



POLÍTICA ENERGÉTICA Y NDCs EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE:

EVALUACIÓN DE LAS POLÍTICAS ACTUALES DE
DESARROLLO ENERGÉTICO DE LA REGIÓN, COMO
CONTRIBUCIÓN AL CUMPLIMIENTO DE LOS
COMPROMISOS EN MATERIA DE CAMBIO CLIMÁTICO



BASES PARA UN DEBATE NECESARIO

El presente documento fue elaborado por la Organización Latinoamericana de Energía – OLADE bajo la coordinación de:

Alfonso Blanco

Secretario Ejecutivo
OLADE

Andres Schuschny

Director de Estudios, Proyectos e Información
OLADE

El autor del presente documento es:

Fabio García

Especialista Senior en Planificación Energética
OLADE

Con el aporte técnico de los consultores:

Luis Guerra

Jaime Guillén

Beno Ruchansky

Se agradece a **Mario Andrés Merchan** de EUEI PDF y a **Martha Vides** de OLADE, por la revisión del documento y sus comentarios.

El presente estudio fue financiado por:

European Union Energy Initiative
Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF)



En nombre de:



Traducción al idioma inglés: **Nicholas Levine**

Quito, Ecuador, octubre de 2018

Las opiniones expresadas por los autores en este documento, no necesariamente reflejan en su totalidad el punto de vista de los Estados Miembros de OLADE.

Se permite la reproducción total o parcial del contenido de este documento, a condición de que se mencione la fuente.

Diagramación y diseño
Carlos Sirfierro



Diseño de contenido gráfico (Tablas - gráficos)
María Daniela Pérez

Contenido

III. Abreviaturas y acrónimos	26
IV PROLOGO	27
1. Resumen.....	29
2. Introducción.....	31
3. Diagnóstico regional en el año base	33
3.1 Brasil.....	34
3.2 México.....	36
3.3 América Central.....	38
3.4 Subregión Andina	40
3.5 Cono Sur.....	42
3.6 El Caribe	44
3.7 América Latina y El Caribe (ALC).....	46
4. El sector energía y las NDCs de la región América Latina y el Caribe	50
4.1 Consideraciones generales	50
4.2 Consideraciones referentes al sector energía	52
4.3 Hipótesis de trabajo	54
5. Construcción del escenario tendencial de línea base (BAU).....	55
5.1 Consideraciones generales	56
5.2 Brasil.....	56
5.2.1 Proyección del consumo final de energía	56
5.2.2 Proyección de la generación eléctrica	58
5.2.3 Proyección de la oferta total de energía	60
5.3 México.....	61
5.3.1 Proyección del consumo final de energía	61
5.3.2 Proyección de la generación eléctrica	63
5.3.3 Proyección de la oferta total de energía	64
5.4 América Central.....	65
5.4.1 Proyección del consumo final de energía	65
5.4.2 Proyección de la generación eléctrica	67
5.4.3 Proyección de la oferta total de energía	68
5.5 Subregión Andina	69
5.5.1 Proyección del consumo final de energía	69
5.5.2 Proyección de la generación eléctrica.....	71
5.5.3 Proyección de la oferta total de energía	72
5.6 Cono Sur.....	73
5.6.1 Proyección del consumo final de energía	73
5.6.2 Proyección de la generación eléctrica	75
5.6.3 Proyección de la oferta total de energía	76
5.7 El Caribe	78
5.7.1 Proyección del consumo final de energía	78
5.7.2 Proyección de la generación eléctrica.....	80
5.7.3 Proyección de la oferta total de energía.....	81



5.8 América Latina y El Caribe (ALC)	82
5.8.1 Proyección del consumo final de energía	82
5.8.2 Proyección de la generación eléctrica	84
5.8.3 Proyección de la oferta total de energía	85
6. Construcción del Escenario de Políticas Actuales (EPA)	87
6.1 Consideraciones generales	88
6.2 Brasil.....	90
6.2.1 Proyección del consumo final de energía	90
6.2.2 Proyección de la generación eléctrica	91
6.2.3 Proyección de la oferta total de energía	95
6.3 México.....	96
6.3.1 Proyección del consumo final de energía	96
6.3.2 Proyección de la generación eléctrica	98
6.3.3 Proyección de la oferta total de energía	102
6.4 América Central.....	103
6.4.1 Proyección del consumo final de energía	103
6.4.2 Proyección de la generación eléctrica	105
6.4.3 Proyección de la oferta total de energía	112
6.5 Subregión Andina	113
6.5.1 Proyección del consumo final de energía	113
6.5.2 Proyección de la generación eléctrica	115
6.5.3 Proyección de la oferta total de energía	121
6.6 Cono Sur.....	123
6.6.1 Proyección del consumo final de energía	123
6.6.2 Proyección de la generación eléctrica	125
6.6.3 Proyección de la oferta total de energía	130
6.7 EL Caribe.....	131
6.7.1 Proyección del consumo final	131
6.7.2 Proyección de la generación eléctrica.....	134
6.7.3 Proyección de la oferta total de energía.....	140
6.8 América Latina y El Caribe (ALC)	141
6.8.1 Proyección del consumo final de energía.....	141
6.8.2 Proyección de la generación eléctrica.....	143
6.8.3 Proyección de la oferta total de energía.....	147
7. Análisis comparativo de las emisiones de CO ₂ e de los escenarios EPA y BAU, en relación con las metas de reducción implícitas en los NDCs	149
7.1 Introducción	150
7.2.....	
Brasil.....	151
7.3 México	153
7.4 América Central.....	154
7.5 Subregión Andina.....	155
7.6 Cono Sur	156
7.7 El Caribe	157
7.8 América Latina y El Caribe (ALC).....	158
8. Construcción del escenario orientado al cumplimiento de las NDCs (ECN).	159
8.1 Consideraciones generales	160

8.2 Brasil	162
8.2.1 Proyección del consumo final de energía	162
8.2.2 Proyección de la generación eléctrica	164
8.2.3 Proyección de la oferta total de energía	168
8.3 México	169
8.3.1 Proyección del consumo final de energía	169
8.3.2 Proyección de la generación eléctrica	171
8.3.3 Proyección de la oferta total de energía	173
8.4 América Central	175
8.4.1 Proyección del consumo de energía	175
8.4.2 Proyección de la generación eléctrica	177
8.4.3 Proyección de oferta total de energía	179
8.5 Subregión Andina	181
8.5.1 Proyección del consumo final de energía	181
8.5.2 Proyección de la generación eléctrica	182
8.5.3 Proyección de la oferta total de energía	185
8.6 Cono Sur	186
8.6.1 Proyección del consumo final de energía	186
8.6.2 Proyección de la generación eléctrica	188
8.6.3 Proyección de la oferta total de energía	191
8.7 El Caribe	193
8.7.1 Proyección del consumo final de energía	193
8.7.2 Proyección de la generación eléctrica	195
8.7.3 Proyección de la oferta total de energía	197
8.8 América Latina y El Caribe (ALC)	199
8.8.1 Proyección del consumo final de energía	199
8.8.2 Proyección de la generación eléctrica	200
8.8.3 Proyección de la oferta total de energía	203
9. Análisis de sensibilidad del escenario ECN, a los efectos del cambio climático	206
9.1 Consideraciones generales	206
9.2 Brasil	208
9.2.1 Variación en el consumo total de electricidad	208
9.2.2 Variación en la generación hidroeléctrica	209
9.3 México	209
9.3.1 Variación en el consumo total de electricidad	209
9.3.2 Variación en la generación hidroeléctrica	210
9.4 América Central	211
9.4.1 Variación del consumo total de electricidad	211
9.4.2 Variación de la generación hidroeléctrica	211
9.5 Subregión Andina	212
9.5.1 Variación del consumo total de electricidad	212
9.5.2 Variación de la generación hidroeléctrica	213
9.6 Cono Sur	213
9.6.1 Variación del consumo total de electricidad	213
9.6.2 Variación de la generación hidroeléctrica	213
9.7 El Caribe	214
9.7.1 Variación del consumo total de electricidad	214



9.7.2 Variación de la generación hidroeléctrica	215
9.8 América Latina y El Caribe (ALC)	215
9.8.1 Variación del consumo total de electricidad.....	215
9.8.2 Variación de la generación hidroeléctrica.....	216
10. Análisis comparativo de los escenarios simulados, mediante indicadores energéticos y ambientales.	219
10.1 Consideraciones generales	219
10.2 Brasil.....	219
10.2.1 Proyección y estructura del consumo final de energía	219
10.2.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica	220
10.2.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía.....	221
10.2.4 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción	2
10.2.5 Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética y porcentajes de reducción	224
10.3 México.....	226
10.3.1 Proyección y estructura del consumo final de energía	226
10.3.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica	227
10.3.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía	228
10.3.4 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción	229
10.3.5 Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética y porcentajes de reducción	231
10.4 América Central.....	232
10.4.1 Proyección y estructura del consumo final de energía	232
10.4.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica	234
10.4.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía	235
10.4.4 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción	236
10.4.5 Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética y porcentajes de reducción	238
10.5 Subregión Andina.....	239
10.5.1 Proyección y estructura del consumo final de energía	239
10.5.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica	240
10.5.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía	241
10.5.4 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción	242
10.5.5 Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética y porcentajes de reducción	244
10.6 Cono Sur.....	245
10.6.1 Proyección y estructura del consumo final de energía	245
10.6.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica	246
10.6.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía	247
10.6.4 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción	248
10.6.5 Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética y porcentajes de reducción	249
10.7 El Caribe	251
10.7.1 Proyección y estructura del consumo final de energía.....	251
10.7.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica.....	252
10.7.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía.....	253
10.7.4 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción	254

10.7.5 Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética y porcentajes de reducción	255
10.8 América Latina y El Caribe (ALC)	257
10.8.1 Proyección y estructura del consumo final de energía	257
10.8.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica	258
10.8.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía	259
10.8.4 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción	260
10.8.5 Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética y porcentajes de reducción	262
11. Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE), frente a la proyección de los costos internacionales de los combustibles	265
11.1 Consideraciones generales	265
11.2 Brasil	267
11.2.1 Costos unitarios de inversión	267
11.2.2 Proyección de los LCOE por tecnologías	268
11.2.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica	269
11.2.4 Costo total de inversión en generación eléctrica	270
11.2.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos	270
11.3 México	272
11.3.1 Costos unitarios de inversión	272
11.3.2 Proyección de los LCOE por tecnologías	272
11.3.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica	273
11.3.4 Costo total de inversión en generación eléctrica	274
11.3.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos	275
11.4 América Central	276
11.4.1 Costos unitarios de inversión	276
11.4.2 Proyección de los LCOE por tecnologías	276
11.4.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica	277
11.4.4 Costo total de inversión en generación eléctrica	278
11.4.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos	279
11.5 Subregión Andina	280
11.5.1 Costos unitarios de inversión	280
11.5.2 Proyección de los LCOE por tecnologías	280
11.5.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica	281
11.5.4 Costo total de inversión en generación eléctrica	282
11.5.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos	283
11.6 Cono Sur	284
11.6.1 Costos unitarios de inversión	284
11.6.2 Proyección de los LCOE por tecnologías	284
11.6.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica	285
11.6.4 Costo total de inversión en generación eléctrica	286
11.6.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos	287
11.7 El Caribe	288
11.7.1 Costos unitarios de inversión	288
11.7.2 Proyección de los LCOE por tecnologías	288
11.7.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica	289
11.7.4 Costo total de inversión en generación eléctrica	290

11.7.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos	291
11.8 América Latina y El Caribe (ALC)	291
11.8.1 Proyección de los costos totales de generación eléctrica.....	291
11.8.2 Valores de LCOE total, ponderados por escenario para ALC	292
11.8.3 Costo total de inversión en generación eléctrica.....	294
12. Conclusiones	295
12.1 Conclusiones por subregiones	296
12.1.1 Brasil	296
12.1.2 México	296
12.1.3 América Central	297
12.1.4 Subregión Andina.....	297
12.1.5 Cono Sur	298
12.1.6 El Caribe	298
12.1.7 América Latina y El Caribe.....	299
12.2 Conclusiones finales	301
13. Propuesta general de OLADE para alcanzar los NDCs.....	303
13.1 Propuesta sobre políticas de eficiencia energética	303
13.2 Propuesta sobre políticas en energías renovables	306
Referencias Bibliográficas	310
Para Brasil.....	310
Para México.....	310
Para América Central.....	310
Para la Subregión Andina	311
Para el Cono sur	311
Para El Caribe	312
Referencias generales	313
Anexos	314
Anexo I. Descripción resumida del Modelo SAME.....	315
Anexo II. Tabla resumen de los NDCs de los países de ALC	316
Anexo III. Eficiencias relativas en el consumo final.....	319
Anexo IV. Medidas de eficiencia energética y diversificación del consumo final consideradas en el escenario ECN.....	320
Anexo V. Factores de emisión de CO ₂ e por fuente y actividad	321
Anexo VI. Participación del sector energético en las emisiones totales de CO ₂ e.....	322

Indice de figuras

Figura 3.1. Estructura del consumo final de energía en Brasil (2015).....	35
Figura 3.2. Estructura de la generación eléctrica de Brasil (2015).....	35
Figura 3.3. Estructura de la oferta total de energía de Brasil (2015).....	36
Figura 3.4. Estructura del consumo final de energía en México (2015)	37
Figura 3.5. Estructura de la generación eléctrica en México (2015)	37
Figura 3.6. Estructura de la oferta total de energía en México (2015).....	38
Figura 3.7. Estructura del consumo final de energía en América Central (2015).....	39
Figura 3.8. Estructura de la generación eléctrica en América Central (2015).....	39
Figura 3.9. Estructura de la oferta total de energía en América Central (2015)	40
Figura 3.10. Estructura del consumo final de energía en la Subregión Andina	41
Figura 3.11. Estructura de la generación eléctrica en la Subregión Andina (2015)	41
Figura 3.12. Estructura de la oferta total de energía en la Subregión Andina (2015).....	42
Figura 3.13. Estructura del consumo final de energía en el Cono Sur (2015).....	43
Figura 3.14. Estructura de La generación eléctrica del Cono Sur (2015)	43
Figura 3.15. Estructura de La generación eléctrica del Cono Sur (2015).....	44
Figura 3.16. Estructura del consumo final de energía en El Caribe (2015)	45
Figura 3.17. Estructura de la generación eléctrica en El Caribe (2015).....	45
Figura 3.18. Estructura de la oferta total de energía en El Caribe (2015).....	46
Figura 3.19 Estructura del consumo final de energía en ALC (año 2015)	47
Figura 3.20 Estructura de la generación eléctrica de ALC (año 2015)	48
Figura 3.21 Estructura de la oferta total de energía de ALC (año 2015)	48
Figura 5.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil, escenario BAU	57
Figura 5.2. Evolución de la matriz de consumo final de energía en Brasil, escenario BAU	57
Figura 5.3. Proyección del consumo final de electricidad en Brasil, escenario BAU	58
Figura 5.4. Proyección de la generación eléctrica en Brasil, escenario BAU	59
Figura 5.5. Evolución de la matriz de generación eléctrica en Brasil, escenario BAU	59
Figura 5.6. Proyección de la oferta total de energía en Brasil, escenario BAU	60
Figura 5.7. Evolución de la matriz de oferta total de energía en Brasil, escenario BAU	60
Figura 5.8. Proyección del consumo final de energía en México, escenario BAU	61
Figura 5.9. Evolución de la matriz de consumo final de energía en México, escenario BAU	62
Figura 5.10. Proyección del consumo final de electricidad en México, escenario BAU	62
Figura 5.11. Proyección de la generación eléctrica en México, escenario BAU.....	63
Figura 5.12. Evolución de la matriz de generación eléctrica en México, escenario BAU	64
Figura 5.13. Proyección de la oferta total de energía en México, escenario BAU	65
Figura 5.14. Evolución de la matriz de oferta total de energía en México, escenario BAU.....	65
Figura 5.15. Proyección del consumo final de energía en América Central, escenario BAU.....	66
Figura 5.16. Evolución de la matriz de consumo final de energía en América Central, escenario BAU	66
Figura 5.17. Proyección del consumo final de electricidad en América Central, escenario BAU	67
Figura 5.18. Proyección de la generación eléctrica en América Central, escenario BAU.....	68
Figura 5.19. Evolución de la matriz de generación eléctrica en América Central, escenario BAU	68
Figura 5.20. Proyección de la oferta total de energía en América Central, escenario BAU.....	69
Figura 5.21. Evolución de la matriz de oferta total de energía en América Central, escenario BAU.....	69
Figura 5.22. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, escenario BAU.....	70
Figura 5.24. Proyección del consumo final de electricidad en la Subregión Andina, escenario BAU.....	71
Figura 5.25. Proyección de la generación eléctrica en la Subregión Andina, escenario BAU	72
Figura 5.26. Evolución de la matriz de generación eléctrica en la Subregión Andina, escenario BAU.	72



Figura 5.27. Proyección de la oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario BAU	73
Figura 5.28. Evolución de la matriz de oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario BAU	73
Figura 5.29. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, escenario BAU	74
Figura 5.30. Evolución de la matriz de consumo final de energía en el Cono Sur, escenario BAU	74
Figura 5.31. Proyección del consumo final de electricidad en el Cono Sur, escenario BAU.....	75
Figura 5.32. Proyección de la generación eléctrica en el Cono Sur, escenario BAU	76
Figura 5.33. Evolución de la matriz de generación eléctrica en el Cono Sur, escenario BAU.....	76
Figura 5.34. Proyección de la oferta total de energía en el Cono Sur, escenario BAU.....	77
Figura 5.35. Evolución de la matriz de oferta total de energía en El Cono Sur, escenario BAU	77
Figura 5.36. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, escenario BAU.....	78
Figura 5.37. Evolución de la matriz de consumo final de energía en El Caribe, escenario BAU	79
Figura 5.38. Proyección del consumo final de electricidad en El Caribe, escenario BAU.....	79
Figura 5.39. Proyección de la generación eléctrica en El Caribe, escenario BAU	80
Figura 5.40. Evolución de la matriz de generación eléctrica en el Cono Sur, escenario BAU	81
Figura 5.41. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe, escenario BAU.....	82
Figura 5.42. Evolución de la matriz de oferta total de energía en El Caribe, escenario BAU	82
Figura 5.43. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario BAU.....	83
Figura 5.44. Evolución de la matriz de consumo final de energía en ALC, escenario BAU.....	83
Figura 5.45. Proyección del consumo final de electricidad en ALC, escenario BAU.....	84
Figura 5.46. Proyección de la generación eléctrica en ALC, escenario BAU.....	85
Figura 5.47. Evolución de la matriz de generación eléctrica en ALC, escenario BAU	85
Figura 5.48. Proyección de la oferta total de energía en ALC, escenario BAU.....	86
Figura 5.49. Evolución de la matriz de oferta total de energía en ALC, escenario BAU.....	86
Figura 6.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil, escenario EPA.....	90
Figura 6.2. Evolución de la matriz de consumo final de energía en Brasil, escenario EPA.....	90
Figura 6.3. Proyección del consumo final de electricidad en Brasil, escenario EPA.....	91
Figura 6.4. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en Brasil.....	92
Figura 6.5. Proyección de la capacidad instalada en Brasil, escenario EPA.....	93
Figura 6.6. Proyección de la generación eléctrica en Brasil, escenario EPA.....	94
Figura 6.7. Evolución de la estructura de la matriz de generación eléctrica en Brasil, escenario EPA..	95
Figura 6.8. Proyección de la oferta total de energía en Brasil, escenario EPA	96
Figura 6.9. Evolución de la matriz de oferta total de energía en Brasil, escenario EPA.....	96
Figura 6.10. Proyección del consumo final de energía en México, Escenario EPA	97
Figura 6.11. Evolución de la matriz de consumo final de energía de México, Escenario EPA.....	97
Figura 6.12. Proyección del consumo final de electricidad en México, Escenario EPA.....	98
Figura 6.13. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en México, Escenario EPA	99
Figura 6.14. Proyección de la capacidad instalada en México, escenario EPA	100
Figura 6.15. Proyección de la generación eléctrica en México, escenario EPA	101
Figura 6.16. Evolución de la estructura de la matriz de generación eléctrica en México, escenario EPA	101
Figura 6.17. Proyección de la oferta total de energía en México, escenario EPA	102
Figura 6.18. Evolución de la matriz de oferta total de energía en México, escenario EPA	103
Figura 6.19. Proyección del consumo final de energía en América Central, Escenario EPA.....	104
Figura 6.20. Evolución de la matriz de consumo final de energía en América Central, Escenario EPA	104
Figura 6.21. Proyección del consumo final de electricidad en América Central, Escenario EPA.....	105
Figura 6.22. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en América Central	108
Figura 6.23. Proyección de la capacidad instalada en América Central, escenario EPA	109
Figura 6.24. Proyección de la generación eléctrica en América Central, escenario EPA	111
Figura 6.25. Evolución de la matriz de generación eléctrica en América Central, escenario EPA.....	111

Figura 6.26. Proyección de la oferta total de energía en América Central, escenario EPA.....	112
Figura 6.27. Evolución de la matriz de oferta total de energía en América Central, escenario EPA.....	113
Figura 6.28. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, Escenario EPA.....	114
Figura 6.29. Evolución de la matriz de consumo final de energía en la Subregión Andina, Escenario EPA	114
Figura 6.30. Proyección del consumo final de electricidad en la Subregión Andina, Escenario EPA....	115
Figura 6.31. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en la Subregión Andina.....	118
Figura 6.32. Proyección de la capacidad instalada en la Subregión Andina, escenario EPA	119
Figura 6.33. Proyección de la generación eléctrica en la Subregión Andina, escenario EPA.....	120
Figura 6.34. Evolución de la matriz de generación eléctrica en la Subregión Andina, escenario EPA.	121
Figura 6.35. Proyección de la oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario EPA.....	122
Figura 6.36. Evolución de la matriz de oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario EPA	122
Figura 6.37. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, Escenario EPA.....	123
Figura 6.38. Evolución de la matriz de consumo final de energía en el Cono Sur, Escenario EPA	124
Figura 6.39. Proyección del consumo final de electricidad en el Cono Sur.....	124
Figura 6.40. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en el Cono Sur (Simulado)...	127
Figura 6.41. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur, escenario EPA	128
Figura 6.42. Proyección de la generación eléctrica en el Cono Sur, escenario EPA	129
Figura 6.43. Evolución de la matriz de generación eléctrica en el Cono Sur, escenario EPA.....	130
Figura 6.44. Proyección de la oferta total de energía en el Cono Sur, escenario EPA.....	131
Figura 6.45. Evolución de la matriz de oferta total de energía en el Cono Sur, escenario EPA.....	131
Figura 6.46. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, Escenario EPA.....	132
Figura 6.47. Evolución de la matriz de consumo final de energía en El Caribe, Escenario EPA	132
Figura 6.48. Proyección del consumo final de electricidad en El Caribe	133
Figura 6.49. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en El Caribe.....	137
Figura 6.50. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe, escenario EPA	138
Figura 6.51. Proyección de la generación eléctrica en El Caribe, escenario EPA	139
Figura 6.52. Evolución de la matriz de generación eléctrica en El Caribe, escenario EPA	140
Figura 6.53. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe, escenario EPA	141
Figura 6.54. Evolución de la matriz de oferta total de energía en El Caribe, escenario EPA.....	141
Figura 6.55. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario EPA.....	142
Figura 6.56. Evolución de la matriz de consumo final de energía en ALC, escenario EPA.....	142
Figura 6.57. Proyección del consumo final de electricidad en ALC, escenario BAU	143
Figura 6.58. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en ALC, Escenario EPA.....	144
Figura 6.59. Proyección de la capacidad instalada en ALC, escenario EPA	145
Figura 6.60. Proyección de la generación eléctrica en ALC, escenario EPA	146
Figura 6.61. Evolución de la matriz de generación eléctrica en ALC, escenario EPA	146
Figura 6.62. Proyección de la oferta total de energía en ALC, escenario EPA	147
Figura 6.63. Evolución de la matriz de oferta total de energía en ALC, escenario EPA.....	148
Figura 7.1. Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética de Brasil.....	151
Figura 7.2. Porcentaje de reducción de emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de Brasil, respecto al escenario BAU	151
Figura 7.3. Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética de México	153
Figura 7.4. Porcentaje de reducción de emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de México, respecto al escenario BAU.....	153
Figura 7.5. Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética de América Central.....	154
Figura 7.6. Porcentaje de reducción de emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de América Central, respecto al escenario BAU	154



Figura 7.7. Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética de la Subregión Andina	155
Figura 7.8. Porcentaje de reducción de emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de la Subregión Andina, respecto al escenario BAU	155
Figura 7.9. Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética del Cono Sur.....	156
Figura 7.10. Porcentaje de reducción de emisiones de CO ₂ e de la matriz energética del Cono Sur, respecto al escenario BAU	156
Figura 7.11. Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética de El Caribe	157
Figura 7.12. Porcentaje de reducción de emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de El Caribe, respecto al escenario BAU	157
Figura 7.13. Emisiones totales de CO ₂ e de la matriz energética de ALC	158
Figura 7.14. Porcentaje de reducción de emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de ALC, respecto al escenario BAU	158
Figura 8.1. Proyección del consumo final de energía de Brasil, Escenario ECN.....	162
Figura 8.2. Evolución de la matriz de consumo final de energía de Brasil, Escenario ECN.	163
Figura 8.3. Consumo total de electricidad de Brasil, Escenario ECN.....	164
Figura 8.4. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de Brasil, Escenario ECN.....	165
Figura 8.5. Capacidad instalada de generación eléctrica de Brasil, Escenario ECN	166
Figura 8.6. Proyección de la generación eléctrica de Brasil, Escenario ECN	167
Figura 8.7. Evolución de la matriz de generación eléctrica de Brasil, Escenario ECN	167
Figura 8.8. Proyección de la oferta total de energía en Brasil, escenario ECN.....	168
Figura 8.9. Evolución de la matriz de oferta total de energía en Brasil, escenario ECN	168
Figura 8.10. Proyección del consumo final de energía en México, escenario ECN.....	169
Figura 8.11. Evolución de la matriz de consumo final de energía en México, Escenario ECN	170
Figura 8.12. Consumo total de electricidad de México, todos los escenarios.....	170
Figura 8.13. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de México, Escenario ECN.....	171
Figura 8.14. Capacidad instalada de generación eléctrica de México, Escenario ECN	172
Figura 8.15. Proyección de la generación eléctrica de México, Escenario ECN.....	173
Figura 8.16. Evolución de la matriz de generación eléctrica de México, Escenario ECN	173
Figura 8.17. Proyección de la oferta total de energía en México, escenario ECN.....	174
Figura 8.18. Evolución de la matriz de oferta total de energía en México, escenario ECN.....	174
Figura 8.19. Proyección del consumo final de energía en América Central, Escenario ECN	175
Figura 8.20. Evolución de la matriz de consumo final de energía en América Central, Escenario ECN.....	176
Figura 8.21. Consumo total de electricidad de México, todos los escenarios.....	176
Figura 8.22. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de América Central, Escenario ECN.....	177
Figura 8.23. Capacidad instalada de generación eléctrica de América Central, Escenario ECN	178
Figura 8.24. Proyección de la generación eléctrica de América Central, Escenario ECN.....	179
Figura 8.25. Evolución de la matriz de generación eléctrica de América Central, Escenario ECN	179
Figura 8.26. Proyección de la oferta total de energía en América Central, escenario ECN	180
Figura 8.27. Evolución de la matriz de oferta total de energía en América Central, Escenario ECN....	180
Figura 8.28. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, Escenario ECN.....	181
Figura 8.29. Evolución de la matriz de consumo final de energía en la Subregión Andina, Escenario ECN	181
Figura 8.30. Consumo total de electricidad de la Subregión Andina, todos los escenarios.....	182
Figura 8.31. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de la Subregión Andina, Escenario ECN	183

Figura 8.32. Capacidad instalada de generación eléctrica de la Subregión Andina, Escenario ECN	184
Figura 8.33. Proyección de la generación eléctrica la Subregión Andina, Escenario ECN.....	184
Figura 8.34. Evolución de la matriz de generación eléctrica de la Subregión Andina, Escenario ECN	185
Figura 8.35. Proyección de la oferta total de energía en la Subregión Andina, Escenario ECN	186
Figura 8.36. Evolución de la matriz de oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario ECN	186
Figura 8.37. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, Escenario ECN.....	187
Figura 8.38. Evolución de la matriz de consumo final de energía en el Cono Sur, Escenario ECN	187
Figura 8.39. Consumo total de electricidad en el Cono Sur, Escenario ECN	188
Figura 8.40. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica del Cono Sur, Escenario ECN.....	189
Figura 8.41. Capacidad instalada de generación eléctrica del Cono Sur, Escenario ECN	190
Figura 8.42. Proyección de la generación eléctrica del Cono Sur, Escenario ECN.....	191
Figura 8.43. Evolución de la matriz de generación eléctrica del Cono Sur, Escenario ECN	191
Figura 8.44. Proyección de la oferta total de energía en el Cono Sur, Escenario ECN.....	192
Figura 8.45. Evolución de la matriz de oferta total de energía en el Cono Sur, Escenario ECN	192
Figura 8.46. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, Escenario ECN	193
Figura 8.47. Evolución de la matriz de consumo final de energía en El Caribe, Escenario ECN.....	194
Figura 8.48. Consumo total de electricidad en EL Caribe, Escenario ECN.....	194
Figura 8.49. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de El Caribe, Escenario ECN.....	195
Figura 8.50. Capacidad instalada de generación eléctrica de El Caribe, Escenario ECN	196
Figura 8.51. Proyección de la generación eléctrica de El Caribe, Escenario ECN.....	197
Figura 8.52. Evolución de la matriz de generación eléctrica de El Caribe, Escenario ECN.....	197
Figura 8.53. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe, Escenario ECN.....	198
Figura 8.54. Evolución de la matriz de oferta total de energía en El Caribe, Escenario ECN	198
Figura 8.55. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario ECN.....	199
Figura 8.56. Evolución de la matriz de consumo final de energía en ALC, Escenario ECN.....	199
Figura 8.57. Consumo total de electricidad de ALC, todos los escenarios	200
Figura 8.58. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de ALC, Escenario ECN.....	201
Figura 8.59. Capacidad instalada de generación eléctrica de ALC, Escenario ECN	202
Figura 8.60. Proyección de la generación eléctrica de ALC, Escenario ECN.....	203
Figura 8.61. Evolución de la matriz de generación eléctrica de ALC, Escenario ECN.....	203
Figura 8.62. Proyección de la oferta total de energía en ALC, escenario ECN	204
Figura 8.63. Evolución de la matriz de oferta total de energía en ALC, Escenario ECN.....	204
Figura 9.1. Variación de las escorrentías al año 2050, correspondiente al escenario climático RCP8.5.	206
Figura 9.2. Variación en el consumo de electricidad de Brasil, por efecto del CC	209
Figura 9.3. Variación de la generación hidroeléctrica de Brasil, por efecto del CC	209
Figura 9.4. Variación del consumo total de electricidad de México, por efecto del CC.....	210
Figura 9.5. Variación de la generación hidroeléctrica de México, por efecto de CC.....	210
Figura 9.7. Generación hidroeléctrica de América Central, Escenario ECC vs. Escenarios BAU y EPA .	212
Figura 9.8. Variación del consumo total de electricidad de la Subregión Andina, por efecto del CC..	212
Figura 9.9. Variación de la generación hidroeléctrica de la Subregión Andina, por efecto del CC	213
Figura 9.10. Variación de la generación hidroeléctrica del Cono Sur, por efecto del CC	214
Figura 9.11. Variación del consumo total de electricidad de El Caribe, por efecto del CC	214
Figura 9.12. Variación de la generación hidroeléctrica de El Caribe, por efecto del CC	215
Figura 9.13. Variación del consumo total de electricidad de ALC, por efecto del CC	216
Figura 9.14 Variación de la generación hidroeléctrica de ALC, por efecto del CC	217

Figura 10.1 Proyección del consumo final de energía de Brasil, todos los escenarios	219
Figura 10.2 Estructura de la matriz de consumo final de energía de Brasil, todos los escenarios	220
Figura 10.3 Proyección de la generación eléctrica de Brasil, todos los escenarios	220
Figura 10.4 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de Brasil, todos los escenarios	221
Figura 10.5 Proyección de la oferta total de energía de Brasil, todos los escenarios	221
Figura 10.6 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de Brasil, todos los escenarios	222
Figura 10.7 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de Brasil, todos los escenarios.....	223
Figura 10.8 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de Brasil.....	223
Figura 10.9 Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de Brasil, todos los escenarios	224
Figura 10.10 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de Brasil	225
Figura 10.11 Proyección del consumo final de energía de México, todos los escenarios	226
Figura 10.12 Estructura de la matriz de consumo final de energía de México, todos los escenarios	226
Figura 10.13 Proyección de la generación eléctrica de México, todos los escenarios	227
Figura 10.14 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de México, todos los escenarios	227
Figura 10.15 Proyección de la oferta total de energía de México, todos los escenarios	228
Figura 10.16 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de México, todos los escenarios	229
Figura 10.17 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de México, todos los escenarios	230
Figura 10.18 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de México	230
Figura 10.19 Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de México, todos los escenarios	231
Figura 10.20 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de México	232
Figura 10.21 Proyección del consumo final de energía de América Central, todos los escenarios.....	232
Figura 10.22 Estructura de la matriz de consumo final de energía de América Central, todos los escenarios	233
Figura 10.23 Proyección de la generación eléctrica de América Central, todos los escenarios	234
Figura 10.24 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de América Central, todos los escenarios	234
Figura 10.25 Proyección de la oferta total de energía de América Central, todos los escenarios	235
Figura 10.26 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de América Central, todos los escenarios	236
Figura 10.27 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de América Central, todos los escenarios.....	237
Figura 10.28 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de América Central	237
Figura 10.29 Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de América Central, todos los escenarios	238
Figura 10.30 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de América Central	239
Figura 10.31 Proyección del consumo final de energía de la Subregión Andina, todos los escenarios.....	239
Figura 10.32 Estructura de la matriz de consumo final de energía de la Subregión Andina, todos los escenarios	240
Figura 10.33 Proyección de la generación eléctrica de la Subregión Andina, todos los escenarios	240
Figura 10.34 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de la Subregión Andina, todos los escenarios	241
Figura 10.35 Proyección de la oferta total de energía de la Subregión Andina, todos los escenarios	241
Figura 10.36 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de la Subregión Andina, todos los escenarios	242
Figura 10.37 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de la Subregión Andina, todos los escenarios	243
Figura 10.38 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de la Subregión Andina	243

Figura 10.39 Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de la Subregión Andina, todos los escenarios	244
Figura 10.40 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de la Subregión Andina	245
Figura 10.41 Proyección del consumo final de energía del Cono Sur, todos los escenarios.....	245
Figura 10.42 Estructura de la matriz de consumo final de energía del Cono Sur, todos los escenarios	246
Figura 10.43 Proyección de la generación eléctrica del Cono Sur, todos los escenarios	246
Figura 10.44 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica del Cono Sur, todos los escenarios.	247
Figura 10.45 Proyección de la oferta total de energía del Cono Sur, todos los escenarios.....	247
Figura 10.46 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía del Cono Sur, todos los escenarios	248
Figura 10.47 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica del Cono Sur, todos los escenarios	249
Figura 10.48 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica del Cono Sur	249
Figura 10.49 Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética del Cono Sur, todos los escenarios	250
Figura 10.50 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética del Cono Sur	250
Figura 10.51 Proyección del consumo final de energía de El Caribe, todos los escenarios.....	251
Figura 10.52 Estructura de la matriz de consumo final de energía de El Caribe, todos los escenarios	252
Figura 10.53 Proyección de la generación eléctrica de El Caribe, todos los escenarios	252
Figura 10.54 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de El Caribe, todos los escenarios..	253
Figura 10.55 Proyección de la oferta total de energía de El Caribe, todos los escenarios	253
Figura 10.56 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de El Caribe, todos los escenarios	254
Figura 10.57 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de El Caribe, todos los escenarios.....	255
Figura 10.58 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de El Caribe	255
Figura 10.59 Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de El Caribe, todos los escenarios	256
Figura 10.60 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de El Caribe...	256
Figura 10.61 Proyección del consumo final de energía de ALC, todos los escenarios.....	257
Figura 10.62 Estructura de la matriz de consumo final de energía de ALC, todos los escenarios	257
Figura 10.63 Proyección de la generación eléctrica de ALC, todos los escenarios	258
Figura 10.64 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de ALC, todos los escenarios	259
Figura 10.65 Proyección de la oferta total de energía de ALC, todos los escenarios	259
Figura 10.66 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de ALC, todos los escenarios	260
Figura 10.67 Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica ALC, todos los escenarios	261
Figura 10.68 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de ALC	261
Figura 10.69 Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de ALC, todos los escenarios	262
Figura 10.70 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de El Caribe ...	263
Figura 11.1. Proyección de los LCOE para Brasil, según los escenarios de precios de los combustibles	268
Figura 11.2. Proyección del costo total de generación eléctrica para Brasil, según los escenarios de precios de los combustibles	269
Figura 11.3. Costo total de inversión en generación eléctrica para Brasil, en el período de proyección	270
Figura 11.4. Proyección del LCOE total para Brasil, según los escenarios de precios de los combustibles	271
Figura 11.5. Proyección de los LCOE para México, según los escenarios de precios de los combustibles	273
Figura 11.6. Proyección del costo total de generación eléctrica para México, según los escenarios de precios de los combustibles	274
Figura 11.9. Proyección de los LCOE para América Central, según los escenarios de precios de los combustibles	277
Figura 11.10. Proyección del costo total de generación eléctrica para América Central, según los escenarios de precios de los combustibles	278



Figura 11.11. Costo total de inversión en generación eléctrica para América Central, en el período de proyección	278
Figura 11.12. Proyección del LCOE total para América Central, según los escenarios de precios de los combustibles	279
Figura 11.13. Proyección de los LCOE para la Subregión Andina, según los escenarios de precios de los combustibles	281
Figura 11.14. Proyección del costo total de generación eléctrica para la Subregión Andina, según los escenarios de precios de los combustibles	282
Figura 11.15. Costo total de inversión en generación eléctrica para la Subregión Andina, en el período de proyección	282
Figura 11.16. Proyección del LCOE total para la Subregión Andina, según los escenarios de precios de los combustibles	283
Figura 11.17. Proyección de los LCOE para el Cono Sur, según los escenarios de precios de los combustibles	285
Figura 11.18. Proyección del costo total de generación eléctrica para el Cono Sur, según los escenarios de precios de los combustibles	286
Figura 11.19. Costo total de inversión en generación eléctrica para el Cono Sur, en el período de proyección	286
Figura 11.20. Proyección del LCOE total para el Cono Sur, según los escenarios de precios de los combustibles	287
Figura 11.21. Proyección de los LCOE para El Caribe, según los escenarios de precios de los combustibles	289
Figura 11.22. Proyección del costo total de generación eléctrica para El Caribe, según los escenarios de precios de los combustibles	290
Figura 11.23. Costo total de inversión en generación eléctrica para El Caribe, en el período de proyección	290
Figura 11.24. Proyección del LCOE total para El Caribe, según los escenarios de precios de los combustibles	291
Figura 11.25. Proyección del costo total de generación eléctrica para ALC, según los escenarios de precios de los combustibles	292
Figura 11.26. Proyección del LCOE total para ALC, según los escenarios de precios de los combustibles	293
Figura 11.27. Costo total de inversión en generación eléctrica para ALC, en el período de proyección	294

Índice de tablas

Tabla 3.1. Indicadores económico-energéticos y ambientales de Brasil.....	34
Tabla 3.2. Indicadores económicos, energéticos y ambientales de México.....	36
Tabla 3.3. Indicadores económicos, energéticos y ambientales de la subregión de América Central...	38
Tabla 3.4. Indicadores económico-energéticos y ambientales de la Subregión Andina.....	40
Tabla 3.5. Indicadores económico-energéticos y ambientales de la Subregión del Cono Sur	42
Tabla 3.6. Indicadores económico-energéticos y ambientales de la Subregión de El Caribe.....	44
Tabla 3.7. Indicadores económicos, energéticos y ambientales de la región de ALC (año 2015)	46
Tabla 4.1. Tipo de metas generales (no sólo sector energía) relacionadas con las NDCs de los países de ALC	51
Tabla 4.2. Metas en ER y EE relacionadas con las NDCs de los países de ALC	53
Tabla 5.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil (Mbep)	56
Tabla 5.2. Proyección del consumo final de electricidad en Brasil, escenario BAU (GWh)	57
Tabla 5.3. Proyección de la generación eléctrica en Brasil, escenario BAU (GWh)	58
Tabla 5.4. Proyección de la oferta total de energía en Brasil, escenario BAU (Mbep).....	60
Tabla 5.5. Proyección del consumo final de energía en México (Mbep).....	61
Tabla 5.6. Proyección del consumo final de electricidad en México, escenario BAU (GWh).....	62
Tabla 5.7. Proyección de la generación eléctrica en México, escenario BAU (GWh).....	63
Tabla 5.8. Proyección de la oferta total de energía en México, escenario BAU (Mbep)	64
Tabla 5.9. Proyección del consumo final de energía en América Central, escenario BAU (Mbep)	65
Tabla 5.10. Proyección del consumo final de electricidad en América Central, escenario BAU (GWh) ..	66
Tabla 5.11. Proyección de la generación eléctrica en América Central, escenario BAU (GWh).....	67
Tabla 5.12. Proyección de la oferta total de energía en América Central, escenario BAU (Mbep)	68
Tabla 5.13. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, escenario BAU (Mbep)..	70
Tabla 5.14. Proyección del consumo final de electricidad en la Subregión Andina, escenario BAU (GWh)	71
Tabla 5.15. Proyección de la generación eléctrica en la subregión Andina, escenario BAU (GWh).....	71
Tabla 5.16. Proyección de la oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario BAU (Mbep) ..	72
Tabla 5.17. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, escenario BAU (Mbep).....	74
Tabla 5.18. Proyección del consumo final de electricidad en el Cono Sur, escenario BAU (GWh).....	75
Tabla 5.19. Proyección de la generación eléctrica en el Cono Sur, escenario BAU (GWh)	75
Tabla 5.20. Proyección de la oferta total de energía en El Cono Sur, escenario BAU (Mbep)	77
Tabla 5.21. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, escenario BAU (Mbep).....	78
Tabla 5.22. Proyección del consumo final de electricidad en El Caribe, escenario BAU (GWh)	79
Tabla 5.23. Proyección de la generación eléctrica en El Caribe, escenario BAU (GWh)	80
Tabla 5.24. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe, escenario BAU (Mbep)	81
Tabla 5.25. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario BAU (Mbep)	82
Tabla 5.26. Proyección del consumo final de electricidad en ALC, escenario BAU (GWh)	83
Tabla 5.27. Proyección de la generación eléctrica en ALC, escenario BAU (GWh)	84
Tabla 5.28. Proyección de la oferta total de energía en ALC, escenario BAU (Mbep).....	85
Tabla 6.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil, escenario EPA (Mbep)	90
Tabla 6.2. Proyección del consumo final de electricidad en Brasil, escenario EPA (GWh)	91
Tabla 6.3. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en Brasil, Escenario EPA ..	91
Tabla 6.4. Proyección de la capacidad instalada en Brasil, escenario EPA (MW)	92
Tabla 6.5. Prioridad de despacho de las tecnologías de generación eléctrica en Brasil.....	93
Tabla 6.6. Proyección de la generación de electricidad en Brasil, escenario EPA (GWh)	94
Tabla 6.7. Proyección de la oferta total energía en Brasil, escenario EPA (Mbep)	95
Tabla 6.8. Proyección del consumo final de energía en México (Mbep), Escenario EPA.....	96

Tabla 6.9. Proyección del consumo final de electricidad de México (GWh)	98
Tabla 6.10. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada en México, Escenario EPA (MW).....	98
Tabla 6.11. Proyección de la capacidad instalada en México, escenario EPA (MW)	99
Tabla 6.12. Prioridad de despacho considerada para México, escenario EPA	100
Tabla 6.13. Proyección de la generación de electricidad en México, escenario EPA (GWh)	100
Tabla 6.14. Proyección de la oferta total energía en México, escenario EPA (Mbep)	102
Tabla 6.15. Proyección del consumo final de energía en América Central, Escenario EPA (Mbep)	103
Tabla 6.16. Proyección del consumo final de electricidad por país (GWh)	104
Tabla 6.17. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada en América Central, Escenario EPA (MW)	105
Tabla 6.18. Proyección de la capacidad instalada en América Central, escenario EPA (MW)	109
Tabla 6.19. Prioridad de despacho de las tecnologías de generación eléctrica en América Central	110
Tabla 6.20. Proyección de la generación de electricidad en América Central, escenario EPA (GWh)....	110
Tabla 6.21. Proyección de la oferta total energía en América Central, escenario EPA (Mbep).....	112
Tabla 6.22. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, Escenario EPA (Mbep)	113
Tabla 6.23. Proyección del consumo final de electricidad por país (GWh)	114
Tabla 6.24. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en la Subregión Andina	115
Tabla 6.25. Cronograma ajustado de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en la Subregión Andina	117
Tabla 6.26. Proyección de la capacidad instalada en la Subregión Andina, escenario EPA (MW)	118
Tabla 6.27. Prioridad de despacho considerada para la Subregión Andina, escenario EPA (GWh)	120
Tabla 6.28. Proyección de la generación de electricidad en la Subregión Andina, escenario EPA (GWh)	120
Tabla 6.29. Proyección de la oferta total energía en la Subregión Andina, escenario EPA (Mbep)	121
Tabla 6.30. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur (Mbep).....	123
Tabla 6.31. Proyección del consumo final de electricidad por país (GWh)	124
Tabla 6.32. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en el Cono Sur (Planes de expansión)	125
Tabla 6.33. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en el Cono Sur (extendido)	127
Tabla 6.34. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur, escenario EPA (MW).....	127
Tabla 6.35. Prioridad de despacho en el Cono Sur.....	128
Tabla 6.36. Proyección de la generación de electricidad en el Cono Sur, escenario EPA (GWh).....	129
Tabla 6.37. Proyección de la oferta total energía en el Cono Sur, escenario EPA (Mbep)	130
Tabla 6.38. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, escenario EPA (Mbep)	132
Tabla 6.39. Proyección del consumo final de electricidad por país (GWh)	133
Tabla 6.40. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en El Caribe	134
Tabla 6.41. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada de El Caribe ajustada (MW) ...	137
Tabla 6.42. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe, escenario EPA (MW)	138
Tabla 6.43. Prioridad de despacho de las tecnologías de generación eléctrica en El Caribe	139
Tabla 6.44. Proyección de la generación de electricidad en El Caribe, escenario EPA (GWh)	139
Tabla 6.45. Proyección de la oferta total energía en El Caribe, escenario EPA (Mbep).....	140
Tabla 6.46. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario EPA (Mbep).....	141
Tabla 6.47. Proyección del consumo final de electricidad en ALC, escenario EPA (TWh).....	143
Tabla 6.48. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en ALC, Escenario EPA (MW) ...	143
Tabla 6.49. Proyección de la capacidad instalada en ALC, escenario EPA (MW)	144
Tabla 6.50. Proyección de la generación de electricidad en ALC, escenario EPA (GWh)	145
Tabla 6.51. Proyección de la oferta total energía en ALC, escenario EPA (Mbep).....	147
Tabla 7.1. Variación de las emisiones de GEIs hasta el año 2030, para Brasil.....	152

Tabla 8.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil, escenario ECN (Mbep)	162
Tabla 8.2. Proyección del consumo de electricidad de Brasil, Escenario ECN (GWh)	163
Tabla 8.3. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en Brasil, Escenario ECN	164
Tabla 8.4. Proyección de la capacidad instalada en Brasil, escenario ECN (MW).....	165
Tabla 8.5. Proyección de la generación de electricidad en Brasil, escenario ECN (GWh).....	166
Tabla 8.6. Proyección de la oferta total energía en Brasil, escenario ECN (Mbep).....	168
Tabla 8.7. Proyección del consumo final de energía en México, escenario ECN (Mbep)	169
Tabla 8.8. Proyección del consumo de electricidad de México, Escenario ECN (GWh)	170
Tabla 8.9. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en México, Escenario ECN	171
Tabla 8.10. Proyección de la capacidad instalada en México, Escenario ECN (MW)	171
Tabla 8.11. Proyección de la generación de electricidad en México, escenario ECN (GWh).....	172
Tabla 8.12. Proyección de la oferta total energía en México, escenario ECN (Mbep).....	173
Tabla 8.13. Proyección del consumo final de energía en América Central, escenario ECN (Mbep).....	175
Tabla 8.14. Proyección del consumo de electricidad de América Central, Escenario ECN (GWh)	176
Tabla 8.15. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en América Central, Escenario ECN.....	177
Tabla 8.16. Proyección de la capacidad instalada en América Central, Escenario ECN (MW).....	177
Tabla 8.17. Proyección de la generación de electricidad en América Central, Escenario ECN (GWh)	178
Tabla 8.18. Proyección de la oferta total energía en América Central, escenario ECN (Mbep).....	179
Tabla 8.19. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, escenario ECN (Mbep)	181
Tabla 8.20. Proyección del consumo de electricidad de la Subregión Andina, Escenario ECN (GWh)...	182
Tabla 8.21. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en la Subregión Andina, Escenario ECN.....	182
Tabla 8.22. Proyección de la capacidad instalada en la Subregión Andina, Escenario ECN (MW)	183
Tabla 8.23. Proyección de la generación de electricidad en la Subregión Andina, escenario ECN (GWh)	184
Tabla 8.24. Proyección de la oferta total energía en la Subregión Andina, Escenario ECN (Mbep).....	185
Tabla 8.25. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, Escenario ECN (Mbep)	186
Tabla 8.26. Proyección del consumo de electricidad en el Cono Sur, Escenario ECN (GWh)	187
Tabla 8.27. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en el Cono Sur, Escenario ECN	188
Tabla 8.28. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur, Escenario ECN (MW).....	189
Tabla 8.29. Proyección de la generación de electricidad en el Cono Sur, escenario ECN (GWh)	190
Tabla 8.30. Proyección de la oferta total energía en el Cono Sur, escenario ECN (Mbep)	191
Tabla 8.31. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, Escenario ECN (Mbep)	193
Tabla 8.32. Proyección del consumo de electricidad en El Caribe, Escenario ECN (GWh)	194
Tabla 8.33. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en El Caribe, Escenario ECN 195	195
Tabla 8.34. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe, Escenario ECN (MW).....	195
Tabla 8.35. Proyección de la generación de electricidad en El Caribe, escenario ECN (GWh).....	196
Tabla 8.36. Proyección de la oferta total energía en El Caribe, escenario ECN (Mbep).....	197
Tabla 8.37. Proyección del consumo final de energía en ALC, Escenario ECN (Mbep).....	199
Tabla 8.38. Proyección del consumo de electricidad de ALC, Escenario ECN (TWh)	200
Tabla 8.39. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en ALC, Escenario ECN	200
Tabla 8.40. Proyección de la capacidad instalada en ALC, Escenario ECN (MW)	201
Tabla 8.41. Proyección de la generación de electricidad en ALC, Escenario ECN (GWh).....	202
Tabla 8.42. Proyección de la oferta total energía en ALC, escenario ECN (Mbep).....	203
Tabla 9.1. Porcentajes de variación considerados por efecto del cambio climático	207
Tabla 9.2. Variación en el consumo total de electricidad de Brasil, por efecto del CC, (GWh)	208

Tabla 9.3. Variación en la generación hidroeléctrica de Brasil, por efecto del CC (GWh)	209
Tabla 9.4. Variación del consumo total de electricidad de México, por efecto del CC (GWh)	209
Tabla 9.5. Variación de la generación hidroeléctrica de México, por efecto del CC (GWh).....	210
Tabla 9.6. Variación del consumo total de electricidad de América Central, por efecto del CC (GWh)	211
Tabla 9.7. Variación de la generación hidroeléctrica de América Central, debido al CC (GWh)	211
Tabla 9.8. Variación del consumo total de electricidad de la Subregión Andina, por efecto del CC (GWh)	212
Tabla 9.9. Variación de la generación hidroeléctrica de la Subregión Andina, por efecto del CC (GWh)	213
Tabla 9.10. Variación de la generación hidroeléctrica del Cono Sur, por efecto del CC (GWh)	213
Tabla 9.11. Variación del consumo total de electricidad de El Caribe, por efecto del CC (GWh).....	214
Tabla 9.12. Generación hidroeléctrica de El Caribe, Escenario ECC vs. Escenarios BAU y EPA (GWh)	215
Tabla 9.13. Variación del consumo total de electricidad de ALC, por efecto del CC (GWh)	215
Tabla 9.14. Variación de la generación hidroeléctrica de ALC, por efecto del CC (GWh).....	216
Tabla 10.1. Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de Brasil, todos los escenarios (kt)	222
Tabla 10.2. Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de Brasil, todos los escenarios (kt).....	224
Tabla 10.3. Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de México, todos los escenarios (kt)	229
Tabla 10.4. Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de México, todos los escenarios (kt).....	231
Tabla 10.5. Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de América Central, todos los escenarios (kt)	236
Tabla 10.6. Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de América Central, todos los escenarios (kt)	238
Tabla 10.7. Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de la Subregión Andina, todos los escenarios (kt)	242
Tabla 10.8. Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de la Subregión Andina, todos los escenarios (kt)	244
Tabla 10.9. Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica del Cono Sur, todos los escenarios (kt).....	248
Tabla 10.10. Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética del Cono Sur, todos los escenarios (kt).....	249
Tabla 10.11. Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de El Caribe, todos los escenarios (kt).....	254
Tabla 10.12. Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de El Caribe, todos los escenarios (kt)	255
Tabla 10.13. Emisiones de CO ₂ e de la generación eléctrica de ALC, todos los escenarios (kt).....	260
Tabla 10.14. Emisiones de CO ₂ e de la matriz energética de ALC, todos los escenarios (kt).....	262
Tabla 11.1. Proyección de costos variables de O&M, (US\$/MWh)	266
Tabla 11.2. Proyección de costos Fijos de O&M, (US\$/kW).....	266
Tabla 11.3. Precios internacionales de los combustibles, escenario con crecimiento (US\$/bep).....	266
Tabla 11.4. Precios internacionales de los combustibles, escenario sin crecimiento (US\$/bep).....	266
Tabla 11.5. Vida útil de las tecnologías de generación eléctrica (años)	267
Tabla 11.6. Proyección de los costos unitarios de inversión para Brasil, (US\$/kW)	267
Tabla 11.7. LCOE para Brasil, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	268
Tabla 11.8. LCOE para Brasil, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)	268
Tabla 11.9. Costo total de generación eléctrica para Brasil, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$).....	269
Tabla 11.10. Costo total de generación eléctrica para Brasil, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$).....	269
Tabla 11.11. LCOE total para Brasil, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	270
Tabla 11.12. LCOE total para Brasil, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)	270
Figura 11.4. Proyección del LCOE total para Brasil, según los escenarios de precios de los combustibles	271
Tabla 11.13. Proyección de los costos unitarios de inversión para México, (US\$/kW)	272
Tabla 11.14. LCOE para México, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	272

Tabla 11.15. LCOE para México, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh).....	272
Tabla 11.16. Costo total de generación eléctrica para México, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$).....	273
Tabla 11.17. Costo total de generación eléctrica para México, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$).....	274
Tabla 11.18. LCOE total para México, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	275
Tabla 11.19. LCOE total para México, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)	275
Tabla 11.20. Proyección de los costos unitarios de inversión para América Central, (US\$/kW).....	276
Tabla 11.21. LCOE para América Central, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	276
Tabla 11.22. LCOE para América Central, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)	276
Tabla 11.23. Costo total de generación eléctrica para América Central, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$)	277
Tabla 11.24. Costo total de generación eléctrica para América Central, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$)	277
Tabla 11.25. LCOE total para América Central, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	279
Tabla 11.26. LCOE total para América Central, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)	279
Tabla 11.27. Proyección de los costos unitarios de inversión para la Subregión Andina, (US\$/kW)	280
Tabla 11.28. LCOE para la Subregión Andina, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	280
Tabla 11.29. LCOE para la Subregión Andina, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)	280
Tabla 11.30. Costo total de generación eléctrica para la Subregión Andina, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$).....	281
Tabla 11.31. Costo total de generación eléctrica para la Subregión Andina, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$)	281
Tabla 11.32. LCOE total para la Subregión Andina, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	283
Tabla 11.33. LCOE total para la Subregión Andina, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)	283
Tabla 11.34. Proyección de los costos unitarios de inversión para el Cono Sur, (US\$/kW).....	284
Tabla 11.35. LCOE para el Cono Sur, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	284
Tabla 11.36. LCOE para el Cono Sur, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)	284
Tabla 11.37. Costo total de generación eléctrica para el Cono Sur, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$).....	285
Tabla 11.38. Costo total de generación eléctrica para el Cono Sur, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$).....	285
Tabla 11.39. LCOE total para el Cono Sur, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	287
Tabla 11.40. LCOE total para el Cono Sur, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)	287
Tabla 11.41. Proyección de los costos unitarios de inversión para El Caribe, (US\$/kW).....	288
Tabla 11.42. LCOE para El Caribe, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)...	288
Tabla 11.43. LCOE para El Caribe, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh) .	288
Tabla 11.44. Costo total de generación eléctrica para El Caribe, escenario de precios crecientes de los	



combustibles (MUS\$).....	289
Tabla 11.45. Costo total de generación eléctrica para El Caribe, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$).....	289
Tabla 11.46. LCOE total para El Caribe, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)	291
Tabla 11.47. LCOE total para El Caribe, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)	291
Tabla 11.48. Costo total de generación eléctrica para ALC, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$).....	291
Tabla 11.49. Costo total de generación eléctrica para ALC, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$).....	292
Tabla 11.50. LCOE total para ALC, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)...	292
Tabla 11.51. LCOE total para ALC, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh) ..	293





III. Abreviaturas y acrónimos

ALC	América Latina y El Caribe
BAU	<i>Business as usual</i>
Bep	Barril equivalente de petróleo
CC	Cambio Climático
CEPAL	Comisión Económica de Naciones Unidas para América Latina y El Caribe
CO ₂ e	Dióxido de carbono equivalente
COP21	XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático en París
EE	Eficiencia energética
ER	Energías renovables
ERNC	Energías renovables no convencionales
EUEI-PDF	<i>EU Energy Initiative Partnership Dialogue Facility</i>
GIZ	Corporación Alemana para la Cooperación Internacional
GEI	Gases de efecto invernadero
GWh	Gigavatiohora
hab.	Habitante
IPCC	Grupo intergubernamental de expertos en cambio climático
kbep	Miles de barriles equivalentes de Petróleo
Kg	Kilogramos
kW	Kilovatio
Mbep	Millones de barriles equivalentes de petróleo
Mt	Millones de toneladas métricas
MUS\$	Millones de dólares de los Estados Unidos de América
MW	Megavatio
MWh	Megavatiohora
NDCs	Contribuciones nacionalmente determinadas para la reducción emisiones de GEI
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PIB	Producto Interno Bruto
SAME	Modelo de Simulación y Análisis de la Matriz Energética
SE4ALL	<i>Sustainable Energy for All</i>
SieLAC	Sistema de Información Energética de América Latina y el Caribe
t	Tonelada métrica
TWh	Teravatiohora
UNFCCC	Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático
US\$	Dólares de los Estados Unidos de América



IV. PROLOGO



La gran mayoría de los países que han suscrito el Acuerdo de París, se enfrentan a los desafíos del cumplimiento de los compromisos que han sido asumidos para la mitigación del Cambio Climático a nivel global que se derivan del mencionado Acuerdo.

No resulta indiferente para Latino América y el Caribe, la vulnerabilidad de muchos de nuestros países, principalmente de las naciones con menores niveles de desarrollo, a los

efectos del cambio climático y el profundo impacto que los eventos climáticos tienen en las economías domésticas. Esto le da particular trascendencia a la temática abordada en este documento.

Aun cuando la región presenta el mayor porcentaje a nivel global de fuentes renovables en la matriz de energía primaria y las contribuciones de Gases de Efecto Invernadero, actuales y acumuladas a lo largo de la historia, son sustancialmente menores comparativamente a otras regiones del planeta; el alcance de estos compromisos, y fundamentalmente las metas definidas en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs), involucran para Latino América y el Caribe una profunda y necesaria transición de su sector energía. Transición que también se sustenta en un histórico compromiso que Latino América y el Caribe ha demostrado a lo largo de todas las negociaciones internacionales en materia ambiental.

Es sabido que esta transición necesaria para lograr las metas asumidas, implica fundamentalmente la profundización en la incorporación de dos líneas de acción, por un lado, la mayor penetración de fuentes de energías renovables no convencionales para transitar a economías menos dependientes

del carbono y, por el otro, en mejoras necesarias en la eficiencia energética de la mayoría de nuestras actividades económicas y, a su vez, actuando en los patrones de consumo de nuestra población cada vez más concentrada en centros urbanos.

Pero también debemos tener presente que las acciones para el cumplimiento en nuestra región, se encuentran muy condicionados por la naturaleza de nuestras principales actividades económicas que tienen un fuerte contenido extractivo y por el rezago histórico de nuestra población en la satisfacción de sus necesidades básicas. Es por eso que celebramos, por ejemplo, que en menos de 20 años más de 20 millones de latinoamericanos y caribeños tuvieron acceso a la electricidad, pero esto, aunque significa un importante logro en materia social, también implica un despertar de una gran parte de nuestra población a patrones de consumo asociados a economías de ingreso medio.

Son muchos de estos factores los que inciden en los escenarios y comportamientos futuros de los países de la región. Y las preguntas a responder son: ¿Se encuentra Latinoamérica y el Caribe en condiciones de dar cumplimiento a los compromisos asumidos considerando la evolución más probable de la demanda



y oferta de energía? ¿cuál sería esta evolución más probable y los distintos escenarios posibles?, ¿es el marco de políticas públicas existentes suficiente para dar cumplimiento a estos compromisos?

Para dar algunas luces sobre las potenciales respuestas a estas complejas interrogantes, podemos decir que LAC ha logrado de forma gradual importantes avances en el proceso de transición de su sector energético, muchos países de la región poseen una muy alta participación de fuentes renovables en su matriz de generación de electricidad y la incorporación de energías renovables no convencionales, se ha logrado realizar fundamentalmente mediante mecanismos de mercado, es decir, bajo incorporaciones de generación costo eficientes para los sistemas interconectados, lo cual ha permitido dotar de eficiencia y gran dinamismo de la energía solar y eólica en muchos de los países de la región. Si se considera la dotación de recursos de la región, esto se constituye en un sendero propicio para el escalamiento a futuro de la capacidad instalada a nivel regional, de estas tecnologías de generación. Sin embargo, ¿es este avance y ritmo suficiente?

No debemos olvidar además que esta transformación evidente en muchos países de LAC, se ha sustentado también en el fortalecimiento de las capacidades de planificación sectorial y el desarrollo de marcos

propicios para el desarrollo de negocios, asociados a las energías renovables no convencionales. Por otro lado, también es alto el porcentaje de países de la región que vienen trabajando de forma consistente en políticas de eficiencia energética, logrando transformaciones muy profundas en materia de la eficiencia de sus principales sectores productivos. Sin embargo, ¿son los marcos de políticas suficientes o se necesita profundizar estas acciones?

Es así que desde OLADE, con el propósito de dar respuesta a las importantes preguntas que se plantearan anteriormente, hemos retomado con este documento, el camino de aportar con estudios de prospectiva energética, parte de las respuestas necesarias para apoyar a los decisores a nivel político de nuestra región, en la compleja tarea de alinear los compromisos asumidos con el diseño de políticas públicas sectoriales, que permitan el cumplimiento de las metas fijadas. Estamos ampliamente complacidos en esta oportunidad de desarrollar este estudio prospectivo con el apoyo de EUEI PDF y entendemos que el resultado del documento aporta importantes recomendaciones para nuestra región, para dar cumplimiento a los compromisos derivados del Acuerdo de París. El resultado de este estudio realizado en coordinación y con el apoyo de nuestros países miembros es una clara evidencia del rol que OLADE debe cumplir para Latinoamérica y el Caribe.

1. Resumen

El presente estudio, pretende analizar la eficacia de las políticas vigentes de desarrollo energético en los países de América latina y El Caribe (ALC), como contribución para alcanzar las metas planteadas en las NDCs, sobre reducción de emisiones de GEI al año 2030; y de ser necesario, proponer medidas mucho más ambiciosas de eficiencia energética y penetración de fuentes de energía renovables, que proporcionen mayor seguridad a nivel regional y subregional para el cumplimiento de las mencionadas metas. Para tal efecto, se realizó un ejercicio de prospectiva energética, con año base 2015 y horizonte al 2030, para la región de ALC, subdividida en 2 países y 4 subregiones: Brasil, México, América Central, Subregión Andina, Cono Sur y El Caribe.

Dada la disparidad en las referencias adoptadas por los países en el planteamiento de sus NDCs, para efecto de la prospectiva, se construyó en primer lugar un escenario tendencial tipo “business as usual (BAU)”, para que constituya la línea base en la contabilización de reducción de emisiones de GEI (Capítulo 5). Este escenario tiene como premisas principales el crecimiento tendencial del consumo de cada una de las fuentes de energía y la preservación de la estructura porcentual en la matriz de oferta, en las diferentes cadenas energéticas.

Mediante la agregación por subregiones de los planes de expansión del sector energético, con énfasis en el sector eléctrico, disponibles en cada uno de los países, se construyó el “Escenario de políticas actuales de desarrollo energético (EPA)”, considerando en las premisas las previsiones oficiales de evolución tanto en la demanda como en la oferta de energía (Capítulo 6). Al comparar la diferencia de los niveles de reducción de emisiones conseguidos en el año 2030 entre los escenarios EPA y BAU con las metas de reducción planteadas por los países en las NDCs, se pudo constatar que los porcentajes de reducción

resultaban ser modestos en todas las subregiones y estaban sensiblemente por debajo de dichas metas (Capítulo 7). Esta constatación evidencia la necesidad de proponer un escenario alternativo con mayor profundidad en medidas de desarrollo energético sostenible. A este nuevo escenario se le denominó, “Escenario orientado al cumplimiento de las NDCs (ECN)”. Entre las premisas del escenario ECN, se consideró, mayor penetración de la electricidad en los usos finales afines, desplazando fuentes fósiles, incluido el transporte, mayor uso de biocombustibles en el transporte, sustitución de uso ineficiente de leña por tecnologías eficientes y por fuentes modernas, mejora tecnológica en el consumo de electricidad y combustibles; y una mayor penetración de fuentes de energía renovable en la matriz de generación eléctrica de cada subregión (Capítulo 8). Como consecuencia de dichas medidas, los porcentajes de reducción de emisiones de GEI, resultaron ser mucho más coherentes con las metas planteadas en las NDCs (Capítulo 10).

Para el escenario ECN propuesto, se realizó un análisis de sensibilidad frente a un eventual efecto prematuro del Cambio Climático sobre la demanda de electricidad y la generación hidroeléctrica, para las condiciones de un escenario climático crítico, planteado por el IPCC, el RCP8.5 (Capítulo 9). A partir de los resultados de este análisis se pudo comprobar que los efectos de CC, no afectarían significativamente la eficacia del escenario ECN para alcanzar el cumplimiento de las NDCs, lo cual sería una prueba de robustez de dicho escenario (Capítulo 10).

Finalmente se realizó un análisis de sensibilidad respecto al efecto de los costos internacionales de los combustibles sobre la competitividad de las ERNC, frente a las no renovables, para generación eléctrica, en términos de costos nivelados de energía (LCOE). Así se pudo comprobar que la energía eólica,



al finalizar el periodo de proyección, resulta ser muy competitiva, incluso para un escenario desfavorable de precios de los combustibles (precios constantes) (Capítulo 11).

Como conclusiones principales del estudio, se puede resumir que con las premisas del escenario de políticas actuales (EPA), representadas por sus últimos planes de expansión del sector energético, ninguna de las subregiones analizadas alcanzaría a cumplir con las metas de reducción de emisiones referenciadas con base en los NDCs de sus países, por lo tanto se justifica la propuesta de una política más agresiva en términos de eficiencia energética y penetración de energías renovables, como la simulada en el escenario ECN, con el cual a nivel regional de ALC se alcanzaría una reducción de emisiones de GEI del sector energético, cercana al 30%, que se podría considerar satisfactorio al compararla con las metas individuales de la mayoría de los países (Capítulo 12).

Las recomendaciones de OLADE con base en los resultados del estudio, se refieren principalmente a la necesidad de fortalecer las capacidades nacionales de sus Países Miembros, para promover, planificar e implementar medidas de eficiencia energética y de penetración de energías renovables de una manera más eficaz, lo cual requiere de la formulación de políticas que incentiven de mejor manera estas iniciativas, complementadas con el marco institucional y legal adecuado y los correspondientes mecanismos de financiamiento (Capítulo 13).

2. Introducción

Los países de la Región de América Latina y El Caribe, enfrentan los desafíos de los compromisos adquiridos internacionalmente sobre mitigación del Cambio Climático en el marco del Acuerdo de París. El alcance de estos compromisos, y en particular las metas definidas en las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDCs, por sus siglas en inglés), tienen como factor común, en el área energética, el fomento al mayor uso de las fuentes renovables de energía y la promoción de la eficiencia energética.

Los planes estratégicos de desarrollo energético de los países de la Región, deben reflejar los compromisos asumidos, lo cual requiere de la elaboración de estudios de prospectiva que se ajusten a la nueva realidad e incorporen los últimos cambios en la coyuntura internacional de precios de los recursos energéticos convencionales y en el orden geopolítico del mercado energético global.

Por otra parte, numerosos estudios demuestran que la incidencia del Cambio Climático a largo plazo no solamente puede afectar a los recursos hídricos, sino también a la eficiencia de las centrales térmicas convencionales lo que, de no tomarse las precauciones adecuadas, podría causar un aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero, provenientes del sector eléctrico, producto de un mayor uso de combustibles fósiles para la generación. Esta situación proporciona un aliciente extra para la promoción del uso de fuentes de energía renovable no convencionales.

En este sentido, OLADE, con el apoyo financiero de EUEI PDF, ha realizado el presente estudio de prospectiva de América Latina y El Caribe, desagregado por subregiones, a partir de escenarios de desarrollo energético sostenible, que incluyen mayor penetración de energías renovables no convencionales y programas de eficiencia energética.

El objetivo final del estudio, es realizar una primera evaluación, ajustada a lo que permite la información actualmente disponible, que impulse el debate sobre en qué medida las políticas y estrategias que en materia energética los países de la región están actualmente implementando, o tienen ya previstas para los próximos años, constituyen una contribución suficiente del sector para alcanzar las metas establecidas en las NDCs de cada país y así cumplir los compromisos adquiridos a nivel internacional en materia de reducción de emisiones.

Para efecto de este análisis, se procede con la construcción y simulación de escenarios de prospectiva para el período 2015-2030, con año base 2015, dividiéndose la región de América Latina y El Caribe en 4 subregiones y 2 países:

- México
- América Central (Belize, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, y Panamá)
- El Caribe (Barbados, Cuba, Granada, Guyana, Haití, Jamaica, República Dominicana, Surinam y Trinidad y Tobago)
- Subregión Andina (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela)
- Brasil
- Cono Sur (Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay)



Para facilidad de redacción, en adelante tanto a las subregiones como a los países analizados individualmente, se les referirá como “subregiones”. La gran mayoría de los países de la región en sus NDCs, fijaron sus metas de reducción de emisiones al año 2030, con base en las que hipotéticamente tendrían respecto de un escenario tendencial. La realidad es que los países no han proporcionado información sobre las características que definen dicho escenario tendencial, por lo que resulta imposible su incorporación a este estudio. Por otra parte, visto que, salvo Ecuador, ningún otro país se plantea metas cuantitativas específicas al sector energético, con el fin de posibilitar una evaluación de la contribución del sector energético a los compromisos asumidos en materia de Cambio Climático por los países de ALC, es necesario asumir ciertas hipótesis de trabajo.

A los efectos de definir una línea de base para las emisiones del sector energético se construye un Escenario Tendencial (BAU), bajo las premisas de congelar la estructura de la matriz energética al 2015 y considerar una evolución tendencial de la demanda, a partir de las tasas registradas en el período 2005-2015, información extraída del SieLAC de OLADE.

Una segunda hipótesis de trabajo se vincula con la necesidad de plantear una correspondencia entre las metas globales y las sectoriales (particularmente las del subsector eléctrico). En tal sentido, se traslada al sector energético el mismo porcentaje de reducción de emisiones comprometido globalmente en las NDCs, quedando así definidas metas de referencia por subregión y para la región en conjunto.

Por su parte, el Escenario de Políticas Actuales (EPA) contempla las políticas vigentes en materia energética que han sido definidas por los países de la Región, las cuales están plasmadas en los últimos planes nacionales de expansión del sector energético (con principal atención en el subsector eléctrico). Se asume que en la elaboración de dichos planes se tuvieron en cuenta (si no totalmente al menos parcialmente) los compromisos contraídos en el Acuerdo de París.

Para el caso que las metas de reducción para el conjunto de la región no puedan ser alcanzadas bajo las hipótesis consideradas en la definición del escenario EPA, se elabora un escenario adicional denominado “Escenario Orientado al cumplimiento de las NDCs” (ECN), en el cual se plantean premisas más ambiciosas en cuanto a políticas de penetración de fuentes renovables no convencionales y programas de eficiencia energética.

Si bien los estudios que se han realizado en la región muestran que al 2030, los efectos del CC sobre el sector eléctrico, son prácticamente despreciables [21], se considera oportuno la realización de un análisis de sensibilidad considerando los efectos de incorporar el escenario más drástico de concentración de emisiones de GEI formulado por el IPCC, el RCP8.5., con las consiguientes consecuencias sobre la oferta, la demanda de energía, los costos de abastecimiento y las emisiones del sector. Dicha sensibilidad, se aplica para el escenario orientado al cumplimiento de las NDCs (ECN) y su respectiva línea base (BAU), generándose los escenarios ECN(RCP8.5) y BAU(RCP8.5). Este análisis de sensibilidad constituye una prueba de robustez del escenario propuesto (ECN).

Para el análisis de los costos nivelados de generación eléctrica (LCOE) y de costos totales de abastecimiento eléctrico, en cada uno de los escenarios anteriormente descritos, se consideró un escenario común de costos unitarios de las tecnologías y de precios internacionales de los combustibles, con una evolución creciente, de acuerdo a las previsiones de la “Energy Information Administration” de Estados Unidos en su “Energy Outlook 2017” [66], realizándose finalmente, un análisis de sensibilidad con precios internacionales de los combustibles estacionarios o constantes respecto a los valores del año base. Como herramienta informática de prospectiva, se utilizó el Modelo de Simulación y Análisis de la Matriz Energética (SAME) desarrollado por OLADE, cuyas características se resumen en el Anexo I.

¹El SieLAC es el Sistema de Información Energética de América Latina y El Caribe, desarrollado y administrado por OLADE, que constituye una plataforma de consulta y una base de datos oficiales del sector energético de los Países Miembros de OLADE, que contiene series históricas desde 1970.

3. Diagnóstico regional en el año base

3. Diagnóstico regional en el año base

3.1 Brasil

Brasil es el país más grande y poblado de la región de ALC y también la economía más poderosa, además de ser el país con mayor diversidad en la disponibilidad y aprovechamiento de recursos energéticos. En la tabla 3.1, a continuación, se presentan algunos de sus indicadores económico-energéticos y ambientales.

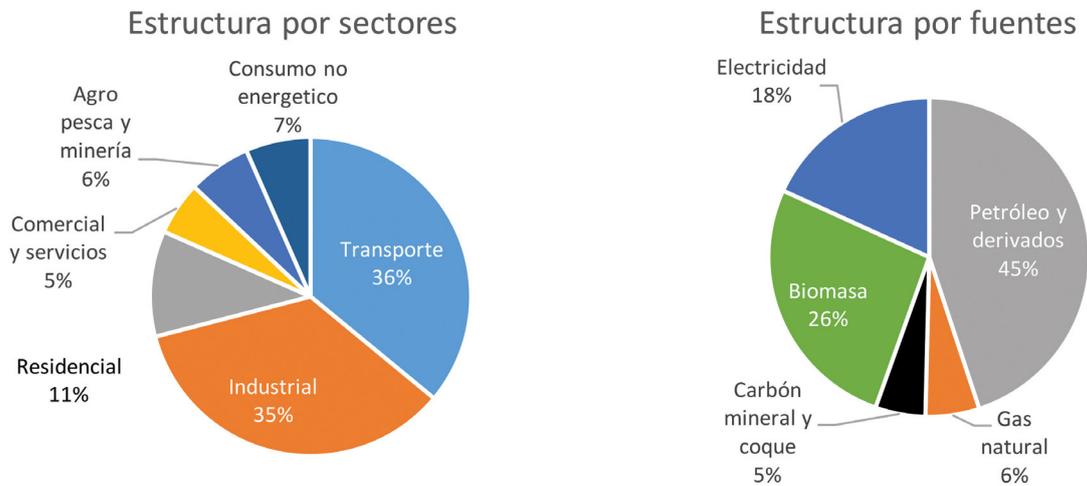
Tabla 3.1. Indicadores económico-energéticos y ambientales de Brasil

Indicador	Valor
Población total (millones de hab.)	205.4
PIB nominal (millones de USD de 2010)	2,318,135
PIB per cápita (USD/hab.)	11,283
Consumo final de energía (Mbep)	1,676
Consumo de energía per cápita (bep/hab.)	8.16
Intensidad energética (bep/1000 USD de 2010)	0.72
Consumo total de electricidad (GWh)	491,241
Consumo de electricidad per cápita (MWh/hab.)	2.39
Cobertura eléctrica (%)	99.3
Capacidad instalada total (MW)	133,292
Generación total de energía eléctrica (GWh)	581,861
Factor de emisión de CO ₂ e de la generación eléctrica (t/GWh)	123
Renovabilidad de la generación eléctrica (%)	74
Oferta total de energía (Mbep)	2,169
Renovabilidad de la oferta total de energía (%)	42
Factor de emisión de CO ₂ e de la oferta total de energía (t/bep)	0.14
Índice de autarquía energética (p.u.)	0.94
Intensidad de emisiones de la matriz energética (kg/USD de 2010)	0.13

Fuentes: SIELAC – OLADE, 2017 y CEPAL, 2017

En la matriz del consumo final de energía de Brasil, se destacan los derivados de petróleo y la biomasa, como se puede observar en la Figura 3.1. El alto consumo de biomasa se debe a la alta participación de la leña, los productos de caña de azúcar y los biocombustibles. En cuanto a la estructura por sectores los principales consumidores de energía son el sector transporte y el sector industrial, representando en conjunto más del 70% del total.

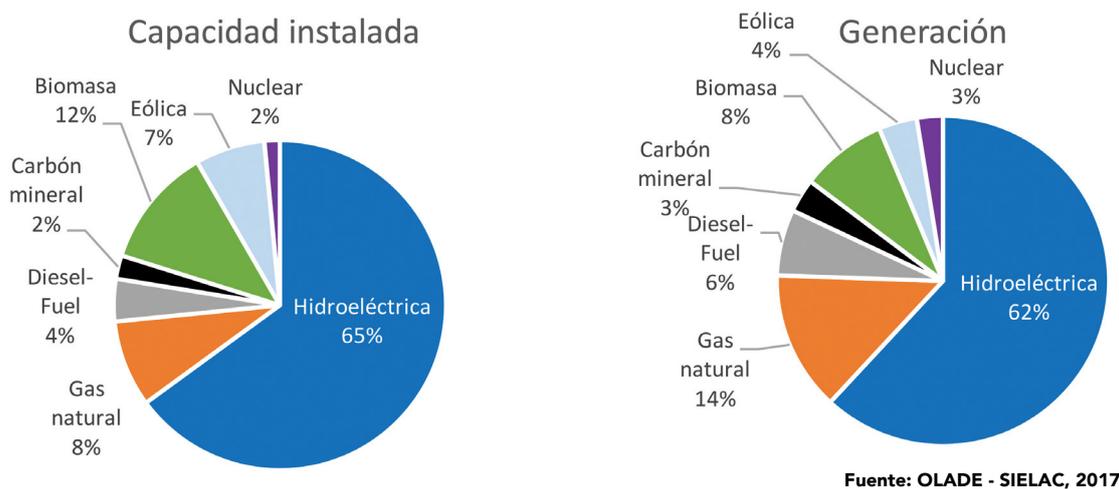
Figura 3.1. Estructura del consumo final de energía en Brasil (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

Como se observó en la tabla de indicadores de Brasil (Tabla 3.1), las fuentes de energía renovable participan con casi las tres cuartas partes de la generación eléctrica en el año base, siendo la hidroenergía el recurso más importante con una participación del 62% en generación y 65% en capacidad instalada, como se puede observar en la Figura 3.2. Respecto a las ERNC se distinguen la biomasa y la generación eólica.

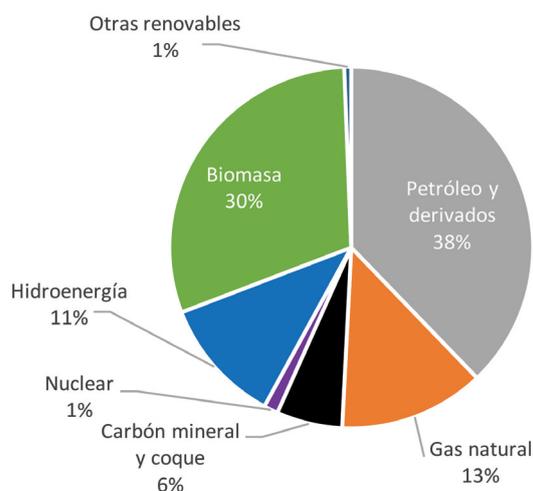
Figura 3.2. Estructura de la generación eléctrica de Brasil (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

En la matriz de oferta total de energía de Brasil, se destacan los hidrocarburos primarios y sus derivados, superando el 50% del total; y la biomasa que ocupa alrededor de la tercera parte de la matriz. Los productos de caña de azúcar, son los que generan la alta participación de la biomasa en la matriz de oferta total de energía de Brasil (ver Figura 3.3). Pese a la importante participación de la hidroenergía en la generación eléctrica, esta fuente tiene una modesta participación de solamente el 11% a nivel de oferta total, mientras que otras fuentes renovables como la eólica, son prácticamente imperceptibles a dicho nivel.

Figura 3.3. Estructura de la oferta total de energía de Brasil (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

3.2 México

México es el segundo país en población y en tamaño de la economía en la región de ALC. Algunos de sus indicadores económicos, energéticos y ambientales se pueden observar en la Tabla 3.2.

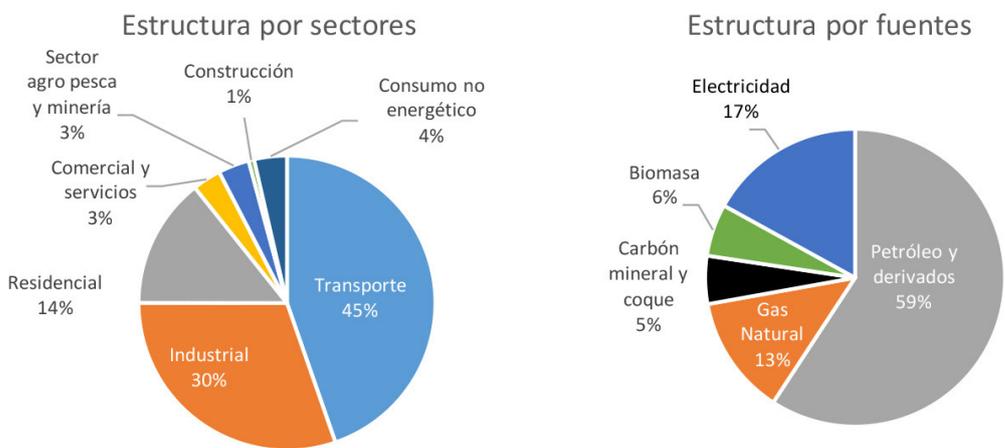
Tabla 3.2. Indicadores económicos, energéticos y ambientales de México

Indicador	Valor
Población total (millones de hab.)	121.8
PIB nominal (millones de USD de 2010)	1,206,154
PIB per cápita (USD/hab.)	9,900
Consumo final de energía (Mbep)	910
Consumo de energía per cápita (bep/hab.)	7.47
Intensidad energética (bep/1000 USD de 2010)	0.75
Consumo total de electricidad (GWh)	248,895
Consumo de electricidad per cápita (MWh/hab.)	2.04
Cobertura eléctrica (%)	98.5
Capacidad instalada total (MW)	54,853
Generación total de energía eléctrica (GWh)	310,544
Factor de emisión de CO ₂ e de la generación eléctrica (t/GWh)	245
Renovabilidad de la generación eléctrica (%)	18
Oferta total de energía (Mbep)	1,382
Renovabilidad de la oferta total de energía (%)	8
Factor de emisión de CO ₂ e de la oferta total de energía (t/bep)	0.21
Índice de autarquía energética (p.u.)	1.06
Intensidad de emisiones de la matriz energética (kg/USD de 2010)	0.24

Fuentes: SIELAC – OLADE, 2017 y CEPAL, 2017

Como se observa en la Figura 3.4, el consumo total de energía de México se concentra principalmente en los sectores transporte, industrial y residencial, representando en conjunto el 89% del total. Así mismo en la matriz por fuentes, predominan los hidrocarburos (petrolíferos y gas natural), con un 72% del total.

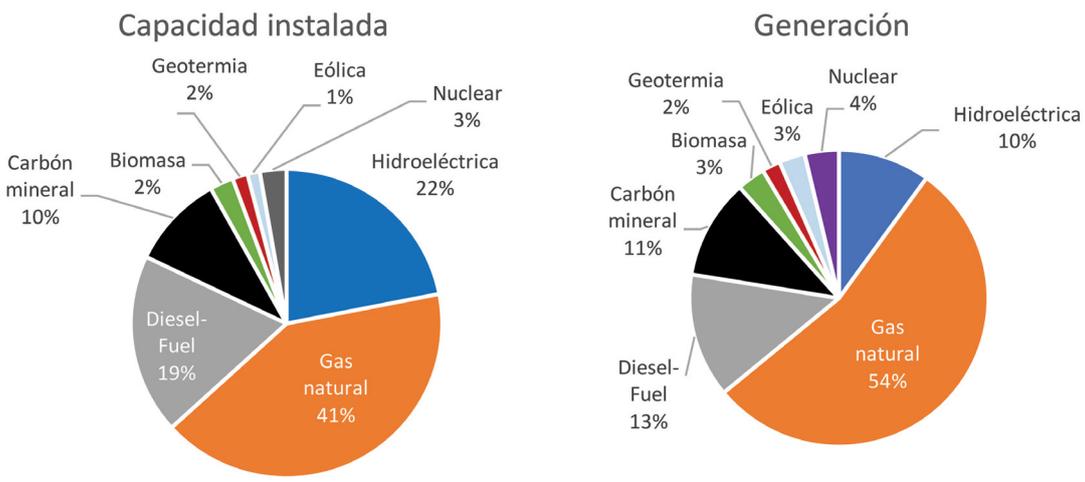
Figura 3.4. Estructura del consumo final de energía en México (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

La matriz eléctrica de México es altamente gasificada, tanto en capacidad instalada como en generación. Como se observa en la Figura 3.5, el 41% en capacidad y el 54% en generación corresponden a centrales a gas natural. Las fuentes de energía renovable incluyendo la hidroenergía, participan con un 18% en generación. México es uno de los pocos países de la región de ALC, que aprovecha el recurso geotérmico para producción de electricidad.

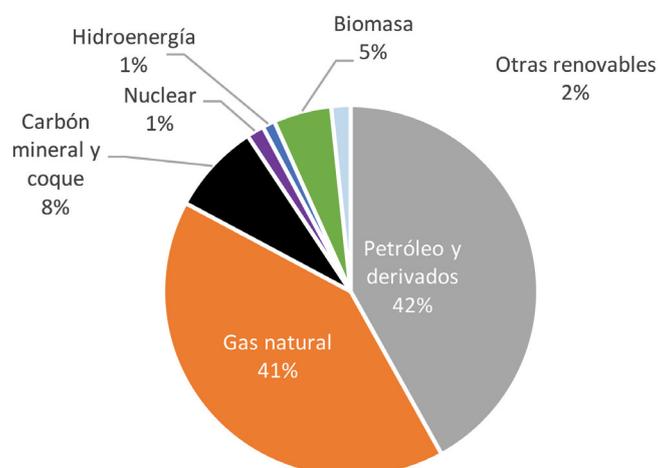
Figura 3.5. Estructura de la generación eléctrica en México (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

En la matriz de oferta total de energía que se observa en la Figura 3.6, la participación del gas natural, prácticamente iguala a la del petróleo crudo y sus derivados. La participación de las fuentes de energía renovable se relega a un 8%, donde la hidroenergía aporta solamente con el 1% de la oferta total.

Figura 3.6. Estructura de la oferta total de energía en México (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

3.3 América Central

La subregión de América Central (Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, y Panamá), para efectos del presente estudio de prospectiva, está compuesta por los 7 países del istmo centroamericano. En la Tabla 3.3 a continuación, se presentan algunos indicadores económicos, energéticos y ambientales de la subregión en conjunto.

