600 millones en proyecto Refinería del Pacífico y continúa en busca de financiamiento,” *Actualidad*, Quito, 05-Nov-2016.
- [55] V. Parodi, “Propuesta Metodológica para la Evaluación Integral de Proyectos en el Sector Energético,” Universidad Politécnica de Valencia, 2013.
- [56] OIEA, UNDESA, Eurostat, AIE, and AEMA, “Indicadores energéticos del desarrollo sostenible: directrices y metodologías,” p. 183, 2008.
- [57] CEPAL, *Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe*. Santiago, 2014.
- [58] INEC, “Comparación de resultados ENIGHU 2003- 2004 y ENIGHUR 2011-2012,” Quito, 2012.
- [59] A. Araujo, “Alza de tarifas eléctricas busca bajar el subsidio,” *El Comercio*, Quito, 17-Nov-2016.
- [60] W. Sánchez, “Sustitución del subsidio del gas licuado de petróleo y su impacto en la liberación de recursos fiscales,” UNniversidad de Guayaquil, 2016.
- [61] Perspectiva, “Las cifras del Gas en Ecuador,” *IDE Business School*, 2008.
- [62] OLADE, “Sistema de Información Económica Energética - Energía en Cifras 2007,” Organización Latinoamericana de la Energía, Quito, 2007.
- [63] IEA, “Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas,” p. 182, 2015.
- [64] OLADE, “Sistema de Información Económica Energética - Energía en Cifras 2016,” Quito, 2016.
- [65] MICSE, “Agenda Nacional de la Energía 2016-2040.” Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos, Quito, p. 80, 2016.
- [66] J. Mercado, “Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe,” New York, 2014.
- [67] INEC, “Anuario de Estadísticas de Transportes 2014,” Quito, 2013.
- [68] J. Cevallos, “Estimación del consumo de combustibles en el transporte terrestre en Ecuador,” Quito, 2015.
- [69] M. Canese, “La tarifa social de la energía en américa latina y el caribe,” *Organ. Latinoam. Energía*, pp. 1–52, 2013.
- [70] Á. Ríos Roca, M. Garrón B., and P. Cisneros G., “Focalización de los Subsidios a los Combustibles en América Latina y El Caribe,” *Artículos Técnicos OLADE*, 2007.
- [71] R. Valencia, “Análisis de los métodos de focalización de subsidios en tarifas de electricidad en ecuador,” Escuela Politécnica Nacional, 2015.
- [72] AUMA, “Impactos ambientales de la producción eléctrica. Análisis del ciclo de vida de ocho tecnologías de generación eléctrica,” Madrid, 2000.
- [73] G. V. Eusko Jaurlaritza, “Análisis de ciclo de vida y huella de carbono,” *Ihobe*, pp. 1–53, 2009.
- [74] MAE, “Norma de Calidad del Aire.” Ministerio de Ambiente del Ecuador, Quito, Ecuador, pp. 48–50, 2010.
- [75] V. Díaz, “Informe Anual 2015 de Calidad del Aire en Quito,” Quito, 2011.
- [76] CORPAIRE, “Informe Anual 2006 de Calidad del Aire en Quito,” Quito, 2006.
- [77] J. Green and S. Sánchez, “La Calidad del Aire en América Latina: Una Visión Panorámica,” p. 36, 2012.

- [78] FMI, “Informe FMI Octubre 2016,” *World Econ. Outlook*, p. 76, 2016.
- [79] Modelos_de_Pronóstico.Info, “Método de Suavización Exponencial Triple,” *Modelos de pronósticos*, 2014. [Online]. Available: http://modelosdepronosticos.info/metodo_de_suavizacion_exponencial_triple_metodo_de_winter.html. [Accessed: 01-Jan-2017].
- [80] CEPAL, “Estudio Económico de América Latina y el Caribe 2016 - Ecuador,” Santiago, 2016.
- [81] OMM, “La Organización Meteorológica Mundial confirma que 2015 es el año más caluroso jamás registrado,” *Comunicados de Prensa*, 2016. [Online]. Available: <https://public.wmo.int/es/media/comunicados-de-prensa/la-organización-meteorológica-mundial-confirma-que-2016-es-el-año-más>. [Accessed: 01-Jan-2017].
- [82] CMNUCC, “Acuerdo de París,” *COP21*, vol. 21930, p. 40, 2015.
- [83] OCDE/IEA, “World Energy Outlook 2016: resumen ejecutivo (Spanish translation),” *World Energy Outlook 2016*, p. 15, 2016.
- [84] Analiz Vergara, “Una oportunidad para que Ecuador se sume al Acuerdo de París,” *Áreas Protegidas Soluciones Naturales al Cambio Climático*, 2016. [Online]. Available: <http://www.efeverde.com/opinion/marrakech-oportunidad-ecuador-acuerdo-paris-analiz-vergara-snacc-wwf/>. [Accessed: 10-Jan-2017].
- [85] INDC, “Contribución Tentativa Nacionalmente Determinada de Ecuador (INDC),” *Conv. Marco Nac. Unidas sobre Cambio Climático*, pp. 1–14, 2015.
- [86] MAE, “Plan Nacional del Cambio CLimático 2015-2018.” Ministerio de Ambiente del Ecuador, Quito, p. 55, 2015.
- [87] Conexión COP;, “Compromisos climáticos en américa latina (INDCs).” Conexión COP, Madrid, p. 40, 2016.
- [88] Agencia Nacional de Tránsito, “Requisitos para chatarrización en Ecuador,” *Plan Renova*, 2016. [Online]. Available: <http://www.ant.gob.ec/>. [Accessed: 20-Jan-2017].
- [89] N. U. Agenda, “Habitat III New Urban Agenda: Quito Declaration on Sustainable Cities and Human Settlements for All,” *Habitat III Conf.*, no. October, p. 24, 2016.
- [90] C. E. para A. L. y el C. (CEPAL), *Horizontes 2030: La igualdad en el centro del Desarrollo sostenible*, REV.1 ed. Santiago: CEPAL, 2016.
- [91] Presidencia del Ecuador, “Historia constitucional de la república del Ecuador,” 2010. [Online]. Available: <http://web.archive.org/web/20080911175409/http://www.presidencia.gov.ec/modulos.asp?id=130>. [Accessed: 11-Oct-2016].
- [92] OECD, “Members and Partners -OECD -,” *OECD - Members and partners*, 2016. [Online]. Available: <http://www.oecd.org/about/membersandpartners/>. [Accessed: 13-Oct-2016].
- [93] PEMEX, “Nomenclatura de unidades usadas en el Sector Energético,” México DC, 2016.
- [94] BP, “BP energy outlook 2016,” *Br. Pet.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2016.
- [95] UNASUR and OLADE, “UNASUR: Un espacio que lo consaloda la integracion energética,” Quito, 2012.
- [96] MAE, “Programa Socio Bosque,” *Programas y Proyectos*, 2013. [Online]. Available: <http://www.ambiente.gob.ec/programa-socio-bosque/>.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

A continuación, se detalla la terminología utilizada en este documento, específicamente en el contexto energético, tomado del manual de estadísticas energéticas de OLADE:

Reservas Probadas. - Volúmenes o cantidades de energéticos cuyos datos geológicos y de ingeniería demuestran con razonable seguridad que serán recuperables de los yacimientos, bajo condiciones económicas y de operación vigentes.

Energía Primaria. - Se considera a las distintas fuentes de energía tal como se obtienen en la naturaleza, ya sea: en forma directa como en el caso de la energía hidráulica, solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral, geoenergía, etc.

Petróleo Crudo. - Energía primaria, mezcla líquida de hidrocarburos de distinto peso molecular; su composición es variable. Es utilizado como materia prima en las refinerías para el procesamiento y obtención de sus derivados.

Gas Natural. - Energía primaria, mezcla gaseosa de hidrocarburos. Incluye tanto el gas natural libre obtenido de los campos de gas, como el asociado que se produce conjuntamente con el petróleo crudo.

Carbón Mineral. - Energía primaria, mineral combustible sólido, de color negro o marrón oscuro que contiene esencialmente carbono, así como pequeñas cantidades de hidrógeno y oxígeno, nitrógeno, azufre, y otros elementos. Resulta de la degradación de los restos de organismos vegetales durante largos períodos, por la acción del calor, presión y otros fenómenos físico químicos naturales.

Hidroenergía. - Energía primaria, energía contenida en un caudal hidráulico.

Geoenergía. - Energía primaria, energía almacenada bajo la superficie de la tierra en forma de calor, la cual puede ser transmitida hacia la superficie por un fluido que esté en contacto con la roca caliente. Este fluido está constituido en general, por agua en estado líquido, vapor o una mezcla de ambos. Se considera para esta fuente sólo la porción de dicha energía utilizada en la generación de electricidad.

Leña. - Energía primaria, se obtiene directamente de los recursos forestales. Incluye los troncos y ramas de los árboles, pero excluye los desechos de la actividad maderera.

Productos de Caña. - Energía primaria, incluye los productos de caña de azúcar que tienen fines energéticos. Entre ellos se encuentran el bagazo, el jugo de caña y la melaza.

Otras fuentes Primarias. - Bajo este concepto se incluye; 1) Combustibles animales: son residuos de las actividades agropecuarias y los desechos urbanos. Los que se utilizan directamente como combustible en forma seca, o convertidos a biogás, a través de procesos de descomposición; 2) Combustibles Vegetales: Recursos obtenidos de los residuos agroindustriales y forestales para propósitos energéticos. Se incluyen todos los desechos agrícolas (excepto el bagazo de caña). 3) Otras Fuentes Energéticas Primarias: Se incluyen la energía eólica, solar y cualquier otra fuente primaria no mencionada en las descripciones anteriores, pero relevantes para la estructura energética de un país.

Energía renovable: Es aquella que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad, y otras porque su capacidad de regenerarse por medios naturales es de corto plazo. Ej. Biomasa, solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, otras.

Energía Secundaria. - Productos energéticos obtenidos luego de un proceso de transformación de energías primarias o de otras secundarias.

Electricidad. - Energía secundaria, energía transmitida por electrones en movimiento, que puede ser generada a partir de cualquier tipo de fuente, primaria o secundaria.

Termoelectricidad. - Es aquella que utiliza combustible fósil o renovable, para producir electricidad mediante procesos de combustión (motor de combustión interna – MCI-, turbo gas, turbo vapor).

Gas Licuado de Petróleo (GLP). - Energía secundaria, mezcla de hidrocarburos livianos, que se obtienen de la destilación del petróleo y/o del tratamiento del gas natural.

Gasolinas, Naftas/Alcohol. - Energía secundaria, mezcla de hidrocarburos livianos, obtenidos de la destilación del petróleo y/ o del tratamiento del gas natural, su rango de ebullición está entre los 30 y 200 grados centígrados, También consta el Alcohol obtenido en las destilerías y que es usado como energético. Dentro de este grupo se incluyen: 1) Gasolina de Aviación: mezcla de naftas reformadas de elevado octanaje, de alta volatilidad y de un bajo punto de congelamiento, usada en aviones de hélice con motores de pistón; 2) Gasolina de Motor: Mezcla compleja de hidrocarburos relativamente volátiles que con o sin aditivos se usa en el funcionamiento de motores de combustión interna; 3) Gasolina Natural: Producto del procesamiento del gas natural. Se usa como materia prima para procesos industriales (petroquímica), en refinerías o se mezcla directamente con las naftas; 4) Nafta: Líquido volátil obtenido del procesamiento del petróleo y/ o gas natural. Se usa como materia prima en las refinerías, como solvente en la manufactura de pinturas y barnices y como limpiador. También se lo usa en petroquímica y producción de fertilizantes; 5) Alcohol: Comprende tanto el etanol (alcohol etílico) como el metanol (alcohol metílico), usados como combustibles.

Kerosene y Turbo. - Energía secundaria. El kerosene es un combustible líquido constituido por la fracción del petróleo que se destila entre los 150 y 300 grados centígrados. Se usa como combustible para la cocción de alimentos, el alumbrado, en motores y como solvente para betunes e insecticidas de uso doméstico. El turbo es un kerosene con un grado especial de refinación con un punto de congelación más bajo que el del kerosene común. Se utiliza en motores de reacción y turbo hélice.