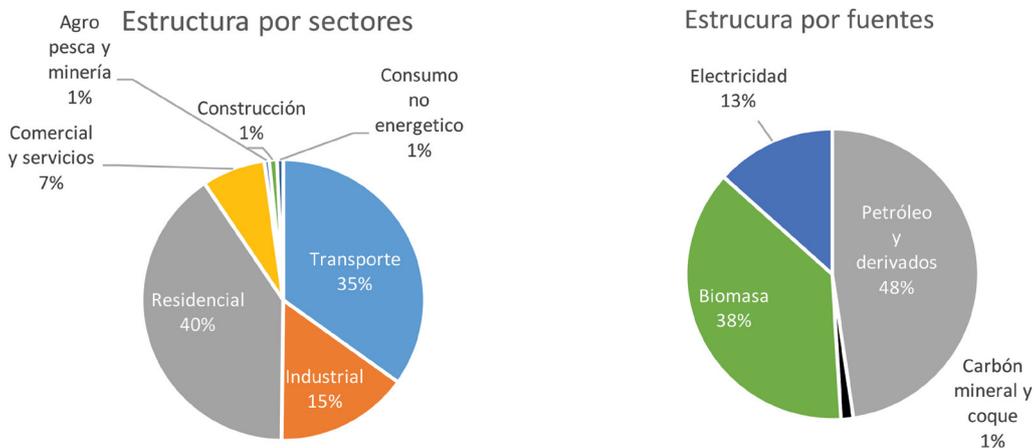
Tabla 3.3. Indicadores económicos, energéticos y ambientales de la subregión de América Central

Indicador	Valor
Población total (millones de hab.)	46.5
PIB nominal (millones de USD de 2010)	191,945
PIB per cápita (USD/hab.)	4,124
Consumo final de energía (Mbep)	205
Consumo de energía per cápita (bep/hab.)	4.4
Intensidad energética (bep/1000 USD de 2010)	1.1
Consumo total de electricidad (GWh)	44,082
Consumo de electricidad per cápita (MWh/hab.)	0.95
Cobertura eléctrica (%)	89
Capacidad instalada total (MW)	12,894
Generación total de energía eléctrica (GWh)	51,824
Factor de emisión de CO _{2e} de la generación eléctrica (t/GWh)	194
Renovabilidad de la generación eléctrica (%)	68
Oferta total de energía (Mbep)	243
Renovabilidad de la oferta total de energía (%)	46
Factor de emisión de CO _{2e} de la oferta total de energía (t/bep)	0.14
Índice de autarquía energética (p.u.)	0.5
Intensidad de emisiones de la matriz energética (kg/USD de 2010)	0.18

Fuentes: SIELAC – OLADE, 2017 y CEPAL, 2017

En la estructura del consumo final de energía de la subregión de América Central, predominan el sector residencial y el transporte, con una participación acumulada del 75%, como se puede observar en la Figura 3.7. En la matriz del consumo por fuentes, se destaca la alta participación de la biomasa con un 38%, debido principalmente al elevado consumo de leña y carbón vegetal en países como Guatemala, Honduras y Nicaragua.

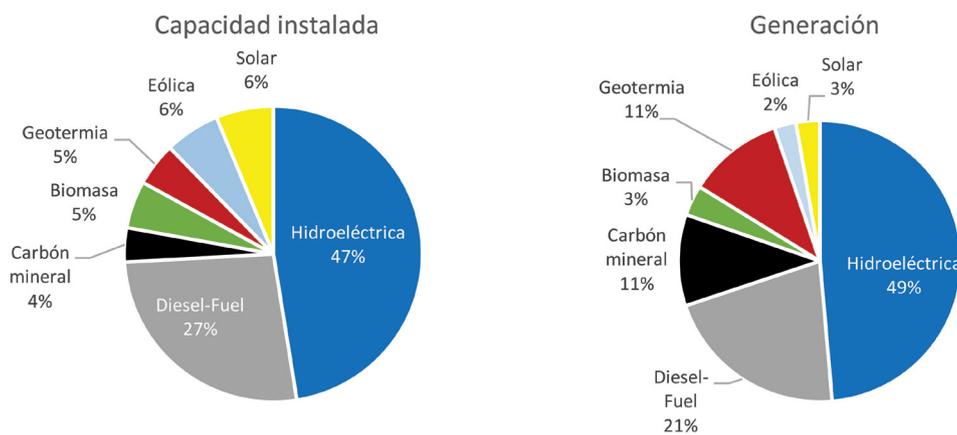
Figura 3.7. Estructura del consumo final de energía en América Central (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

La hidroelectricidad es el componente preponderante en la generación eléctrica de la subregión de América Central, como se observa en la Figura 3.8, acercándose en el caso de la energía generada a una participación del 50%. Otras fuentes de energía renovable, como la geotermia, la eólica, la biomasa y la solar, complementan el 68% de renovabilidad que ostenta la matriz de generación eléctrica en esta subregión.

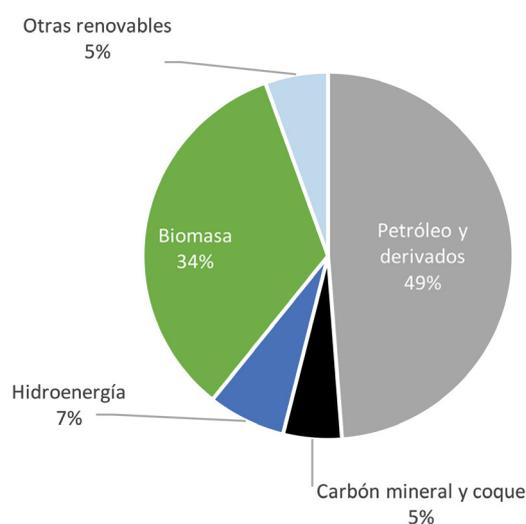
Figura 3.8. Estructura de la generación eléctrica en América Central (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

Como se observa en la Figura 3.9, de manera muy similar a la matriz del consumo final, la oferta total de energía está compuesta en mayor proporción por el petróleo crudo y sus derivados; y por la biomasa. El alto índice de renovabilidad de la matriz de oferta total de energía en la subregión de América Central del 46%, se debe fundamentalmente a la participación de la biomasa. En la matriz energética de América Central se destaca la ausencia del gas natural.

Figura 3.9. Estructura de la oferta total de energía en América Central (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

3.4 Subregión Andina

Los países que integran la Subregión Andina (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela), se caracterizan por ser en su mayoría importantes productores y exportadores de fuentes primarias como petróleo crudo, gas natural y carbón mineral, además de poseer importantes recursos hidroenergéticos. Como subregión ocupan el segundo puesto en población después de Brasil y el tercero en tamaño de la economía después de Brasil y México. En la tabla 3.4, se puede observar algunos indicadores económicos, energéticos y ambientales de esta subregión.

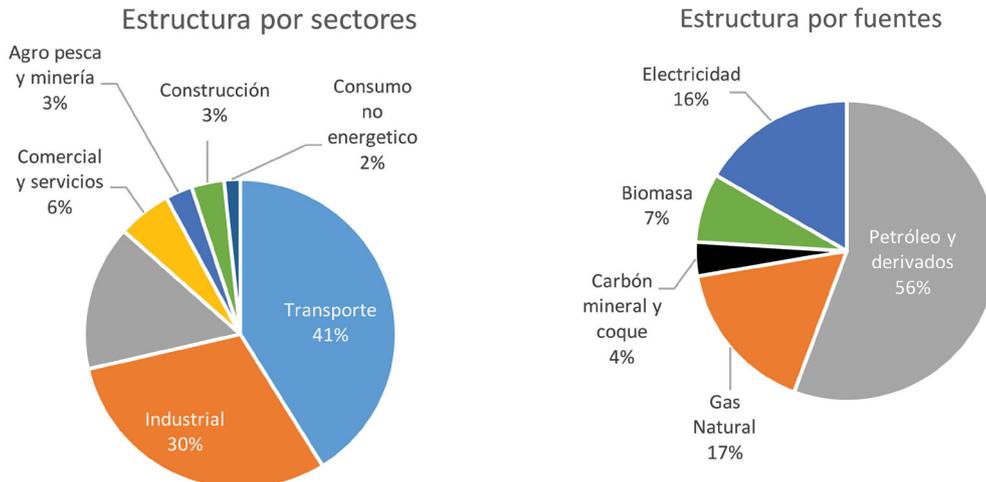
Tabla 3.4. Indicadores económico-energéticos y ambientales de la Subregión Andina

Indicador	Valor
Población total (millones de hab.)	137.6
PIB nominal (millones de USD de 2010)	899,639
PIB per cápita (USD/hab.)	6,536
Consumo final de energía (Mbep)	803
Consumo de energía per cápita (bep/hab.)	5.8
Intensidad energética (bep/1000 USD de 2010)	0.9
Consumo total de electricidad (GWh)	215,091
Consumo de electricidad per cápita (MWh/hab.)	1.6
Cobertura eléctrica (%)	96
Capacidad instalada total (MW)	54,738
Generación total de energía eléctrica (GWh)	282,203
Factor de emisión de CO ₂ e de la generación eléctrica (t/GWh)	162
Renovabilidad de la generación eléctrica (%)	56
Oferta total de energía (Mbep)	1,339
Renovabilidad de la oferta total de energía (%)	14
Factor de emisión de CO ₂ e de la oferta total de energía (t/bep)	0.18
Índice de autarquía energética (p.u.)	2.7
Intensidad de emisiones de la matriz energética (kg/USD de 2010)	0.26

Fuentes: SIELAC – OLADE, 2017 y CEPAL, 2017

Los sectores de consumo preponderantes en la Subregión Andina son el Transporte y la Industria, mientras que en la matriz de consumo por fuentes predominan los productos de petróleo y el gas natural representando en conjunto cerca de las tres cuartas partes del total, como se puede observar en la Figura 3.10.

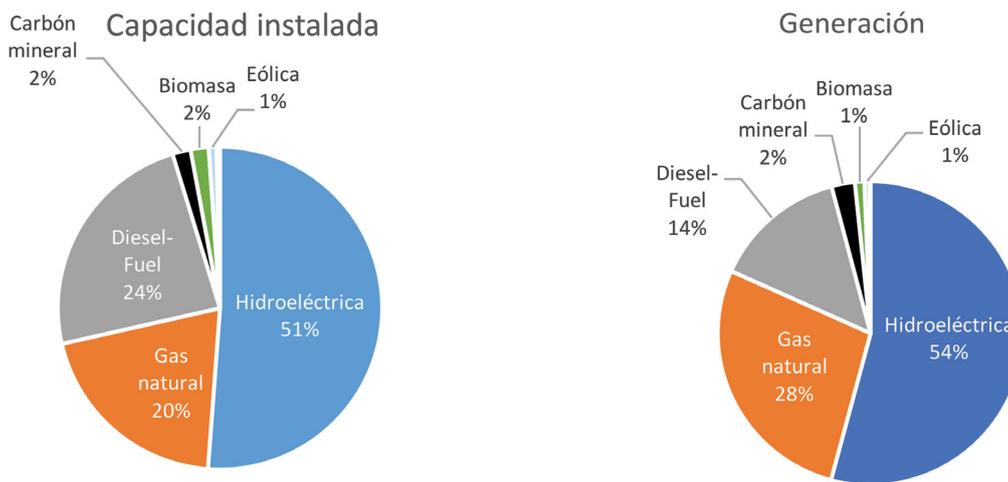
Figura 3.10. Estructura del consumo final de energía en la Subregión Andina



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

En la Figura 3.11, se puede observar la alta importancia que tiene en la Subregión Andina la hidroelectricidad, al representar tanto en capacidad instalada como en generación, más del 50% de la matriz de producción eléctrica. También se destaca como segundo recurso en importancia en este segmento del sector energético, el gas natural.

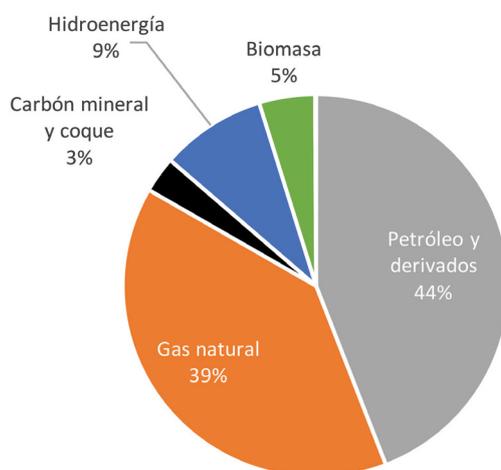
Figura 3.11. Estructura de la generación eléctrica en la Subregión Andina (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

Debido a los altos niveles de producción de hidrocarburos primarios (petróleo crudo y gas natural), estas fuentes representan en conjunto más del 80% de la matriz de oferta total de energía, como se indica en la Figura 3.12. Cabe resaltar que en la subregión se encuentra el mayor productor de petróleo crudo en la región de ALC, Venezuela.

Figura 3.12. Estructura de la oferta total de energía en la Subregión Andina (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

3.5 Cono Sur

Las características de la Subregión del Cono Sur (Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay), estarán determinadas principalmente por el mayor peso que tienen Argentina y Chile en esta subregión, en cuanto a PIB, población y sobre todo producción energética. En la Tabla No. 3.5, se presentan algunos indicadores económicos, energéticos y ambientales del Cono Sur.

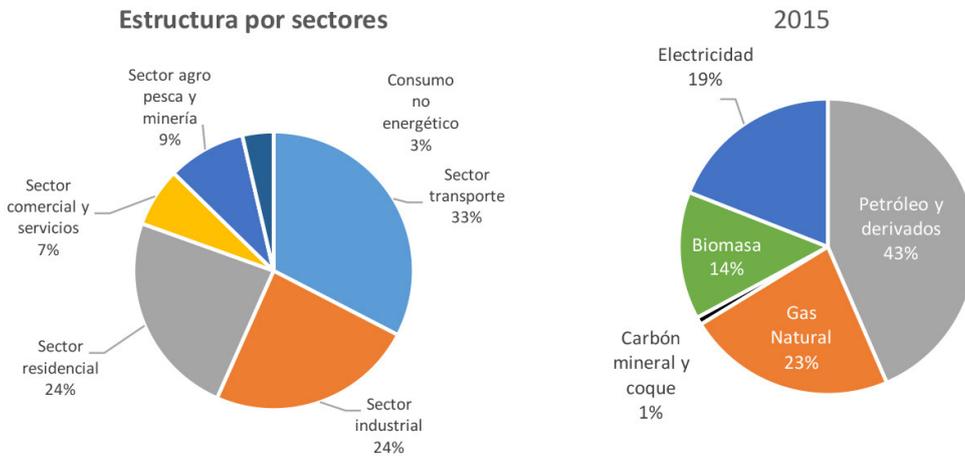
Tabla 3.5. Indicadores económico-energéticos y ambientales de la Subregión del Cono Sur

Indicador	Valor
Población total (millones de hab.)	71.6
PIB nominal (millones de USD de 2010)	795,357
PIB per cápita (USD/hab.)	11,114
Consumo final de energía (Mbep)	717
Consumo de energía per cápita (bep/hab.)	10
Intensidad energética (bep/1000 USD de 2010)	0.90
Consumo total de electricidad (GWh)	219,915
Consumo de electricidad per cápita (MWh/hab.)	3.1
Cobertura eléctrica (%)	99
Capacidad instalada total (MW)	67,104
Generación total de energía eléctrica (GWh)	284,493
Factor de emisión de CO ₂ e de la generación eléctrica (t/GWh)	190
Renovabilidad de la generación eléctrica (%)	46
Oferta total de energía (Mbep)	1,052
Renovabilidad de la oferta total de energía (%)	20
Factor de emisión de CO ₂ e de la oferta total de energía (t/bep)	0.17
Índice de autarquía energética (p.u.)	0.7
Intensidad de emisiones de la matriz energética (kg/USD de 2010)	0.23

Fuentes: SIELAC – OLADE, 2017 y CEPAL, 2017

Como se observa en la Figura 3.13, los sectores de mayor participación en el consumo final de energía en el Cono Sur son el transporte, el industrial y el residencial, empatando estos dos últimos con un 24% cada uno. En la estructura por fuentes, predominan los derivados de petróleo y el gas natural acumulando el 66% de participación. En esta subregión también tiene relevancia el consumo de biomasa, debido principalmente a la influencia de Chile y Paraguay.

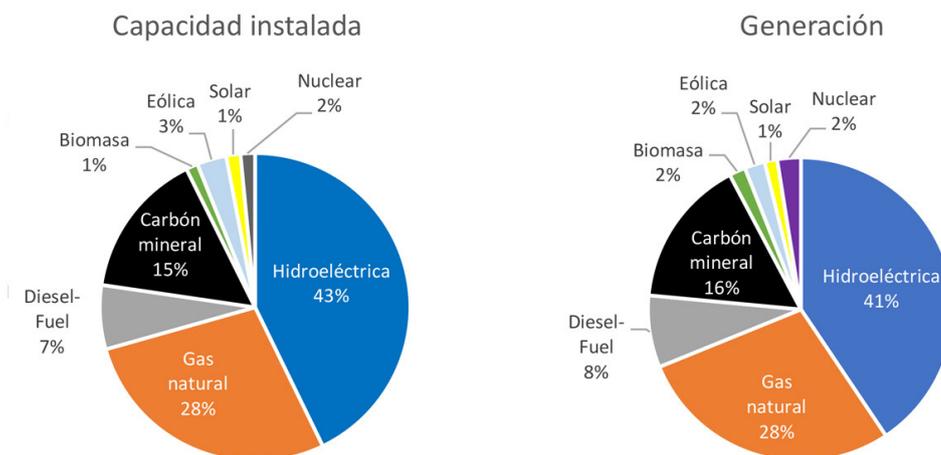
Figura 3.13. Estructura del consumo final de energía en el Cono Sur (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

La matriz de generación eléctrica en el Cono Sur, está caracterizada por la alta participación de la hidroenergía y el gas natural. Estos dos recursos, cubren alrededor del 70% de la matriz, tanto en capacidad instalada como en generación. Las fuentes de energía renovable no convencionales (biomasa, eólica y solar), participan en conjunto con un 5%, donde se destacan las centrales solares de Chile y las eólicas de Argentina y Uruguay (ver Figura 3.14).

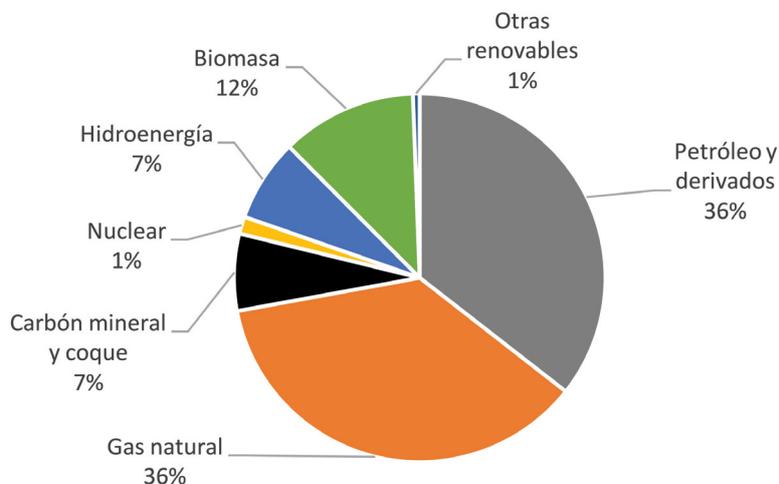
Figura 3.14. Estructura de La generación eléctrica del Cono Sur (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

La oferta total de energía en el Cono Sur, está compuesta fundamentalmente por petróleo y derivados y el gas natural. La alta participación del gas natural se debe principalmente a la influencia de Argentina y en una menor proporción a Chile. La oferta renovable está compuesta por la hidroenergía la biomasa y otras renovables como eólica y solar, donde se destacan Chile por su generación fotovoltaica y Uruguay por su generación eólica (ver Figura 3.15).

Figura 3.15. Estructura de la oferta total de energía en el Cono Sur (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

3.6 El Caribe

Tabla 3.6. Indicadores económico-energéticos y ambientales de la Subregión de El Caribe

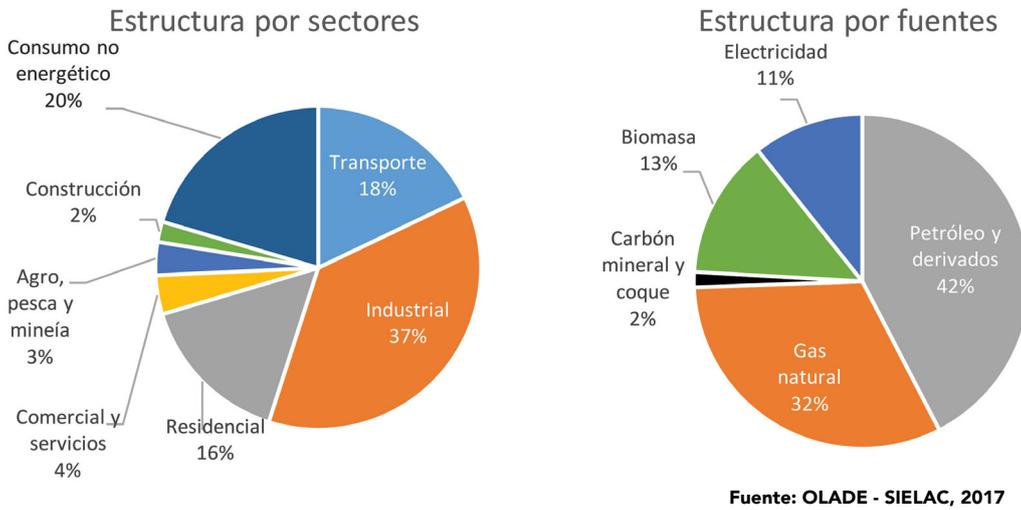
Indicador	Valor
Población total (millones de hab.)	38.4
PIB nominal (millones de USD de 2010)	199,299
PIB per cápita (USD/hab.)	5,187
Consumo final de energía (Mbep)	266
Consumo de energía per cápita (bep/hab.)	6.9
Intensidad energética (bep/1000 USD de 2010)	1.3
Consumo total de electricidad (GWh)	45,722
Consumo de electricidad per cápita (MWh/hab.)	1.2
Cobertura eléctrica (%)	79
Capacidad instalada total (MW)	14,170
Generación total de energía eléctrica (GWh)	54,769
Factor de emisión de CO ₂ e de la generación eléctrica (t/GWh)	331
Renovabilidad de la generación eléctrica (%)	8
Oferta total de energía (Mbep)	347
Renovabilidad de la oferta total de energía (%)	14
Factor de emisión de CO ₂ e de la oferta total de energía (t/bep)	0.19
Índice de autarquía energética (p.u.)	1
Intensidad de emisiones de la matriz energética (kg/USD de 2010)	0.33

Fuentes: SIELAC – OLADE, 2017 y CEPAL, 2017

La Subregión de El Caribe (Barbados, Cuba, Granada, Guyana, Haití, Jamaica, República Dominicana, Surinam y Trinidad y Tobago), la conforman en su mayoría países netamente importadores de energía, sin embargo, gracias a la participación de Trinidad y Tobago, con su importante producción y exportación de gas natural, la subregión en conjunto, alcanza su autonomía energética. A continuación, en la Tabla 3.6, se presentan algunos indicadores económicos energéticos y ambientales de El Caribe.

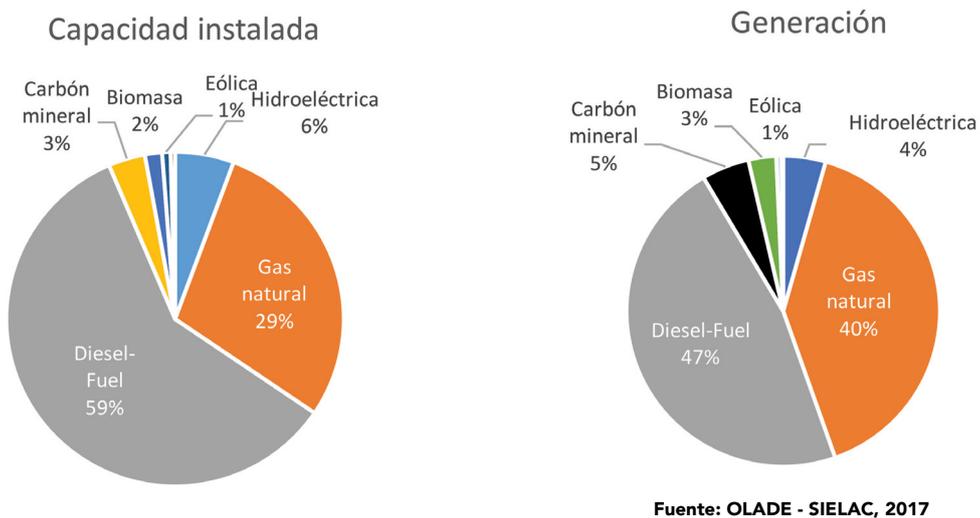
Como se observa en la Figura 3.16, la subregión de El Caribe, en la matriz de consumo final energético, se destacan los sectores: industrial, transporte y residencial, siendo los productos petrolíferos, el gas natural y la biomasa, las tres fuentes de mayor demanda. La alta participación del gas natural, se debe principalmente a la influencia de Trinidad y Tobago, mientras que la de biomasa a Haití, donde predomina el consumo de leña en el sector residencial; y Cuba donde tiene alta importancia el consumo de bagazo de caña en el sector industrial.

Figura 3.16. Estructura del consumo final de energía en El Caribe (2015)



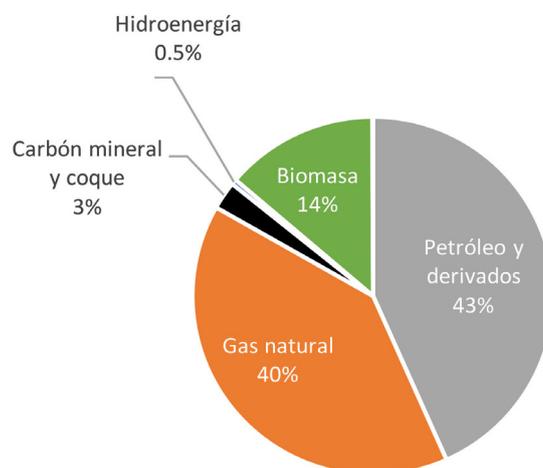
El sistema de generación eléctrica de la subregión de El Caribe es fundamentalmente térmico, donde los hidrocarburos, ocupan más del 90% de la matriz tanto en capacidad instalada como en generación de energía, como se puede apreciar en la Figura 3.17. En esta subregión las fuentes de energía renovables, ocupan una posición muy minoritaria.

Figura 3.17. Estructura de la generación eléctrica en El Caribe (2015)



En concordancia con la matriz de consumo final de energía y la matriz de generación eléctrica, la oferta total de energía en la subregión de El Caribe está compuesta en su mayor parte por hidrocarburos, los cuales ocupan en conjunto más del 80% del total. En cuanto a las fuentes de energía renovable, solamente se destaca la biomasa (14%), ya que la participación de la hidroenergía y otras renovables es prácticamente imperceptible a nivel de oferta total de energía (ver Figura 3.18).

Figura 3.18. Estructura de la oferta total de energía en El Caribe (2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

3.7 América Latina y El Caribe (ALC)

La región de América Latina y El Caribe, se considera para efecto del estudio, constituida por los 27 Países Miembros de OLADE, que abarcan los 12 países de América del Sur, 7 países de América Central, México en Norte América, 4 países de las Antillas Mayores y 3 de las Antillas Menores. En la Tabla 3.7, se presentan algunos indicadores económicos, energéticos y ambientales de esta Región en el año base (2015).

Tabla 3.7. Indicadores económicos, energéticos y ambientales de la región de ALC (año 2015)

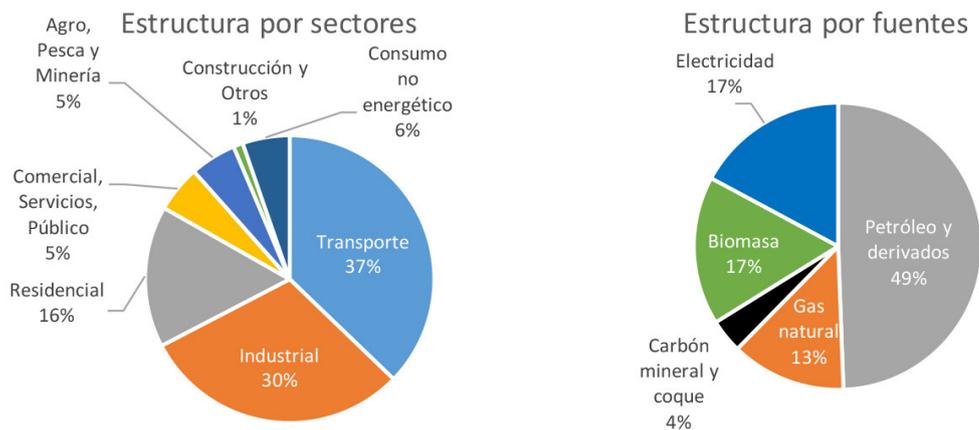
Indicador	Valor
Población total (millones de hab.)	621.3
PIB nominal (millones de USD de 2010)	5,610,529
PIB per cápita (USD/hab.)	9,030
Consumo final de energía (Mbep)	4,576
Consumo de energía per cápita (bep/hab.)	7.4
Intensidad energética (bep/1000 USD de 2010)	0.82
Consumo total de electricidad (GWh)	1,264,966
Consumo de electricidad per cápita (MWh/hab.)	2.0
Cobertura eléctrica (%)	96
Capacidad instalada total (MW)	337,051
Generación total de energía eléctrica (GWh)	1,565,694
Factor de emisión de CO ₂ e de la generación eléctrica (t/GWh)	158
Renovabilidad de la generación eléctrica (%)	52
Oferta total de energía (Mbep)	6,532
Renovabilidad de la oferta total de energía (%)	24
Factor de emisión de CO ₂ e de la oferta total de energía (t/bep)	0.17
Índice de autarquía energética (p.u.)	1
Intensidad de emisiones de la matriz energética (kg/USD de 2010)	0.20

Fuentes: SIELAC – OLADE, 2017 y CEPAL, 2017



Del consumo final total de energía en ALC, cerca del 50% corresponde a derivados del petróleo, como se puede observar en la Figura No. 3.19. Se destaca el alto consumo de biomasa (principalmente leña y bagazo de caña), cuya participación se equipara a la de la electricidad, con un 17%. La fracción restante la cubren el gas natural y el carbón mineral.

Figura 3.19 Estructura del consumo final de energía en ALC (año 2015)

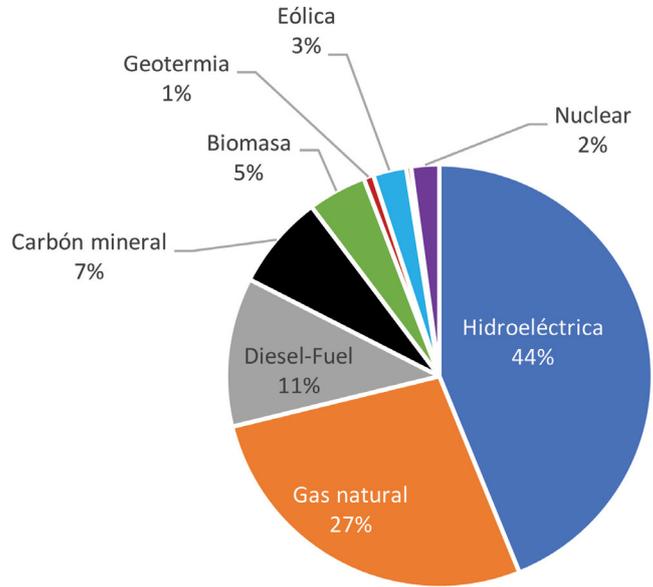


Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

En el año 2015 la región de ALC generó un total de 1.566 TWh de electricidad, con una matriz de generación eléctrica 53% renovable, como se puede apreciar en la Figura No. 3.20. Aquí se destaca la alta participación de la hidroenergía que constituye el principal recurso energético para la generación eléctrica en la región.



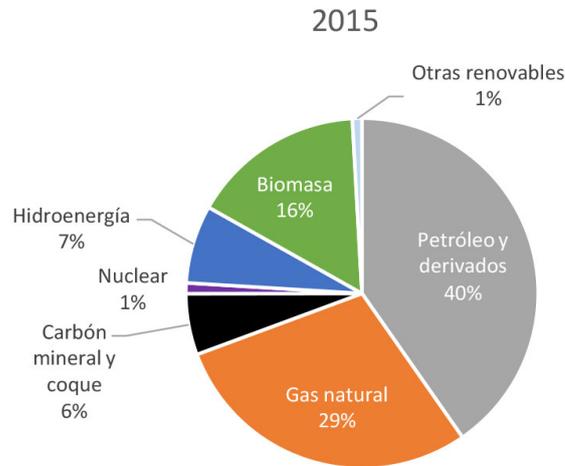
Figura 3.20 Estructura de la generación eléctrica de ALC (año 2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

En cuanto a la oferta total de energía, al igual que el consumo final, la matriz está dominada por la participación de los hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados), que en conjunto representan alrededor del 70%. Las fuentes de energía renovable, participan con un 24%, de las cuales la mayor fracción ocupa la biomasa, debido principalmente al alto consumo de leña y bagazo de caña de azúcar. Las ERNC tienen todavía en el año base a nivel regional una participación muy marginal de solamente el 1%, como se observa en la Figura 3.21.

Figura 3.21 Estructura de la oferta total de energía de ALC (año 2015)



Fuente: OLADE - SIELAC, 2017

4. El sector energía y las NDCs de la región América Latina y el Caribe

4. El sector energía y las NDCs de la región América Latina y el Caribe

Todos los países de la región participan del Acuerdo de París, y entre ellos, la mayoría ya lo han ratificado (sólo Trinidad y Tobago, y Surinam aun no lo han hecho). En relación a las NDCs asumidas por los países de la región, se observa que en términos generales dichos compromisos se expresan bajo diversas modalidades (Ver tabla resumen en el Anexo II).

4.1 Consideraciones generales

En términos generales, considerando el resto de sectores además del energético, algunos países se plantean al 2030, lograr un determinado porcentaje de reducción de las emisiones de GEI respecto de las proyectadas para ese año en un escenario BAU. Tal es el caso de Argentina, Barbados, Colombia, Ecuador, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, México, Paraguay, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela. Por su parte Brasil, Granada y República Dominicana asumieron el compromiso de alcanzar al 2030, una determinada meta de reducción de sus emisiones de GEI respecto de las de un año de referencia (2005, 2010 y 2010, respectivamente). El caso de Costa Rica es un híbrido de los anteriores, ya que al 2030 se plantea alcanzar un determinado porcentaje de reducción en sus emisiones de GEI respecto de un escenario BAU, a la vez que asume el compromiso de reducir en un 25% dichas emisiones en comparación con las emisiones del 2012 (lo que implica alcanzar un máximo absoluto de emisiones de 9,374,000 t CO₂e netas al 2030). En tanto que Chile se propone al 2030 una meta de reducción de sus emisiones de GEI por unidad de PIB, en relación a los niveles del 2007. Uruguay por su parte proyecta una disminución de la intensidad

energética del 25% al 2030, en relación a los valores de 1990. Finalmente cabe señalar que países como Bolivia, Cuba, El Salvador, Guyana, Panamá, Surinam, presentan políticas y acciones a realizar, que en la gran mayoría de los casos están previstas dentro de los planes de desarrollo nacionales y/o sectoriales, pero no definen metas de mitigación de GEI en términos cuantitativos.

Muchos países han expresado su voluntad en forma condicionada, de alcanzar objetivos más ambiciosos, sujetos a la obtención de apoyo internacional. La siguiente tabla ilustra los países que en sus NDCs han asumido metas condicionadas y no condicionadas, y si el carácter de las mismas es cuantificable o meramente descriptivo.

Tabla 4.1. Tipo de metas generales (no sólo sector energía) relacionadas con las NDCs de los países de ALC

País	Metas generales	
	Condicionales	Incondicionales
Argentina	●	●
Barbados		●
Belice		●
Bolivia		○
Brasil		●
Chile	●	●
Colombia	●	●
Costa Rica		●
Cuba		○
Ecuador	●	●
El Salvador		○
Granada		●
Guatemala	●	●
Guyana		○
Haití	●	●
Honduras		●
Jamaica	●	●
México	●	●
Panamá		○
Paraguay	●	●
Perú	●	●
Rep. Dominicana	●	
Surinam		○
Trinidad y Tobago	●	●
Uruguay	●	●
Venezuela	●	

○ Meta cuantificable
● Meta descriptiva

4.2 Consideraciones referentes al sector energía

En lo referente al aporte del sector energía a la consecución de las metas fijadas en las NDCs, prácticamente ningún país de la región plantea dicha contribución en términos cuantitativos. La excepción la constituye Ecuador, que postula una reducción de entre un 20 y 25% de las emisiones de GEI del sector energético en relación al escenario BAU. También Granada presenta una situación diferente, en la medida que plantea una reducción del 30% de las emisiones previstas al 2025, de las cuales estima que el 10% provendrá de la incorporación de fuentes renovables, en tanto que el 20% restante de medidas de eficiencia energética. Se destacan en cambio los compromisos explícitos por parte de un grupo importante de países, de dar impulso a actividades de eficiencia energética y de promoción de las energías renovables, con el fin de coadyuvar al cumplimiento de las metas establecidas en el marco del Acuerdo de París.

Es así que Argentina, Barbados, Belice, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Granada, Guatemala, Guyana, Honduras, Panamá, Surinam, Uruguay y Venezuela, incorporaron en sus NDCs la voluntad de llevar adelante actividades de diverso tipo en el área de la eficiencia energética. Entre dichas actividades específicas se destacan, la implementación de programas reducción del uso de la leña, el impulso a la utilización de vehículos híbridos y eléctricos, los programas de modernización del sistema de transporte de pasajeros y carga, las iniciativas de iluminación eficiente, la promoción del uso de equipamiento eficiente y el fomento de la construcción y reciclaje edilicio con criterios de eficiencia energética. En el caso del Brasil, además de expresar la voluntad de promover diversas acciones de eficiencia energética en los sectores industrial y transporte, se asume el compromiso de alcanzar el 10% de ganancia de eficiencia en el sector eléctrico al 2030. Barbados por su parte, mediante la aplicación de políticas de eficiencia energética, propone reducir 22% el consumo de electricidad y lograr una reducción del 29% en el consumo de energía no eléctrico (incluyendo el transporte), respecto del escenario BAU. Asimismo, al 2030 Chile se propone alcanzar un 20% de reducción del consumo de energía respecto del Escenario BAU.

Belice plantea lograr al menos una reducción del 20% en el uso de combustible de transporte convencional para 2030, a la vez que buscará reducir en al menos 30% su intensidad energética per cápita para el año 2033. Asimismo, a través de la NAMA de fogones eficientes, Honduras espera reducir en un 39% el consumo de leña en las familias respecto a los niveles de línea de base.

En el área de las energías renovables, un conjunto importante de países se ha fijado metas a cumplir en el marco del Acuerdo de París. Es así que países como Bolivia, Brasil, Chile, Jamaica, Paraguay, se plantean alcanzar al 2030, incrementos importantes en la participación de las energías renovables en el mix energético global, respecto de un determinado año base. En el caso del Brasil, a dicha meta se le suma el objetivo de llegar al 2030 con una participación de los biocombustibles en el mix energético del 18%.

Otro grupo de países conformado por Belice, Bolivia, Barbados, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Haití y Panamá, se han impuesto metas de participación o potencia a incorporar al sistema con base en energías renovables, pero focalizadas específicamente en sus matrices de generación eléctrica. Para alcanzar dichas metas los países proponen recurrir a una amplia gama de política, instrumentos y actividades. Entre las mismas sobresalen la creación de marcos propicios para el desarrollo de las energías solar, eólica, geotermia, hidroeléctrica y biomasa, el impulso a la sustitución de combustibles fósiles por biocombustibles y la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía que posibiliten en una mejor gestión de los sistemas eléctricos con importante presencia de energías de características fluctuantes. A modo de ejemplo cabe mencionar los casos de: Barbados, donde la energía renovable contribuiría al 2030 con el 65% de la demanda pico, Bolivia, con un aumento en la participación de las energías alternativas en la producción de electricidad del 2 al 8% (llegando al 79% para el conjunto de las renovables) y Chile donde el 20% de la matriz de generación eléctrica al 2025 sería con ERNC.

Tabla 4.2. Metas en ER y EE relacionadas con las NDCs de los países de ALC

País	Metas en energías renovables		Metas en eficiencia energética	
	Condicionales	Incondicionales	Condicionales	Incondicionales
Argentina				
Barbados		●○		●
Belice				
Bolivia	●	●		
Brasil		●○		●○
Chile		●		
Colombia				
Costa Rica				
Cuba	○	●○	○	●
Ecuador				
El Salvador				
Granada		●○	●○	●
Guatemala				
Guyana	●	●○		○
Haití	●	●		○
Honduras				
Jamaica		●	○	
México				
Panamá				
Paraguay		●○		○
Perú				
Rep. Dominicana				
Surinam	●	○		○
Trinidad y Tobago				
Uruguay		○		○
Venezuela				

- Meta cuantificable
- Meta descriptiva

El hecho que prácticamente ningún país establezca en forma cuantitativa la contribución del sector energético al cumplimiento de los objetivos de reducción de las emisiones de GEI comprometidos en el Acuerdo de París, pone de manifiesto la dificultad del monitoreo de los aportes realizados por este sector en particular, en la consecución de los objetivos generales. No obstante, aquellos países que presentan metas numéricas tanto en materia de eficiencia energética como de impulso al desarrollo

de energías renovables, ofrecen la posibilidad de hacer un seguimiento de las mismas, evaluar su impacto en términos de mitigación de emisiones y en consecuencia obtener una estimación del aporte del sector. Del mismo modo, en aquellos casos en que las metas son de carácter descriptivo, en la construcción de los escenarios deberá asumirse que su implementación tendrá unas determinadas consecuencias en términos reducción de emisiones de GEI.



4.3 Hipótesis de trabajo

Si bien, debido a la falta de homogeneidad en la formulación de las NDCs de los países, es muy difícil la agregación geográfica de las metas propuestas e identificar el aporte requerido del sector energético, sí que pueden tomarse como referencia las reducciones planteadas para el 2030 en sus respectivos NDCs por cuatro de los países con mayor peso económico: Brasil (43% respecto al 2005), México (25% respecto al BAU), Argentina (20-40% respecto al BAU) y Colombia (20-30% respecto al BAU). Dadas estas magnitudes, y teniendo en cuenta que la mayoría del resto de países presentan metas más modestas, se puede considerar como una meta referencial para el sector energético de la región integral de ALC, el alcanzar entre un 25 y 30% de reducción de emisiones para el año 2030, respecto a la línea base, representada por el escenario BAU.

Tal como se ha apuntado en la introducción, el objetivo final del presente estudio es llevar a cabo una primera aproximación a la cuestión de la coherencia entre las metas energéticas y las metas medioambientales en la región ALC. Se habla sólo de aproximación porque, tal como acaba de verse en este mismo capítulo, la región no dispone, en general, de metas de reducción de emisiones expresadas en valores cuantitativos. Como metas con las que comparar los resultados obtenidos en los distintos escenarios desarrollados para este estudio, se dispone, principalmente, de valores expresados en forma porcentual contenidos en las NDCs, los cuales se resumen en el Anexo II. Se trata de valores que, además, no siempre son

específicos para el sector de la energía. Cuando esto último sucede, puede tenerse en cuenta que, según las comunicaciones nacionales sobre cambio climático, los porcentajes de participación del sector energético en las emisiones totales de GEI son importantes en un número significativo de países, como se puede apreciar en el Anexo VI. Estas observaciones son de relevancia para los análisis del Capítulo 7 y del Capítulo 10.

En el escenario BAU, se considera que, en el período de proyección, existe una ausencia total de políticas que produzcan variaciones en la tendencia histórica de la demanda y en la estructura de la oferta de energía, a partir del año base del estudio. Es por ello que si la demanda tendencial es creciente, las emisiones de GEI, resultarán también crecientes, a partir del año base. Esta hipótesis es también importante para el Capítulo 7 y el Capítulo 10, ya que ello quiere decir que los países que fijaron sus NDCs con anterioridad al 2015, para dicho año, se habían distanciado ya de sus metas.

Por último, y ante la falta de homogeneidad en la definición de las líneas base de emisiones de CO₂e utilizadas por los países de ALC como referencia para la formulación de sus NDCs, se ha considerado, a efectos del presente estudio, que dicha línea base está representada por las emisiones de CO₂e resultantes de la simulación del escenario BAU. Esta hipótesis es importante para el análisis del Capítulo 8.

5. Construcción del escenario tendencial de línea base (BAU)

5. Construcción del escenario tendencial de línea base (BAU)

5.1 Consideraciones generales

Como se mencionó en la sección introductoria, La construcción del escenario BAU, tiene como objetivo, establecer una línea base de proyección emisiones de CO₂e, en el período de estudio, mediante una metodología común para todas las subregiones, que permita el análisis de la eficacia de las políticas actuales de desarrollo energético (escenario EPA) para alcanzar los compromisos establecidos por los países en sus NDCs.

El escenario BAU se construye bajo las siguientes consideraciones en la demanda y oferta de energía:

- La demanda interna de energía corresponde a los consumos finales de los principales grupos de fuentes energéticas (el petróleo y sus derivados, el gas natural, el carbón mineral y coque, la biomasa y la electricidad) sumados a los consumos propios y las pérdidas.
- Los consumos finales de energía, se proyectan mediante tasas promedio de crecimiento anual de las diferentes fuentes, calculadas aplicando

regresión logarítmica lineal a las series históricas de los últimos 10 años (2005-2015), extraídas del SieLAC de OLADE.

- Los consumos propios y las pérdidas están implícitos en los valores de consumo. Por tanto, se calculan para cada año de proyección manteniendo los porcentajes que estos rubros representaban en el año base.
- La oferta de energía cubre la proyección de la demanda interna de cada fuente, preservando las relaciones estructurales del balance de energía del año base (coeficientes técnicos). Es decir que representa una proyección inercial de la matriz de oferta energética, incluida la generación eléctrica, ante la ausencia de cualquier política de cambio o diversificación de dicha matriz.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la simulación del escenario BAU, de manera integral para cada subregión.

5.2 Brasil

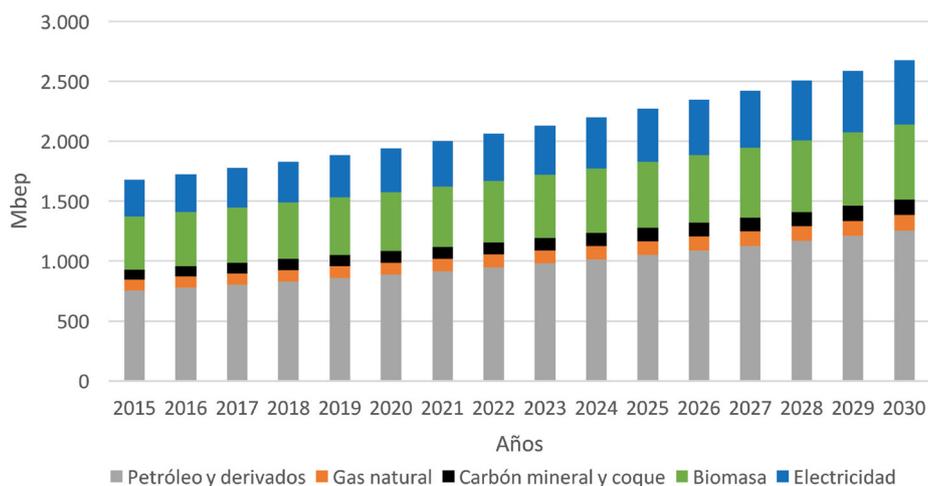
5.2.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 5.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	753	886	1,051	1,254	3,5 %
Gas natural	91	101	114	129	2,4 %
Carbón mineral y coque	84	97	111	127	2,8 %
Biomasa	443	490	552	630	2,4 %
Electricidad	304	367	444	536	3,8 %
TOTAL	1,676	1,942	2,272	2,677	3,2 %

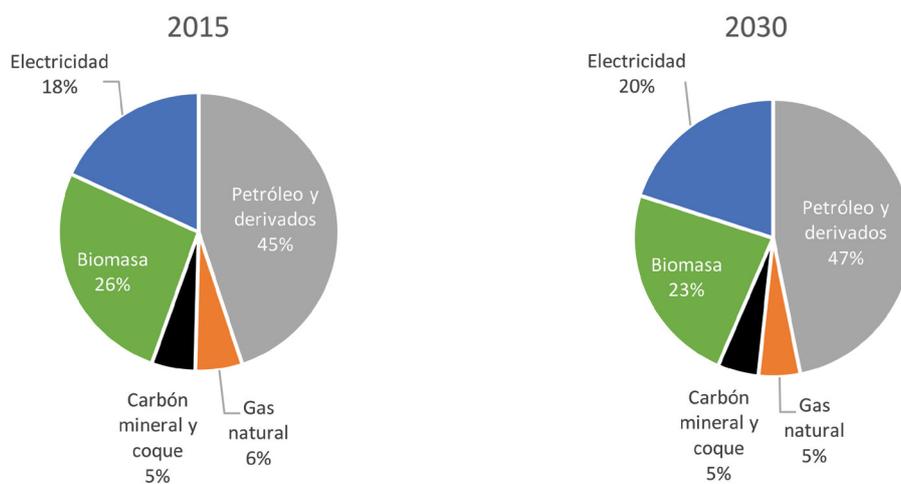
Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.2. Evolución de la matriz de consumo final de energía en Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

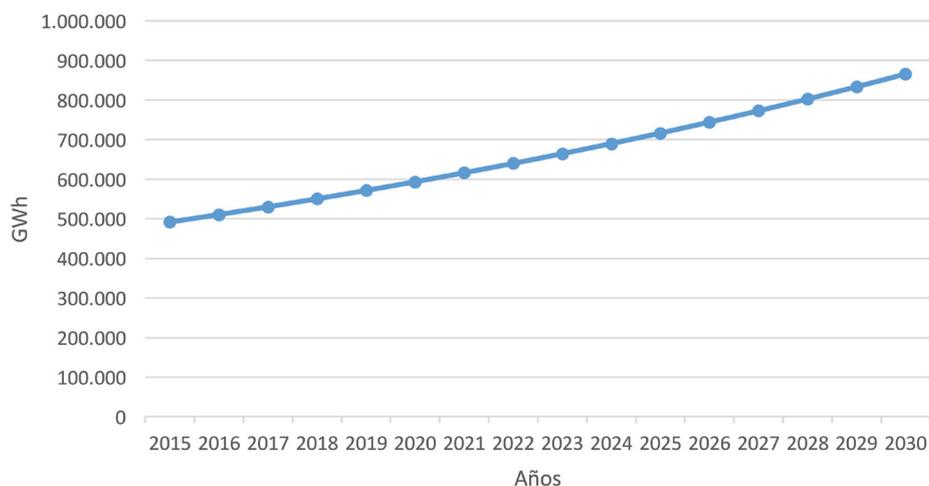
Como se observa en la figura 5.2, en una proyección tendencial, la electricidad y los petrolíferos, ganarían participación en la matriz de consumo final para el año 2030, respecto al año base.

Tabla 5.2. Proyección del consumo final de electricidad en Brasil, escenario BAU (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	491,241	593,010	716,258	865,592	3,8 %

Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.3. Proyección del consumo final de electricidad en Brasil, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SiELAC, OLADE (2016)

Con una tasa promedio de crecimiento anual del 3.8%, el consumo de electricidad durante el período de proyección se incrementa en total en un 76%.

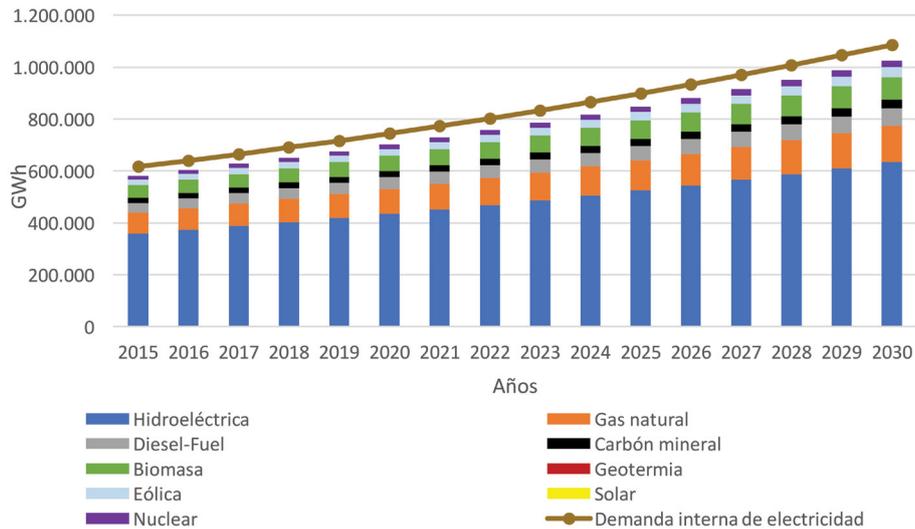
5.2.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 5.3. Proyección de la generación eléctrica en Brasil, escenario BAU (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	359,975	434,567	524,885	634,319
Gas natural	79,541	96,023	115,980	140,161
Diésel-Fuel	37,735	45,555	55,022	66,494
Carbón mineral	19,108	23,068	27,862	33,671
Biomasa	49,059	59,224	71,533	86,447
Eólica	21,640	26,124	31,554	38,132
Solar	59	71	86	104
Nuclear	14,744	17,799	21,498	25,980
TOTAL	581,861	702,431	848,420	1,025,309

Fuente: Resultados de la simulación

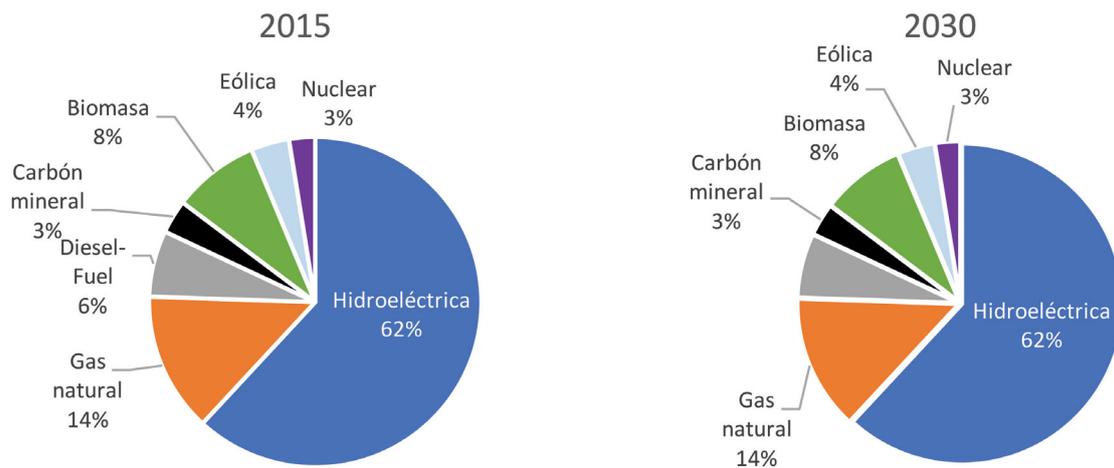
Figura 5.4. Proyección de la generación eléctrica en Brasil, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

La diferencia que se observa en la figura 5.4, entre la demanda interna de electricidad (consumo final + consumo propio+ pérdidas) y la generación total de esta fuente, corresponde a las importaciones que realiza Brasil, principalmente de la generación de la Central Binacional de Itaipú, que le corresponde a Paraguay.

Figura 5.5. Evolución de la matriz de generación eléctrica en Brasil, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

En virtud de la preservación de los coeficientes técnicos de la oferta de cada fuente, tomada como premisa en el escenario BAU, se puede observar que la estructura de la matriz de generación eléctrica se mantiene a lo largo del período de proyección (Figura 5.5).

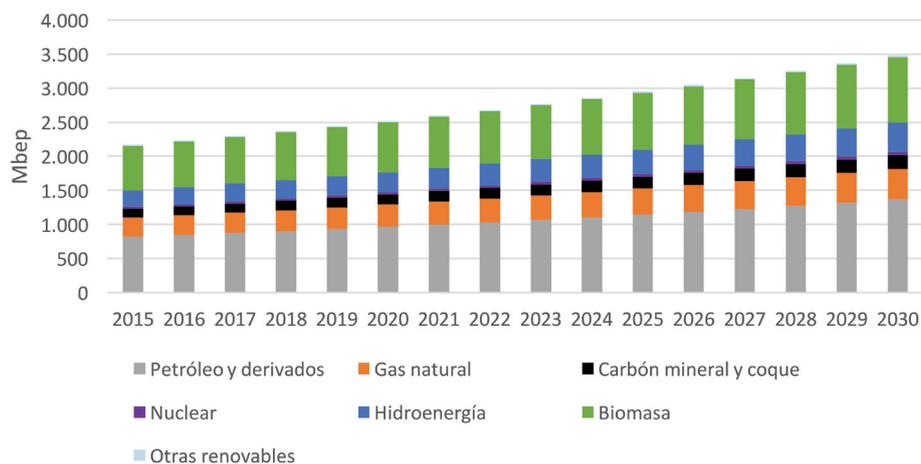
5.2.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 5.4. Proyección de la oferta total de energía en Brasil, escenario BAU (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	821	966	1,146	1,366	3,5 %
Gas natural	281	327	384	452	3,2 %
Carbón mineral y coque	127	148	172	200	3,1 %
Nuclear	28	33	40	49	3,8 %
Hidroenergía	244	294	355	429	3,8 %
Biomasa	655	733	833	960	2,6 %
Otras renovables	13	16	20	24	3,8 %
TOTAL	2,169	2,518	2,949	3,479	3,2 %

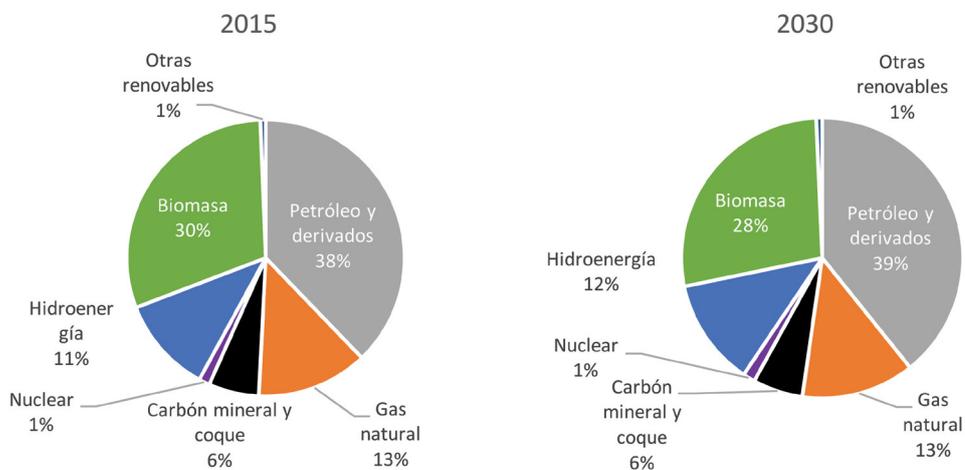
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.6. Proyección de la oferta total de energía en Brasil, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.7. Evolución de la matriz de oferta total de energía en Brasil, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Aunque se mantienen los coeficientes técnicos en la oferta de energía, las diferentes tendencias de crecimiento del consumo final de las diferentes fuentes, ocasionan una pequeña variación en la estructura de la matriz de oferta total de energía, como se observa en la figura 5.7.

5.3 México

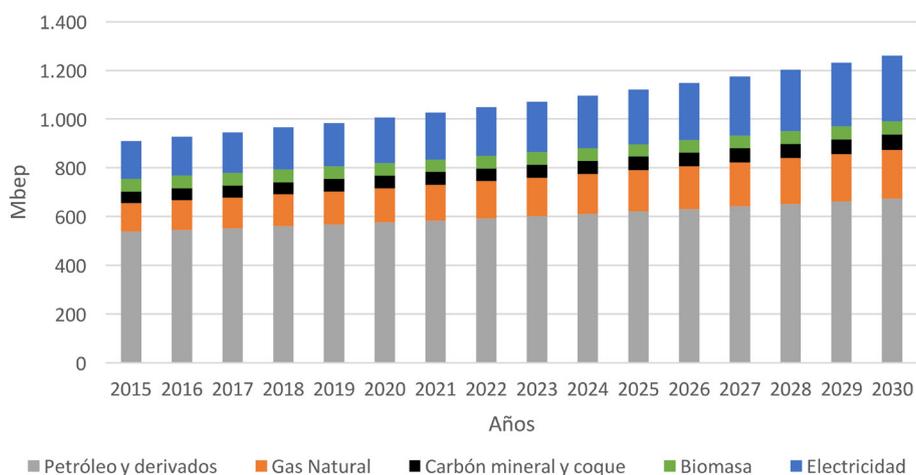
5.3.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 5.5. Proyección del consumo final de energía en México (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	539	576	622	674	1,5 %
Gas natural	118	141	168	201	3,6 %
Carbón mineral y coque	47	52	56	61	1,7 %
Biomasa	52	51	52	54	0,3 %
Electricidad	154	186	224	271	3,8 %
TOTAL	910	1,006	1,122	1,261	2,2 %

Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.8. Proyección del consumo final de energía en México, escenario BAU

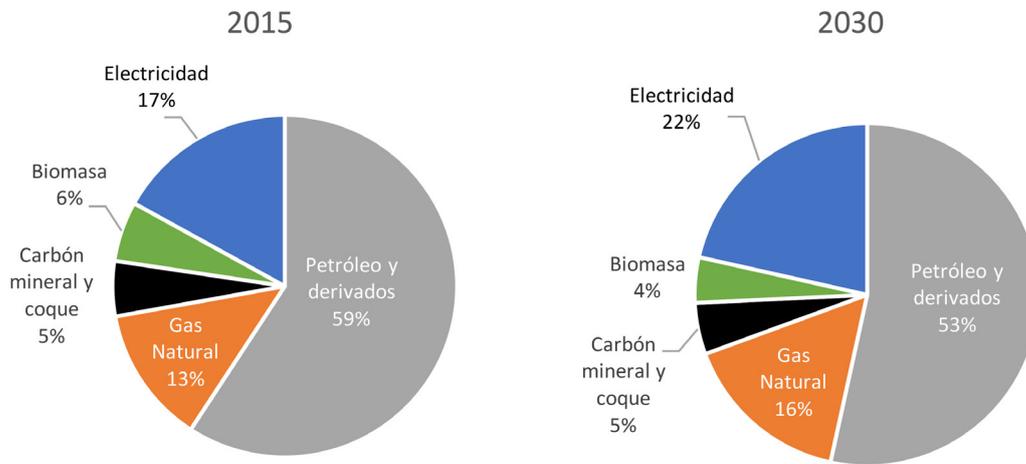


Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

En la evolución tendencial del consumo final en México, se nota un incremento importante en la participación de la electricidad y el gas natural, en detrimento de la participación de los petrolíferos (figura 5.9).



Figura 5.9. Evolución de la matriz de consumo final de energía en México, escenario BAU



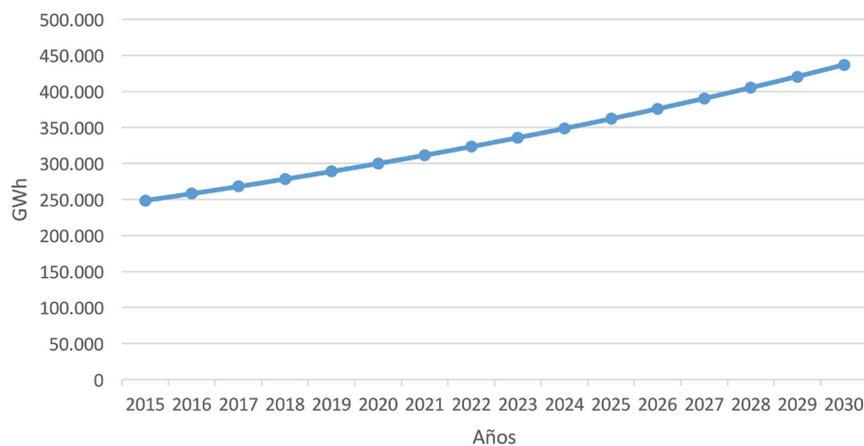
Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Tabla 5.6. Proyección del consumo final de electricidad en México, escenario BAU (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	248,888	300,174	362,113	436,931	3,8 %

Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.10. Proyección del consumo final de electricidad en México, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Al igual que Brasil, México presenta un crecimiento tendencial del consumo de electricidad con una tasa promedio anual de 3.8%, lo que significa un incremento total del 76% en el período de estudio (figura 5.10).

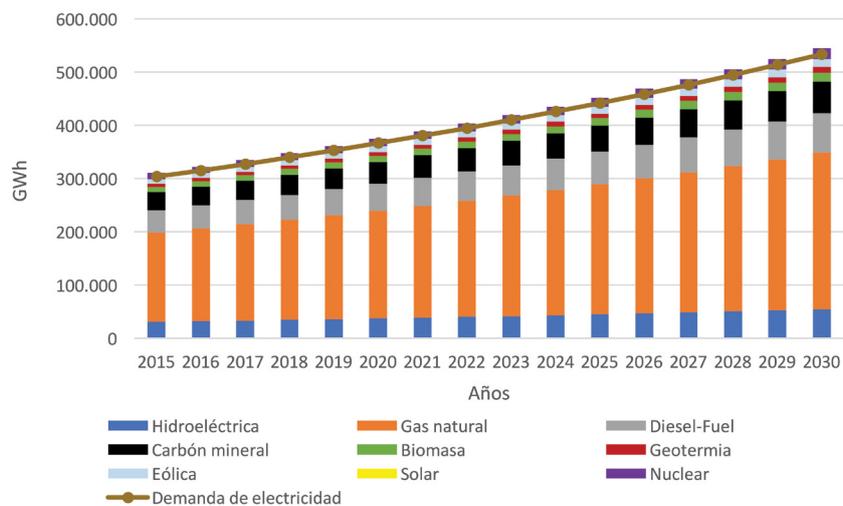
5.3.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 5.7. Proyección de la generación eléctrica en México, escenario BAU (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	30,955	37,33	45,033	54,337
Gas natural	167,842	202,409	244,175	294,625
Diésel-Fuel	42,099	50,769	61,245	73,899
Carbón mineral	33,741	40,69	49,086	59,228
Biomasa	9,503	11,46	13,825	16,681
Geotermia	6,191	7,466	9,007	10,867
Eólica	8,667	10,452	12,609	15,214
Solar	93	112	135	163
Nuclear	11,453	13,812	16,662	20,105
TOTAL	310,544	374,499	451,776	545,120

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.11. Proyección de la generación eléctrica en México, escenario BAU

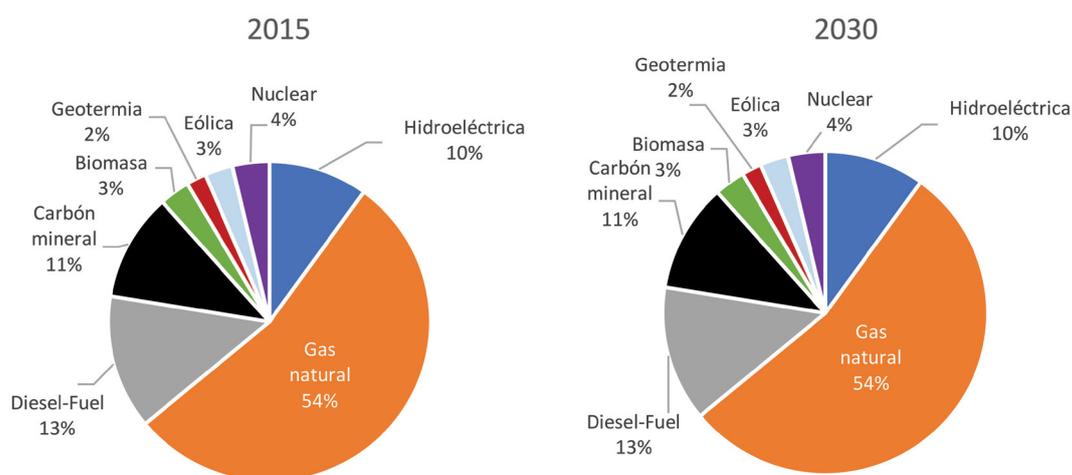


Fuente: Resultados de la simulación

Como se observa en la figura 5.11, en un escenario tendencial, México es y será prácticamente autosuficiente en el abastecimiento de la demanda interna de electricidad, siendo las importaciones y exportaciones a Norteamérica y América Central muy marginales.

En el escenario BAU, la matriz de generación eléctrica permanece constante durante todo el período de estudio, siendo el gas natural, el principal recurso para esta actividad energética.

Figura 5.12. Evolución de la matriz de generación eléctrica en México, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

5.3.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 5.8. Proyección de la oferta total de energía en México, escenario BAU (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	580	635	701	778	2,0 %
Gas natural	566	658	769	905	3,2 %
Carbón mineral y coque	109	126	147	171	3,1 %
Nuclear	21	25	30	36	3,8 %
Hidroenergía	15	18	22	26	3,8 %
Biomasa	69	72	77	85	1,4 %
Otras renovables	23	34	41	50	5,3 %
TOTAL	1,382	1,569	1,788	2,052	2,7 %

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.13. Proyección de la oferta total de energía en México, escenario BAU

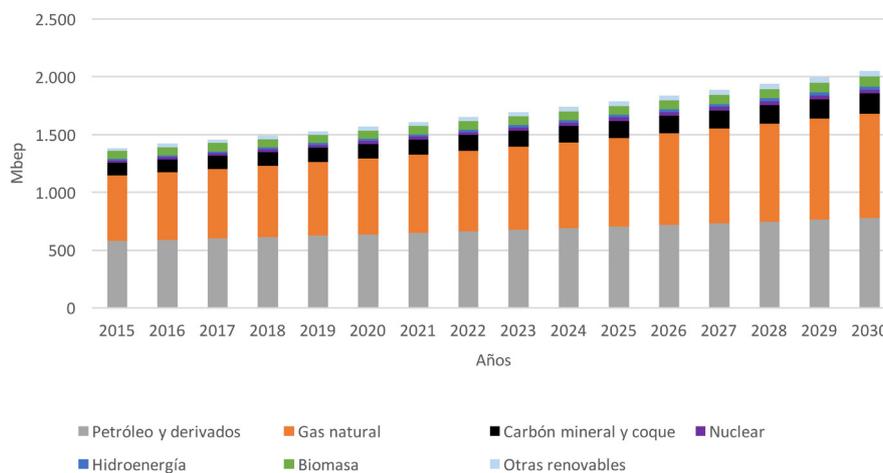
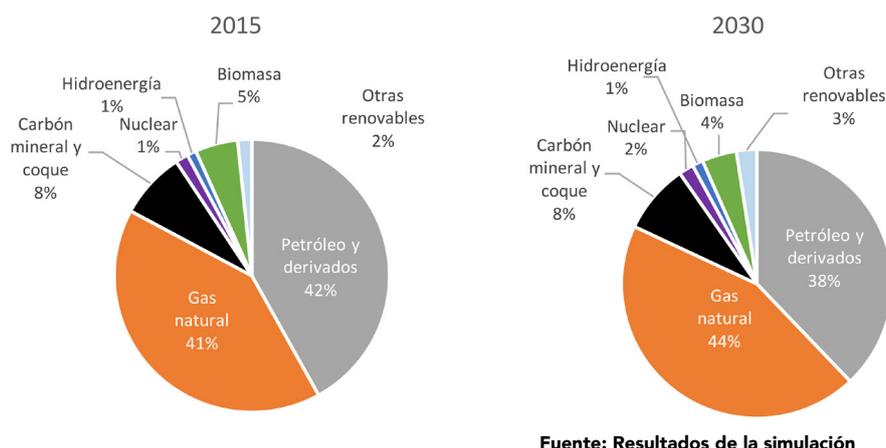


Figura 5.14. Evolución de la matriz de oferta total de energía en México, escenario BAU



En la evolución de la matriz energética de México, para el escenario BAU, se nota cierta sustitución de la oferta de petrolíferos por gas natural (figura 5.14).

5.4 América Central

5.4.1 Proyección del consumo final de energía

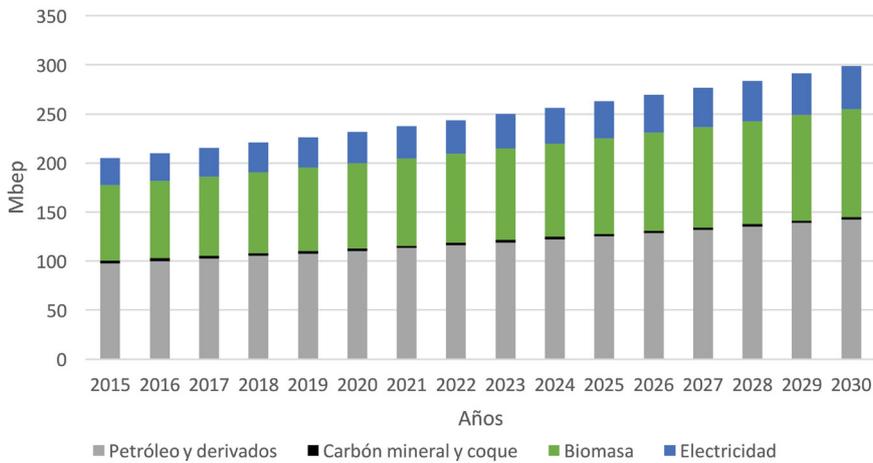
Tabla 5.9. Proyección del consumo final de energía en América Central, escenario BAU (Mtep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	98	110	125	142	2,5 %
Carbón mineral y coque	3	3	3	2	-0,9 %
Biomasa	77	87	98	110	2,4 %
Electricidad	27	32	37	44	3,2 %
TOTAL	205	232	263	299	2,6 %

Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

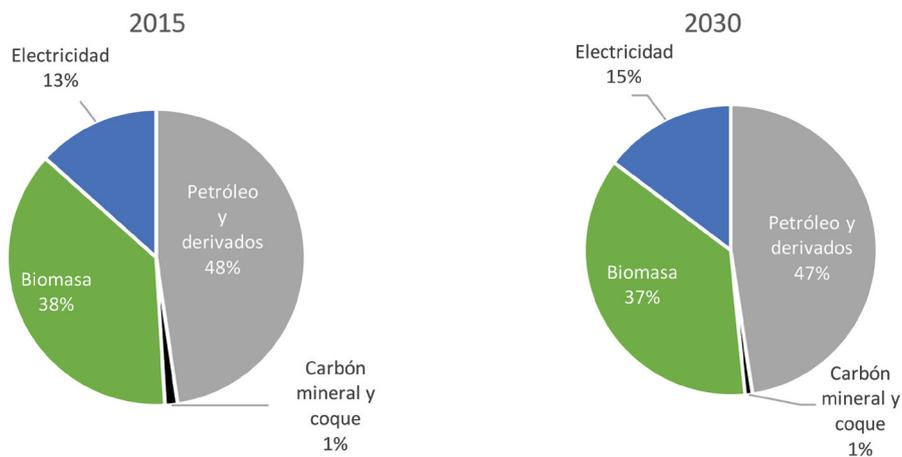


Figura 5.15. Proyección del consumo final de energía en América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.16. Evolución de la matriz de consumo final de energía en América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

La evolución tendencial del consumo final en América Central se caracteriza por un desplazamiento del consumo de biomasa y petrolíferos gracias a la mayor penetración de la electricidad, como se puede observar en la figura 5.16.

Tabla 5.10. Proyección del consumo final de electricidad en América Central, escenario BAU (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	44,082	51,602	60,466	70,919	3,2 %

Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

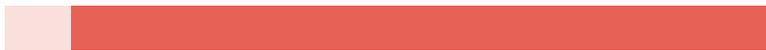
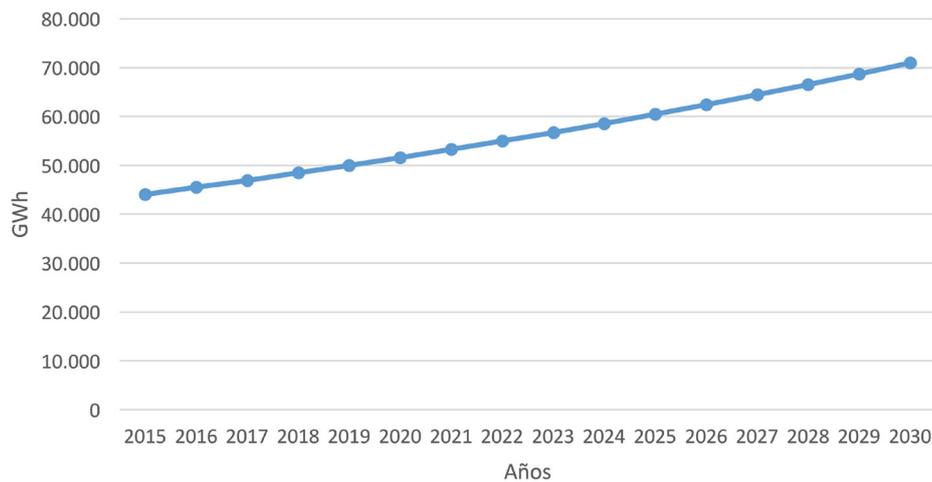


Figura 5.17. Proyección del consumo final de electricidad en América Central, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SiELAC, OLADE (2016)

El consumo de electricidad en América Central, tiene un incremento total del 61% durante el período de proyección.

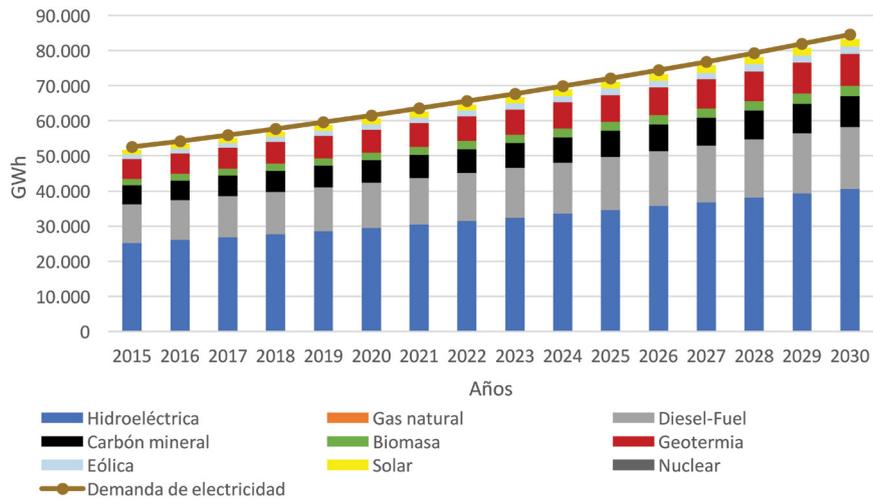
5.4.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 5.11. Proyección de la generación eléctrica en América Central, escenario BAU (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	25,195	29,494	34,560	40,535
Gas natural	0	0	0	0
Diésel-Fuel	11,004	12,881	15,094	17,703
Carbón mineral	5,446	6,375	7,470	8,761
Biomasa	1,810	2,119	2,483	2,912
Geotermia	5,670	6,637	7,777	9,122
Eólica	1,291	1,511	1,771	2,077
Solar	1,408	1,648	1,932	2,266
TOTAL	51,824	60,666	71,087	83,376

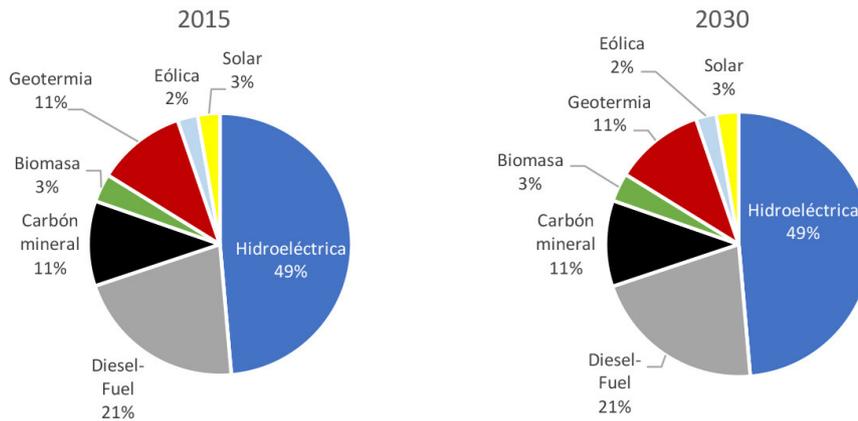
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.18. Proyección de la generación eléctrica en América Central, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.19. Evolución de la matriz de generación eléctrica en América Central, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

En el escenario tendencial BAU, América Central se mantiene como subregión autosuficiente en el abastecimiento de la demanda interna de electricidad, siendo la hidroenergía el principal recurso utilizado para dicho efecto.

5.4.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 5.12. Proyección de la oferta total de energía en América Central, escenario BAU (Mbp)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	118	135	154	176	2,7 %
Carbón mineral y coque	12	14	16	18	2,5 %
Hidroenergía	17	19	23	27	3,2 %
Biomasa	82	93	105	119	2,5 %
Otras renovables	13	16	18	21	3,2 %
TOTAL	243	277	316	361	2,7 %

Fuente: Resultados de la simulación

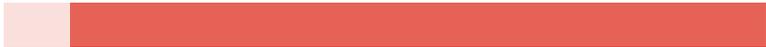
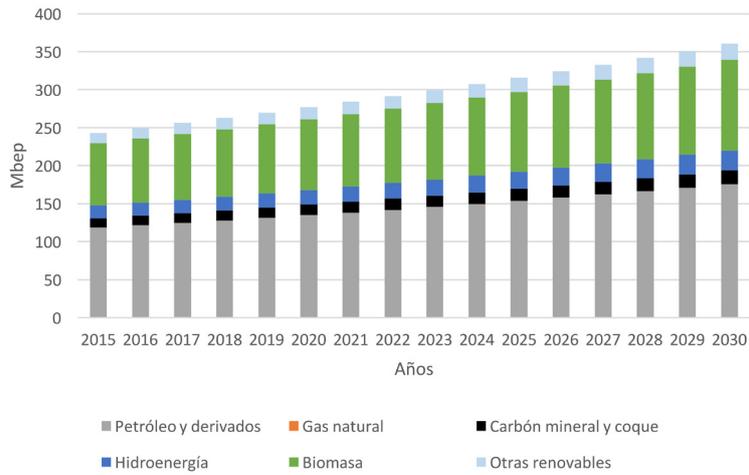


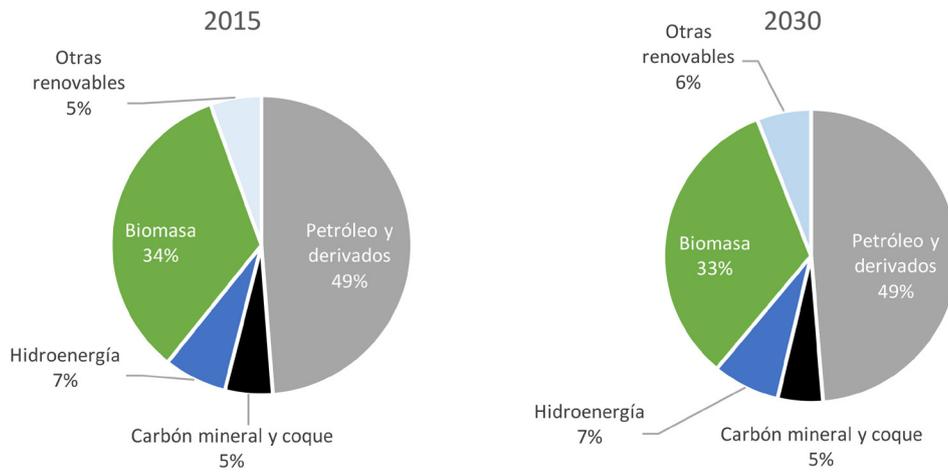
Figura 5.20. Proyección de la oferta total de energía en América Central, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

La matriz de oferta total de energía en América Central, para el escenario BAU, no sufre variaciones importantes en el período de proyección, como se puede observar en la figura 5.21.

Figura 5.21. Evolución de la matriz de oferta total de energía en América Central, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

5.5 Subregión Andina

5.5.1 Proyección del consumo final de energía

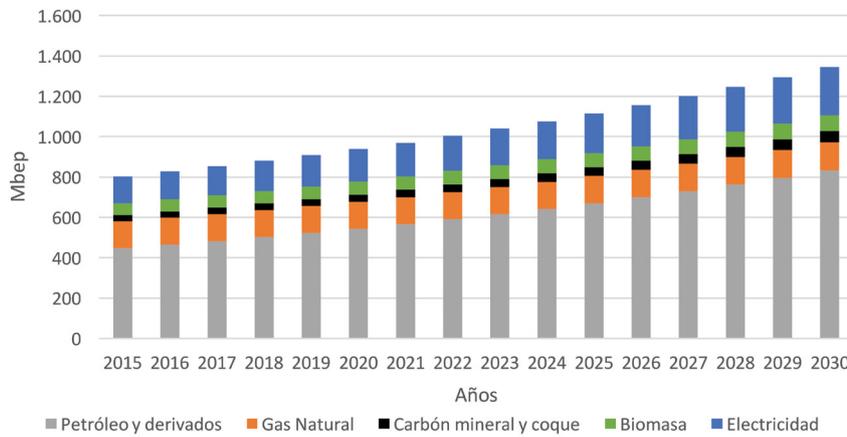


Tabla 5.13. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, escenario BAU (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	447	544	670	832	4,2 %
Gas natural	134	133	135	140	0,3 %
Carbón mineral y coque	29	36	44	54	4,2 %
Biomasa	60	64	71	79	1,9 %
Electricidad	133	161	196	240	4,0 %
TOTAL	803	939	1,115	1,346	3,5 %

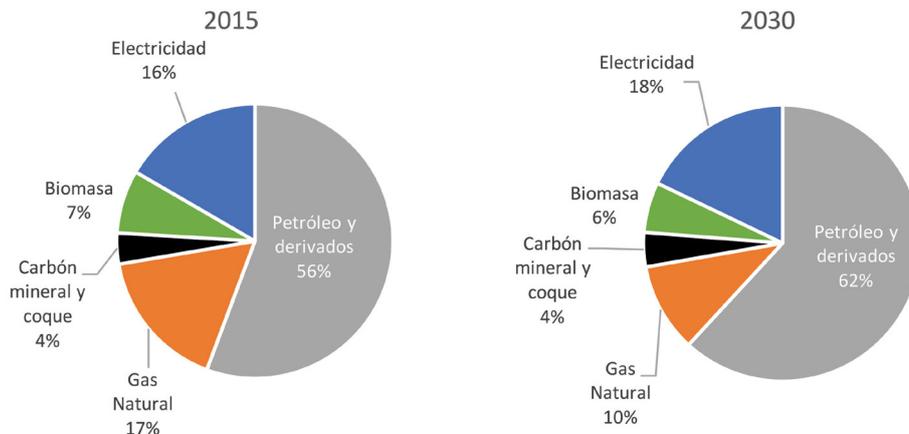
Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.22. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.23. Evolución de la matriz de consumo final de energía en la Subregión Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

En el escenario tendencial BAU, los petrolíferos y electricidad ganan participación en la matriz de consumo final de la Subregión Andina, mientras que, del gas natural y la biomasa, su participación decrece. (ver Figura 5.23).

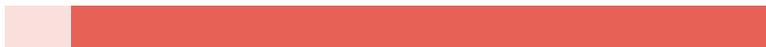
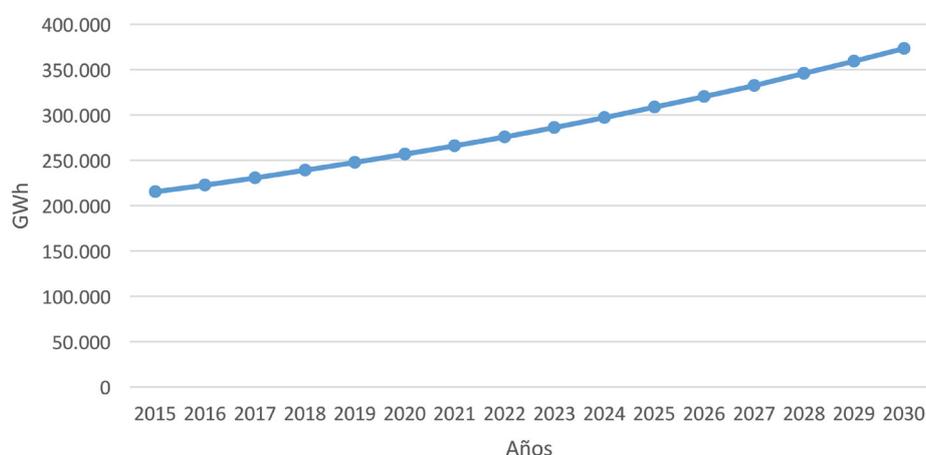


Tabla 5.14. Proyección del consumo final de electricidad en la Subregión Andina, escenario BAU (GWh)

Subregión	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	215,097	259,898	316,389	387,884	4,0 %

Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.24. Proyección del consumo final de electricidad en la Subregión Andina, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

El crecimiento tendencial del consumo de electricidad en la subregión Andina, representa un incremento total del 80% durante el período de proyección. Con una tasa promedio anual del 4.0%, es la subregión con crecimiento más acelerado del consumo eléctrico, de las seis subregiones analizadas.

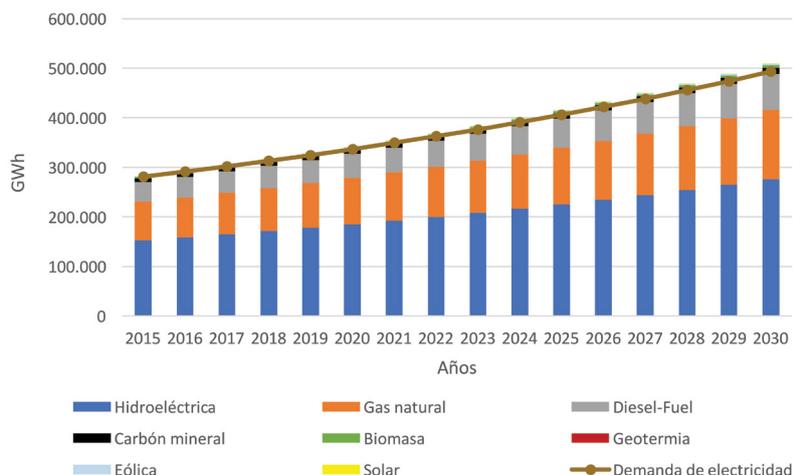
5.5.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 5.15. Proyección de la generación eléctrica en la subregión Andina, escenario BAU (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	152,886	184,859	225,039	275,892
Gas natural	77,709	93,961	114,384	140,231
Diésel-Fuel	39,985	48,347	58,856	72,156
Carbón mineral	6,953	8,407	10,235	12,548
Biomasa	2,844	3,439	4,186	5,132
Eólica	1,503	1,817	2,212	2,712
Solar	323	390	475	582
TOTAL	282,203	341,220	415,387	509,253

Fuente: Resultados de la simulación

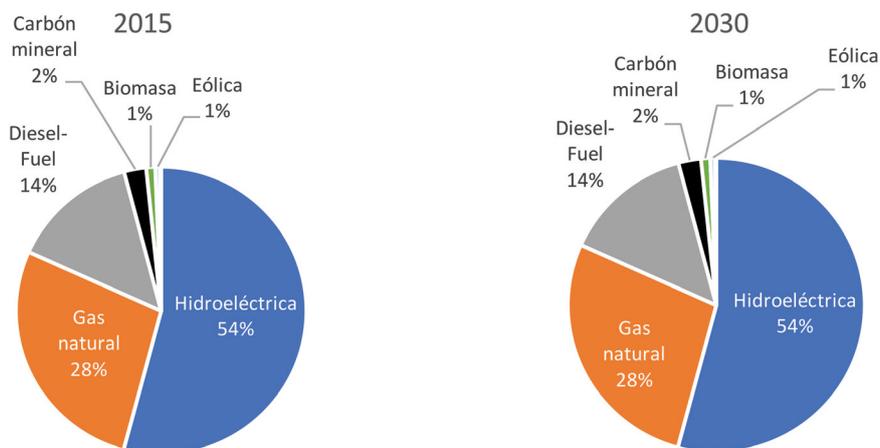
Figura 5.25. Proyección de la generación eléctrica en la Subregión Andina, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

La Subregión Andina, basa su matriz de generación eléctrica, principalmente en la hidroenergía y el gas natural y es autosuficiente respecto del abastecimiento de la demanda interna de electricidad.

Figura 5.26. Evolución de la matriz de generación eléctrica en la Subregión Andina, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

5.5.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 5.16. Proyección de la oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario BAU (Mbp)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	591	724	895	1,114	4,3 %
Gas natural	525	570	631	711	2,0 %
Carbón mineral y coque	41	50	61	75	4,1 %
Hidroenergía	118	143	174	214	4,0 %
Biomasa	63	68	76	86	2,1 %
Otras renovables	1	1	2	2	4,0 %
TOTAL	1,339	1,557	1,838	2,202	3,4 %

Fuente: Resultados de la simulación

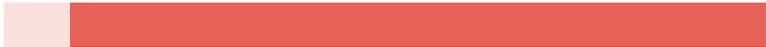
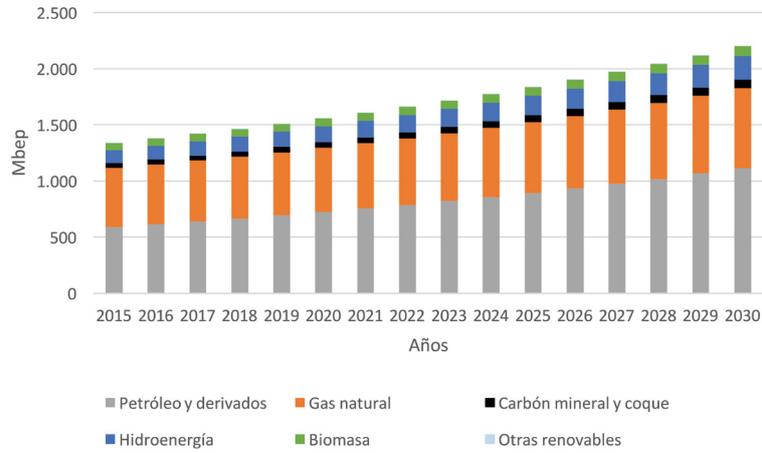
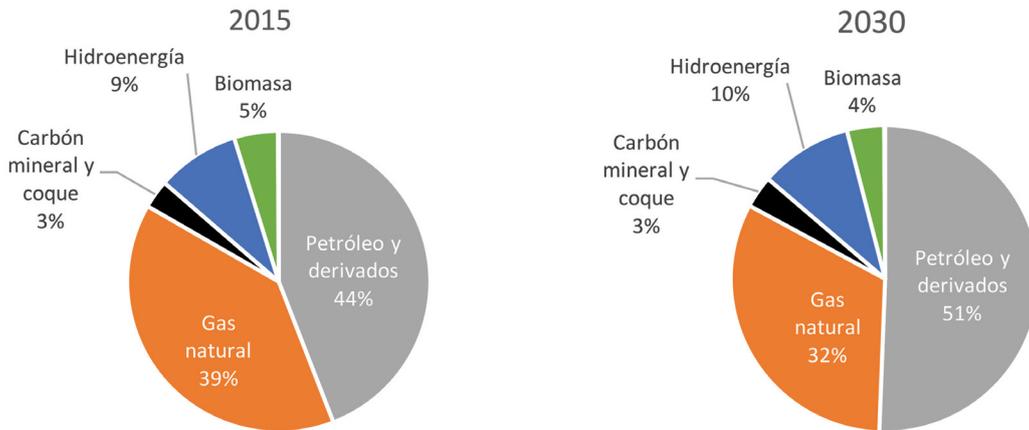


Figura 5.27. Proyección de la oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.28. Evolución de la matriz de oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

De manera similar a la evolución de la matriz de consumo final, en la matriz de oferta total de energía, existe un incremento en la participación de los petrolífero, ganándole terreno al gas natural (Figura 5.28).

5.6 Cono Sur

5.6.1 Proyección del consumo final de energía

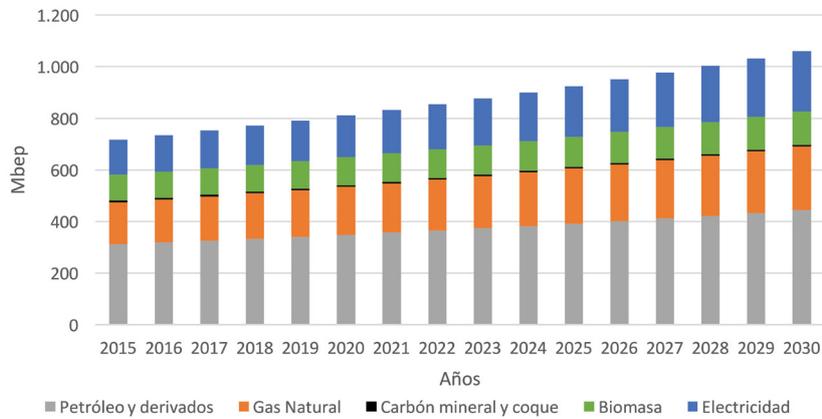


Tabla 5.17. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, escenario BAU (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	312	348	392	443	2,4 %
Gas natural	163	186	214	247	2,8 %
Carbón mineral y coque	6	6	6	6	-0,4 %
Biomasa	100	108	118	130	1,8 %
Electricidad	136	163	196	235	3,7 %
TOTAL	717	812	925	1,061	2,6 %

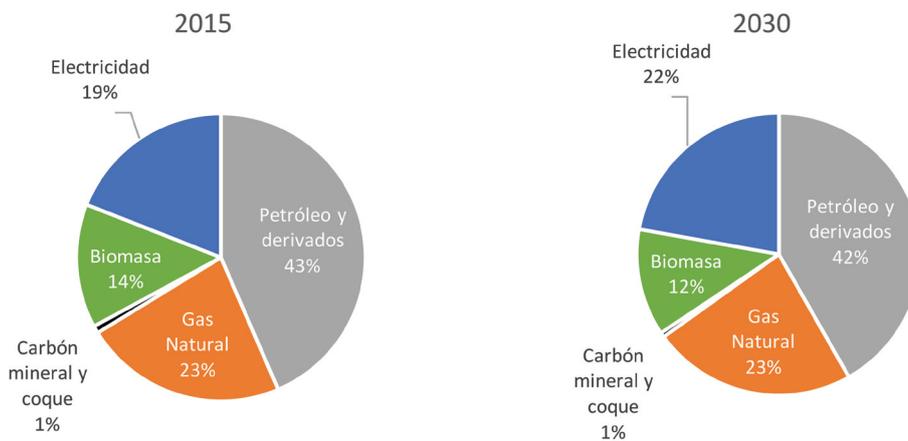
Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.29. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.30. Evolución de la matriz de consumo final de energía en el Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

La variación más relevante que se observa en la evolución de la matriz de consumo del Cono Sur, en el escenario BAU, es la mayor penetración de electricidad, desplazando en algunos puntos porcentuales a la biomasa y a los petrolíferos (Figura 5.30).

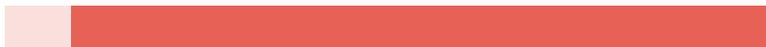
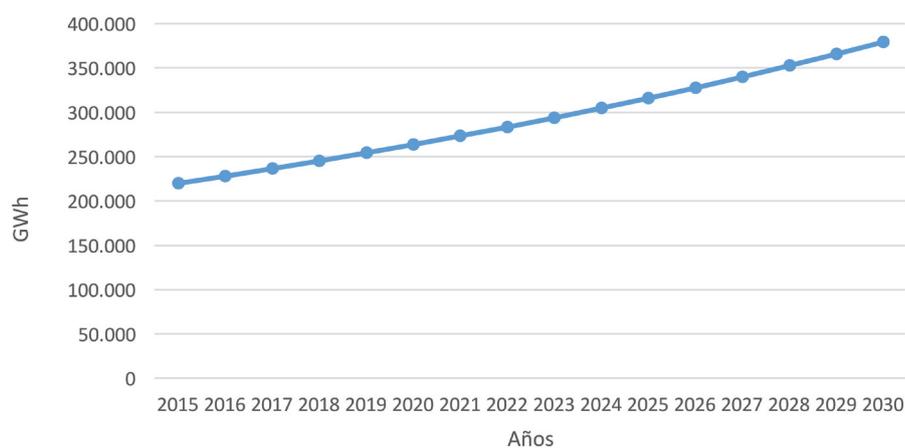


Tabla 5.18. Proyección del consumo final de electricidad en el Cono Sur, escenario BAU (GWh)

Subregión	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	219,915	263,434	315,940	379,356	3,7 %

Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.31. Proyección del consumo final de electricidad en el Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

En el escenario BAU, El Cono Sur, incrementa su consumo anual de electricidad en un 73%, durante el período de estudio.

5.6.2 Proyección de la generación eléctrica

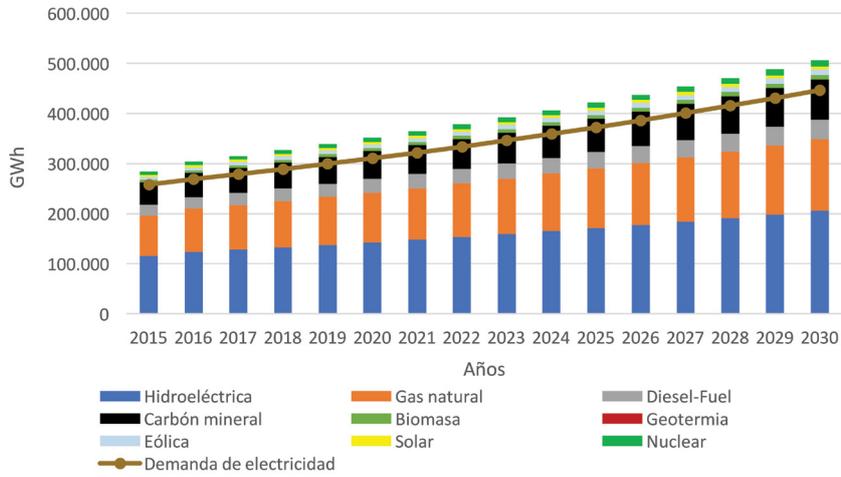
Tabla 5.19. Proyección de la generación eléctrica en el Cono Sur, escenario BAU (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	115,574	142,967	171,463	205,879
Gas natural	80,222	99,237	119,016	142,905
Diésel-Fuel	21,789	26,953	32,325	38,813
Carbón mineral	44,972	55,632	66,720	80,112
Biomasa	4,944	6,115	7,334	8,806
Eólica	6,112	7,561	9,068	10,888
Solar	3,799	4,700	5,636	6,768
Nuclear	7,081	8,759	10,505	12,613
TOTAL	284,493	351,923	422,067	506,784

Fuente: Resultados de la simulación

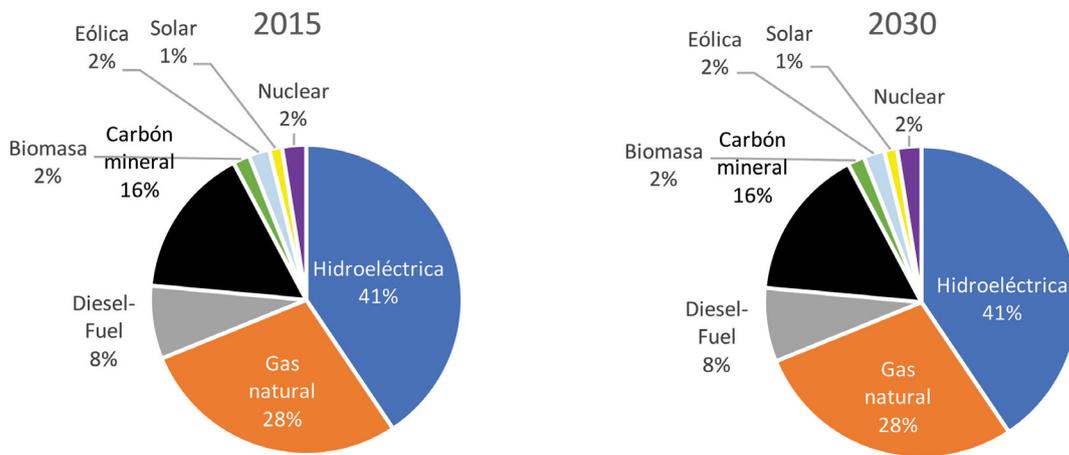


Figura 5.32. Proyección de la generación eléctrica en el Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.33. Evolución de la matriz de generación eléctrica en el Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Como se observa en la figura 5.32, el Cono Sur es una subregión exportadora neta de electricidad, ya que su generación total es superior a su demanda interna. La principal exportación está constituida por la energía que Paraguay le vende a Brasil, de la generación que le corresponde en la Central Hidroeléctrica Binacional de Itaipú. Los principales recursos utilizados para la generación eléctrica son la hidroenergía y el gas natural, aunque cabe destacar que es la subregión donde mayor relevancia tiene el uso de carbón mineral para generación eléctrica (Figura 5.33).

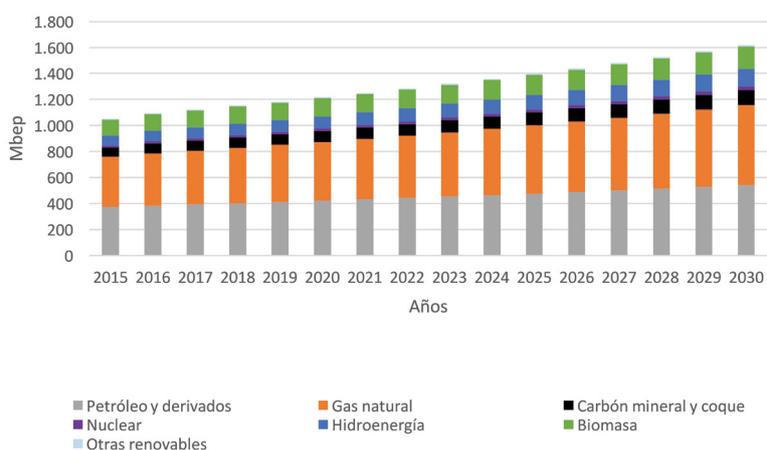
5.6.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 5.20. Proyección de la oferta total de energía en El Cono Sur, escenario BAU (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	374	422	476	541	2,5 %
Gas natural	384	451	525	614	3,2 %
Carbón mineral y coque	71	84	98	116	3,3 %
Nuclear	16	20	24	28	3,9 %
Hidroenergía	76	94	113	135	3,9 %
Biomasa	124	138	153	172	2,2 %
Otras renovables	6	8,000	9	11	3,9 %
TOTAL	1,052	1,216	1,398	1,618	2,9 %

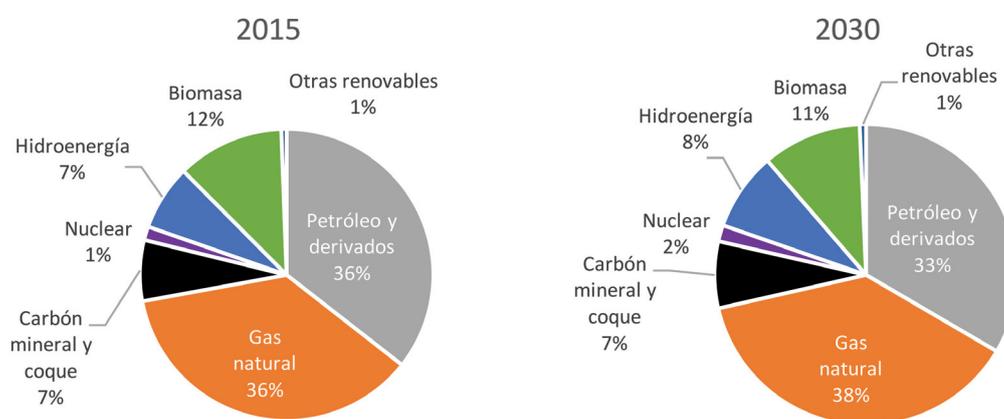
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.34. Proyección de la oferta total de energía en el Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.35. Evolución de la matriz de oferta total de energía en El Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

En el escenario tendencial BAU, la matriz de oferta total de energía del Cono Sur, no sufre variaciones muy importantes durante el periodo de proyección, sin embargo, se nota cierto desplazamiento de los petrolíferos, por gas natural (Figura 5.35).

5.7 El Caribe

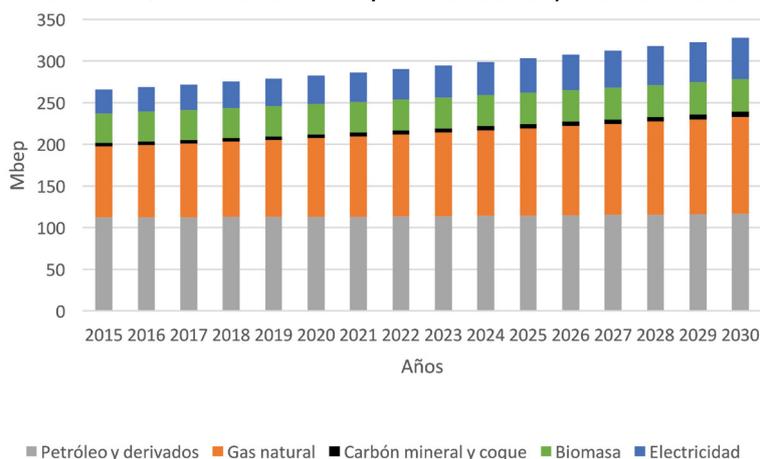
5.7.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 5.21. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, escenario BAU (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	113	113	114	117	0,2 %
Gas natural	85	94	105	116	2,1 %
Carbón mineral y coque	4	5	5	6	3,1 %
Biomasa	36	37	38	39	0,6 %
Electricidad	28	34	41	50	3,9 %
TOTAL	266	283	303	328	1,4 %

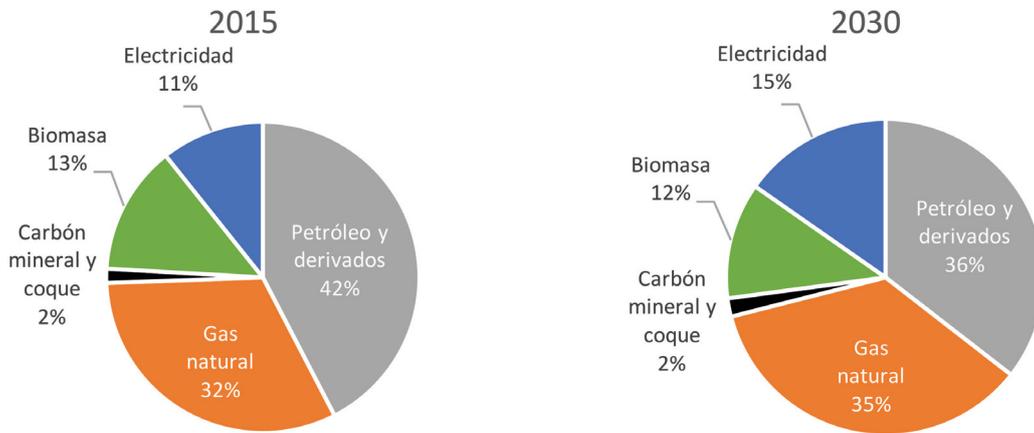
Fuente: Elaboración propia en base a información del SiELAC, OLADE (2016)

Figura 5.36. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SiELAC, OLADE (2016)

Figura 5.37. Evolución de la matriz de consumo final de energía en El Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

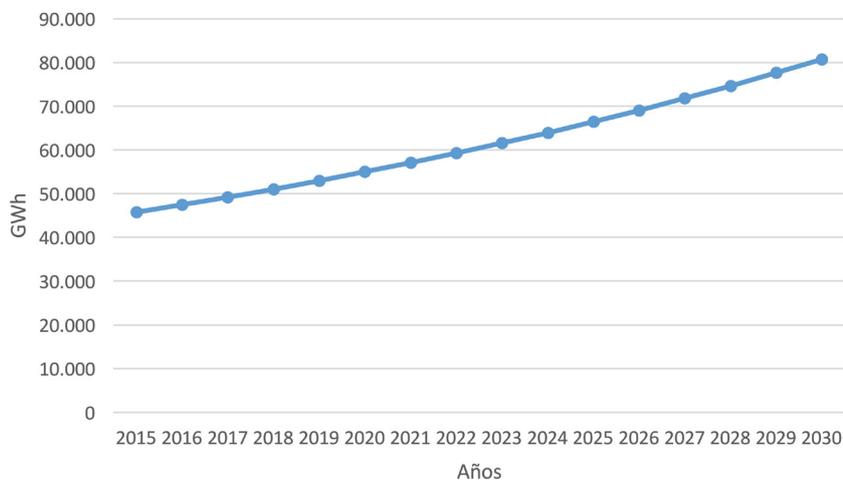
El consumo final de energía en El Caribe, se incrementa con relativa lentitud (1.4% anual), siendo las principales fuentes consumidas, los petrolíferos y el gas natural. En la evolución de la matriz de consumo, cabe destacar la penetración de electricidad y gas natural, restándole participación a los petrolíferos (Figura 5.37).

Tabla 5.22. Proyección del consumo final de electricidad en El Caribe, escenario BAU (GWh)

Subregión	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	45,722	54,961	66,436	80,745	3,9 %

Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Figura 5.38. Proyección del consumo final de electricidad en El Caribe, escenario BAU



Fuente: Elaboración propia en base a información del SieLAC, OLADE (2016)

Pese a que como se mencionó, el consumo total de energía crece lentamente en la subregión de El Caribe, el consumo de electricidad presenta un crecimiento acelerado en esta subregión, con la segunda tasa promedio anual más alta luego de la Subregión Andina. Esto se debe a que muchos de los países que integran esta subregión se encuentra en proceso de electrificación de sus zonas aisladas.

5.7.2 Proyección de la generación eléctrica

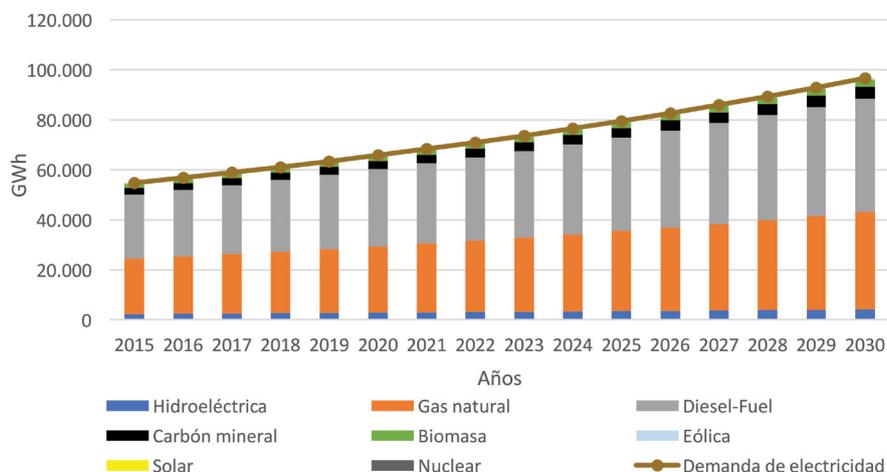
Tabla 5.23. Proyección de la generación eléctrica en El Caribe, escenario BAU (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	2,398	2,882	3,484	4,235
Gas natural	22,039	26,493	32,025	38,922
Diésel-Fuel	25,674	30,862	37,306	45,341
Carbón mineral	2,696	3,241	3,918	4,762
Biomasa	1,573	1,891	2,286	2,778
Eólica	0	0	0	0
Solar	308	371	448	544
Nuclear	81	97	117	143
TOTAL	54,769	65,837	79,583	96,724

Fuente: Resultados de la simulación

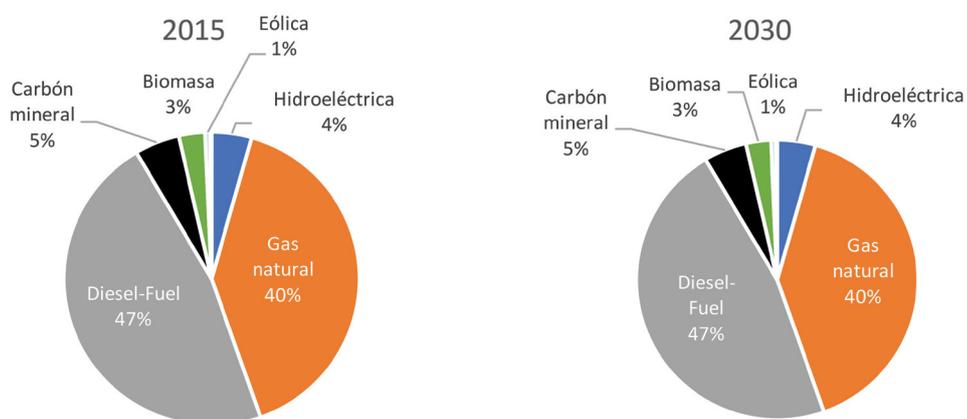
El Caribe es una subregión autoabastecida de electricidad y su generación eléctrica depende fundamentalmente de gas natural y petrolíferos, que representan en conjunto cerca del 90% de la matriz (Figuras 5.39 y 5.40).

Figura 5.39. Proyección de la generación eléctrica en El Caribe, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.40. Evolución de la matriz de generación eléctrica en el Cono Sur, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

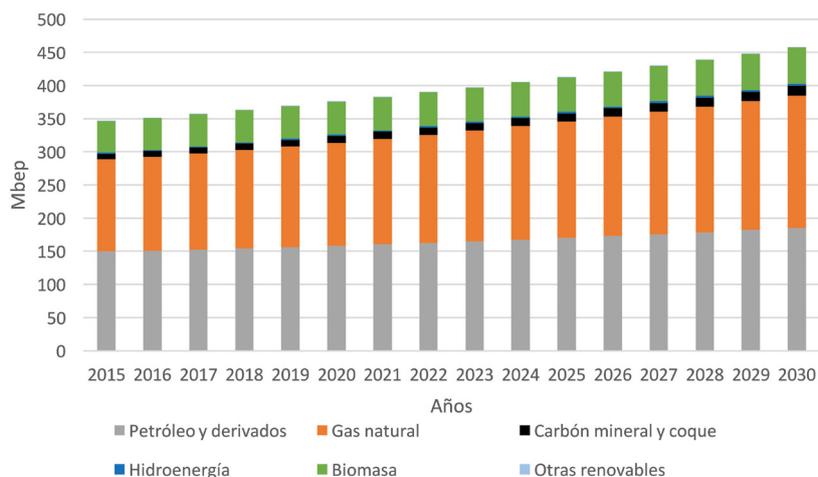
5.7.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 5.24. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe, escenario BAU (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	150	158	170	185	1,4 %
Gas natural	138	155	176	199	2,5 %
Carbón mineral y coque	9	10	12	15	3,5 %
Hidroenergía	2	2	2	3	3,9 %
Biomasa	47	50	52	55	1,0 %
Otras renovables	0.2	0.3	0.4	0.4	3,9 %
TOTAL	347	376	413	458	1,9 %

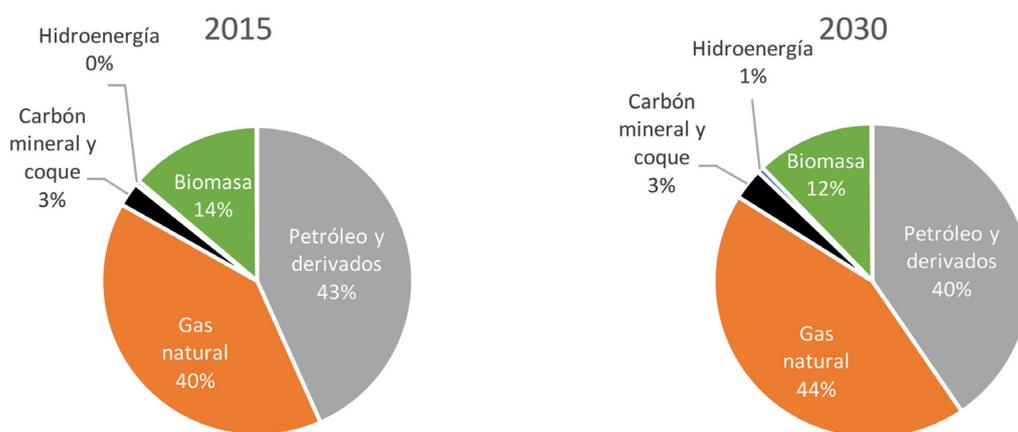
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.41. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.42. Evolución de la matriz de oferta total de energía en El Caribe, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

En la evolución tendencial de la matriz de oferta total de El Caribe, se puede observar la ganancia en participación del gas natural, desplazando a los petrolíferos y a la biomasa (Figura 5.42).

5.8 América Latina y El Caribe (ALC)

5.8.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 5.25. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario BAU (Mbp)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	2,261	2,579	2,974	3,462	2,9 %
Gas natural	590	656	736	834	2,3 %
Carbón mineral y coque	174	197	224	256	2,6 %
Biomasa	767	837	928	1,042	2,1 %
Electricidad	784	944	1,139	1,376	3,8 %
TOTAL	4,576	5,212	6,000	6,971	2,8 %

Fuente: Resultados de la simulación

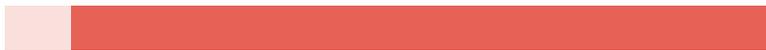


Figura 5.43. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario BAU

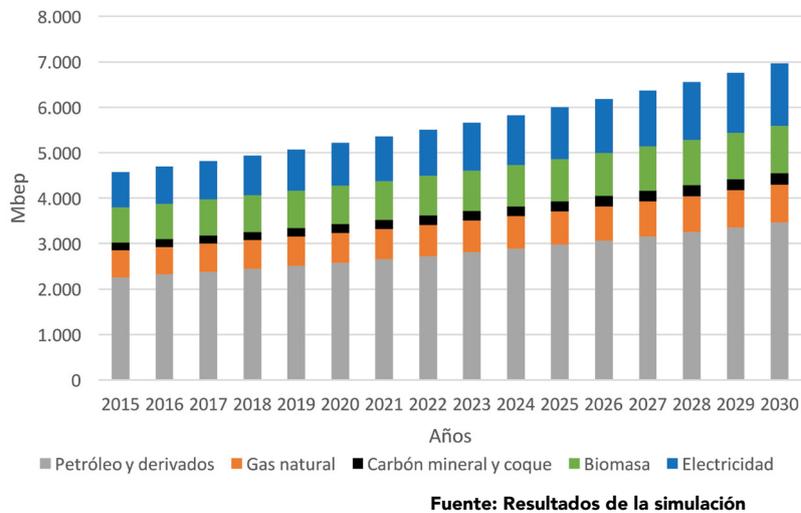
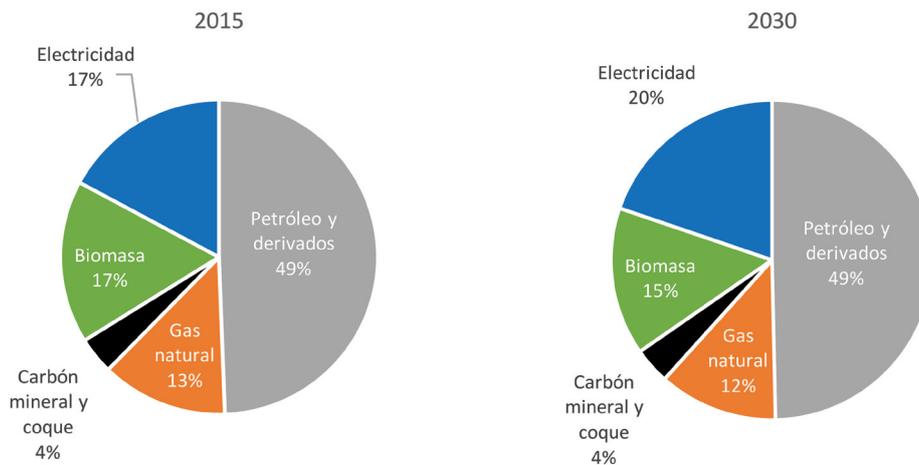


Figura 5.44. Evolución de la matriz de consumo final de energía en ALC, escenario BAU



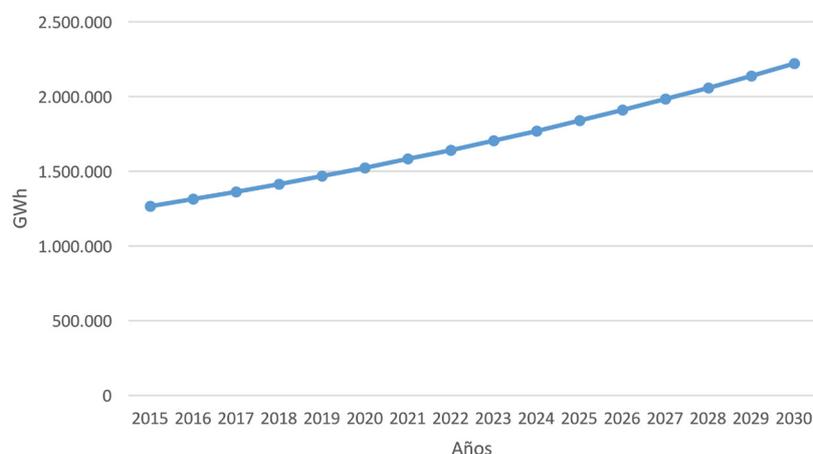
La variación más importante en la matriz de consumo final de energía en ALC, durante el periodo de proyección, consiste en la reducción de la participación de la biomasa y el gas natural, debido a la mayor penetración de la electricidad (Figura 5.44).

Tabla 5.26. Proyección del consumo final de electricidad en ALC, escenario BAU (GWh)

Subregión	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	1,264,966	1,523,104	1,837,631	2,221,463	3,8 %

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.45. Proyección del consumo final de electricidad en ALC, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

La tasa de crecimiento promedio anual del consumo de electricidad para ALC, resulta ser relativamente alta (3.8%), lo que produce un incremento total de dicho consumo del 76%, en el período de proyección.

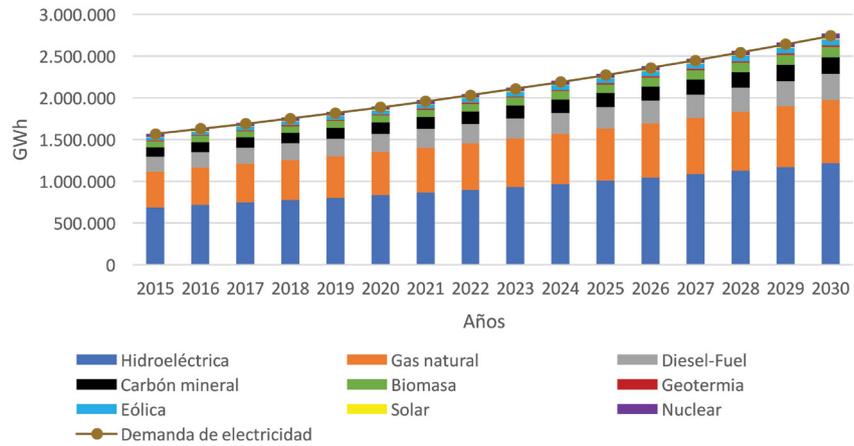
5.8.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 5.27. Proyección de la generación eléctrica en ALC, escenario BAU (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	686,983	832,100	1,004,464	1,215,196
Gas natural	427,355	518,122	625,579	756,844
Diésel-Fuel	178,285	215,367	259,847	314,406
Carbón mineral	112,917	137,413	165,291	199,082
Biomasa	69,732	84,248	101,647	122,757
Geotermia	11,861	14,103	16,784	19,989
Eólica	39,521	47,836	57,661	69,567
Solar	5,763	7,019	8,382	10,025
Nuclear	33,277	40,369	48,664	58,698
TOTAL	1,565,695	1,896,577	2,288,319	2,766,565

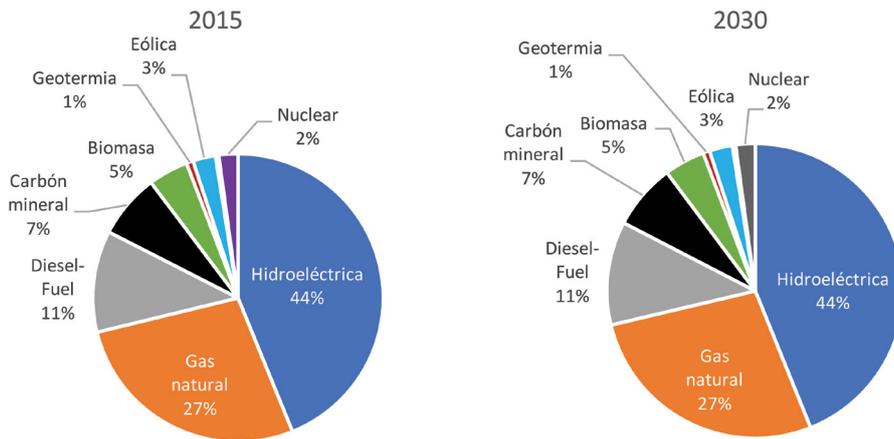
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.46. Proyección de la generación eléctrica en ALC, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.47. Evolución de la matriz de generación eléctrica en ALC, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

La matriz de generación eléctrica de la región de América Latina y El Caribe, depende fundamentalmente de la hidroenergía y el gas natural, de acuerdo a las premisas del escenario BAU, la estructura de dicha matriz se mantiene durante todo el período de estudio.

5.8.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 5.28. Proyección de la oferta total de energía en ALC, escenario BAU (Mbp)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	2,634	3,04	3,541	4,161	3,1 %
Gas natural	1,895	2,162	2,485	2,881	2,8 %
Carbón mineral y coque	369	432	506	594	3,2 %
Nuclear	64	78	94	113	3,9 %
Hidroenergía	471	571	689	834	3,9 %
Biomasa	1,041	1,154	1,297	1,477	2,4 %
Otras renovables	57	75	90,000	109	4,3 %
TOTAL	6,532	7,512	8,702	10,169	3,0 %

Fuente: Resultados de la simulación

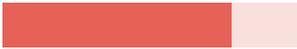
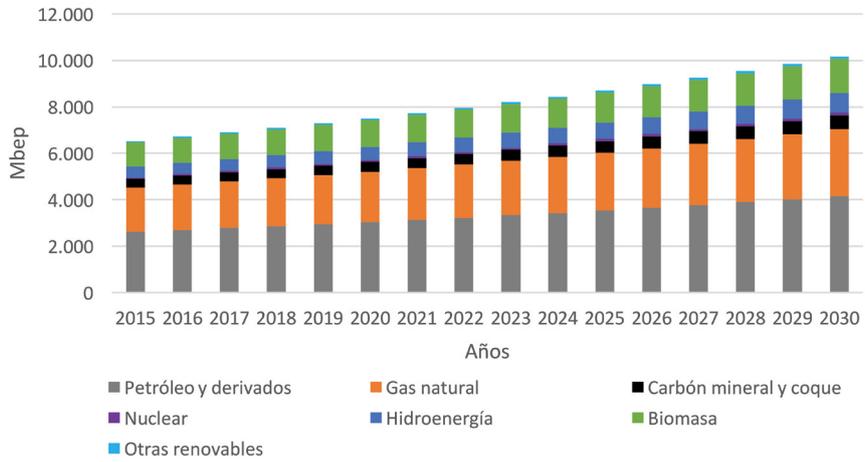
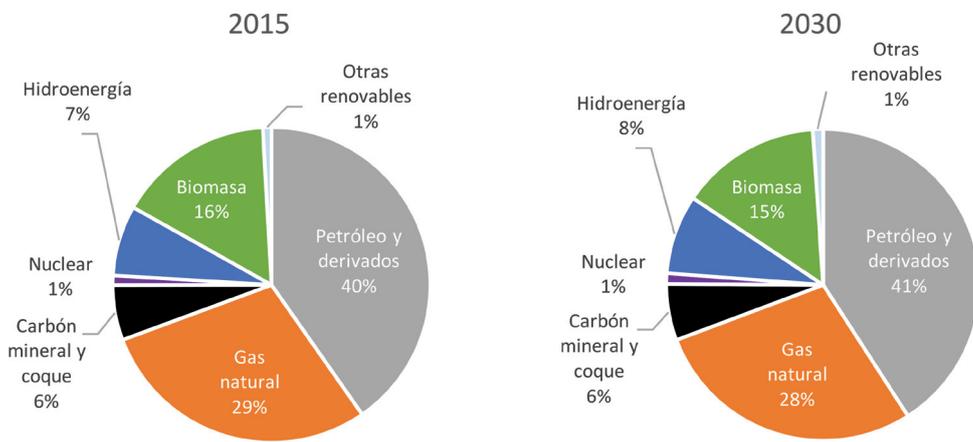


Figura 5.48. Proyección de la oferta total de energía en ALC, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 5.49. Evolución de la matriz de oferta total de energía en ALC, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

En el escenario tendencial BAU, las variaciones de la matriz de oferta total de energía de ALC, resultan ser irrelevantes, prácticamente se mantiene la estructura porcentual del año base.

6. Construcción del Escenario de Políticas Actuales (EPA)

6. Construcción del Escenario de Políticas Actuales (EPA)

6.1 Consideraciones generales

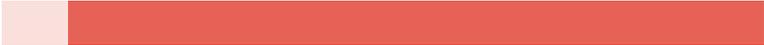
El objetivo del escenario EPA, es simular la evolución de la matriz energética de las diferentes subregiones, de acuerdo con las políticas oficiales de desarrollo energético, con énfasis en el sector eléctrico, representadas por los planes de expansión del sector; y analizar si esta evolución, es coherente con las metas de reducción de emisiones de GEI, formuladas en las NDCs de los países.

Las premisas utilizadas para la construcción del escenario EPA son las siguientes:

- Para la proyección del consumo de energía del escenario EPA, se procuró en primera instancia utilizar las tasas de crecimiento promedio anual propuestas por los países en sus planes de expansión del sector energético integral.
- Dado que la mayoría de los países de la Región publican planes de expansión solamente para el sector eléctrico, el consumo de las fuentes de energía, de las que no se dispuso de proyecciones oficiales, fue estimado con base en regresiones logarítmicas lineales de series histórica, pero a diferencia del escenario BAU, por tratarse el escenario EPA de un escenario de políticas activas, donde se incluye ya la promoción de la eficiencia energética, dichas tasas se afectaron por un factor estimado de amortiguamiento, acorde a la disminución de intensidad energética en la región de los últimos 5 años.
- Para los casos en que los planes de expansión contemplan más de un escenario de proyección del consumo, se consideró el definido como escenario medio, recomendado o de referencia.
- La oferta de electricidad se proyecta con base en los cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada presentados en los planes de expansión de los países. Mediante una simulación de despacho por orden de mérito de la capacidad disponible de cada tecnología, para cada año del período de proyección.
- El orden de despacho de las tecnologías de oferta de electricidad en cada subregión, responde principalmente a un criterio económico, aunque también por consideraciones de tipo ambiental y tecnológico, las energías renovables son priorizadas en dicho despacho. Es decir, las tecnologías que generalmente ocupan la base de las curvas monótonas de carga, como son la nuclear, la geotérmica y la hidroeléctrica, tienen los primeros puestos en el orden de despacho.

² Se consideró un factor único en toda la región de 0.03 puntos porcentuales menos para las tasas de crecimiento en relación con las tendencias del BAU, para los principales consumos energéticos. Esto resultó en ahorros de entre el 2 y 3% en los consumos proyectados al 2035, dependiendo de la subregión. Esta diferencia es suficientemente pequeña como para que no tenga una influencia significativa en el análisis comparativo con las metas de los NDCs.

³ La monótona de carga es una curva que presenta, para un período determinado, la distribución de la demanda de potencia en el tiempo, ordenada de mayor a menor; y se usa para caracterizar la carga y establecer la política de despacho de la generación eléctrica.



Luego, por un criterio ambiental, se da prioridad a la eólica, la solar y la biomasa, de manera que estas tecnologías, con fuentes renovables, puedan ser aprovechadas a su máxima capacidad disponible; posteriormente, se da paso a las tecnologías potenciadas con fuentes fósiles, en orden de costos operativos: centrales a carbón mineral, a gas natural y a diésel y fuel oil. Finalmente, con excepción de Brasil, cuyo caso se explica en la sección 6.2.2, el despacho se cierra con importaciones de electricidad, que se aplica, solamente si la capacidad instalada de generación eléctrica de la subregión es insuficiente para cubrir la demanda interna de electricidad y si existe interconexión con otras subregiones.

- Dado que los planes de expansión consultados de los países, consideran diferentes años base

y períodos de proyección, los cronogramas de expansión del sector eléctrico fueron ajustados, de acuerdo al año base y período de proyección del presente estudio.

- Aunque existe la duda de si los países, han contemplado los efectos del Cambio Climático sobre la demanda y oferta de electricidad al momento de formular sus respectivos planes de expansión, se tiene la tranquilidad que de acuerdo al estudio realizado por OLADE en la región de América Central [21] y algunos artículos técnicos consultados sobre este tema [65] [69], para el horizonte del presente estudio (2030), todavía estos efectos se los puede considerar imperceptibles y por lo tanto no afectarían de forma relevante los resultados obtenidos de la simulación del escenario EPA.

A continuación, se presentan las principales características de evolución de la matriz energética para cada una de las subregiones analizadas, bajo las premisas del escenario EPA.

6.2 Brasil

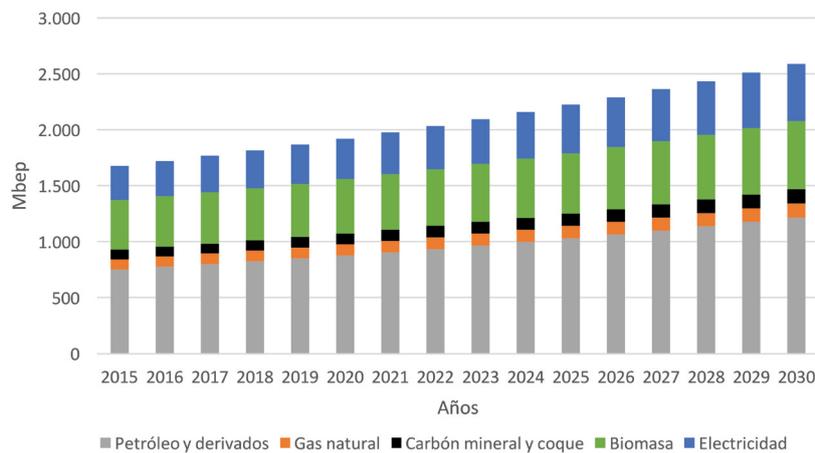
6.2.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 6.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil, escenario EPA (Mbec)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	753	878	1,031	1,217	3,3 %
Gas natural	91	100	111	125	2,1 %
Carbón mineral y coque	84	96	110	125	2,7 %
Biomasa	443	485	540	609	2,2 %
Electricidad	304	362	431	514	3,6 %
TOTAL	1,676	1,922	2,223	2,590	2,9 %

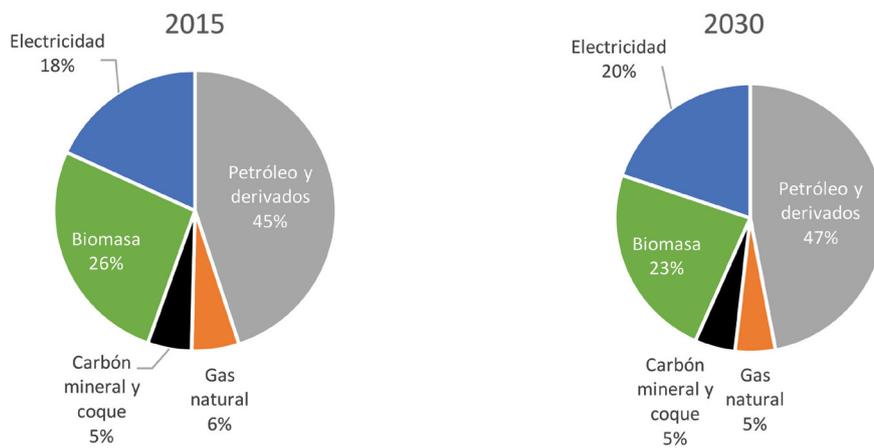
Fuente: Plan decenal de expansión de energía 2026 (PDE 2026)

Figura 6.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil, escenario EPA



Fuente: Elaboración propia en base al Plan Decenal de Energía de Brasil (2016-2026)

Figura 6.2. Evolución de la matriz de consumo final de energía en Brasil, escenario EPA



Fuente: Elaboración propia en base al Plan Decenal de Energía de Brasil (2016-2026)

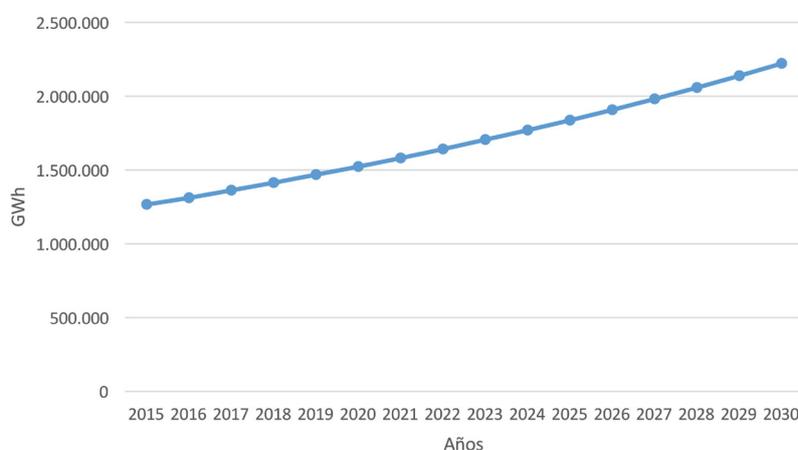
La evolución de la matriz de consumo final de Brasil en términos estructurales para el escenario EPA, no es diferente a la que ya se presentó en el escenario BAU, sin embargo, en términos absolutos, hay una reducción en la tasa de crecimiento promedio anual del consumo total de energía pasando del 3.2% en el escenario BAU a 2.9% en el escenario EPA.

Tabla 6.2. Proyección del consumo final de electricidad en Brasil, escenario EPA (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	491,241	584,529	695,921	828,996	3,6 %

Fuente: Plan decenal de expansión de energía 2016- 2026 (PDE 2026)

Figura 6.3. Proyección del consumo final de electricidad en Brasil, escenario EPA



Fuente: Plan decenal de expansión de energía 2016- 2026 (PDE 2026)

Para el escenario EPA, el consumo de electricidad crece a una tasa promedio anual de 3.6%, lo que significa dos décimas porcentuales menos que la tasa correspondiente al escenario BAU. Esta diferencia, reduce el consumo de electricidad anual al final del período de estudio en un 4%, lo que se puede atribuir a medidas de eficiencia energética en el sector eléctrico inmersas en las políticas actuales de desarrollo del sector.

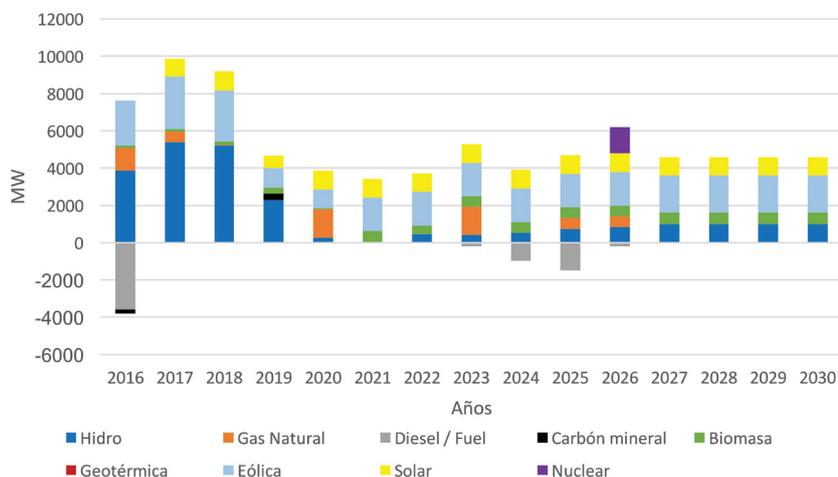
6.2.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 6.3. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en Brasil, Escenario EPA

Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	Nuclear
2016	3,868	1,215	-3,577	-215	137,0	0	2,392	0	0
2017	5,380	591	0	0	129	0	2,818	939	0
2018	5,218	28	0	0	172	0	2,755	1,030	0
2019	2,285	0	0	340	324	0	1,047	670	0
2020	265	1,521	0	0	71	0	1,000	1,000	0
2021	0	0	0	0	622	0	1,805	1,000	0
2022	442	0	0	0	467	0	1,804	1,000	0
2023	418	1,500	-193	0	568	0	1,804	1,000	0
2024	533	0	-984	0	568	0	1,804	1,000	0
2025	736	584	-1,482	0	566	0	1,804	1,000	0
2026	829	583	-206	0	568	0	1,804	1,000	1,405
2027	1,000	0	0	0	600	0	2,000	1,000	0
2028	1,000	0	0	0	600	0	2,000	1,000	0
2029	1,000	0	0	0	600	0	2,000	1,000	0
2030	1,000	0	0	0	600	0	2,000	1,000	0

Fuente: Elaboración propia con base en el Plan Decenal de Energía de Brasil (2016-2026)

Figura 6.4. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en Brasil



Fuente: Elaboración propia en base al Plan Decenal de Energía de Brasil (2016-2026)

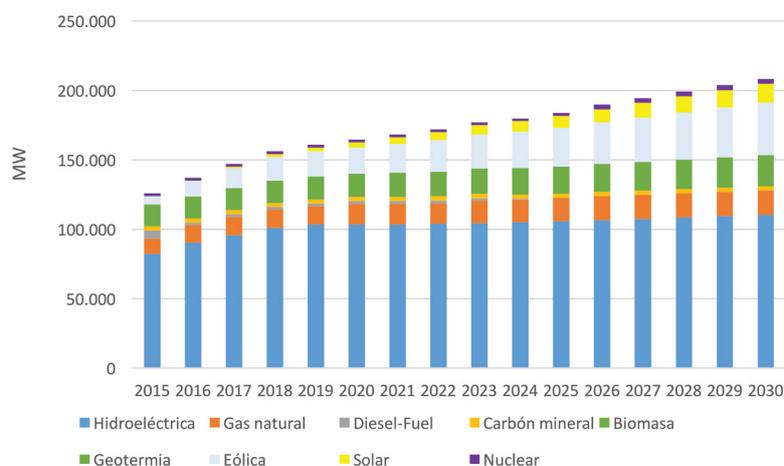
Debido a que el último Plan Decenal de Energía de Brasil (PDE) [1], extiende sus proyecciones solamente hasta el 2026, los cuatro años restantes del período de estudio (2027-2030) se equiparon según las tendencias de expansión de las diferentes tecnologías de generación eléctrica identificadas en el período 2016-2026. Como se observa en la Figura 6.4, las tecnologías de mayor expansión en capacidad instalada son en orden de importancia, la eólica, la solar, la hidráulica y la biomasa.

Tabla 6.4. Proyección de la capacidad instalada en Brasil, escenario EPA (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	86,540	103,556	105,685	110,514
Gas natural	11,317	14,672	16,756	17,339
Diésel-Fuel	5,542	1,965	0	0
Carbón mineral	3,064	3,189	3,189	3,189
Biomasa	15,773	16,606	19,397	22,365
Eólica	9,029	19,041	28,062	37,866
Solar	37	3,676	8,676	13,676
Nuclear	1,990	1,990	1,990	3,395
TOTAL	133,292	164,696	183,756	208,345

Fuente: Elaboración propia con base en el "Plan Decenal de Energía de Brasil 2016-2026"

Figura 6.5. Proyección de la capacidad instalada en Brasil, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

De acuerdo al cronograma de instalación/retiro implementado, la capacidad instalada de generación eléctrica en Brasil se incrementa en un 65%, resultando evidente el incremento en participación porcentual de las ERNC, al pasar de un 17% en el año base al 35% en el año 2030.

A diferencia de las otras subregiones analizadas, donde la importación se considera la opción de última instancia en la prioridad de despacho, en el caso de Brasil, las importaciones de electricidad corresponden principalmente a la parta de generación de la Central Binacional de Itaipú, que le pertenece a Paraguay, pero que se consume en Brasil. Por lo tanto, a esta energía se le asigna una prioridad de despacho a continuación de las hidroeléctricas nacionales.

Tabla 6.5. Prioridad de despacho de las tecnologías de generación eléctrica en Brasil

Orden de despacho	Tecnología
1	Nuclear
2	Hidroeléctrica
3	Importación desde Paraguay
4	Eólica
5	Solar
6	Biomasa
7	Carbón mineral
8	Gas natural
9	Diésel-Fuel

Fuente: Elaboración propia

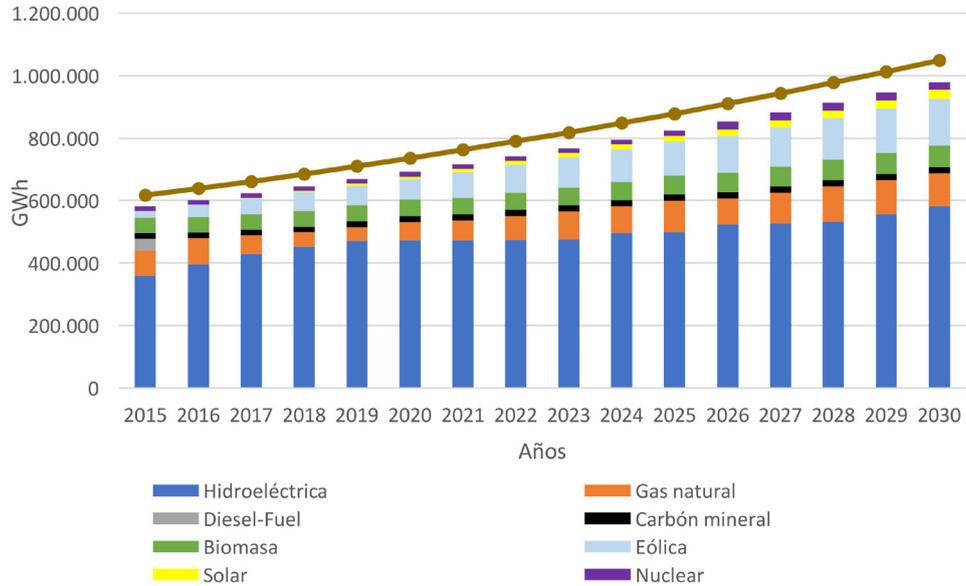


Tabla 6.6. Proyección de la generación de electricidad en Brasil, escenario EPA (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	359,975	471,718	499,932	580,862
Gas natural	79,541	59,342	99,149	105,909
Diésel-Fuel	37,735	0	0	0
Carbón mineral	19,108	19,888	19,888	19,888
Biomasa	49,059	51,649	60,330	69,561
Eólica	21,640	66,721	110,622	149,269
Solar	59	7,729	18,241	28,753
Nuclear	14,744	14,744	14,744	25,153
TOTAL	581,861	691,791	822,906	979,395

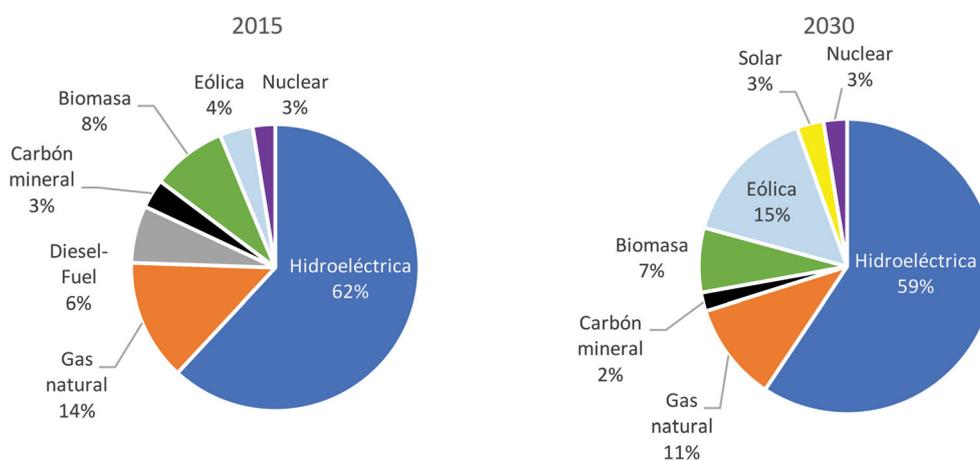
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.6. Proyección de la generación eléctrica en Brasil, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.7. Evolución de la estructura de la matriz de generación eléctrica en Brasil, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Como se observa en la figura 6.6, Brasil continúa siendo importador neto de electricidad durante todo el período de proyección, manteniendo importaciones principalmente de la generación de la Central Binacional de Itaipú, perteneciente a Paraguay.

En concordancia con la expansión de la capacidad instalada, la generación eléctrica en Brasil evoluciona hacia un incremento importante de participación de las ERNC, especialmente de la energía eólica, la cual pasa de un 4% en el año base a un 15% en el año 2030, lo que, en conjunto con la hidroenergía, la biomasa y la energía solar, le proporcionan a la matriz de generación eléctrica del año 2030 un índice de renovabilidad del 85%, frente al 74% que presentaba en el año base (ver figura 6.7).

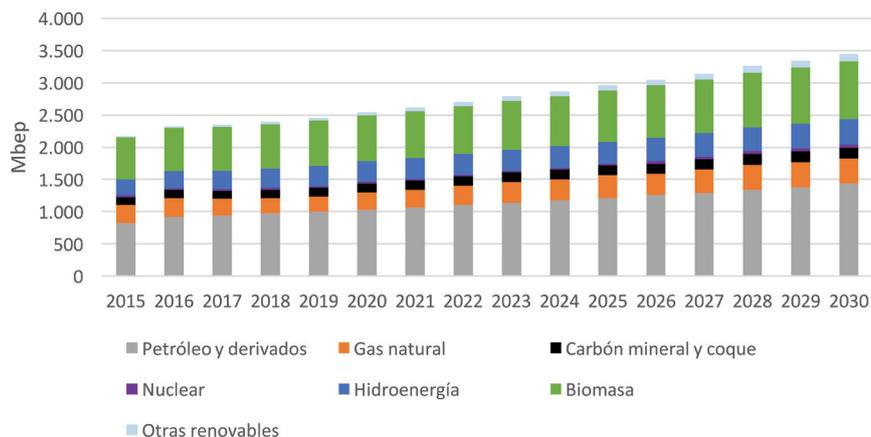
6.2.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 6.7. Proyección de la oferta total energía en Brasil, escenario EPA (Mbp)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.c.a
Petróleo y derivados	821	1,035	1,210	1,432	3,8 %
Gas natural	281	264	353	389	2,2 %
Carbón mineral y coque	127	139	154	171	2,0 %
Nuclear	28	28	28	47	3,6 %
Hidroenergía	244	317	340	396	3,3 %
Biomasa	655	711	795	898	2,1 %
Otras renovables	13	46	80	110	11,2 %
TOTAL	2,169	2,539	2,959	3,444	3,1 %

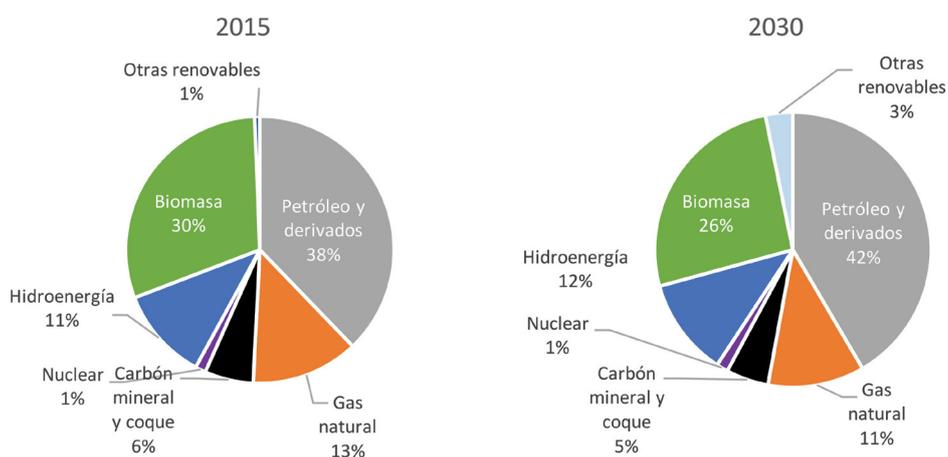
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.8. Proyección de la oferta total de energía en Brasil, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación, Escenario EPA

Figura 6.9. Evolución de la matriz de oferta total de energía en Brasil, escenario EPA



Como se puede apreciar en la figura 6.9, la matriz de oferta total de energía no sufre cambios estructurales importantes a lo largo del período de proyección, ya que continúa el predominio de los hidrocarburos (petrolíferos y gas natural) y la biomasa. Aunque el incremento de la participación de ERNC como la eólica y solar (otras renovables) es muy importante en la matriz de generación eléctrica, su participación es marginal, en la matriz de oferta total de energía, incluso a finales del período de proyección, alcanzando apenas cerca de un 3%.

6.3 México

6.3.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 6.8. Proyección del consumo final de energía en México (Mbp), Escenario EPA

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	539	571	610	654	1,3 %
Gas natural	118	139	164	193	3,3 %
Carbón mineral y coque	47	52	56	61	1,7 %
Biomasa	52	51	52	54	0,3 %
Electricidad	154	184	218	260	3,5 %
TOTAL	910	996	1,099	1,223	2,0 %

Fuente: Elaboración propia con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

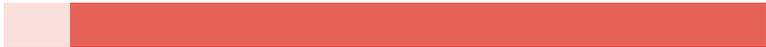
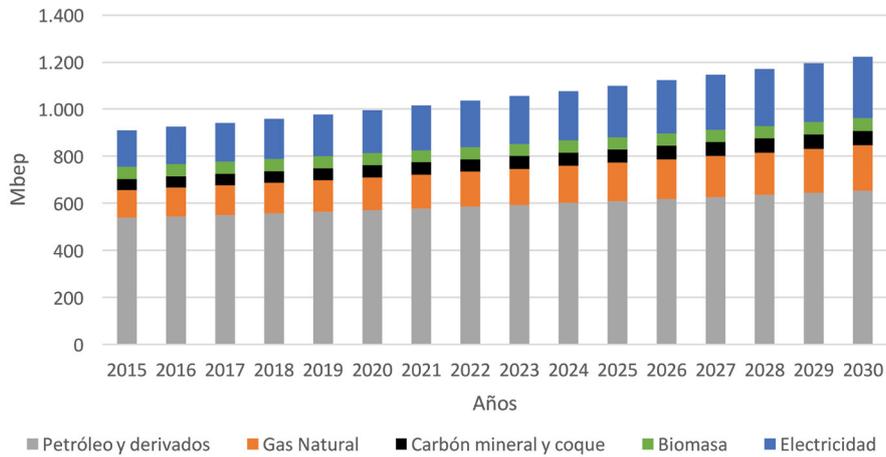
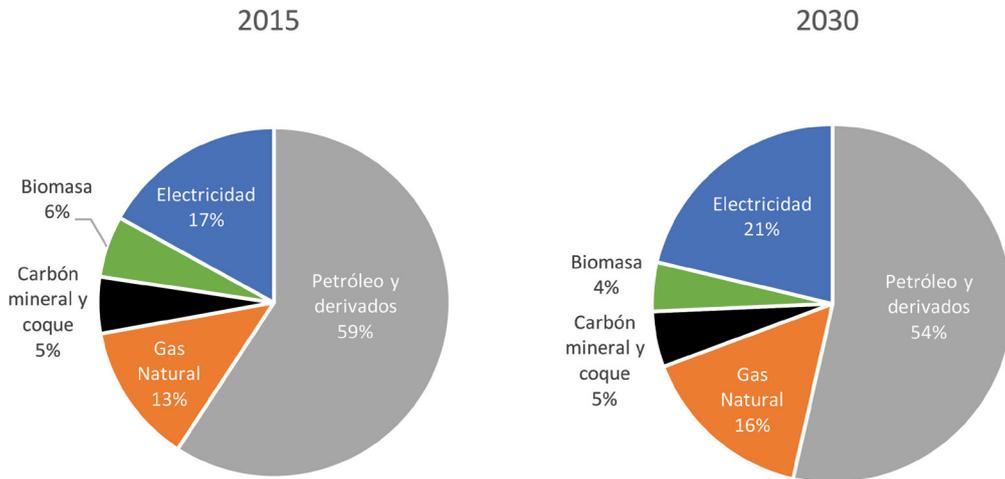


Figura 6.10. Proyección del consumo final de energía en México, Escenario EPA



Fuente: Elaboración propia con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Figura 6.11. Evolución de la matriz de consumo final de energía de México, Escenario EPA



Fuente: Elaboración propia con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

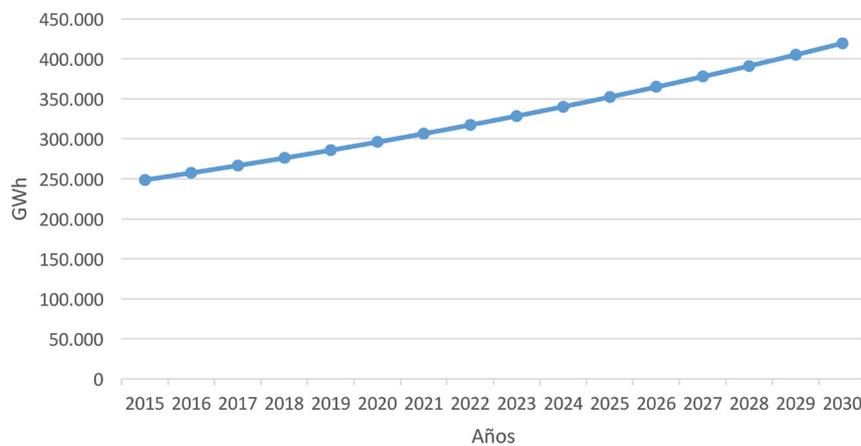
Al ser la electricidad y el gas natural las fuentes de más rápido crecimiento en el consumo final de energía, ganan participación porcentual en la matriz, mientras que los petrolíferos, pierden participación como, se observa en la Figura 6.11.

Tabla 6.9. Proyección del consumo final de electricidad de México (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	248,895	296,206	352,571	419,73	3,5 %

Fuente: Elaboración propia con base en planes de expansión del sector eléctrico de los países

Figura 6.12. Proyección del consumo final de electricidad en México, Escenario EPA



Fuente: Elaboración propia con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

El consumo de electricidad en México es impulsado principalmente por los sectores industrial y residencial. Con una tasa de crecimiento promedio anual del 3,5%, dicho consumo se incrementa un total de 69% respecto al año base durante el período de proyección.

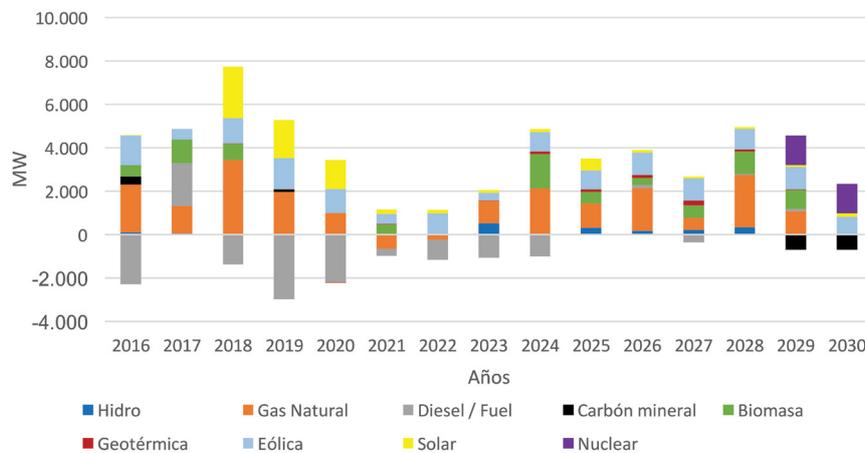
6.3.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 6.10. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada en México, Escenario EPA (MW)

Pais	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	Nuclear
México	2016	101	2,211	-2,280	378	527		1,361	14	
	2017	53	1,284	1,958		1,096		468		
	2018	29	3,404	-1,355		750	10	1,176	2,364	
	2019		1,965	-2,974	129			1,452	1,727	
	2020		1,017	-2,189			-30	1,093	1,335	
	2021	27	-640	-320		452	25	450	205	
	2022		-245	-899			50	944	162	
	2023	516	1,034	-1,058			30	356	130	
	2024		2,143	-992		1,574	116	910	120	
	2025	327	1,109			533	108	891	537	
	2026	186	1,963	137		336	130	1,026	120	
	2027	230	539	-341		580	230	1,013	102	
	2028	351	2,403	42		1,040	82	941	110	
	2029		1,074	118		-700	875	30	1,021	100
2030					-700		30	786	174	1,361

Fuente: Elaboración propia con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Figura 6.13. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en México, Escenario EPA



Fuente: Elaboración propia con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Los planes de expansión del país muestran un fuerte impulso a la generación eléctrica con el uso del gas natural, adicionándose un total de 19,261 MW de esta tecnología durante el período de proyección (ver tabla 6.10). De la misma manera se observa también un gran incremento en la capacidad instalada de ERNC, especialmente la eólica, seguida por biomasa, solar y geotérmica.

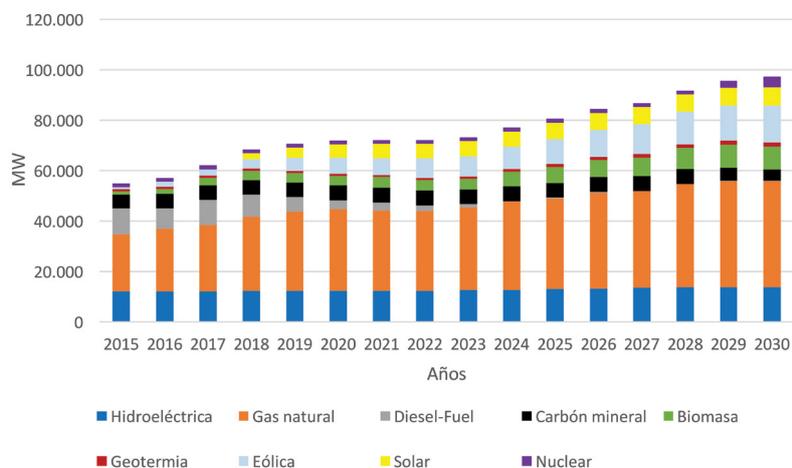
En cuanto a fuentes fósiles, se observa una clara tendencia a la reducción de la participación del diésel-fuel, con la salida de operación de 12,408 MW de capacidad instalada de esta tecnología, en su mayoría de plantas que han cumplido su ciclo de vida útil. Así mismo, para el caso del Carbón Mineral, a pesar de tener una adición de capacidad de 507 MW entre el año 2016 y 2019, al final del periodo de análisis, observamos un retiro de 1.400 MW entre los años 2029 y 2030, lo que resulta en una reducción de capacidad global de 893 MW.

Tabla 6.11. Proyección de la capacidad instalada en México, escenario EPA (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	12,028	12,211	13,081	13,848
Gas natural	22,658	32,539	35,940	41,919
Diésel-Fuel	10,353	3,513	244	200
Carbón mineral	5,378	5,885	5,885	4,485
Biomasa	1,347	3,720	6,279	9,110
Geotermia	874	854	1,183	1,685
Eólica	699	6,249	9,800	14,587
Solar	6	5,446	6,600	7,206
Nuclear	1,5	1,5	1,51	4,231
TOTAL	54,853	71,927	80,522	97,271

Fuente: Elaboración propia con base en el documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Figura 6.14. Proyección de la capacidad instalada en México, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

La prioridad de despacho utilizada en la simulación de la generación eléctrica, se aprecia en la Tabla 6.12.

Tabla 6.12. Prioridad de despacho considerada para México, escenario EPA

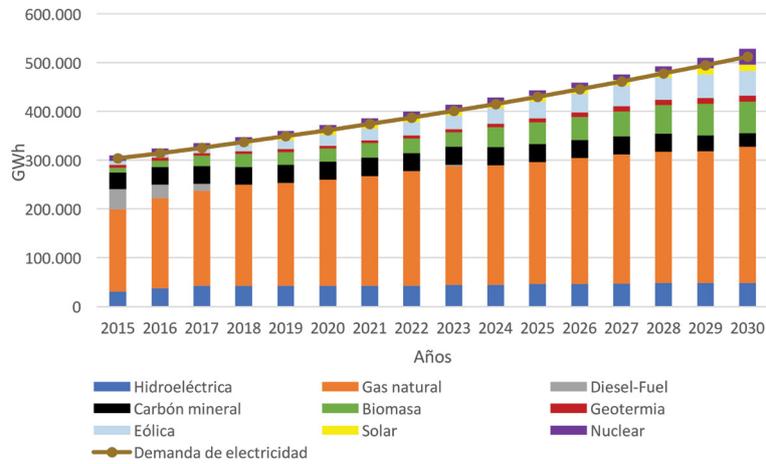
Orden de despacho	Tecnología
1	Nuclear
2	Geotérmica
3	Hidroeléctrica
4	Eólica
5	Solar
6	Biomasa
7	Carbón mineral
8	Gas natural
9	Diésel-Fuel
10	Importación

Tabla 6.13. Proyección de la generación de electricidad en México, escenario EPA (GWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	30,955	42,787	45,836	48,523
Gas natural	167,842	217,287	250,361	279,009
Diésel-Fuel	42,099	0	0	0
Carbón mineral	33,741	37,118	37,118	28,288
Biomasa	9,503	26,396	44,553	64,641
Geotermia	6,191	6,060	8,394	11,956
Eólica	8,667	21,897	34,340	51,113
Solar	93	9,541	11,563	12,625
Nuclear	11,453	11,508	11,508	32,245
TOTAL	310,544	372,594	443,673	528,401

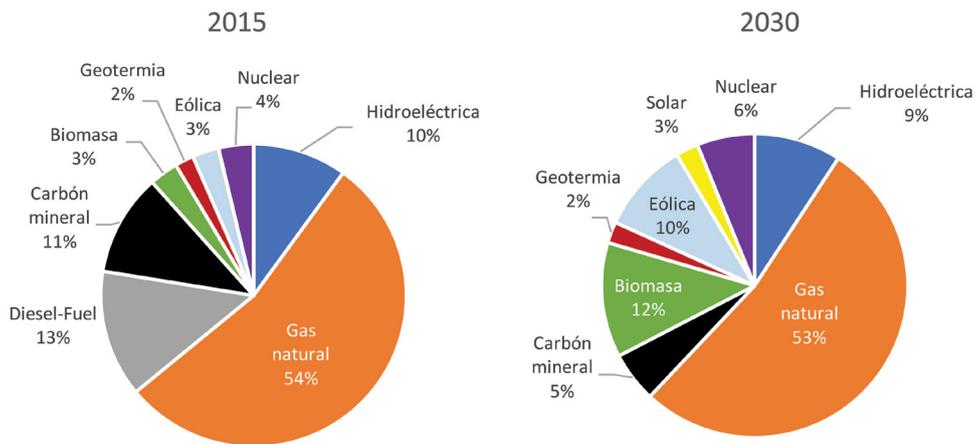
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.15. Proyección de la generación eléctrica en México, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.16. Evolución de la estructura de la matriz de generación eléctrica en México, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación, Escenario EPA

Como se puede observar en la Figura 6.15, México tiene la capacidad de generación suficiente para autoabastecer su demanda interna de energía (consumo final + consumo propio + pérdidas), e incluso se advierte una ligera sobre oferta, la cual refleja la capacidad de exportación de México hacia sus países vecinos, especialmente de la subregión de América Central como Belice y Guatemala.

Por otra parte, en la Figura 6.16, se puede apreciar la evolución de la matriz de generación eléctrica mexicana en el período de proyección, donde se destaca la sustitución de la tecnología termoeléctrica diésel-fuel, por la mayor penetración de ERNC, como eólica, geotérmica y solar. También vale la pena resaltar que México le apuesta a la expansión de su parque termonuclear, para los últimos años del período de proyección, lo que se refleja en el incremento en la participación porcentual de esta tecnología en la matriz de producción eléctrica.



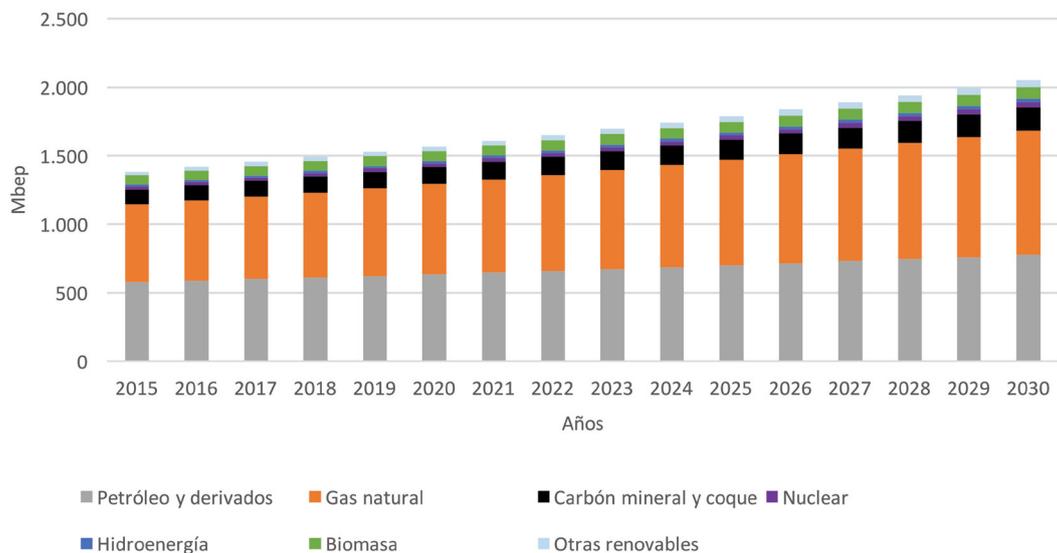
6.3.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 6.14. Proyección de la oferta total energía en México, escenario EPA (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	580	635	701	778	2,0 %
Gas natural	566	658	769	905	3,2 %
Carbón mineral y coque	109	126	147	171	3,1 %
Nuclear	21	25	30	36	3,8 %
Hidroenergía	15	18	22	26	3,8 %
Biomasa	69	72	77	85	1,4 %
Otras renovables	23	34	41	50	5,3 %
TOTAL	1,382	1,569	1,788	2,052	2,7 %

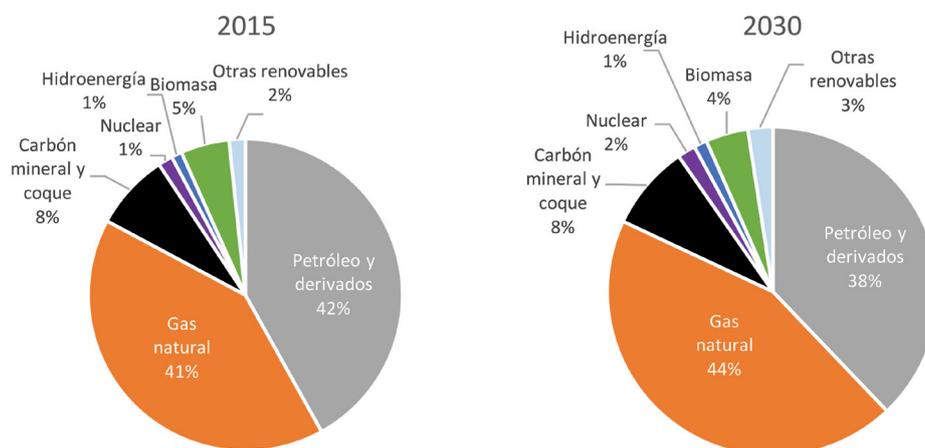
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.17. Proyección de la oferta total de energía en México, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.18. Evolución de la matriz de oferta total de energía en México, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

En cuanto a la evolución de la oferta total de energía, presentada en la Tabla 6.14 y la Figura 6.17, se observa la mayor penetración del gas natural a lo largo del periodo de proyección, consolidándose como la fuente de energía predominante en la matriz de oferta total de energía de México. Las ERNC, específicamente la energía eólica, la energía solar y la geotermia, presentan un avance importantísimo en la oferta primaria de energía gracias a su incremento de participación en la generación eléctrica.

6.4 América Central

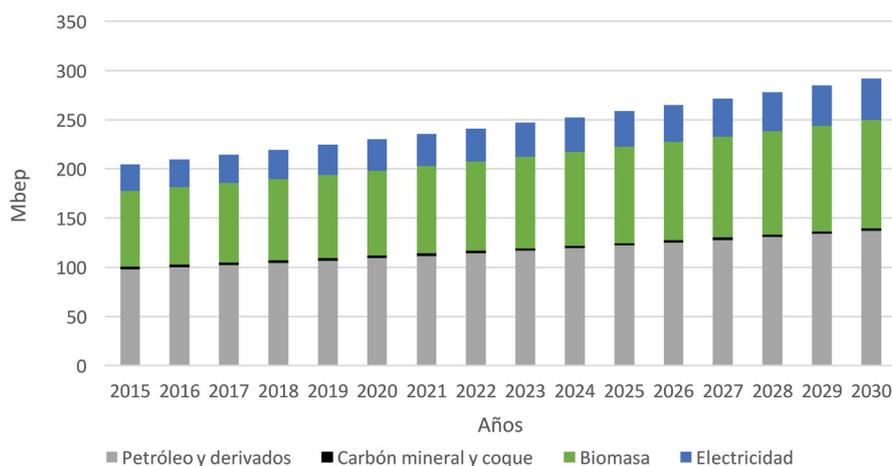
6.4.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 6.15. Proyección del consumo final de energía en América Central, Escenario EPA (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Petróleo y derivados	98	109	122	137	2,3 %
Carbón mineral y coque	3	3	3	2	-0,9 %
Biomasa	77	87	98	110	2,4 %
Electricidad	27	32	36	42	2,9 %
TOTAL	205	230	259	292	2,4 %

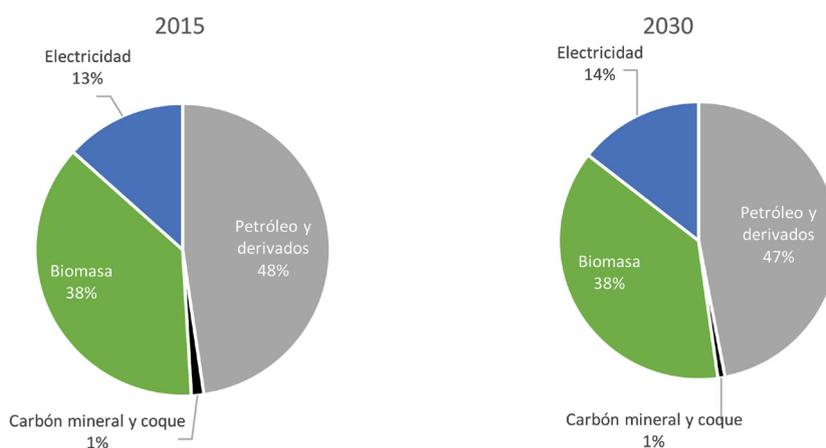
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.19. Proyección del consumo final de energía en América Central, Escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.20. Evolución de la matriz de consumo final de energía en América Central, Escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

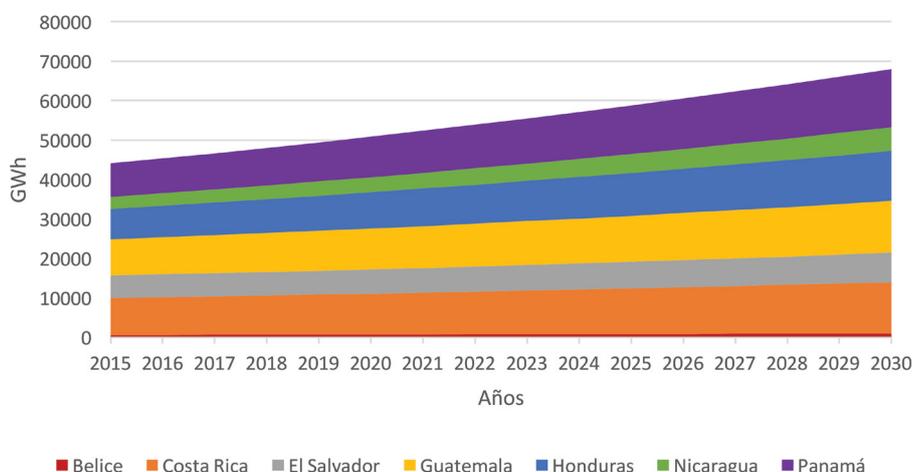
Todavía en el escenario EPA, la matriz de consumo final de la subregión de América Central, sigue dominada por el consumo de petrolíferos y biomasa durante todo el período de proyección, sin embargo, la electricidad gana terreno al ser la fuente con mayor tasa de crecimiento promedio anual como se observa en la Tabla 6.15.