Diésel y Gas Oil. - Energía secundaria. Combustibles líquidos que se obtienen de la destilación atmosférica del petróleo entre los 200 y 380 grados centígrados, son más pesados que el kerosene siendo utilizados en máquinas diésel y otras máquinas de compresión-ignición.

Combustibles Pesados (Fuel Oil). - Energía secundaria. Es el residuo de la refinación del petróleo y comprende todos los productos pesados. Generalmente es utilizado en calderas, plantas eléctricas y navegación.

Gases Asociados. - Energía secundaria. Corresponden a los combustibles gaseosos obtenidos como subproductos de las actividades de refinación, coquerías y altos hornos. Asimismo, se incluye el gas obtenido en biodigestores.

Carbón Vegetal. - Energía secundaria. Combustible obtenido de la destilación destructiva de la madera en ausencia de oxígeno, en las carboneras. Sus características varían según la calidad de la leña que le de origen.

Coque. - Energía secundaria. El término general “coque” se aplica a un material sólido no fundible, de alto contenido de carbono, obtenido como resultado de la destilación destructiva del carbón mineral, petróleo y otros materiales carbonosos. Existen distintos tipos de coque que normalmente se identifican añadiendo al final el nombre del material que le dio origen. Se incluye en esta fuente el coque de petróleo y el de coquerías.

Otras Energías Secundarias. - Todos los productos energéticos secundarios que no han sido incluidos en las definiciones anteriores y que tengan participación de la estructura energética de un país.

Productos No Energéticos. - Son aquellos productos que no se utilizan con fines energéticos aun cuando poseen un considerable contenido energético; entre ellos se pueden mencionar los asfaltos aceites y grasas, lubricantes, etc.

Oferta Total. - Cantidad de energía primaria y secundaria disponible para satisfacer las necesidades energéticas de un país, tanto en los procesos de transformación, como en el consumo final. $Oferta\ Total = Producción + Importación - Exportación +/- Variación\ de\ Inventarios - No\ Aprovechada.$

Producción de Energía Primaria. - Se considera a toda energía, extraída, explotada, cosechada, etc., que sea de importancia para un país y que lógicamente haya sido producida en el territorio nacional.

Producción de Energía Secundaria. - Constituida por los diferentes energéticos que se han generado del procesamiento de la energía primaria en los centros de transformación, dentro de un país.

Importación. - Incluye todas las fuentes energéticas primarias y secundarias originadas fuera de las fronteras y que ingresan a un país para formar parte del sistema de la oferta interna de energía.

Exportación. - Cantidad de energía primaria y secundaria que un país destina al comercio exterior.

Variación de Inventarios. - La variación de inventarios es la diferencia entre las existencias (stocks) iniciales menos las existencias finales de un período determinado.

Energía No Aprovechada. - Es la cantidad de recurso energético contabilizado en la producción, pero que por no existir la posibilidad de ser consumido comercializado o procesado, se lo desecha. El caso más común es el Gas Natural venteado o quemado a la atmósfera.

Producto Interno Bruto (PIB): Expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios de demanda final de un país durante un período determinado de tiempo.

Matriz energética: Es la representación cuantitativa de toda la energía disponible para ser utilizada en los diversos procesos productivos.

ANEXOS

ANEXO 1 Indicadores Energéticos del Desarrollo Sostenible (IAEA, AIE, Eurostat, Agencia Europea de Medio Ambiente, Departamento de asuntos Económicos y Sociales de la ONU)

Social				
Tema	Subtema	Indicador energético		Componentes
Equidad	Accesibilidad	SOC1	Porcentaje de hogares (o de población) sin electricidad o energía comercial, o muy dependientes de energías no comerciales	<ul style="list-style-type: none"> – Hogares (o población) sin electricidad o energía comercial, o muy dependientes de energías no comerciales – Numero total de hogares o población total
	Asequibilidad	SOC2	Porcentaje de ingresos de los hogares dedicado a combustibles y electricidad	<ul style="list-style-type: none"> – Ingresos de los hogares dedicados a combustibles y electricidad – Ingresos de los hogares (del total y del 20% más pobre de la población)
	Disparidades	SOC3	Uso de energía en los hogares por grupo de ingresos y combinación de combustibles utilizados	<ul style="list-style-type: none"> – Uso de energía por hogar para cada grupo de ingresos (quintiles) – Ingresos del hogar por cada grupo de ingresos (quintiles) – Combinación de combustibles utilizada por cada grupo de ingresos (quintiles)
Salud	Seguridad	SOC4	Víctimas mortales de accidentes por la energía producida por la cadena de combustibles	<ul style="list-style-type: none"> – Víctimas mortales anuales por cadenas de combustibles – Producción anual de energía

Económico					
Tema	Subtema	Indicador energético		Componentes	
Patrones de uso y producción	Uso global	ECO1	Uso de energía <i>per capita</i>	<ul style="list-style-type: none"> – Uso de energía (suministro total de energía primaria, consumo final total y uso de electricidad) – Población total 	
	Productividad global	ECO2	Uso de energía por unidad de PIB	<ul style="list-style-type: none"> – Uso de energía (suministro total de energía primaria, consumo final total y uso de electricidad) – PIB 	
	Eficiencia del suministro	ECO3	Eficiencia de la conversión y distribución de energía	<ul style="list-style-type: none"> – Pérdidas en los sistemas de transformación incluidas las pérdidas en la generación, transmisión y distribución de electricidad 	
	Producción		ECO4	Relación reservas/ producción	<ul style="list-style-type: none"> – Reservas recuperables comprobadas – Producción total de energía
			ECO5	Relación recursos/ producción	<ul style="list-style-type: none"> – Recursos totales estimados – Producción total de energía
	Uso final		ECO6	Intensidades energéticas de la industria	<ul style="list-style-type: none"> – Uso de energía en el sector industrial y por rama de manufacturas – Valor agregado correspondiente
			ECO7	Intensidades energéticas del sector agrícola	<ul style="list-style-type: none"> – Uso de energía en el sector agrícola – Valor agregado correspondiente
			ECO8	Intensidades energéticas del sector comercial/de los servicios	<ul style="list-style-type: none"> – Uso de energía en el sector de los servicios/comercial – Valor agregado correspondiente
			ECO9	Intensidad energética de los hogares	<ul style="list-style-type: none"> – Uso de energía en los hogares y por usos finales clave – Numero de hogares, superficie edificada, personas por hogar, propiedad de aparatos electrodomésticos

		ECO10	Intensidades energéticas del transporte	<ul style="list-style-type: none"> – Uso de energía en el transporte de pasajeros y de carga, y por modalidad – Pasajeros/km recorridos y toneladas/km de carga transportada, y por modalidad
	Diversificación (Combinación de combustibles)	ECO11	Porcentajes de combustibles en la energía y electricidad	<ul style="list-style-type: none"> – Suministro de energía primaria y consumo final, generación de electricidad y capacidad de generación por tipo de combustible – Suministro total de energía primaria, consumo final total de energía, generación de electricidad total y capacidad total de generación
		ECO12	Porcentaje de energía no basada en el carbono en la energía y electricidad	<ul style="list-style-type: none"> – Suministro primario, generación de electricidad y capacidad de generación por energía no basada en el carbono – Suministro total de energía primaria, generación total de electricidad y capacidad total de generación
		ECO13	Porcentaje de energías renovables en la energía y electricidad	<ul style="list-style-type: none"> – Suministro de energía primaria, consumo final y generación de electricidad y capacidad de generación por energías renovables – Suministro total de energía primaria y consumo final total de energía, generación de electricidad total y capacidad de generación total
	Precios	ECO14	Precios de la energía de uso final por combustible y sector	<ul style="list-style-type: none"> – Precios de la energía (con y sin impuestos/subvenciones)
Seguridad	Importaciones	ECO15	Dependencia de las importaciones netas de energía	<ul style="list-style-type: none"> – Importaciones de energía – Suministro total de energía primaria
	Reservas estratégicas de combustibles	ECO16	Reservas de combustibles críticos por consumo del combustible correspondiente	<ul style="list-style-type: none"> – Reservas de combustibles críticos (por ejemplo, petróleo, gas, etc.) – Consumo de combustibles críticos

Medio ambiente				
Tema	Subtema	Indicador energético		Componentes
Atmósfera	Cambio climático	ENV1	Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) por la producción y uso de energía, <i>per cápita</i> y por unidad de PIB	<ul style="list-style-type: none"> – Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por la producción y uso de energía – Población y PIB
	Calidad del aire	ENV2	Concentraciones ambientales de contaminantes atmosféricos en zonas urbanas	<ul style="list-style-type: none"> – Concentración de contaminantes de la atmósfera
		ENV3	Emisiones de contaminantes atmosféricos procedentes de los sistemas energéticos	<ul style="list-style-type: none"> – Emisiones contaminantes a la atmósfera
Agua	Calidad del agua	ENV4	Descargas de contaminantes en efluentes líquidos procedentes de los sistemas energéticos incluidas las descargas de petróleo	<ul style="list-style-type: none"> – Descargas de contaminantes en efluentes líquidos
Tierra	Calidad de los suelos	ENV5	Zonas del suelo en las que la acidificación supera la carga crítica	<ul style="list-style-type: none"> – Zona del suelo afectada – Carga crítica
	Bosques	ENV6	Tasa de deforestación atribuida al uso de energía	<ul style="list-style-type: none"> – Zona forestal en dos momentos diferentes – Utilización de la biomasa
	Generación y gestión de desechos sólidos	ENV7	Relación entre la generación de desechos sólidos y las unidades de energía producida	<ul style="list-style-type: none"> – Cantidad de desechos sólidos – Energía producida

ANEXO 2 Comparación de resultados ENIGHU 2003- 2004 y ENIGHUR 2011-2012

ENIGHU 2003-2004 : Porcentaje del gasto de consumo de los hogares por deciles de ingreso

División	Deciles de Ingreso por hogar										
	Total	decil 1	decil 2	decil 3	decil 4	decil 5	decil 6	decil 7	decil 8	decil 9	decil 10
Alimentos y bebidas no alcohólicas	26,9	43,0	41,0	40,5	37,2	34,6	32,4	30,3	27,0	22,7	15,2
Bebidas alcohólicas, tabaco y estupefacientes	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7	0,6	0,5
Prendas de vestir y calzado	9,1	7,0	8,0	8,3	8,6	9,0	9,8	9,7	9,7	9,9	8,8
Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles	5,5	10,3	8,7	8,2	7,8	7,0	6,5	6,0	5,4	4,5	3,0
Muebles, artículos para el hogar y para la conservación ordinaria del hogar	5,5	5,5	5,8	5,8	5,6	5,7	5,6	6,0	5,6	5,5	5,0
Salud	5,5	4,9	5,2	4,6	5,3	5,2	5,8	6,0	5,7	5,6	5,5
Transporte	15,7	8,1	7,9	8,7	9,1	11,1	10,8	12,4	14,2	18,1	24,0
Comunicaciones	2,4	1,0	1,4	1,6	1,9	2,2	2,4	2,7	2,7	2,9	2,6
Recreación y cultura	6,3	3,6	4,1	4,5	4,9	5,6	5,6	5,9	6,4	6,8	7,8
Educación	6,2	1,5	1,8	2,2	3,1	2,8	4,3	4,4	5,9	7,1	10,7
Restaurantes y hoteles	8,0	7,2	7,4	7,6	8,3	8,5	8,4	8,0	8,8	8,0	7,6
Bienes y servicios diversos	8,2	7,2	7,8	7,5	7,5	7,7	7,7	8,0	7,8	8,4	9,3
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

ENIGHU 2011-2012 : Porcentaje del gasto de consumo de los hogares por deciles de ingreso