Tabla 6.16. Proyección del consumo final de electricidad por país (GWh)

País	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Belice	599	725	871	1,040	599
Costa Rica	9,359	10,368	11,546	12,922	9,359
El Salvador	5,725	6,130	6,703	7,513	5,725
Guatemala	9,114	10,362	11,692	13,101	9,114
Honduras	7,753	9,224	10,884	12,744	7,753
Nicaragua	3,049	3,807	4,755	5,942	3,049
Panamá	8,482	10,272	12,351	14,753	8,482
TOTAL	44,082	50,888	58,803	68,014	44,082

Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

Figura 6.21. Proyección del consumo final de electricidad en América Central, Escenario EPA



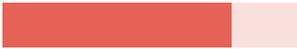
Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

Como se observa en la tabla 6.16 y la Figura 6.20, el consumo final de electricidad en la subregión de América Central, presenta para el escenario EPA un crecimiento promedio anual cercano al 3%, siendo Nicaragua, Panamá y Belice los países donde este consumo tiene el mayor crecimiento porcentual durante el período de estudio. También vale la pena destacar que mientras en el año base los 3 principales consumidores de electricidad son en orden de importancia, Costa Rica, Guatemala y Panamá, en el año 2030, Panamá se convertirá en el principal consumidor de electricidad, superando a Costa Rica y Guatemala. Esto se justifica dado que Panamá es el país cuya economía ha experimentado el crecimiento más acelerado en la región durante la última década [23].

6.4.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 6.17. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada en América Central, Escenario EPA (MW)

País	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
Belice	2016					8			15
	2017					8			
	2018					18			
	2019	9							
	2020								
	2021								
	2022								
	2023								
	2024								
	2025	15							
	2026								
	2027								
	2028								
	2029								
2030									



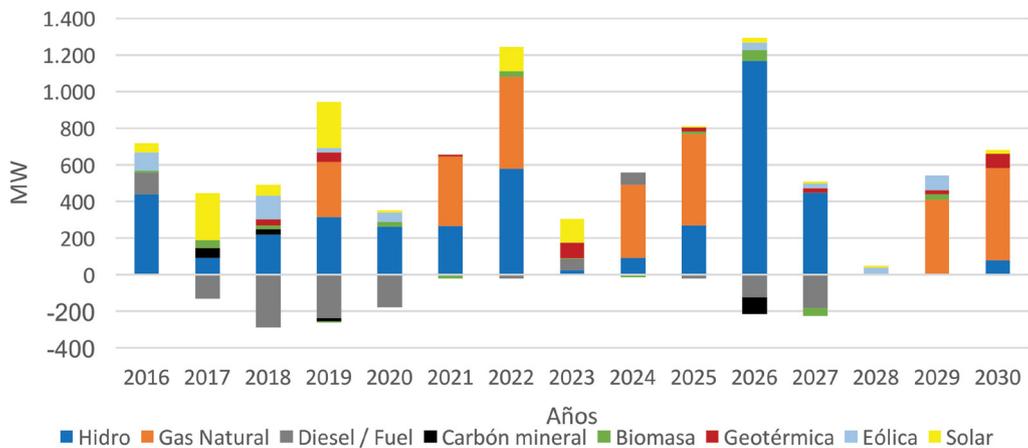
Costa Rica	2016	379		-20			100	
	2017							
	2018	28						5
	2019					55		
	2020							
	2021							
	2022							
	2023			60		52		
	2024			65				
	2025							
	2026	650		-125				
	2027							
	2028							
	2029							
2030					55			
El Salvador	2016							
	2017				35			80
	2018							34
	2019							210
	2020	66					50	
	2021		380			8		
	2022							
	2023							50
	2024							
	2025							
	2026					60		
	2027							
	2028							
	2029							
2030								

País									
Año	Hidro	Gas	Diésel /	Carbón	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	
Guatemala	2016	58							10
	2017	75		15					101
	2018	162			50			30	
	2019								31
	2020	100							
	2021	10							
	2022	150							
	2023								
	2024	74							
	2025	253							
	2026								
	2027	140							
	2028								
2029									
2030	60								
Honduras	2016								25
	2017	16			-147	55			62
	2018	30			-286	-20	-12	35	57
	2019	305			-137	-16	-8		
	2020	98					-5		
	2021	156					-22		
	2022	419		500	-22				
	2023								
	2024	-4					-14		
	2025	-1		500	-20		-16		
	2026	264				-90			
	2027	144			-180		-43		
	2028								
2029	-3								
2030			500			-3			
Nicaragua	2016			140		2			
	2017								12
	2018					13		40	12
	2019			300	-100			23	12
	2020				-177	30			12
	2021	100							
	2022					32			
	2023	21				3	35		
	2024	22							
	2025					29	25		
	2026							40	26
	2027	150						25	
	2028							40	
2029					30	25			
2030						25			

País	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
Panamá	2016								
	2017								
	2018								
	2019								
	2020								
	2021								
	2022	10							133
	2023	5							80
	2024			400					
	2025								7
	2026	252							
	2027	14						25	10
	2028								10
	2029	10		400					80
	2030	20							20
Total América Central	2016	437		120		10		100	50
	2017	91		-132	55	43			255
	2018	220		-286	30	19	35	127	61
	2019	314	300	-237	-16	-8	55	23	253
	2020	263		-177		25		50	12
	2021	266	380			-22	8		
	2022	579	500	-22		32			133
	2023	26		60		3	87		130
	2024	92	400	65		-14			
	2025	267	500	-20		13	25		7
	2026	1166		-125	-90	60		40	26
	2027	448		-180		-43	25	25	10
	2028							40	10
	2029	7	400			30	25	80	
	2030	80	500			-3	80		20

Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

Figura 6.22. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en América Central



Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

En cuanto a la oferta de electricidad, los países centroamericanos, continuarán expandiendo su parque generador hidroeléctrico, complementándolo con aprovechamientos de ERNC como biomasa, geotermia, eólica y solar (ver tabla 6.17). A partir del año 2019, comienzan a aparecer instalaciones de centrales a gas natural, extendiéndose su implementación durante toda la próxima década (2020-2030). Los países que planean hacer uso de esta fuente son El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá. Los proyectos de gas natural se refieren principalmente a centrales de ciclo combinado, cuyo insumo será gas importado en forma de GNL. Respecto a las demás tecnologías de generación con combustibles fósiles como carbón mineral y diésel-fuel, más bien predominan los retiros de capacidad. Entre las tecnologías de ERNC, a ser adicionadas al sistema de producción eléctrica de la subregión, se destaca la energía solar, en países como Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá.

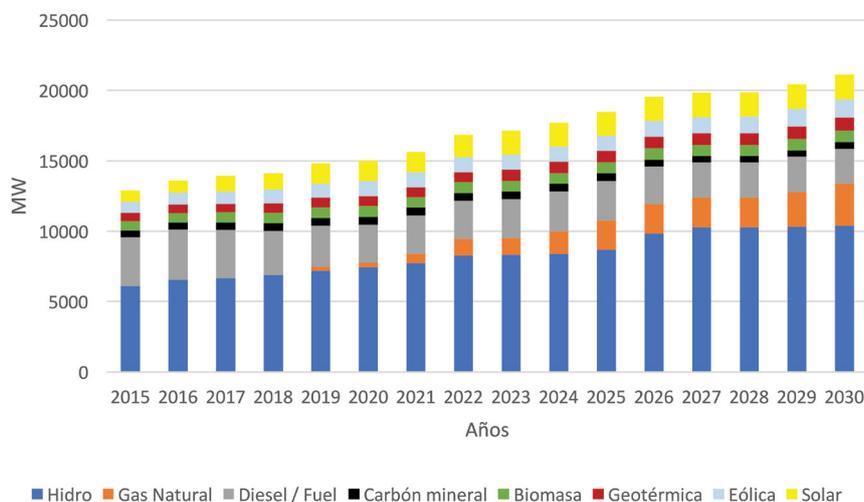
El recurso eólico, presenta la mayor expansión en Nicaragua, Costa Rica, Honduras y Panamá, la biomasa en Nicaragua, El Salvador y Belice, mientras que la Geotermia en Costa Rica y Nicaragua.

Tabla 6.18. Proyección de la capacidad instalada en América Central, escenario EPA (MW)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	6,122	7,447	8,677	10,379
Gas natural	0	300	2,080	2,980
Diésel-Fuel	3,436	2,724	2,807	2,502
Carbón mineral	482	551	551	461
Biomasa	667	756	768	812
Geotermia	610	700	820	950
Eólica	773	1,073	1,073	1,258
Solar	804	1,434	1,704	1,770
TOTAL	12,894	14,985	18,479	21,111

Fuente: Resultados de la simulación en base a los cronogramas de instalación/retiro

Figura 6.23. Proyección de la capacidad instalada en América Central, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación en base a los cronogramas de instalación/retiro

Con los cronogramas de instalación retiro considerados para la subregión centroamericana, la capacidad total de generación eléctrica se incrementa en un 64% durante el período de proyección, siendo oportuno desatacar que la tecnología con gas natural, de tener participación nula en el año base, pasa a ser la segunda tecnología más importante en el año 2030, luego de la hidroeléctrica, aportando con un 14% de la capacidad instalada total en ese año (figura 6.23).

En la tabla 6.19, se puede observar el orden de prioridad de despacho, utilizado para el cálculo de la generación eléctrica por tecnología, el cual responde a criterios técnico-económicos.

Tabla 6.19. Prioridad de despacho de las tecnologías de generación eléctrica en América Central

Orden de despacho	Tecnología
1	Geotérmica
2	Hidroeléctrica
3	Eólica
4	Solar
5	Biomasa
6	Carbón mineral
7	Gas natural
8	Diésel-Fuel
9	Importación

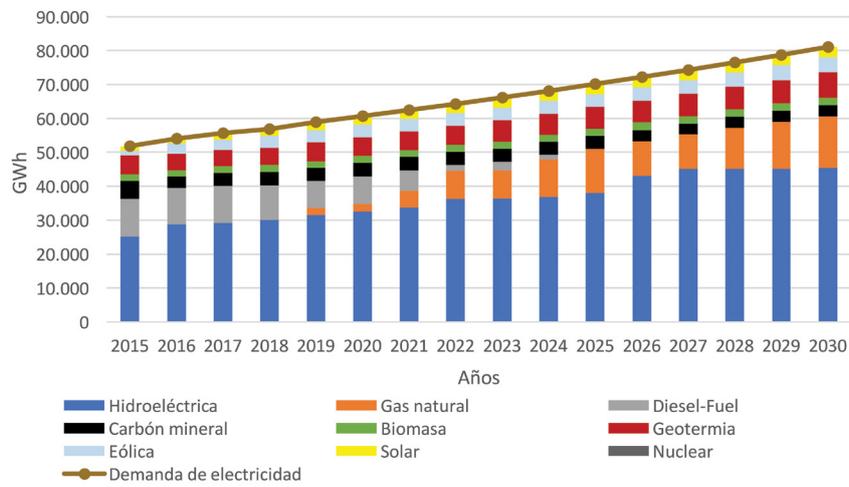
Fuente: Elaboración propia

Tabla 6.20. Proyección de la generación de electricidad en América Central, escenario EPA (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	25,195	32,616	38,005	45,460
Gas natural	0	2,102	12,961	15,212
Diésel-Fuel	11,004	8,258	0	0
Carbón mineral	5,446	3,860	3,860	3,229
Biomasa	1,810	2,054	2,084	2,205
Geotermia	5,670	5,519	6,465	7,490
Eólica	1,291	3,760	3,760	4,408
Solar	1,408	2,513	2,985	3,100
TOTAL	51,824	60,682	70,12	81,104

Fuente: Resultados de la simulación

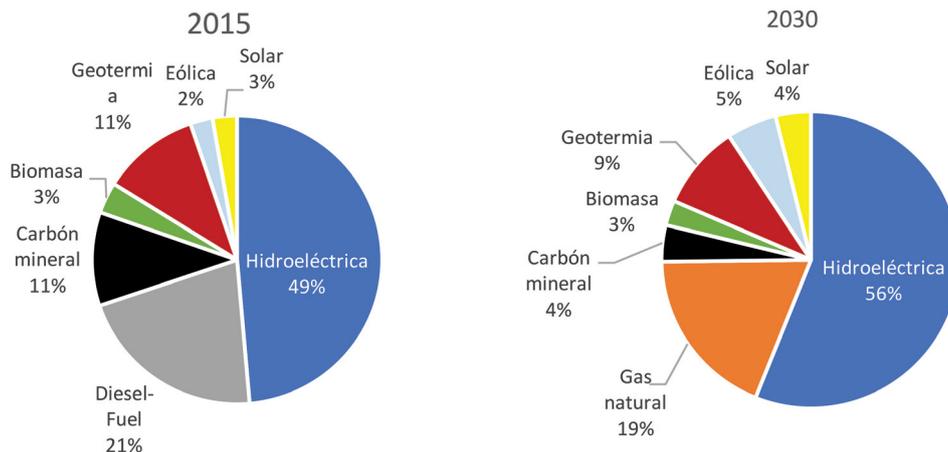
Figura 6.24. Proyección de la generación eléctrica en América Central, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Se puede observar que América Central como subregión es autosuficiente en la producción de electricidad durante todo el período de estudio. Si bien en el año base existe importación de electricidad de Belice proveniente de México, en el período de proyección esa importación desaparece, puesto que dicha energía podría ser perfectamente suministrada por países integrantes de la subregión, asumiendo que existieran las capacidades de transmisión necesarias. Cabe anotar que en la simulación no se consideró una eventual importación de electricidad proveniente de Colombia, a través de una factible futura interconexión entre ese país sudamericano y Panamá.

Figura 6.25. Evolución de la matriz de generación eléctrica en América Central, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Acorde a la evolución de la capacidad instalada, se puede observar en los gráficos de la Figura 6.25, que el gas natural se convierte en el año 2030 en la segunda fuente en importancia en la matriz de generación eléctrica de la subregión centroamericana, desplazando a los petrolíferos, mientras que fuentes renovables, como la hidroenergía, la eólica y la solar, incrementan su participación porcentual en dicha matriz.



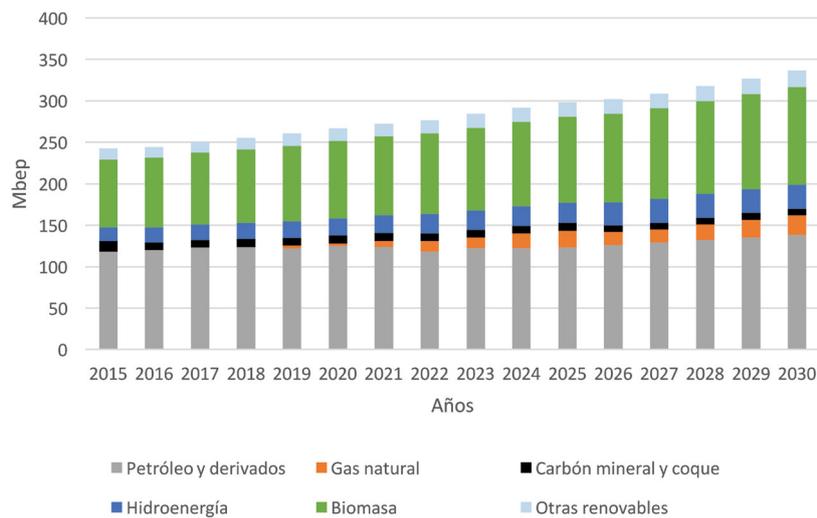
6.4.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 6.21. Proyección de la oferta total energía en América Central, escenario EPA (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Petróleo y derivados	118	125	123	138	1,0 %
Gas natural	0.01	3	20	24	73,1 %
Carbón mineral y coque	12	9	9	8	-2,8 %
Hidroenergía	17	21	24	29	3,8 %
Biomasa	82	93	104	117	2,4 %
Otras renovables	13	15	17	20	2,8 %
TOTAL	243	267	299	336	2,2 %

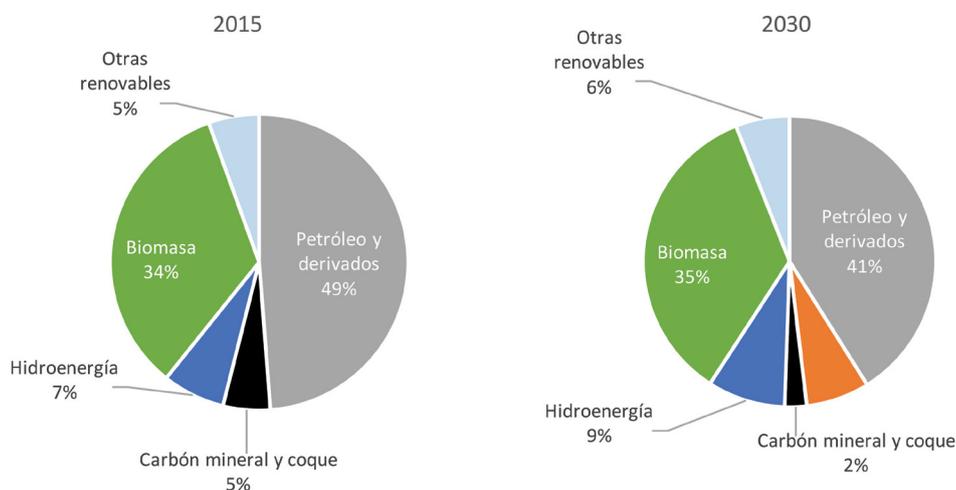
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.26. Proyección de la oferta total de energía en América Central, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.27. Evolución de la matriz de oferta total de energía en América Central, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

La evolución de la oferta total de energía que se presenta en la Figura 6.27, muestra que los petrolíferos y la biomasa siguen predominando en el horizonte de proyección, sin embargo, el gas natural, la hidroenergía y otras renovables (geotermia, eólica y solar) desplazan una parte de los petrolíferos y el carbón mineral.

6.5 Subregión Andina

6.5.1 Proyección del consumo final de energía

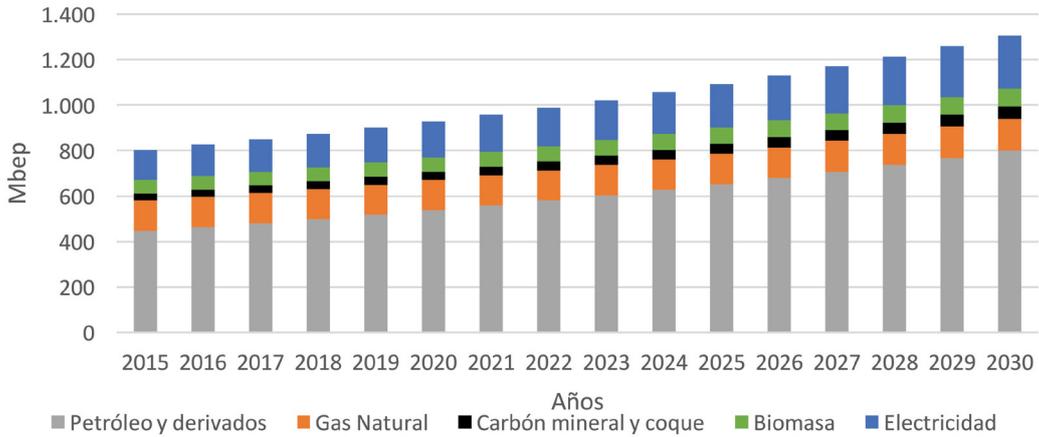
Tabla 6.22. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, Escenario EPA (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Petróleo y derivados	447	537	652	800	4,0 %
Gas natural	134	133	135	140	0,3 %
Carbón mineral y coque	29	36	44	54	4,1 %
Biomasa	60	64	71	79	1,9 %
Electricidad	133	159	191	231	3,7 %
TOTAL	803	929	1,093	1,304	3,3 %

Fuente: Resultados de la simulación

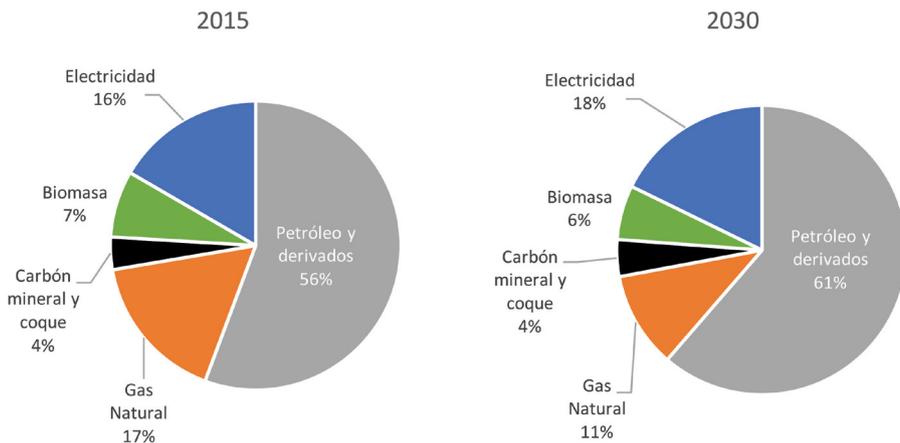


Figura 6.28. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, Escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.29. Evolución de la matriz de consumo final de energía en la Subregión Andina, Escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

La evolución de la matriz de consumo final en el escenario EPA, es muy similar al del escenario tendencial (BAU), donde los petrolíferos y la electricidad, presentan tasas altas de crecimiento promedio anual, que les permite ganar mayor participación porcentual en dicha matriz, a costa de una reducción en la participación del gas natural y la biomasa.

Tabla 6.23. Proyección del consumo final de electricidad por país (GWh)

País	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Bolivia	5,953	8,510	11,169	14,927	6,3 %
Colombia	48,697	55,562	62,566	69,223	2,4 %
Ecuador	13,815	16,172	19,248	22,655	3,4 %
Perú	31,910	41,668	47,524	58,123	4,1 %
Venezuela	114,716	134,622	167,874	208,550	4,1 %
TOTAL	215,091	256,534	308,383	373,478	3,7 %

Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

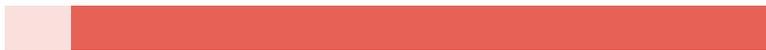
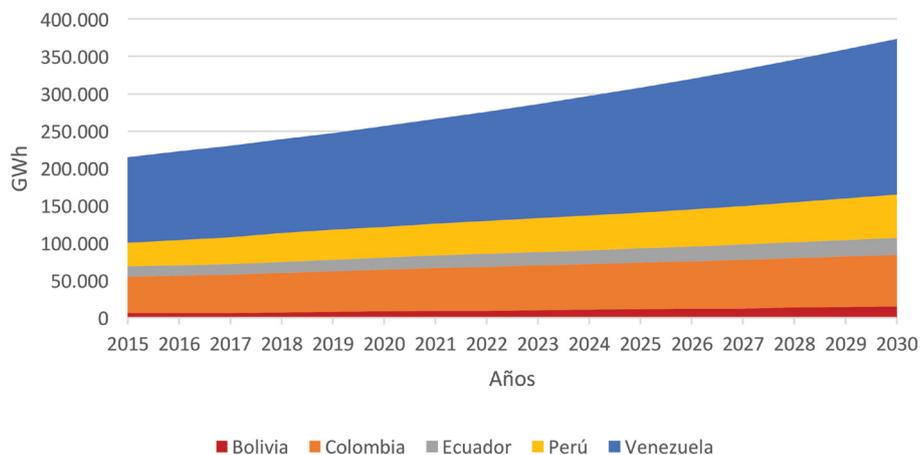


Figura 6.30. Proyección del consumo final de electricidad en la Subregión Andina, Escenario EPA



Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

El principal consumidor de electricidad en la Subregión Andina es Venezuela, debido a su gran industria petrolera, sin embargo, el país donde este consumo crece más aceleradamente es Bolivia, gracias a su rápido crecimiento económico.

6.5.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 6.24. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en la Subregión Andina

País	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
Bolivia	2016	484						24	5
	2017	597	50			10	51	100	65
	2018		52					36	50
	2019	203	980			20			
	2020	508							
	2021	347					5		
	2022	1200	300				21	37	
	2023	300	137	200		20	3	20	
	2024	800	250			20	3	20	
	2025	990	73				1		9
	2026								
	2027								
	2028								
	2029								
	2030								



País	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
Colombia	2016				-14			62	9
	2017	100				58			
	2018	600							
	2019	900			-124	171		99	
	2020				265			709	54
	2021	600			327		95	180	
	2022	1000			74	34			
	2023	313		198	100	26		23	
	2024	581		200	104	28		23	21
	2025				47	21		24	
	2026								
	2027								
	2028								
	2029								
2030									
Ecuador	2016	750	-181	471		2		9	28
	2017	750	150			13			
	2018	300							3
	2019		-342	-467					
	2020		173	245					
	2021		72	102				7	5
	2022	100		-334					15
	2023	1000	200	200				7	20
	2024			223				10	
	2025			110					
	2026								
	2027								
	2028								
	2029								
2030									
Perú	2016								
	2017								
	2018	1842	1200					246	137
	2019								
	2020	300							
	2021								
	2022	298	197						
	2023		300						
	2024	300	113	200					
	2025	1200	383	171					
	2026								
	2027								
	2028								
	2029								
2030									
Venezuela	2016		801	139	557				
	2017		173	98	143				
	2018	382	206	36	144				
	2019	585	500	92	367			424	113
	2020								
	2021								
	2022								
	2023								
	2024								
	2025								
	2026								
	2027								
	2028								
	2029								
2030									

Total Subregión Andina	2016	1234	620	610	543	2	0	95	42
	2017	1447	373	98	143	81	51	100	65
	2018	3124	1458	36	144	0	0	282	190
	2019	1688	1138	-375	243	191	0	523	113
	2020	808	173	245	265	0	0	709	54
	2021	947	72	102	327	0	100	187	5
	2022	2598	497	-334	74	34	21	37	15
	2023	1613	637	598	100	46	3	50	20
	2024	1681	363	623	104	48	3	53	21
	2025	2190	456	281	47	21	1	24	9
	2026	0	0	0	0	0	0	0	0
	2027	0	0	0	0	0	0	0	0
	2028	0	0	0	0	0	0	0	0
	2029	0	0	0	0	0	0	0	0
	2030	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

Debido a que no todos los países de la Subregión Andina cubren en sus planes de expansión del sector eléctrico, todos los años del período de estudio, se procedió a ajustar y extender el cronograma subregional de acuerdo a las tendencias detectadas en los planes disponibles, quedando el cronograma subregional, como se muestra en la tabla 6.25.

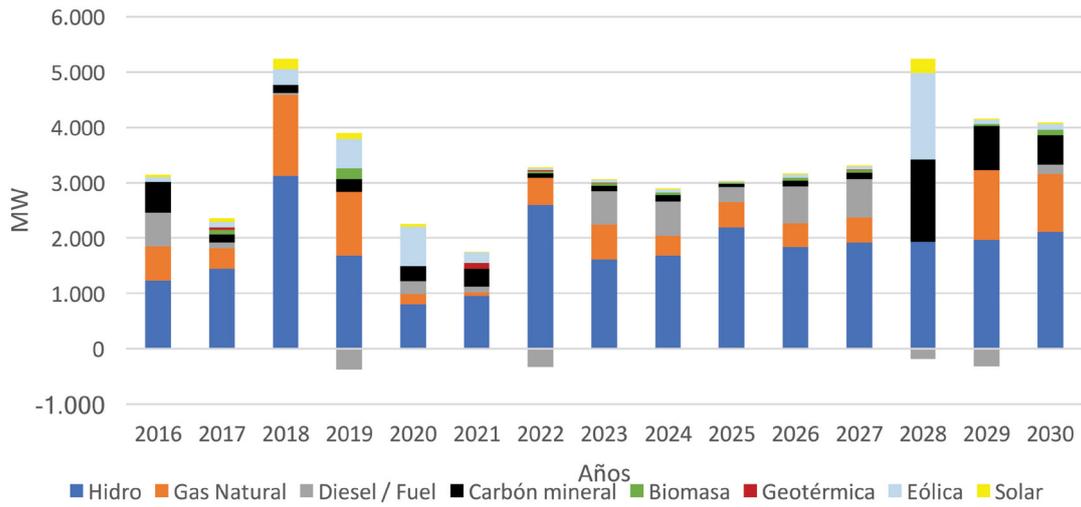
Tabla 6.25. Cronograma ajustado de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en la Subregión Andina

Región	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
Subregión Andina	2016	1,234	620	610	543	2	0	95	42
	2017	1,447	373	98	143	81	51	100	65
	2018	3,124	1,458	36	144	0	0	282	190
	2019	1,688	1,138	-375	243	191	0	523	113
	2020	808	173	245	265	0	0	709	54
	2021	947	72	102	327	0	100	187	5
	2022	2,598	497	-334	74	34	21	37	15
	2023	1,613	637	598	100	46	3	50	20
	2024	1,681	363	623	104	48	3	53	21
	2025	2,19	456	281	47	21	1	24	9
	2026	1,844	423	661	111	50	3	56	22
	2027	1,921	453	689	115	53	4	58	23
	2028	1,934	0	-181	1,483	0	0	1,569	254
	2029	1,966	1,255	-321	800	42	0	79	18
	2030	2,106	1,051	173	529	94	0	105	27

Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países



Figura 6.31. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en la Subregión Andina



Fuente: Elaboración propia con base en planes de expansión del sector eléctrico de los países

Tabla 6.26. Proyección de la capacidad instalada en la Subregión Andina, escenario EPA (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	28,019	36,320	45,350	55,120
Gas natural	11,089	14,850	16,876	20,059
Diésel-Fuel	13,041	13,655	14,925	15,946
Carbón mineral	992	2,330	2,983	6,021
Biomasa	984	1,258	1,407	1,646
Geotermia	0	51	180	187
Eólica	429	2,139	2,490	4,356
Solar	184	648	717	1,060
TOTAL	54,738	71,252	84,926	104,395

Fuente: Resultados de la simulación

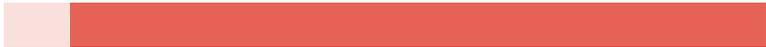
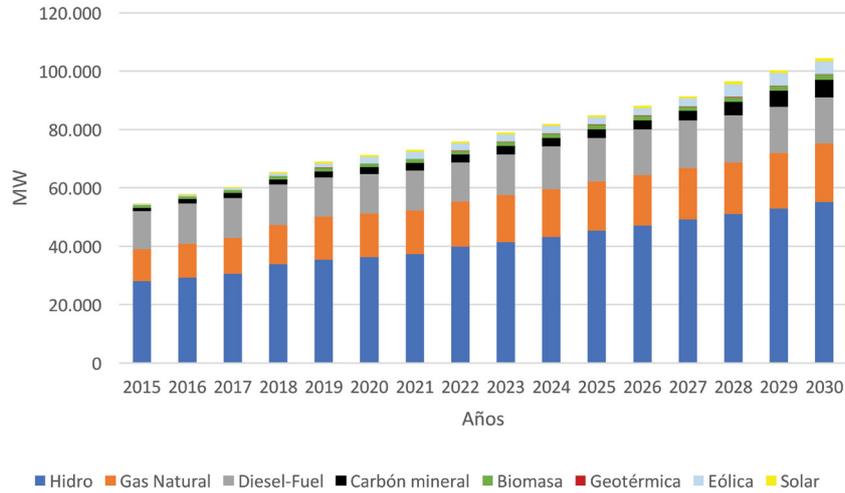


Figura 6.32. Proyección de la capacidad instalada en la Subregión Andina, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

De acuerdo con los planes de expansión de los países que conforman la Subregión Andina, se observa que existe un gran interés por incrementar el uso del recurso hídrico, del cual esta subregión dispone de un alto potencial aun no aprovechado, localizándose el mayor incremento en Bolivia. Como segunda prioridad se observa un gran impulso al desarrollo de proyectos de generación con gas natural, siendo Bolivia, Perú y Venezuela los países que incluyen en mayor proporción dentro de sus planes de expansión.

En cuanto a la inclusión de ERNC, se observa que la energía eólica es el recurso que experimentará una mayor expansión, principalmente en Colombia, mientras que, la explotación del recurso solar en la subregión, tiene mayor presencia en Perú, Bolivia y Venezuela.

Respecto a la generación de electricidad con base en el uso de combustibles fósiles, solamente Venezuela y Colombia planifican un crecimiento en la explotación del carbón mineral y para el caso del diésel-fuel, se observa adición neta en los 5 países de la subregión. De manera general, la capacidad total de generación eléctrica para la subregión se incrementa en un 91% en el periodo de proyección, destacándose un incremento en la participación de fuentes de ERNC, principalmente la eólica, como se puede observar en la Figura 6.32.

Para efecto del cálculo de la generación eléctrica en la subregión Andina, se utiliza el esquema de prioridad de despacho por tecnología que se presenta en la tabla 6.27.



Tabla 6.27. Prioridad de despacho considerada para la Subregión Andina, escenario EPA (GWh)

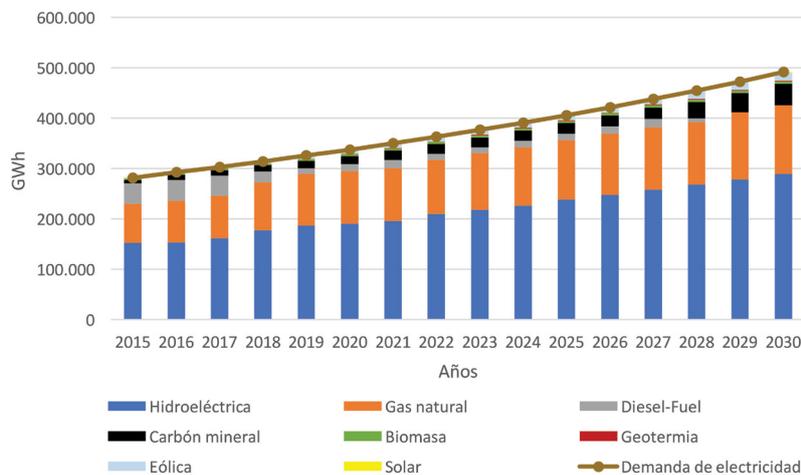
Orden de despacho	Tecnología
1	Nuclear
2	Geotérmica
3	Hidroeléctrica
4	Eólica
5	Solar
6	Biomasa
7	Carbón Mineral
8	Gas natural
9	Diésel-Fuel
10	Importación

Tabla 6.28. Proyección de la generación de electricidad en la Subregión Andina, escenario EPA (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	152,886	198,181	247,449	300,761
Gas natural	77,709	104,069	118,265	125,129
Diésel-Fuel	39,985	6,26	3,676	0
Carbón mineral	6,953	16,331	20,901	42,194
Biomasa	2,844	3,636	4,066	4,758
Geotermia	0	404	1,418	1,474
Eólica	1,503	7,493	8,723	15,265
Solar	323	1,136	1,257	1,858
TOTAL	282,203	337,511	405,755	491,438

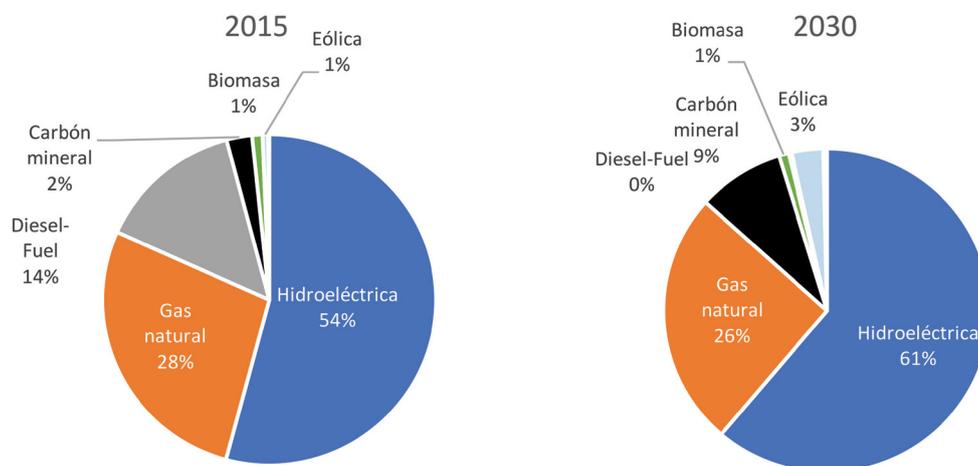
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.33. Proyección de la generación eléctrica en la Subregión Andina, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.34. Evolución de la matriz de generación eléctrica en la Subregión Andina, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

El alto potencial hidroeléctrico de la Subregión Andina, sumado a la expansión del uso de gas natural y las ERNC, garantizan la autosuficiencia en la producción de electricidad durante todo el periodo de estudio de la subregión. Es importante señalar que en la simulación no está considerada la eventual exportación de electricidad desde Colombia hacia Panamá a través de una factible futura interconexión entre estos dos países.

Como se puede apreciar en la Figura 6.34, al año 2030 el carbón mineral se convierte en la tercera fuente más importante de la matriz eléctrica de la subregión, desplazando al uso de petrolíferos (Diésel-fuel), mientras que la hidroenergía aumenta su participación en la matriz y el gas natural se mantiene con una participación similar a la del año 2015.

6.5.3 Proyección de la oferta total de energía

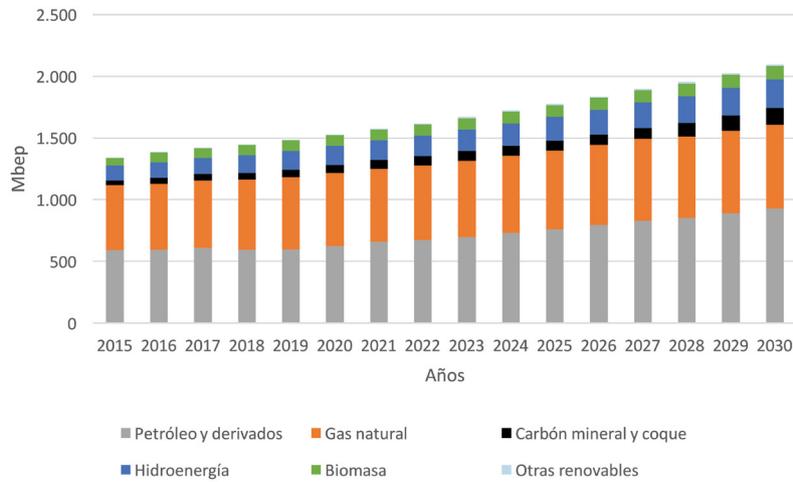
Tabla 6.29. Proyección de la oferta total energía en la Subregión Andina, escenario EPA (Mbp)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	591	626	759	929	3.1%
Gas natural	525	591	638	679	1.7%
Carbón mineral y coque	41	66	82	134	8.3%
Hidroenergía	118	153	191	233	4.6%
Biomasa	63	87	96	108	3.7%
Otras renovables	1	6	9	14	18.1%
TOTAL	1.339	1.529	1.776	2.097	3.0%

Fuente: Resultados de la simulación



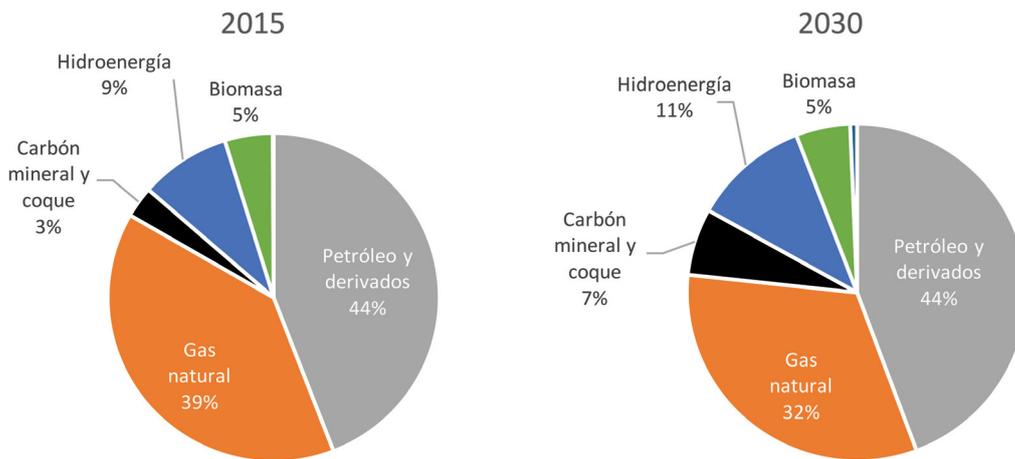
Figura 6.35. Proyección de la oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

En cuanto a la oferta total de energía, como se puede observar en la Tabla 6.29 y Figura 6.35, tanto el petróleo y sus derivados como el gas natural, se mantienen como los energéticos predominantes en la subregión a lo largo de todo el periodo de proyección, mientras que se observa un crecimiento paulatino de la hidroenergía y de otras renovables, entre las que se incluye a la biomasa. La oferta total de energía en la Subregión Andina crece en un 57% con respecto al año 2015, a una tasa de incremento promedio anual de 3%.

Figura 6.36. Evolución de la matriz de oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Como se observa en la figura 6.36, la participación de los petrolíferos en la matriz se mantiene, mientras que la hidroenergía y el carbón mineral le ganan terreno al gas natural.

6.6 Cono Sur

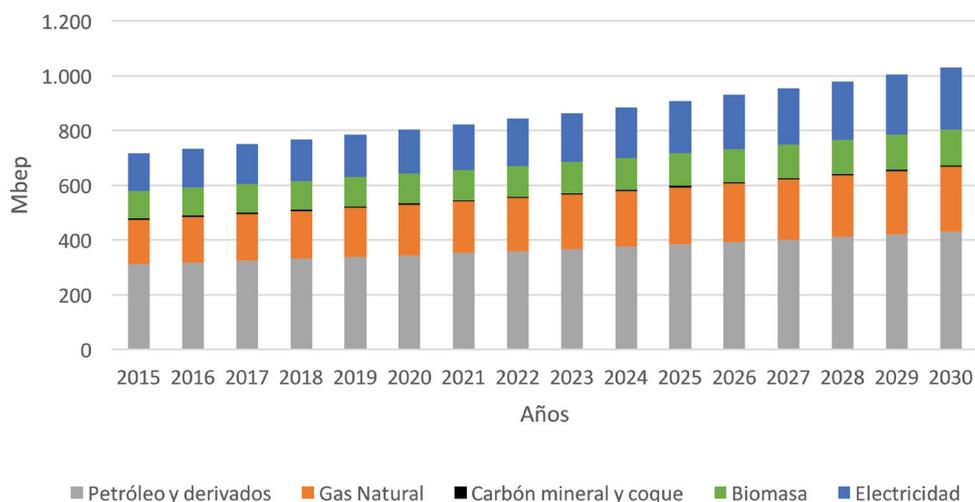
6.6.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 6.30. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	312	345	385	432	2,2 %
Gas Natural	163	184	208	236	2,5 %
Carbón mineral y coque	6	6	6	6	-0,4 %
Biomasa	100	108	118	130	1,8 %
Electricidad	136	161	191	227	3,5 %
TOTAL	717	804	908	1030	2,4 %

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.37. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, Escenario EPA

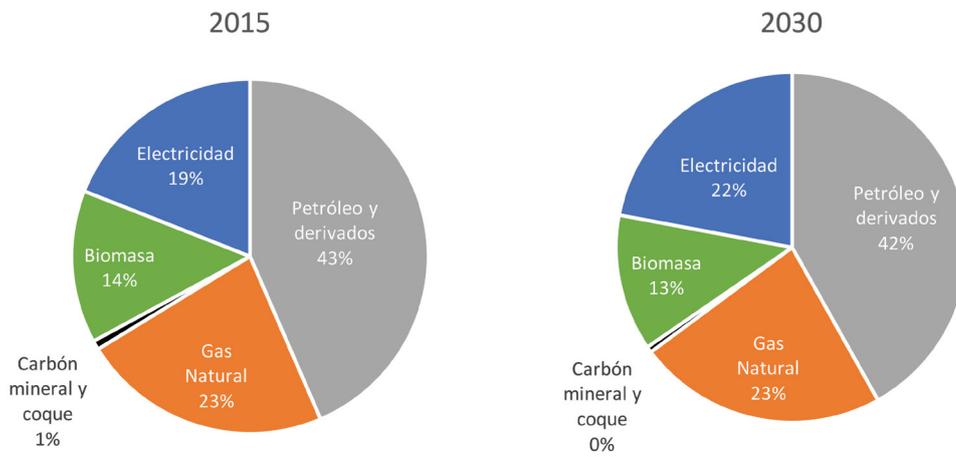


Fuente: Resultados de la simulación

La matriz de consumo final de energía del Cono Sur, durante el periodo de estudio, es dominada porcentualmente por el consumo de petróleo y derivados (ver figura 6.37). Sin embargo, la mayor penetración de electricidad y gas natural, desplazan ligeramente la participación de los petrolíferos. La electricidad gana participación porcentual al pasar del 19% en el año base al 22% en el año 2030.



Figura 6.38. Evolución de la matriz de consumo final de energía en el Cono Sur, Escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación, Escenario EPA

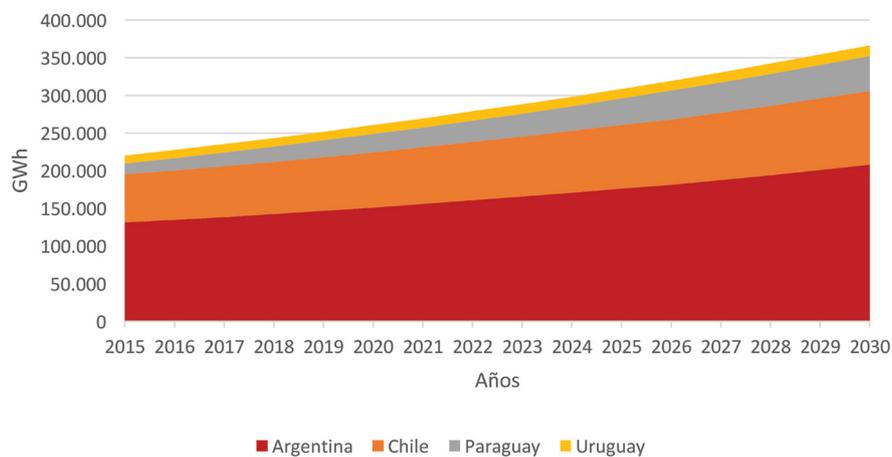
La principal variación en la matriz de consumo final del Cono Sur en el escenario EPA, es la mayor penetración de la electricidad, reduciéndose la correspondiente a biomasa, carbón mineral y petrolíferos (ver figura 6.38).

Tabla 6.31. Proyección del consumo final de electricidad por país (GWh)

País	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Argentina	131,400	150,987	176,167	208,012	3,1 %
Chile	64,189	73,134	84,245	97,610	2,8 %
Paraguay	13,433	24,282	35,188	46,337	8,6 %
Uruguay	10,894	11,967	13,051	14,377	1,9 %
TOTAL	219,915	260,370	308,650	366,336	3,5 %

Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

Figura 6.39. Proyección del consumo final de electricidad en el Cono Sur



Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

Como se observa en la tabla 6.31, el crecimiento del consumo eléctrico más acelerado en esta subregión tiene lugar en Paraguay (8.6%), un valor elevado que se explica por el importante avance de la industrialización en el país durante los últimos años (ANDE, 2016). En la figura 6.39 se puede apreciar que dentro de la subregión los mayores consumidores de electricidad son Argentina y Chile.

6.6.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 6.32. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en el Cono Sur (Planes de expansión)

País	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	Nuclear
Argentina	2016	290	644		216			1066	46	
	2017	290	644		216			1066	46	745
	2018	290	644		216			1066	46	
	2019	290	644		216			1066	46	
	2020	290	644		216			1066	46	
	2021	290	644		216			1066	46	
	2022	290	644		216			1066	46	
	2023	290	644		216			1066	46	
	2024	290	644		216			1066	46	
	2025	290	644		216			1066	46	
	2026									
	2027									
	2028									
	2029									
2030										
Chile	2016	66	521	2093	472		48	442	1499	
	2017	72	77	299				175	871	
	2018	691		250	375				284	
	2019	664								
	2020	340								
	2021									
	2022	136								
	2023									
	2024									
	2025									
	2026									
	2027									
	2028									
	2029									
2030										
Paraguay	2016									
	2017								0.5	
	2018								0.5	
	2019	5							0.5	
	2020	76.3							0.5	
	2021	21.7								
	2022	26.7								
	2023	19								
	2024	168.6								
	2025	208								10
	2026									
	2027									
	2028									
	2029									
2030										

País	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	Nuclear	
Uruguay	2016		-300	-205				355	24		
	2017		180			10					
	2018		180					500	205		
	2019		180								
	2020										
	2021					100					
	2022										
	2023										
	2024										
	2025										
	2026										
	2027			60						300	
	2028									200	
2029											
2030								100	100		
Total Cono Sur (Planes Expansión)	2016	356	865	1888	688	0	48	1863	1569	0	
	2017	362	901	299	216	10	0	1241	917	745	
	2018	981	824	251	591	0	0	1566	535	0	
	2019	959	824	0	216	0	0	1066	46	0	
	2020	706	644	0	216	0	0	1066	46	0	
	2021	312	644	0	216	100	0	1066	46	0	
	2022	453	644	0	216	0	0	1066	46	0	
	2023	309	644	0	216	0	0	1066	46	0	
	2024	459	644	0	216	0	0	1066	46	0	
	2025	498	644	0	216	0	0	1066	56	0	
	2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	2027	0	60	0	0	0	0	0	300	0	
	2028	0	0	0	0	0	0	0	200	0	
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
2030	0	0	0	0	0	0	0	100	100	0	

Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

La oferta de electricidad en el Cono Sur se incrementará con nuevas centrales, que como se puede observar en la tabla 6.32, serán en su mayoría de tecnología hidráulica, eólica y de gas natural, implementadas principalmente en Argentina, Chile y Uruguay. También hay una importante adición de plantas de energía solar en Chile durante los primeros años del periodo de esta proyección. Argentina también instalará plantas de gas natural hasta el año 2025. Las plantas de generación fósil todavía se seguirán instalando durante el periodo de estudio.

Debido a que algunos países del Cono Sur, no presentan un cronograma de instalación/retiro

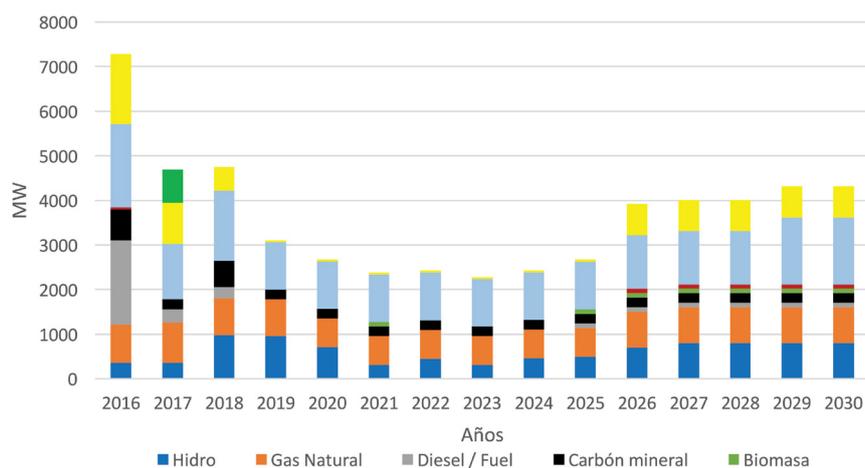
que abarque el periodo de proyección del presente estudio, se procedió a extender el cronograma de la región consolidada, de acuerdo a las tendencias en la instalación de cada tecnología, como se observa en la Tabla 6.33. También cabe resaltar que el caso de Argentina, su plan de expansión proporcionaba capacidades acumuladas de cada tecnología al 2025, por lo que el incremento total de capacidad entre el año base y el 2025 se lo repartió equitativamente entre estos 10 años de proyección.

Tabla 6.33. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en el Cono Sur (extendido)

País	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	Nuclear
Total Cono Sur Plan de Expansión extendido	2016	356	865	1888	688	0	48	1863	1569	0
	2017	362	901	299	216	10	0	1241	917	745
	2018	981	824	251	591	0	0	1566	535	0
	2019	959	824	0	216	0	0	1066	46	0
	2020	706	644	0	216	0	0	1066	46	0
	2021	312	644	0	216	100	0	1066	46	0
	2022	453	644	0	216	0	0	1066	46	0
	2023	309	644	0	216	0	0	1066	46	0
	2024	459	644	0	216	0	0	1066	46	0
	2025	498	644	100	216	100	0	1066	56	0
	2026	700	800	100	216	100	100	1200	700	0
	2027	800	800	100	216	100	100	1200	700	0
	2028	800	800	100	216	100	100	1200	700	0
	2029	800	800	100	216	100	100	1500	700	0
2030	800	800	100	216	100	100	1500	700	0	

Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

Figura 6.40. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en el Cono Sur (Simulado)



Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

Tabla 6.34. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur, escenario EPA (MW)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	28,732	32,096	34,126	38,026
Gas natural	18,647	22,706	25,928	29,928
Diésel-Fuel	4,513	6,951	7,051	7,551
Carbón mineral	10,320	12,248	13,329	14,410
Biomasa	829	839	1,039	1,539
Geotermia	0	48	48	548
Eólica	2,054	8,855	14,183	20,783
Solar	1,000	4,113	4,351	7,851
Nuclear	1,010	1,755	1,755	1,755
TOTAL	67,104	89,611	101,810	122,391

Fuente: Resultados de la simulación

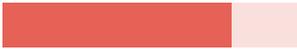
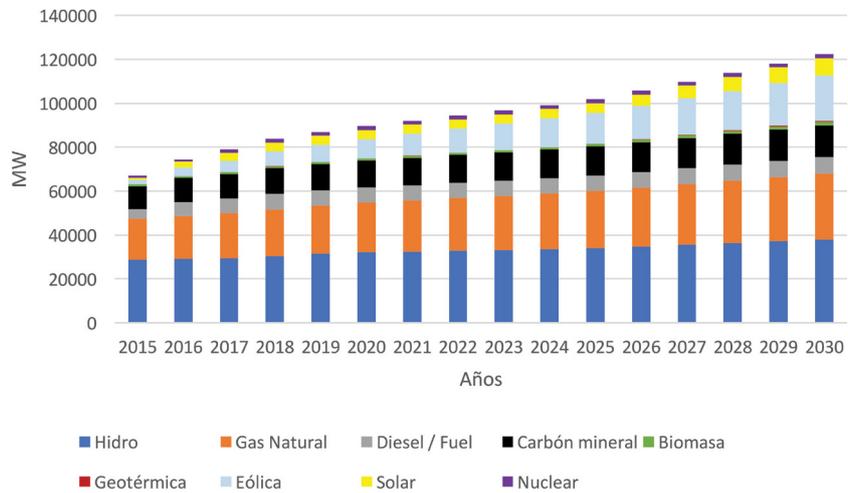


Figura 6.41. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Entre el 2015 y el 2030, la capacidad de generación de la subregión del Cono Sur se incrementa en un 82%. Cabe destacar que la energía eólica que en el año 2030 será la tercera tecnología más importante después de la hidráulica y las térmicas a gas natural (ver Figura 6.41).

El orden de despacho de las tecnologías para el Cono Sur se detalla a continuación.

Tabla 6.35. Prioridad de despacho en el Cono Sur

Orden de despacho	Fuente
1	Nuclear
2	Geotermia
3	Hidroeléctrica
4	Eólica
5	Solar
6	Biomasa
7	Carbón mineral
8	Gas natural
9	Diésel-Fuel
10	Importación

Fuente: Elaboración propia

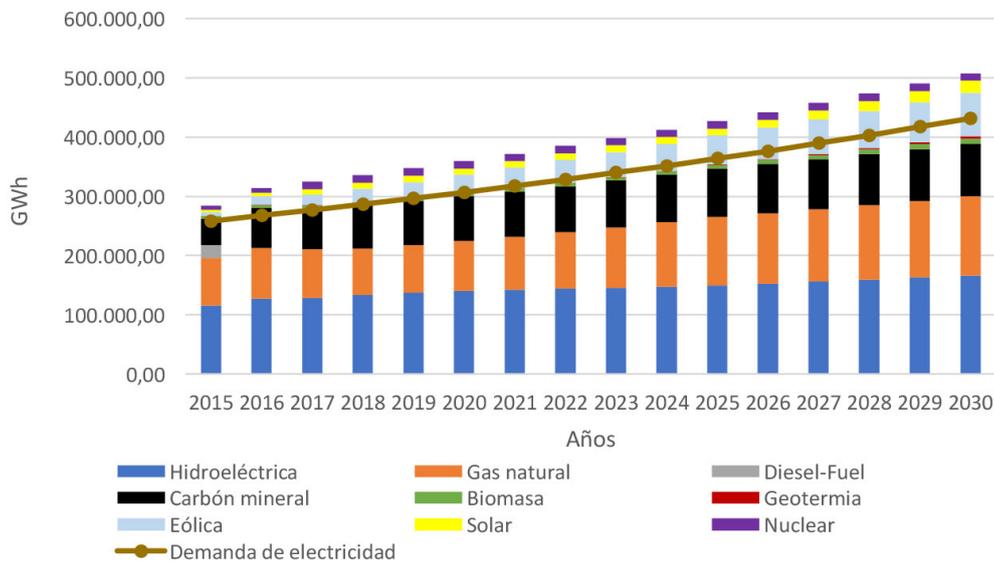


Tabla 6.36. Proyección de la generación de electricidad en el Cono Sur, escenario EPA (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	115,574	140,579	149,475	166,556
Gas natural	80,222	84,278	115,649	133,349
Diesel-Fuel	21,789	0	0	0
Carbón mineral	44,972	75,096	81,719	88,341
Biomasa	4,944	4,997	6,188	9,166
Geotermia	0	378	378	4,320
Eólica	6,112	31,032	49,709	72,835
Solar	3,799	10,809	11,440	20,638
Nuclear	7,081	12,299	12,299	12,299
TOTAL	284,493	359,469	426,856	507,505

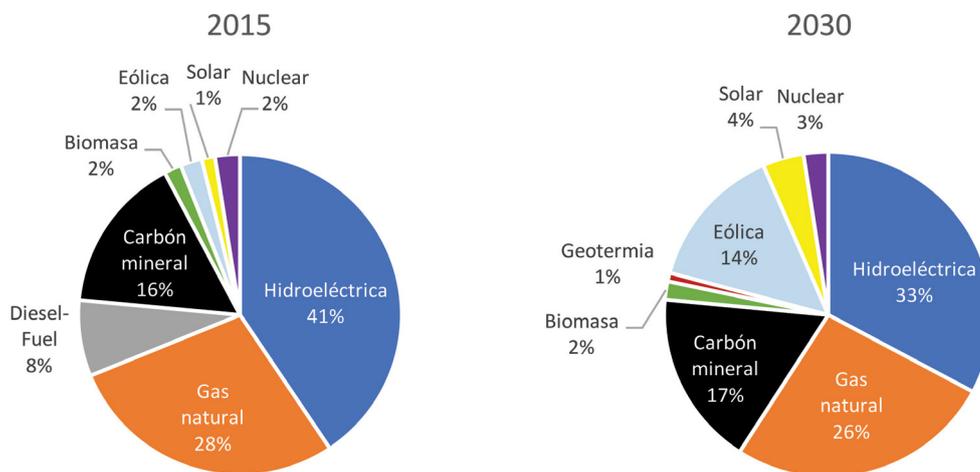
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.42. Proyección de la generación eléctrica en el Cono Sur, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.43. Evolución de la matriz de generación eléctrica en el Cono Sur, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Como se puede observar en la Figura 6.42, la subregión mejora su condición de exportadora neta de electricidad, pudiendo adicionar mayor cantidad de energía exportable al mercado externo natural de la subregión que lo constituye Brasil.

De acuerdo al cronograma de expansión simulado, la matriz de generación eléctrica del Cono Sur, evoluciona hacia una mayor participación de las ERNC como la biomasa, la eólica, la solar y la geotermia, que en conjunto llegan a representar un importante 21% de la generación total, en el año 2030, frente a un 5% del año base (Figura 6.43). Cabe anotar que el aporte en geotermia le correspondería a Chile, que es el primer país suramericano que ha iniciado ya la explotación de este recurso renovable.

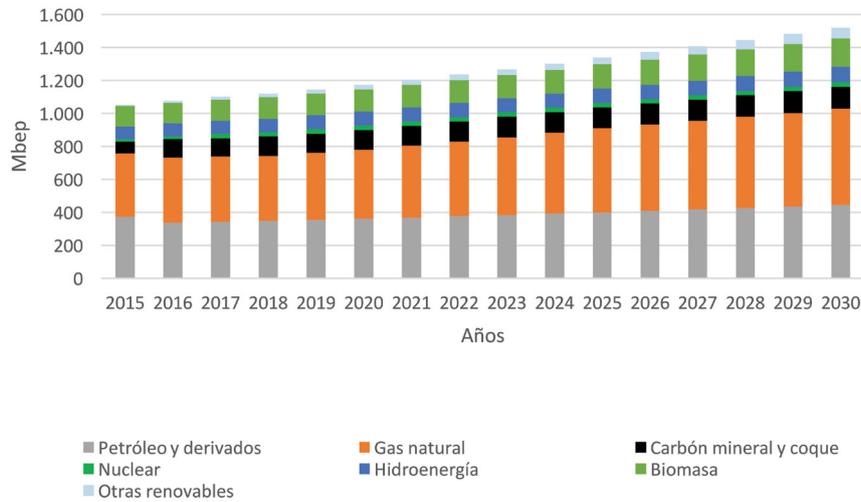
6.6.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 6.37. Proyección de la oferta total energía en el Cono Sur, escenario EPA (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	374	360	398	445	1.2%
Gas natural	384	420	511	583	2.8%
Carbón mineral y coque	71	119	126	134	4.3%
Nuclear	16	28	28	28	3.7%
Hidroenergía	76	85	86	92	1.3%
Biomasa	124	134	149	173	2.2%
Otras renovables	6	27	39	67	17.3%
TOTAL	1,052	1,172	1,337	1,521	2.5%

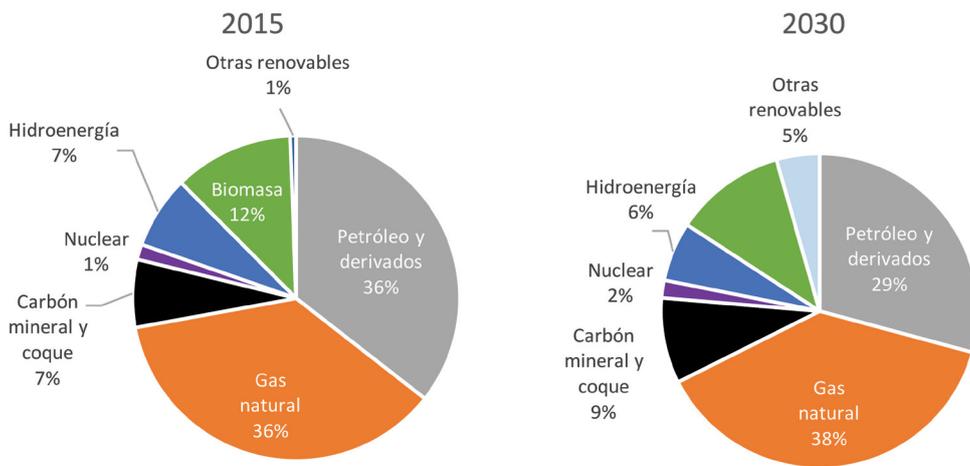
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.44. Proyección de la oferta total de energía en el Cono Sur, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.45. Evolución de la matriz de oferta total de energía en el Cono Sur, escenario EPA



La evolución de la oferta total de energía, muestra la importancia del gas natural en la subregión superando inclusive al petróleo y derivados durante todo el período de estudio. La serie “Otras renovables” que agrupa a la energía eólica, geotérmica y solar, tiene la tasa de crecimiento promedio anual más alta (17.3%), y aunque su participación continúa siendo marginal respecto a la de las fuentes convencionales, experimenta un importante crecimiento al pasar de 1% en año base a 5% en el año 2030.

6.7 EL Caribe

6.7.1 Proyección del consumo final

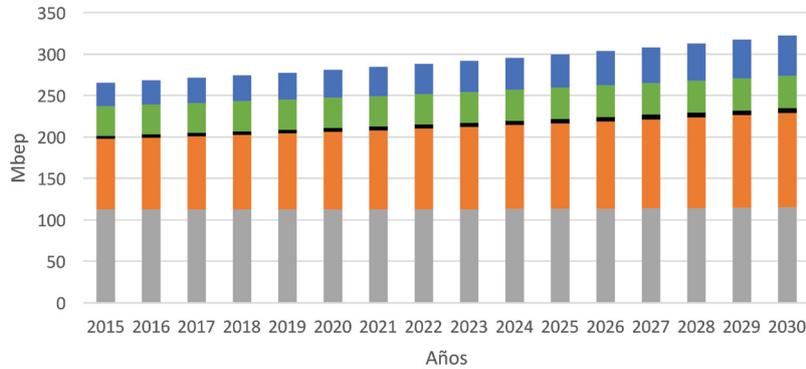


Tabla 6.38. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, escenario EPA (Mbep)

Fuentes	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	113	113	113	115	0.1%
Gas natural	85	94	103	114	2.0%
Carbón mineral y coque	4	5	5	6	3.0%
Biomasa	36	37	38	39	0.6%
Electricidad	28	34	40	48	3.6%
TOTAL	266	281	300	322	1.3%

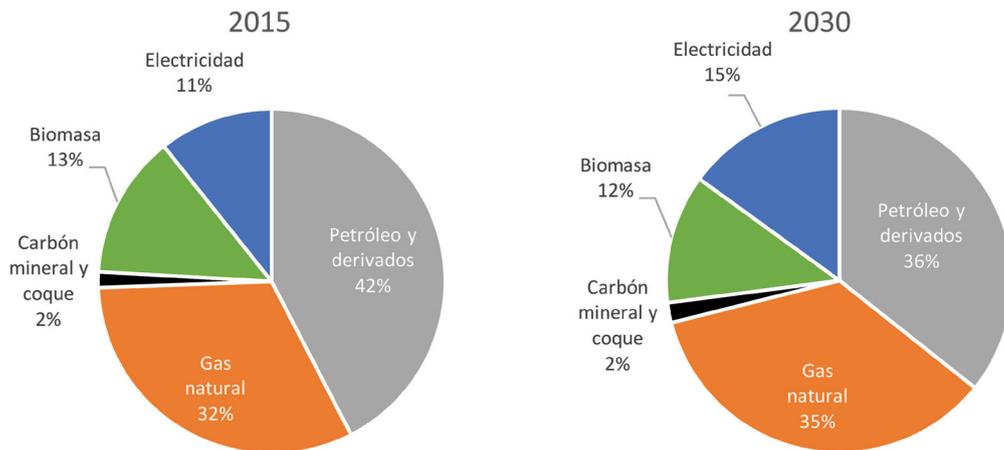
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.46. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, Escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.47. Evolución de la matriz de consumo final de energía en El Caribe, Escenario EPA



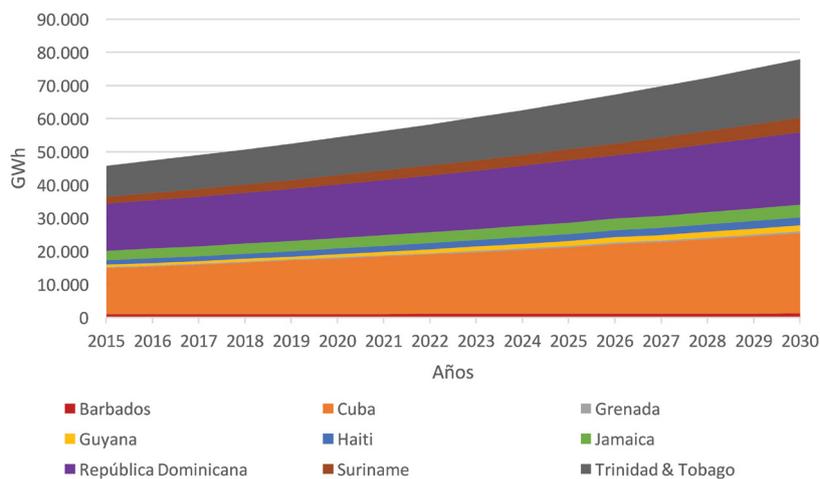
En la matriz de consumo final en El Caribe, la electricidad y el gas natural, ganan participación porcentual en la matriz de consumo final, ganándole terreno a los petrolíferos y a la biomasa, como se puede observar en la figura 6.47.

Tabla 6.39. Proyección del consumo final de electricidad por país (GWh)

País	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Barbados	970	1,025	1,104	1,200	1.4%
Cuba	13,948	16,756	20,040	24,227	3.7%
Grenada	258	330	429	566	5.4%
Guyana	688	992	1,489	1,804	6.6%
Haití	1,356	1,682	2,027	2,402	3.9%
Jamaica	2,922	3,150	3,461	3,838	1.8%
República Dominicana	14,147	16,154	18,742	21,730	2.9%
Suriname	2,029	2,799	3,450	4,515	5.5%
Trinidad & Tobago	9,403	11,401	14,090	17,576	4.3%
TOTAL	45,722	54,289	64,832	77,857	3.6%

Fuente: elaboración propia en base a los planes de expansión del sector eléctrico de los países

Figura 6.48. Proyección del consumo final de electricidad en El Caribe



Fuente: elaboración propia en base a los planes de expansión del sector eléctrico de los países

El crecimiento del consumo de electricidad en la subregión del Caribe, tiene un ritmo aproximado de 3.6% anual, el cual está determinado por la contribución principalmente de tres países: Cuba, República Dominicana y Trinidad y Tobago, que son los mayores consumidores de electricidad en la subregión, los cuales mantienen sus posiciones relativas durante todo el período de proyección (ver figura 6.48). Cabe destacar sin embargo que el crecimiento más acelerado en el consumo de electricidad ocurre en Guyana, Surinam y Granada, como se observa en la tabla 6.39.

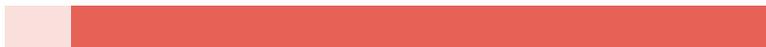
6.7.2 Proyección de la generación eléctrica

En los cronogramas de expansión de la capacidad de generación eléctrica de la mayoría de los países de El Caribe, tiene todavía relevancia los proyectos térmicos convencionales a diésel-fuel. Sin embargo, República Dominicana y Trinidad y Tobago, apuestan por grandes proyectos de carbón mineral y gas natural, para sustentar el abastecimiento en el periodo de proyección. Tal es el caso de República Dominicana, donde el proyecto de generación eléctrica más importante en su cronograma, corresponde a la central carboeléctrica de Punta Catalina, que con sus dos fases programadas para entrar en operación en

el 2018 y 2019, suma 832 MW adicionales a su parque generador. Esta central se abastecerá de carbón mineral importado desde Colombia. Trinidad y Tobago por su parte, planea instalar 1000 MW adicionales de centrales a gas natural durante el período de estudio. En cuanto a ERNC, las adiciones de capacidad más importantes en la subregión, corresponden a Biomasa, eólica y solar, destacándose Cuba por su mayor orientación hacia estas tecnologías (tabla 6.40).

Tabla 6.40. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en El Caribe

País	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
Barbados	2016			8				2	10
	2017			-14				2	
	2018			2		85		3	
	2019			-55					
	2020								
	2021							2	
	2022			-22					
	2023								
	2024			21					
	2025			-18					1
	2026								
	2027			12					
	2028			-1					
	2029								4
2030			30						
Cuba	2016								
	2017	4		80					50
	2018	4		196					50
	2019	4				100		391	50
	2020	4				110		35	50
	2021	4				130		213	50
	2022	4				150			50
	2023	4				80			50
	2024	4				70			50
	2025	4				70			50
	2026	4				80			50
	2027	4				80			50
	2028	4							50
	2029	4							50
	2030	4							53



Grenada	2016								
	2017								
	2018								
	2019								
	2020								
	2021				8				
	2022								
	2023								
	2024								
	2025								
	2026				9				
	2027								
	2028								
2029									
2030									

País	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
Guyana	2016								
	2017								
	2018				24				6
	2019								
	2020								
	2021	165							
	2022								
	2023								
	2024								
	2025				10				
	2026				6				
	2027								
	2028								
2029									
2030									
Haití	2016								
	2017								
	2018				64			11	
	2019								
	2020								
	2021								
	2022				119			21	
	2023								
	2024								
	2025								
	2026				281			50	
	2027								
	2028								
2029									
2030				187			33		
Jamaica	2016								
	2017								
	2018				200				
	2019								
	2020	25						50	
	2021				200				
	2022								
	2023								
	2024				200				
	2025								
	2026								
	2027	25			167			50	36
	2028								
2029									
2030									



País	Año	Hidro	Gas Natural	Diesel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
Rep. Dominicana	2016		114					50	30
	2017							50	
	2018		300	-300	447	30		184	50
	2019				385			100	50
	2020							50	52
	2021								
	2022								
	2023								
	2024								
	2025								
	2026								
	2027								
	2028								
	2029								
2030				500					
Suriname	2016								
	2017								
	2018								
	2019								
	2020								
	2021								
	2022								
	2023								
	2024								
	2025								
	2026								
	2027		225		237				
	2028								
	2029								
2030									
Trinidad y Tobago	2016								
	2017		300						
	2018								
	2019								
	2020								
	2021			400					
	2022								
	2023								
	2024								
	2025								
	2026								
	2027			300					
	2028								
	2029								
2030									

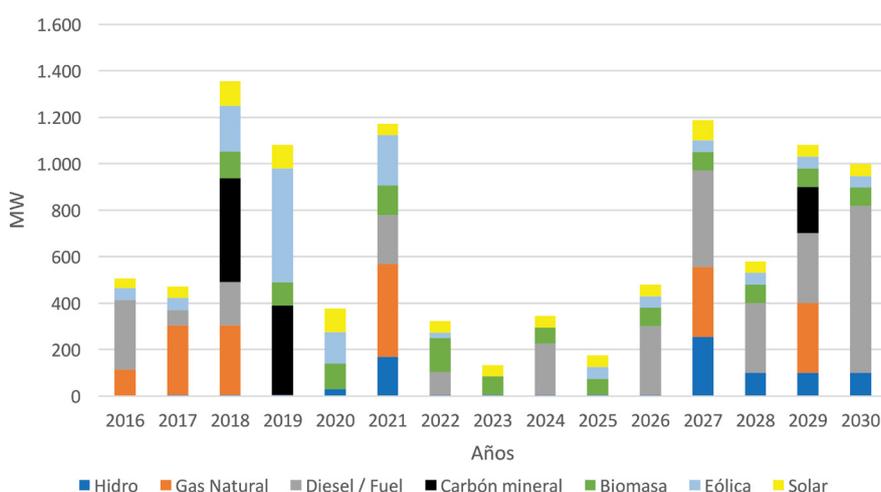
Puesto que no todos los países aportaron con información en sus planes de expansión del sector eléctrico, suficiente para cubrir el crecimiento de la demanda subregional durante todo el período de estudio, se procedió a ajustar el cronograma de instalación de capacidad de la subregión, como se muestra en la tabla 6.41.

Tabla 6.41. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada de El Caribe ajustada (MW)

País	Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
El Caribe	2016	0	114	300	0	0	0	52	40
	2017	4	300	66	0	0	0	52	50
	2018	4	300	186	447	115	0	198	106
	2019	4	0	0	385	100	0	491	100
	2020	29	0	0	0	110	0	135	102
	2021	169	400	208	0	130	0	215	50
	2022	4	0	97	0	150	0	21	50
	2023	4	0	0	0	80	0	0	50
	2024	4	0	221	0	70	0	0	50
	2025	4	0	0	0	70	0	50	50
	2026	4	0	296	0	80	0	50	50
	2027	254	300	416	0	80	0	50	86
	2028	100	0	300	0	80	0	50	50
	2029	100	300	300	200	80	0	50	50
	2030	100	0	717	0	80	0	50	53

Fuente: elaboración propia en base a los planes de expansión del sector eléctrico de los países

Figura 6.49. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en El Caribe



Fuente: elaboración propia en base a los planes de expansión del sector eléctrico de los países

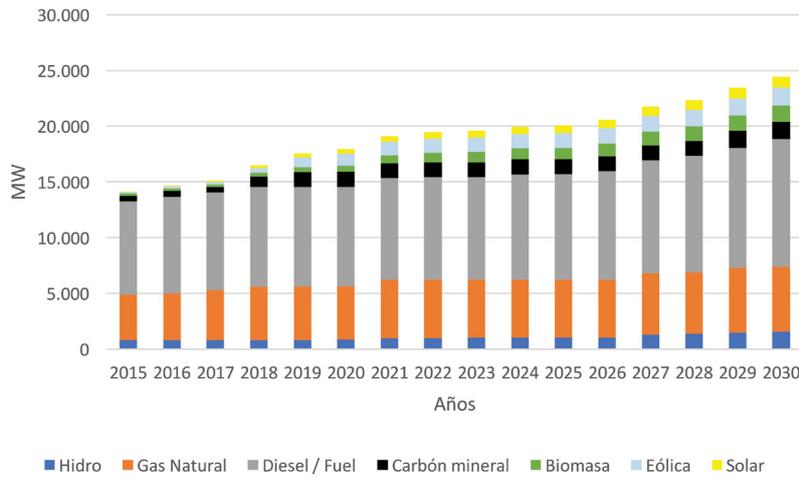


Tabla 6.42. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe, escenario EPA (MW)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	800	841	1,026	1,584
Gas natural	4,088	4,802	5,202	5,802
Diésel-Fuel	8,374	8,926	9,452	11,481
Carbón mineral	500	1,332	1,332	1,532
Biomasa	233	558	1,058	1,458
Eólica	114	1,042	1,328	1,578
Solar	60	458	708	997
TOTAL	14,170	17,960	20,107	24,433

Fuente: Resultados de la simulación en base a los cronogramas de instalación/retiro

Figura 6.50. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación en base a los cronogramas de instalación/retiro

De acuerdo a los cronogramas de instalación/retiro de centrales eléctricas planteados por los países de El Caribe, la capacidad de generación eléctrica en la subregión se incrementaría hasta el año 2030, en un 72% respecto al año base lo que representa alrededor de 10,263 MW adicionales. Cabe mencionar también, que mientras en el año base la ERNC participaban en la subregión con un modesto 3% de la capacidad total, esta participación alcanza el 17% en el año 2030.

Para el cálculo de la generación eléctrica de cada tecnología disponible, se utilizó la prioridad de despacho que se indica en la tabla 6.43. Aunque se suele mencionar, la posibilidad de proyectos de interconexión eléctrica mediante cables submarinos entre países insulares y países continentales, no se ha considerado en la prospectiva, capacidades de importación o exportación de electricidad para la subregión.

Tabla 6.43. Prioridad de despacho de las tecnologías de generación eléctrica en El Caribe

Orden de despacho	Tecnología
1	Hidroeléctrica
2	Eólica
3	Solar
4	Biomasa
5	Carbón mineral
6	Gas natural
7	Diésel-Fuel

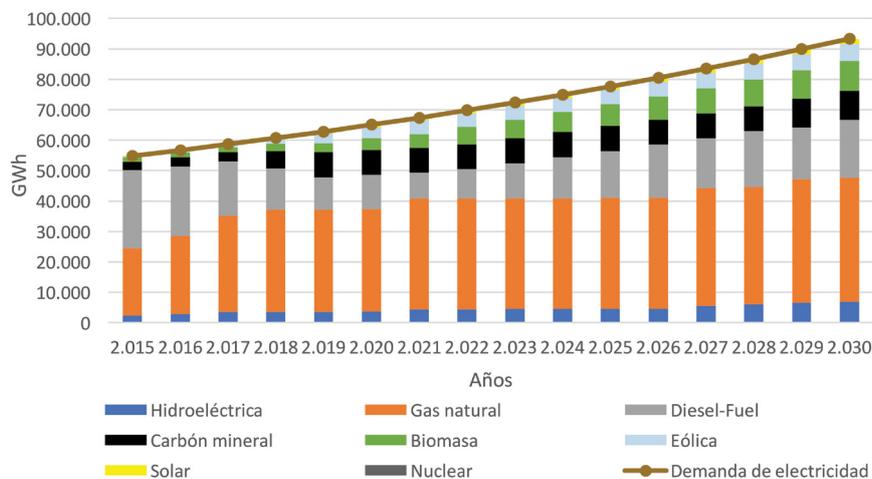
Fuente: Elaboración propia

Tabla 6.44. Proyección de la generación de electricidad en El Caribe, escenario EPA (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	2,398	3,684	4,494	6,938
Gas natural	22,039	33,655	36,458	40,663
Diésel-Fuel	25,674	11,307	15,514	19,163
Carbón mineral	2,696	8,169	8,169	9,395
Biomasa	1,573	3,763	7,132	9,828
Eólica	308	3,652	4,655	5,531
Solar	81	802	1,240	1,747
TOTAL	54,769	65,032	77,662	93,264

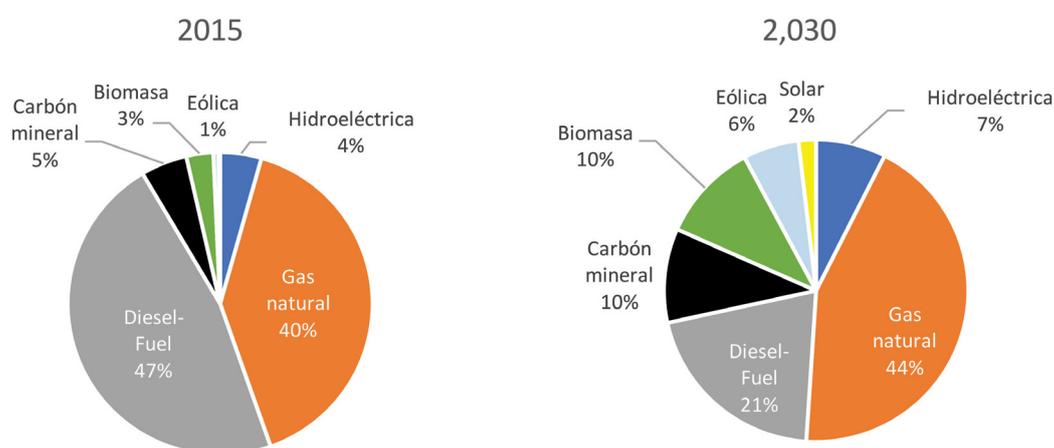
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.51. Proyección de la generación eléctrica en El Caribe, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.52. Evolución de la matriz de generación eléctrica en El Caribe, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

De la simulación realizada en el período de estudio, con base en la demanda de electricidad proyectada y a la disponibilidad de capacidad instalada para cada año, se obtiene la evolución de la generación eléctrica que se muestra en la figura 6.52. Como se puede observar, el gas natural gana relevancia en la matriz de generación, desplazando a los petrolíferos. El carbón mineral también adquiere mayor participación debido al proyecto de Punta Catalina en República Dominicana; y en cuanto a las energías renovables (incluida la hidroenergía), su participación evoluciona de un 8% en el año base hasta alcanzar un importante 25% en el año 2030, gracias al aporte de las nuevas centrales a biomasa, eólicas, solares e hidroeléctricas.

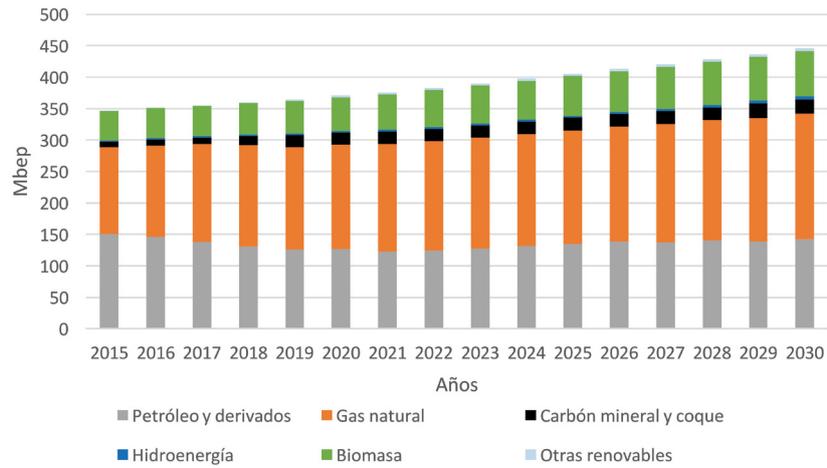
6.7.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 6.45. Proyección de la oferta total energía en El Caribe, escenario EPA (Mbep)

Fuentes	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	150	127	135	143	-0.3%
Gas natural	138	165	181	199	2.5%
Carbón mineral y coque	9	19	20	23	6.7%
Hidroenergía	2	3	3	5	7.3%
Biomasa	47	54	63	71	2.8%
Otras renovables	0.2	2.8	3.7	4.5	21.6%
TOTAL	347	371	405	445	1.7%

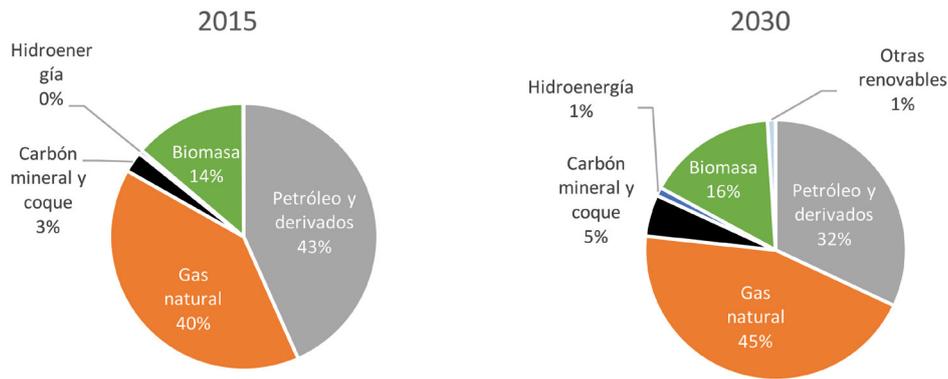
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.53. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.54. Evolución de la matriz de oferta total de energía en El Caribe, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

De forma muy similar a lo que ocurre con la matriz de generación eléctrica, en la evolución de la oferta total de energía para la subregión de El Caribe, se observa la sustitución parcial del uso de petróleo y sus derivados, por gas natural, carbón mineral y fuentes renovables, donde predomina la mayor oferta de biomasa. Respecto a la hidroenergía, esta fuente mantiene una participación muy marginal en la matriz de oferta energética durante todo el período de estudio.

6.8 América Latina y El Caribe (ALC)

6.8.1 Proyección del consumo final de energía

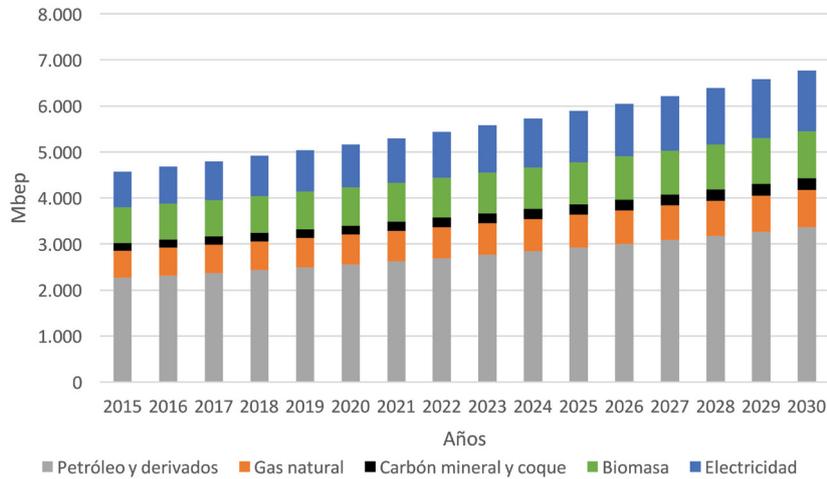
Tabla 6.46. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario EPA (Mbpw)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	2,261	2,554	2,916	3,360	2.7%
Gas natural	590	649	721	808	2.1%
Carbón mineral y coque	174	196	223	255	2.6%
Biomasa	767	832	916	1,022	1.9%
Electricidad	784	932	1,110	1,324	3.6%
TOTAL	4,576	5,163	5,886	6,769	2.6%

Fuente: Resultados de la simulación

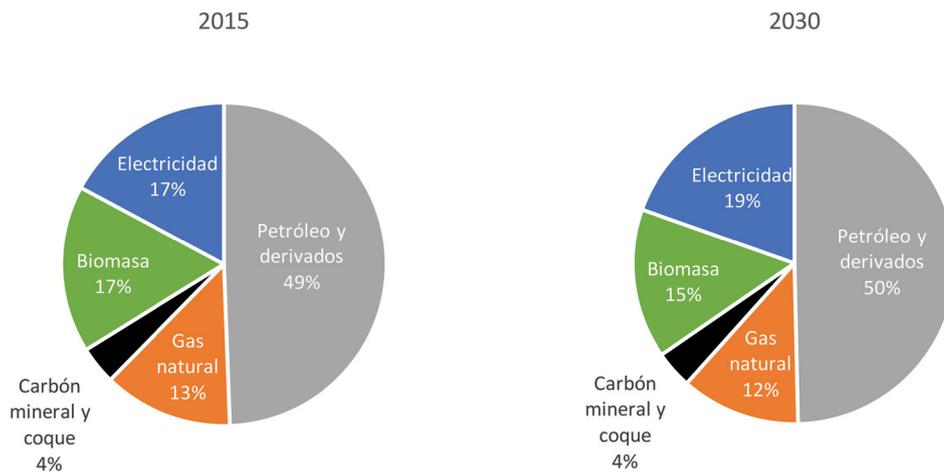


Figura 6.55. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario EPA



Fuente: Resultado de la simulación con SAME, escenario BAU

Figura 6.56. Evolución de la matriz de consumo final de energía en ALC, escenario EPA



Fuente: Resultado de la simulación con SAME, escenario BAU

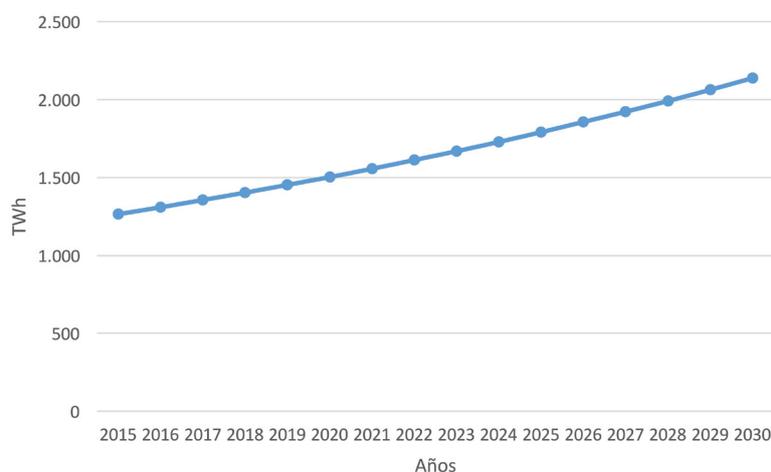
La evolución de la matriz de consumo final de ALC en el escenario EPA, es muy similar a la que ya se observó en el escenario BAU, pero con una menor penetración de electricidad (Figura 6.56).