División	Deciles de ingreso por hogar										
	Total	decil 1	decil 2	decil 3	decil 4	decil 5	decil 6	decil 7	decil 8	decil 9	decil 10
Alimentos y bebidas no alcohólicas	22,6	36,5	35,5	35,3	32,6	30,1	27,4	25,3	22,3	18,4	12,2
Bebidas alcohólicas, tabaco y estupefacientes	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,5
Prendas de vestir y calzado	7,8	5,5	7,2	7,1	7,7	7,7	7,8	8,0	8,3	8,4	7,5
Alojamiento, agua, electricidad, gas y otros combustibles	8,2	13,3	11,0	10,3	10,0	9,5	9,4	8,6	7,6	7,2	6,2
Muebles, artículos para el hogar y para la conservación ordinaria del hogar	5,9	5,4	5,5	5,8	5,5	5,5	5,1	5,0	5,1	5,4	7,4
Salud	7,3	7,1	6,5	6,6	7,1	7,2	6,9	7,3	7,5	7,4	7,7
Transporte	14,6	7,7	7,5	8,0	8,4	9,4	11,3	13,4	14,0	17,0	21,0
Comunicaciones	5,3	3,1	3,5	3,8	4,5	4,7	5,1	5,5	5,8	5,9	5,8
Recreación y cultura	4,8	2,7	3,3	3,4	3,8	4,2	4,4	4,5	5,0	5,0	5,8
Educación	5,0	0,8	1,3	1,5	2,2	2,5	3,3	3,7	4,9	6,0	8,4
Restaurantes y hoteles	8,1	8,3	8,4	8,0	7,8	8,5	8,8	8,4	8,8	8,7	7,2
Bienes y servicios diversos	9,9	8,9	9,5	9,3	9,6	9,9	9,6	9,7	9,9	10,0	10,2
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Ingreso y Gasto promedio monetario mensual per cápita

Decil	2003-2004			2011-2012		
	Ingreso (I)	Gasto (G)	Relación (I-G)	Ingreso (I)	Gasto (G)	Relación (I-G)
Total	175,3	147,9	27,4	220,3	193,2	27,0
Decil 1	32,3	43,6	-11,4	51,9	59,9	-8,0
Decil 2	52,6	59,1	-6,5	77,8	82,4	-4,6
Decil 3	67,7	72,0	-4,3	94,9	98,4	-3,5
Decil 4	83,6	84,8	-1,2	114,0	118,0	-4,0
Decil 5	100,7	100,4	0,4	134,8	132,9	1,9
Decil 6	121,7	115,7	6,0	159,0	151,3	7,7
Decil 7	151,1	139,9	11,3	193,6	185,7	7,9
Decil 8	194,5	170,6	23,8	245,8	227,5	18,3
Decil 9	279,4	236,0	43,4	349,9	307,8	42,1
Decil 10	669,8	457,0	212,8	780,8	568,5	212,3

ANEXO 3 Estadísticas del Sector Transporte INEC 2006

CUADRO No.- 9

NÚMERO DE VEHÍCULOS MOTORIZADOS MATRICULADOS, DESTINADOS AL TRANSPORTE DE CARGA, POR CAPACIDAD DE TONELADAS, SEGÚN CLASE

CLASE	TOTAL DE TONELADAS	TOTAL DE VEHÍCULOS	CAPACIDAD EN TONELADAS				
			1/4 A 3	31/4 A 6	61/2 A 10	101/2 A 15	151/2 Y MÁS
TOTAL PAÍS	976.918	347.980	280.134	39.447	13.197	6.538	8.664
CAMIONETA	329.261	262.332	262.332	0	0	0	0
FURGONETA (CARGA)	2.240	1.630	1.585	45	0	0	0
CAMIÓN	379.159	64.468	13.577	35.398	9.377	4.150	1.966
TANQUERO	24.613	2.324	59	875	666	278	446
VOLQUETE	94.805	8.289	0	2.624	2.579	1.480	1.606
TRÁILER	132.980	5.235	0	99	328	444	4.364
OTRA CLASE	13.860	3.702	2.581	406	247	186	282

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS (INEC) - ESTADÍSTICAS DE TRANSPORTE 2006

CUADRO No.- 8

NÚMERO DE VEHÍCULOS MOTORIZADOS MATRICULADOS, DESTINADOS AL TRANSPORTE DE PASAJEROS, POR CAPACIDAD EN ASIENTOS, SEGÚN CLASE

CLASE	TOTAL DE ASIENTOS	TOTAL DE VEHÍCULOS	CAPACIDAD EN ASIENTOS				
			1 A 10	11 A 20	21 A 30	31 A 40	41 Y MÁS
TOTAL PAÍS	3.263.247	613.576	592.535	10.081	1.490	5.191	4.279
AUTOMÓVIL	1.820.908	364.540	364.540	0	0	0	0
BUS	420.004	9.470	0	0	0	5.191	4.279
COLECTIVO	43.710	1.694	0	204	1.490	0	0
JEEP	700.342	134.991	134.988	3	0	0	0
FURGONETA (PAS)	192.132	17.880	8.006	9.874	0	0	0
MOTOCICLETAS	86.151	85.001	85.001	0	0	0	0

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSOS (INEC) - ESTADÍSTICAS DE TRANSPORTE 2006

Distribución del Consumo de Energía en el Transporte Terrestre 2006 (Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética 2008)

CLASE	Consumo en TEP	Diesel KBEP	Gasolina KBEP	Participación
AUTOS Y JEEPS	4147,00	30,00	4117,00	15,4%
TAXIS	3599,30	0,00	3599,30	13,4%
CAMIONETAS	4434,10	290,00	4144,10	16,5%
FURGONETAS	309,30	100,00	209,30	1,1%
BUSES	1540,40	1530,00	10,40	5,7%
CAMIONES	12624,50	12210,00	414,50	46,9%
OTROS	255,60	60,00	195,60	0,9%
TOTAL	26910,20	14220,00	12690,20	100%

ANEXO 4 Estadísticas del Sector Transporte INEC 2014

CUADRO No.-9
NÚMERO DE VEHÍCULOS MOTORIZADOS MATRICULADOS, POR CLASE, SEGÚN CAPACIDAD DE CARGA

CLASE	TOTAL DE TONELADAS	TOTAL DE VEHÍCULOS	CAPACIDAD EN TONELADAS				
			1/4 A 3	3 1/4 A 6	6 1/4 A 10	10 1/4 A 15	15 1/4 Y MÁS
TOTAL	1.290.294	504.467	422.598	43.903	15.650	9.331	12.985
CAMIÓN	416.964	78.652	24.335	36.495	11.369	4.894	1.559
CAMIONETA	407.685	368.890	366.984	1.906	0	0	0
FURGONETA C	40.798	32.242	30.088	2.154	0	0	0
TANQUERO	26.217	2.511	54	811	715	564	367
TRAILER	184.969	6.917	0	0	468	716	5.733
VOLQUETA	153.295	9.942	0	1.500	2099	2343	4000
OTRA CLASE	60.376	5.313	1.137	1.037	999	814	1.326

CUADRO No.-8
NÚMERO DE VEHÍCULOS MOTORIZADOS MATRICULADOS, POR CLASE, SEGÚN CAPACIDAD DE ASIENTOS

CLASE	TOTAL DE ASIENTOS	TOTAL DE VEHÍCULOS	CAPACIDAD DE ASIENTOS				
			1 A 10	11 A 20	21 A 30	31 A 40	41 Y MÁS
TOTAL	5.146.355	1.253.588	1.241.957	965	1.417	4.026	5.193
AUTOMÓVIL	2.642.554	529.521	529.521	-	-	-	-
AUTOBUS	460.813	11.300	-	677	1.416	4.021	5.186
FURGONETA P	220.305	41.374	41.108	266	-	-	-
JEEP	1.369.178	260.877	260.877	-	-	-	-
MOTOCICLETA	418.163	405.173	405.173	-	-	-	-
OTRA CLASE	35.341	5.313	5.278	22	1	5	7

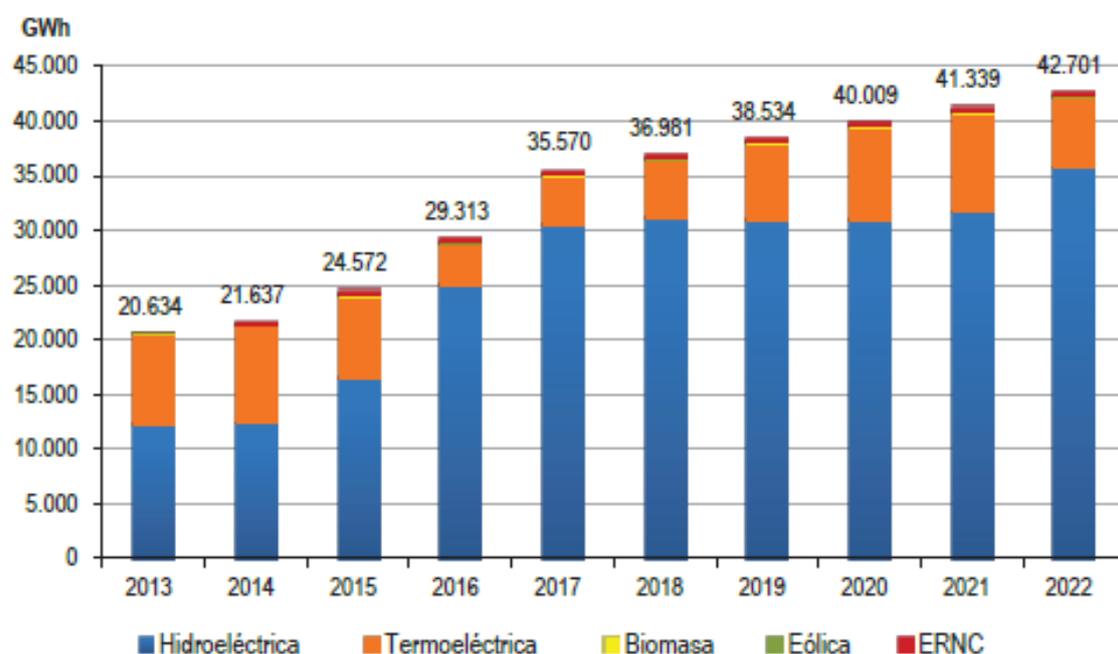
CUADRO No.-2
NÚMERO DE VEHÍCULOS MOTORIZADOS MATRICULADOS, POR USO, SEGÚN CLASE

CLASE	TOTAL	USO DEL VEHÍCULO					
		PARTICULAR	ALQUILER	ESTADO	MUNICIPIO	GOBIERNOS SECCIONALES	OTROS
TOTAL	1.752.712	1.656.929	64.363	24.655	5.950	765	50
AUTOMÓVIL	529.521	504.914	23.989	577	17	1	23
AUTOBUS	11.300	1.404	9.100	716	68	11	1
CAMIÓN	78.652	64.541	12.641	954	467	46	3
CAMIONETA	368.890	349.611	6.285	10.680	2.020	280	14
FURGONETA C	32.242	28.300	3.498	384	51	8	1
FURGONETA P	41.374	41.009	217	141	2	1	4
JEEP	260.877	255.743	17	4.463	582	70	2
MOTOCICLETA	405.173	398.049	936	4.894	1.232	61	1
TANQUERO	2.511	1.437	712	185	135	41	1
TRAILER	6.917	2.966	3.819	76	45	11	0
VOLQUETA	9.942	5.653	2.682	580	806	221	0
OTRA CLASE	5.313	3.302	467	1.005	525	14	0

ANEXO 5 Composición de la generación H5 por tipo de tecnología PME 2013 – 2022

Año	Hidroeléctrica	Eólica	Termoeléctrica	ERNC	Biomasa	Total
2013	12.332	37	8.161	0	104	20.634
2014	12.418	64	8.858	194	104	21.637
2015	16.531	64	7.488	385	104	24.572
2016	24.999	64	3.761	385	104	29.313
2017	30.528	64	4.489	385	104	35.570
2018	31.244	64	5.185	385	104	36.981
2019	31.008	64	6.972	385	104	38.534
2020	31.020	64	8.436	385	104	40.009
2021	31.742	64	9.044	385	104	41.339
2022	35.729	64	6.420	385	104	42.701
Total	257.549	610	68.814	3.278	1.040	331.290

Año	Hidroeléctrica ²	Termoeléctrica ³	ERNC ⁴	Total ⁵
2013	59,77%	39,55%	0,68%	100%
2014	57,39%	40,94%	1,67%	100%
2015	67,28%	30,47%	2,25%	100%
2016	85,28%	12,83%	1,89%	100%
2017	85,83%	12,62%	1,55%	100%
2018	84,48%	14,02%	1,50%	100%
2019	80,47%	18,09%	1,44%	100%
2020	77,53%	21,09%	1,38%	100%
2021	76,78%	21,88%	1,34%	100%
2022	75,00%	22,80%	2,20%	100%



ANEXO 6 Precio de Combustibles a Diciembre del 2016 y 2006



EP PETROECUADOR GERENCIA DE COMERCIALIZACION NACIONAL

PRECIOS DE VENTA A NIVEL DE TERMINAL PARA LAS COMERCIALIZADORAS CALIFICADAS Y AUTORIZADAS A NIVEL NACIONAL

PERIODO DE VIGENCIA: DICIEMBRE 2016

DECRETO EJECUTIVO No. 799

Ley de Solidaridad y Corresponsabilidad Ciudadana

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 14% del I.V.A.) Expresado en US\$
SECTOR PETROLERO MINERO		
ABSORVER PETROLERO	Galones	\$ 1,821669
DIESEL 1 PETROLERO	Galones	\$ 1,821669
DIESEL 2 PETROLERO	Galones	\$ 1,821669
DIESEL PREMIUM PETROLERO	Galones	\$ 1,898311
FUEL OIL PETROLERO	Galones	\$ 1,048602
GASOLINA EXTRA PETROLERO	Galones	\$ 1,838242
GASOLINA SUPER PETROLERO	Galones	\$ 1,872876
SECTOR INDUSTRIAL		
DIESEL 1 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,821669
DIESEL 2 INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,821669
DIESEL PREMIUM INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,898311
EXTRA INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,838242
FUEL OIL LIVIANO	Galones	\$ 1,048602
GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP) INDUSTRIAL	Kilogramos	\$ 0,709545
RESIDUO CEMENTERO	Galones	\$ 1,048602
RESIDUO INDUSTRIAL	Galones	\$ 1,048602
SECTOR NAVIERO US \$ / TM.		
DIESEL PREMIUM MARINO	Galones	\$ 1,898311
DIESEL PREMIUN TURISTA	Galones	\$ 1,898311
FUEL OIL 5000	Toneladas	\$ 262,070070
FUEL OIL 4900	Toneladas	\$ 262,663100
FUEL OIL 4800	Toneladas	\$ 263,216594
FUEL OIL 4700	Toneladas	\$ 263,809624
FUEL OIL 4600	Toneladas	\$ 264,363119
FUEL OIL 4500	Toneladas	\$ 264,956148
FUEL OIL 4400	Toneladas	\$ 265,549178
FUEL OIL 4300	Toneladas	\$ 266,102673
FUEL OIL 4200	Toneladas	\$ 266,735238
FUEL OIL 4100	Toneladas	\$ 267,605015
FUEL OIL 4000	Toneladas	\$ 268,395721
FUEL OIL 3900	Toneladas	\$ 269,225963
FUEL OIL 3800	Toneladas	\$ 270,016670
FUEL OIL 3700	Toneladas	\$ 270,807376
FUEL OIL 3600	Toneladas	\$ 271,795759
FUEL OIL 3500	Toneladas	\$ 272,902748
MDO 1 (MARINE GASOIL)	Toneladas	\$ 569,305366
MDO 2 (MARINE GASOIL)	Toneladas	\$ 569,305366
SECTOR AEROCOMBUSTIBLES		
AVGAS INTERNACIONAL	Galones	\$ 4,122756
AVGAS NACIONAL	Galones	\$ 2,508000
JET FUEL	Galones	\$ 1,615571
SECTOR USO PARTICULAR Y PESCA DEPORTIVA		
DIESEL 2 INTERNACIONAL	Galones	\$ 1,821669
DIESEL PREMIUM INTERNACIONAL	Galones	\$ 1,898311
EXTRA INTERNACIONAL	Galones	\$ 1,838242
SUPER INTERNACIONAL	Galones	\$ 1,872876

DECRETOS EJECUTIVOS No. 338, 799 , 1061 y 1066

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO EN TERMINAL (Incluye el 14% del I.V.A.) Expresado en US\$
CRUDO REDUCIDO ELECTRICO 5,000 S.R.	Galones	\$ 0,431377
DESEL 2 PESQUERO	Galones	\$ 0,900704
DIESEL 2 CAMARONERO	Galones	\$ 0,900704
DIESEL 2 CUANTÍA DOMÉSTICA	Galones	\$ 0,916788
DIESEL 2 ELECTRICO	Galones	\$ 0,916788
DIESEL PREMIUM AUTOMOTRIZ	Galones	\$ 0,898257
DIESEL PREMIUM CUANTÍA DOMÉSTICA	Galones	\$ 0,916788
DIESEL PREMIUM TRANSPORTE PÚBLICO	Galones	\$ 0,916788
FUEL OIL 4 ELECTRICO LIBERTAD	Galones	\$ 0,547200
GAS LICUADO DE PETROLEO (G.L.P.) AGRICOLA US\$ / KG.	Kilogramos	\$ 0,185784
GAS LICUADO DE PETROLEO (G.L.P.) DOMESTICO US\$ / KG.	Kilogramos	\$ 0,106666
GAS LICUADO DE PETROLEO (G.L.P.) TAXIS US\$ / KG.	Kilogramos	\$ 0,185784
GAS. EXTRA CUANTÍA DOMÉSTICA	Galones	\$ 1,332546
GASOLINA EXTRA AUTOMOTRIZ	Galones	\$ 1,306114
GASOLINA EXTRA CAMARONERO	Galones	\$ 1,332546
GASOLINA EXTRA PESQUERO	Galones	\$ 1,332546
GASOLINA PESCA ARTESANAL	Galones	\$ 0,796870
GASOLINA SUPER AUTOMOTRIZ	Galones	\$ 1,670098
SOLVENTES INDUSTRIALES	Galones	\$ 1,664400
SPRAY OIL	Galones	\$ 1,030000
SUPER S.P. CUANTÍA DOMÉSTICA	Galones	\$ 1,710000
CEMENTOS ASFALTICOS NO OBRA PUBLICA (Kgs.)	Kilogramos	\$ 0,303810
ASFALTOS INDUSTRIALES NO OBRA PUBLICA(Kgs.)	Kilogramos	\$ 0,303810
CEMENTOS ASFALTICOS OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,303810
ASFALTOS INDUSTRIALES OBRA PUBLICA	Kilogramos	\$ 0,303810

DECRETO EJECUTIVO No. 799

PRODUCTO	Unidad de medida	PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO Expresado en US\$
TRANSPORTE DE CARGA PESADA CON PLACA INTERNACIONAL		
DIESEL TRANSPORTE DE CARGA PESADA PLACA INTERNACIONAL	Galones	\$ 3,184341

PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES A NIVEL DE TERMINAL DE ALMACENAMIENTO

US\$ DÓLAR / GALÓN

AÑO 2006

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
GASOLINA SÚPER	1,68	1,68	1,68	1,68	1,31	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
GASOLINA EXTRA	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
DIESEL 1	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
DIESEL 2	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
FUEL OIL	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
AVGAS	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
JET FUEL	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
SOLV.Industr.	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
SPRAY OIL	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
MINERAL TURPENTINE	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
PESCA ARTESANAL	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
RESIDUO	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
ASFALTOS AP-3, RC250 (a)	0,20	0,20	0,21	0,22	0,23	0,28	0,32	0,33	0,34	0,30	0,25	0,25
AZUFRE CONCENTRADO (a)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ASFALTOS OXIDADOS (a)	0,20	0,20	0,21	0,22	0,23	0,28	0,32	0,33	0,34	0,30	0,25	0,25
GLP (a)	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11

Nota: a) Ventas en kilos

Fuente: PETROCOMERCIAL

Elaboración: Unidad de Planificación Corporativa, PETROECUADOR

ANEXO 7 Programa de mejoramiento de calidad del Aire (MAE 2010)

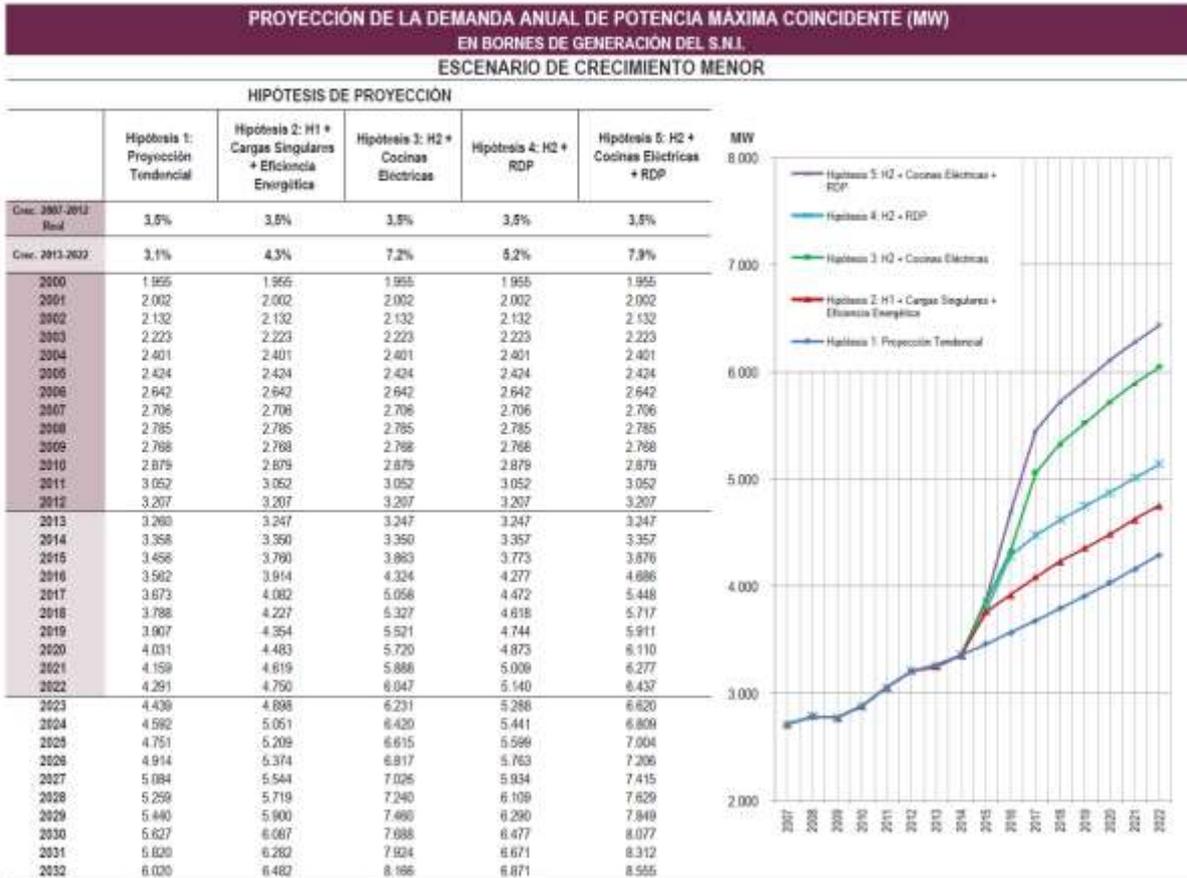
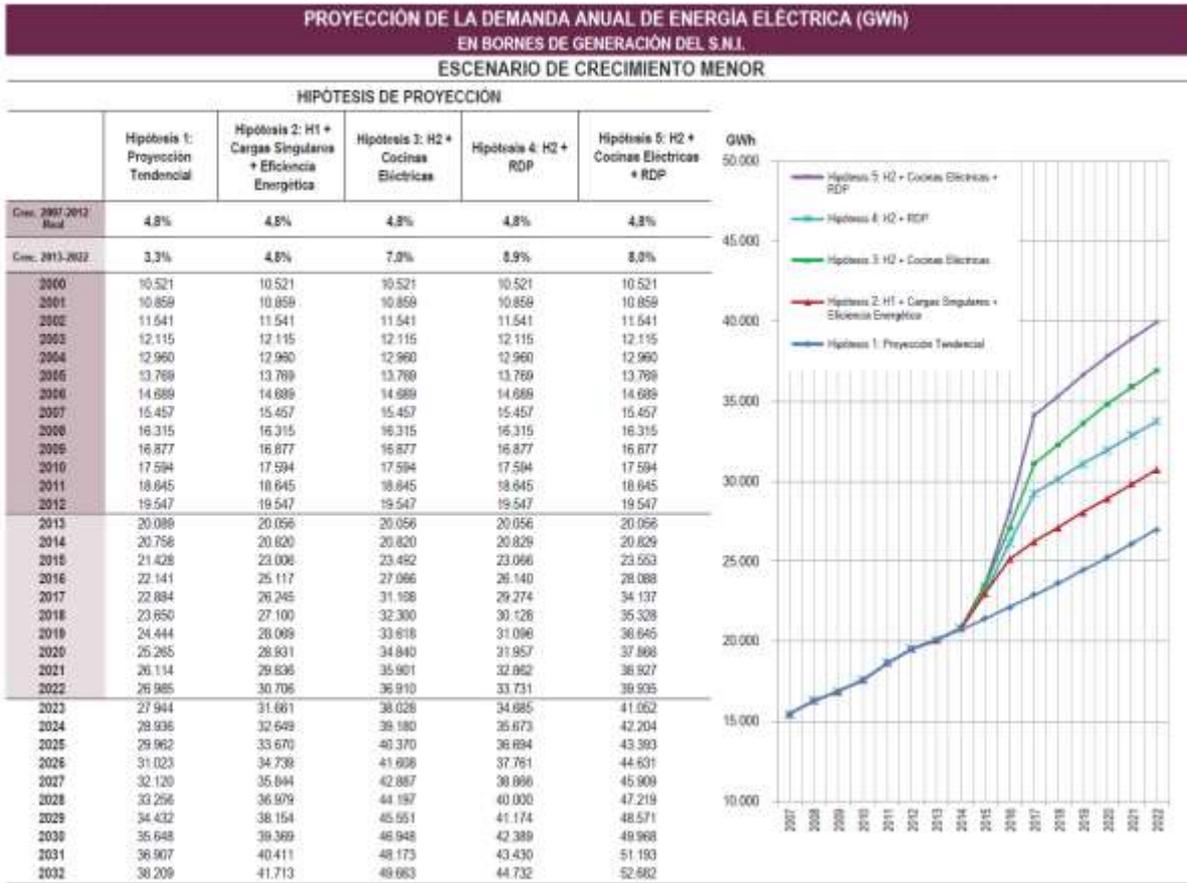
**Tabla 16. Cronograma de actividades del Plan Nacional de Calidad del Aire del Ecuador
PROGRAMA 1.: MONITOREO Y VIGILANCIA DE LA CALIDAD DEL AIRE**