Tabla 6.47. Proyección del consumo final de electricidad en ALC, escenario EPA (TWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	1,265	1,504	1,791	2,137	3.6%

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.57. Proyección del consumo final de electricidad en ALC, escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

La tasa de crecimiento promedio anual del consumo de electricidad para ALC, en el escenario EPA, resulta ser dos décimas porcentuales menor que en el escenario BAU.

6.8.2 Proyección de la generación eléctrica

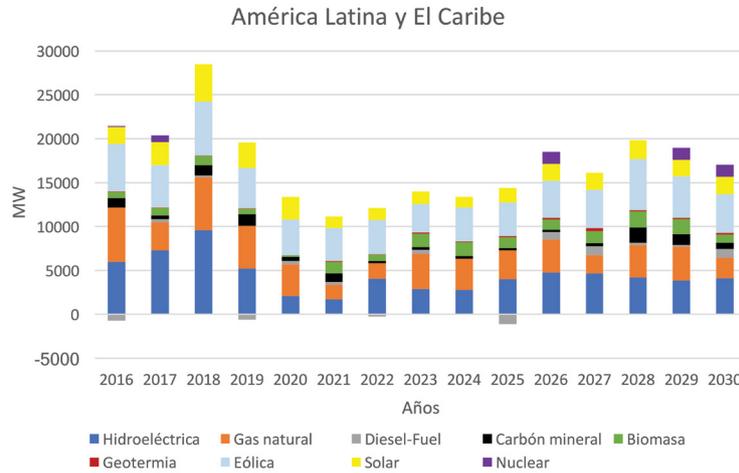
Tabla 6.48. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en ALC, Escenario EPA (MW)

Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	Nuclear
2016	5,996	5,025	-2,938	1,394	676	48	5,862	1,715	0
2017	7,337	3,449	2,289	414	1,359	51	4,679	2,226	745
2018	9,576	6,015	-1,169	1,212	1,056	45	6,104	4,286	0
2019	5,250	4,227	-3,586	1,298	607	55	4,602	2,909	0
2020	2,072	3,355	-2,121	481	206	-30	4,053	2,549	0
2021	1,721	856	-10	543	1,282	133	3,723	1,306	0
2022	4,076	1,397	-1,158	290	683	71	3,872	1,405	0
2023	2,886	3,815	-593	316	697	120	3,276	1,375	0
2024	2,769	3,551	-1,067	320	2,246	119	3,832	1,236	0
2025	4,022	3,293	-427	263	1,303	134	3,834	1,659	0
2026	4,729	3,769	1,069	237	1,194	233	4,176	1,918	1,405
2027	4,653	2,092	684	331	1,370	359	4,346	1,921	0
2028	4,185	3,203	261	1,699	1,820	182	5,800	2,124	0
2029	3,873	3,829	197	516	1,727	155	4,730	1,868	1,360
2030	4,086	2,351	990	46	872	210	4,441	1,974	1,361

Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países



Figura 6.58. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada en ALC, Escenario EPA



Fuente: Elaboración propia con base en planes de expansión del sector eléctrico de los países

Como se observa en la tabla 6.48 y figura 6.58, las tecnologías de generación eléctrica que predominarán en el cronograma de instalación de nueva capacidad durante el período de estudio para ALC, serán las hidráulicas, las centrales a gas natural y las eólicas.

Tabla 6.49. Proyección de la capacidad instalada en ALC, escenario EPA (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	162,241	192,471	207,945	229,471
Gas natural	67,798	89,869	102,781	118,026
Diesel-Fuel	45,260	37,734	34,479	37,680
Carbón mineral	20,736	25,535	27,268	30,097
Biomasa	19,834	23,738	29,948	36,930
Geotermia	1,484	1,653	2,231	3,370
Eólica	13,099	38,399	56,936	80,429
Solar	2,091	15,776	22,757	32,561
Nuclear	4,510	5,255	5,255	9,381
TOTAL	337,052	430,430	489,599	577,946

Fuente: Elaboración propia en base a planes de expansión del sector eléctrico de los países

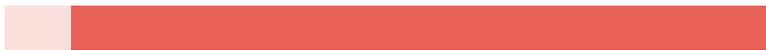
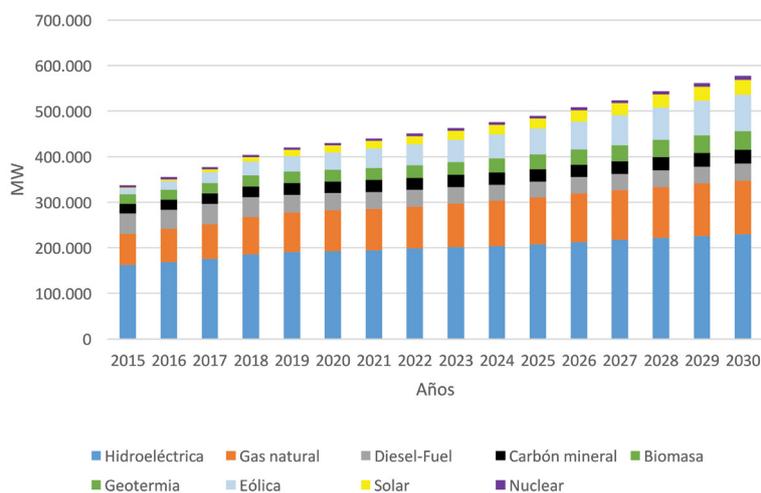


Figura 6.59. Proyección de la capacidad instalada en ALC, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Como muestran la tabla 6.49 y la figura 6.59, la capacidad instalada de generación eléctrica en ALC, mantendrá una mayor fracción hidráulica durante todo el período de estudio. Sin embargo, es evidente el incremento en la importancia del gas natural y de las ERNC como la eólica, la biomasa y la solar.

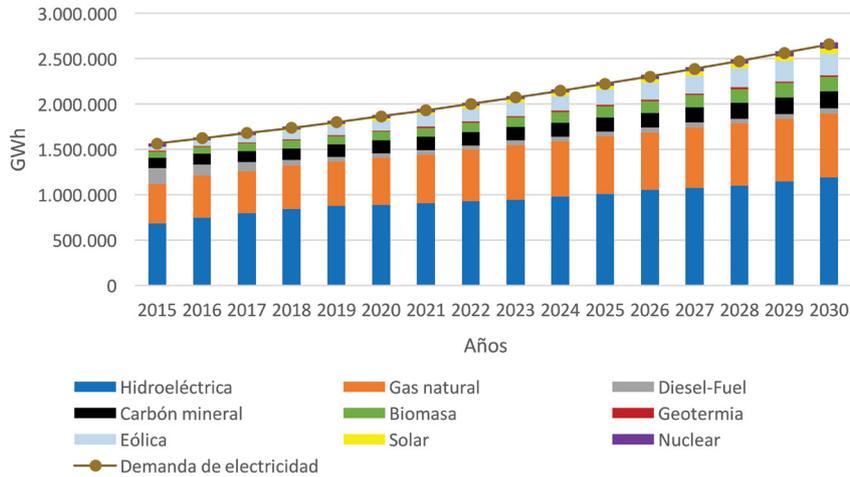
Tabla 6.50. Proyección de la generación de electricidad en ALC, escenario EPA (GWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	686,983	889,565	985,191	1,149,101
Gas natural	427,355	500,734	632,842	699,272
Diesel-Fuel	178,285	25,825	19,189	19,163
Carbón mineral	112,917	160,462	171,655	191,335
Biomasa	69,732	92,495	124,354	160,159
Geotermia	11,861	12,361	16,656	25,240
Eólica	39,521	134,556	211,808	298,421
Solar	5,763	32,530	46,726	68,720
Nuclear	33,277	38,551	38,551	69,697
TOTAL	1,565,695	1,887,079	2,246,971	2,681,108

Fuente: Resultados de la simulación

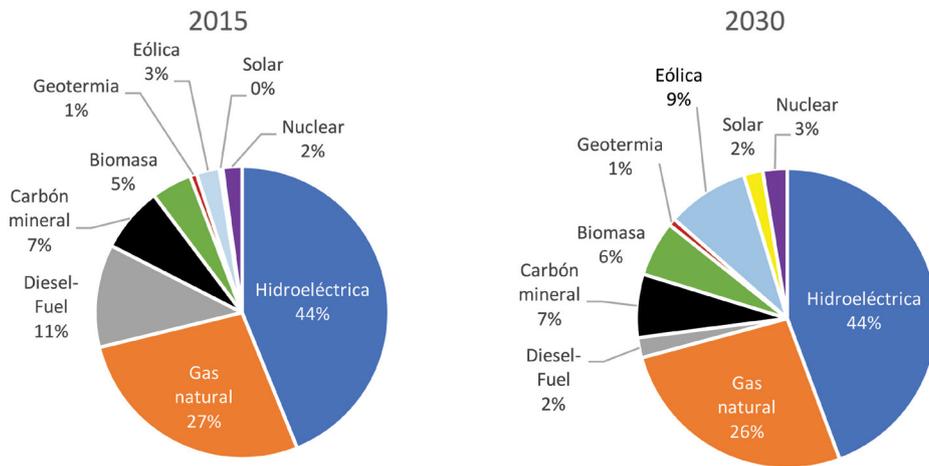


Figura 6.60. Proyección de la generación eléctrica en ALC, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 6.61. Evolución de la matriz de generación eléctrica en ALC, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

La generación eléctrica en ALC, continuará siendo dependiente principalmente de la hidroenergía y el gas natural, sin embargo, el aspecto más relevante en la evolución de la matriz, es el evidente incremento de participación de las ERNC, lo que contribuye a mejorar su índice de renovabilidad al pasar del 53% en el año base al 62% en el año 2030 (ver figura 6.61).

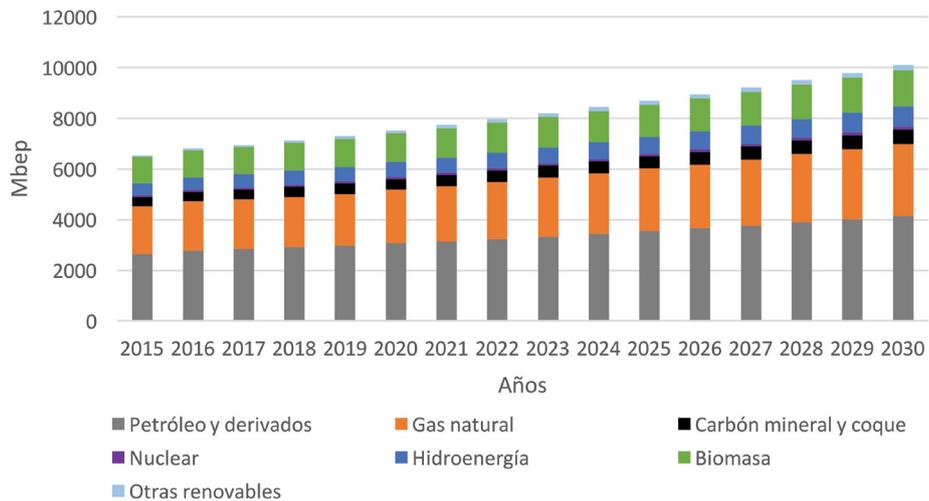
6.8.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 6.51. Proyección de la oferta total energía en ALC, escenario EPA (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	2,634	3,006	3,462	4,050	2.9%
Gas natural	1,895	2,080	2,465	2,811	2.7%
Carbón mineral y coque	369	463	517	582	3.1%
Nuclear	64	80	85	111	3.7%
Hidroenergía	471	587	649	763	3.3%
Biomasa	1,041	1,131	1,264	1,430	2.1%
Otras renovables	57	127	183	254	10.4%
TOTAL	6,532	7,474	8,626	10,000	2.9%

Fuente: Resultados de la simulación

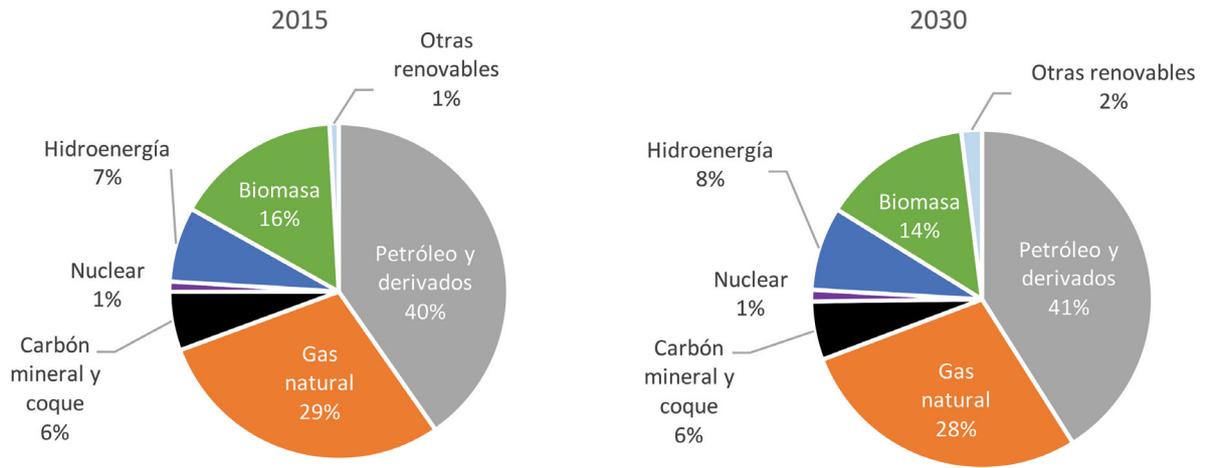
Figura 6.62. Proyección de la oferta total de energía en ALC, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación



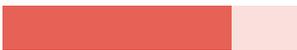
Figura 6.63. Evolución de la matriz de oferta total de energía en ALC, escenario EPA



Fuente: Resultados de la simulación

La matriz de oferta total de energía de ALC, presenta durante todo el período de proyección predominio de los hidrocarburos. Aunque el índice de renovabilidad, no varía, la hidroenergía y otras fuentes renovables (eólica, solar y geotermia), ganan terreno frente a la biomasa (figura 6.63).

7. Análisis comparativo de las emisiones de CO₂e de los escenarios EPA y BAU, en relación con las metas de reducción implícitas en los NDCs



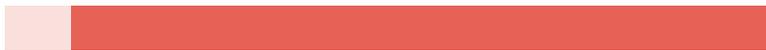
7. Análisis comparativo de las emisiones de CO₂e de los escenarios EPA y BAU, en relación con las metas de reducción implícitas en los NDCs

7.1 Introducción

El objetivo del presente capítulo, es obtener los porcentajes de reducción de emisiones de CO₂e de la matriz energética de las diferentes subregiones analizadas, mediante la aplicación de políticas actuales de desarrollo energético (Escenario EPA), en comparación con las producidas en el escenario de línea base BAU, y la diferencia de éstas, con las metas referenciales de reducción implícitas en las NDCs.

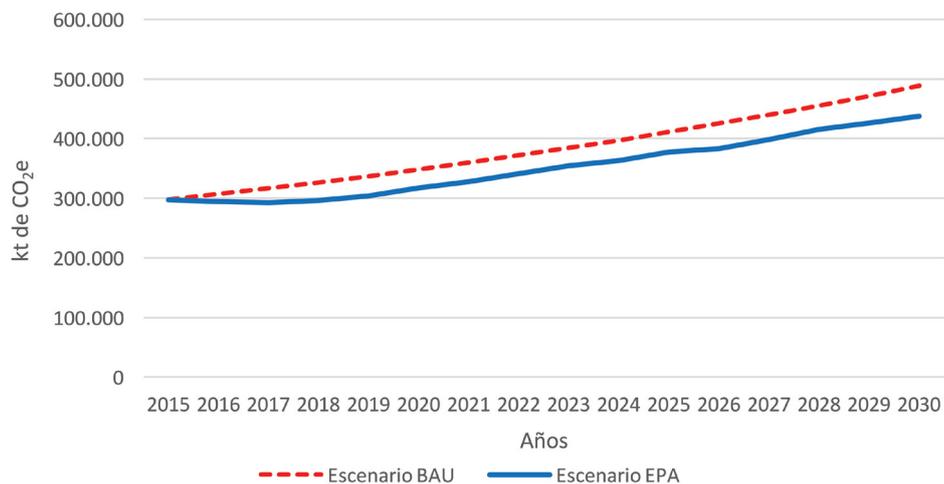
La magnitud de las emisiones de GEI valorada en miles de toneladas (kt) de CO₂e, se calcula multiplicando cada flujo de la matriz energética, tanto de oferta como de consumo, medido en miles de barriles equivalentes (kbep), por su correspondiente factor de emisión. Los factores de emisión utilizados, son los propuestos por el IPCC y se encuentran recopilados en la base de datos del SiELAC de OLADE, los mismos que se pueden observar en el Anexo V del presente documento.

En el caso de la generación eléctrica, los factores de emisión de GEI, corresponden exclusivamente al uso de combustibles fósiles, ya que para la energía nuclear y las fuentes de energía renovables, incluyendo la biomasa, los factores de emisión se consideran nulos. De igual manera en el consumo final, tanto para la biomasa primaria como para la secundaria, se consideran factores nulos de emisión de CO₂e.



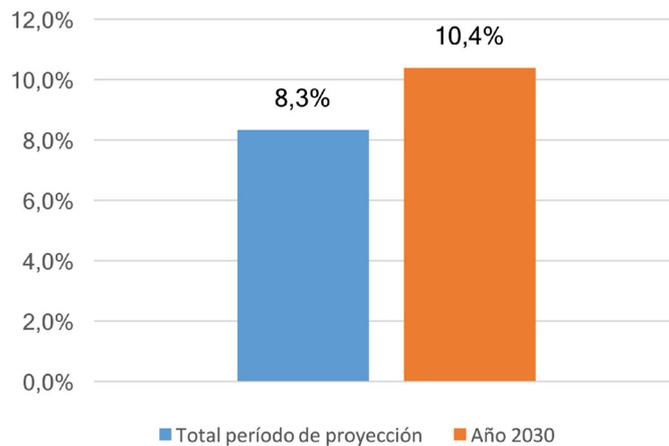
7.2 Brasil

Figura 7.1. Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética de Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 7.2. Porcentaje de reducción de emisiones de CO₂e de la matriz energética de Brasil, respecto al escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

Como se puede observar en la figura 7.2, la aplicación del escenario de políticas actuales (EPA) en Brasil, produciría un porcentaje de disminución de emisiones de CO₂e, respecto al escenario BAU de solamente un 8.3% durante todo el período de proyección y del 10.4% en valores anuales del año 2030. Estos porcentajes son muy inferiores a los que aparecen en los NDCs, de la mayoría de los países y de la tomada como referencia para la región (25-30%). Brasil plantea una reducción global del 43% al año 2030 en comparación con el año 2005 (ver Anexo II). Sin embargo, no se menciona una meta específica para el sector de la energía.



Un ejercicio reciente realizado en el Ministerio de Minas y Energía de Brasil (MME), establece algunas tasas promedio anual de variación de las emisiones de GEIs respecto al año 2015, para diferentes sectores, con las cuales este país podría cumplir con las metas definidas en sus NDCs. Dichas tasas se observan en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1. Variación de las emisiones de GEIs hasta el año 2030, para Brasil

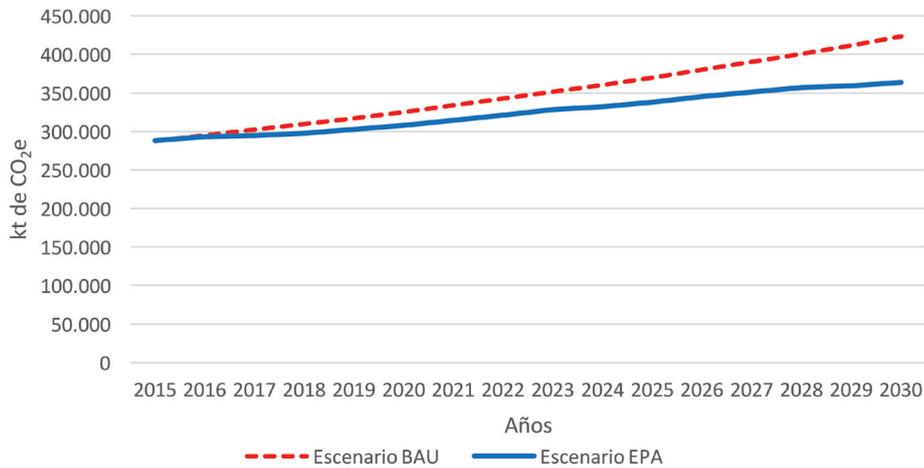
Sector de emisiones de GEIs	%2020 / 2005	%2030 / 2005	%t.p.a. 2015 /2005	%t.p.a 2020 /2015	%t.p.a 2030 /2015
Total	-37.0	-43.0	-6.7	4.7	0.9
Cambio en el uso del suelo y bosques	-67.9	-84.7	-16.1	13.3	-0.8
Agropecuario	11.4	16.5	0.8	0.6	0.5
Energético	57.8	88.7	3.7	1.8	1.8
Tratamiento de residuos y procesos industriales	43.8	75.3	2.7	2.0	2.0

Fuente: MME/DIE/SPE/Patusco, 2018

Como resultados de la simulación, las emisiones del escenario BAU crecen durante el período de proyección a una tasa promedio anual del 3.4%, mientras que en el EPA esta tasa se reduce a 2.6%, valor sin embargo más alto que el porcentaje presentado en la tabla 7.1 (1.8%). Con esta comparación, se concluye que el escenario EPA es insuficiente para el cumplimiento de la meta general de reducción de emisiones establecida por Brasil en sus NDCs.

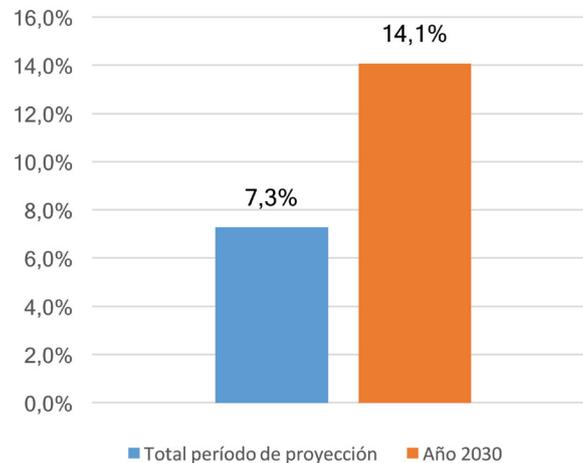
7.3 México

Figura 7.3. Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética de México



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 7.4. Porcentaje de reducción de emisiones de CO₂e de la matriz energética de México, respecto al escenario BAU



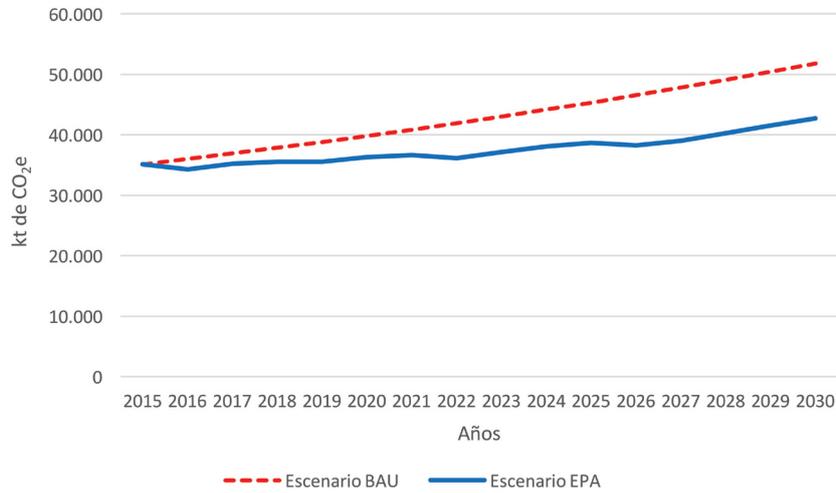
Fuente: Resultados de la simulación

En México, el porcentaje de reducción de emisiones de CO₂e para valores anuales en el año 2030, es aproximadamente el doble del porcentaje de reducción acumuladas en todo el período de proyección, como se observa en la Figura 7.4. Sin embargo, este porcentaje es mucho menor que el 25% establecido por México en sus NDCs como meta general de reducción de emisiones respecto al escenario BAU (ver Anexo II). Esto significa que, con el escenario EPA, el sector energético de México, no estaría realizando una contribución suficiente para conseguir dicha meta a pesar de que el sector es responsable del 67,3% del total de emisiones (ver Anexo VI).



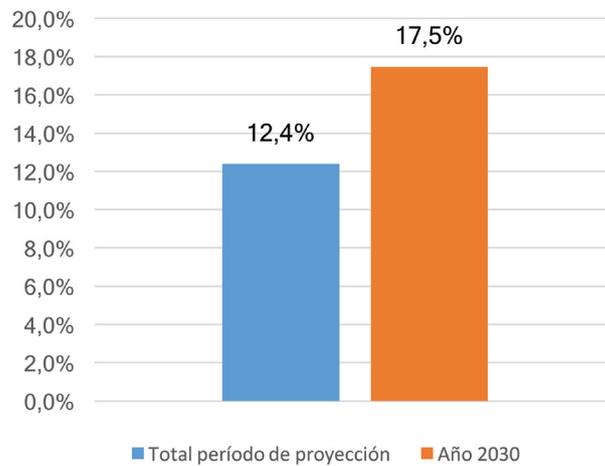
7.4 América Central

Figura 7.5. Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética de América Central



Fuente: Resultados de la simulación

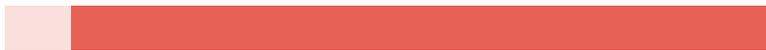
Figura 7.6. Porcentaje de reducción de emisiones de CO₂e de la matriz energética de América Central, respecto al escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

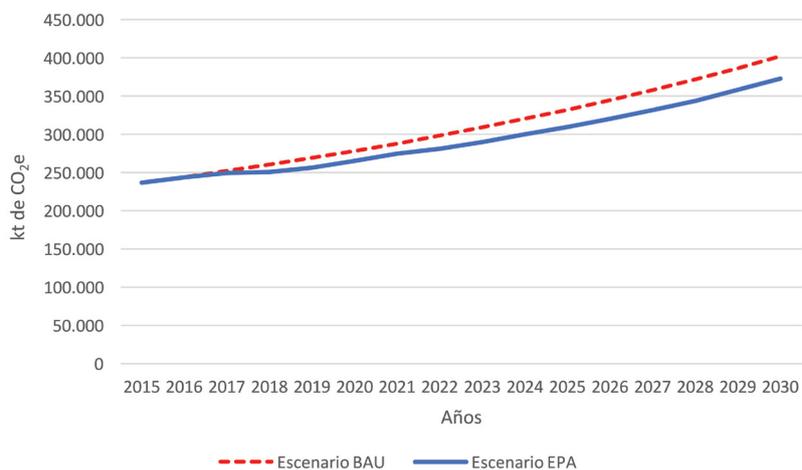
La subregión de América Central es la que mayores porcentajes de reducción logra en las emisiones de CO₂e del sector energético, gracias a la aplicación de las políticas actuales de desarrollo energético (EPA). Esto se debe al importante componente renovable de los cronogramas de expansión del sector eléctrico de la mayoría de los países que la conforman.

Desafortunadamente, los valores disponibles en los NDCs de los países de esta región no son suficientes para extraer conclusiones con respecto a si las políticas actuales bastan para alcanzar las metas. Guatemala presenta un objetivo entre el 11,2% y el 22,5% y Honduras un máximo del 15,0%.



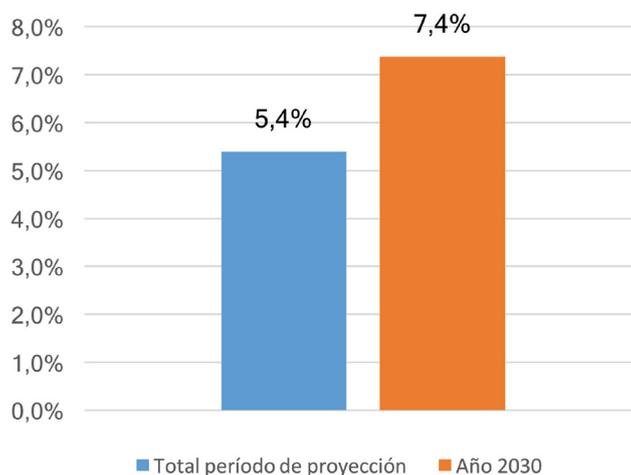
7.5 Subregión Andina

Figura 7.7. Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética de la Subregión Andina



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 7.8. Porcentaje de reducción de emisiones de CO₂e de la matriz energética de la Subregión Andina, respecto al escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

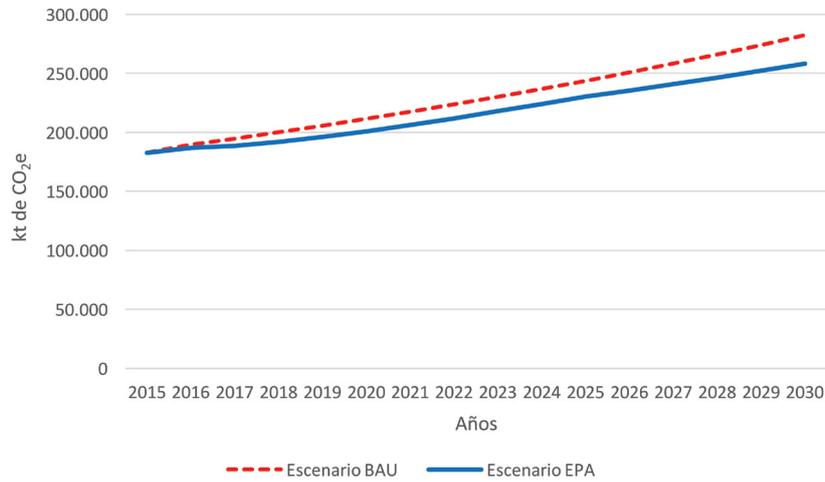
La diferencia entre las emisiones de CO₂e emitidas en el escenario EPA y el escenario BAU en la Subregión Andina, es relativamente baja debido a que, en ambos escenarios, las matrices de generación eléctrica son predominantemente hidráulicas; y dado el abundante potencial de este recurso en la subregión, es el que domina en los cronogramas de expansión de la mayoría de países que la integran.

De acuerdo a las NDCs de los países andinos (Anexo II), se podría tomar como referencia una meta de reducción de emisiones de entre el 20 y 25% a nivel subregional, por lo que se haría necesario profundizar en las medidas de desarrollo energético limpio para alcanzar dicha meta referencial.



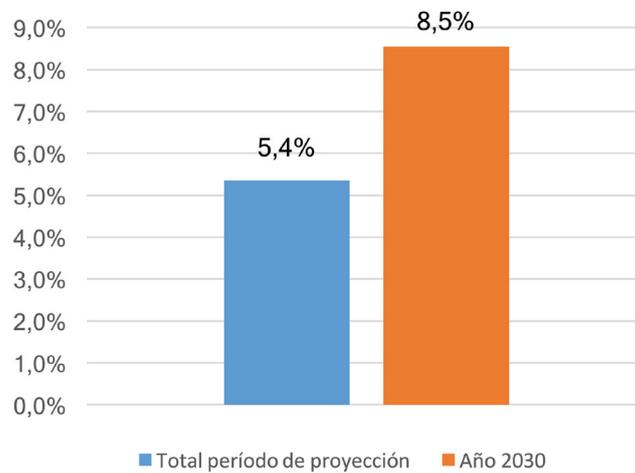
7.6 Cono Sur

Figura 7.9. Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética del Cono Sur



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 7.10. Porcentaje de reducción de emisiones de CO₂e de la matriz energética del Cono Sur, respecto al escenario BAU



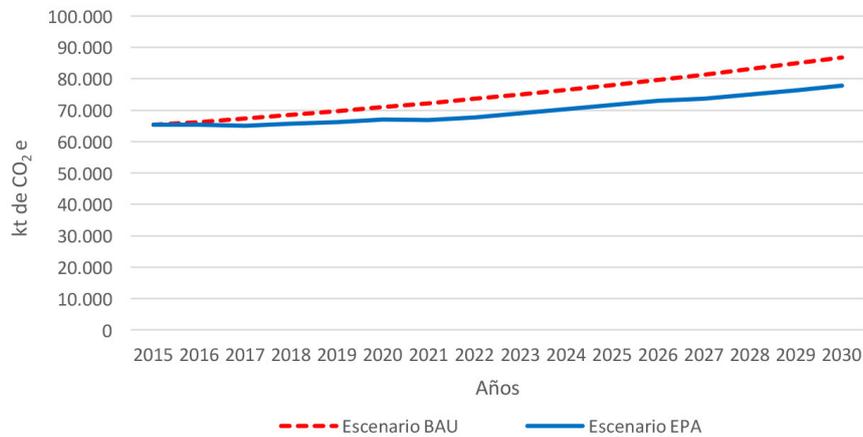
Fuente: Resultados de la simulación

Como se puede observar en la figura 7.10., de forma similar a lo que ocurre con la Subregión Andina, el escenario de políticas actuales EPA, produce relativamente bajos porcentajes de reducción de emisiones de CO₂e respecto al escenario BAU, ya que la matriz de generación eléctrica continúa dependiendo básicamente de la hidroenergía y el gas natural en ambos escenarios.

Teniendo en cuenta el peso de Argentina (reducción: 20-40%) y Chile (reducción 30-45%) en la región, una meta de reducción de emisiones de GEI al año 2030 del 20% resulta representativa para la región. Por tanto, la reducción presentada en la Figura 7.10 queda muy lejos de los valores que se pretenden.

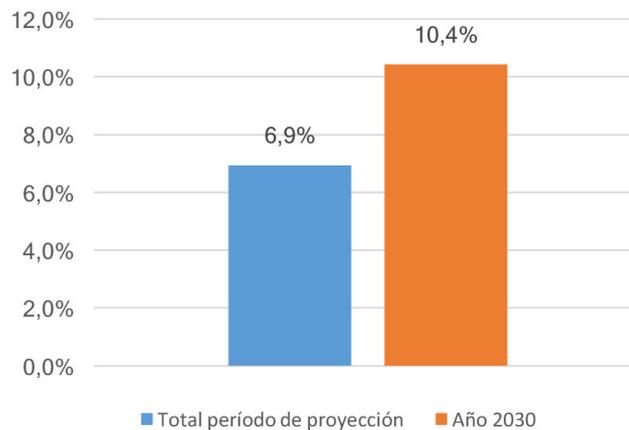
7.7 El Caribe

Figura 7.11. Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética de El Caribe



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 7.12. Porcentaje de reducción de emisiones de CO₂e de la matriz energética de El Caribe, respecto al escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

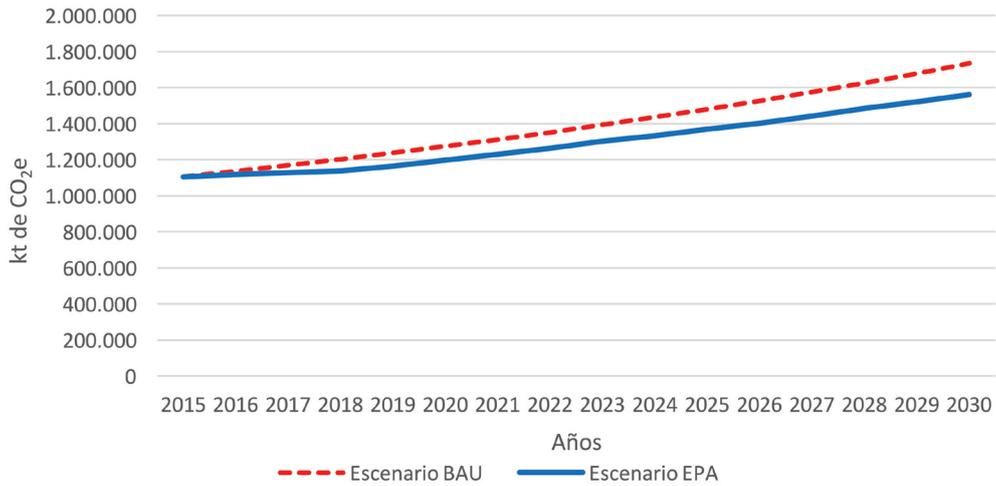
En el caso de EL Caribe, subregión altamente dependiente de fuentes fósiles, como el gas natural y los petrolíferos; y con limitados potenciales de hidroenergía y de ERNC, los porcentajes de disminución de emisiones de CO₂e conseguidos en el escenario EPA, respecto al escenario BAU, son del orden del 10.4% para el año 2030, como se observa en la figura 7.12.

Considerando el gran impulso que Cuba quiere dar a las energías renovables y a las ambiciosas reducciones de emisiones planteadas por países como Barbados, Granada, República dominicana y Trinidad y Tobago, una meta promedio del 15% resulta representativa de la región. Los valores calculados quedan, pues, por debajo de este. Está justificada, por tanto, una propuesta de un escenario energético alternativo que permita alcanzar dicha meta.



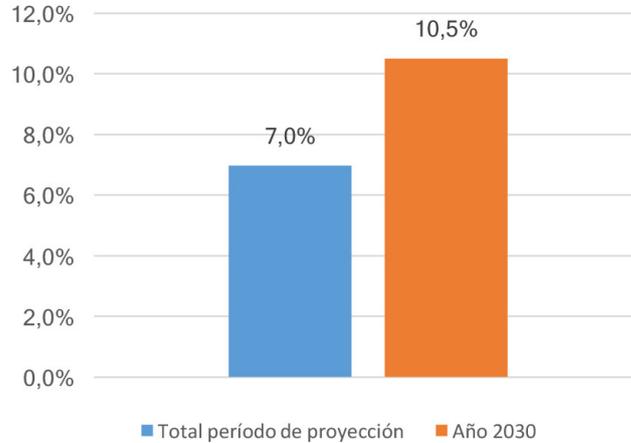
7.8 América Latina y El Caribe (ALC)

Figura 7.13. Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética de ALC



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 7.14. Porcentaje de reducción de emisiones de CO₂e de la matriz energética de ALC, respecto al escenario BAU



Fuente: Resultados de la simulación

En el panorama regional de ALC, el agregado de las emisiones de CO₂e de las diferentes subregiones, muestra que con el escenario EPA, se conseguiría valores relativamente modestos en los porcentajes de reducción, como se puede observar en la Figura 7.14. Como ya se mencionó en el capítulo 4, debido a la heterogeneidad de la región y a la falta de metas bien definidas de reducción de emisiones por parte de muchos países, no es posible extraer una conclusión precisa a nivel regional. Sin embargo, teniendo en cuenta las reducciones planteadas por los cuatro países con mayor peso económico en la región: Brasil (43%), México (25%), Argentina (20-40%) y Colombia (20-30%), se ha planteado una meta referencial para la región de ALC de entre el 25 y 30% respecto al escenario BAU. Con este rango, todo parece indicar que las reducciones que se alcanzarían por el escenario EPA a nivel regional serían insuficientes.

8. Construcción del escenario orientado al cumplimiento de las NDCs (ECN).

8. Construcción del escenario orientado al cumplimiento de las NDCs (ECN).

8.1 Consideraciones generales

Como se pudo observar en el capítulo anterior, los porcentajes de disminución de emisiones de CO₂e obtenidos de la simulación del escenario de políticas actuales (EPA), con respecto al escenario de línea base (BAU), resultan ser significativamente inferiores a las metas referenciales para el sector energético, definidas en relación con los NDCs. Por esta razón, se presenta este tercer escenario, donde se simula una política mucho más agresiva de desarrollo energético sostenible, que contempla medidas más vigorosas de eficiencia energética en los principales sectores de consumo y una transición más pronunciada hacia una matriz de generación eléctrica con fuentes de energía renovable. De esta forma se busca obtener porcentajes de reducción de las emisiones de GEI en el sector energético, que contribuyan de mejor manera a los compromisos asumidos por los países en la materia. Las premisas consideradas para la definición del escenario ECN son las siguientes:

- El escenario ECN, se configura en el Modelo SAME como una ramificación del escenario EPA, con raíz en el año 2016. Es decir que, a partir del año 2017, empiezan a surgir efecto las premisas de este nuevo escenario energético.
- El escenario ECN, es de anticipación o tipo “roadmap”, donde se define un futuro deseable de la matriz energética en el horizonte de estudio y luego se determina la evolución de dicha matriz desde su estado actual (año base) hasta dicho estado futuro.
- En el Anexo IV, se especifica las medidas de promoción de fuentes sustentables de energía y eficiencia energética, propuestas para cada subregión y sector de consumo, para el año 2030. Con estas medidas se pretende disminuir las emisiones de GEI en el consumo final, con base en: 1) reducir el consumo final total de energía, en el escenario ECN, manteniendo los mismos niveles de energía útil correspondientes al escenario EPA; y 2) incrementar el uso de fuentes no contaminantes, como la electricidad de origen renovable y los biocombustibles. Características específicas de dichas medidas se detallan a continuación:
 - a) Las medidas de eficiencia energética en los principales sectores de consumo (transporte, industrial, residencial y comercial), corresponden en algunos casos a sustitución de fuentes de energía y en otros, a sustitución de tecnologías convencionales por tecnologías más eficientes.
 - b) Se promueve una mayor penetración de la electricidad, en los usos finales afines, como transporte, cocción, fuerza motriz, calor directo, etc.

c) Se procura el Incremento en el consumo de biocombustibles en el transporte carretero, para desplazar parcialmente el uso de combustibles fósiles, especialmente gasolina y diésel.

d) Se propone el mayor aprovechamiento de la energía solar térmica para calentamiento de agua, en el sector residencial, a fin de reducir el gasto de combustibles fósiles y electricidad. Si bien, el consumo de esta fuente, puede estar implícito en los escenarios BAU y EPA, al ser considerada como una fuente sustituta, en el escenario ECN, queda explícito su uso diferencial en este escenario.

e) Debido al nivel de agregación de los datos de consumo disponibles, no es posible conocer de manera precisa los valores de eficiencias de transformación y de energía útil en los diferentes usos finales. Por esta razón, se utilizaron los valores relativos de eficiencias de consumo que se muestran en el Anexo III, con los cuales se puede calcular una energía útil de referencia y evaluar el efecto de la sustitución entre fuentes y tecnologías de consumo sobre el gasto de energía final.

- En los cronogramas de instalación de capacidad de generación eléctrica (ver Capítulo 6) se elimina la expansión de las tecnologías a carbón mineral y petrolíferos (Diesel-fuel) desde el año 2017. De este modo se favorece de manera muy importante a las ERNC, procurando sustituir el uso de fuentes fósiles con la mayor cantidad de recursos renovables disponibles, de acuerdo a los potenciales de cada región .
- Se mantiene el mismo orden de prioridad de despacho considerado en el escenario EPA, para las tecnologías de generación eléctrica.
- Se considera una disminución paulatina del porcentaje de pérdidas de energía eléctrica, en transmisión y distribución, tanto técnicas como comerciales, durante el período de estudio, de manera de llegar al 2030, con un máximo de 10% de estas pérdidas en todas las subregiones analizadas. Esta meta es justificable, al observar que la subregión del Cono Sur, ya en el año base estuvo muy cerca de dicho valor (11.9%).

En estricto rigor, el conjunto de medidas recogidas en el Anexo IV deberían ser sólo valores de partida del escenario ECN, los cuales deberían ajustarse para cada subregión mediante un proceso iterativo. En cada iteración se establecerían nuevas combinaciones de medidas hasta alcanzar la convergencia de los valores de emisiones obtenidos para cada nueva combinación con los valores de las metas establecidas en las NDCs. A la práctica, según se ha explicado ya en capítulos anteriores, el hecho de no disponer de metas cuantitativas precisas impide tal análisis. Por tanto, el escenario ECN aquí empleado es un escenario de trabajo definido a partir de las medidas planteadas en el Anexo IV, que se asumen como una primera aproximación útil para lograr el objetivo principal de este estudio (ver la Introducción). Estas medidas se han definido con base en la experiencia y conocimientos que tiene OLADE según valores que la Organización estima como factibles para las capacidades de la región ALC en el horizonte 2030, y, tal como se verá en el Capítulo 10, dan una idea del tipo de medidas que podrían adoptarse en la región para alcanzar los compromisos establecidos en las NDCs.

A continuación, se presentan los valores de consumo y generación más relevantes que resultan de la simulación del escenario ECN. El cálculo de emisiones para este escenario, así como su comparación con las emisiones de los escenarios BAU y EPA, se presenta en el Capítulo 10.

⁵ El gas natural es también un combustible fósil, pero es más limpio que el carbón mineral y los derivados de petróleo, por lo que en los planes de expansión de muchos países (México entre ellos) se considera una mayor penetración de esta fuente. Por esta razón no se consideró conveniente eliminar su expansión en el escenario ECN.



8.2 Brasil

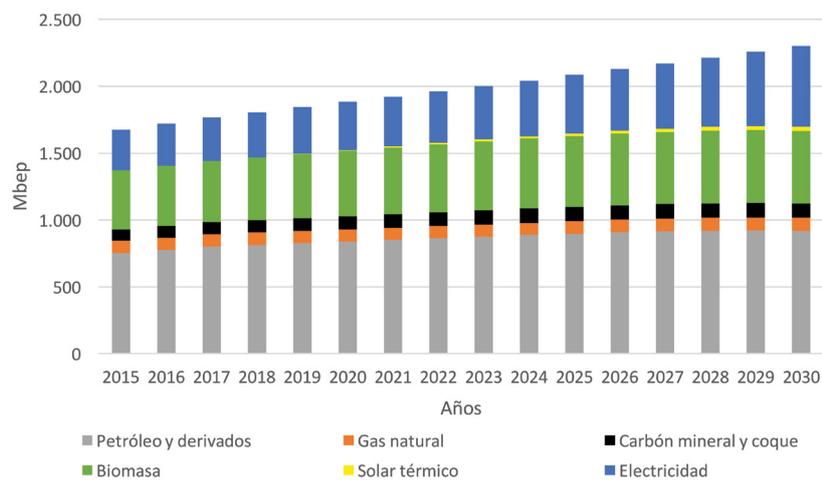
8.2.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 8.1. Proyección del consumo final de energía en Brasil, escenario ECN (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	753	839	898	917	1.3%
Gas natural	91	91	92	100	0.6%
Carbón mineral y coque	84	100	108	108	1.7%
Biomasa	443	488	530	541	1.3%
Solar térmica	0	6	20	34	18.4%
Electricidad	304	360	438	601	4.6%
TOTAL	1,676	1,883	2,086	2,301	2.1%

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.1. Proyección del consumo final de energía de Brasil, Escenario ECN.



Fuente: Resultados de la simulación

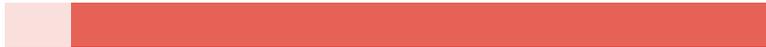
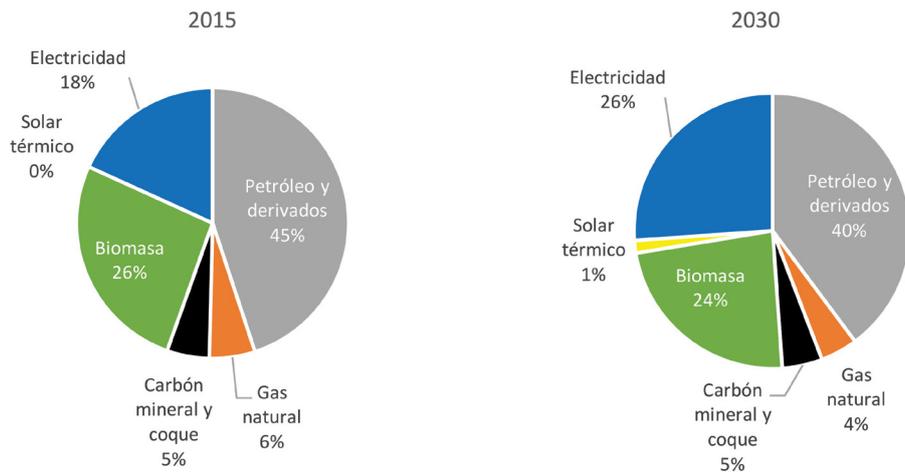


Figura 8.2. Evolución de la matriz de consumo final de energía de Brasil, Escenario ECN.



Fuente: Resultados de la simulación

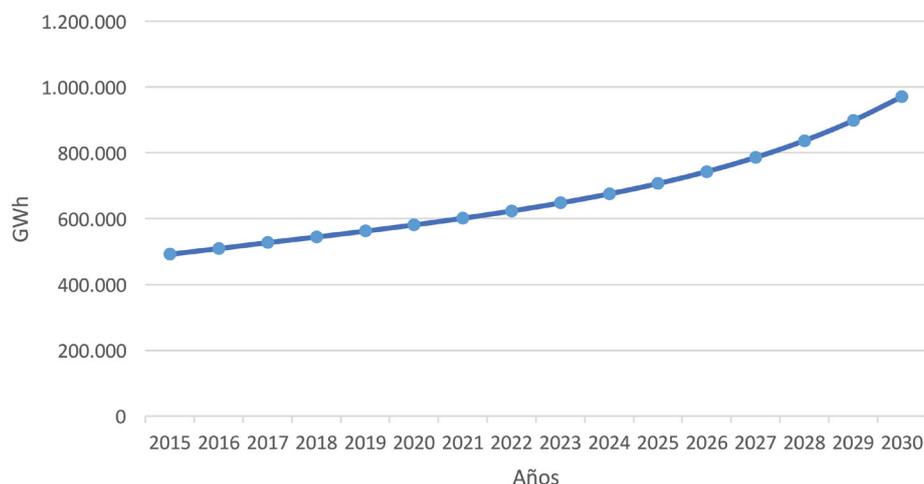
En el escenario ECN, la evolución de la matriz de consumo final de Brasil, se caracteriza por un importante incremento en la participación de la electricidad, un mayor uso de calentamiento de agua con colectores solares y una reducción apreciable en el uso de petrolíferos.

Tabla 8.2. Proyección del consumo de electricidad de Brasil, Escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.c.a
Electricidad	491,241	580,484	706,127	969,971	4.6%

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.3. Consumo total de electricidad de Brasil, Escenario ECN.



Fuente: Resultados de la simulación

En el escenario ECN, se aprecia un marcado incremento en la tasa de crecimiento anual del consumo de electricidad para los 5 últimos años del período de proyección (figura 8.3), debido a las medidas simuladas de mayor electrificación de usos finales, en el sector transporte, industrial, residencial y comercial.

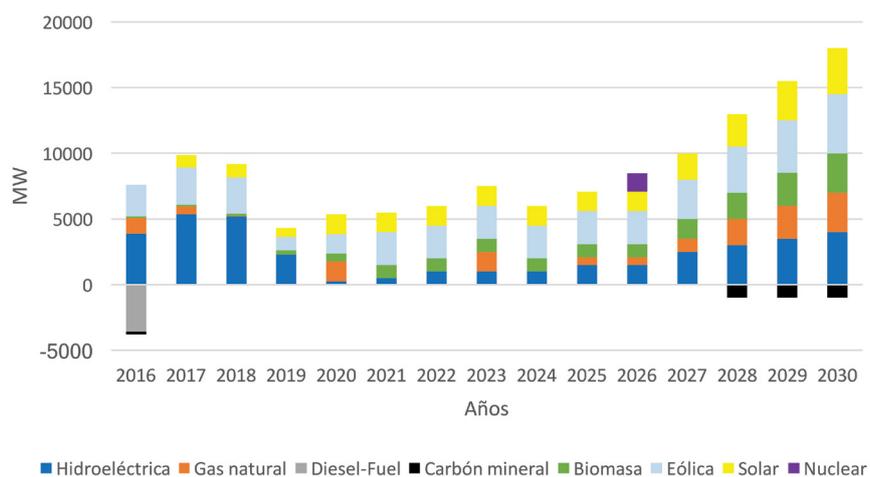
8.2.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 8.3. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en Brasil, Escenario ECN

Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	Nuclear
2016	3,868	1,215	-3,577	-215	137		2,392		
2017	5,380	591			129		2,818	939	
2018	5,218	28			172		2,755	1,030	
2019	2,285				324		1,047	670	
2020	265	1,521			571		1,500	1,500	
2021	500				1,000		2,500	1,500	
2022	1,000				1,000		2,500	1,500	
2023	1,000	1,500			1,000		2,500	1,500	
2024	1,000				1,000		2,500	1,500	
2025	1,500	584			1,000		2,500	1,500	
2026	1,500	583			1,000		2,500	1,500	1,405
2027	2,500	1,000			1,500		3,000	2,000	
2028	3,000	2,000		-1,000	2,000		3,500	2,500	
2029	3,500	2,500		-1,000	2,500		4,000	3,000	
2030	4,000	3,000		-1,000	3,000		4,500	3,500	

Fuente: Elaboración propia en base al Plan Decenal de Energía de Brasil (2016-2026)

Figura 8.4. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de Brasil, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia con base en el "Plan Decenal de Energía de Brasil 2016-2026" (EPE, 2017)

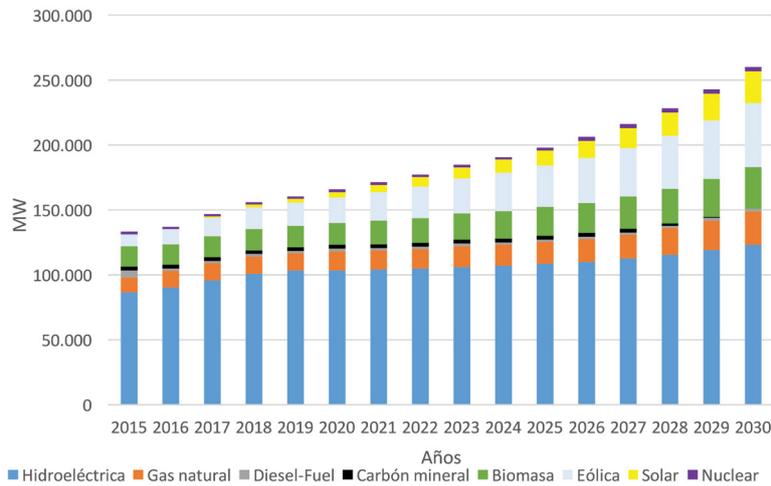
Tabla 8.4. Proyección de la capacidad instalada en Brasil, escenario ECN (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	86,540	103,556	108,556	123,056
Gas natural	11,317	14,672	16,756	25,839
Diésel-Fuel	5,542	1,965	1,965	1,965
Carbón mineral	3,064	2,849	2,849	0
Biomasa	15,773	17,106	22,106	32,106
Eólica	9,029	19,541	32,041	49,541
Solar	37	4,176	11,676	24,176
Nuclear	1,990	1,990	1,990	3,395
TOTAL	133,292	165,855	197,939	260,078

Fuente: Elaboración propia con base en el "Plan Decenal de Energía de Brasil 2016-2026" (EPE, 2017)



Figura 8.5. Capacidad instalada de generación eléctrica de Brasil, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia con base en el "Plan Decenal de Energía de Brasil 2016-2026" (EPE, 2017)

Como se observa tanto en el cronograma de instalación retiro, como en el gráfico de capacidad instalada total, la instalación de ERNC en Brasil se hace muy importante, sobre todo en los últimos 5 años del período de proyección, gracias a lo cual, la energía eólica, pasa a ocupar el segundo puesto en importancia, luego de la hidroenergía, en el año 2030.

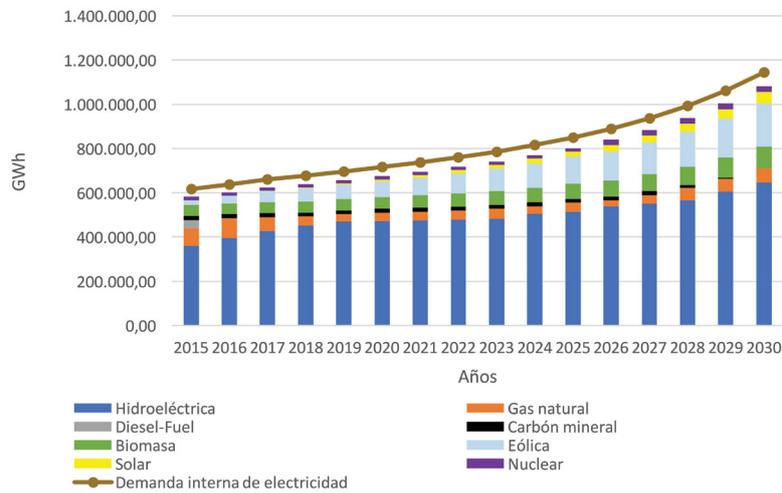
Tabla 8.5. Proyección de la generación de electricidad en Brasil, escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	359,975	471,718	513,513	646,782
Gas natural	79,541	38,758	41,699	63,228
Diésel-Fuel	37,735	0	0	0
Carbón mineral	19,108	17,767	17,767	0
Biomasa	49,059	53,205	68,756	99,858
Eólica	21,640	70,360	120,713	195,292
Solar	59	8,780	24,548	50,828
Nuclear	14,744	14,744	14,744	25,153
TOTAL	581,861	675,332	801,740	1,081,141

Fuente: Resultados de la simulación, Escenario EPA

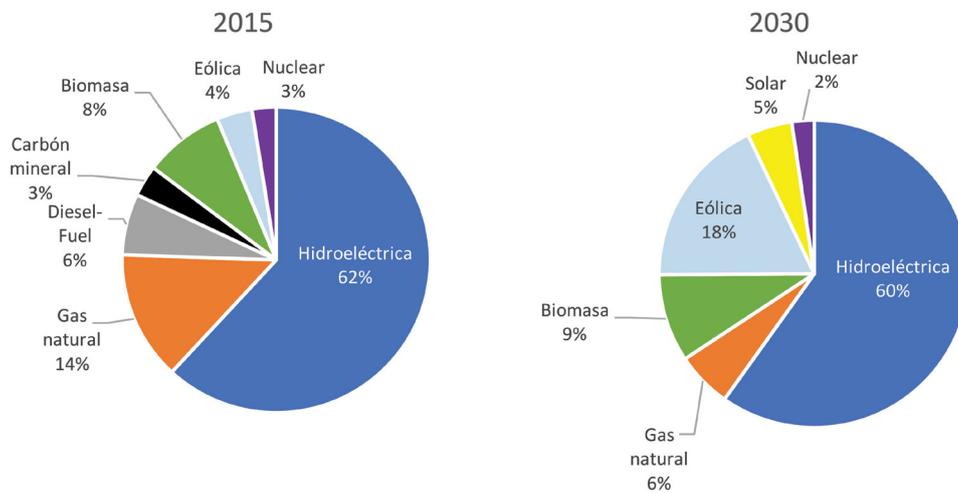


Figura 8.6. Proyección de la generación eléctrica de Brasil, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.7. Evolución de la matriz de generación eléctrica de Brasil, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

En cuanto a la evolución de la matriz de generación eléctrica de Brasil en el escenario ECN, cabe destacar que las únicas fuentes no renovables que todavía se usan en el año 2030, son el gas natural y la nuclear, con una participación minoritaria, mientras que las fuentes renovables ocupan el 92% de dicha matriz, apreciándose, el considerable incremento en la participación de la energía eólica y la solar.

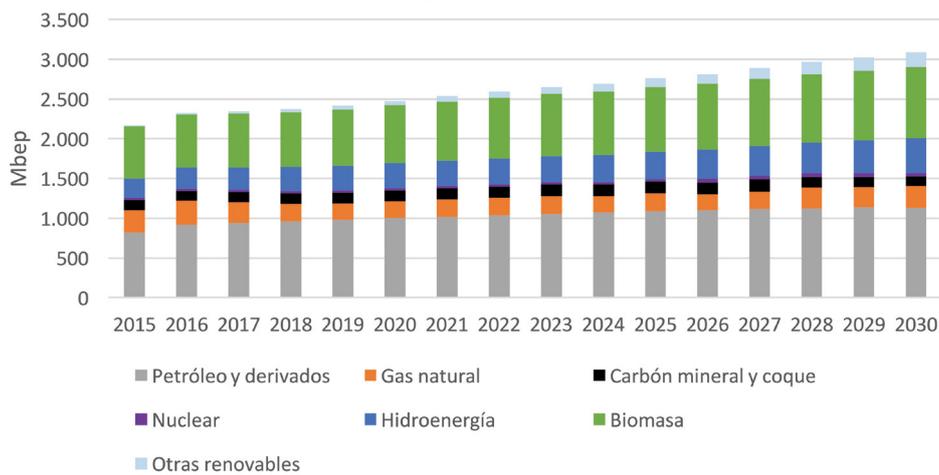
8.2.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 8.6. Proyección de la oferta total energía en Brasil, escenario ECN (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.c.a
Petróleo y derivados	821	999	1,088	1,132	2.2%
Gas natural	281	213	224	271	-0.2%
Carbón mineral y coque	127	139	149	120	-0.4%
Nuclear	28	28	28	47	3.6%
Hidroenergía	244	316	347	438	4.0%
Biomasa	655	724	815	893	2.1%
Otras renovables	13	55	110	187	16.6%
TOTAL	2,169	2,476	2,760	3,088	2.4%

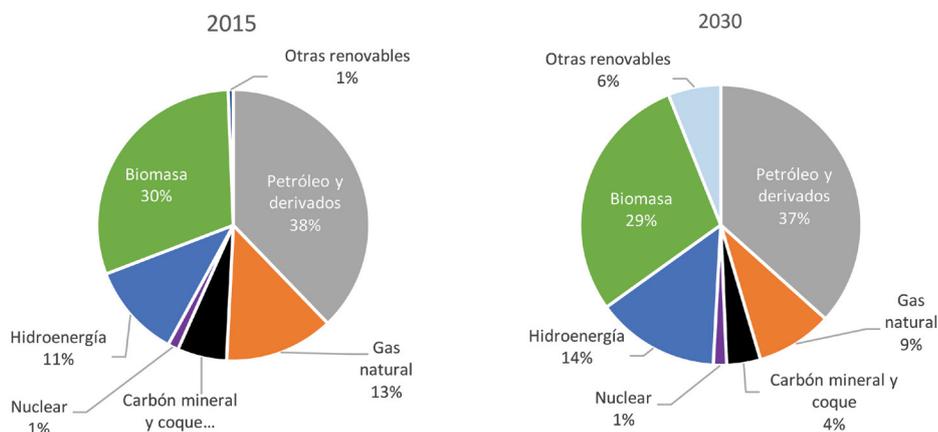
Fuente: Resultados de la simulación, Escenario EPA

Figura 8.8. Proyección de la oferta total de energía en Brasil, escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación, Escenario EPA

Figura 8.9. Evolución de la matriz de oferta total de energía en Brasil, escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

De manera similar a lo que ocurre con la matriz de generación eléctrica, con la simulación del escenario ECN, se logra un importante incremento de la renovabilidad de la matriz de oferta total de energía, pasando del 42% en el año base al 49% en el año 2030.

8.3 México

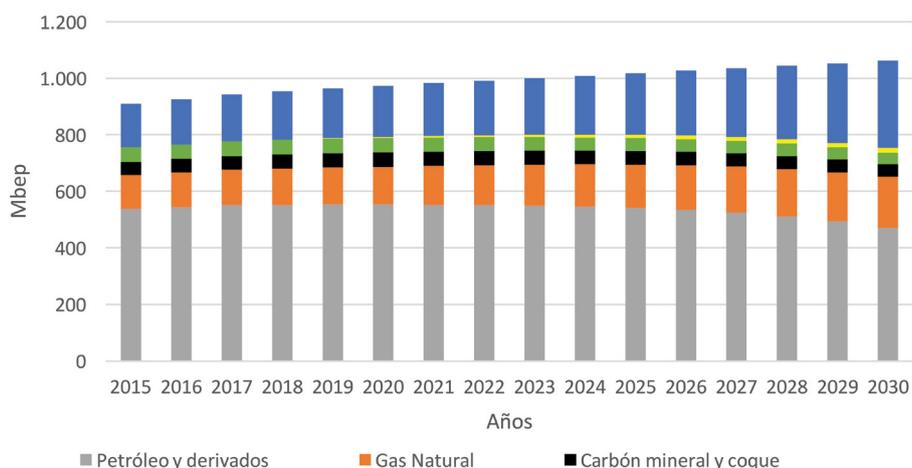
8.3.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 8.7. Proyección del consumo final de energía en México, escenario ECN (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	539	553	541	471	-0.9%
Gas natural	118	134	153	179	2.8%
Carbón mineral y coque	47	51	48	45	-0.4%
Biomasa	52	51	46	41	-1.5%
Solar térmico	0	4	11	17	15.7%
Electricidad	154	181	218	307	4.7%
TOTAL	910	973	1,018	1,061	1.0%

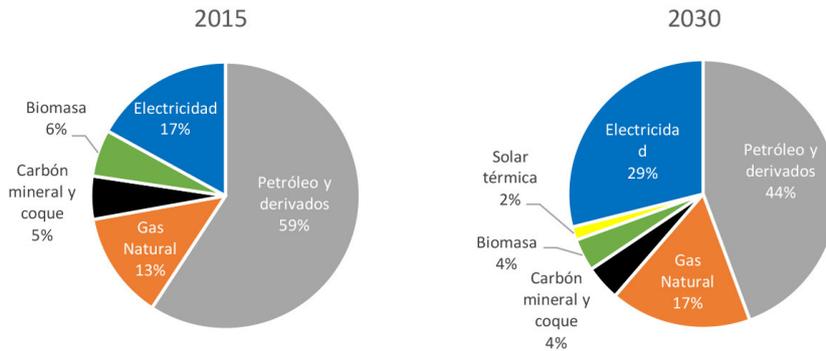
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.10. Proyección del consumo final de energía en México, escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.11. Evolución de la matriz de consumo final de energía en México, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

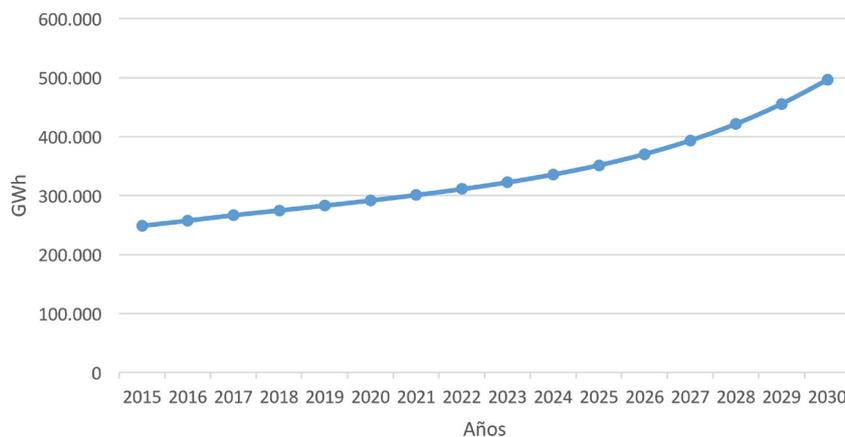
En la evolución de la matriz de consumo final de energía en México, para el escenario ECN, se puede apreciar el importante incremento en la participación de la electricidad y el gas natural y la drástica reducción del uso de petrolíferos. También se destaca la penetración de energía solar térmica, que corresponde al mayor uso de colectores solares para calentamiento de agua.

Tabla 8.8. Proyección del consumo de electricidad de México, Escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	248,895	291,779	351,473	496,019	4.7%

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.12. Consumo total de electricidad de México, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

El consumo anual de electricidad en México, para el escenario ECN, sufre una evidente aceleración en los cinco últimos años del período de proyección, como se observa en la figura 8.12, llegándose a duplicar en año 2030, respecto al año base. Esto se debe a las medidas de electrificación de usos finales en los principales sectores de consumo final, incluido el transporte.

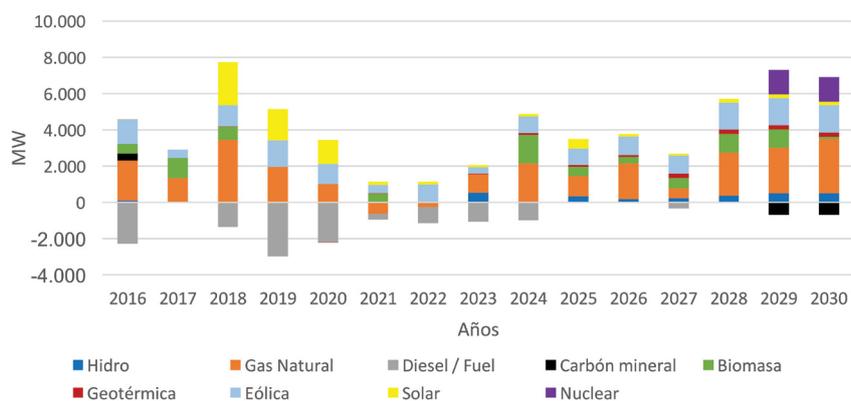
8.3.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 8.9. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en México, Escenario ECN

Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	Nuclear
2016	101	2,211	-2,280	378	527		1,361	14	
2017	53	1,284			1,096		468		
2018	29	3,404	-1,355		750	10	1,176	2,364	
2019		1,965	-2,974				1,452	1,727	
2020		1,017	-2,189			-30	1,093	1,335	
2021	27	-640	-320		452	25	450	205	
2022		-245	-899			50	944	162	
2023	516	1,034	-1,058			30	356	130	
2024		2,143	-992		1,574	116	910	120	
2025	327	1,109			533	108	891	537	
2026	186	1,963			336	130	1,026	120	
2027	230	539	-341		580	230	1,013	102	
2028	351	2,403			1,000	250	1,500	200	
2029	500	2,500		-700	1,000	250	1,500	200	1,360
2030	500	3,000		-700	100	250	1,500	200	1,361

Fuente: Elaboración propia en base al documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Figura 8.13. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de México, Escenario ECN



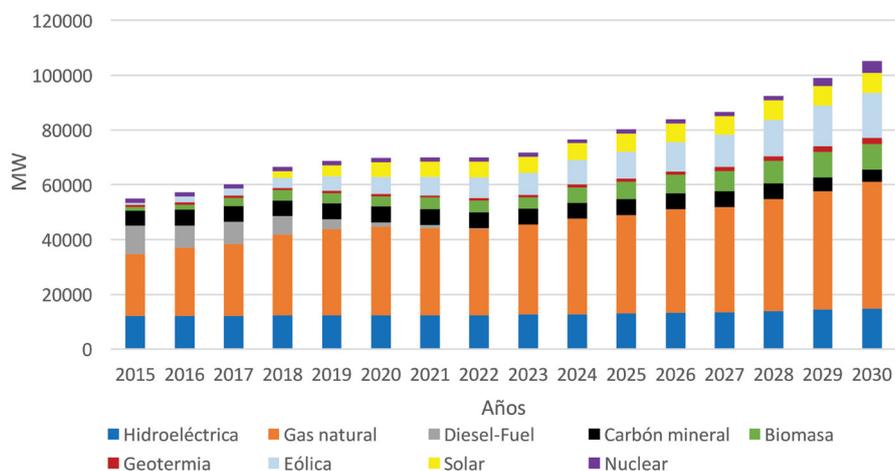
Fuente: Elaboración propia en base al documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Tabla 8.10. Proyección de la capacidad instalada en México, Escenario ECN (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	12,028	12,211	13,081	14,848
Gas natural	22,658	32,539	35,940	46,345
Diésel-Fuel	10,353	1,555	0	0
Carbón mineral	5,378	5,756	5,756	4,356
Biomasa	1,347	3,720	6,279	9,295
Geotermia	874	854	1,183	2,293
Eólica	699	6,249	9,800	16,339
Solar	6	5,446	6,600	7,422
Nuclear	1,510	1,510	1,510	4,231
TOTAL	54,853	69,840	80,149	105,129

Fuente: Elaboración propia en base al documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

Figura 8.14. Capacidad instalada de generación eléctrica de México, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia en base al documento "Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles Más Limpios" (SENER, 2016)

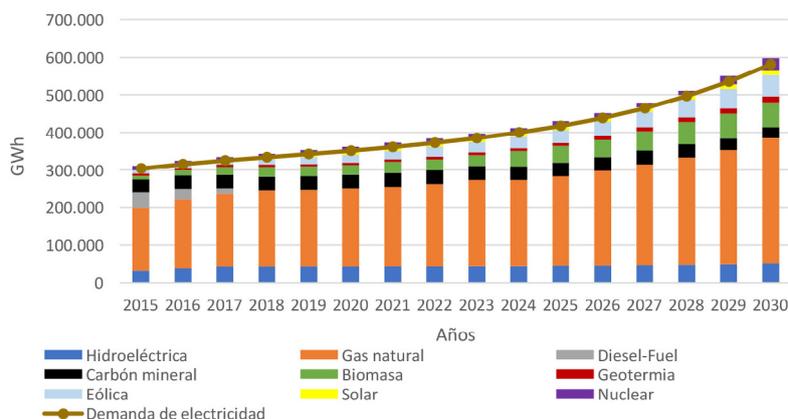
La expansión de la capacidad instalada en México, bajo las premisas del escenario ECN, se caracteriza por una implementación muy representativa de centrales a gas natural y de ERNC como la eólica, la solar, la geotermia y la biomasa, retirando completamente la capacidad de centrales térmicas alimentadas por petrolíferos. En este escenario, se mantiene la ampliación de la capacidad nucleoelectrónica en los dos años finales del periodo de proyección.

Tabla 8.11. Proyección de la generación de electricidad en México, escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	30,955	42,787	45,836	52,027
Gas natural	167,842	207,617	237,062	333,749
Diésel-Fuel	42,099	0	0	0
Carbón mineral	33,741	36,304	36,304	27,474
Biomasa	9,503	26,396	44,553	65,954
Geotermia	6,191	6,060	8,394	16,270
Eólica	8,667	21,897	34,340	57,252
Solar	93	9,541	11,563	13,003
Nuclear	11,453	11,508	11,508	32,245
TOTAL	310,544	362,110	429,560	597,975

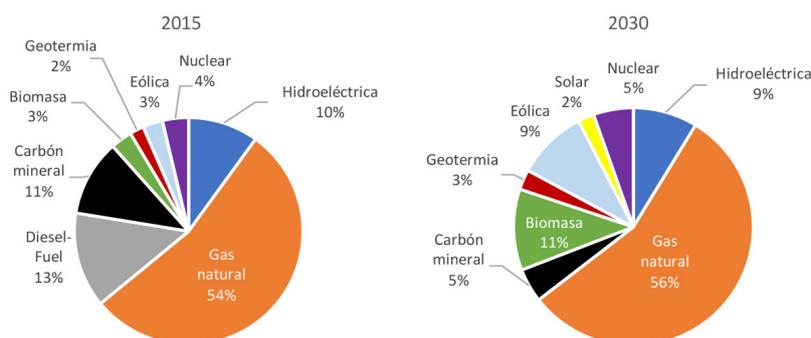
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.15. Proyección de la generación eléctrica de México, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.16. Evolución de la matriz de generación eléctrica de México, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

En el escenario ECN es evidente la penetración de las ERNC en la matriz de generación eléctrica en México, como la energía eólica, la energía solar, la biomasa y la geotermia, que en conjunto pasan de representar un modesto 8% en el año base a un importante 25% en el año 2030. El gas natural incrementa también su participación, mientras que se prescinde completamente del uso de petrolíferos.

8.3.3 Proyección de la oferta total de energía

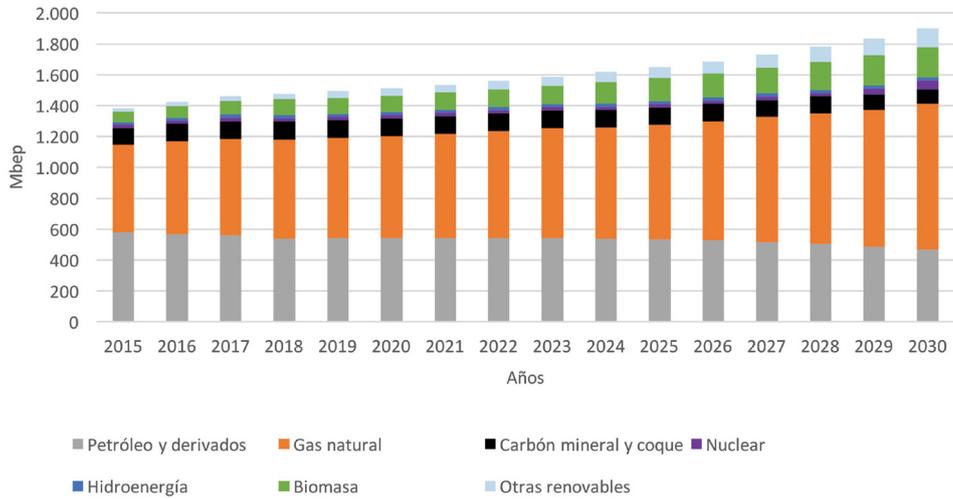
Tabla 8.12. Proyección de la oferta total energía en México, escenario ECN (Mbp)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.c.a
Petróleo y derivados	580	542	534	469	-1.4%
Gas natural	566	660	741	945	3.5%
Carbón mineral y coque	109	116	112	90	-1.3%
Nuclear	21	21	21	58	7.1%
Hidroenergía	15	20	21	22	2.6%
Biomasa	69	107	150	194	7.1%
Otras renovables	23	46	71	121	11.7%
TOTAL	1,382	1,511	1,649	1,898	2.1%

Fuente: Resultados de la simulación

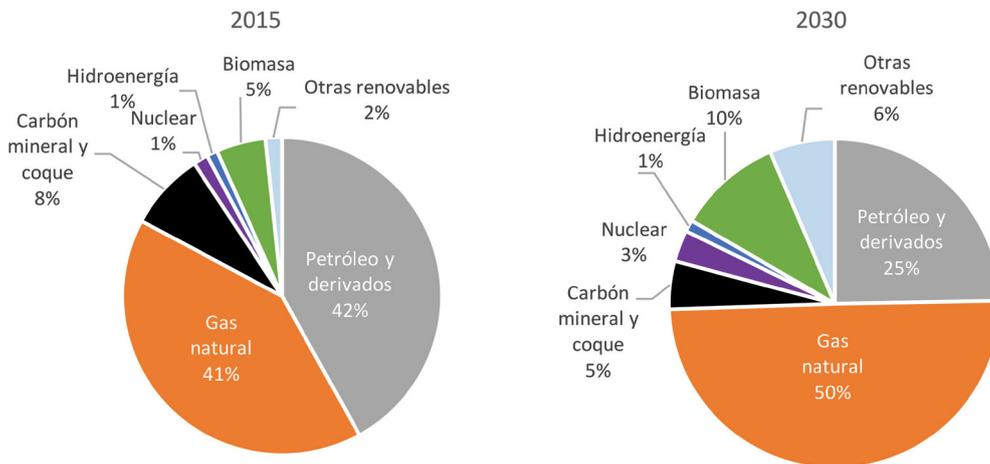


Figura 8.17. Proyección de la oferta total de energía en México, escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.18. Evolución de la matriz de oferta total de energía en México, escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

En la matriz de oferta total de energía de México, en el escenario ECN, el gas natural escala en participación hasta ocupar el 50% de dicha matriz, mientras que los petrolíferos sufren una drástica reducción. La biomasa y otras renovables como la energía eólica, la solar y la geotermia, adquieren una importante participación durante el período de proyección.

8.4 América Central

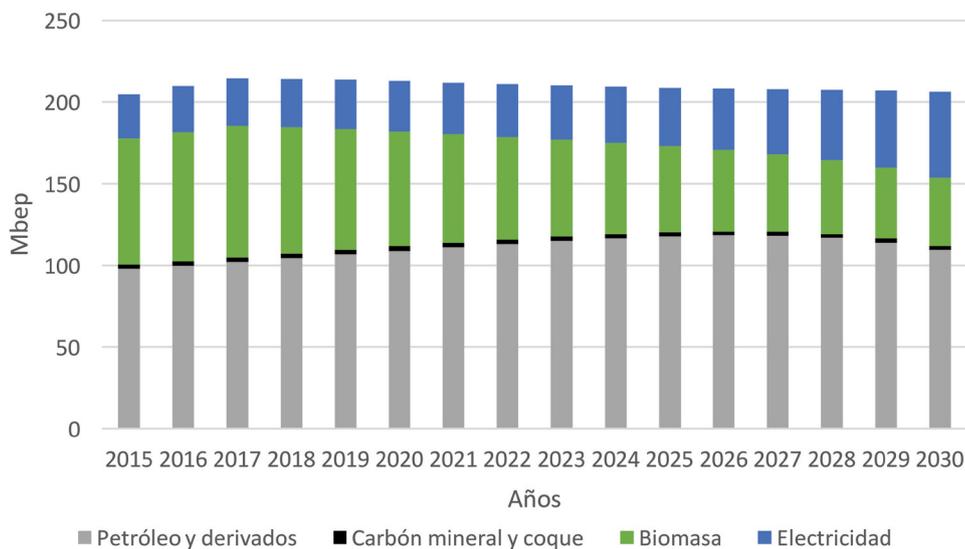
8.4.1 Proyección del consumo de energía

Tabla 8.13. Proyección del consumo final de energía en América Central, escenario ECN (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	98	109	118	109	0.7%
Carbón mineral y coque	3	3	3	2	-0.9%
Biomasa	77	70	53	42	-4.0%
Solar térmico	0	1	3	6	17.9%
Electricidad	27	31	36	53	4.5%
TOTAL	205	214	212	212	0.2%

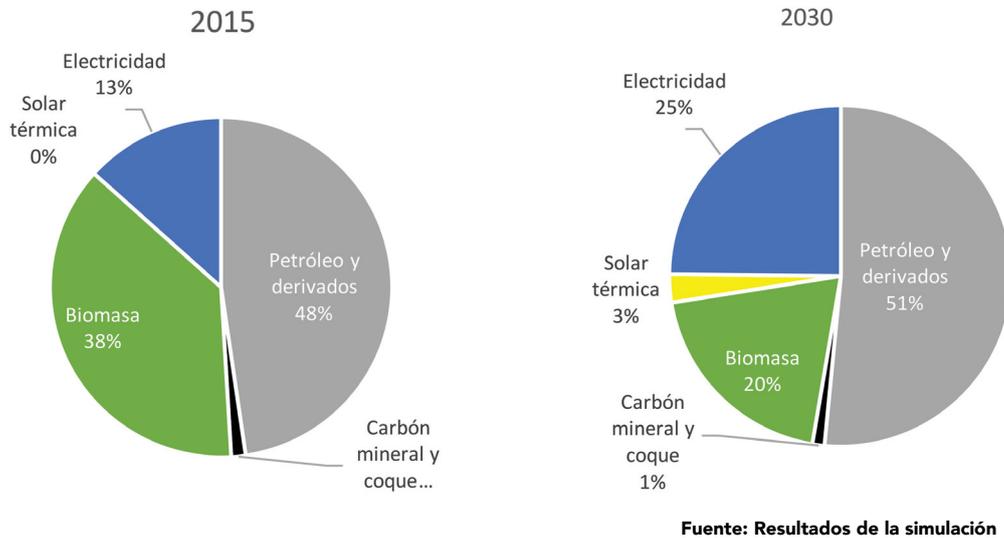
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.19. Proyección del consumo final de energía en América Central, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.20. Evolución de la matriz de consumo final de energía en América Central, Escenario ECN

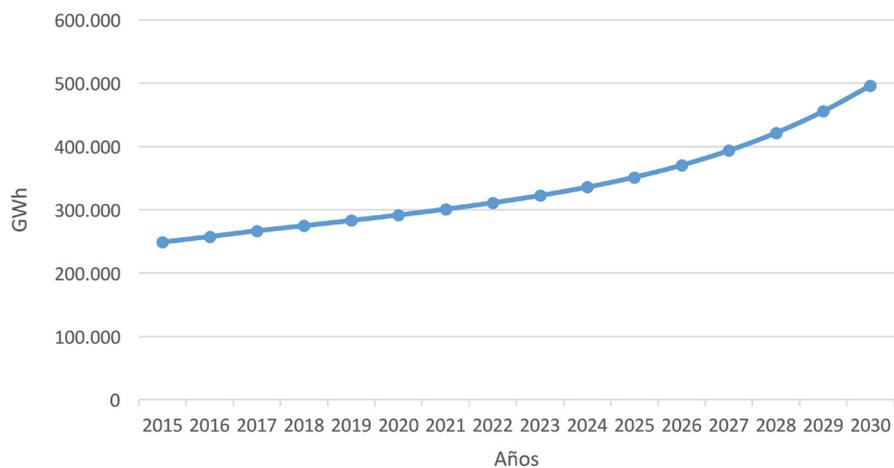


La evolución de la matriz de consumo final en América Central, bajo las premisas del escenario ECN, se caracteriza por una reversión en el crecimiento del consumo total, gracias a las medidas de eficiencia energética, de forma que el valor correspondiente al año 2030, es casi igual al valor en el año base. Por otra parte, se hace evidente la sustitución del consumo de leña por Gp y electricidad, lo que permite que esta fuente y los petrolíferos ganen participación en la matriz.

Tabla 8.14. Proyección del consumo de electricidad de América Central, Escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	44,082	49,679	57,622	84,959	4.5%

Figura 8.21. Consumo total de electricidad de México, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

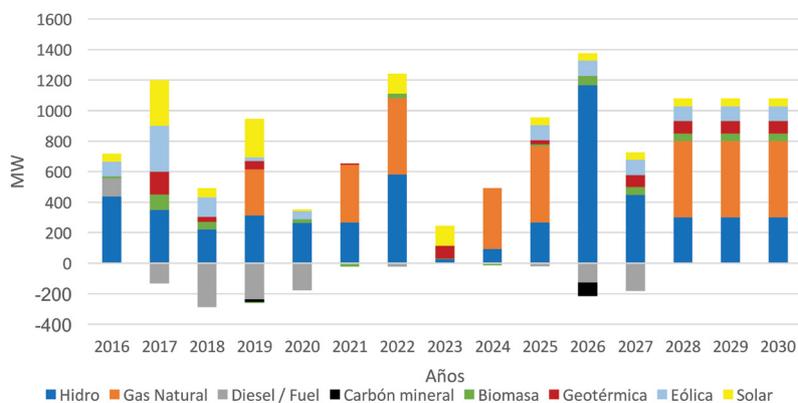
8.4.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 8.15. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en América Central, Escenario ECN

Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
2016	437		120		10		100	50
2017	350		-132		100	150	300	300
2018	220		-286		50	35	127	61
2019	314	300	-237	-16	-8	55	23	253
2020	263		-177		25		50	12
2021	266	380			-22	8		
2022	579	500	-22		32			133
2023	26				3	87		130
2024	92	400			-14			
2025	267	500	-20		13	25	100	50
2026	1,166		-125	-90	60		100	50
2027	448		-180		50	80	100	50
2028	300	500			50	80	100	50
2029	300	500			50	80	100	50
2030	300	500			50	80	100	50

Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

Figura 8.22. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de América Central, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

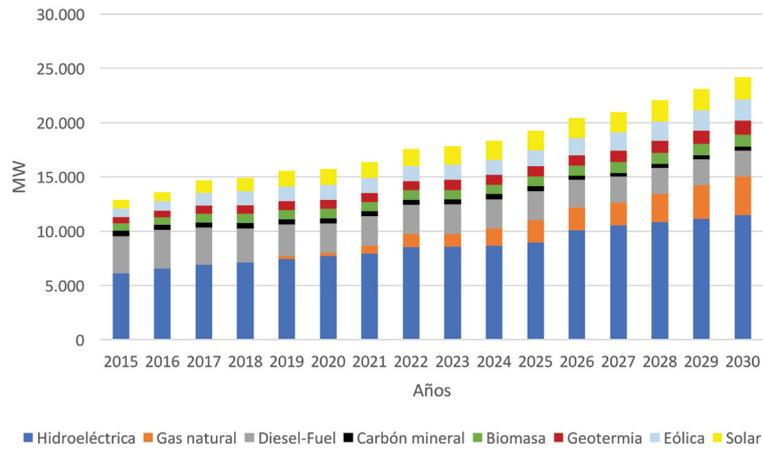
Tabla 8.16. Proyección de la capacidad instalada en América Central, Escenario ECN (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	6,122	7,706	8,936	11,450
Gas natural	0	300	2,080	3,580
Diésel-Fuel	3,436	2,724	2,682	2,377
Carbón mineral	482	466	466	376
Biomasa	667	845	856	1,116
Geotermia	610	850	970	1,290
Eólica	773	1,373	1,473	1,973
Solar	804	1,479	1,792	2,042
TOTAL	12,894	15,742	19,254	24,204

Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.