PROYECTO	COMPONENTES	ACTIVIDADES	1 año	2 año	3 año	4 año	5 año	6 año	
Proyecto 1 DESARROLLO DE INVENTARIO NACIONAL DE EMISIONES.	Componente 1.1: Responsabilidades en la generación de información para el inventario de contaminantes del aire ambiente plenamente definidos.	1.1.1. Determinación de los responsables en la generación de información para el inventario de contaminantes atmosféricos plenamente definidos.							
		Componente 1.2: Establecimiento del catastro de fuentes móviles de emisión.	1.2.1. Fortalecimiento del CNTSY como responsable nacional del registro único de fuentes móviles.						
			1.3.1. Establecer procedimiento para definir prioridades en el control de fuentes fijas de emisión a nivel nacional.						
		Componente 1.3: Establecimiento del catastro de fuentes fijas de emisión.	1.3.2. Poner en vigencia metodología de aplicación nacional para inventario de emisiones.						
			Componente 1.4: Desarrollo de catastro e inventario de otras fuentes de emisión.	1.4.1. Evaluación de emisiones biogénicas.					
				1.4.2. Evaluación de emisiones fugitivas de hidrocarburos.					
	1.4.3. Evaluación de emisiones de incendios forestales y quemaduras agrícolas.								
	1.4.4. Evaluación de emisiones de minas y canteras.								
	Componente 1.5: Evaluación de emisiones de áreas erosionadas o sin cobertura vegetal generadoras de material particulado PM10.	1.4.5. Evaluación de emisiones de áreas erosionadas o sin cobertura vegetal generadoras de material particulado PM10.							
		1.4.6. Evaluación de emisiones por recirculación de material particulado en vías no asfaltadas.							
	Componente 2.1: Campaña Nacional de Monitoreo de la Calidad del Aire.	2.1.1. Definición del tipo de monitoreo a utilizar en función de las variables regionales.							
		Componente 2.2: Desarrollo de metodología para implementación de redes de monitoreo en función principalmente del tipo de contaminante y del número de habitantes.	2.2.1. Aplicación de la metodología normada en medición de la calidad del aire.						
	2.2.2. Uso extensivo del monitoreo de la calidad del aire como herramienta de gestión del recurso aire.								
	Componente 2.3: Desarrollo de metodología de identificación y valoración multicriterio de los riesgos relacionados con la calidad del aire.		2.3.1. Investigación de los efectos a nivel local de los contaminantes atmosféricos en la salud y calidad de vida.						
			2.3.2. Investigación de los efectos de los contaminantes atmosféricos sobre ecosistemas naturales.						
	Componente 3.1: Complementación de la información sobre la calidad del aire a nivel nacional.	2.3.3. Investigación de los efectos de los contaminantes atmosféricos sobre el patrimonio construido.							
2.3.4. Incorporación de los costos directos e indirectos de los efectos de la contaminación del aire.									
3.1.1. Generación de iniciativas locales sobre la gestión del aire.									
3.1.2. Determinación de los componentes del SIGCA.									
Proyecto 4 ELABORACIÓN DE UN SISTEMA DE INFORMACIÓN DE LA CALIDAD DEL AIRE (SIGCA).	Componente 4.1 Estandarización a nivel nacional del reporte obligatorio de enfermedades respiratorias.	4.1.1. Capacitación al personal del Sistema Nacional de salud sobre la homologación y estandarización del diagnóstico y el reporte de las enfermedades respiratorias.							
		5.1.1. Organización y sistematización de la información							
Proyecto 5 MODELOS PREDICTIVOS DE CALIDAD DEL AIRE.	Componente 5.1 Gestión de recursos para la elaboración de modelos de calidad del aire donde amerite.	5.1.2. Capacitación del recurso humano							

**Tabla 16. Cronograma de actividades del Plan Nacional de Calidad del Aire del Ecuador
PROGRAMA 2. MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL AIRE Y PREVENCIÓN DE SU DETERIORO**

PROYECTO	COMPONENTES	ACTIVIDADES	1 año	2 año	3 año	4 año	5 año	6 año
Proyecto 6 COMPETENCIAS SOBRE LA GESTIÓN DEL RECURSO AIRE.	Componente 6.1. Aplicación del principio de coordinación para el ejercicio de competencias concurrentes sobre gestión del recurso aire entre las autoridades nacionales, sectoriales y seccionales	6.1.1. Aplicación coordinada de las competencias que la ley asigna a las Autoridades en la gestión del recurso aire. 6.1.2. Aplicación de competencias de control y vigilancia de la gestión.						
	Componente 6.2. Plena aplicación del marco normativo sobre gestión del Recurso aire.	6.2.1. Conocimiento por parte de las instituciones competentes de la normativa nacional, seccional y sectorial referente a la gestión del recurso aire. 6.2.2. Normativa totalmente asumida e impartida por todas las Autoridades competentes en la gestión del recurso aire.						
	Componente 7.1 Inclusión de la competencia Gestión de la Calidad del Aire en los Programas de formación universitaria.	7.1.1. Promoción entre las autoridades académicas universitarias de la importancia de la creación de programas de cuarto nivel que incluyan las competencias de Gestión de la Calidad del Aire para el desarrollo de la sociedad. 7.1.2. Desarrollo o adaptación de tecnologías relacionadas con la Gestión del aire 7.1.3. Incluir en la malla curricular de tercer nivel, en carreras afines competencias sobre gestión ambiental que engloben el tema calidad del aire.						
	Componente 7.2 Financiamiento desde el IECE, SENACYT y el CONESUP para la capacitación a cuarto nivel de investigadores y científicos en Gestión de la Calidad del Aire.	7.2.1. Destinación desde el IECE, SENACYT y el CONESUP de los fondos pertinentes para la capacitación a alto nivel de técnicos y científicos en Gestión de la Calidad del Aire.						
Proyecto 7 FORMACIÓN E CAPACITACIÓN E INVESTIGACIÓN EN GESTIÓN DE LA CALIDAD DEL AIRE INTEGRADOS A LAS POLÍTICAS NACIONALES DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA	Componente 7.3 Incorporar a la Institucionalidad Pública y Privada de los técnicos y científicos capacitados en la Gestión de la Calidad del Aire.	7.3.1. Fomento por parte del IECE, SENACYT y el CONESUP de la incorporación, en la función pública y en las universidades, de los investigadores formados a cuarto nivel en la Gestión de la Calidad del Aire.						
	Componente 7.4. Integración de Redes de Investigación del Recurso Aire.	7.4.1. Fomento de la cooficiación interuniversitaria.						
	Componente 8.1 Mejoramiento del control y prevención de la Contaminación generada por fuentes móviles.	8.1.1. Implementación de mecanismos de incentivos financieros y No financieros para la reducción de emisiones a nivel local. 8.1.2. Incorporación de criterios de calidad del aire en la Planificación territorial. 8.1.3. Aplicación de criterios para implementación de centros de revisión y control vehicular a nivel nacional.						
	Componente 8.2 Implementación del control y prevención de la contaminación generada por fuentes fijas.	8.2.1. Instrumentalización de auditorías energéticas obligatorias. 8.2.2. Impulso a las energías renovables y alternativas en la matriz Energética nacional. 8.2.3. Aplicación de metodologías normalizadas para el control de emisiones de fuentes fijas. 8.2.4. Desarrollo de normativa respecto de fuentes fijas específicas. 8.2.5. Apoyo a la sustitución de combustibles pesados por combustibles livianos.						
Proyecto 8 PROGRAMA NACIONAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES.	Componente 8.3 Fortalecimiento de la gestión de la calidad del Aire en Interiores	8.3.1. Reducción del uso de biomasa como combustible para disminuir la afectación a la calidad del aire de ambientes interiores 8.3.2. Investigación sistemática de la calidad de aire ambiente en interior en edificios.						
	Componente 9.1 Combustibles producidos y comercializados en el país, de acuerdo a estándares internacionales y tomando en consideración criterios ambientales móviles y fijas.	9.1.1. Producción de combustibles para fuentes móviles, que involucren criterios de calidad ambiental y de salud. 9.1.2. Producción de combustibles para fuentes fijas, que involucren criterios de calidad ambiental y de salud.						
	Componente 10.1 Implementación del Sistema Nacional de Revisión Técnica Vehicular de acuerdo a la normativa nacional vigente y a Criterios internacionales	10.1.1. Realización del estudio de factibilidad para la implantación de los centros de revisión vehicular en el territorio nacional. 10.1.2. Elaboración de las bases técnicas, de financiamiento y legales que regirán la revisión técnica vehicular a nivel nacional. 10.1.3. Implantación del Sistema Nacional de RTV.						

ANEXO 8 Proyección de la demanda anual de energía eléctrica PME

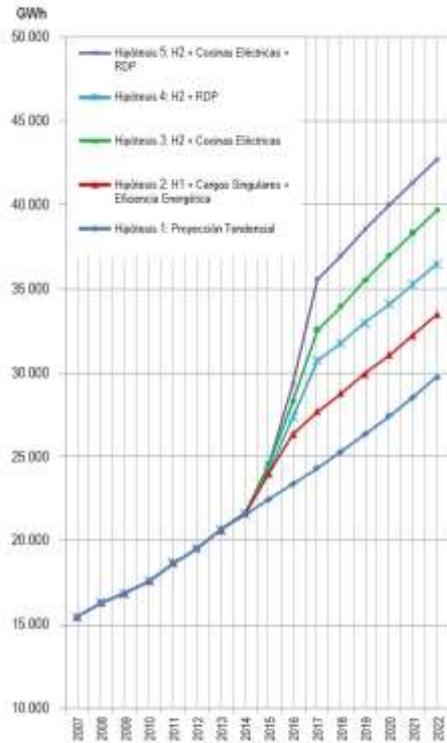


PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I.

ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO

HIPÓTESIS DE PROYECCIÓN

	Hipótesis 1: Proyección Tendencial	Hipótesis 2: H1 + Cargas Singulares + Eficiencia Energética	Hipótesis 3: H2 + Cocinas Eléctricas	Hipótesis 4: H2 + RDP	Hipótesis 5: H2 + Cocinas Eléctricas + RDP
Cre. 2007-2012 Real	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%
Cre. 2013-2022	4,1%	5,5%	7,5%	5,5%	6,4%
2000	10.521	10.521	10.521	10.521	10.521
2001	10.859	10.859	10.859	10.859	10.859
2002	11.541	11.541	11.541	11.541	11.541
2003	12.115	12.115	12.115	12.115	12.115
2004	12.960	12.960	12.960	12.960	12.960
2005	13.769	13.769	13.769	13.769	13.769
2006	14.689	14.689	14.689	14.689	14.689
2007	15.457	15.457	15.457	15.457	15.457
2008	16.315	16.315	16.315	16.315	16.315
2009	16.877	16.877	16.877	16.877	16.877
2010	17.594	17.594	17.594	17.594	17.594
2011	18.645	18.645	18.645	18.645	18.645
2012	19.547	19.547	19.547	19.547	19.547
2013	20.668	20.634	20.634	20.634	20.634
2014	21.568	21.630	21.630	21.639	21.639
2015	22.450	24.027	24.514	24.087	24.574
2016	23.364	26.340	28.291	27.362	29.313
2017	24.311	27.872	32.542	30.700	35.571
2018	25.296	28.746	33.954	31.773	36.962
2019	26.325	29.949	35.507	32.976	38.534
2020	27.388	31.062	36.962	34.089	40.009
2021	28.515	32.237	38.313	35.263	41.339
2022	29.739	33.480	39.676	36.485	42.701
2023	31.064	34.900	41.160	37.624	44.205
2024	32.480	36.202	42.749	38.225	45.773
2025	33.961	37.669	44.365	40.692	47.408
2026	35.500	39.215	46.104	42.238	49.126
2027	37.112	40.834	47.898	43.856	50.920
2028	38.798	42.520	49.761	45.541	52.793
2029	40.565	44.286	51.707	47.306	54.728
2030	42.414	46.134	53.739	48.154	56.759
2031	44.351	47.854	55.646	50.673	58.685
2032	46.379	49.662	57.664	52.601	60.682

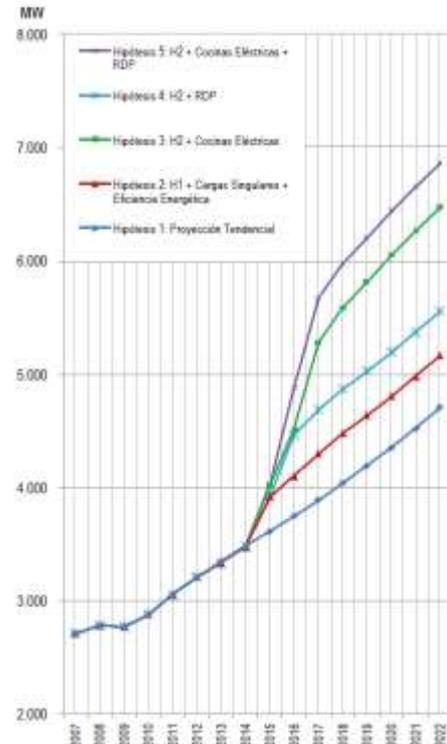


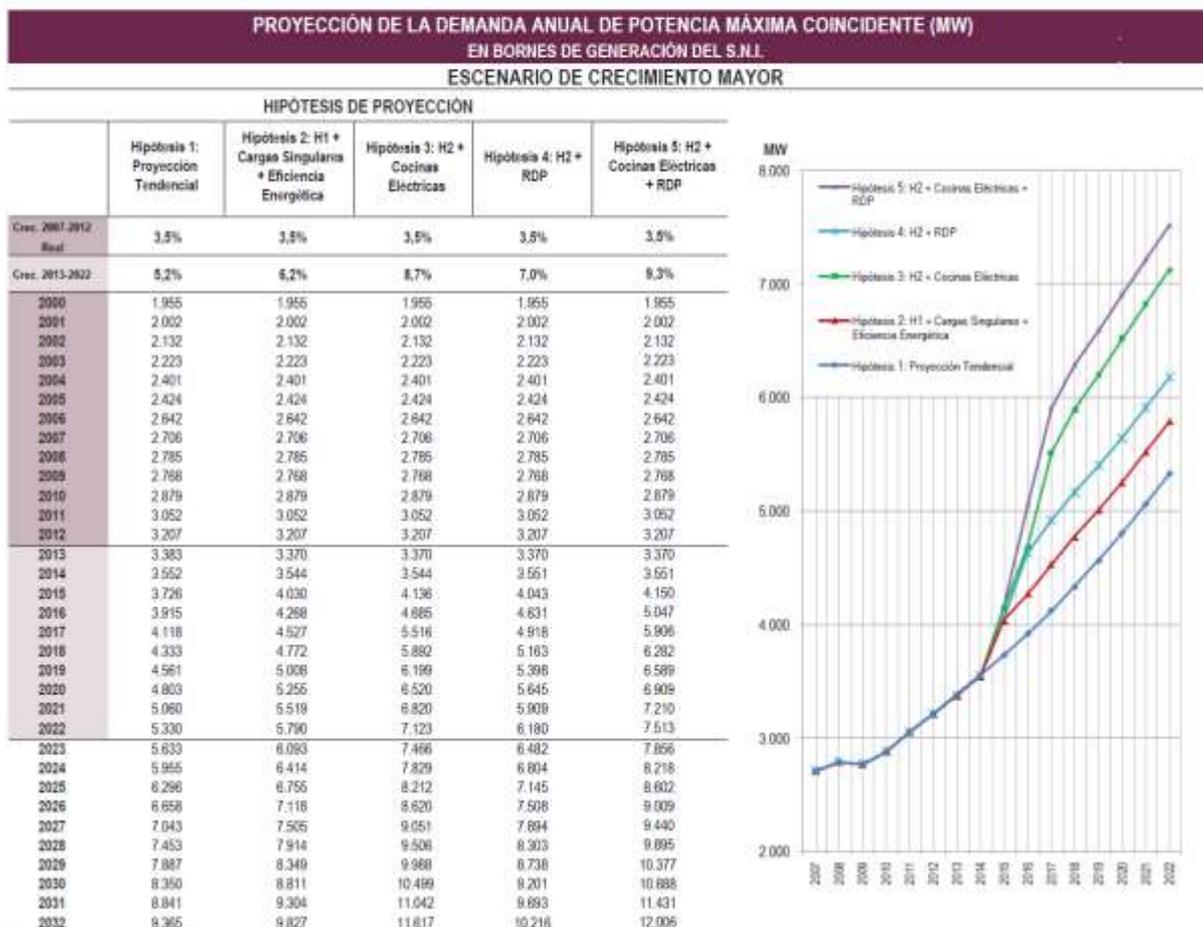
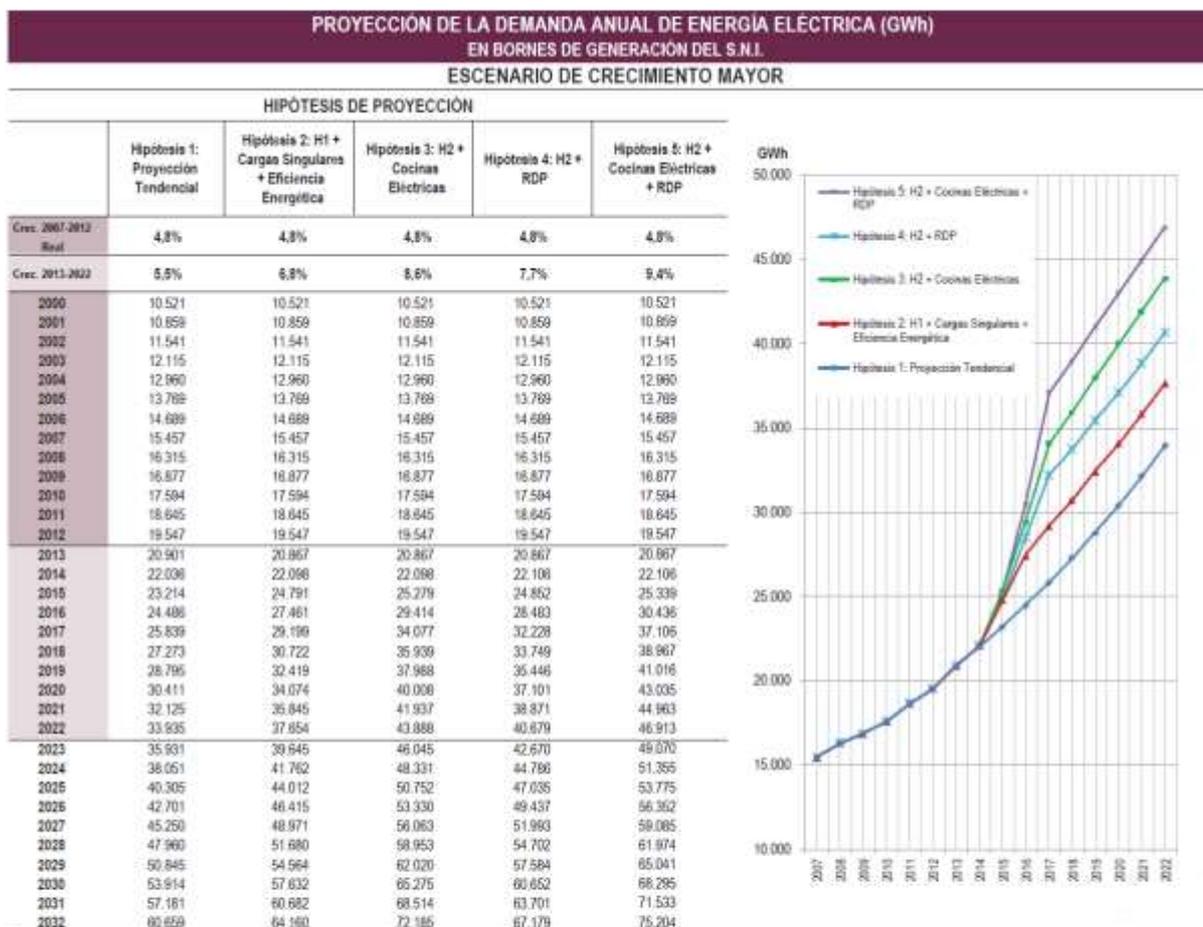
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE (MW)
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I.

ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO

HIPÓTESIS DE PROYECCIÓN

	Hipótesis 1: Proyección Tendencial	Hipótesis 2: H1 + Cargas Singulares + Eficiencia Energética	Hipótesis 3: H2 + Cocinas Eléctricas	Hipótesis 4: H2 + RDP	Hipótesis 5: H2 + Cocinas Eléctricas + RDP
Cre. 2007-2012 Real	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Cre. 2013-2022	3,8%	5,0%	7,7%	5,8%	6,4%
2000	1.955	1.955	1.955	1.955	1.955
2001	2.002	2.002	2.002	2.002	2.002
2002	2.132	2.132	2.132	2.132	2.132
2003	2.223	2.223	2.223	2.223	2.223
2004	2.401	2.401	2.401	2.401	2.401
2005	2.424	2.424	2.424	2.424	2.424
2006	2.642	2.642	2.642	2.642	2.642
2007	2.708	2.708	2.708	2.708	2.708
2008	2.785	2.785	2.785	2.785	2.785
2009	2.768	2.768	2.768	2.768	2.768
2010	2.879	2.879	2.879	2.879	2.879
2011	3.052	3.052	3.052	3.052	3.052
2012	3.207	3.207	3.207	3.207	3.207
2013	3.348	3.334	3.334	3.334	3.334
2014	3.481	3.473	3.473	3.480	3.480
2015	3.610	3.915	4.019	3.928	4.052
2016	3.744	4.099	4.512	4.461	4.875
2017	3.888	4.297	5.279	4.688	5.669
2018	4.036	4.475	5.584	4.865	5.974
2019	4.180	4.637	5.815	5.027	6.205
2020	4.351	4.803	6.052	5.193	6.442
2021	4.519	4.979	6.261	5.369	6.650
2022	4.703	5.163	6.475	5.553	6.864
2023	4.909	5.368	6.717	5.758	7.107
2024	5.124	5.583	6.970	5.973	7.380
2025	5.349	5.808	7.234	6.197	7.623
2026	5.584	6.044	7.510	6.433	7.899
2027	5.830	6.291	7.798	6.680	8.187
2028	6.087	6.548	8.086	6.937	8.485
2029	6.356	6.817	8.400	7.206	8.797
2030	6.637	7.098	8.733	7.467	9.122
2031	6.932	7.393	9.072	7.763	9.461
2032	7.240	7.702	9.426	8.091	9.815





ANEXO 9 Coste del Plan de expansión de la Generación 2013-2022

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia (MW)	Inversiones Públicas 2013 - 2022 (MUSD)	Inversiones Privadas 2013 - 2022 (MUSD)
jun-13	Vilonaco	CELEC EP - Gensur	Eólico	16,5	14,39	0,00
jun-13	Baba	Hidrolitoral EP	Hidroeléctrico	42,0	15,93	0,00
oct-13	Isimanchi	EERSSA	Hidroeléctrico	2,3	0,79	0,00
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	Hidroeléctrico	8,0	0,00	11,88
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Termoeléctrico	50,0	29,79	0,00
mar-14	Mazar-Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Hidroeléctrico	21,0	36,90	0,00
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Termoeléctrico	96,0	77,01	0,00
mar-14	Saymirin V	Elecaustro S.A.	Hidroeléctrico	7,0	6,02	0,00
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varias empresas	ERNC	200,0	0,00	579,50
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	Hidroeléctrico	4,0	5,61	0,00
ago-14	Topo	Pemaf Cia. Ltda.	Hidroeléctrico	29,2	0,00	25,77
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	Hidroeléctrico	10,0	9,65	0,00
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	Hidroeléctrico	6,0	0,00	11,20
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enemorte	Hidroeléctrico	60,0	117,90	0,00
dic-14	Machala Gas 3ra. Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	70,0	83,62	0,00
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	Termoeléctrico	150,0	195,00	0,00
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	487,0	448,98	0,00
may-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoachi EP	Hidroeléctrico	253,0	341,64	0,00
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	Hidroeléctrico	48,1	0,00	63,02
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	100,0	167,01	0,00
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	Hidroeléctrico	116,0	120,38	0,00
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enemorte	Hidroeléctrico	50,0	86,41	0,00
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	Hidroeléctrico	276,0	419,03	0,00
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	Hidroeléctrico	1.500,0	1.482,77	0,00
mar-16	Soldados Minas Yanuncay	Elecaustro S.A.	Hidroeléctrico	27,8	59,02	0,00
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	Hidroeléctrico	18,7	30,19	0,00
dic-16	Santa Cruz	Hidrocruc S.A.	Hidroeléctrico	129,0	0,00	250,00
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	80,0	173,76	0,00
jul-17	Due	Hidroalto S.A.	Hidroeléctrico	49,7	0,00	70,33
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC - EP	Termoeléctrico	250,0	325,00	0,00
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC - EP	Termoeléctrico	125,0	162,50	0,00
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Hidroeléctrico	30,0	0,00	60,13
oct-21	Chontal - Chirapi	CELEC EP - Enemorte	Hidroeléctrico	351,0	561,38	0,00
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	564,0	1.041,00	0,00
Total				5.227	6.011,66	1.071,84

ANEXO 10 Balance Nacional de Energía Eléctrica Septiembre 2016



Balance Nacional de Energía septiembre 2016

1. Potencia nominal en generación de energía eléctrica		MW	%
Energía Renovable 	Hidráulica	3,659.24	49.82%
	Eólica	21.15	0.29%
	Fotovoltaica	26.48	0.36%
	Biomasa	144.30	1.96%
	Biogas	2.00	0.03%
Total Energía Renovable		3,853.17	52.46%
No Renovable 	Térmica MCI	1,929.10	26.26%
	Térmica Turbogas	1,101.29	14.99%
	Térmica Turbovapor	461.87	6.29%
Total Energía No Renovable		3,492.25	47.54%
Total Potencia Nominal		7,345.42	100.00%

Interconexiones		MW	%
Interconexiones	Colombia	540.00	83.08%
	Perú	110.00	16.92%
Total Interconexiones		650.00	100.00%

2. Capacidad efectiva en generación de energía eléctrica		MW	%
Energía Renovable 	Hidráulica	3,653.04	53.24%
	Eólica	21.15	0.31%
	Fotovoltaica	25.57	0.37%
	Biomasa	136.40	1.99%
	Biogas	1.76	0.03%
Total Energía Renovable		3,837.92	55.93%
No Renovable	Térmica MCI	1,598.58	23.30%
	Térmica Turbogas	974.45	14.20%
	Térmica Turbovapor	450.74	6.57%
Total Energía No Renovable		3,023.77	44.07%
Total Capacidad Efectiva		6,861.70	100.00%

Interconexiones		MW	%
Interconexiones	Colombia	525.00	82.68%
	Perú	110.00	17.32%
Total Interconexiones		635.00	100.00%

3. Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable 	Hidráulica	14,720.37	53.92%
	Eólica	94.64	0.35%
	Fotovoltaica	37.76	0.14%
	Biomasa	475.37	1.74%
	Biogas	9.77	0.04%
Total Energía Renovable		15,337.90	56.18%
No Renovable	Térmica MCI	6,624.12	24.26%
	Térmica Turbogas	3,274.12	11.99%
	Térmica Turbovapor	1,935.91	7.09%
Total Energía No Renovable		11,834.15	43.34%
Total Producción Nacional		27,172.05	99.52%
Interconexión	Colombia	52.98	0.19%
	Perú	77.88	0.29%
	Importación	130.86	0.48%
Total Producción Nacional + Importación		27,302.91	100.00%

3.1 Producción Total de Energía e Importaciones S.N.I.		GWh	%
Energía Renovable 	Hidráulica	14,702.30	62.21%
	Eólica	88.01	0.37%
	Fotovoltaica	35.08	0.15%
	Biomasa	475.37	2.01%
	Biogas	9.77	0.04%
Total Energía Renovable S.N.I.		15,310.53	64.78%
No Renovable	Térmica MCI	3,482.67	14.74%
	Térmica Turbogas	2,809.90	11.89%
	Térmica Turbovapor	1,900.06	8.04%
Total Energía No Renovable S.N.I.		8,192.63	34.66%
Total Producción Nacional S.N.I.		23,503.16	99.45%
Interconexión 	Colombia	52.98	0.22%
	Perú	77.88	0.33%
	Importación	130.86	0.55%
Total Producción Nacional + Importación S.N.I.		23,634.02	100.00%

4. Energía Entregada para Servicio Público		GWh	%
Energía Renovable 	Hidráulica	14,144.77	62.41%
	Eólica	92.57	0.41%
	Fotovoltaica	36.54	0.16%
	Biomasa	289.29	1.28%
	Biogas	9.47	0.04%
Total Energía Renovable		14,572.65	64.29%
No Renovable	Térmica MCI	3,464.90	15.29%
	Térmica Turbogas	2,720.71	12.00%
	Térmica Turbovapor	1,776.55	7.84%
Total Energía No Renovable		7,962.16	35.13%
Total Producción Nacional		22,534.80	99.42%
Interconexión	Importación	130.86	0.58%
Total Energía Entregada para Servicio Público		22,665.66	100.00%

5. Energía Disponible para Servicio Público		GWh	%
Pérdidas en Transmisión		180.70	0.80%
Total Energía Disponible para Servicio Público		22,484.95	99.20%
Energía Exportada Perú		23.25	0.10%
Energía Exportada Colombia		379.42	1.67%
Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución		22,082.29	97.43%

6. Consumo de Energía para Servicio Público		GWh	%
Consumo de Energía a Nivel Nacional 	Residencial	7,132.75	36.74%
	Comercial	3,898.19	20.08%
	Industrial	5,239.35	26.99%
	A. Público	1,114.01	5.74%
	Otros	2,028.02	10.45%
Total		19,412.33	100.00%
Pérdidas en Distribución 	Técnicas	1,778.63	8.05%
	No Técnicas	891.34	4.04%
Total Pérdidas de Energía en Distribución		2,669.96	12.09%
Recaudación	USD Facturados (Millones)	1,858.36	
USD Recaudados (Millones)		1,809.75	97.38%

ANEXO 11 Registro histórico de Emisiones de CO2 por quema de combustibles (AIE 2016)

Año	Ecuador	Ecuador BEN	Colombia	Perú	Bolivia	Venezuela
<i>Medidas en millones de toneladas de CO2 equivalente para todos los casos.</i>						
1971	3,49		26,67	15,38	2,18	45,90
1972	3,52		27,32	15,40	2,40	47,39
1973	3,97		28,66	16,25	2,53	55,02
1974	5,23		30,81	17,48	2,74	56,25
1975	5,93		28,29	18,23	3,22	56,05
1976	6,86		30,02	18,51	3,53	59,45
1977	8,09		31,02	18,18	3,75	61,59
1978	9,24		33,01	18,35	4,07	66,99
1979	9,70		33,37	19,19	4,07	76,34
1980	10,40		34,80	20,39	4,21	83,35
1981	11,80		34,93	21,24	4,53	84,52
1982	11,82		35,49	21,06	4,87	85,38
1983	11,09		37,36	17,77	4,94	84,89
1984	11,18		37,79	18,59	4,59	85,02
1985	11,66		39,47	18,05	4,31	85,12
1986	11,91		40,16	19,32	4,15	84,87
1987	11,62		42,61	20,89	4,35	83,97
1988	12,29		43,08	21,26	4,26	84,89
1989	12,02		44,83	19,30	4,72	91,58
1990	13,32		45,78	19,14	5,15	93,56
1991	13,91		47,52	18,53	5,17	92,33
1992	14,82		49,45	19,35	5,41	94,53
1993	14,04		52,13	20,02	5,63	100,18
1994	14,90		52,17	20,54	6,10	100,78
1995	16,69		54,45	23,30	6,89	106,07
1996	19,20		54,36	25,67	6,47	114,06
1997	20,43		58,92	25,40	6,49	118,78
1998	20,40		59,34	24,41	6,94	119,67
1999	16,52		52,01	26,85	6,54	109,32
2000	18,13		54,17	26,39	7,10	116,18
2001	19,28		54,63	24,33	6,81	123,31
2002	19,80		52,51	25,52	7,15	122,69
2003	19,59		51,84	24,87	7,82	122,36
2004	22,21		51,97	28,76	8,52	127,59
2005	23,92		53,57	28,62	9,07	137,13
2006	25,42	32,03	53,65	28,02	9,87	133,24
2007	26,09	32,72	54,76	30,91	10,79	129,75
2008	26,15	32,54	55,62	35,20	11,74	159,38
2009	28,77	35,31	59,03	37,69	12,40	160,46
2010	32,05	37,75	60,21	41,09	13,70	171,47
2011	32,84	38,32	65,39	44,22	14,87	151,30
2012	34,19	39,68	65,21	44,00	16,73	168,75
2013	35,87	41,38	70,87	44,84	16,91	155,96
2014	38,73	45,80	72,50	47,79	18,30	154,99
2015	40,94	46,04	69,05	49,83	19,17	161,24
2016	43,16	47,68	69,98	51,87	20,12	162,00
2017	45,38	49,32	70,91	53,92	21,08	160,43
2018	47,59	50,95	71,84	55,96	22,03	161,69

2019	49,81	52,59	72,77	58,00	22,99	167,36
2020	52,03	54,22	73,70	60,04	23,95	170,31
2021	54,24	55,86	74,63	62,09	24,90	168,92
2022	56,46	57,50	75,56	64,13	25,86	172,50
2023	58,68	59,13	76,49	66,17	26,81	181,46
2024	60,90	60,77	77,41	68,21	27,77	184,03
2025	63,11	62,40	78,34	70,25	28,72	190,90