Figura 8.23. Capacidad instalada de generación eléctrica de América Central, Escenario ECN



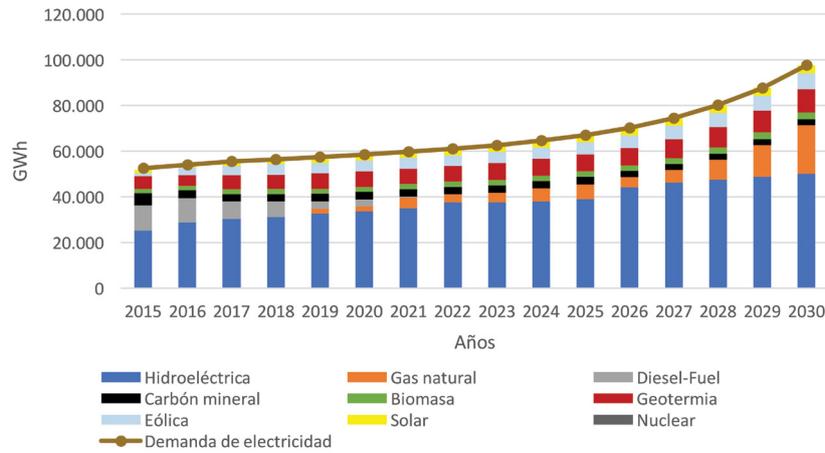
Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

Tabla 8.17. Proyección de la generación de electricidad en América Central, Escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	25,195	33,751	39,141	50,153
Gas natural	0	2,102	6,350	21,187
Diésel-Fuel	11,004	3,039	0	0
Carbón mineral	5,446	3,264	3,264	2,633
Biomasa	1,810	2,294	2,324	3,030
Geotermia	5,670	6,701	7,647	10,170
Eólica	1,291	4,811	5,161	6,913
Solar	1,408	2,592	3,139	3,577
TOTAL	51,824	58,555	67,027	97,665

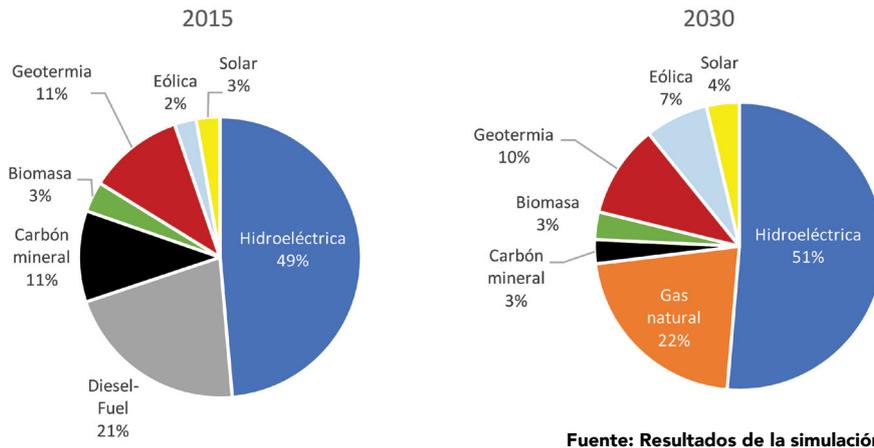
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.24. Proyección de la generación eléctrica de América Central, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.25. Evolución de la matriz de generación eléctrica de América Central, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Bajo las premisas del escenario ECN, en la matriz de generación eléctrica en América Central, las fuentes de energía renovables incrementan de manera apreciable su participación para el año 2030 y en conjunto con el gas natural desplazan completamente a los petrolíferos y reducen considerablemente la participación del carbón mineral.

8.4.3 Proyección de oferta total de energía

Tabla 8.18. Proyección de la oferta total energía en América Central, escenario ECN (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.c.a
Petróleo y derivados	118	116	119	110	-0.5%
Gas natural	0.01	3	10	33	76.9%
Carbón mineral y coque	12	9	8	7	-3.7%
Hidroenergía	17	22	25	32	4.5%
Biomasa	82	78	62	56	-2.5%
Otras renovables	13	19	24	33	6.2%
TOTAL	243	246	248	272	0.7%

Fuente: Resultados de la simulación

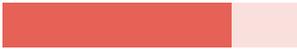
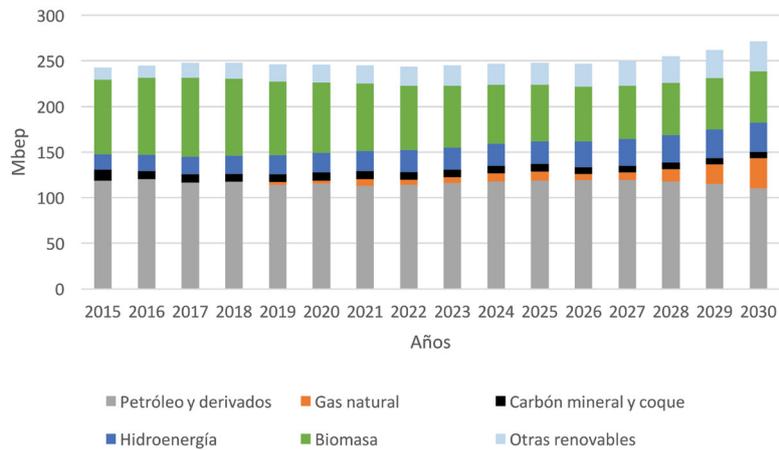
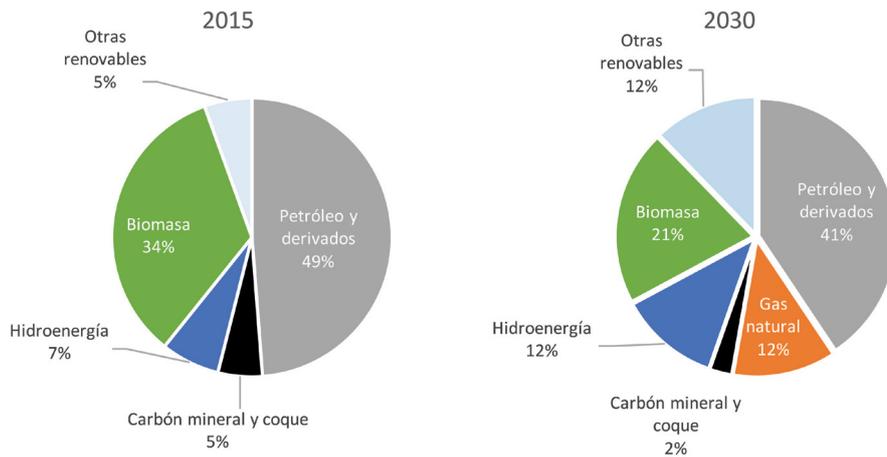


Figura 8.26. Proyección de la oferta total de energía en América Central, escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.27. Evolución de la matriz de oferta total de energía en América Central, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Bajo las premisas del escenario ECN, en la matriz de oferta total de energía de América Central, se destaca la reducción de la participación de la biomasa y los petrolíferos y el importante incremento de las energías renovables y el gas natural.

8.5 Subregión Andina

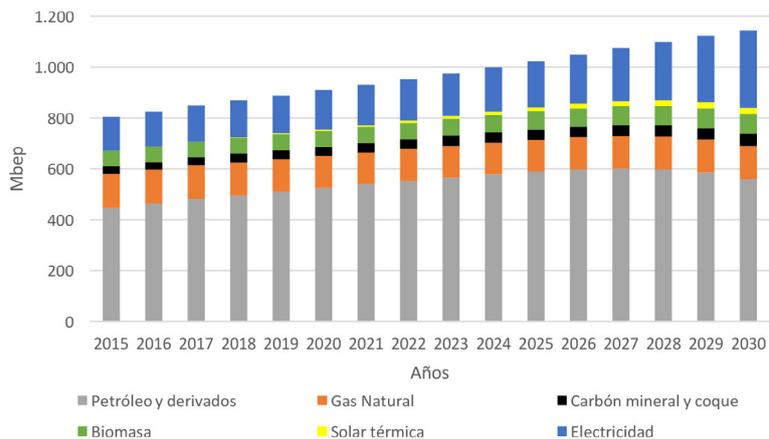
8.5.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 8.19. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, escenario ECN (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	447	525	589	561	1.5%
Gas natural	134	126	126	129	-0.2%
Carbón mineral y coque	29	36	41	46	3.1%
Biomasa	60	64	71	78	1.8%
Solar térmica	0	5	15	25	17.9%
Electricidad	133	154	182	303	5.6%
TOTAL	803	910	1,024	1,142	2.4%

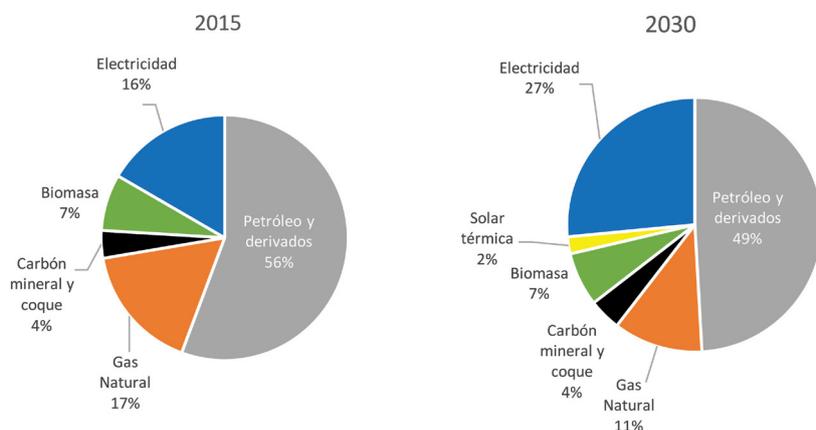
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.28. Proyección del consumo final de energía en la Subregión Andina, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.29. Evolución de la matriz de consumo final de energía en la Subregión Andina, Escenario ECN



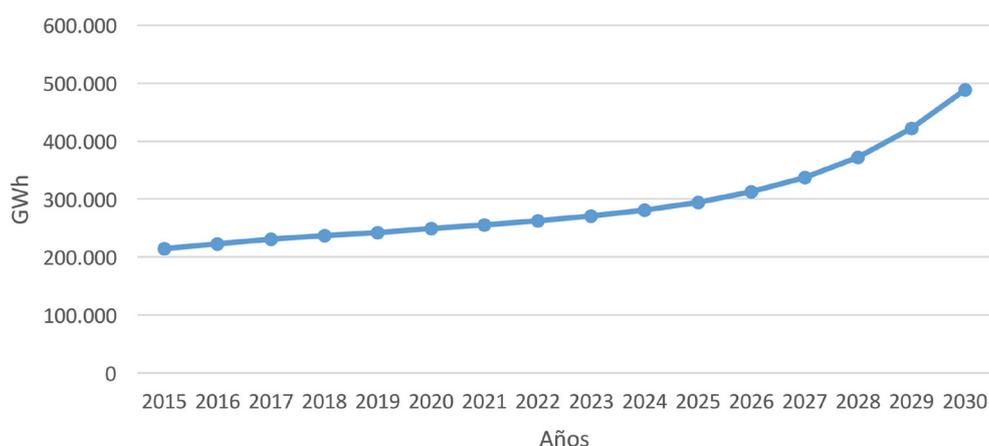
Fuente: Resultados de la simulación

Gracias a la mayor electrificación de los principales sectores de consumo, considerada como premisa en el escenario ECN, en la matriz de consumo final de la Subregión Andina, la electricidad gana participación considerablemente, desplazando hidrocarburos.

Tabla 8.20. Proyección del consumo de electricidad de la Subregión Andina, Escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	215,097	248,928	294,494	488,880	5.6%

Figura 8.30. Consumo total de electricidad de la Subregión Andina, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

La premisa de mayor electrificación de los principales sectores de consumo final, producen una evidente aceleración del consumo de electricidad en los últimos años del período de proyección.

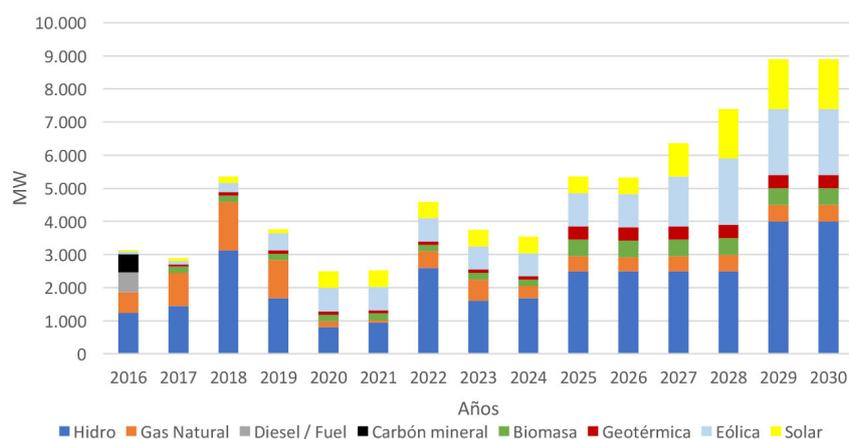
8.5.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 8.21. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en la Subregión Andina, Escenario ECN

Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
2016	1,234	620	610	543	2	0	95	42
2017	1,447	1,000			200	51	100	100
2018	3,124	1,458			200	100	282	190
2019	1,688	1,138			200	100	523	113
2020	808	173			200	100	709	500
2021	947	72			200	100	700	500
2022	2,598	497			200	100	700	500
2023	1,613	637			200	100	700	500
2024	1,681	363			200	100	700	500
2025	2,500	456			500	400	1,000	500
2026	2,500	423			500	400	1,000	500
2027	2,500	453			500	400	1,500	1,000
2028	2,500	500			500	400	2,000	1,500
2029	4,000	500			500	400	2,000	1,500
2030	4,000	500			500	400	2,000	1,500

Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

Figura 8.31. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de la Subregión Andina, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

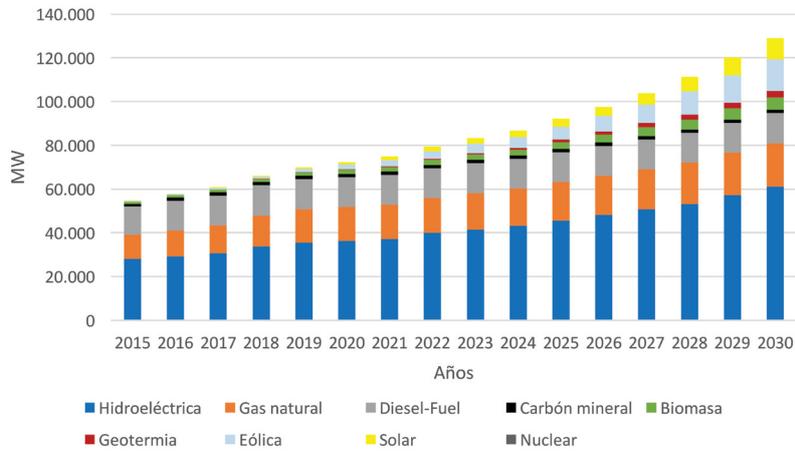
Tabla 8.22. Proyección de la capacidad instalada en la Subregión Andina, Escenario ECN (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	28,019	36,320	45,660	61,160
Gas natural	11,089	15,477	17,503	19,879
Diésel-Fuel	13,041	13,652	13,652	13,652
Carbón mineral	992	1,535	1,535	1,535
Biomasa	984	1,786	3,086	5,586
Geotermia	0	351	1,151	3,151
Eólica	429	2,139	5,939	14,439
Solar	184	1,129	3,629	9,629
TOTAL	54,738	72,390	92,155	129,031

Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.



Figura 8.32. Capacidad instalada de generación eléctrica de la Subregión Andina, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

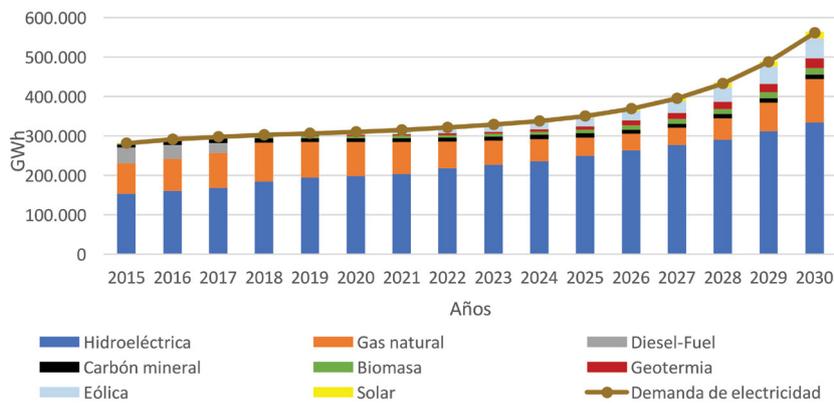
La expansión de la capacidad instalada con base en energías renovables, cubren el acelerado crecimiento de la electricidad en el escenario ECN.

Tabla 8.23. Proyección de la generación de electricidad en la Subregión Andina, escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	152,886	198,181	249,141	333,716
Gas natural	77,709	85,287	46,673	110,949
Diésel-Fuel	39,985	0	0	0
Carbón mineral	6,953	10,760	10,760	10,760
Biomasa	2,844	5,163	8,921	16,148
Geotermia	0	2,769	9,076	24,844
Eólica	1,503	7,493	20,809	50,593
Solar	323	1,979	6,359	16,871
TOTAL	282,203	311,632	351,738	563,880

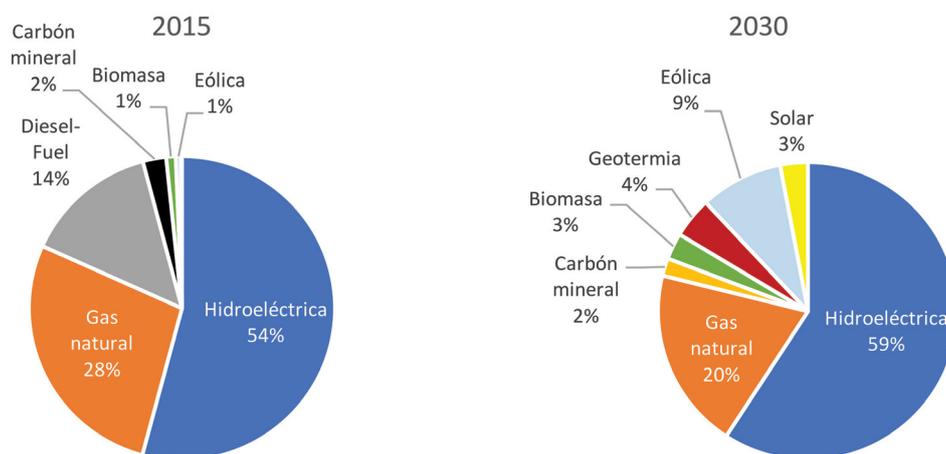
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.33. Proyección de la generación eléctrica la Subregión Andina, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.34. Evolución de la matriz de generación eléctrica de la Subregión Andina, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Las ERNC, como la eólica, la geotermia, la biomasa y la solar, cobran relevancia en la evolución de la matriz de generación eléctrica de la Subregión Andina, bajo las premisas del escenario ECN.

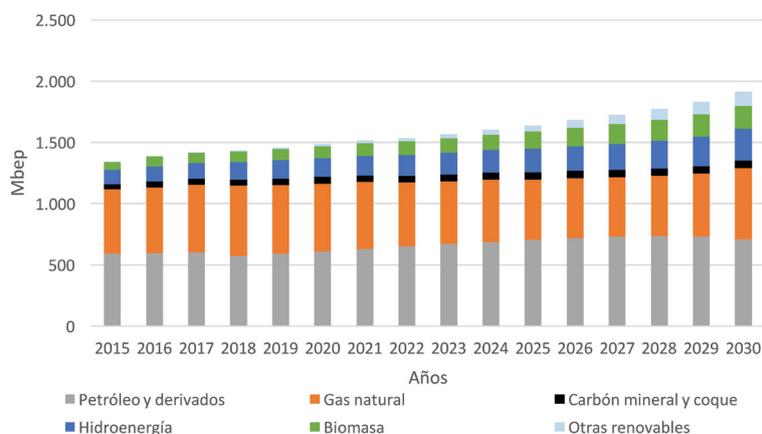
8.5.3 Proyección de la oferta total de energía

Tabla 8.24. Proyección de la oferta total energía en la Subregión Andina, Escenario ECN (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.c.a
Petróleo y derivados	591	611	704	709	1.2%
Gas natural	525	553	493	580	0.7%
Carbón mineral y coque	41	54	58	63	3.0%
Hidroenergía	118	153	193	258	5.3%
Biomasa	63	99	139	185	7.5%
Otras renovables	1	16	51	118	36.3%
TOTAL	1,339	1,486	1,639	1,914	2.4%

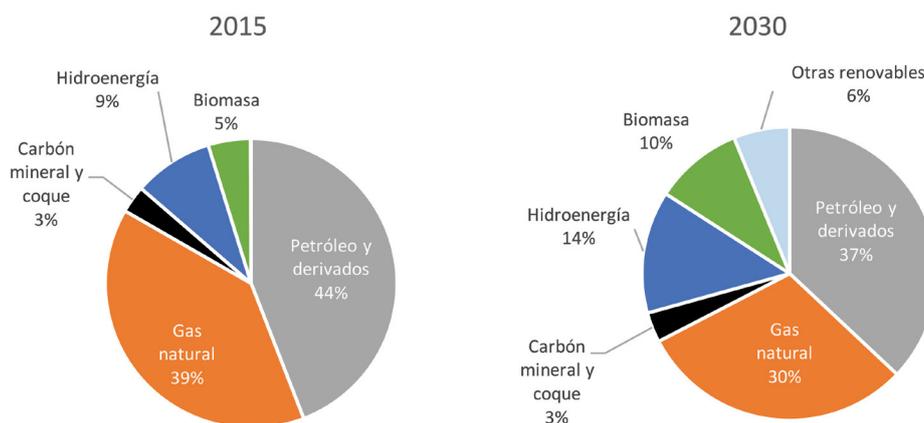
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.35. Proyección de la oferta total de energía en la Subregión Andina, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.36. Evolución de la matriz de oferta total de energía en la Subregión Andina, escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Las energías renovables, incluyendo la hidroenergía, incrementan su participación en la matriz de oferta total, desplazando a los hidrocarburos.

8.6 Cono Sur

8.6.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 8.25. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur, Escenario ECN (Mtep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	312	335	338	320	0.2%
Gas natural	163	170	175	188	1.0%
Carbón mineral y coque	6	6	6	6	-0.4%
Biomasa	100	108	109	107	0.5%
Solar térmico	0	7	20	33	17.6%
Electricidad	136	160	192	249	4.1%
TOTAL	717	786	840	903	1.5%

Fuente: Resultados de la simulación

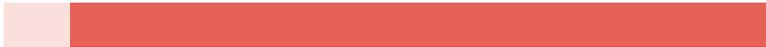
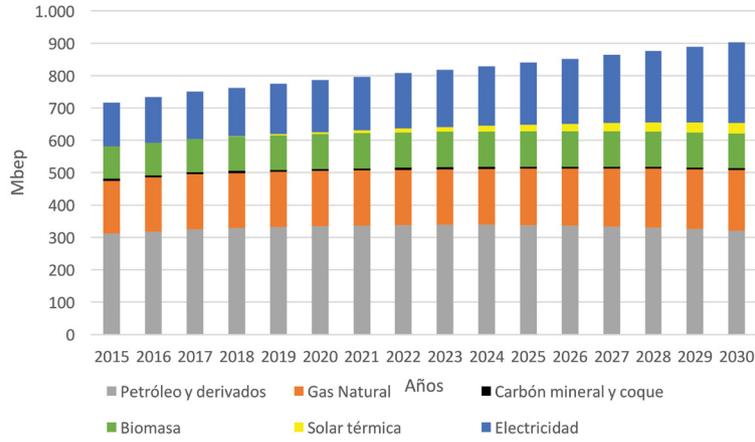
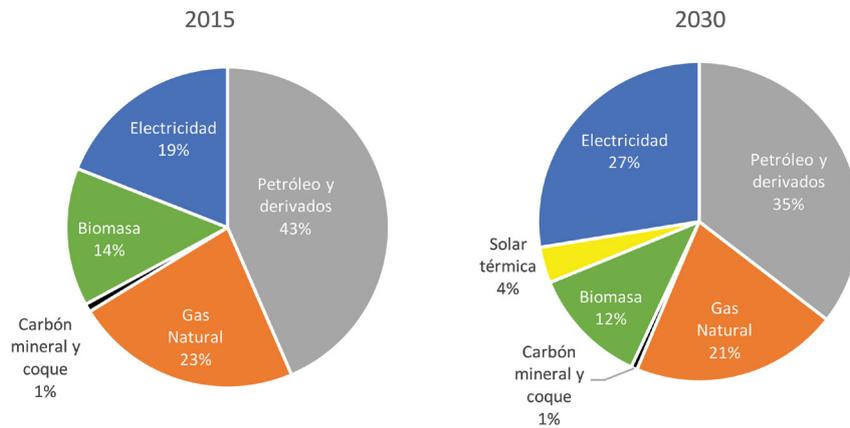


Figura 8.37. Proyección del consumo final de energía en el Cono Sur. Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.38. Evolución de la matriz de consumo final de energía en el Cono Sur, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

La electricidad y el mayor uso de colectores solares para calentamiento de agua, permiten reducir la participación de los hidrocarburos en la matriz de consumo final.

Tabla 8.26. Proyección del consumo de electricidad en el Cono Sur, Escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	219,915	258,292	310,016	401,637	4.1%

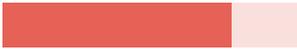
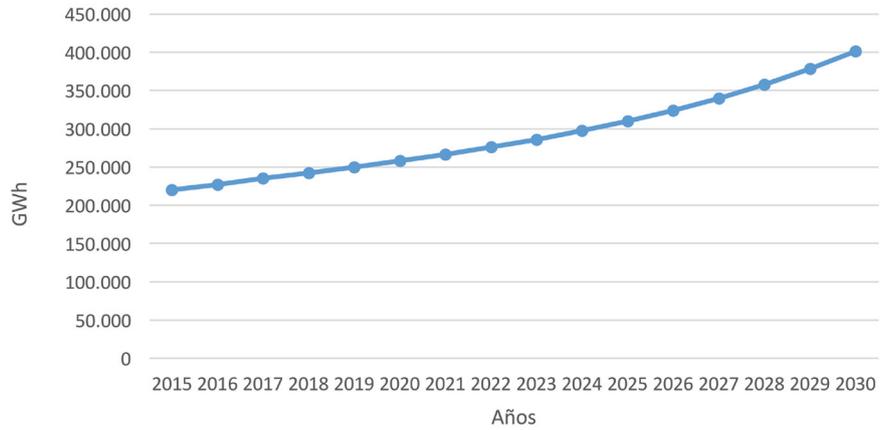


Figura 8.39. Consumo total de electricidad en el Cono Sur, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

El consumo de electricidad en el Cono Sur, llega a duplicarse, durante el período de proyección para el escenario ECN.

8.6.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 8.27. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en el Cono Sur, Escenario ECN

Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	Nuclear
2016	356	865	1888	688	0	48	1863	1569	0
2017	362	901	0	0	100	100	1241	917	745
2018	981	824	0	0	100	100	1566	535	0
2019	959	824	0	0	100	100	1066	500	0
2020	706	644	0	0	100	100	1066	500	0
2021	312	644	0	0	100	100	1066	500	0
2022	453	644	0	0	100	100	1066	500	0
2023	309	644	0	0	100	100	1066	500	0
2024	459	644	0	0	100	100	1066	500	0
2025	1000	644	0	0	200	200	1500	1000	0
2026	1000	800	0	0	200	200	1500	1000	0
2027	1000	800	0	0	200	200	1500	1000	0
2028	1000	800	0	0	200	200	2000	1000	0
2029	1000	800	0	0	200	200	2000	1000	0
2030	1000	800	0	0	200	200	2000	1000	0

Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

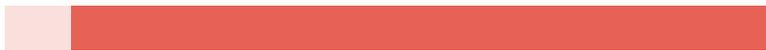
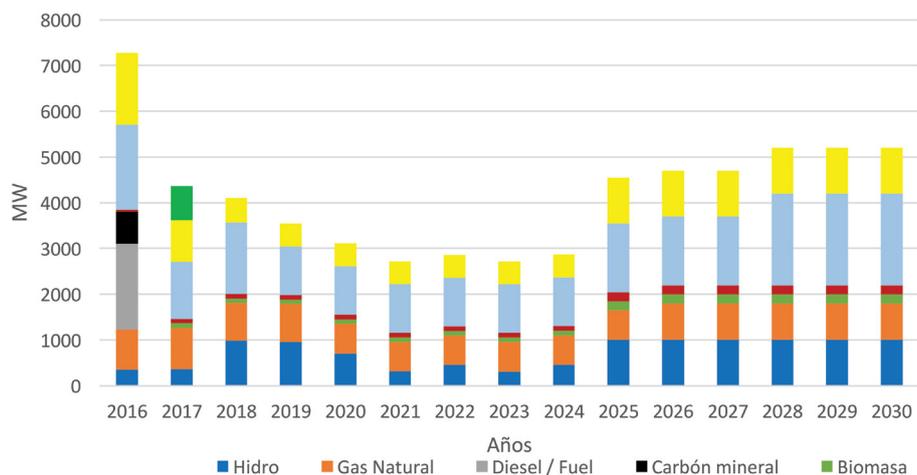


Figura 8.40. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica del Cono Sur, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

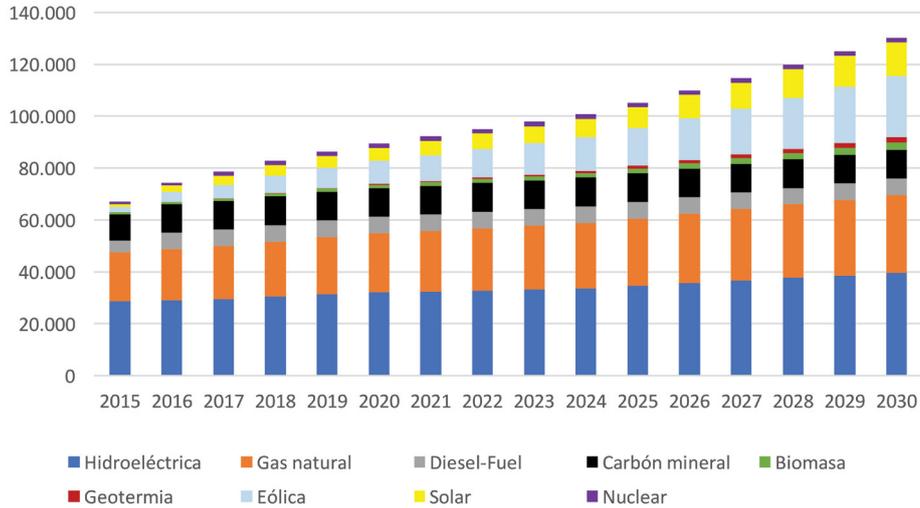
Tabla 8.28. Proyección de la capacidad instalada en el Cono Sur, Escenario ECN (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	28,732	32,096	34,629	39,629
Gas natural	18,647	22,705	25,925	29,925
Diésel-Fuel	4,513	6,401	6,401	6,401
Carbón mineral	10,320	11,008	11,008	11,008
Biomasa	829	1,229	1,829	2,829
Geotermia	0	448	1,048	2,048
Eólica	2,054	8,856	14,620	23,620
Solar	1,000	5,021	8,021	13,021
Nuclear	1,010	1,755	1,755	1,755
TOTAL	67,104	89,518	105,235	130,235

Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.



Figura 8.41. Capacidad instalada de generación eléctrica del Cono Sur, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

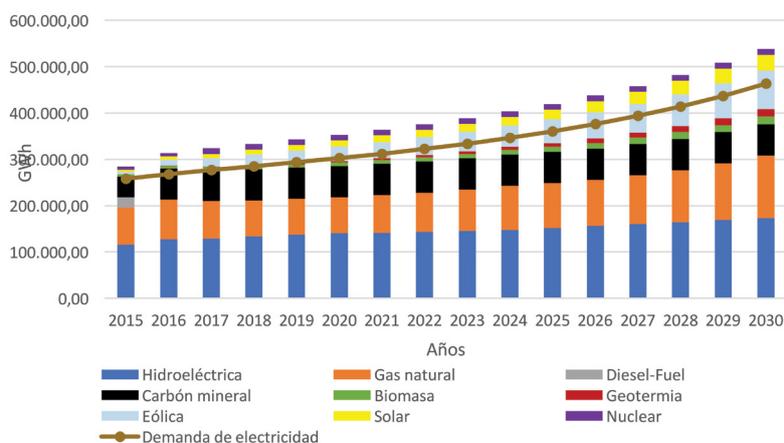
En la expansión de la capacidad instalada en el Cono Sur, predomina la implementación de centrales eólicas, llegando a ser en el año 2030, la tercera tecnología en importancia luego de las hidroeléctricas y las centrales a gas natural.

Tabla 8.29. Proyección de la generación de electricidad en el Cono Sur, escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	115,574	140,579	151,673	173,573
Gas natural	80,222	77,837	96,664	134,872
Diésel-Fuel	21,789	0	0	0
Carbón mineral	44,972	67,499	67,499	67,499
Biomasa	4,944	7,320	10,894	16,851
Geotermia	0	3,532	8,262	16,146
Eólica	6,112	31,032	51,230	82,766
Solar	3,799	13,195	21,079	34,219
Nuclear	7,081	12,299	12,299	12,299
TOTAL	284,493	353,293	419,600	538,225

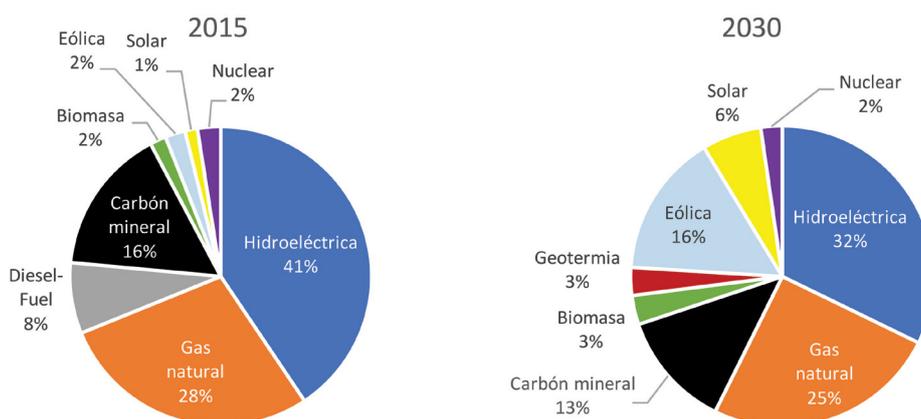
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.42. Proyección de la generación eléctrica del Cono Sur, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.43. Evolución de la matriz de generación eléctrica del Cono Sur, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Bajo las consideraciones propias del escenario ECN, las ERNC, incrementan considerablemente su participación en la matriz de generación eléctrica del Cono Sur, destacándose sobre todas, la energía eólica.

8.6.3 Proyección de la oferta total de energía

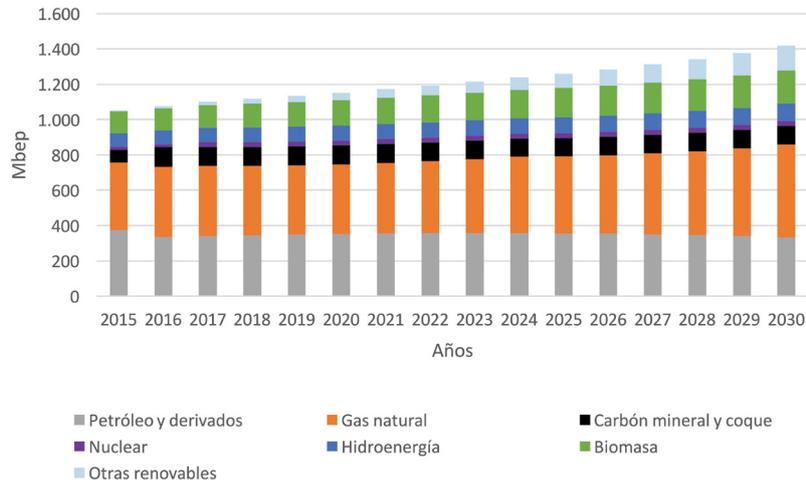
Tabla 8.30. Proyección de la oferta total energía en el Cono Sur, escenario ECN (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.c.a
Petróleo y derivados	374	352	356	333	-0.8%
Gas natural	384	394	437	527	2.1%
Carbón mineral y coque	71	107	104	105	2.7%
Nuclear	16	28	28	28	3.7%
Hidroenergía	76	86	90	99	1.8%
Biomasa	124	144	164	187	2.8%
Otras renovables	6	41	82	139	23.1%
TOTAL	1,052	1,152	1,260	1,417	2.0%

Fuente: Resultados de la simulación

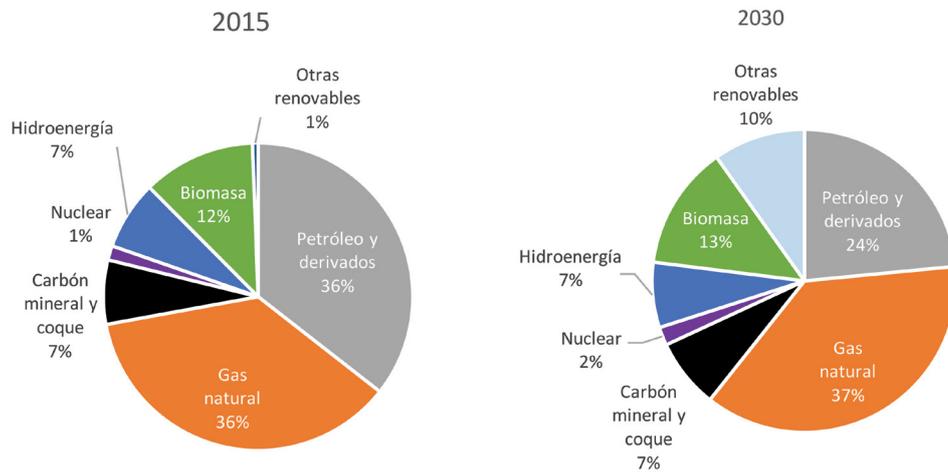


Figura 8.44. Proyección de la oferta total de energía en el Cono Sur, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.45. Evolución de la matriz de oferta total de energía en el Cono Sur, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

La renovabilidad de la matriz de oferta total del Cono Sur, en el escenario ECN, mejora gracias a la penetración de fuentes renovables no convencionales como la eólica, la energía solar y la geotermia. También el gas natural y la biomasa ganan participación, quitándole terreno al uso de petrolíferos.

8.7 El Caribe

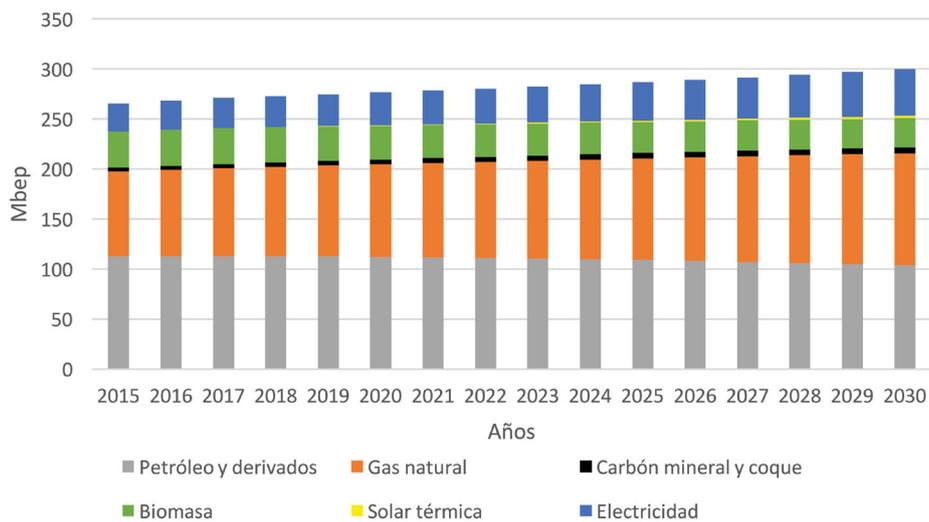
8.7.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 8.31. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, Escenario ECN (Mbep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	113	112	109	104	-0.6%
Gas natural	85	93	102	112	1.9%
Carbón mineral y coque	4	5	5	6	3.0%
Biomasa	36	34	31	29	-1.4%
Solar térmico	0	0	1	2	12.7%
Electricidad	28	33	38	47	3.4%
TOTAL	266	277	287	300	0.8%

Fuente: Resultados de la simulación

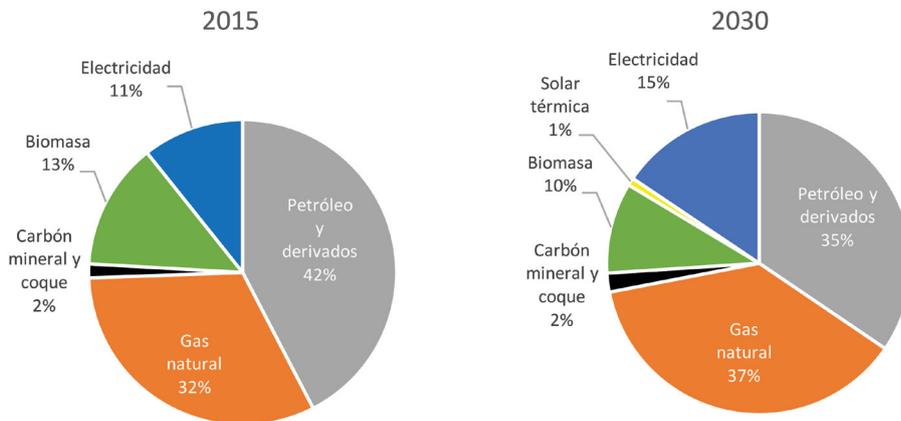
Figura 8.46. Proyección del consumo final de energía en El Caribe, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación



Figura 8.47. Evolución de la matriz de consumo final de energía en El Caribe, Escenario ECN



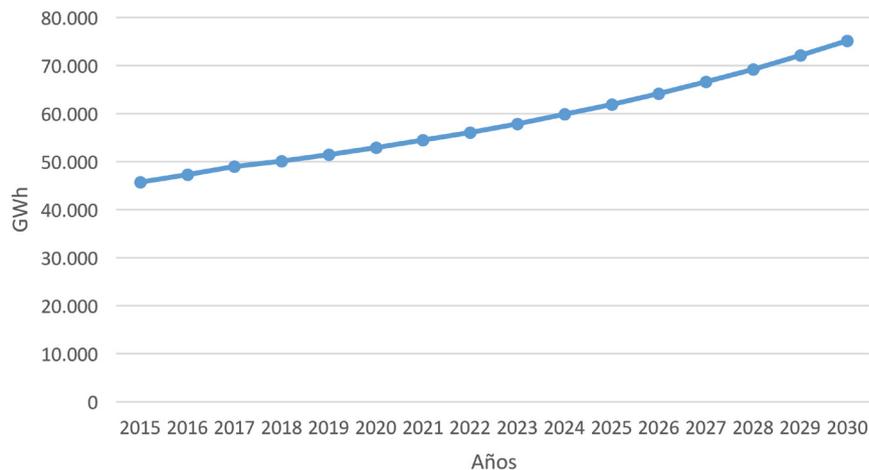
Fuente: Resultados de la simulación

El mayor uso de la electricidad y el gas natural, desplaza participación de los petrolíferos y la biomasa en la matriz de consumo final de El Caribe, en la simulación del escenario ECN.

Tabla 8.32. Proyección del consumo de electricidad en El Caribe, Escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	45,722	52,920	61,941	75,171	3.4%

Figura 8.48. Consumo total de electricidad en EL Caribe, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

El consumo de electricidad en El Caribe, se incrementa en 64% en el período de proyección, bajo las premisas del escenario ECN.

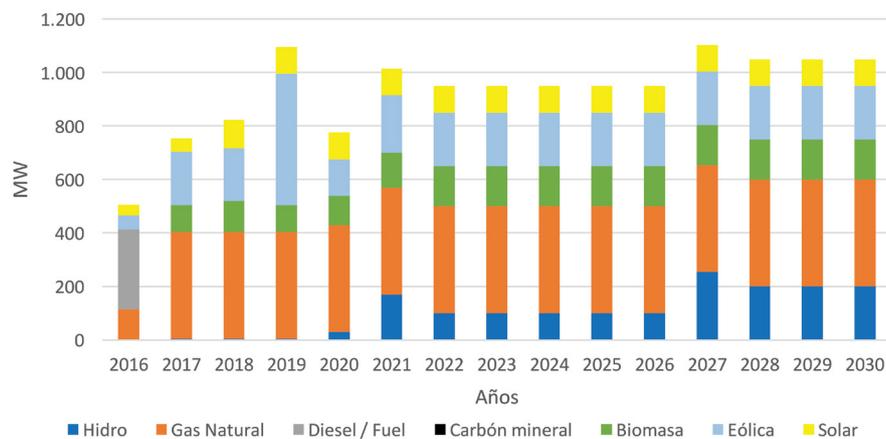
8.7.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 8.33. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en El Caribe, Escenario ECN

Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar
2016	0	114	300	0	0	0	52	40
2017	4	400	0	0	100	0	200	50
2018	4	400	0	0	115	0	198	106
2019	4	400	0	0	100	0	491	100
2020	29	400	0	0	110	0	135	102
2021	169	400	0	0	130	0	215	100
2022	100	400	0	0	150	0	200	100
2023	100	400	0	0	150	0	200	100
2024	100	400	0	0	150	0	200	100
2025	100	400	0	0	150	0	200	100
2026	100	400	0	0	150	0	200	100
2027	254	400	0	0	150	0	200	100
2028	200	400	0	0	150	0	200	100
2029	200	400	0	0	150	0	200	100
2030	200	400	0	0	150	0	200	100

Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

Figura 8.49. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de El Caribe, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

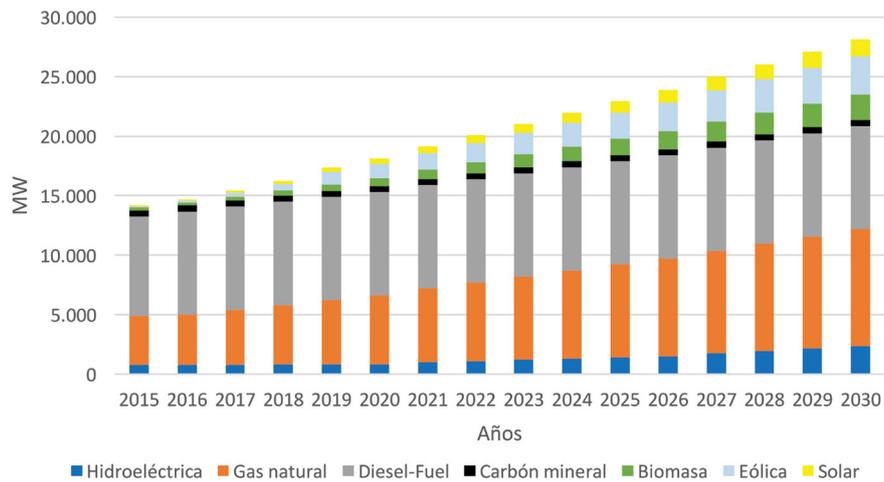
Tabla 8.34. Proyección de la capacidad instalada en El Caribe, Escenario ECN (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	800	841	1,410	2,364
Gas natural	4,088	5,802	7,802	9,802
Diésel-Fuel	8,374	8,674	8,674	8,674
Carbón mineral	500	500	500	500
Biomasa	233	658	1,388	2,138
Eólica	114	1,190	2,205	3,205
Solar	60	458	958	1,458
TOTAL	14,170	18,124	22,938	28,142

Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.



Figura 8.50. Capacidad instalada de generación eléctrica de El Caribe, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

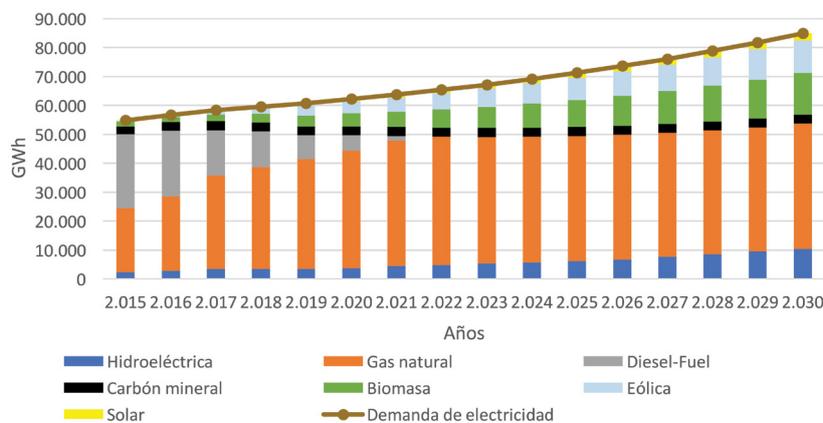
La implementación de capacidad instalada de fuentes de energía renovables y gas natural, predominan en la expansión del sistema de generación eléctrica de El Caribe, en el escenario ECN.

Tabla 8.35. Proyección de la generación de electricidad en El Caribe, escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	2,398	3,684	6,176	10,354
Gas natural	22,039	40,663	43,256	43,341
Diésel-Fuel	25,674	5,347	0	0
Carbón mineral	2,696	3,067	3,067	3,067
Biomasa	1,573	4,437	9,356	14,410
Eólica	308	4,171	7,728	11,232
Solar	81	802	1,678	2,554
TOTAL	54,769	62,171	71,261	84,958

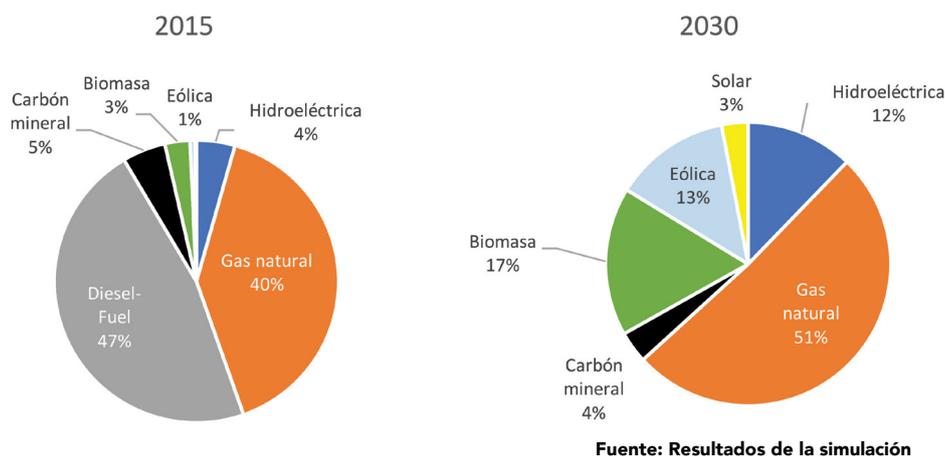
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.51. Proyección de la generación eléctrica de El Caribe, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.52. Evolución de la matriz de generación eléctrica de El Caribe, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

La matriz de generación eléctrica de El Caribe, en el escenario ECN, pasa a ser dependiente en más del 50% del gas natural, mientras que cerca del otro 50%, les corresponde a fuentes de energía renovable, como la hidráulica, la biomasa, la eólica y la solar.

8.7.3 Proyección de la oferta total de energía

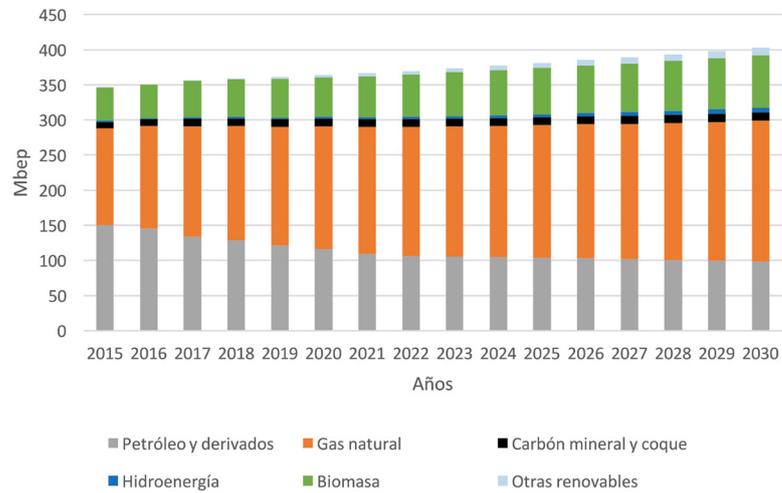
Tabla 8.36. Proyección de la oferta total energía en El Caribe, escenario ECN (Mbp)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.c.a
Petróleo y derivados	150	116	104	98	-2.8%
Gas natural	138	175	189	201	2.5%
Carbón mineral y coque	9	11	11	12	1.9%
Hidroenergía	2	3	4	7	10.2%
Biomasa	47	56	66	74	3.0%
Otras renovables	0.2	3.5	7.2	11	29.0%
TOTAL	347	364	381	403	1.0%

Fuente: Resultados de la simulación

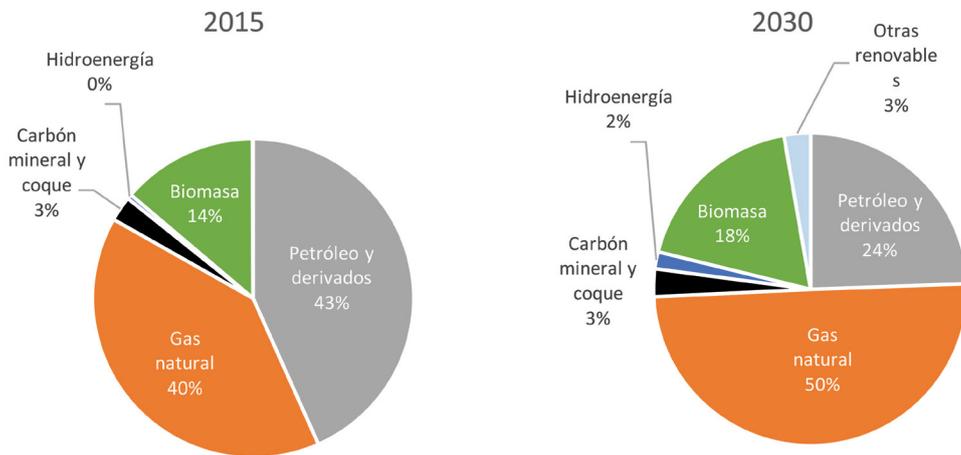


Figura 8.53. Proyección de la oferta total de energía en El Caribe, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.54. Evolución de la matriz de oferta total de energía en El Caribe, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

La renovabilidad de la matriz de oferta total del Cono Sur, en el escenario ECN, mejora gracias a la penetración de fuentes renovables como la biomasa, la hidráulica, la eólica, la solar y la geotermia. También el gas natural gana participación, quitándole terreno al uso de petrolíferos.

8.8 América Latina y El Caribe (ALC)

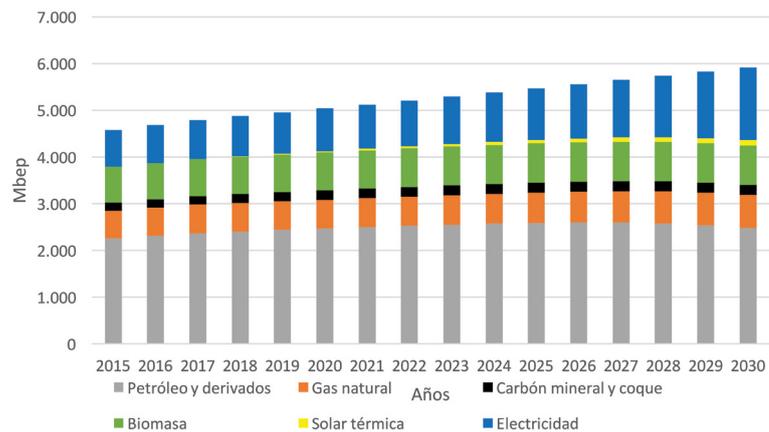
8.8.1 Proyección del consumo final de energía

Tabla 8.37. Proyección del consumo final de energía en ALC, Escenario ECN (Mbp) e

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	2,261	2,472	2,593	2,482	0.6%
Gas natural	590	615	647	709	1.2%
Carbón mineral y coque	174	199	211	213	1.4%
Biomasa	767	815	840	839	0.6%
Solar térmico	0	23	71	117	17.6%
Electricidad	784	918	1,104	1,559	4.7%
TOTAL	4,576	5,042	5,467	5,919	1.7%

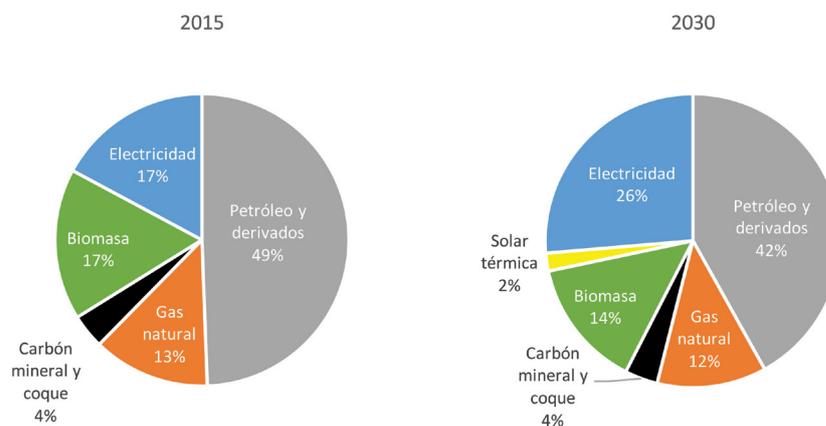
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.55. Proyección del consumo final de energía en ALC, escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.56. Evolución de la matriz de consumo final de energía en ALC, Escenario ECN



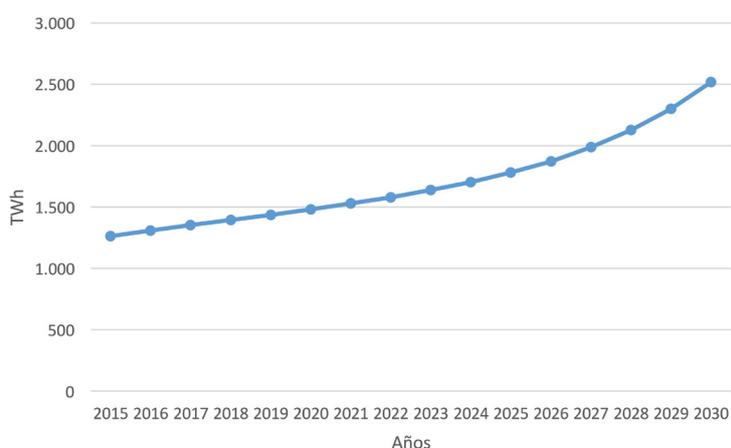
Fuente: Resultados de la simulación

En el escenario ECN, la matriz de consumo final de energía en ALC, evoluciona presentando una muy evidente penetración de electricidad, desplazando el uso de hidrocarburos y biomasa, los cuales disminuyen drásticamente su participación porcentual a lo largo del período de proyección.

Tabla 8.38. Proyección del consumo de electricidad de ALC, Escenario ECN (TWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Electricidad	1,265	1,482	1,782	2,517	4.7%

Figura 8.57. Consumo total de electricidad de ALC, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

La región de ALC, presente un acelerado crecimiento del consumo de electricidad, principalmente en los 5 últimos años del período de proyección, debido a la mayor electrificación de usos finales en los principales sectores de consumo de las diferentes subregiones, simulada como una medida de eficiencia energética en el escenario ECN.

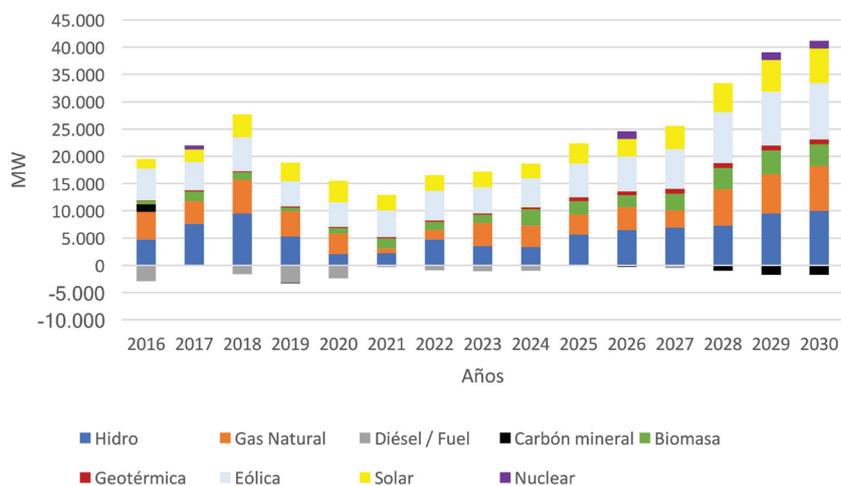
8.8.2 Proyección de la generación eléctrica

Tabla 8.39. Cronogramas de instalación/retiro de capacidad instalada (MW) en ALC, Escenario ECN

Año	Hidro	Gas Natural	Diésel / Fuel	Carbón mineral	Biomasa	Geotérmica	Eólica	Solar	Nuclear
2016	4,763	5,025	-2,939	1,394	676	48	5,863	1,715	0
2017	7,596	4,176	-132	0	1,725	301	5,127	2,306	745
2018	9,576	6,114	-1,641	0	1,387	245	6,104	4,286	0
2019	5,250	4,627	-3,211	-16	716	255	4,602	3,363	0
2020	2,071	3,755	-2,366	0	1,006	170	4,553	3,949	0
2021	2,221	856	-320	0	1,860	233	4,931	2,805	0
2022	4,730	1,796	-921	0	1,482	250	5,410	2,895	0
2023	3,564	4,215	-1,058	0	1,453	317	4,822	2,860	0
2024	3,332	3,950	-992	0	3,010	316	5,376	2,720	0
2025	5,694	3,693	-20	0	2,396	733	6,191	3,687	0
2026	6,452	4,169	-125	-90	2,246	730	6,326	3,270	1,405
2027	6,932	3,192	-521	0	2,980	910	7,313	4,252	0
2028	7,351	6,603	0	-1,000	3,900	930	9,300	5,350	0
2029	9,500	7,200	0	-1,700	4,400	930	9,800	5,850	1,360
2030	10,000	8,200	0	-1,700	4,000	930	10,300	6,350	1,361

Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

Figura 8.58. Cronograma de instalación/retiro de capacidad instalada de generación eléctrica de ALC, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

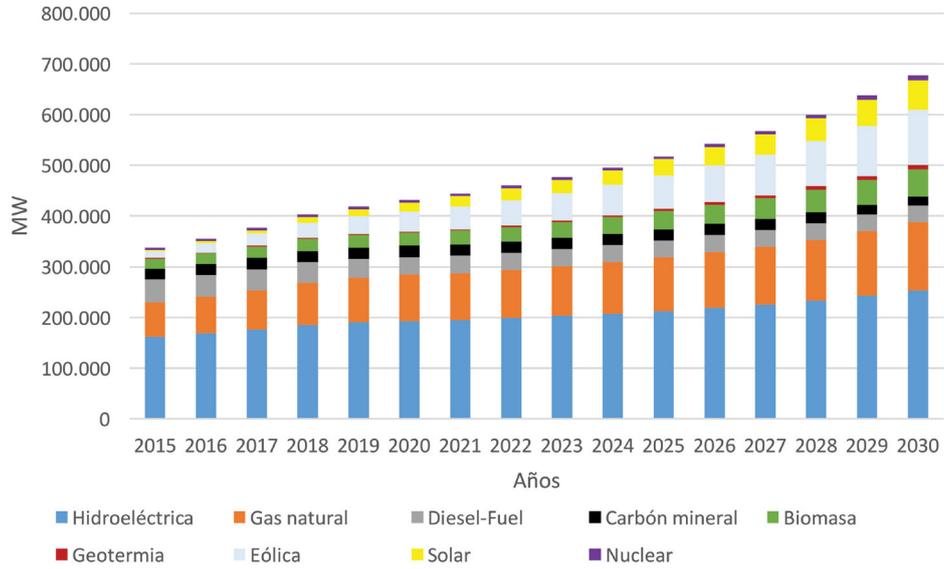
Tabla 8.40. Proyección de la capacidad instalada en ALC, Escenario ECN (MW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	162,241	192,730	212,271	252,507
Gas natural	67,798	91,495	106,005	135,370
Diésel-Fuel	45,260	34,971	33,374	33,069
Carbón mineral	20,736	22,114	22,114	17,775
Biomasa	19,833	25,344	35,544	53,070
Geotermia	1,484	2,503	4,352	8,782
Eólica	13,099	39,348	66,078	109,117
Solar	2,091	17,710	32,676	57,748
Nuclear	4,510	5,255	5,255	9,381
TOTAL	337,051	431,469	517,670	676,819

Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.



Figura 8.59. Capacidad instalada de generación eléctrica de ALC, Escenario ECN



Fuente: Elaboración propia en base a los planes de expansión de los países.

En la expansión de la capacidad instalada en ALC, bajo las premisas del escenario ECN, las ERNC como la biomasa, la eólica y la solar, cobran gran relevancia en el sistema de generación eléctrica de la región de ALC, destacándose la capacidad eólica, que pasa a ser la tercera tecnología en importancia en el año 2030.

Tabla 8.41. Proyección de la generación de electricidad en ALC, Escenario ECN (GWh)

Fuente	2015	2020	2025	2030
Hidroeléctrica	686,983	890,701	1,005,480	1,266,606
Gas natural	427,355	452,264	471,704	707,327
Diésel-Fuel	178,285	8,386	0	0
Carbón mineral	112,917	138,661	138,661	111,433
Biomasa	69,732	98,813	144,803	216,250
Geotermia	11,861	19,062	33,380	67,431
Eólica	39,521	139,764	239,980	404,047
Solar	5,763	36,890	68,367	121,053
Nuclear	33,277	38,551	38,551	69,697
TOTAL	1,565,695	1,823,092	2,140,926	2,963,845

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.60. Proyección de la generación eléctrica de ALC, Escenario ECN

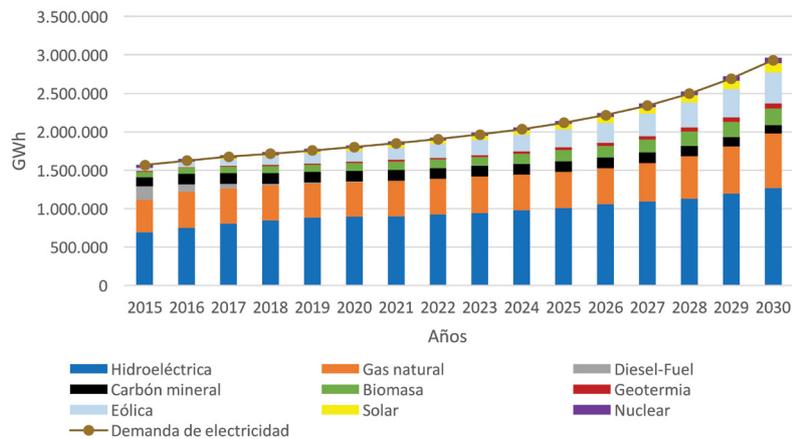
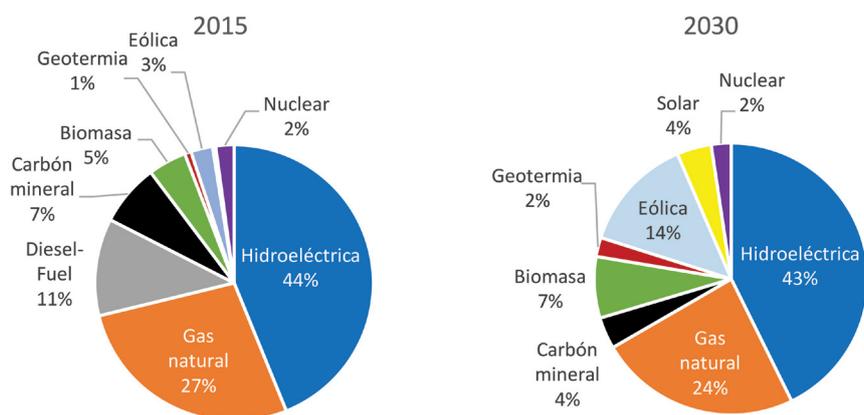


Figura 8.61. Evolución de la matriz de generación eléctrica de ALC, Escenario ECN



En el escenario ECN, la eliminación en el uso de petrolíferos para la generación eléctrica, es compensado principalmente por la mayor participación de las ERNC. Cabe destacar que, aunque existe una implementación importante de nuevas hidroeléctricas y centrales a gas natural, estas fuentes disminuyen su participación porcentual en la matriz de generación regional.

8.8.3 Proyección de la oferta total de energía

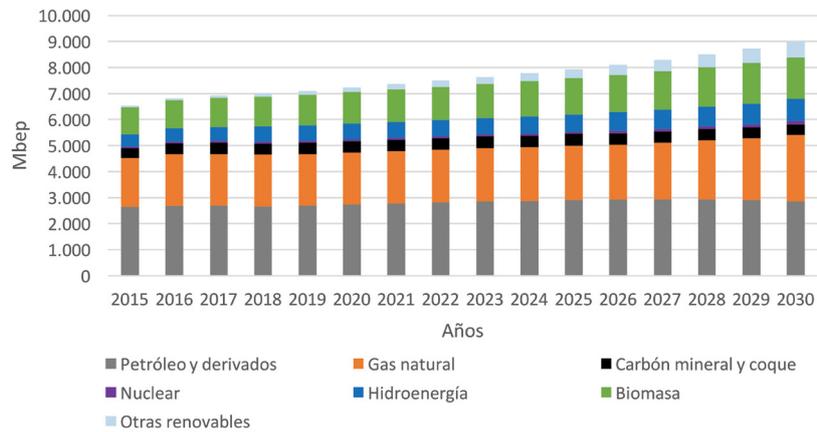
Tabla 8.42. Proyección de la oferta total energía en ALC, escenario ECN (Mbp)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Petróleo y derivados	2,634	2,736	2,905	2,852	0.5%
Gas natural	1,895	1,998	2,093	2,557	2.0%
Carbón mineral y coque	369	435	443	396	0.5%
Nuclear	64	76	76	133	5.0%
Hidroenergía	471	600	680	856	4.1%
Biomasa	1,041	1,208	1,396	1,590	2.9%
Otras renovables	57	182	345	608	17.1%
TOTAL	6,532	7,235	7,937	8,992	2.2%

Fuente: Resultados de la simulación

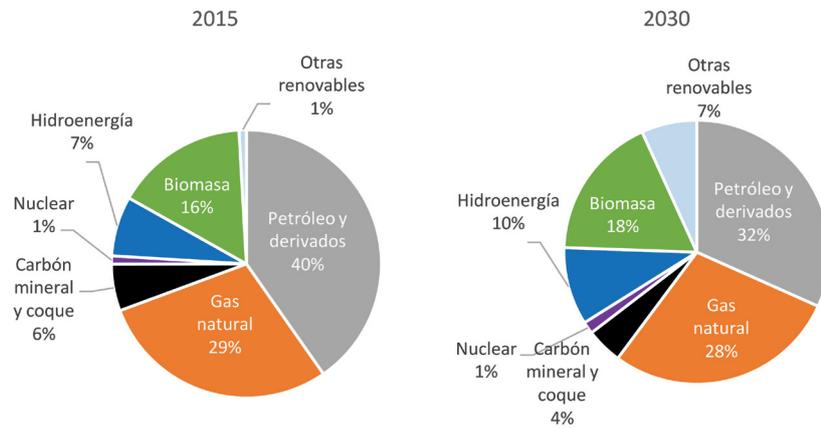


Figura 8.62. Proyección de la oferta total de energía en ALC, escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 8.63. Evolución de la matriz de oferta total de energía en ALC, Escenario ECN



Fuente: Resultados de la simulación

En la matriz de oferta total de energía de ALC, en el escenario ECN, las energías renovables, incrementan de manera muy importante su participación, mermando la correspondiente a los hidrocarburos y el carbón mineral.

9. Análisis de sensibilidad del escenario ECN, a los efectos del cambio climático

9. Análisis de sensibilidad del escenario ECN, a los efectos del cambio climático

9.1 Consideraciones generales

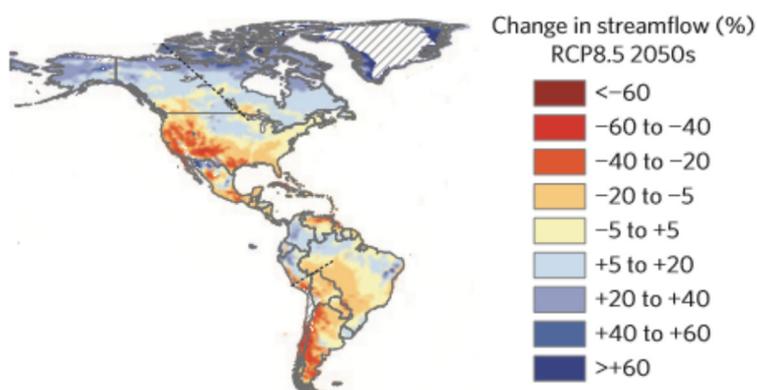
Como se mencionó en la sección introductoria, el período de proyección del presente estudio, es demasiado corto como para esperar que exista un impacto relevante del cambio climático, sobre la demanda de electricidad y disponibilidad de hidroenergía. Sin embargo, para poner a prueba la robustez del escenario ECN propuesto, en este capítulo se simuló una eventual manifestación prematura del cambio climático sobre las mencionadas variables.

Para definir la magnitud del efecto del cambio climático en las diferentes subregiones, se utilizó como referencia, la información del artículo “Power-

generation system vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources”, publicado por Nature Climate Change Journal en el año 2016 [65], donde se presentan estimaciones de la variación de los caudales hídricos para el año 2050, correspondientes al escenario más drástico de concentración de emisiones de GEI, como es el RCP8.5 formulado por el IPCC.

En la Figura 9.1, se puede apreciar de forma gráfica la distribución geográfica de los efectos del CC en los caudales hídricos para el Continente Americano.

Figura 9.1. Variación de las escorrentías al año 2050, correspondiente al escenario climático RCP8.5.



Fuente: (Michelle T. H. van Vliet et al., 2016)

Como se puede apreciar en la figura anterior, las subregiones más afectadas por el CC, serían México y El Cono Sur. En la Subregión Andina, se puede notar que Venezuela, Bolivia y una parte de Perú, se ven afectadas en ciertas zonas, sin embargo, en otras zonas de la subregión, las variaciones en los caudales son positivas, lo que contrarrestaría en cierta forma la afectación a nivel subregional. En

cuanto a América Central, el estudio específico realizado por OLADE, para los países de esta subregión [21], mostró que las afectaciones por el CC podrían empezar a manifestarse más allá del 2030, por lo que se consideraría un riesgo bajo, durante el período de estudio; y respecto a El Caribe, dada la baja participación de la hidroelectricidad, un efecto en este recurso resultaría prácticamente irrelevante.

Con base en los resultados de variación de las escorrentías arrojados en el escenario climático RCP8.5, como hipótesis del efecto del cambio climático sobre los sectores eléctricos de cada una de las subregiones analizadas se consideró un porcentaje de disminución del factor de planta de las hidroeléctricas para el año 2030, respecto a los factores utilizados en los escenarios EPA y ECN. Dicha disminución se distribuye de manera progresiva durante el período de estudio, asignándosele un valor al 2030 del 10% para las subregiones con mayor afectación del cambio climático y un 5% para las de menor afectación. Si bien los porcentajes de afectación que se muestran en la Figura 9.1, son en algunas zonas geográficas mucho mayores, estos están referidos al año 2050, por lo que para el año 2030 se consideró un rango mínimo de afectación.

Es razonable pensar que un incremento en la temperatura ambiental asociado al cambio climático, podría tener consecuencias sobre el consumo de electricidad, ya sea debido a un mayor consumo energético de los equipos de refrigeración y aire

condicionado, como a un menor uso de los equipos de calefacción. Así, la variación de la demanda de electricidad debido al CC dependerá del aumento de temperatura global y de la estacionalidad climática de cada subregión.

Dado que el escenario RCP8.5, prevé un aumento de la temperatura de 2° C al año 2100 y de 1 °C al año 2050 (con respecto a la temperatura del año 1900), se puede advertir que el incremento de temperatura sigue un patrón exponencial, lo cual supone que en los 15 años de proyección (2015-2030), el incremento de temperatura para el mencionado escenario climático, podría ser de 0.35 °C. Por otra parte, para la elasticidad de la demanda eléctrica respecto a la variación de temperatura, se asumieron los valores considerados en el estudio realizado por OLADE en América Central [21], que fueron de 1.5% y 2.5% dependiendo del país. Con estos valores de referencia se cuantificaron los efectos del CC sobre la oferta hidroeléctrica y la demanda de electricidad al año 2030 que se indican en la tabla 9.1.

Tabla 9.1. Porcentajes de variación considerados por efecto del cambio climático

Subregión	Factor de planta hidroeléctrico, año 2030	Elasticidad Demanda de Electricidad / Incremento de temperatura	Incremento de temperatura global, período 2015-2030	Consumo de electricidad industrial, residencial y comercial, año 2030
Brasil	-5%	2.5%	0.35°C	+0.88%
México	-10%	2.5%	0.35°C	+0.88%
América Central	-5%	2.5%	0.35°C	+0.88%
Subregión Andina	-5%	1.5%	0.35°C	+0.53%
Cono Sur	-10%	0%	0.35°C	0% ⁸
El Caribe	-5%	2.5%	0.35°C	+0.88%

Fuente: Elaboración propia

⁶El Factor de Planta de una central eléctrica, se define como la división entre la energía realmente producida en un período de tiempo determinado y la energía teórica que produciría la central operando de manera continua, a capacidad nominal, durante el mismo período.

⁷Es difícil establecer con precisión la variación en el tiempo de los caudales o del factor de planta de las centrales hidroeléctricas, para esto habría que realizar para cada subregión un estudio similar al que OLADE realizó en América Central [21] y está realizando en la Subregión Andina donde se analiza una gran cantidad de variables hidroclimáticas. Los valores de afectación considerados en este estudio corresponderían a un rango mínimo de afectación.

⁸Para la subregión del Cono Sur, debido a la marcada estacionalidad climática, se asumió que el eventual incremento de demanda eléctrica para refrigeración y aire acondicionado en las estaciones cálidas, se contrarrestaría con la menor demanda de calefacción en las estaciones frías.

Al igual que la reducción en el factor de planta de las hidroeléctricas, el efecto considerado sobre la demanda de electricidad se distribuye progresivamente en el período de proyección del escenario ECN. Es decir, que evoluciona desde su valor original en el año 2017 hasta el valor afectado por el CC en año 2030.

Cabe precisar que la simulación de los mencionados efectos del CC, se aplicaron tanto al escenario ECN propuesto, como al escenario de línea base BAU, generándose los escenarios de sensibilidad NDCs(RCP8.5) y BAU(RCP8.5), respectivamente. Al escenario EPA no se le aplicó dicha sensibilidad, porque corresponde a las proyecciones oficiales de los países contenidas en sus planes de expansión y por lo tanto se asume que su robustez fue validada al momento de elaborar dichos planes.

En la simulación de los escenarios BAU y BAU(RCP 8.5), no se usó la variable de factor de planta para el cálculo de la generación eléctrica, ya que la generación proyectada de cada tecnología, no obedece a una política de priorización en el despacho, sino que mantiene su participación porcentual en la matriz del año base. Por tanto, la diferencia en la generación hidroeléctrica entre dichos escenarios se debe exclusivamente a la diferencia en la proyección de la demanda interna de electricidad. Sin embargo, el factor de planta sí intervino en el cálculo de la capacidad instalada necesaria para cubrir dicha generación.

Una afectación eventual del rendimiento de las centrales térmicas por causa del aumento de la temperatura global, se descartó por considerarse irrelevante en el horizonte del estudio.

Se mantiene invariante el cronograma de expansión de la generación eléctrica, propuesto en el escenario ECN, para la simulación del escenario ECN(RCP8.5).

Con las hipótesis expuestas, se presenta a continuación los resultados más relevantes del análisis de sensibilidad a los efectos del cambio climático.

9.2 Brasil

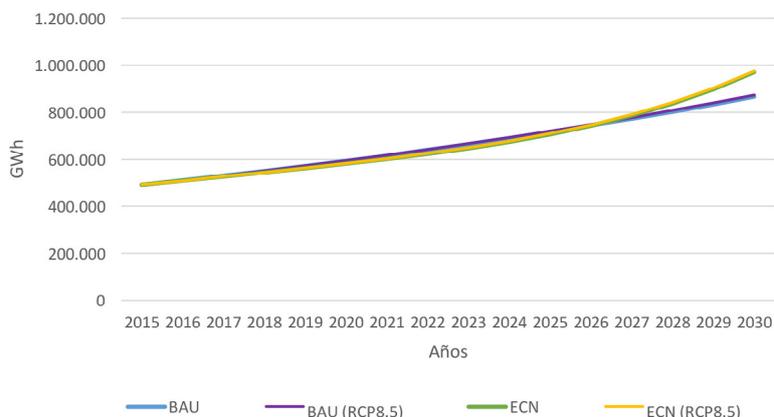
9.2.1 Variación en el consumo total de electricidad

Tabla 9.2. Variación en el consumo total de electricidad de Brasil, por efecto del CC, (GWh)

	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	491,255	593,026	716,277	865,616	3.8%
Escenario BAU (RCP8.5)	491,255	594,615	720,108	872,545	3.9%
Escenario ECN	491,255	580,500	706,146	969,997	4.6%
Escenario ECN (RCP 8.5)	491,255	581,567	709,436	976,226	4.7%

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 9.2. Variación en el consumo de electricidad de Brasil, por efecto del CC



Fuente: Resultados de la simulación

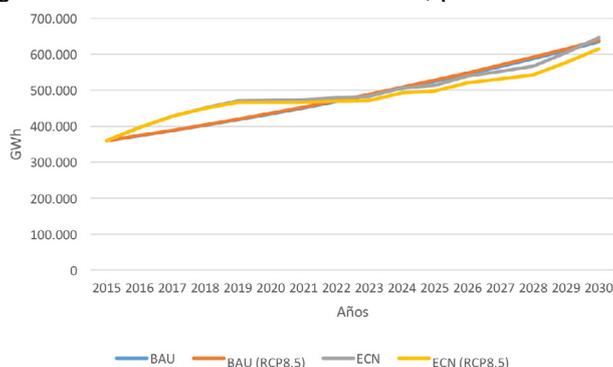
9.2.2 Variación en la generación hidroeléctrica

Tabla 9.3. Variación en la generación hidroeléctrica de Brasil, por efecto del CC (GWh)

	2015	2020	2025	2030
Escenario BAU	359,975	434,567	524,885	634,319
Escenario BAU (RCP8.5)	359,975	435,731	527,691	639,396
Escenario ECN	359,975	471,718	513,513	646,782
Escenario ECN (RCP 8.5)	359,975	466,275	497,713	614,443

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 9.3. Variación de la generación hidroeléctrica de Brasil, por efecto del CC



Fuente: Resultados de la simulación

9.3 México

9.3.1 Variación en el consumo total de electricidad

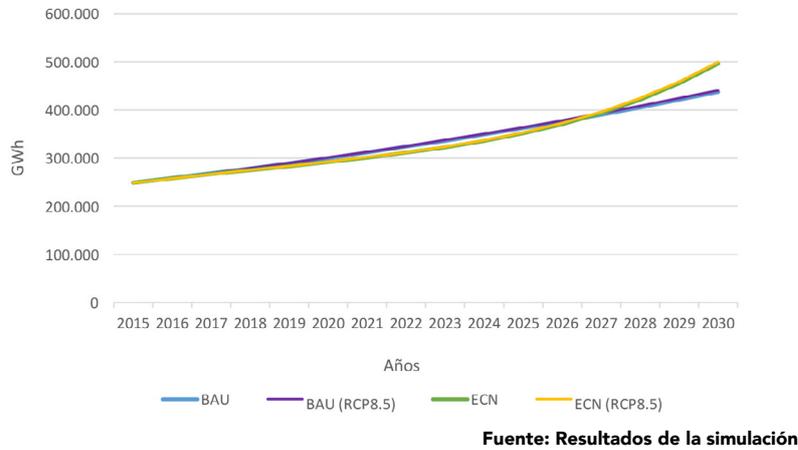
Tabla 9.4. Variación del consumo total de electricidad de México, por efecto del CC (GWh)

	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	248,895	300,182	362,123	436,943	3.8%
Escenario BAU (RCP8.5)	248,895	300,994	364,089	440,511	3.9%
Escenario ECN	248,895	291,779	351,473	496,019	4.7%
Escenario ECN (RCP 8.5)	248,895	292,319	353,099	499,031	4.7%

Fuente: Resultados de la simulación



Figura 9.4. Variación del consumo total de electricidad de México, por efecto del CC



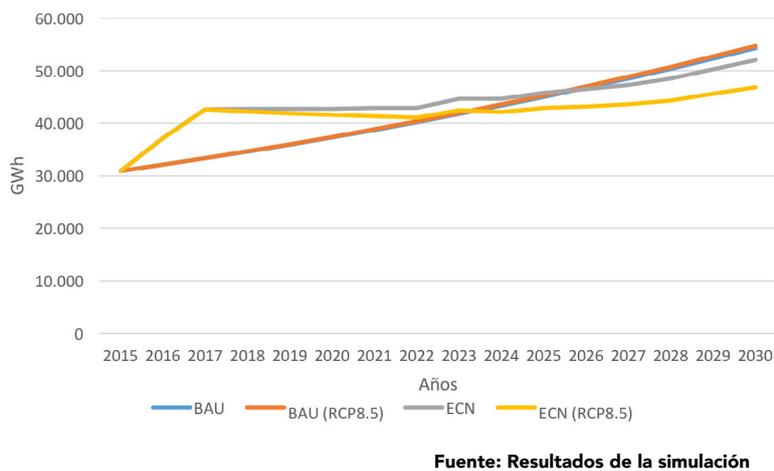
9.3.2 Variación en la generación hidroeléctrica

Tabla 9.5. Variación de la generación hidroeléctrica de México, por efecto del CC (GWh)

	2015	2020	2025	2030
Escenario BAU	30,955	37,330	45,033	54,337
Escenario BAU (RCP8.5)	30,955	37,431	45,277	54,781
Escenario ECN	30,955	42,787	45,836	52,027
Escenario ECN (RCP 8.5)	30,955	41,565	42,889	46,825

Fuente: Resultados de la simulación

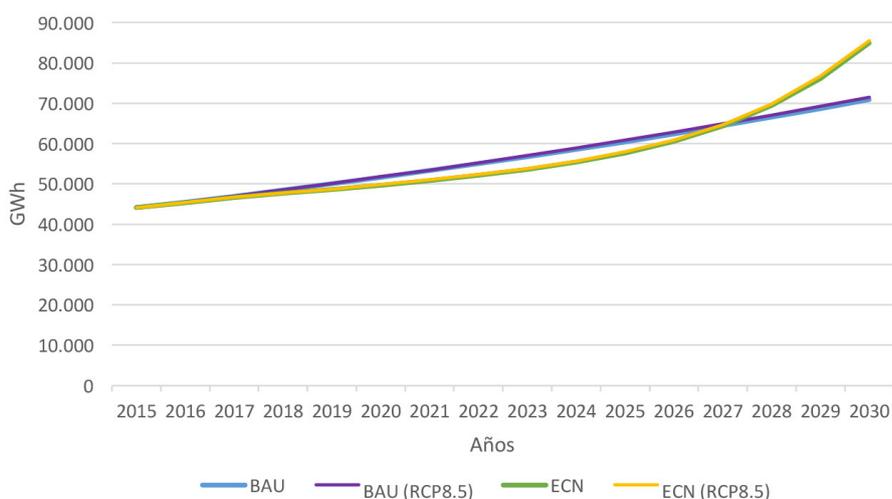
Figura 9.5. Variación de la generación hidroeléctrica de México, por efecto de CC



9.4 América Central

9.4.1 Variación del consumo total de electricidad

Tabla 9.6. Variación del consumo total de electricidad de América Central, por efecto del CC (GWh)



Fuente: Resultados de la simulación

9.4.2 Variación de la generación hidroeléctrica

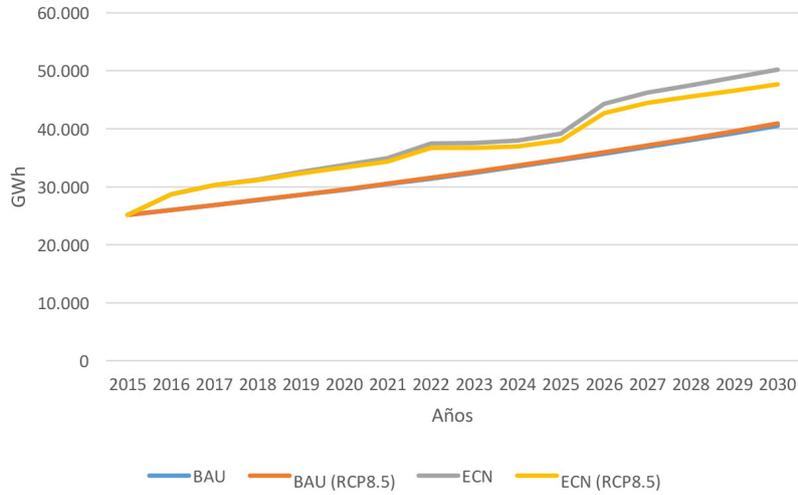
Tabla 9.7. Variación de la generación hidroeléctrica de América Central, debido al CC (GWh)

	2015	2020	2025	2030
Escenario BAU	25,195	29,494	34,560	40,535
Escenario BAU (RCP8.5)	25,195	29,580	34,761	40,889
Escenario ECN	25,195	33,751	39,141	50,153
Escenario ECN (RCP 8.5)	25,195	33,362	37,936	47,645

Fuente: Resultados de la simulación



Figura 9.7. Generación hidroeléctrica de América Central, Escenario ECC vs. Escenarios BAU y EPA



Fuente: Resultados de la simulación

9.5 Subregión Andina

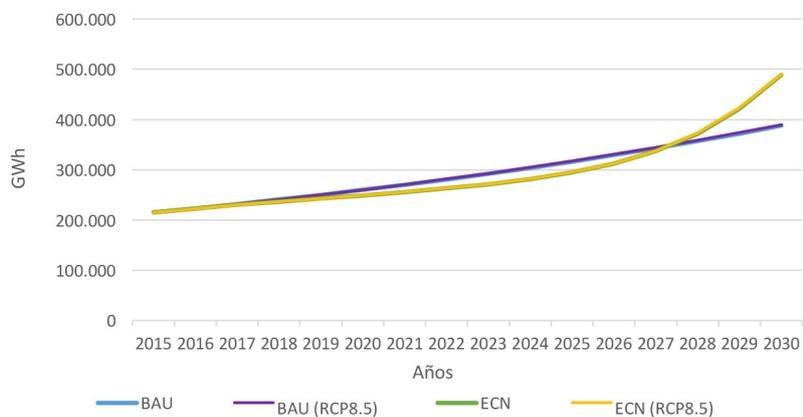
9.5.1 Variación del consumo total de electricidad

Tabla 9.8. Variación del consumo total de electricidad de la Subregión Andina, por efecto del CC (GWh)

	2015	2020	2025	2030	t.c.a
Escenario BAU	215,097	259,898	316,389	387,884	4%
Escenario BAU (RCP8.5)	215,097	260,299	317,354	389,640	4%
Escenario ECN	215,097	248,928	294,494	488,880	5.6%
Escenario ECN (RCP 8.5)	215,097	249,191	295,268	490,300	5.6%

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 9.8. Variación del consumo total de electricidad de la Subregión Andina, por efecto del CC



Fuente: Resultados de la simulación

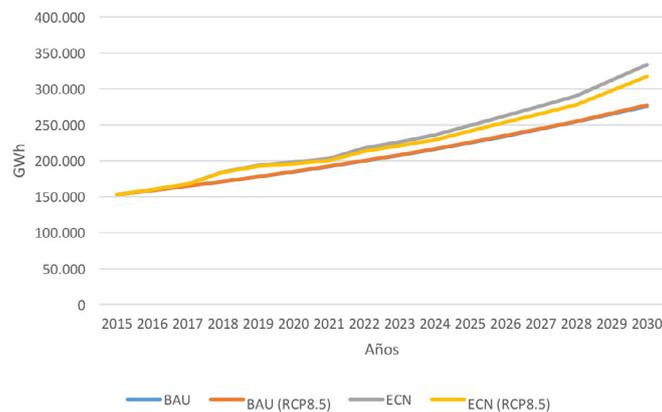
9.5.2 Variación de la generación hidroeléctrica

Tabla 9.9. Variación de la generación hidroeléctrica de la Subregión Andina, por efecto del CC (GWh)

	2015	2020	2025	2030
Escenario BAU	152,886	184,859	225,039	275,892
Escenario BAU (RCP8.5)	152,886	185,144	225,726	277,141
Escenario ECN	152,886	198,181	249,141	333,716
Escenario ECN (RCP 8.5)	152,886	195,895	241,475	317,030

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 9.9. Variación de la generación hidroeléctrica de la Subregión Andina, por efecto del CC



Fuente: Resultados de la simulación

9.6 Cono Sur

9.6.1 Variación del consumo total de electricidad

De acuerdo a lo indicado en las consideraciones generales del presente capítulo, la subregión del Cono Sur no presenta variación del consumo anual de electricidad por efecto del cambio climático.

9.6.2 Variación de la generación hidroeléctrica

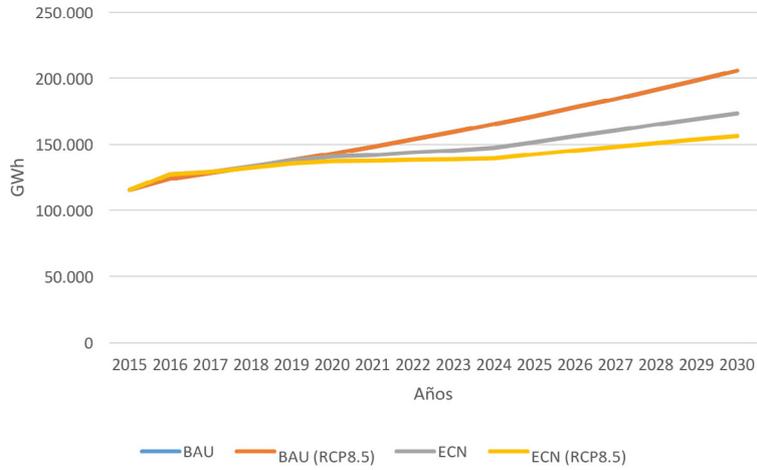
Tabla 9.10. Variación de la generación hidroeléctrica del Cono Sur, por efecto del CC (GWh)

	2015	2020	2025	2030
Escenario BAU	115,574	142,967	171,463	205,879
Escenario BAU (RCP8.5)	115,574	142,967	171,463	205,879
Escenario ECN	115,574	140,579	151,673	173,573
Escenario ECN (RCP 8.5)	115,574	137,335	142,340	156,216

Fuente: Resultados de la simulación



Figura 9.10. Variación de la generación hidroeléctrica del Cono Sur, por efecto del CC



Fuente: Resultados de la simulación

9.7 El Caribe

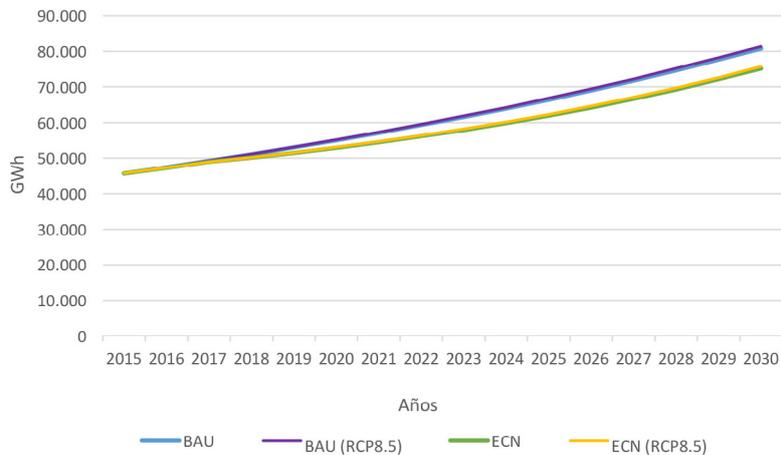
9.7.1 Variación del consumo total de electricidad

Tabla 9.11. Variación del consumo total de electricidad de El Caribe, por efecto del CC (GWh)

	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Escenario BAU	45,722	54,961	66,436	80,745	3.9%
Escenario BAU (RCP8.5)	45,722	55,114	66,805	81,416	3.9%
Escenario ECN	45,722	52,920	61,941	75,171	3.4%
Escenario ECN (RCP 8.5)	45,722	53,021	62,249	75,755	3.4%

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 9.11. Variación del consumo total de electricidad de El Caribe, por efecto del CC



Fuente: Resultados de la simulación

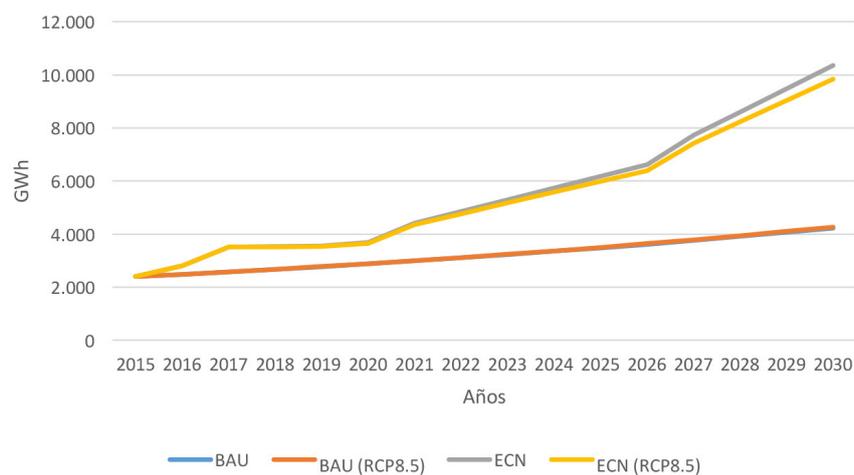
9.7.2 Variación de la generación hidroeléctrica

Tabla 9.12. Generación hidroeléctrica de El Caribe, Escenario ECC vs. Escenarios BAU y EPA (GWh)

	2015	2020	2025	2030
Escenario BAU	2,398	2,882	3,484	4,235
Escenario BAU (RCP8.5)	2,398	2,890	3,503	4,270
Escenario ECN	2,398	3,684	6,176	10,354
Escenario ECN (RCP 8.5)	2,398	3,641	5,986	9,837

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 9.12. Variación de la generación hidroeléctrica de El Caribe, por efecto del CC



Fuente: Resultados de la simulación

9.8 América Latina y El Caribe (ALC)

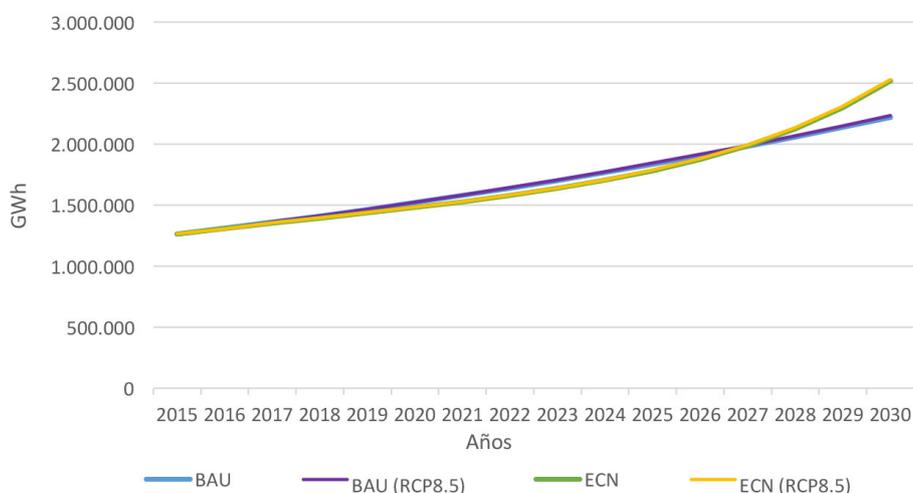
9.8.1 Variación del consumo total de electricidad

Tabla 9.13. Variación del consumo total de electricidad de ALC, por efecto del CC (GWh)

	2015	2020	2025	2030	t.p.a
Escenario BAU	1,264,966	1,523,104	1,837,631	2,221,463	3.8%
Escenario BAU (RCP8.5)	1,264,966	1,526,208	1,845,112	2,235,006	3.9%
Escenario ECN	1,264,966	1,482,099	1,781,692	2,516,663	4.7%
Escenario ECN (RCP 8.5)	1,264,966	1,484,193	1,787,999	2,528,451	4.7%

Fuente: Resultados de la simulación

Figura 9.13. Variación del consumo total de electricidad de ALC, por efecto del CC



Fuente: Resultados de la simulación

Como se pudo observar en las tablas y gráficos de variación del consumo eléctrico, por efecto del cambio climático de cada una de las subregiones analizadas, las diferencias entre los escenarios BAU y ECN, con sus respectivos escenarios de sensibilidad BAU(RCP8.5) y ECN(RCP8.5) son ínfimas, por lo que, como era de esperarse, también a nivel regional de ALC, ocurre lo mismo, con porcentajes de variación al 2030 de 0.6% y 0.5% respectivamente, para el año 2030.

Estos resultados ponen de manifiesto que, en principio, el posible incremento de 0,35°C en las temperaturas no supondría un cambio en los hábitos de consumo de energía. Por tanto, el escenario ECN no quedaría afectado en lo referente al consumo de energía.

9.8.2 Variación de la generación hidroeléctrica

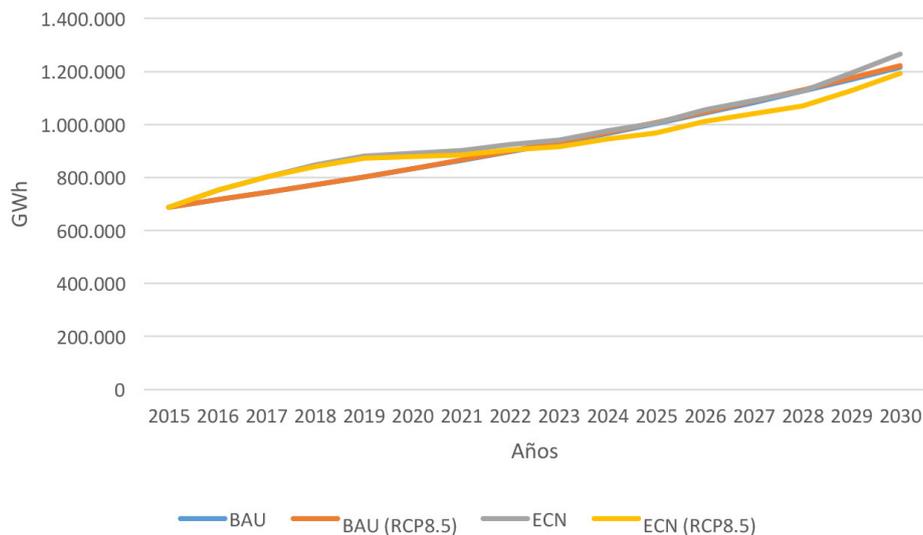
Tabla 9.14. Variación de la generación hidroeléctrica de ALC, por efecto del CC (GWh)

	2015	2020	2025	2030
Escenario BAU	686,983	832,100	1,004,464	1,215,196
Escenario BAU (RCP8.5)	686,983	833,743	1,008,422	1,222,355
Escenario ECN	686,983	890,701	1,005,480	1,266,606
Escenario ECN (RCP 8.5)	686,983	878,072	968,339	1,191,996

Fuente: Resultados de la simulación



Figura 9.14 Variación de la generación hidroeléctrica de ALC, por efecto del CC



Fuente: Resultados de la simulación

La diferencia en la generación hidroeléctrica, por efecto del cambio climático entre los escenarios BAU y BAU(RCP8.5) es muy marginal (0.6% al año 2030) debido a que, por el tipo de simulación de dichos escenarios, los resultados de generación eléctrica, no dependen de los factores de planta, sino solamente de la demanda de electricidad.

Sin embargo, la diferencia entre los escenarios ECN y ECN(RCP8.5) para la región de ALC representa una disminución de aproximadamente el 6% para el año 2030, lo que ya se puede considerar una cifra relevante. Esta disminución en la hidroelectricidad, como se verá a continuación, podría afectar de forma ligeramente negativa en el porcentaje de generación eléctrica cubierto por energías renovables. Este fenómeno pone a prueba la robustez del escenario ECN, lo cual formará parte del análisis realizado en el capítulo siguiente.

10. Análisis comparativo de los escenarios simulados, mediante indicadores energéticos y ambientales.

10. Análisis comparativo de los escenarios simulados, mediante indicadores energéticos y ambientales.

10.1 Consideraciones generales

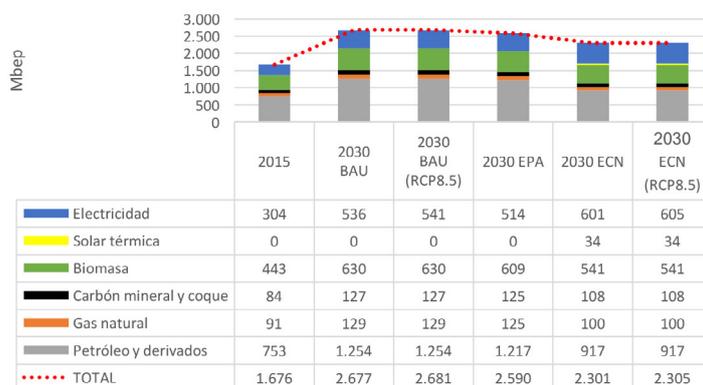
Una vez presentados en los capítulos anteriores los resultados energéticos, individuales de la simulación de los diferentes escenarios y con el fin de mostrar de manera más explícita, el efecto de las premisas utilizadas en cada uno de ellos, sobre el estado de la matriz energética en el horizonte de estudio, en el presente capítulo se analizan las diferencias más relevantes, entre dichos escenarios, mediante indicadores comparativos de tipo energético y ambiental. Los indicadores de tipo ambiental se refieren a las emisiones de CO₂e y los porcentajes de reducción respecto al escenario de línea base BAU, tanto para la matriz de oferta total de energía, como para la matriz de generación eléctrica.

Para el cálculo de emisiones de CO₂e, se utilizaron los factores de emisión propuestos por el IPCC, para el método de tecnologías (revisión 2006), que se recopilan en el Sistema de Información Energética de OLADE (SieLAC) y que se muestran en el Anexo V.

10.2 Brasil

10.2.1 Proyección y estructura del consumo final de energía

Figura 10.1 Proyección del consumo final de energía de Brasil, todos los escenarios

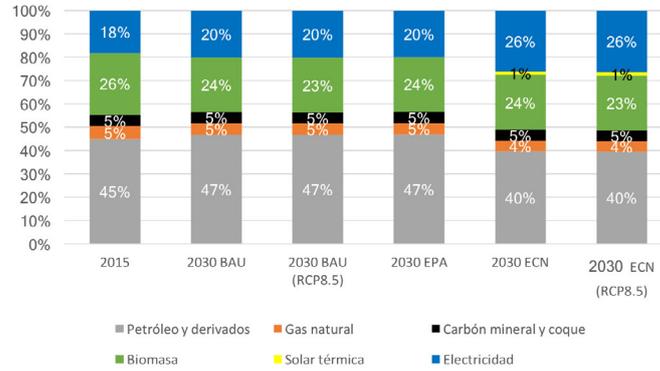


Fuente: Resultados de la simulación

Para Brasil, el escenario EPA genera un ahorro en el consumo total de energía del 3% respecto al escenario BAU, mientras que el escenario ECN, permite un ahorro del 14% respecto al escenario BAU y del 11% respecto al escenario EPA.



Figura 10.2 Estructura de la matriz de consumo final de energía de Brasil, todos los escenarios

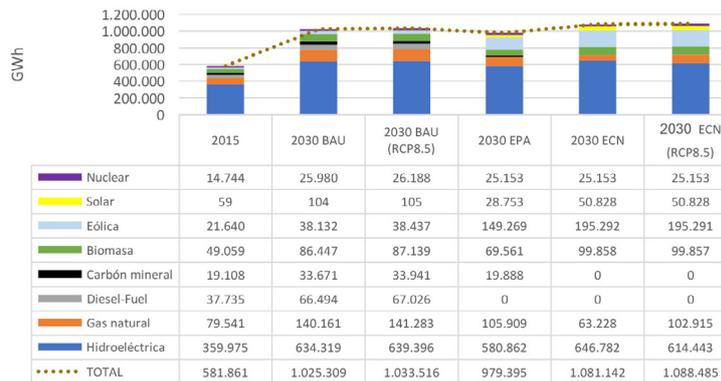


Fuente: Resultados de la simulación

Los escenarios BAU y EPA, tienen aproximadamente la misma estructura en la matriz de consumo final en el año 2030, mientras que en el escenario ECN, reduce de manera importante la participación de los hidrocarburos en dicha matriz.

10.2.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica

Figura 10.3 Proyección de la generación eléctrica de Brasil, todos los escenarios

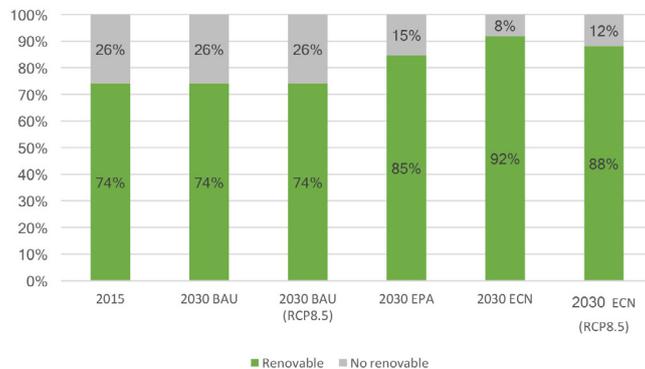


Fuente: Resultados de la simulación

El escenario EPA, consigue un ahorro del 4% en la generación eléctrica de Brasil, respecto al escenario BAU, mientras que, en el escenario ECN, debido a la mayor penetración de la electricidad en los sectores de consumo final, la generación se incrementa en un 5%, respecto a la misma referencia.



Figura 10.4 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de Brasil, todos los escenarios

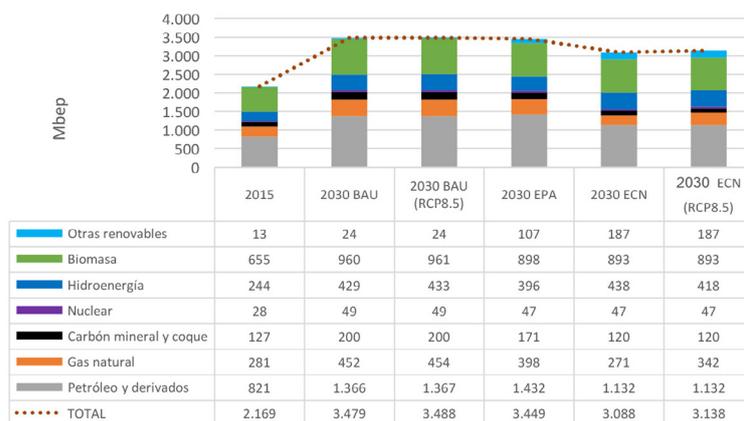


Fuente: Resultados de la simulación

Si bien Brasil ya ostenta en el año base un índice de renovabilidad de la generación eléctrica, bastante alto, este indicador mejora sustancialmente con el escenario de políticas actuales EPA y aún más con el escenario propuesto ECN, aunque con la sensibilidad a los efectos del cambio climático (escenario ECN(RCP8.5)), principalmente debido al efecto negativo sobre la generación hidroeléctrica (ver Capítulo 9), pierde algunos puntos porcentuales en dicho índice.

10.2.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía

Figura 10.5 Proyección de la oferta total de energía de Brasil, todos los escenarios

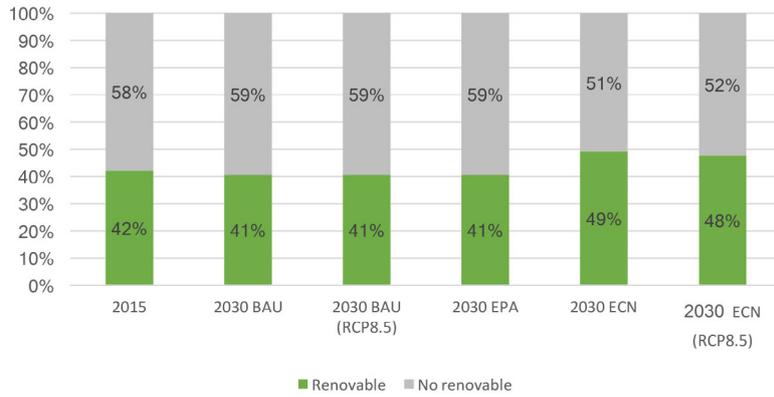


Fuente: Resultados de la simulación

Con el escenario de políticas actuales, Brasil consigue un ahorro en la oferta total de energía de solamente el 1% respecto al escenario BAU, sin embargo, dicho ahorro alcanza el 11% con el escenario ECN propuesto.



Figura 10.6 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de Brasil, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Aunque con el escenario de políticas actuales (EPA), el índice de renovabilidad de la oferta total de energía, se mantiene, respecto al escenario BAU, este indicador mejora en el escenario ECN, acercándose al 50%, aunque pierde un punto porcentual por la sensibilidad al cambio climático.

10.2.4 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción

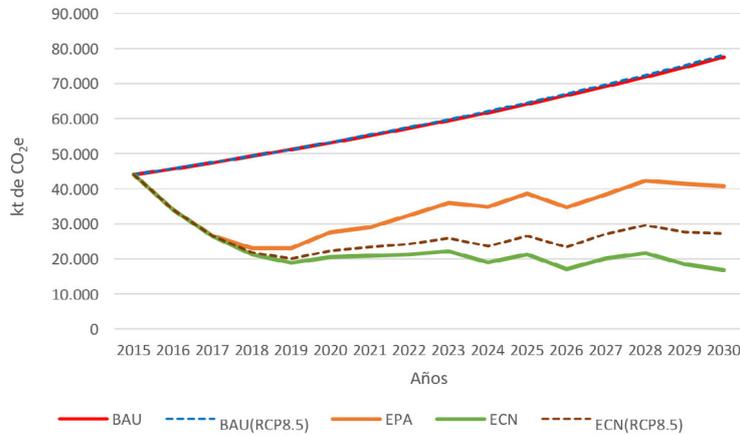
Tabla 10.1. Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de Brasil, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	43,972	43,972	43,972	43,972	43,972
2016	45,659	45,684	33,936	33,936	33,936
2017	47,411	47,461	26,537	26,445	26,445
2018	49,230	49,309	22,998	21,170	21,741
2019	51,120	51,230	23,028	18,841	20,028
2020	53,084	53,226	27,500	20,484	22,276
2021	55,125	55,302	28,895	20,903	23,313
2022	57,245	57,460	32,328	21,207	24,257
2023	59,448	59,703	35,947	22,162	25,867
2024	61,738	62,035	34,804	19,004	23,514
2025	64,117	64,460	38,516	21,263	26,502
2026	66,589	66,980	34,672	17,097	23,262
2027	69,158	69,601	38,320	20,070	27,081
2028	71,827	72,326	42,256	21,555	29,473
2029	74,602	75,159	41,406	18,459	27,608
2030	77,485	78,105	40,772	16,759	27,278
TOTAL	947,809	952,013	545,889	363,328	426,555

Fuente: Resultados de la simulación

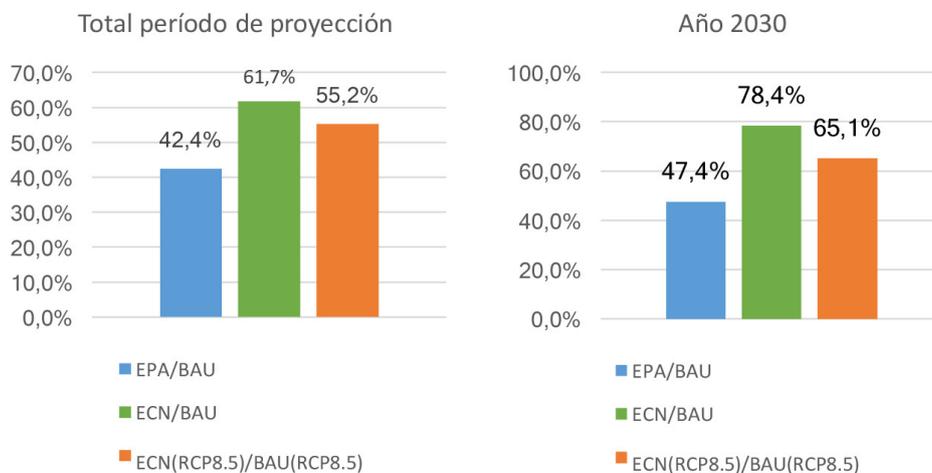


Figura 10.7 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de Brasil, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.8 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

Gracias a que el cronograma de expansión de la generación eléctrica que plantea Brasil para el escenario EPA, considera un incremento considerable del componente renovable, el cual se profundizó para el escenario ECN, se obtiene como resultado para ambos escenarios, valores considerables de porcentaje de reducción de emisiones, respecto al escenario BAU.

Dado el alto grado de dependencia de la hidroenergía que tiene la matriz de generación eléctrica de Brasil, se puede apreciar que, con sensibilidad al cambio climático, la variación en los porcentajes de reducción de emisiones de CO₂e es también muy importante (Figura 10.8).

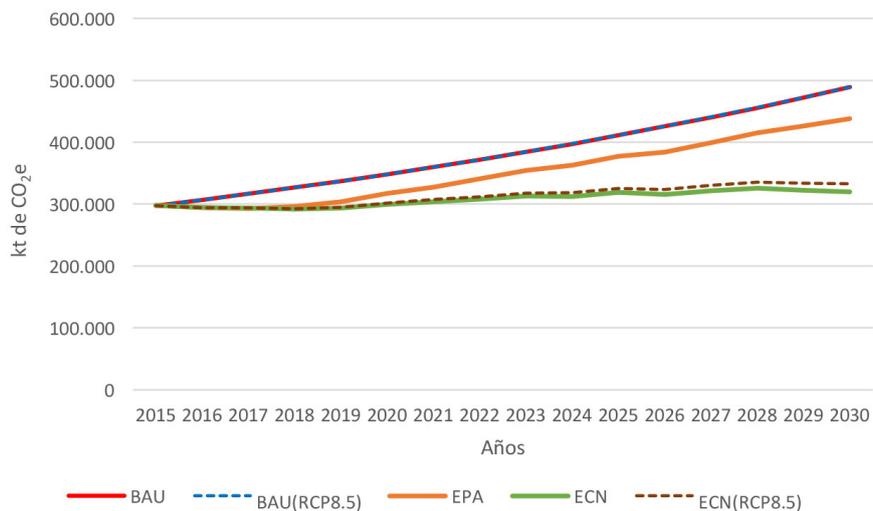
10.2.5 Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética y porcentajes de reducción

Tabla 10.2. Emisiones de CO₂e de la matriz energética de Brasil, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	297,672	297,672	297,672	297,672	297,672
2016	306,875	306,903	294,419	294,419	294,419
2017	316,512	316,570	292,792	293,644	293,644
2018	326,599	326,689	296,245	291,559	292,281
2019	337,148	337,273	303,841	293,178	294,677
2020	348,175	348,337	317,518	299,407	301,670
2021	359,696	359,898	327,676	304,109	307,151
2022	371,727	371,971	340,838	308,252	312,102
2023	384,285	384,575	354,393	313,221	317,867
2024	397,389	397,727	362,958	312,511	318,206
2025	411,057	411,448	377,420	318,536	325,150
2026	425,310	425,756	383,609	315,757	323,542
2027	440,169	440,674	398,845	321,615	330,467
2028	455,656	456,224	415,147	325,322	335,318
2029	471,794	472,428	425,948	322,213	333,764
2030	488,607	489,313	437,832	319,562	332,843
TOTAL	6,138,672	6,143,457	5,627,150	4,930,978	5,010,772
t.p.a. 2030/2015	3.4%	3.4%	2.6%	0.5%	0.7%

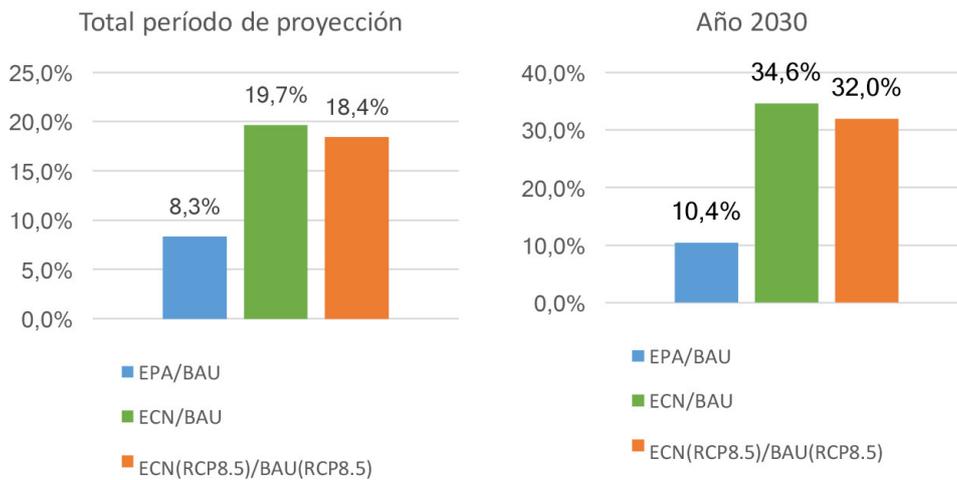
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.9 Emisiones de CO₂e de la matriz energética de Brasil, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.10 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la matriz energética de Brasil



Fuente: Resultados de la simulación

Como se indicó en el capítulo 7, Brasil no especifica en sus NDCs una meta específica de reducción de emisiones de GEIs para el sector energético, sino una meta general de reducción al año 2030, del 43% respecto a la emisiones totales del año 2005. Como se puntualizó también en ese mismo capítulo, los porcentajes de reducción obtenidos en el escenario EPA, con respecto al escenario BAU, están por debajo de las metas establecidas en los NDCs de la mayoría de países de la región y la tasa promedio de crecimiento anual de dichas emisiones en el período de proyección (2.6%), sobrepasa la esperada para el sector de la energía (1.8%), en el ejercicio realizado por el MME sobre la contribución de los diferentes

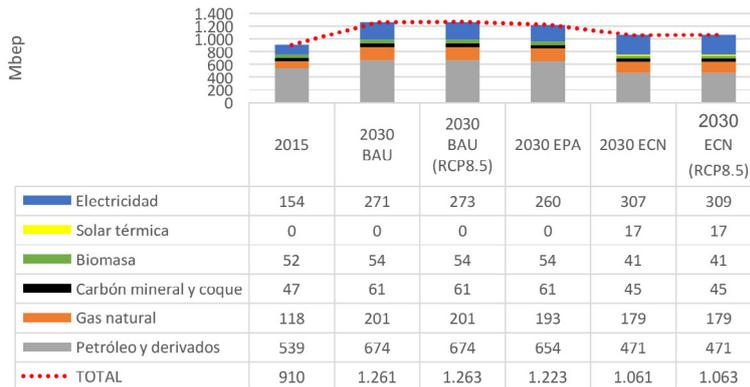
sectores al cumplimiento de los NDCs. Sin embargo, bajo las premisas del escenario ECN, el porcentaje de reducción sobrepasa el 30% para el año 2030, inclusive con sensibilidad al cambio climático y además, la tasa promedio de crecimiento anual de las emisiones disminuye hasta el 0.5%, valor inferior a la máxima esperada por el MME del 1.8% para el cumplimiento de los NDCs.

Cabe resaltar también que de la reducción total de emisiones logradas en el escenario ECN, respecto al BAU (169 Mt de CO₂e.), el 36% (60.7 Mt de CO₂e.) corresponden al sector de generación eléctrica (ver tablas 10.1 y 10.2).

10.3 México

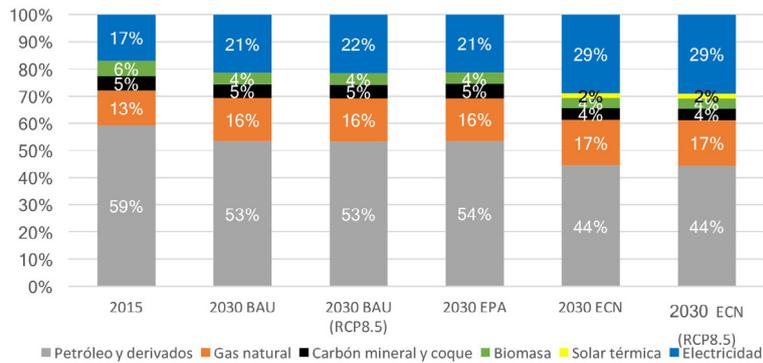
10.3.1 Proyección y estructura del consumo final de energía

Figura 10.11 Proyección del consumo final de energía de México, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.12 Estructura de la matriz de consumo final de energía de México, todos los escenarios

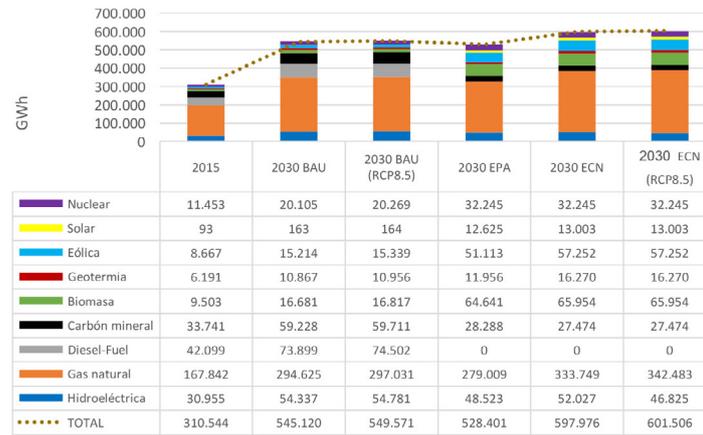


Fuente: Resultados de la simulación

El escenario EPA, consigue para México una reducción del 3% en el consumo final de energía, respecto al escenario BAU, pero mantiene aproximadamente la misma estructura porcentual de la matriz de consumo. Sin embargo, con el escenario ECN, el ahorro en el consumo final de energía alcanza el 16% respecto al escenario BAU y del 13% respecto al escenario EPA; siendo muy notoria la reducción en la participación de petrolíferos, que son desplazados por gas natural y electricidad (figuras 10.11 y 10.12).

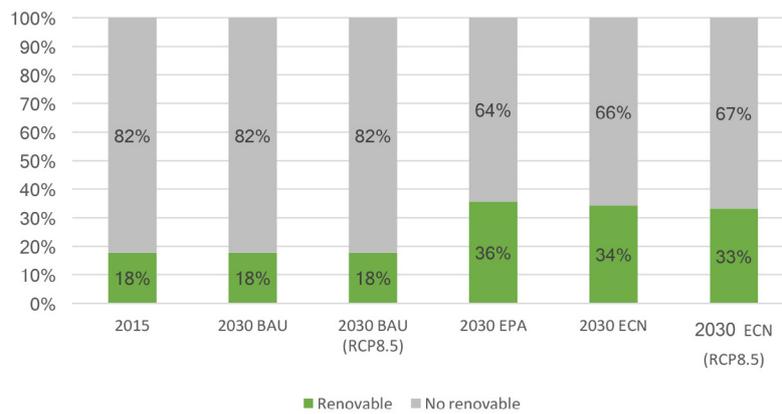
10.3.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica

Figura 10.13 Proyección de la generación eléctrica de México, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.14 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de México, todos los escenarios



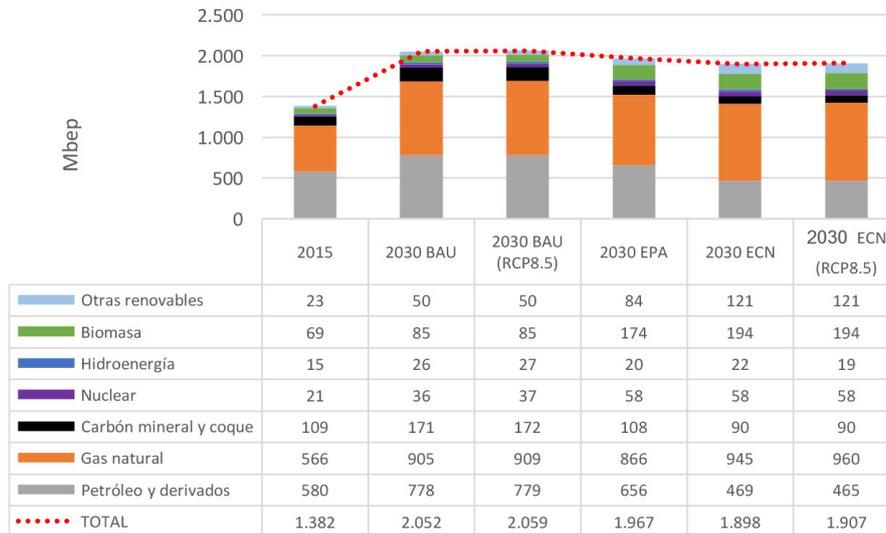
Fuente: Resultados de la simulación



El escenario EPA, permite un ahorro en la generación eléctrica, en la misma proporción que disminuye el consumo de electricidad, respecto al escenario BAU (4%), mientras que en el escenario ECN, la generación se incrementa en un 10% debido a la mayor electrificación de sectores como el transporte y el industrial. Gracias a la penetración más acelerada de energías renovables, el escenario EPA duplica el índice de renovabilidad respecto al escenario BAU, sin embargo, en el escenario ECN, este indicador decae un poco debido a la expansión del gas natural para abastecer la demanda adicional de electricidad. Se puede notar que la sensibilidad al cambio climático, afecta también a dicho indicador (figuras 10.13 y 10.14).

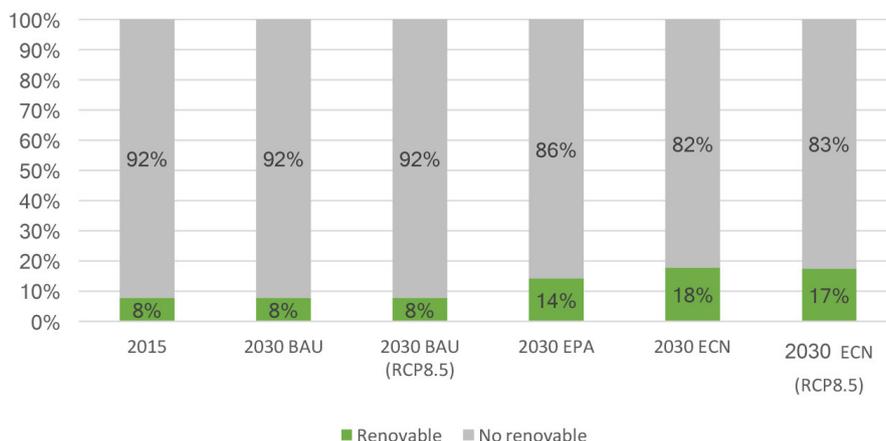
10.3.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía

Figura 10.15 Proyección de la oferta total de energía de México, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.16 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de México, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

El escenario EPA, genera un ahorro del 4% en la oferta total de energía de México, respecto al escenario BAU, incrementándose dicho ahorro hasta un 7% gracias al escenario ECN. De igual manera, mientras que el escenario EPA mejora el índice de renovabilidad de la matriz de oferta total de energía de México en 7 puntos porcentuales, respecto al escenario BAU, el escenario ECN, consigue sumar 10 puntos porcentuales adicionales a dicho indicador. La sensibilidad al cambio climático para el escenario ECN, afecta en un punto porcentual a la renovabilidad de la oferta total de energía (figuras 10.15 y 10.16).

10.3.4 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción

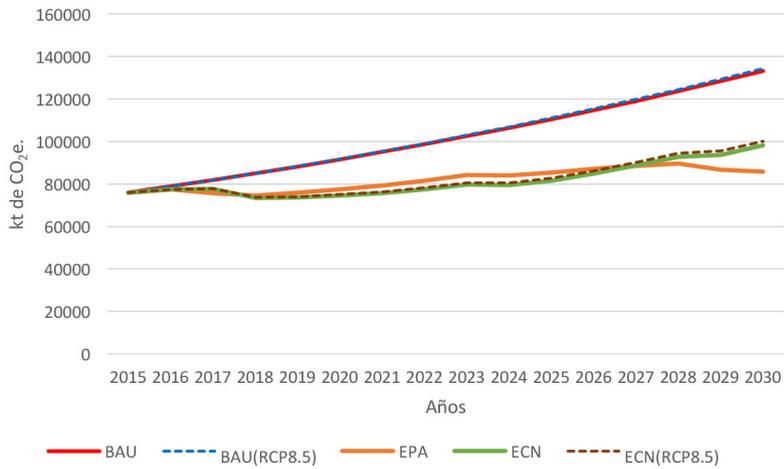
Tabla 10.3. Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de México, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN RCP8.5)
2015	75,930	75,930	75,930	75,930	75,930
2016	78,821	78,863	77,378	77,378	77,378
2017	81,829	81,918	75,773	77,745	77,745
2018	84,954	85,092	74,464	73,497	73,690
2019	88,198	88,389	75,843	73,742	74,058
2020	91,568	91,816	77,451	74,596	75,038
2021	95,067	95,376	79,294	75,740	76,310
2022	98,701	99,075	81,594	77,478	78,178
2023	102,474	102,919	84,251	79,685	80,539
2024	106,393	106,912	83,955	79,600	80,591
2025	110,463	111,062	85,245	81,535	82,685
2026	114,689	115,374	87,133	84,851	86,157
2027	119,078	119,854	88,561	88,729	90,199
2028	123,636	124,510	89,561	92,741	94,392
2029	128,370	129,347	86,771	93,755	95,604
2030	133,286	134,374	85,753	98,078	100,136
TOTAL	1,633,455	1,640,811	1,308,955	1,305,081	1,318,629

Fuente: Resultados de la simulación

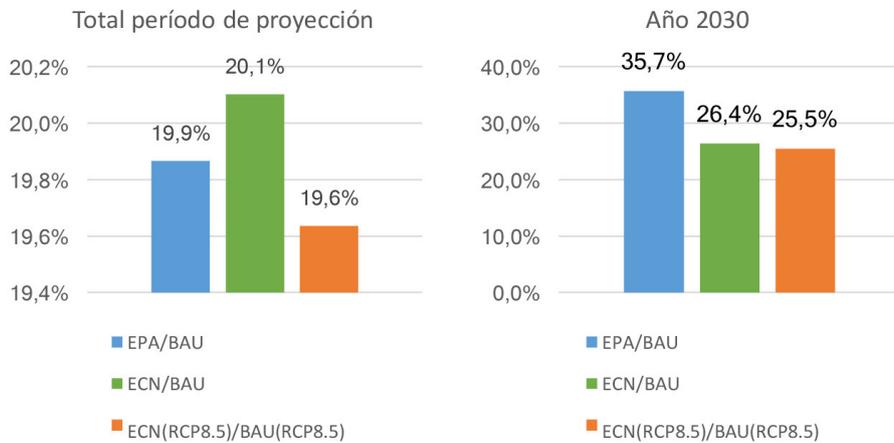


Figura 10.17 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de México, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.18 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de México



Fuente: Resultados de la simulación

El caso de México tiene la particularidad que si bien, respecto a emisiones acumuladas en todo el período de estudio, el escenario ECN, genera mayor porcentaje de reducción de emisiones que el escenario EPA, respecto al escenario BAU, para el final del periodo de proyección el porcentaje de reducción en el escenario ECN, es menor que en el EPA. Esto se debe a la mayor demanda de electricidad y mayor penetración de gas natural para su abastecimiento, lo cual podría indicar la necesidad, por parte de México, de plantearse en algún momento una estrategia de limitación en el uso de gas natural como combustible de generación eléctrica sustituyéndolo por más energía renovable, más allá de las premisas consideradas para el escenario ECN.

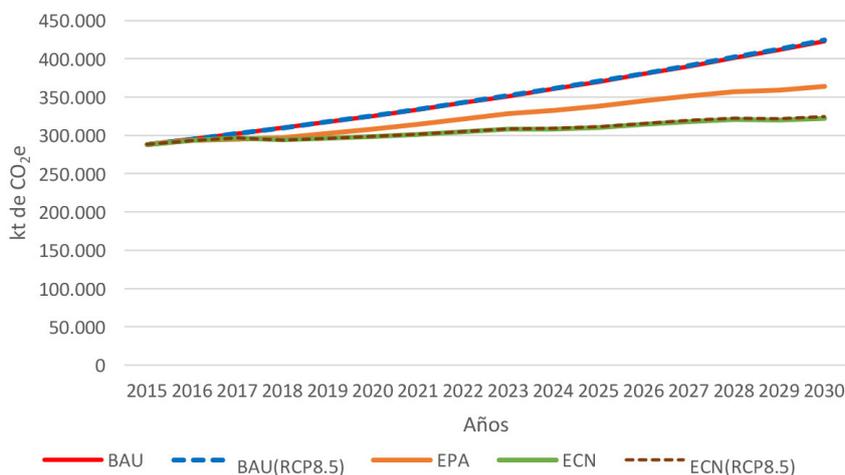
10.3.5 Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética y porcentajes de reducción

Tabla 10.4. Emisiones de CO₂e de la matriz energética de México, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	288,006	288,006	288,006	288,006	288,006
2016	294,917	294,970	290,105	290,105	290,105
2017	302,117	302,227	292,262	291,923	291,923
2018	309,595	309,766	297,016	292,240	292,084
2019	317,355	317,592	302,151	294,226	294,360
2020	325,400	325,708	307,807	295,561	295,993
2021	333,736	334,119	315,227	297,857	298,596
2022	342,369	342,834	322,101	300,407	301,463
2023	351,307	351,859	327,569	301,993	303,402
2024	360,557	361,202	332,914	302,954	304,701
2025	370,128	370,873	339,021	304,669	306,788
2026	380,030	380,881	345,868	307,147	309,644
2027	390,273	391,237	352,135	309,795	312,688
2028	400,868	401,953	358,001	312,276	315,594
2029	411,825	413,039	361,725	311,853	315,632
2030	423,157	424,508	367,952	311,325	315,588
TOTAL	5,601,641	5,610,773	5,199,861	4,812,338	4,836,566

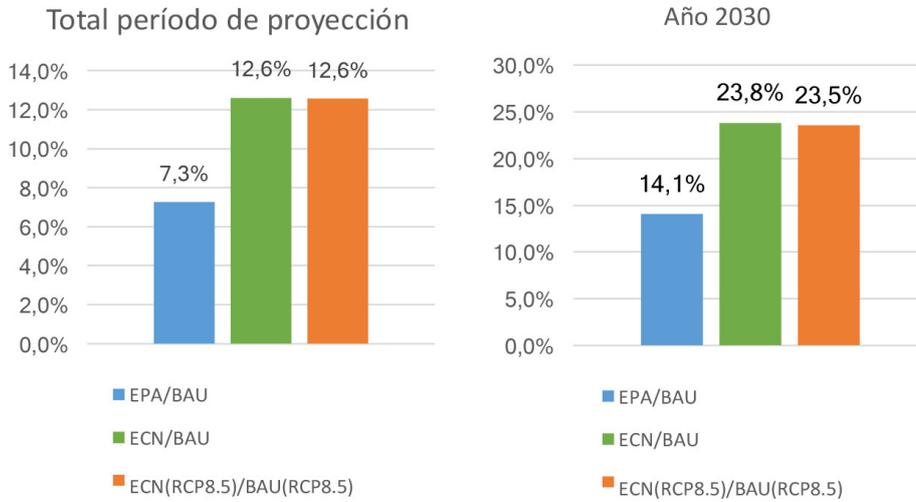
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.19 Emisiones de CO₂e de la matriz energética de México, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.20 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la matriz energética de México



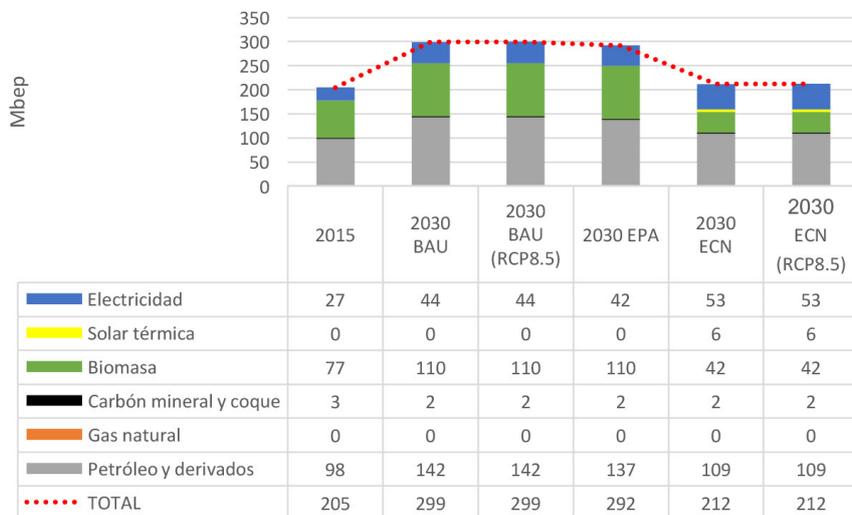
Fuente: Resultados de la simulación

Mientras que el escenario EPA consigue una reducción de emisiones de solamente el 14.1% respecto al escenario BAU, lo cual está muy por debajo porcentaje total de reducciones planteado por México como meta incondicional para el año 2030 en su NDCs del 25% respecto al escenario BAU (ver Anexo II); con el escenario ECN dicha reducción alcanzaría cerca del 24%, lo que representa un valor muy cercano a la mencionada meta y muy significativo para un país altamente dependiente del gas natural en su matriz energética. Dada la baja participación de la hidroenergía en la matriz energética de México, la sensibilidad al cambio climático, es prácticamente irrelevante respecto a las emisiones totales de CO₂e. De la reducción total de emisiones de GEI del sector energético, alcanzado en el escenario ECN, respecto al escenario BAU (100.7 Mt de CO₂e), en el año 2030, el 35% corresponde al sector de generación eléctrica (ver Tablas 10.3 y 10.4).

10.4 América Central

10.4.1 Proyección y estructura del consumo final de energía

Figura 10.21 Proyección del consumo final de energía de América Central, todos los escenarios

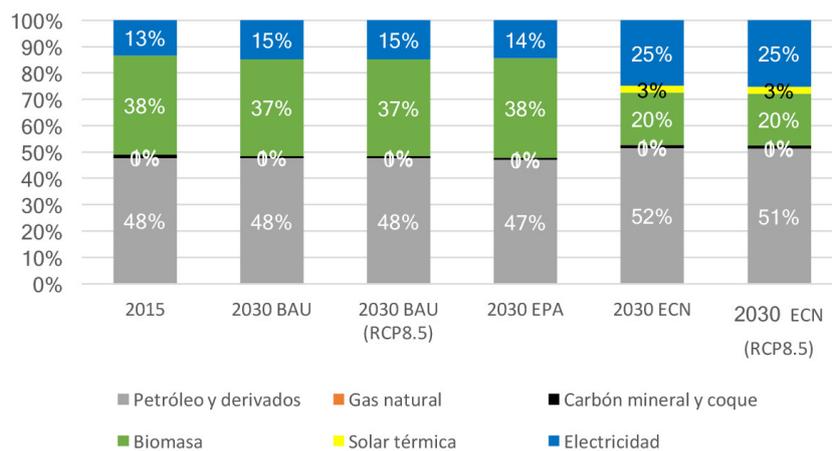


Fuente: Resultados de la simulación



El ahorro en el consumo final de energía, respecto al escenario BAU, inherente al escenario de políticas actuales EPA, es solamente del 2%, sin embargo, mediante el escenario ECN propuesto, este ahorro es muy importante llegando al 29% respecto al BAU y 27% respecto al EPA. Esto se debe sobre todo a la sustitución del consumo de leña por fuentes modernas como el GLP y la electricidad, así como a la mayor penetración de estufas eficientes de leña (Figura 10.21).

Figura 10.22 Estructura de la matriz de consumo final de energía de América Central, todos los escenarios

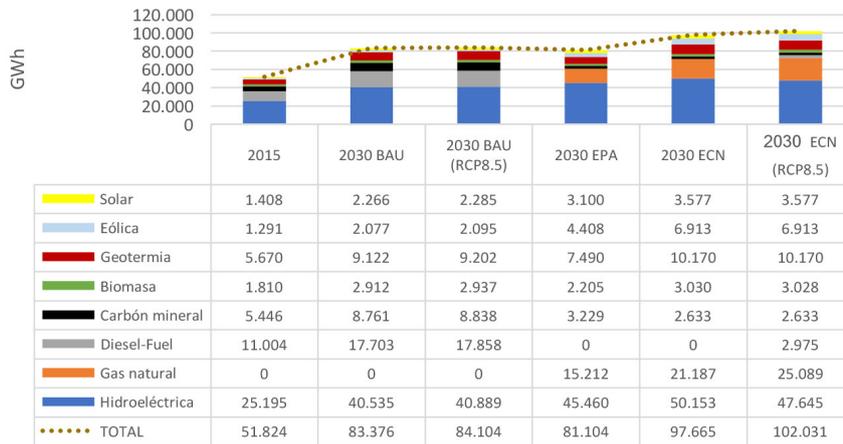


Fuente: Resultados de la simulación

Por el mismo hecho de la agresiva sustitución de leña por GLP y electricidad simulada en el escenario ECN, aunque se gana en eficiencia energética del consumo total, la participación de petrolíferos se incrementa drásticamente en el escenario ECN, como se puede apreciar en la Figura 10.22 (48% BAU, 47% EPA y 52% ECN). Por su parte la electricidad gana también espacio porcentual en la matriz de consumo final (25% ECN vs 14% EPA y 15% BAU).

10.4.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica

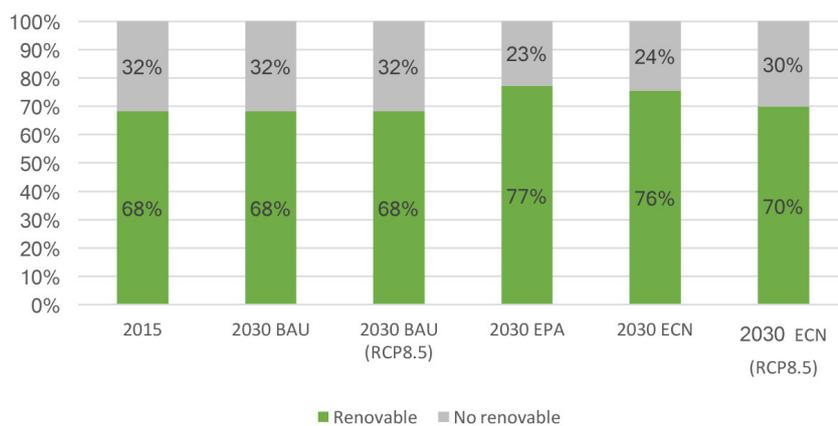
Figura 10.23 Proyección de la generación eléctrica de América Central, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Es muy significativo el incremento de la generación eléctrica, en el escenario ECN, respecto al BAU y al EPA, en América Central, dada la necesidad de abastecer la mayor electrificación de los usos finales, sobre todo por la sustitución de una parte del consumo de leña por electricidad (Figura 10.23).

Figura 10.24 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de América Central, todos los escenarios



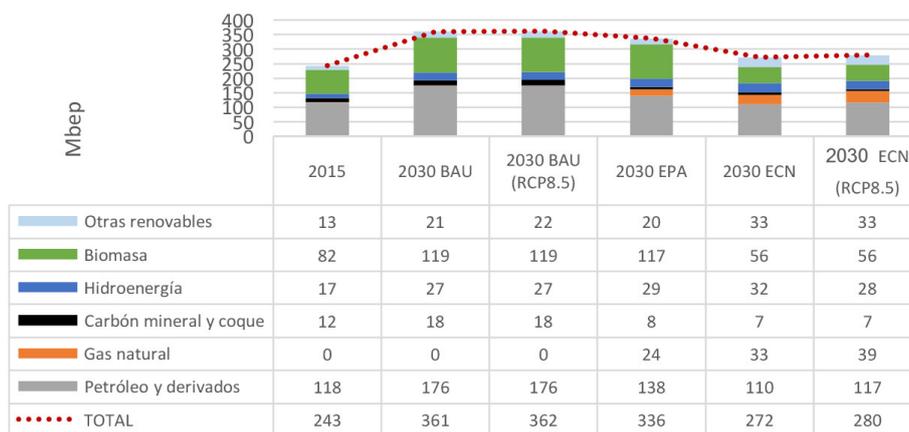
Fuente: Resultados de la simulación



Aunque el principal cambio en la matriz de generación eléctrica de América Central, es la introducción del uso de gas natural (22% ECN y 19% EPA), también se destaca tanto en el escenario EPA, como en el escenario ECN, propuesto, la mayor renovabilidad de la matriz, gracias al incremento en la participación de la hidroenergía, la energía eólica, la geotermia y la energía solar (68% BAU, 77% EPA y 76% ECN). Se puede observar también en la Figura 10.24, que, dada la alta participación de la hidroenergía en la matriz eléctrica de América Central, la sensibilidad al cambio climático, sí afecta de una manera apreciable el índice de renovabilidad de la matriz (70% ECN(RCP8.5)).

10.4.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía

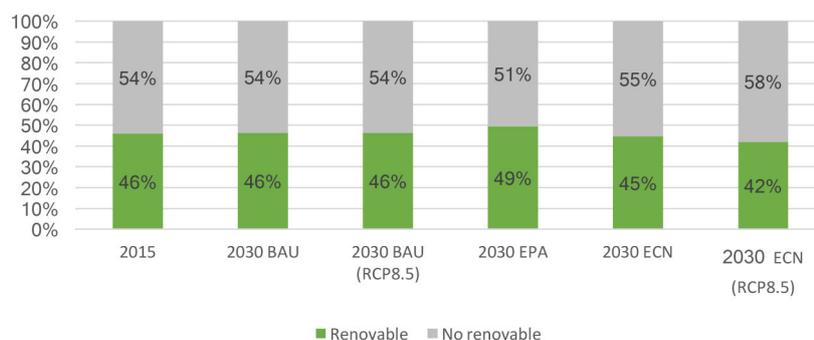
Figura 10.25 Proyección de la oferta total de energía de América Central, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

En concordancia con el ahorro en el consumo final de energía, que se consigue en el escenario ECN, respecto al escenario BAU, la oferta total de energía también experimenta una disminución, que en este caso es del 25%. Como se observa en la Figura 10.25, la sensibilidad al CC, tiene un pequeño efecto negativo, sobre este ahorro de energía total.

Figura 10.26 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de América Central, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

La renovabilidad de la oferta total en el escenario EPA, mejora respecto al escenario BAU, sin embargo, con el escenario ECN propuesto este indicador decrece. Esto se debe a que el incremento en el consumo y generación de electricidad en el escenario ECN, es muy significativo y por lo tanto requiere de una mayor participación de energía firme que en este caso la proporcionan las centrales a gas natural. La sensibilidad al CC, afecta también a la renovabilidad de la oferta total debido a la importancia de la hidroenergía en esta subregión.

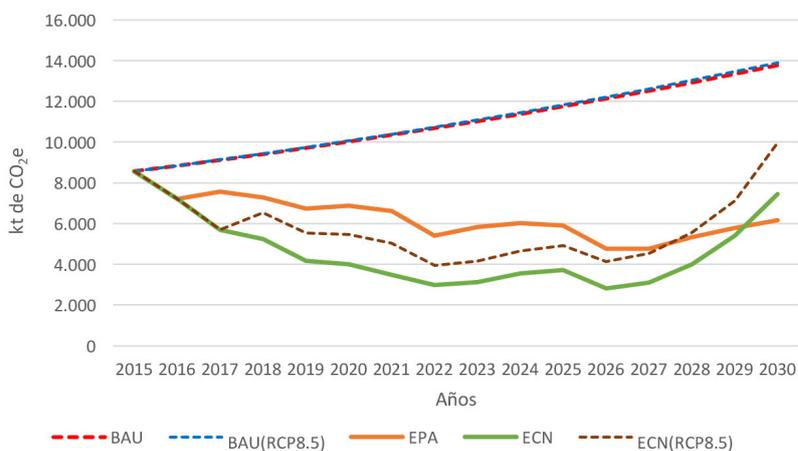
10.4.4 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción

Tabla 10.5. Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de América Central, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	8,566	8,566	8,566	8,566	8,566
2016	8,839	8,844	9,493	9,493	9,493
2017	9,122	9,132	9,835	9,285	9,285
2018	9,414	9,430	9,847	8,877	8,966
2019	9,715	9,738	9,148	8,272	8,439
2020	10,027	10,056	9,337	7,186	7,436
2021	10,349	10,385	9,127	6,769	6,964
2022	10,682	10,726	8,020	6,200	6,456
2023	11,026	11,078	8,416	6,289	6,596
2024	11,382	11,442	8,746	6,649	7,010
2025	11,749	11,818	8,955	6,840	7,262
2026	12,129	12,207	7,934	6,006	6,532
2027	12,522	12,609	7,965	6,471	7,078
2028	12,928	13,026	8,569	7,295	7,989
2029	13,347	13,456	9,083	8,631	9,420
2030	13,781	13,901	9,482	10,512	11,400
TOTAL	175,580	176,414	142,522	123,341	128,893

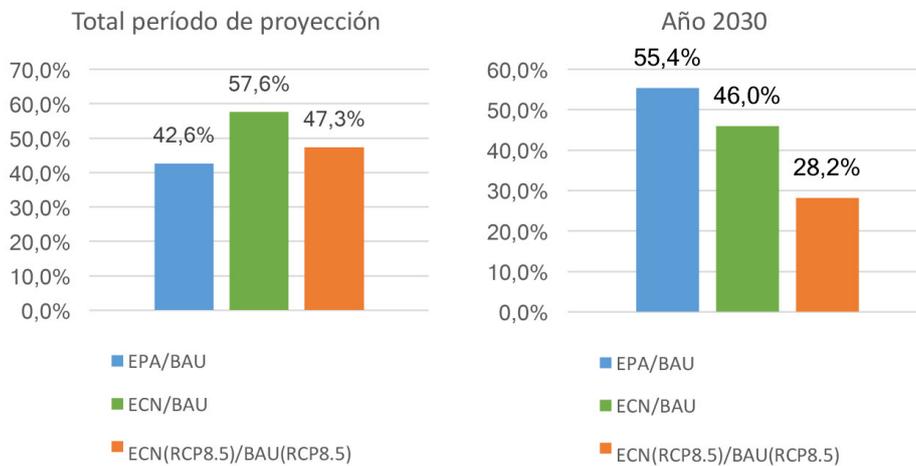
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.27 Emisiones de CO2e de la generación eléctrica de América Central, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.28 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO2e de la generación eléctrica de América Central



Fuente: Resultados de la simulación

Aunque el porcentaje de reducción de emisiones de CO2e acumuladas en el período de proyección, es mayor en el escenario ECN que en el escenario EPA, para el año 2030, el porcentaje de reducción anual, se hace menor en el escenario ECN que en el escenario EPA, debido al incremento acelerado de la generación eléctrica, que obliga al uso de mayor cantidad de gas natural. Se puede apreciar también que, con la sensibilidad al cambio climático, el porcentaje de reducción en las emisiones de CO2e decae significativamente sobre todo para el final del período de proyección.

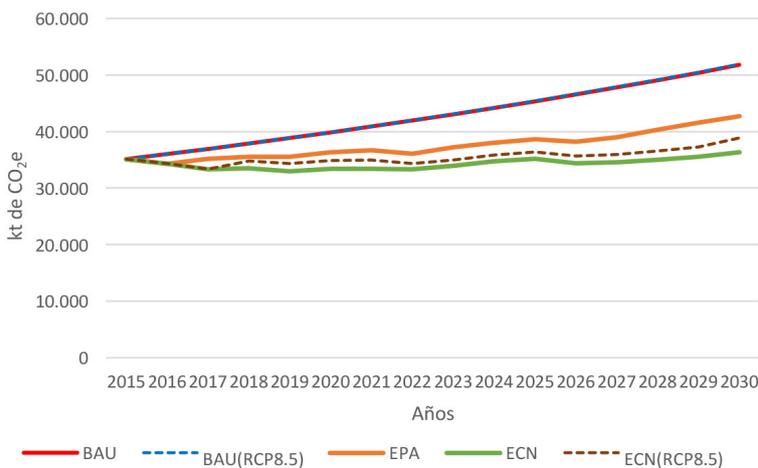
10.4.5 Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética y porcentajes de reducción

Tabla 10.6. Emisiones de CO₂e de la matriz energética de América Central, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	35,101	35,101	35,101	35,101	35,101
2016	35,988	35,993	34,302	34,302	34,302
2017	36,904	36,914	35,207	33,342	33,342
2018	37,848	37,864	35,506	33,472	34,765
2019	38,821	38,844	35,548	32,992	34,371
2020	39,825	39,854	36,308	33,382	34,851
2021	40,860	40,896	36,682	33,374	34,936
2022	41,928	41,972	36,114	33,361	34,335
2023	43,030	43,081	37,191	33,946	34,982
2024	44,166	44,226	38,061	34,738	35,842
2025	45,338	45,407	38,662	35,156	36,342
2026	46,548	46,625	38,243	34,349	35,665
2027	47,796	47,883	38,983	34,524	35,960
2028	49,084	49,182	40,313	34,979	36,546
2029	50,413	50,522	41,565	35,566	37,288
2030	51,785	51,905	42,742	36,312	38,845
TOTAL	685,432	686,268	600,528	548,895	567,473

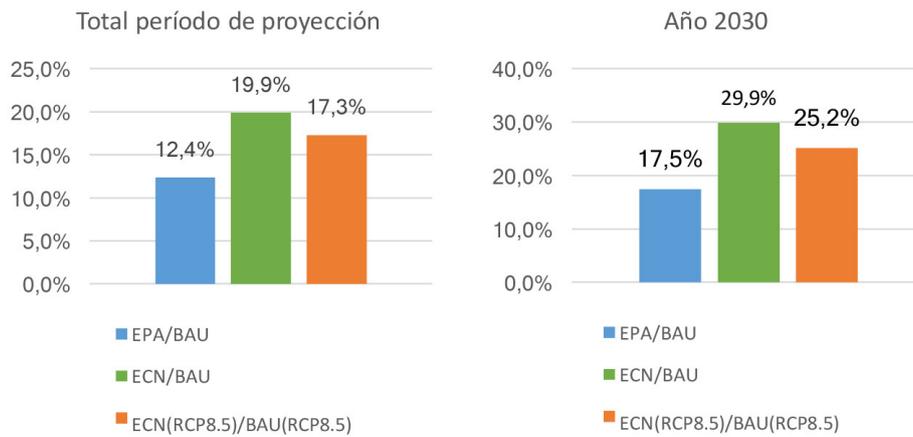
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.29 Emisiones de CO₂e de la matriz energética de América Central, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.30 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la matriz energética de América Central



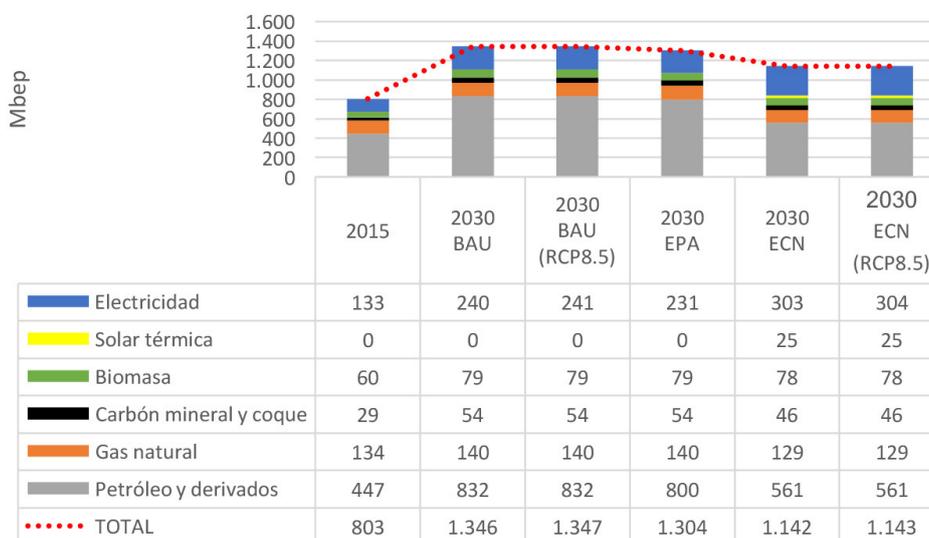
Fuente: Resultados de la simulación

Aunque el porcentaje de reducción de emisiones de GEI, lograda con el escenario EPA al año 2030, respecto al escenario BAU, es importante (17.5%), todavía algunos NDCs, condicionales de países de la subregión, plantean metas más ambiciosas (ejemplo: Guatemala 22.6%), mientras que con el escenario ECN, este porcentaje de reducción alcanzaría un valor cercano al 30%. Aunque existe una gran heterogeneidad en la forma en que los países centroamericanos, plantean sus NDCs, lo cual dificulta la agregación de las metas de reducción de emisiones a nivel subregional, se puede asegurar que con un 30% de reducción integral, en el sector energético, las expectativas como subregión van a estar superadas (ver Anexo II), incluso en el escenario ECN, con sensibilidad al cambio climático (ECN (RCP8.5)). En la reducción total de emisiones de GEI alcanzadas en el escenario ECN, respecto al escenario BAU (15.5 Mt de CO₂e.) el sector de generación eléctrica contribuye con el 41% (ver Tablas 10.5 y 10.6).

10.5 Subregión Andina

10.5.1 Proyección y estructura del consumo final de energía

Figura 10.31 Proyección del consumo final de energía de la Subregión Andina, todos los escenarios

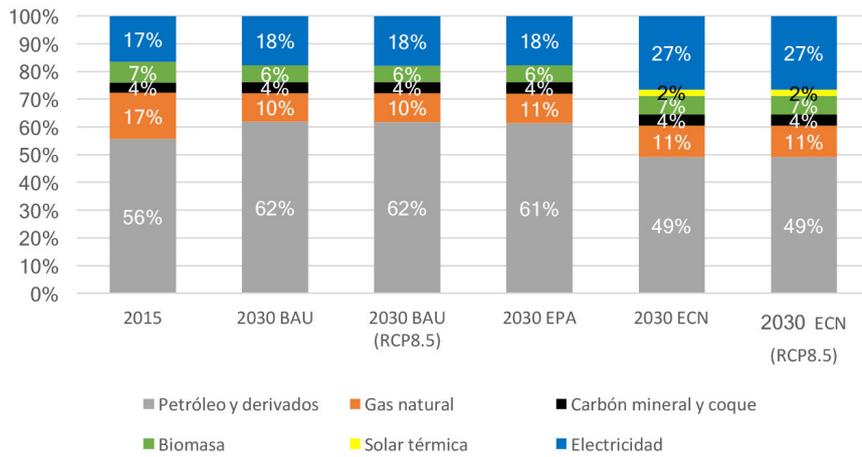


Fuente: Resultados de la simulación



El escenario EPA en la Subregión Andina permite ahorrar un 3% del consumo final de energía respecto al escenario BAU, mientras que el escenario NDCs, incrementa dicho ahorro hasta un 15%.

Figura 10.32 Estructura de la matriz de consumo final de energía de la Subregión Andina, todos los escenarios

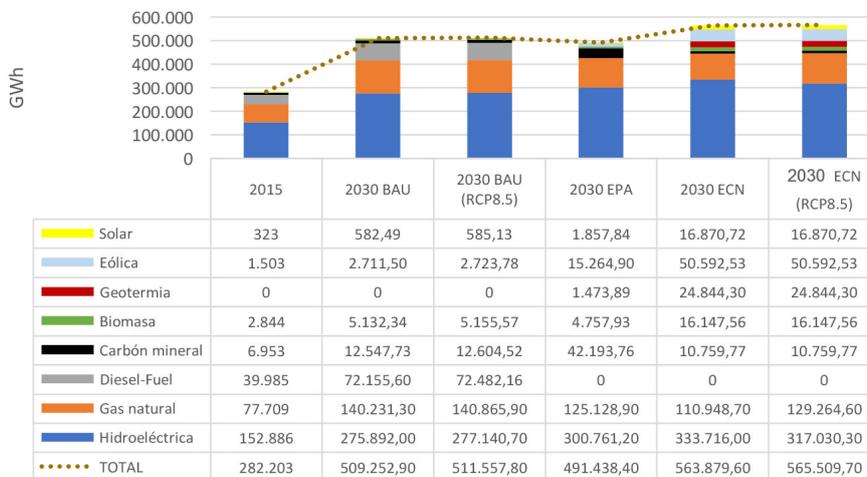


Fuente: Resultados de la simulación

Con respecto a la estructura del consumo final, en el escenario ECN, se destaca el desplazamiento del uso de petrolíferos y el incremento del uso de la electricidad y de la energía solar térmica para calentamiento de agua.

10.5.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica

Figura 10.33 Proyección de la generación eléctrica de la Subregión Andina, todos los escenarios

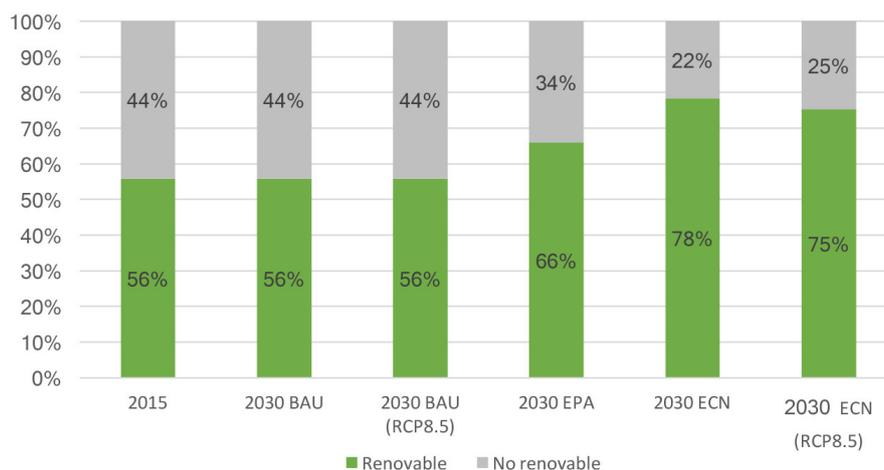


Fuente: Resultados de la simulación



La generación adicional de electricidad requerida en el escenario ECN, en la Subregión Andina, es suplida con fuentes de energía renovable, como la hidráulica, la eólica, la solar y la geotermia. Los efectos del cambio climático simulados en el escenario ECN(RCP8.5), produce un pequeño incremento en la generación total.

Figura 10.34 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de la Subregión Andina, todos los escenarios

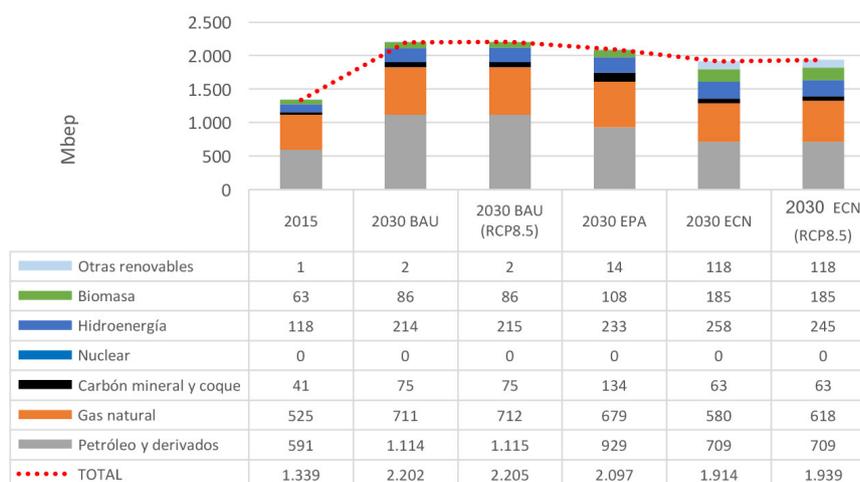


Fuente: Resultados de la simulación

Si bien el escenario EPA, ya consigue mejorar de manera evidente el índice de renovabilidad de la generación eléctrica de la Subregión Andina, con respecto al escenario BAU, el escenario ECN, incrementa este indicador hasta superar las tres cuartas partes de la matriz (56% BAU, 66% EPA y 78% ECN).

10.5.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía

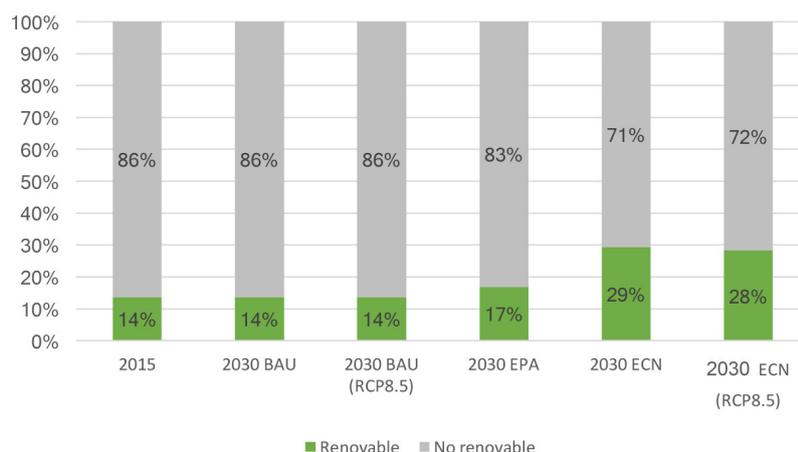
Figura 10.35 Proyección de la oferta total de energía de la Subregión Andina, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

El escenario EPA, consigue un 5% de ahorro en la oferta total de energía, respecto al escenario BAU, mientras que el escenario ECN, gracias a las medidas de eficiencia energética, incrementa este porcentaje de ahorro hasta el 13%. Es también importante destacar la reducción en la participación del petróleo y sus derivados en la matriz de oferta total de energía para el año 2030 (51% BAU, 44% EPA y 37% ECN).

Figura 10.36 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de la Subregión Andina, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Si bien la matriz de oferta total de energía de la Subregión Andina, en todos los escenarios simulados, continúa siendo hasta el final del período de proyección altamente dependiente de las fuentes fósiles, el escenario ECN, consigue un índice de renovabilidad de dicha matriz del 29%, frente al 14% del escenario BAU y el 17% del escenario EPA.

10.5.4 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción

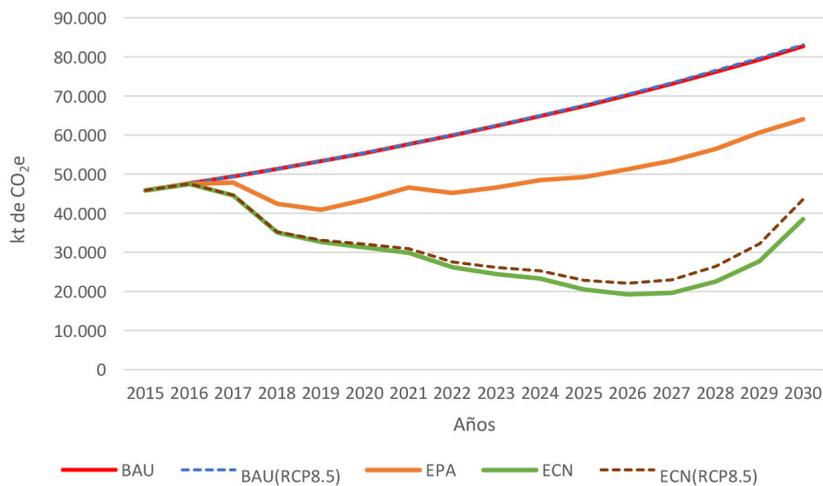
Tabla 10.7. Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de la Subregión Andina, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	45,807	45,807	45,807	45,807	45,807
2016	47,577	47,592	47,433	47,433	47,433
2017	49,397	49,428	47,792	44,542	44,542
2018	51,302	51,350	42,332	35,000	35,251
2019	53,297	53,363	40,873	32,609	33,088
2020	55,386	55,472	43,374	31,276	32,008
2021	57,575	57,681	46,546	29,884	30,884
2022	59,867	59,996	45,189	26,210	27,538
2023	62,270	62,422	46,576	24,437	26,090
2024	64,787	64,965	48,473	23,184	25,184
2025	67,425	67,631	49,239	20,454	22,860
2026	70,191	70,426	51,275	19,233	22,077
2027	73,090	73,356	53,415	19,561	22,872
2028	76,130	76,430	56,480	22,484	26,295
2029	79,318	79,654	60,643	27,668	32,115
2030	82,661	83,035	63,986	38,467	43,600
TOTAL	996,081	998,607	789,432	488,250	517,645

Fuente: Resultados de la simulación

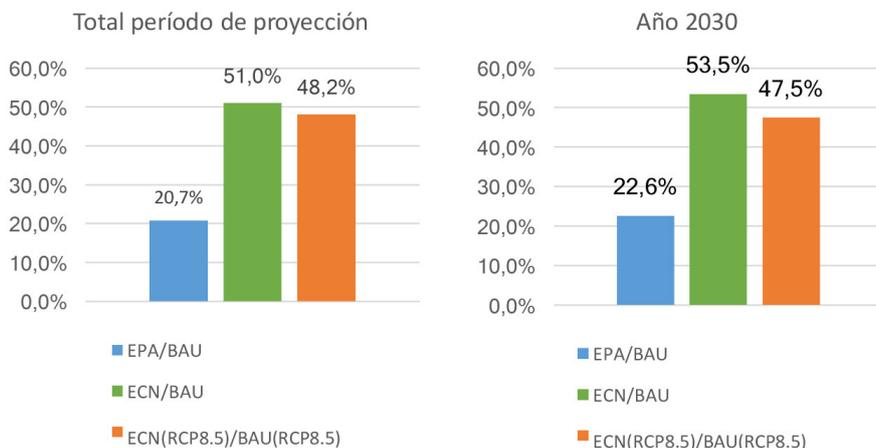


Figura 10.37 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de la Subregión Andina, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.38 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de la Subregión Andina



Fuente: Resultados de la simulación

El porcentaje de reducción de emisiones en la matriz de generación eléctrica de la subregión Andina, es muy significativo en el escenario ECN, propuesto, ya que sobrepasa el 50%, tanto respecto al total del periodo de estudio, como respecto al año 2030. Este porcentaje es más del doble del conseguido en el escenario EPA, respecto al escenario BAU. La sensibilidad al cambio climático, afecta el porcentaje de reducción de emisiones de manera más evidente para el año final del periodo de proyección.

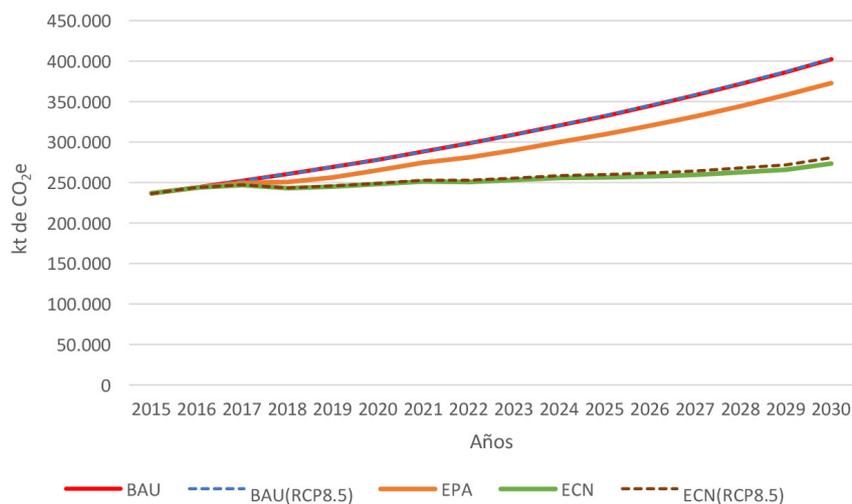
10.5.5 Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética y porcentajes de reducción

Tabla 10.8. Emisiones de CO₂e de la matriz energética de la Subregión Andina, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	236,365	236,365	236,365	236,365	236,365
2016	243,893	243,911	243,468	243,468	243,468
2017	251,781	251,819	249,453	246,706	246,706
2018	260,092	260,151	250,677	243,062	243,662
2019	268,847	268,929	256,012	244,735	245,574
2020	278,070	278,176	264,930	247,892	249,174
2021	287,784	287,916	274,783	250,934	252,678
2022	298,014	298,174	280,747	250,675	252,969
2023	308,788	308,978	289,979	252,983	255,824
2024	320,133	320,355	299,907	255,783	259,206
2025	332,080	332,336	309,176	256,031	260,123
2026	344,660	344,953	320,138	257,608	262,415
2027	357,908	358,240	331,685	259,301	264,871
2028	371,858	372,232	343,822	262,275	268,658
2029	386,548	386,966	358,130	265,494	272,890
2030	402,018	402,484	372,350	273,011	281,495
TOTAL	4,948,835	4,951,985	4,681,620	4,046,322	4,096,075

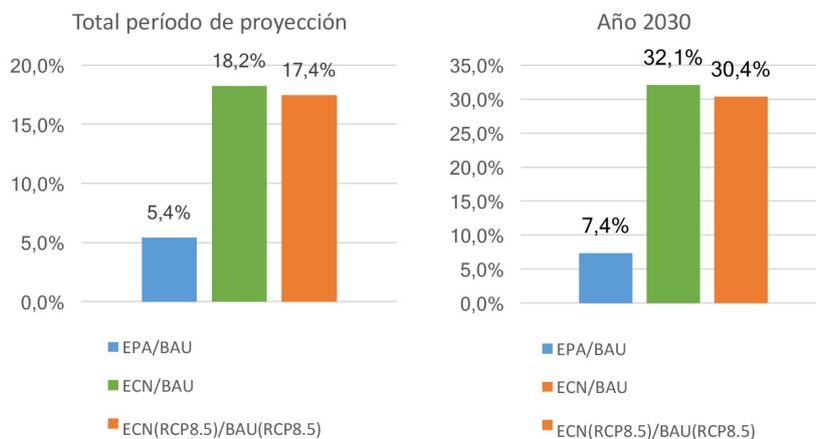
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.39 Emisiones de CO₂e de la matriz energética de la Subregión Andina, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.40 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la matriz energética de la Subregión Andina



Fuente: Resultados de la simulación

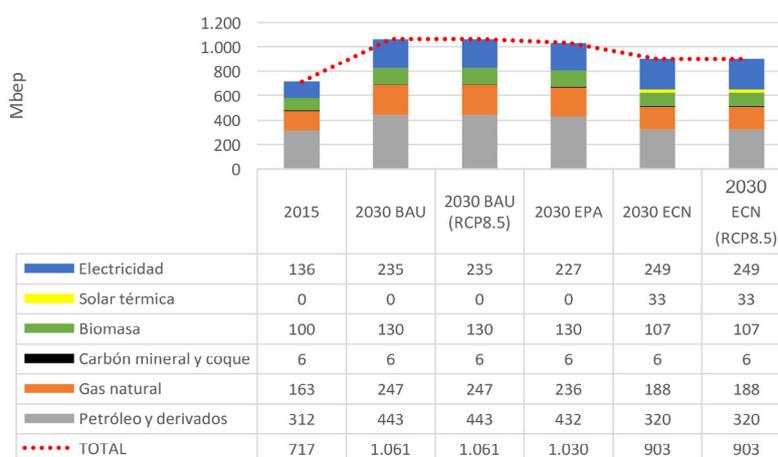
En la Subregión Andina, al 2030, las emisiones de GEI del escenario energético EPA presentan una reducción del 7.4% respecto de las del BAU, lo que dista bastante de una meta referencial de entre el 20% y 25% de acuerdo a las NDCs, enunciados por los países de esta subregión. Sin embargo, la reducción de emisiones de GEI que se obtendría de cumplirse las premisas del escenario ECN, es del 32%, lo cual es más coherente con la meta referencial para el sector energético de la subregión y los NDCs planteados por los países que la integran (ver Anexo II), como por ejemplo: Colombia, del 20 al 30%; Ecuador del 20 al 25%; Perú, del 20 al 30%; Venezuela, el 20%, respecto al escenario BAU. Este panorama favorable se mantiene, a pesar de los efectos del CC considerados en el escenario ECN(RCP8.5).

Cabe destacar también que en la reducción total de emisiones de GEI alcanzada con el escenario ECN (129 Mt de CO₂e), respecto al escenario BAU, el 34% corresponde al sector de generación eléctrica (ver Tablas 10.7 y 10.8).