ANEXO 12 Emisiones de CO2 por unidad de PIB y per cápita (AIE 2016)

Año	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú
	<i>Ton CO₂ / habitante</i>				<i>Ton CO₂ / miles USD 2005</i>			
1971	0,47	1,18	0,56	1,12	0,33	0,41	0,22	0,33
1972	0,51	1,18	0,55	1,09	0,34	0,39	0,21	0,32
1973	0,53	1,21	0,60	1,12	0,34	0,39	0,21	0,32
1974	0,56	1,27	0,77	1,18	0,35	0,39	0,25	0,32
1975	0,64	1,14	0,85	1,20	0,39	0,35	0,25	0,32
1976	0,69	1,19	0,96	1,18	0,41	0,36	0,27	0,32
1977	0,72	1,20	1,10	1,13	0,41	0,35	0,31	0,31
1978	0,76	1,25	1,22	1,11	0,44	0,35	0,34	0,32
1979	0,75	1,23	1,25	1,13	0,44	0,33	0,34	0,31
1980	0,75	1,25	1,30	1,17	0,46	0,33	0,35	0,31
1981	0,79	1,23	1,44	1,19	0,49	0,33	0,38	0,31
1982	0,84	1,22	1,41	1,16	0,55	0,33	0,38	0,31
1983	0,83	1,26	1,29	0,95	0,58	0,34	0,36	0,29
1984	0,75	1,25	1,27	0,97	0,54	0,33	0,35	0,29
1985	0,69	1,27	1,29	0,92	0,52	0,34	0,35	0,28
1986	0,66	1,27	1,28	0,97	0,51	0,33	0,35	0,27
1987	0,67	1,32	1,22	1,02	0,52	0,33	0,34	0,27
1988	0,65	1,31	1,26	1,02	0,50	0,32	0,34	0,30
1989	0,70	1,33	1,20	0,90	0,53	0,32	0,33	0,31
1990	0,75	1,34	1,30	0,88	0,55	0,31	0,35	0,33
1991	0,74	1,36	1,33	0,83	0,53	0,31	0,35	0,31
1992	0,76	1,39	1,38	0,85	0,54	0,31	0,37	0,32
1993	0,77	1,44	1,28	0,86	0,54	0,32	0,34	0,32
1994	0,82	1,42	1,33	0,87	0,56	0,30	0,35	0,29
1995	0,91	1,45	1,46	0,97	0,61	0,30	0,38	0,31
1996	0,84	1,43	1,64	1,05	0,54	0,29	0,43	0,33
1997	0,82	1,52	1,71	1,02	0,52	0,31	0,44	0,31
1998	0,86	1,51	1,68	0,97	0,53	0,31	0,42	0,29
1999	0,80	1,31	1,33	1,05	0,50	0,28	0,36	0,32
2000	0,85	1,34	1,44	1,02	0,53	0,28	0,39	0,31
2001	0,80	1,33	1,50	0,93	0,50	0,28	0,40	0,28
2002	0,83	1,26	1,51	0,96	0,51	0,26	0,39	0,28
2003	0,89	1,23	1,47	0,92	0,54	0,25	0,38	0,26
2004	0,95	1,22	1,64	1,05	0,57	0,24	0,40	0,29

2005	0,99	1,24	1,74	1,04	0,58	0,23	0,41	0,27
2006	1,06	1,22	1,82	1,00	0,60	0,22	0,41	0,24
2007	1,14	1,23	1,84	1,09	0,63	0,21	0,42	0,25
2008	1,22	1,24	1,81	1,23	0,64	0,20	0,39	0,26
2009	1,27	1,30	1,96	1,30	0,66	0,21	0,43	0,28
2010	1,38	1,31	2,15	1,40	0,70	0,21	0,46	0,28
2011	1,48	1,41	2,16	1,49	0,72	0,21	0,44	0,28
2012	1,63	1,39	2,22	1,46	0,77	0,20	0,43	0,26
2013	1,63	1,50	2,29	1,47	0,73	0,21	0,43	0,25
2014	1,73	1,52	2,44	1,54	0,75	0,21	0,45	0,26
2015	1,75	1,42	2,74	1,55	0,74	0,19	0,46	0,26
2016	1,77	1,43	2,85	1,55	0,74	0,18	0,47	0,26
2017	1,79	1,43	2,90	1,56	0,74	0,18	0,47	0,26
2018	1,81	1,44	3,06	1,56	0,74	0,18	0,48	0,26
2019	1,83	1,44	3,11	1,56	0,74	0,17	0,48	0,26
2020	1,85	1,45	3,32	1,57	0,74	0,17	0,49	0,26
2021	1,87	1,45	3,45	1,57	0,74	0,16	0,49	0,26
2022	1,89	1,45	3,68	1,58	0,74	0,16	0,50	0,26
2023	1,91	1,46	3,81	1,58	0,74	0,16	0,50	0,26
2024	1,93	1,46	3,96	1,58	0,74	0,15	0,51	0,26
2025	1,95	1,47	4,17	1,59	0,74	0,15	0,51	0,26

ANEXO 13 Emisiones de CO₂ por unidad de PIB(Paridad de Poder Adquisitivo) (AIE 2016)

Año	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú
	<i>PIB (PPA): millones USD 2005</i>				<i>Ton CO₂ / miles USD 2005 (PPA)</i>			
1971	17,63	110,23	31,58	88,27	0,12	0,24	0,11	0,17
1972	19,04	118,68	33,16	90,81	0,13	0,23	0,11	0,17
1973	20,13	126,67	37,79	95,69	0,13	0,23	0,10	0,17
1974	20,72	133,94	42,02	104,54	0,13	0,23	0,12	0,17
1975	22,24	136,95	46,63	108,10	0,14	0,21	0,13	0,17
1976	23,26	143,55	50,08	110,22	0,15	0,21	0,14	0,17
1977	24,42	149,50	50,89	110,66	0,15	0,21	0,16	0,16
1978	24,92	162,16	53,79	110,97	0,16	0,20	0,17	0,17
1979	24,95	170,89	55,80	117,40	0,16	0,20	0,17	0,16
1980	24,61	177,89	57,87	124,60	0,17	0,20	0,18	0,16
1981	24,68	181,92	61,12	131,52	0,18	0,19	0,19	0,16
1982	23,71	183,64	61,49	131,22	0,21	0,19	0,19	0,16
1983	22,75	186,55	61,29	117,56	0,22	0,20	0,18	0,15
1984	22,70	192,81	62,89	121,81	0,20	0,20	0,18	0,15
1985	22,32	198,76	65,37	124,32	0,19	0,20	0,18	0,15
1986	21,75	210,37	67,63	136,04	0,19	0,19	0,18	0,14
1987	22,28	221,67	67,46	149,27	0,20	0,19	0,17	0,14
1988	22,93	230,67	71,43	135,17	0,19	0,19	0,17	0,16
1989	23,80	238,55	72,15	118,53	0,20	0,19	0,17	0,16
1990	24,90	252,96	74,81	112,63	0,21	0,18	0,18	0,17

IMPACTO DEL CAMBIO DE LA MATRÍZ ENERGÉTICA EN ECUADOR. EVALUACIÓN MEDIANTE INDICADORES DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICOS: ESCENARIOS POSIBLES Y RECOMENDACIONES

1991	26,22	258,72	78,02	115,12	0,20	0,18	0,18	0,16
1992	26,65	271,74	79,67	114,50	0,20	0,18	0,19	0,17
1993	27,78	278,17	81,24	120,51	0,20	0,19	0,17	0,17
1994	29,08	294,41	84,70	135,34	0,21	0,18	0,18	0,15
1995	30,44	309,72	86,60	145,37	0,23	0,18	0,19	0,16
1996	31,77	316,09	88,10	149,44	0,20	0,17	0,22	0,17
1997	33,34	326,93	91,92	159,12	0,19	0,18	0,22	0,16
1998	35,02	328,80	94,92	158,49	0,20	0,18	0,21	0,15
1999	35,17	314,97	90,42	160,86	0,19	0,17	0,18	0,17
2000	36,05	328,90	91,41	165,20	0,20	0,16	0,20	0,16
2001	36,66	334,41	95,08	166,22	0,19	0,16	0,20	0,15
2002	37,57	342,79	98,97	175,28	0,19	0,15	0,20	0,15
2003	38,59	356,22	101,67	182,58	0,20	0,15	0,19	0,14
2004	40,20	375,22	110,02	191,64	0,21	0,14	0,20	0,15
2005	41,98	392,88	115,84	203,68	0,22	0,14	0,21	0,14
2006	43,99	419,19	120,94	219,02	0,22	0,13	0,21	0,13
2007	46,00	448,11	123,59	237,67	0,23	0,12	0,21	0,13
2008	48,83	464,01	131,44	259,40	0,24	0,12	0,20	0,14
2009	50,47	471,67	132,19	262,12	0,25	0,13	0,22	0,14
2010	52,55	490,41	136,85	284,28	0,26	0,12	0,23	0,14
2011	55,28	522,72	147,62	302,62	0,27	0,13	0,22	0,15
2012	58,11	543,86	155,95	320,62	0,29	0,12	0,22	0,14
2013	62,06	570,71	163,05	339,13	0,27	0,12	0,22	0,13
2014	65,45	596,69	169,04	347,10	0,28	0,12	0,23	0,14
2015	69,02	622,80	175,78	366,47	0,28	0,11	0,23	0,14
2016	72,56	648,96	182,52	380,66	0,28	0,11	0,24	0,14
2017	76,09	675,12	189,25	394,84	0,28	0,11	0,24	0,14
2018	79,63	701,28	195,99	409,03	0,28	0,10	0,24	0,14
2019	83,16	727,44	202,73	423,22	0,28	0,10	0,25	0,14
2020	86,70	753,60	209,47	437,41	0,28	0,10	0,25	0,14
2021	90,23	779,76	216,20	451,60	0,28	0,10	0,25	0,14
2022	93,77	805,92	222,94	465,78	0,28	0,09	0,25	0,14
2023	97,30	832,08	229,68	479,97	0,28	0,09	0,26	0,14
2024	100,83	858,24	236,42	494,16	0,28	0,09	0,26	0,14
2025	104,37	884,40	243,15	508,35	0,28	0,09	0,26	0,14

ANEXO 14 Proyecciones de crecimiento en AL&C según CEPAL para el periodo 2016-2017



Proyecciones de crecimiento de América Latina y el Caribe, 2016 - 2017
Producto Interno Bruto. Tasas de variación

País o región	Crecimiento del PIB	
	2016	2017
América Latina y el Caribe	-1.1	1.3
Argentina	-2.0	2.3
Bolivia (Estado Plurinacional de)	4.0	3.8
Brasil	-3.6	0.4
Chile	1.6	2.0
Colombia	2.0	2.7
Ecuador	-2.0	0.3
Paraguay	4.0	3.8
Perú	3.9	4.0
Uruguay	0.6	1.0
Venezuela (República Bolivariana de)	-9.7	-4.7
América del Sur	-2.4	0.9
Costa Rica	4.1	3.9
Cuba	0.4	0.9
El Salvador	2.2	2.2
Guatemala	3.3	3.3
Haití	2.0	1.0
Honduras	3.5	3.4
México	2.0	1.9
Nicaragua	4.8	4.7
Panamá	5.2	5.9
República Dominicana	6.4	6.2
América Central y México	2.4	2.3
América Central	3.6	3.7
América Latina	-1.1	1.3
Antigua y Barbuda	4.2	2.9
Bahamas	0.0	1.0
Barbados	1.4	1.9
Belice	-2.4	3.7
Dominica	1.0	3.2
Granada	2.9	2.6
Guyana	2.6	3.8
Jamaica	1.1	1.2
Saint Kitts y Nevis	3.7	5.3
San Vicente y las Granadinas	2.1	2.2
Santa Lucía	2.8	2.3
Suriname	-10.4	0.8
Trinidad y Tabago	-4.5	0.5
El Caribe	-1.7	1.3

Fuente: CEPAL, Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe 2016 (diciembre 2016). NOTA: América Central incluye a Cuba, Haití y República Dominicana.