10.6 Cono Sur

10.6.1 Proyección y estructura del consumo final de energía

Figura 10.41 Proyección del consumo final de energía del Cono Sur, todos los escenarios

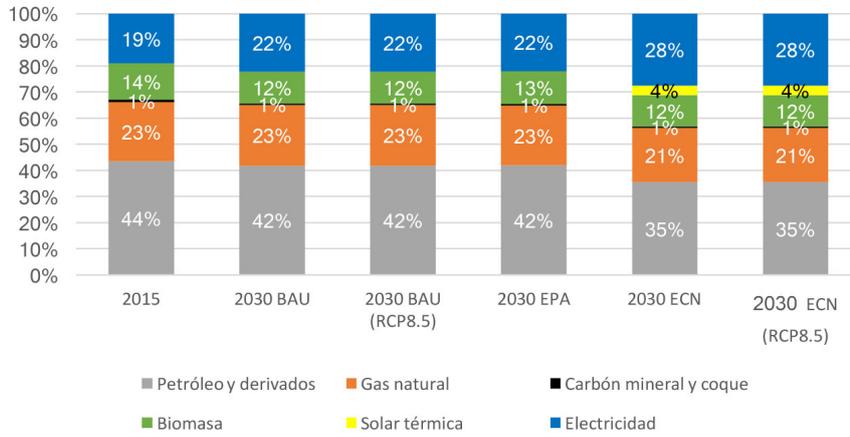


Fuente: Resultados de la simulación

En el escenario EPA, para el final del período de proyección, se consigue un porcentaje de ahorro en el consumo anual de energía del 3%, mientras que con el escenario ECN, dicho ahorro significa el 15%, respecto al escenario BAU. Esto significa una reducción de consumo energético del 12% del escenario ECN, respecto al escenario EPA.



Figura 10.42 Estructura de la matriz de consumo final de energía del Cono Sur, todos los escenarios

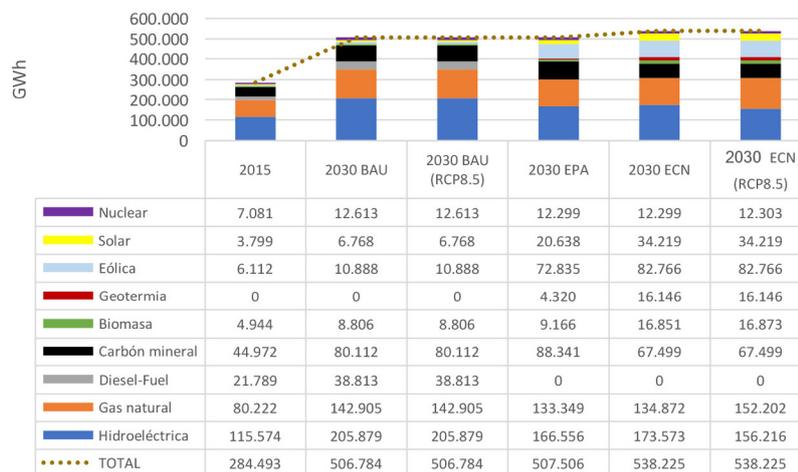


Fuente: Resultados de la simulación

Mientras que la matriz de consumo final en el Cono Sur no sufre cambios relevantes en los escenarios BAU y EPA, en el escenario ECN, se aprecia una importante reducción de la participación de los hidrocarburos, cediéndole terreno a la electricidad (28% ECN vs 22% EPA y 22% BAU) y a la energía solar térmica (4% ECN).

10.6.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica

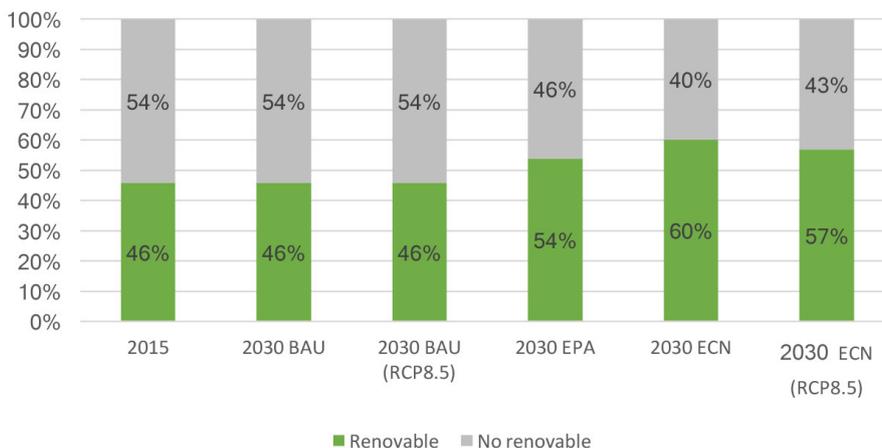
Figura 10.43 Proyección de la generación eléctrica del Cono Sur, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Tanto en el escenario EPA como en el ECN, las ERNC, como la eólica y solar, ganan relevancia en la matriz de generación eléctrica del Cono Sur, siendo más evidente este aspecto en el escenario ECN, con participación inclusive de la geotermia (Figura 10.43).

Figura 10.44 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica del Cono Sur, todos los escenarios

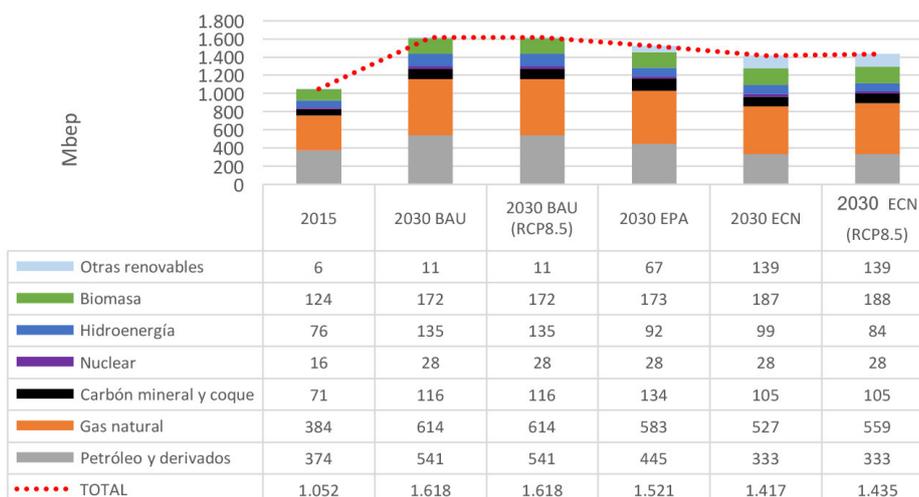


Fuente: Resultados de la simulación

Como observa en la figura 10.44, el escenario EPA, ya produce un incremento importante en el índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica en el Cono Sur, sin embargo, con el escenario ECN, este indicador mejora aún más (60% ECN vs 54% EPA y 46% BAU), en detrimento del uso de carbón y principalmente de los petrolíferos. La sensibilidad al cambio climático, afecta en tres puntos porcentuales al mencionado indicador (57% ECN (RCP8.5)), dada la importancia que tiene la hidroenergía en la matriz.

10.6.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía

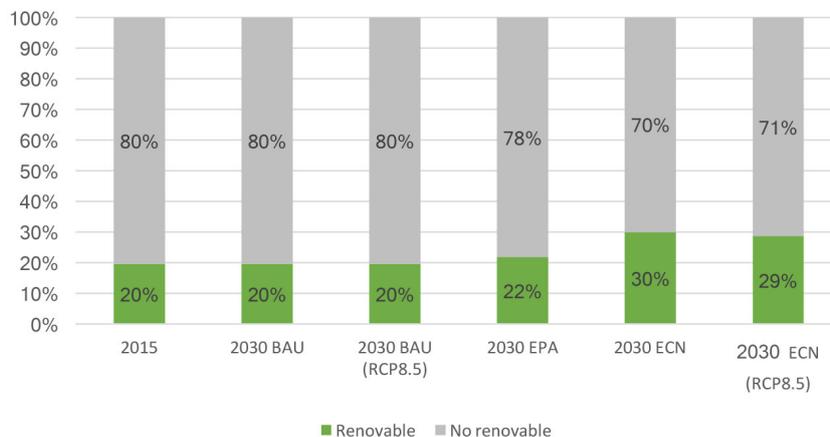
Figura 10.45 Proyección de la oferta total de energía del Cono Sur, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

El escenario EPA, permite un ahorro en la oferta total de energía del 3% y el escenario ECN propuesto, incrementa este ahorro hasta el 15%, gracias a las medidas de eficiencia energética simuladas en este escenario (Figura 10.45). Al igual que en la matriz de generación eléctrica, es evidente el incremento de la participación de las ERNC en el escenario EPA, pero principalmente en el escenario ECN, destacándose también, una sustancial disminución en la oferta de petrolíferos (23% ECN vs 29% EPA y 33% BAU).

Figura 10.46 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía del Cono Sur, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Como se observa en la Figura 10.46, La renovabilidad de matriz energética del Cono Sur es relativamente baja, debido a la gran dependencia que tiene esta subregión de las fuentes fósiles, especialmente Argentina y Chile, sin embargo, con el escenario ECN, este indicador mejora notablemente al ganar 10 puntos porcentuales, con relación al escenario BAU (30% ECN vs 22% EPA y 20% BAU).

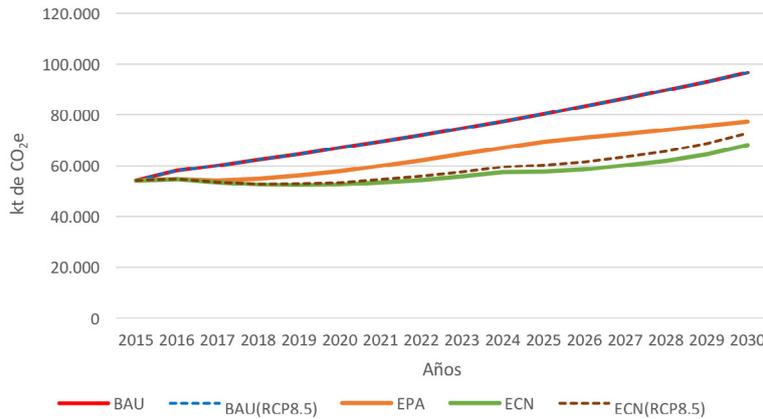
10.6.4 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción

Tabla 10.9. Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica del Cono Sur, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	54,194	54,194	54,194	54,194	54,194
2016	58,017	58,017	53,332	53,332	53,332
2017	60,147	60,147	50,077	49,599	49,599
2018	62,359	62,359	50,650	49,035	49,314
2019	64,655	64,655	51,954	49,004	49,579
2020	67,039	67,039	53,674	47,547	48,429
2021	69,514	69,514	55,823	46,283	47,485
2022	72,084	72,084	58,089	45,263	46,798
2023	74,753	74,753	60,656	44,554	46,435
2024	77,524	77,524	63,178	43,876	46,134
2025	80,401	80,401	65,619	41,165	43,893
2026	83,389	83,389	66,974	39,018	42,252
2027	86,492	86,492	68,360	37,528	41,305
2028	89,715	89,715	69,900	36,792	41,147
2029	93,063	93,063	71,358	36,899	41,870
2030	96,539	96,539	72,984	37,928	43,552
TOTAL	1,189,887	1,189,887	966,823	712,015	745,320

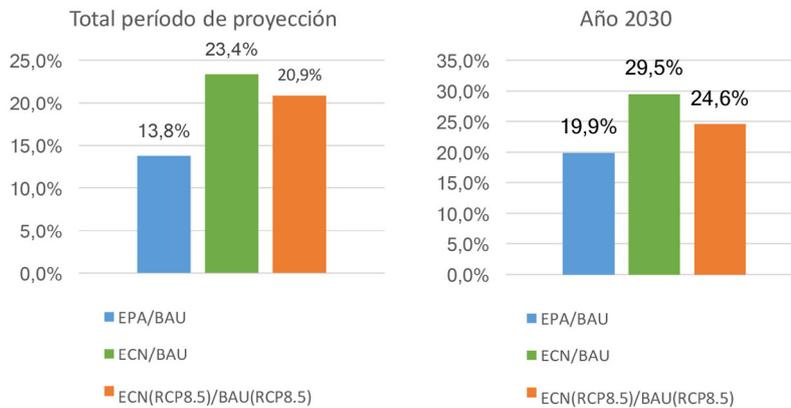
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.47 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica del Cono Sur, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.48 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica del Cono Sur



Fuente: Resultados de la simulación

El porcentaje de reducción de emisiones de CO₂e producidas por la generación eléctrica, es relativamente menor que en las otras subregiones, debido a que en los planes de expansión tanto del escenario EPA, como del escenario ECN propuesto, el gas natural juega un papel preponderante.

10.6.5 Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética y porcentajes de reducción

Tabla 10.10. Emisiones de CO₂e de la matriz energética del Cono Sur, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	182,611	182,611	182,611	182,611	182,611
2016	189,517	189,517	186,055	186,055	186,055
2017	194,674	194,674	185,368	185,060	185,060
2018	200,025	200,025	188,473	185,565	185,906
2019	205,579	205,579	192,943	186,547	187,249
2020	211,341	211,341	197,766	185,625	186,702
2021	217,320	217,320	203,074	184,787	186,254
2022	223,523	223,523	209,088	184,106	185,979
2023	229,957	229,957	215,093	183,675	185,970
2024	236,632	236,632	221,145	183,152	185,907
2025	243,556	243,556	227,749	180,014	183,342
2026	250,738	250,738	232,693	177,414	181,359
2027	258,188	258,188	237,790	175,445	180,053
2028	265,914	265,914	243,781	174,199	179,514
2029	273,928	273,928	249,213	173,764	179,830
2030	282,240	282,240	254,966	174,223	181,085
TOTAL	3,665,744	3,665,744	3,427,806	2,902,239	2,942,875



Figura 10.49 Emisiones de CO₂e de la matriz energética del Cono Sur, todos los escenarios

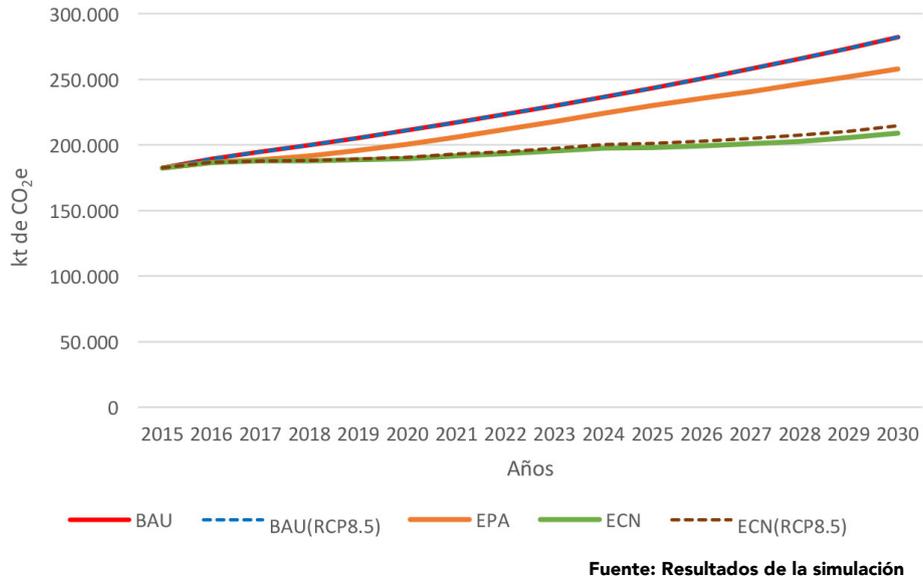
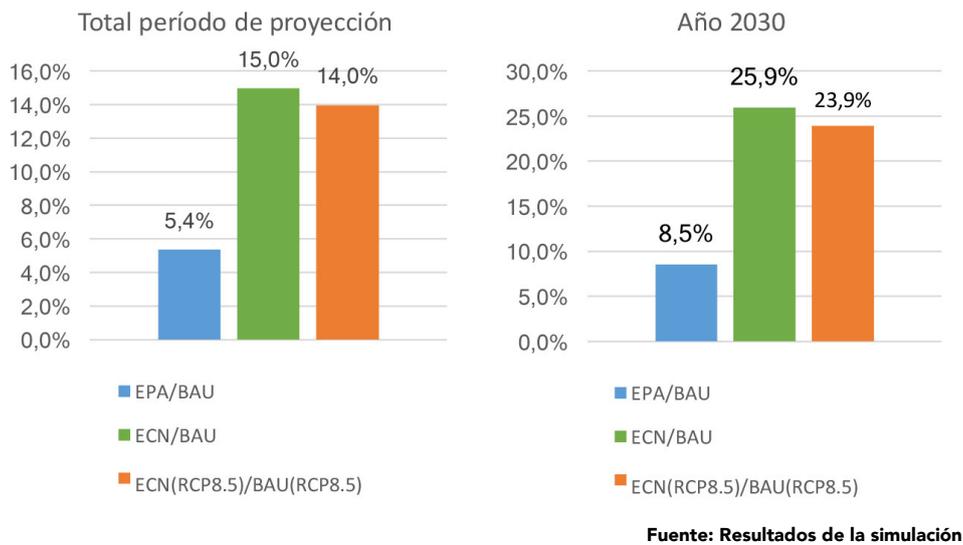


Figura 10.50 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la matriz energética del Cono Sur



Mientras que el escenario EPA, produce un porcentaje de reducción de emisiones de CO₂e, de la matriz energética del Cono Sur, muy modestos, con respecto al escenario BAU (8.5%), gracias al escenario ECN, este porcentaje mejora hasta llegar al final del período de estudio, cerca del 26%.

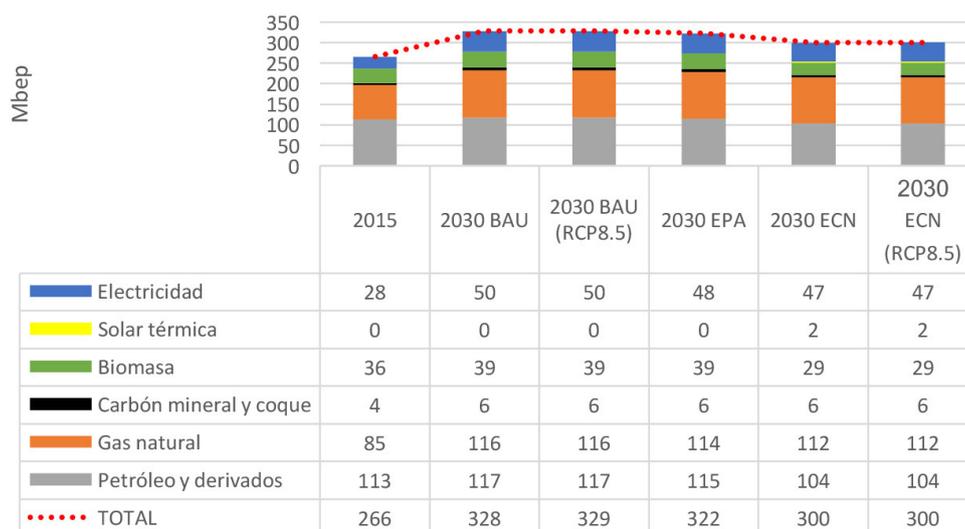
Si se toma como referencia la meta incondicional de Argentina, que tiene el mayor peso en la subregión respecto a las emisiones del sector energético, que plantea en sus NDCs una reducción del 20% de sus emisiones de CO₂e al 2030 (Anexo II), un 25% de reducción de CO₂e a nivel subregional, con el escenario ECN propuesto, podría ser considerado un éxito. Otros valores mencionados en los NDCs para esta subregión son: un 30% de reducción de emisiones en Chile respecto a los valores del año 2007, 10% de reducción en Paraguay, respecto al escenario BAU y 25% de reducción de intensidad de emisiones, respecto al año 1990 en Uruguay. Aunque el escenario con efecto del CC reduciría el porcentaje de reducción de emisiones a un valor cercano al 24%, todavía se lo podría considerar válido respecto a la meta referencial de la subregión. Los metas condicionales, sin embargo, plantean un reto mayor, y las premisas consideradas para el escenario ECN, si bien positivas, serían todavía insuficientes.

De la reducción total de emisiones que se observa al contrastar los escenarios energéticos ECN y BAU en el año 2030 (73.2 Mt de CO₂e.), el sector eléctrico contribuye con el 39% (ver Tablas 10.9 y 10.10).

10.7 El Caribe

10.7.1 Proyección y estructura del consumo final de energía

Figura 10.51 Proyección del consumo final de energía de El Caribe, todos los escenarios

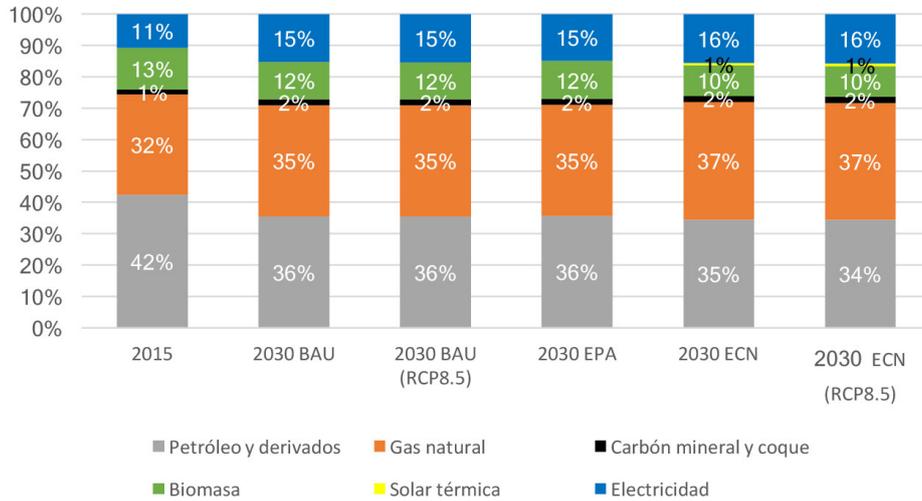


Fuente: Resultados de la simulación

El ahorro en el consumo final de energía, logrado en el escenario EPA, representa un 2%, respecto al escenario BAU, con el escenario ECN, este porcentaje alcanza el 9%. Por lo tanto, el ahorro de energía en el escenario ECN, respecto al escenario EPA es del 7%. Por la relativamente baja participación de la hidroenergía, los escenarios con efecto del cambio climático, no producen variaciones importantes en los resultados.



Figura 10.52 Estructura de la matriz de consumo final de energía de El Caribe, todos los escenarios

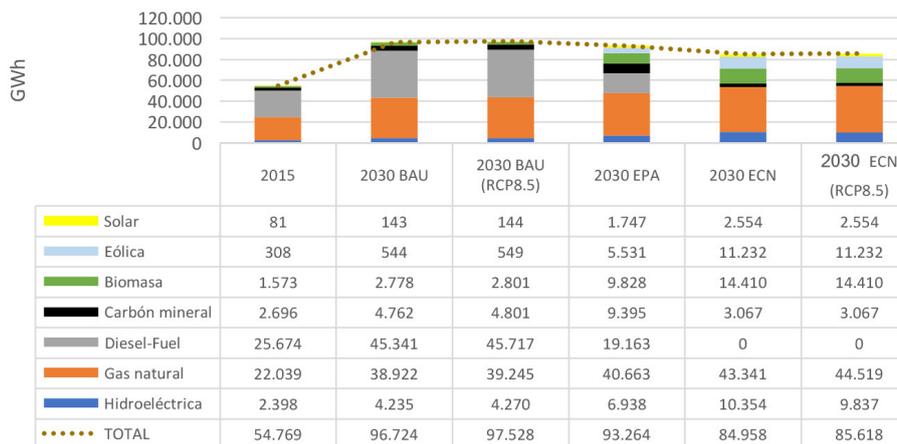


Fuente: Resultados de la simulación

La matriz de consumo final, no sufre cambios importantes en los escenarios BAU y EPA, sin embargo, en el escenario ECN, existe un incremento en la participación del gas natural y la electricidad, desplazando consumo de petrolíferos y biomasa.

10.7.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica

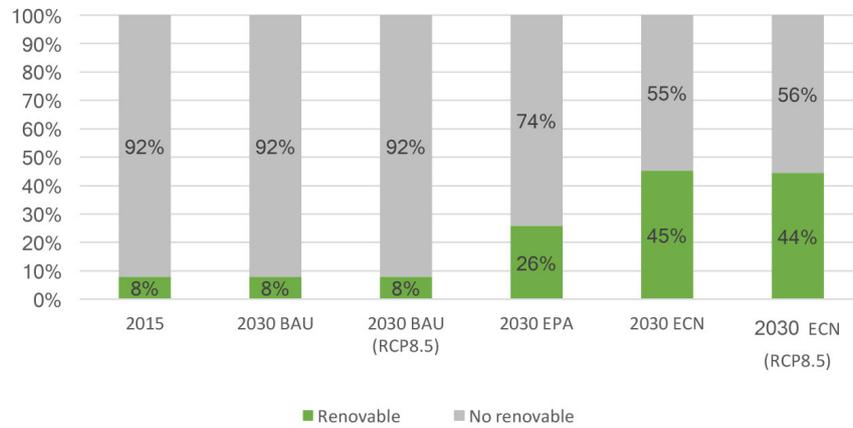
Figura 10.53 Proyección de la generación eléctrica de El Caribe, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Aunque existe una mayor penetración de electricidad en el consumo final, la generación eléctrica total en El Caribe, disminuye en los escenarios EPA y ECN debido a las medidas de eficiencia energética y a la reducción de pérdidas eléctricas de transmisión y distribución. En el escenario ECN, se desataca la mayor penetración de hidroenergía, biomasa, eólica y energía solar, desplazando completamente a los petrolíferos y reduciendo al mínimo al uso de carbón mineral.

Figura 10.54 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de El Caribe, todos los escenarios

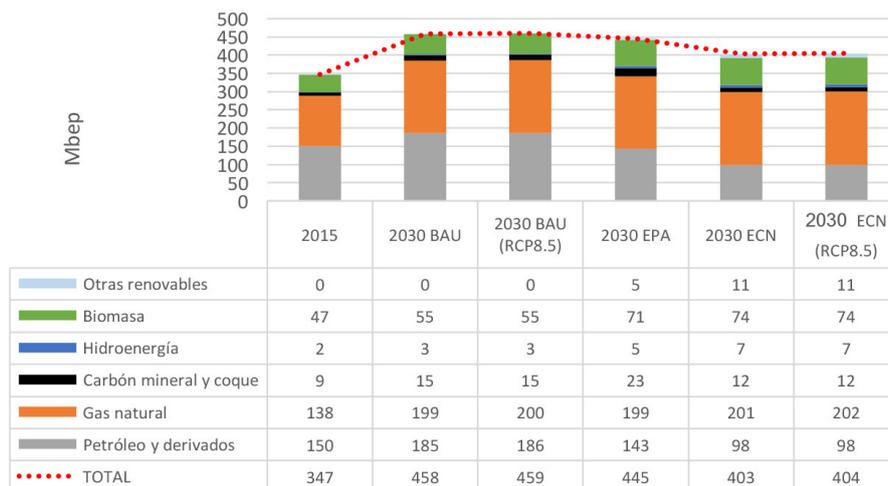


Fuente: Resultados de la simulación

Como se observa en la figura 10.54, la renovabilidad de la generación eléctrica en El Caribe es relativamente baja en el año base y en el escenario BAU, debido a la alta dependencia de la generación con fuentes fósiles, mientras que en el escenario EPA y mucho más en el escenario ECN, este indicador mejora de manera importante gracias a la mayor penetración de la hidroenergía y las ERNC (45% ECN, 26% EPA y 8% BAU). También es importante destacar el incremento de la participación del gas natural en la generación eléctrica (51% ECN, 44% EPA y 40% BAU); desplazando de manera significativa el uso del carbón y derivados del petróleo.

10.7.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía

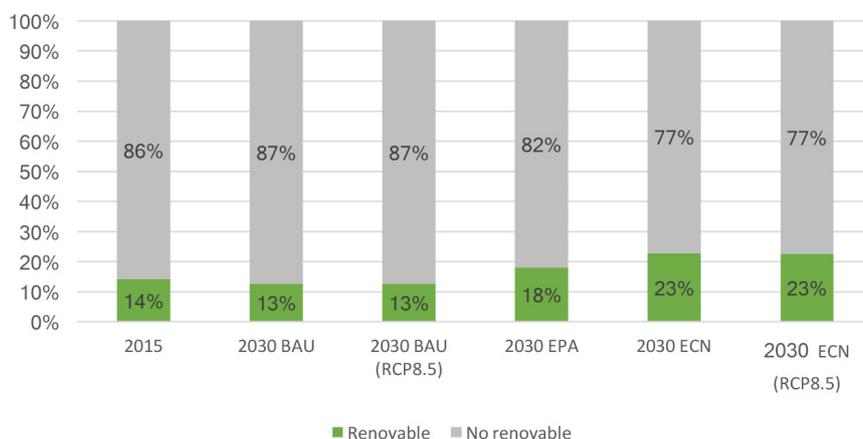
Figura 10.55 Proyección de la oferta total de energía de El Caribe, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

El ahorro en la oferta total de energía con el escenario EPA, para El Caribe, es solamente del 2%, respecto al escenario BAU; mientras que con el escenario ECN, este ahorro representa el 9%. Si bien la biomasa y otras fuentes renovables, incrementan su participación en la matriz energética, esta sigue siendo principalmente dependiente del gas natural y los petrolíferos.

Figura 10.56 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de El Caribe, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Tanto con el escenario EPA, como con el escenario ECN, la subregión de El Caribe mejora el índice de renovabilidad de la matriz energética de manera importante respecto al escenario BAU (23% ECN vs 18% EPA y 13% BAU). Aunque esta matriz sigue siendo predominantemente no renovable en todos los escenarios, existe un incremento en la participación del gas natural (50% ECN, 45% EPA y 43% BAU), en detrimento del petróleo y sus derivados.

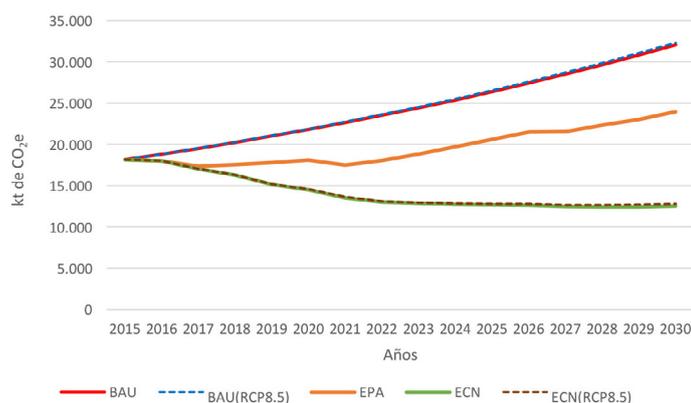
10.7.4 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción

Tabla 10.11. Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de El Caribe, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	18,152	18,152	18,152	18,152	18,152
2016	18,824	18,835	18,077	18,077	18,077
2017	19,526	19,547	18,185	18,148	18,148
2018	20,258	20,292	18,554	17,638	17,660
2019	21,022	21,069	18,944	17,224	17,269
2020	21,820	21,881	19,314	17,198	17,267
2021	22,653	22,729	18,881	16,355	16,454
2022	23,524	23,615	19,429	16,508	16,634
2023	24,433	24,542	20,249	16,837	16,991
2024	25,383	25,510	21,146	17,264	17,447
2025	26,376	26,522	22,033	17,378	17,597
2026	27,413	27,581	22,942	17,572	17,829
2027	28,498	28,687	23,068	17,217	17,526
2028	29,632	29,845	23,905	16,881	17,244
2029	30,817	31,056	24,664	16,644	17,064
2030	32,057	32,323	25,619	16,514	16,996
TOTAL	390,387	392,185	333,161	275,605	278,355

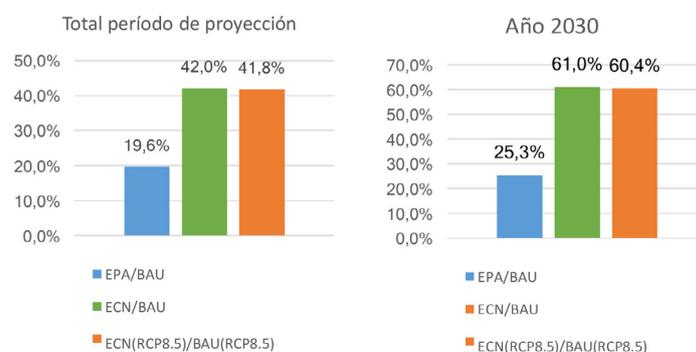
Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.57 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de El Caribe, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.58 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de El Caribe



Fuente: Resultados de la simulación

Los porcentajes de reducción de emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de El Caribe, son muy importantes en el escenario ECN, debido por una parte a la disminución de la generación eléctrica y por otra al incremento de la renovabilidad en dicha actividad (Figura 10.58).

10.7.5 Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética y porcentajes de reducción

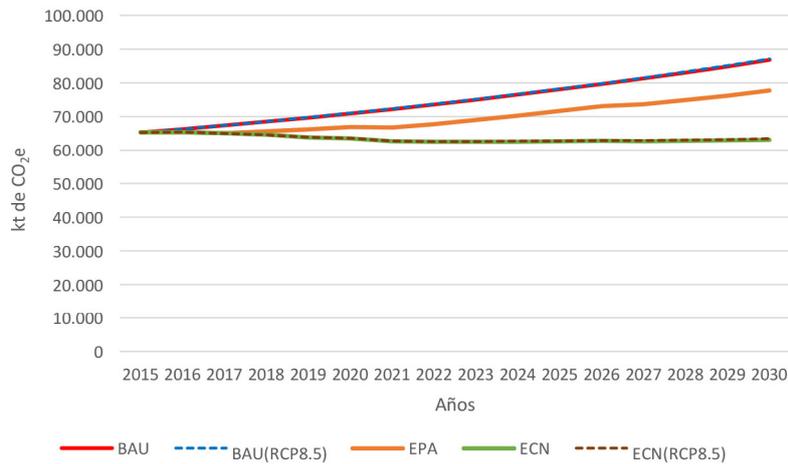
Tabla 10.12. Emisiones de CO₂e de la matriz energética de El Caribe, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	65,319	65,319	65,319	65,319	65,319
2016	66,228	66,239	65,371	65,371	65,371
2017	67,327	67,349	65,090	65,018	65,018
2018	68,473	68,509	65,685	64,573	64,595
2019	69,670	69,720	66,252	63,763	63,808
2020	70,920	70,983	66,946	63,453	63,523
2021	72,223	72,302	66,783	62,686	62,786
2022	73,582	73,678	67,738	62,483	62,564
2023	75,000	75,114	68,992	62,504	62,605
2024	76,479	76,612	70,339	62,554	62,677
2025	78,021	78,175	71,679	62,635	62,782
2026	79,630	79,805	73,059	62,752	62,924
2027	81,306	81,505	73,629	62,724	62,930
2028	83,054	83,279	74,976	62,801	63,042
2029	84,877	85,128	76,226	62,923	63,200
2030	86,777	87,057	77,732	63,091	63,409
TOTAL	1,198,888	1,200,776	1,115,815	1,014,648	1,016,552

Fuente: Resultados de la simulación

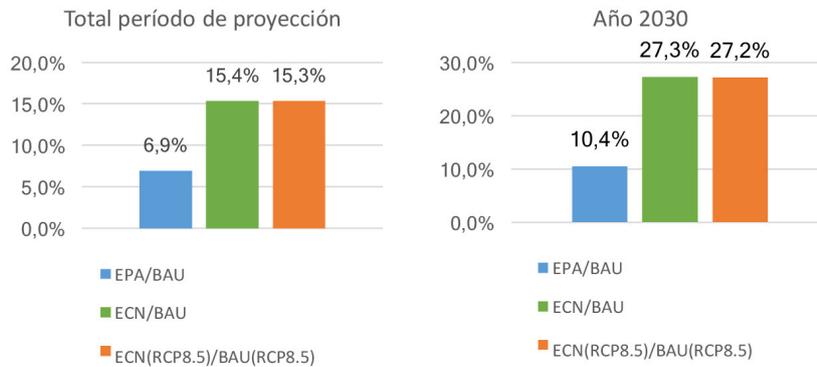


Figura 10.59 Emisiones de CO₂e de la matriz energética de El Caribe, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.60 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la matriz energética de El Caribe



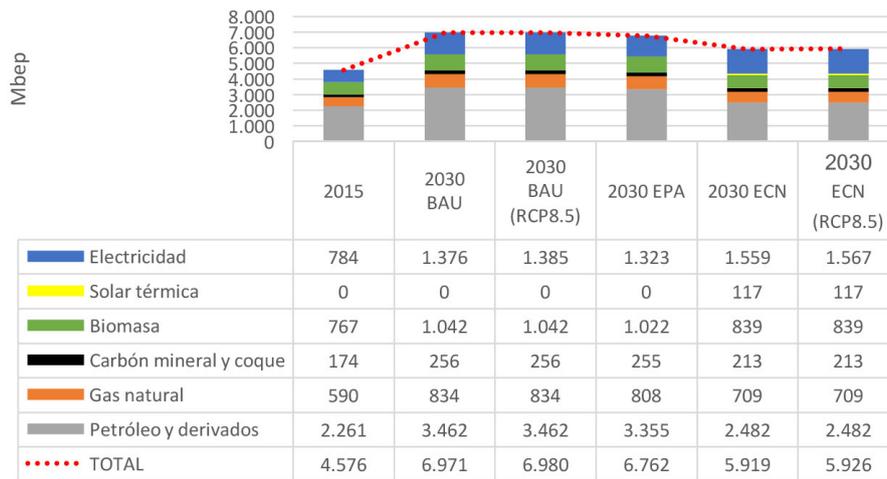
Fuente: Resultados de la simulación

En la Figura 10.60, se observa para el año 2030, que frente a un incipiente 10.4% de reducción de emisiones de CO₂e del escenario EPA, respecto al escenario BAU (ver capítulo 7), con el escenario ECN, este porcentaje alcanza el 27.3%. Este valor supera, por ejemplo, las metas condicionales planteadas por República Dominicana (25%) y Trinidad y Tobago (15%), que serían los países de más peso en la subregión respecto a la emisión de CO₂e (Anexo II). Dada la baja incidencia de la hidroenergía en la oferta energética de la subregión, el escenario de sensibilidad al CC (ECN (RCP8.5)) presenta un efecto casi imperceptible. El aporte del sector eléctrico a la reducción total de emisiones que se observa al contrastar los escenarios energéticos ECN y BAU en el año 2030 (23.7 Mt de CO₂e.), es particularmente importante en esta subregión, alcanzando un valor aproximado al 83% (ver Tablas 10.11 y 10.12).

10.8 América Latina y El Caribe (ALC)

10.8.1 Proyección y estructura del consumo final de energía

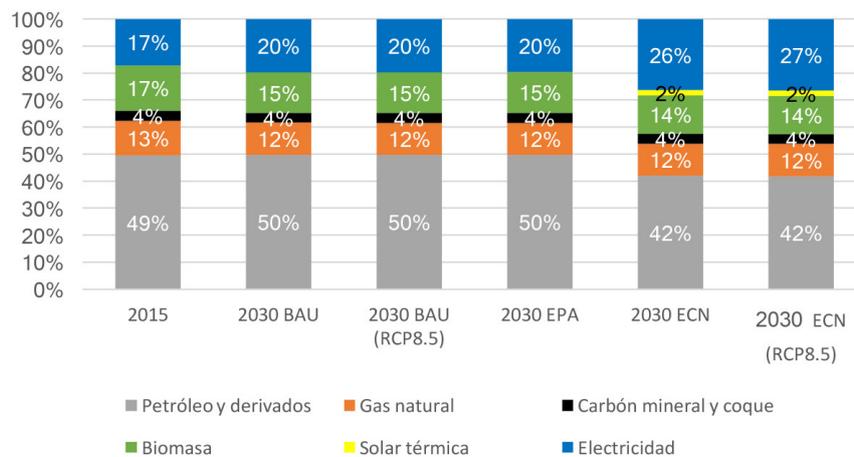
Figura 10.61 Proyección del consumo final de energía de ALC, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Como se observa en la Figura 10.61, el escenario EPA, permite un ahorro en el consumo final de energía de la región integral de ALC, del 3%, mientras que el escenario ECN, eleva este ahorro hasta representar el 15%, respecto al escenario BAU y 12% respecto al EPA.

Figura 10.62 Estructura de la matriz de consumo final de energía de ALC, todos los escenarios



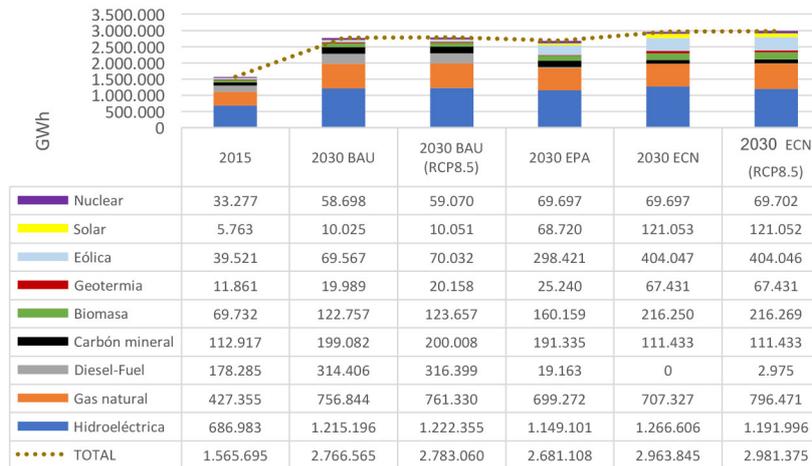
Fuente: Resultados de la simulación



Po otra parte en la Figura 10.62, se aprecia que en los escenarios BAU y EPA, prácticamente se mantiene la estructura de la matriz del consumo del año base, sin embargo, en el escenario ECN, se registra un incremento importante de la participación de la electricidad (26% ECN vs. 20% EPA y 20% BAU), desplazando principalmente a los petrolíferos (42% ECN vs. 50% EPA y 50% BAU).

10.8.2 Proyección y estructura de la generación eléctrica

Figura 10.63 Proyección de la generación eléctrica de ALC, todos los escenarios

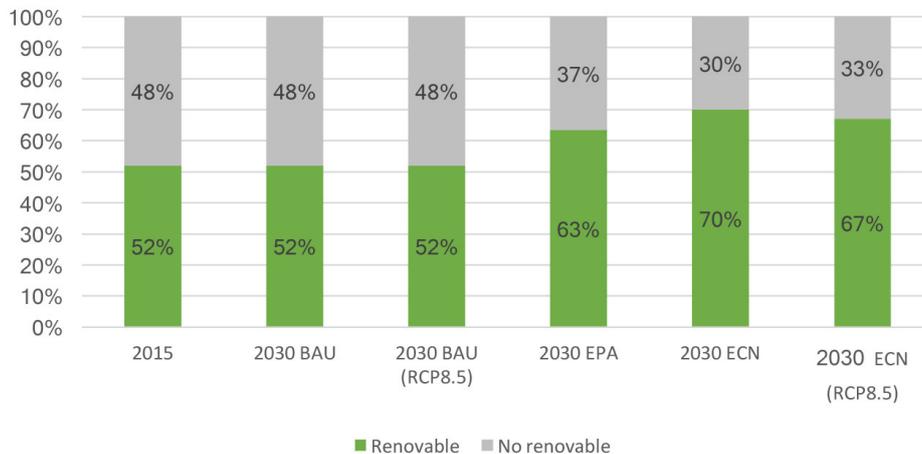


Fuente: Resultados de la simulación

Debido a las premisas, de mayor electrificación de los usos finales en las diferentes subregiones analizadas, se obtiene en la región integral de ALC, un incremento en la generación eléctrica, asociado al escenario ECN, respecto al BAU y al EPA. También se observa que dicho incremento de generación se cubre principalmente con ERNC como eólica, solar, biomasa y geotermia (Figura 10.63).



Figura 10.64 Índice de renovabilidad de la generación eléctrica de ALC, todos los escenarios

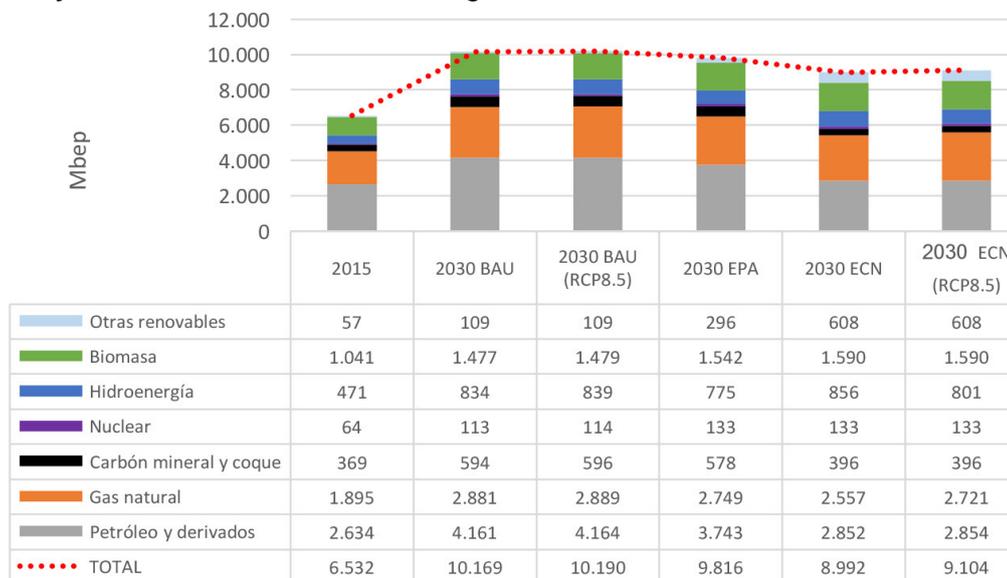


Fuente: Resultados de la simulación

Gracias al incremento del uso de la hidroenergía y de las ERNC, registrado para el escenario ECN, en las diferentes subregiones analizadas, el índice de renovabilidad de la matriz de generación eléctrica de la región de ALC, se incrementa sustancialmente en dicho escenario (70% ECN vs 63% EPA y 52% BAU), en reemplazo del carbón y los petrolíferos (Figura 10.64).

10.8.3 Proyección y estructura de la oferta total de energía

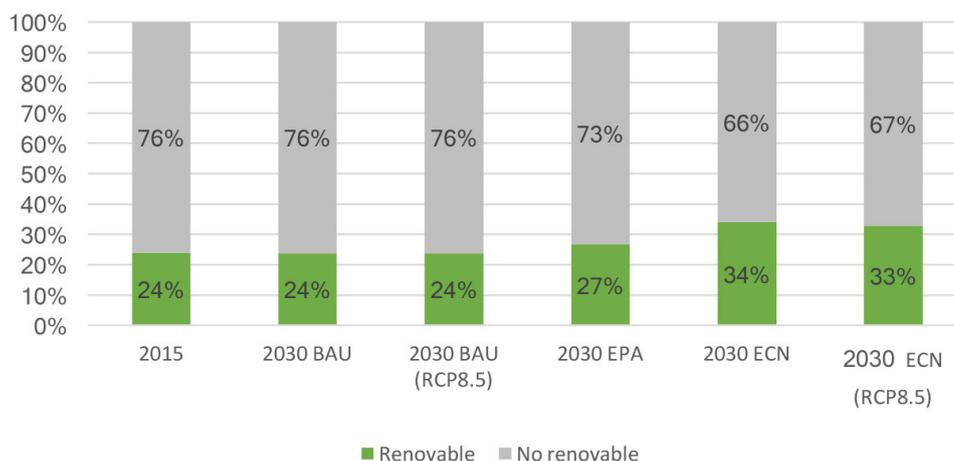
Figura 10.65 Proyección de la oferta total de energía de ALC, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Las medidas de eficiencia energética generan un ahorro en la oferta total de energía de la región de ALC, del 3% en el escenario EPA y del 12% en el escenario ECN, respecto al escenario BAU, para el año 2030. Con la sensibilidad al Cambio Climático, este ahorro en el escenario ECN(RCP8.5) cae al 11%. También es importante destacar la disminución en la participación del petróleo y sus derivados en esta matriz (41% BAU, 38% EPA y 32% ECN).

Figura 10.66 Índice de renovabilidad de la oferta total de energía de ALC, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Gracias a la penetración más agresiva de fuentes renovables de energía, tanto convencionales como no convencionales en la matriz de generación eléctrica y también al mayor uso de biocombustibles en el sector transporte, medidas que fueron consideradas como premisas en el escenario ECN, se logra un incremento importante del índice de renovabilidad de la matriz energética de la región de ALC, como se observa en la Figura 10.66 (34% ECN, 27% EPA y 24% BAU). También vale la pena destacar que la sensibilidad al cambio climático, simulada en el escenario ECN(RCP8.5), afecta de manera muy leve a dicho indicador.

10.8.4 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica y porcentajes de reducción

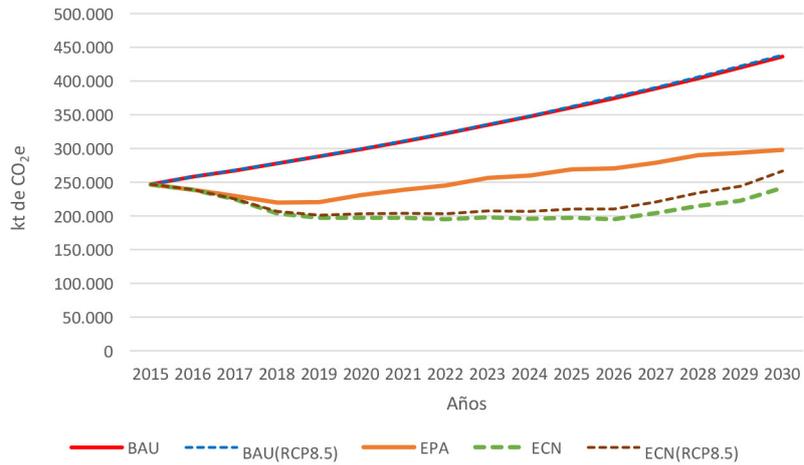
Tabla 10.13. Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de ALC, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	246,621	246,621	246,621	246,621	246,621
2016	257,738	257,835	239,649	239,649	239,649
2017	267,432	267,634	228,199	225,765	225,765
2018	277,516	277,831	218,845	205,216	206,623
2019	288,008	288,444	219,789	199,691	202,461
2020	298,925	299,490	230,650	198,286	202,455
2021	310,283	310,987	238,565	195,934	201,411
2022	322,103	322,956	244,650	192,866	199,861
2023	334,404	335,416	256,096	193,964	202,517
2024	347,206	348,387	260,302	189,577	199,881
2025	360,531	361,893	269,607	188,636	200,799
2026	374,400	375,957	270,931	183,777	198,109
2027	388,838	390,601	279,687	189,576	206,061
2028	403,868	405,852	290,670	197,748	216,539
2029	419,516	421,735	293,924	202,057	223,682
2030	435,808	438,278	298,595	218,258	242,963
TOTAL	5,333,198	5,349,917	4,086,782	3,267,621	3,415,396

Fuente: Resultados de la simulación

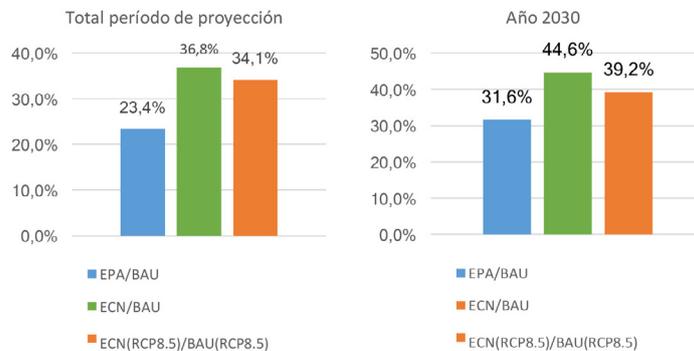


Figura 10.67 Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica ALC, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación

Figura 10.68 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la generación eléctrica de ALC



Fuente: Resultados de la simulación

En la Figura 10.68, se puede observar, que los porcentajes de reducción de emisiones de CO₂e en la generación eléctrica, son importantes en el escenario EPA y mucho más en el escenario ECN, respecto al escenario BAU, debido a las premisas de mayor uso de las fuentes de energía renovable, principalmente hidroenergía, biomasa, energía eólica y energía solar.

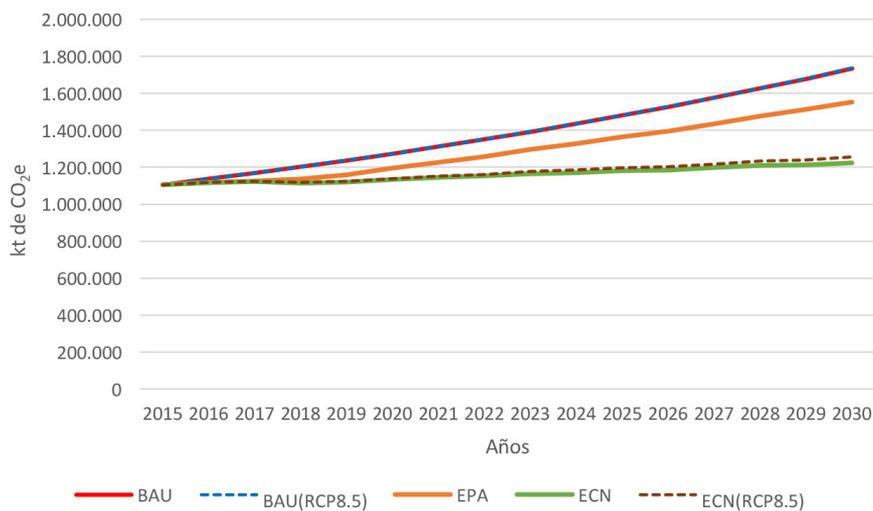
10.8.5 Emisiones totales de CO₂e de la matriz energética y porcentajes de reducción

Tabla 10.14. Emisiones de CO₂e de la matriz energética de ALC, todos los escenarios (kt)

Año \ Escenario	BAU	BAU(RCP8.5)	EPA	ECN	ECN(RCP8.5)
2015	1,105,074	1,105,074	1,105,074	1,105,074	1,105,074
2016	1,137,418	1,137,533	1,117,545	1,117,545	1,117,545
2017	1,169,314	1,169,553	1,126,126	1,123,005	1,123,005
2018	1,202,632	1,203,004	1,137,220	1,115,036	1,117,523
2019	1,237,420	1,237,936	1,160,018	1,119,603	1,123,780
2020	1,273,731	1,274,399	1,194,552	1,132,599	1,138,552
2021	1,311,619	1,312,452	1,226,319	1,143,912	1,151,687
2022	1,351,143	1,352,152	1,258,356	1,152,443	1,161,440
2023	1,392,367	1,393,564	1,296,950	1,166,016	1,176,941
2024	1,435,356	1,436,754	1,327,583	1,171,362	1,184,505
2025	1,480,181	1,481,794	1,365,329	1,181,093	1,196,509
2026	1,526,916	1,528,759	1,395,462	1,183,992	1,202,047
2027	1,575,640	1,577,727	1,435,242	1,197,145	1,217,810
2028	1,626,434	1,628,782	1,477,909	1,209,232	1,232,684
2029	1,679,384	1,682,011	1,513,153	1,211,716	1,238,634
2030	1,734,583	1,737,507	1,552,423	1,223,416	1,254,740
TOTAL	22,239,210	22,259,002	20,689,260	18,553,188	18,742,475

Fuente: Resultados de la simulación

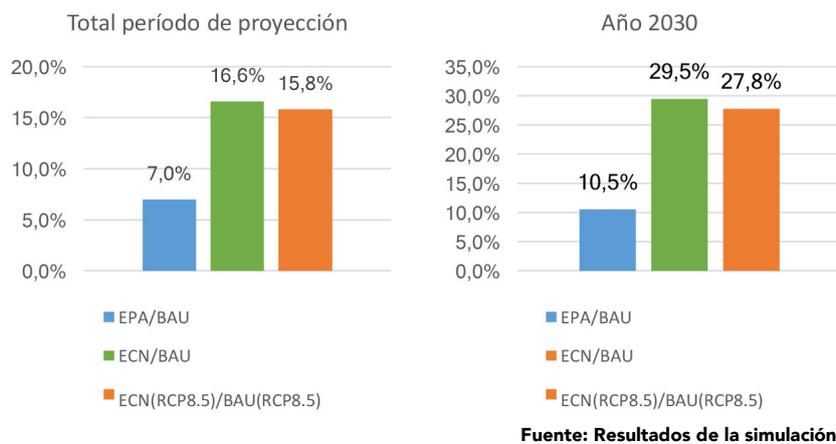
Figura 10.69 Emisiones de CO₂e de la matriz energética de ALC, todos los escenarios



Fuente: Resultados de la simulación



Figura 10.70 Porcentajes de reducción de Emisiones de CO₂e de la matriz energética de El Caribe



Frente a un insuficiente 10.5% de reducción de emisiones de CO₂e, alcanzado con el escenario EPA, respecto al escenario BAU, para la región integral de ALC (ver capítulo 7), mediante la simulación del escenario orientado al cumplimiento de las NDCs (ECN), este valor es cercano al 30%, como se puede observar en la Figura 10.70. Dada la meta referencial establecida para la región situada entre el 25 y 30% de reducción de emisiones anuales de CO₂e para el año 2030 (capítulo 4), se puede pensar que esta sería coherente y alcanzable a nivel regional, si se formulan políticas de desarrollo energético, similares a las premisas planteadas para el escenario ECN. (Anexo IV). Sin embargo, quizás en casos individuales como el de México, sería necesario aplicar políticas de reducción de emisiones todavía más ambiciosas que las planteadas en el Anexo IV para poder alcanzar las metas planteadas en sus NDCs.

El efecto del CC simulado en el escenario ECN(RCP8.5) supondría una reducción ligeramente inferior de emisiones para el año 2030, lo que equivale a un incremento de las mismas respecto al ECN de 2.6%. Ello, sin embargo, no pondría en entredicho la robustez del escenario ECN, ya que simplemente apuntaría la necesidad de adaptar ligeramente las medidas de promoción de energías renovables previstas en dicho escenario a los retos que pudieran ir planteando los efectos del cambio climático en cada zona, ya fuese aplicando medidas de adaptación en los sistemas hidroeléctricos o bien incrementado el uso de otras fuentes renovables.

La contribución de la generación eléctrica, en la reducción total de emisiones de GEI de la matriz energética, alcanzada con el escenario ECN, respecto al escenario BAU, para el año 2030 (511.2 Mt de CO₂e.), es del 38% (ver tablas 10.13 y 10.14).

11. Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE), frente a la proyección de los costos internacionales de los combustibles

11. Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE), frente a la proyección de los costos internacionales de los combustibles

11.1 Consideraciones generales

Para finalizar el estudio, se analiza en el presente capítulo, los costos nivelados de energía eléctrica (LCOE por sus siglas en inglés) para las diferentes tecnologías de generación y subregiones; y su sensibilidad ante un cambio en la proyección de los costos internacionales de los combustibles. El objetivo de este análisis es:

- Identificar las tecnologías ERNC, que resulten más competitivas económicamente frente a las fuentes convencionales (Proyección de LCOE por tecnologías);
- Determinar si las medidas de mayor penetración de ERNC en la matriz de generación eléctrica propuestas para alcanzar las metas de los NDCs (escenario ECN), tienen un efecto sobre el costo de la energía generada (Costos totales de generación y proyección de LCOE ponderados por escenario);
- Establecer los eventuales sobrecostos en inversión para sistemas de generación que la adopción de las medidas de mayor penetración de ERNC pudieran comportar al país o subregión (Costos totales de inversión en el período de proyección por escenarios).

Como es conocido, los LCOE, son costos anuales de generación eléctrica, que incluyen en su formulación, costos de inversión en la nueva infraestructura, costos fijos y variables de operación y mantenimiento (O&M) y costos de los combustibles para las centrales térmicas.

El Modelo SAME, calcula automáticamente los LCOE, para cada tecnología, con base en información de costos unitarios de cada uno de sus componentes. Los costos unitarios fijos y variables de O&M de cada tecnología, se consideraron comunes para todas las subregiones, mientras que, para los costos unitarios de inversión, se aplicó cierta discriminación por subregiones.

Las hipótesis de evolución de precios de los combustibles, se tomaron del escenario de referencia del documento “Anual Energy Outlook” de enero 2017, publicado por la agencia estadounidense “Energy Information Administration (EIA)”. De la página web de dicha agencia, también fue posible obtener valores referenciales para los costos unitarios de capital y de O&M, de las tecnologías de generación eléctrica. A continuación, se presentan los costos unitarios por tecnologías, considerados comunes para todas las subregiones analizadas.

⁹ LCOE es el costo del sistema por unidad de energía generada que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, el costo de combustible, costo de capital, etc. El conocimiento del LCOE es una herramienta útil para la comparación de los costos de diferentes tecnologías (fuente: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe.html>).

Tabla 11.1. Proyección de costos variables de O&M, (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	5.20	6.45	8.00	9.92	4.4%
Gas natural	3.50	4.34	5.39	6.69	4.4%
Diesel-Fuel	5.85	7.25	8.99	11.16	4.4%
Carbón mineral	4.60	5.71	7.08	8.77	4.4%
Biomasa	4.20	5.21	6.46	8.02	4.4%
Geotermia	3.50	4.34	5.39	6.69	4.4%
Eólica	0.00	0.00	0.00	0.00	
Solar	0.00	0.00	0.00	0.00	
Nuclear	2.30	2.86	3.54	4.39	4.4%

Fuente: elaboración propia con base en datos del "Anual Energy Outlook", 2017 de la EIA, USA

Tabla 11.2. Proyección de costos Fijos de O&M, (US\$/kW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	30.00	37.21	46.14	57.22	4.4%
Gas natural	11.00	13.65	16.92	20.98	4.4%
Diesel-Fuel	6.9	8.56	10.62	13.18	4.4%
Carbón mineral	42.10	52.21	64.75	80.30	4.4%
Biomasa	110.00	136.43	169.20	209.83	4.4%
Geotermia	120.00	148.82	184.58	228.92	4.4%
Eólica	39.70	39.70	39.70	39.70	0.0%
Solar	23.40	23.40	23.40	23.40	0.0%
Nuclear	100.28	124.37	154.24	191.30	4.4%

Fuente: elaboración propia con base en datos del "Anual Energy Outlook", 2017 de la EIA, USA

Para el caso de los precios internacionales de los combustibles, se consideraron 2 escenarios: uno con tasa de crecimiento positiva durante el período de estudio y otro manteniendo los valores correspondientes al año base constantes durante todo el período de proyección.

Tabla 11.3. Precios internacionales de los combustibles, escenario con crecimiento (US\$/bep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Gas natural	15	18	22	27	4.0%
Carbón mineral	2	3	3	3	2.5%
Nuclear	6	6	7	7	1.0%
Diesel Oil	60	75	93	116	4.5%
Fuel Oil	56	69	86	107	4.5%

Fuente: elaboración propia en base a datos del "Anual Energy Outlook", 2017 de la EIA, USA

Tabla 11.4. Precios internacionales de los combustibles, escenario sin crecimiento (US\$/bep)

Fuente	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Gas natural	15	15	15	15	0.0%
Carbón mineral	2	2	2	2	0.0%
Nuclear	6	6	6	6	0.0%
Diesel Oil	60	60	60	60	0.0%
Fuel Oil	56	56	56	56	0.0%

Fuente: elaboración propia en base a datos del "Anual Energy Outlook", 2017 de la EIA, USA

Otros datos necesarios para el cálculo de los LCOE, son la tasa anual de descuento, la cual se consideró del 10% y la vida útil de las tecnologías, las mismas que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 11.5. Vida útil de las tecnologías de generación eléctrica (años)

Tecnología	Vida útil
Hidroeléctrica	50
Gas natural	30
Diesel-Fuel	20
Carbón mineral	30
Biomasa	30
Geotermia	20
Eólica	20
Solar	20
Nuclear	50

Fuente: elaboración propia

A continuación, se presenta para cada subregión, los datos considerados de costos unitarios de inversión, los resultados de LCOE por tecnologías, los costos totales anuales de generación eléctrica, los costos totales de inversión en el período de proyección y los LCOE ponderados por escenario. En el caso de los costos totales de inversión, se analiza solamente los tres escenarios principales (BAU, EPA y ECN), que son los que difieren en los cronogramas de expansión de la capacidad de generación eléctrica.

11.2 Brasil

11.2.1 Costos unitarios de inversión

Tabla 11.6. Proyección de los costos unitarios de inversión para Brasil, (US\$/kW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	1,600	1,767	1,950	2,153	2.0%
Gas natural	978	1,213	1,504	1,866	4.4%
Diesel-Fuel	1,342	1,664	2,064	2,560	4.4%
Carbón mineral	3,636	4,509	5,593	6,936	4.4%
Biomasa	2,500	2,500	2,500	2,500	0.0%
Geotermia	4,000	4,000	4,000	4,000	0.0%
Eólica	1,850	1,850	1,750	1,750	-0.4%
Solar	2,000	2,000	1,800	1,800	-0.7%
Nuclear	6,000	6,956	8,064	9,348	3.0%

Fuente: elaboración propia en base a datos del "Anual Energy Outlook", 2017 de la EIA, USA

¹⁰ Valor aproximado tomando en cuenta el índice promedio de riesgo país en la región "EMBI" y las tasas de interés activas de los países (Fuente: CEPAL, 2017, Estudio Económico de América Latina y El Caribe 2017, Santiago de Chile).

¹¹ Los LCOE ponderados por escenario se calculan dividiendo el costo total de generación para la energía total generada en cada año, lo que equivale a un promedio ponderado de los LCOE de las tecnologías.

11.2.2 Proyección de los LCOE por tecnologías

Tabla 11.7. LCOE para Brasil, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	49	54	59	62	1.6%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	49	54	61	65	1.9%
Gas natural	55	68	83	102	4.1%
Diesel-Fuel	130	162	202	251	4.5%
Carbón mineral	80	98	121	149	4.3%
Biomasa	125	134	146	161	1.7%
Geotermia	78	83	88	95	1.3%
Eólica	73	73	62	62	-1.1%
Solar	123	123	112	112	-0.6%
Nuclear	116	134	155	179	2.9%

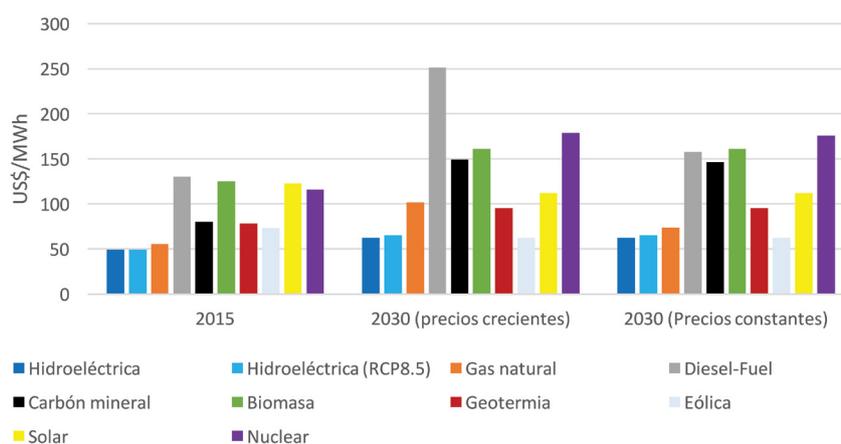
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.8. LCOE para Brasil, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	49	54	59	62	1.6%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	49	54	61	65	1.9%
Gas natural	55	60	66	73	1.9%
Diesel-Fuel	130	137	146	157	1.3%
Carbón mineral	80	97	119	146	4.1%
Biomasa	125	134	146	161	1.7%
Geotermia	78	83	88	95	1.3%
Eólica	73	73	62	62	-1.1%
Solar	123	123	112	112	-0.6%
Nuclear	116	133	153	176	2.8%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.1. Proyección de los LCOE para Brasil, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

Como se observa en la figura 11.1, los LCOE de las ERNC, como la geotermia, la eólica y la solar fotovoltaica, mantienen valores competitivos, frente al carbón y los petrolíferos, incluso para el escenario de precios constantes de los combustibles. Cabe resaltar que inclusive en este escenario, la energía eólica resulta más competitiva que el gas natural.

11.2.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica

Tabla 11.9. Costo total de generación eléctrica para Brasil, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	37,866	51,768	70,994	96,317	6.4%
Escenario BAU(RCP8.5)	37,866	52,222	72,490	99,419	6.6%
Escenario EPA	37,866	46,077	60,323	78,016	4.9%
Escenario ECN	37,866	44,962	59,088	85,303	5.6%
Escenario ECN(RCP8.5)	37,866	45,392	60,656	89,212	5.9%

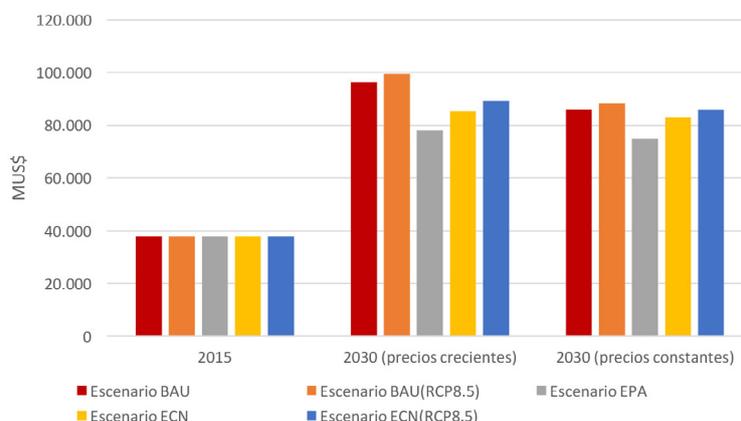
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.10. Costo total de generación eléctrica para Brasil, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	37,866	49,870	65,879	85,929	5.6%
Escenario BAU(RCP8.5)	37,866	50,244	67,091	88,374	5.8%
Escenario EPA	37,866	45,590	58,568	74,871	4.6%
Escenario ECN	37,866	44,612	58,238	83,129	5.4%
Escenario ECN(RCP8.5)	37,866	44,984	59,417	85,720	5.6%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.2. Proyección del costo total de generación eléctrica para Brasil, según los escenarios de precios de los combustibles



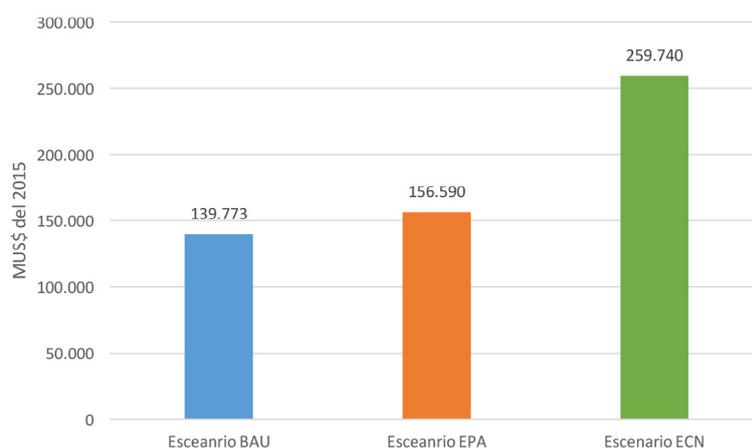
Fuente: resultados de la simulación

En Brasil el escenario ECN, propuesto, genera un ahorro en el costo de generación respecto al escenario BAU, para el año 2030 del 11% en el escenario de precios crecientes de los combustibles, sin embargo, ese ahorro se reduce al 3% si los precios de los combustibles permanecen constantes. El costo en el escenario ECN, es mayor que en el EPA, debido al mayor requerimiento de energía eléctrica.

¹² Si bien el costo total de generación eléctrica es mayor en el escenario ECN debido al mayor requerimiento de energía eléctrica, ello no es contradictorio con el hecho de que, como se ha visto en los capítulos anteriores, la mayor penetración de la electricidad en el consumo final, desplazando fuentes fósiles, produce una disminución neta de emisiones totales del sector energético en el escenario ECN con relación al EPA.

11.2.4 Costo total de inversión en generación eléctrica

Figura 11.3. Costo total de inversión en generación eléctrica para Brasil, en el período de proyección



Fuente: resultados de la simulación

Si bien en costo total de generación, valorado con los LCOEs, los escenarios EPA y ECN, permiten un ahorro económico respecto al escenario BAU (Figura 11.2), el costo de inversión total a lo largo del período de estudio es mayor en 12% y 86%, respectivamente (Figura 11.3).

11.2.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos

Tabla 11.11. LCOE total para Brasil, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	65	74	84	94	2.5%
Escenario BAU(RCP8.5)	65	74	85	96	2.6%
Escenario EPA	65	67	73	80	1.4%
Escenario ECN	65	67	74	79	1.3%
Escenario ECN(RCP8.5)	65	67	75	82	1.5%

Fuente: resultados de la simulación

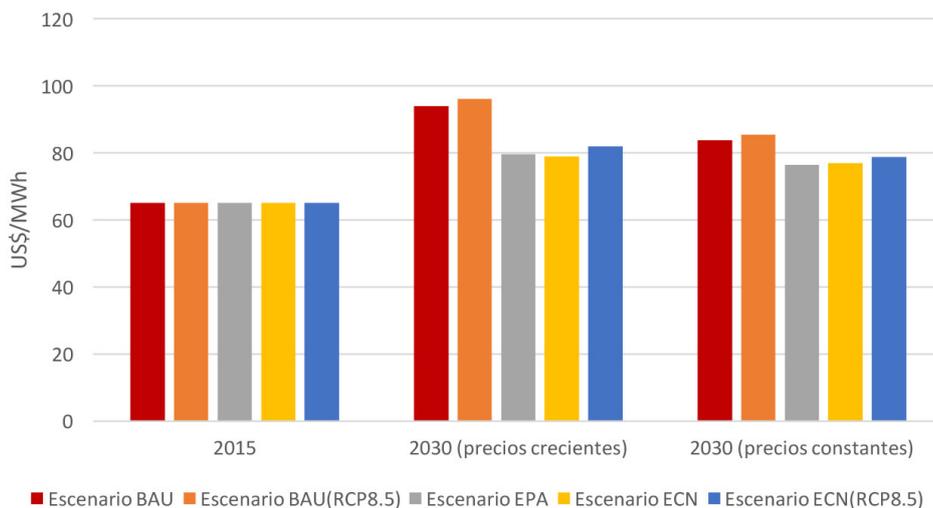
Tabla 11.12. LCOE total para Brasil, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	65	71	78	84	1.7%
Escenario BAU(RCP8.5)	65	71	79	86	1.8%
Escenario EPA	65	66	71	76	1.1%
Escenario ECN	65	66	73	77	1.1%
Escenario ECN(RCP8.5)	65	66	74	79	1.3%

Fuente: resultados de la simulación



Figura 11.4. Proyección del LCOE total para Brasil, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

En las Tablas 11.11 y 11.12, se puede observar que el costo nivelado total de la energía generada tanto en el escenario EPA como en el ECN, para el año 2030, se reduce en un 15% y un 16% respectivamente respecto al escenario BAU, para un escenario de precios crecientes de los combustibles; y en un 9% y un 8% para un escenario de precios constantes de los combustibles. Ello indica que resulta un ligero beneficio de la implementación del escenario ECN con respecto al escenario EPA, para el caso de precios crecientes, pero un ligero sobrecosto en el caso de precios constantes.

11.3 México

11.3.1 Costos unitarios de inversión

Tabla 11.13. Proyección de los costos unitarios de inversión para México, (US\$/kW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	2,200	2,429	2,682	2,961	2.0%
Gas natural	978	1,213	1,504	1,866	4.4%
Diesel-Fuel	1,342	1,664	2,064	2,560	4.4%
Carbón mineral	3,636	4,509	5,593	6,936	4.4%
Biomasa	2,500	2,500	2,500	2,500	0.0%
Geotermia	4,000	4,000	4,000	4,000	0.0%
Eólica	1,700	1,700	1,600	1,600	-0.4%
Solar	2,000	2,000	1,800	1,800	-0.7%
Nuclear	6,000	6,956	8,064	9,348	3.0%

Fuente: elaboración propia en base a datos del "Anual Energy Outlook", 2017 de la EIA, USA

11.3.2 Proyección de los LCOE por tecnologías

Tabla 11.14. LCOE para México, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	77	87	98	111	2.5%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	77	89	105	123	3.2%
Gas natural	51	63	77	95	4.2%
Diesel-Fuel	159	198	246	306	4.5%
Carbón mineral	81	100	123	152	4.3%
Biomasa	57	62	68	75	1.8%
Geotermia	88	93	99	106	1.3%
Eólica	68	68	65	65	-0.3%
Solar	147	147	134	134	-0.6%
Nuclear	113	130	150	174	2.9%

Fuente: resultados de la simulación

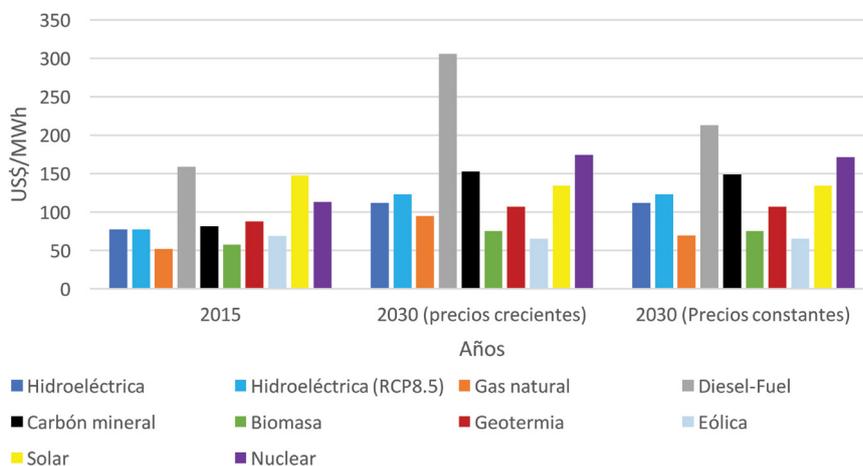
Tabla 11.15. LCOE para México, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	77	87	98	111	2.5%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	77	89	105	123	3.2%
Gas natural	51	56	62	70	2%
Diesel-Fuel	159	173	191	213	2%
Carbón mineral	81	99	121	149	4.1%
Biomasa	57	62	68	75	1.8%
Geotermia	88	93	99	106	1.3%
Eólica	68	68	65	65	-0.3%
Solar	147	147	134	134	-0.6%
Nuclear	113	129	148	171	2.8%

Fuente: resultados de la simulación



Figura 11.5. Proyección de los LCOE para México, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

México tiene la particularidad, que debido al menor factor de planta que presentan sus centrales hidroeléctricas, ERNCs como la biomasa, la geotermia y la eólica, resultan tener LCOEs menores que la hidroenergía. Cabe destacar también que al 2030, las centrales eólicas constituyen la tecnología más barata, compitiendo muy de cerca con el gas natural para los dos escenarios de precios de los combustibles (Figura 11.5). También se observa que aunque la energía solar es la más cara de las ERNC, resulta más barata que tecnologías convencionales como la Diesel-fuel y las carboeléctricas al finalizar el período de proyección, debido sobre todo a la restricción en el despacho de estas últimas, por motivos ambientales, lo que hace disminuir su factor de planta.

11.3.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica

Tabla 11.16. Costo total de generación eléctrica para México, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	23,441	34,052	49,589	72,506	7.8%
Escenario BAU(RCP8.5)	23,441	34,211	50,122	73,708	7.9%
Escenario EPA	23,441	28,169	38,281	53,842	5.7%
Escenario ECN	23,441	27,445	36,989	59,843	6.4%
Escenario ECN(RCP8.5)	23,441	27,558	37,349	60,632	6.5%

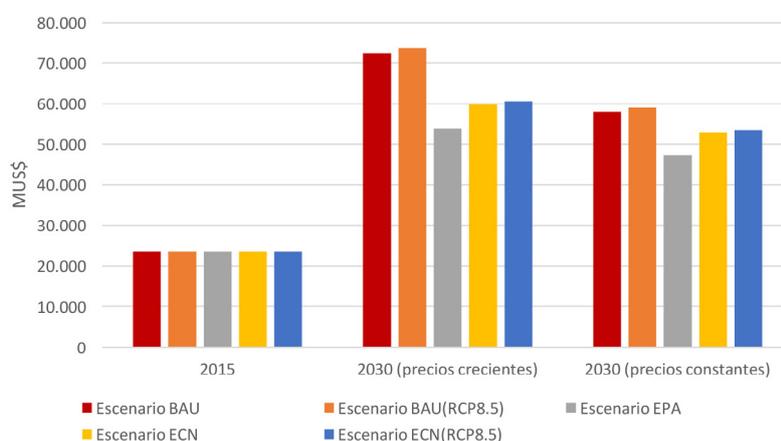
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.17. Costo total de generación eléctrica para México, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	23,441	31,375	42,395	57,945	6.2%
Escenario BAU(RCP8.5)	23,441	31,527	42,889	59,028	6.4%
Escenario EPA	23,441	26,722	34,627	47,197	4.8%
Escenario ECN	23,441	26,066	33,687	52,867	5.6%
Escenario ECN(RCP8.5)	23,441	26,166	33,972	53,431	5.6%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.6. Proyección del costo total de generación eléctrica para México, según los escenarios de precios de los combustibles

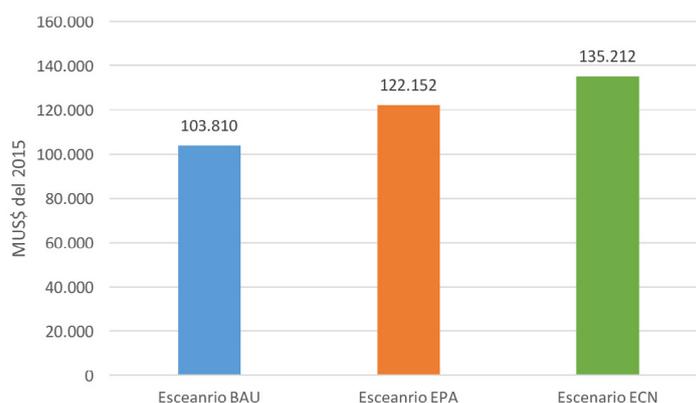


Fuente: resultados de la simulación

En México, el escenario ECN, genera un ahorro del 17% respecto al escenario BAU, con precios crecientes de los combustibles, pero si dichos precios permanecen constantes, el ahorro se reducirá al 9% (Figura 11.6).

11.3.4 Costo total de inversión en generación eléctrica

Figura 11.7. Costo total de inversión en generación eléctrica para México, en el período de proyección



Fuente: resultados de la simulación

El escenario EPA tiene un sobrecosto de inversión total en el período de estudio del 18%, mientras que en el escenario ECN, este sobrecosto se eleva al 30%, debido al mayor requerimiento de capacidad y a la diversificación propuesta de la matriz de generación eléctrica (Figura 11.7).

11.3.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos

Tabla 11.18. LCOE total para México, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	75	91	110	133	3.8%
Escenario BAU(RCP8.5)	75	91	110	134	3.9%
Escenario EPA	75	76	86	102	2%
Escenario ECN	75	76	86	100	1.9%
Escenario ECN(RCP8.5)	75	76	87	101	1.9%

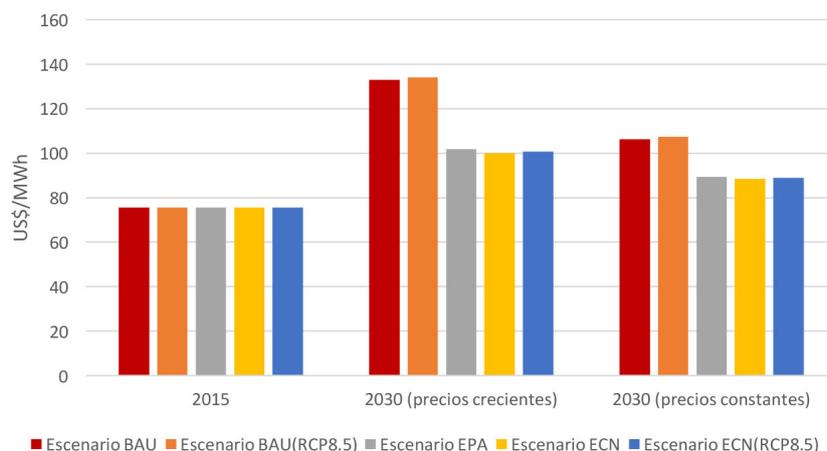
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.19. LCOE total para México, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	75	84	94	106	2.3%
Escenario BAU(RCP8.5)	75	84	94	107	2.4%
Escenario EPA	75	72	78	89	1.1%
Escenario ECN	75	72	78	88	1.1%
Escenario ECN(RCP8.5)	75	72	79	89	1.1%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.8. Proyección del LCOE total para México, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

En México el LCOE ponderado por escenario, experimenta una disminución del 25% en el escenario ECN respecto al escenario BAU y del 2% respecto al escenario EPA, para un escenario de precios crecientes de los combustibles, mientras que para el escenario de precios constantes de los combustibles, estos porcentajes son del 17 y 1% respectivamente (ver Tablas 11.18 y 11.19).

11.4 América Central

11.4.1 Costos unitarios de inversión

Tabla 11.20. Proyección de los costos unitarios de inversión para América Central, (US\$/kW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	2,800	3,091	3,413	3,768	2.0%
Gas natural	978	1,213	1,504	1,866	4.4%
Diesel-Fuel	1,342	1,664	2,064	2,560	4.4%
Carbón mineral	3,636	4,509	5,593	6,936	4.4%
Biomasa	2,500	2,500	2,500	2,500	0.0%
Geotermia	4,000	4,000	4,000	4,000	0.0%
Eólica	2,200	2,200	2,100	2,100	-0.3%
Solar	2,500	2,500	2,300	2,300	-0.6%
Nuclear	6,000	6,956	8,064	9,348	3.0%

Fuente: elaboración propia en base a datos del "Anual Energy Outlook", 2017 de la EIA, USA

11.4.2 Proyección de los LCOE por tecnologías

Tabla 11.21. LCOE para América Central, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	77	86	97	110	2.4%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	77	87	100	115	2.8%
Gas natural	57	70	86	105	4.1%
Diesel-Fuel	220	273	340	424	4.5%
Carbón mineral	81	100	123	152	4.3%
Biomasa	142	153	167	183	1.7%
Geotermia	78	83	88	95	1.3%
Eólica	85	85	82	82	-0.3%
Solar	181	181	168	168	-0.5%
Nuclear	112	129	149	172	2.9%

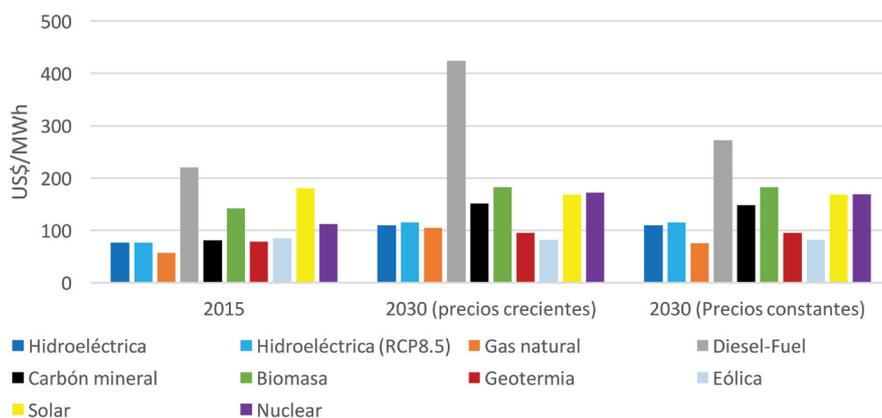
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.22. LCOE para América Central, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	77	86	97	110	2.4%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	77	87	100	115	2.8%
Gas natural	57	62	68	75	1.9%
Diesel-Fuel	220	233	251	272	1.4%
Carbón mineral	81	99	121	149	4.1%
Biomasa	142	153	167	183	1.7%
Geotermia	78	83	88	95	1.3%
Eólica	85	85	82	82	-0.3%
Solar	181	181	168	168	-0.5%
Nuclear	112	128	147	169	2.8%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.9. Proyección de los LCOE para América Central, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

Respecto a los LCOE en América Central, cabe resaltar el hecho de que la energía solar fotovoltaica, es menos competitiva que el carbón mineral en ambos escenarios de precios de los combustibles. Esto se debe a un menor factor de planta de esta tecnología y un relativamente alto costo de inversión.

11.4.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica

Tabla 11.23. Costo total de generación eléctrica para América Central, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	5,854	8,000	10,982	15,229	6.6%
Escenario BAU(RCP8.5)	5,854	8,051	11,144	15,577	6.7%
Escenario EPA	5,854	7,028	7,495	9,776	3.5%
Escenario ECN	5,854	5,893	7,239	11,579	4.7%
Escenario ECN(RCP8.5)	5,854	6,024	7,361	11,889	4.8%

Fuente: resultados de la simulación

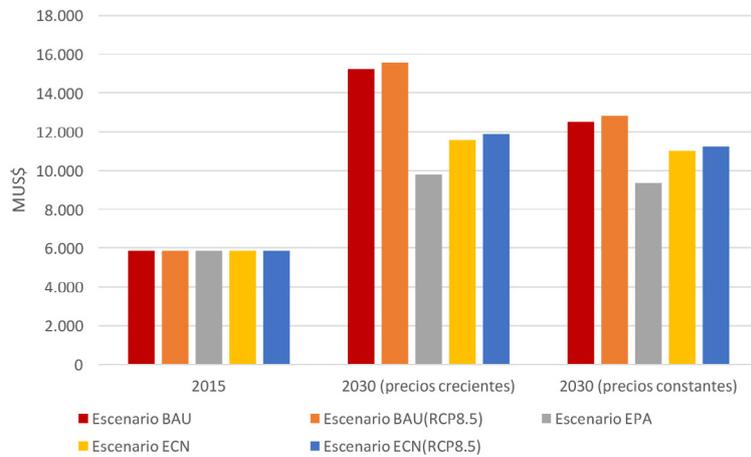
Tabla 11.24. Costo total de generación eléctrica para América Central, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	5,854	7,480	9,612	12,512	5.2%
Escenario BAU(RCP8.5)	5,854	7,529	9,766	12,836	5.4%
Escenario EPA	5,854	6,763	7,274	9,333	3.2%
Escenario ECN	5,854	5,814	7,144	11,007	4.3%
Escenario ECN(RCP8.5)	5,854	5,928	7,238	11,222	4.4%

Fuente: resultados de la simulación



Figura 11.10. Proyección del costo total de generación eléctrica para América Central, según los escenarios de precios de los combustibles

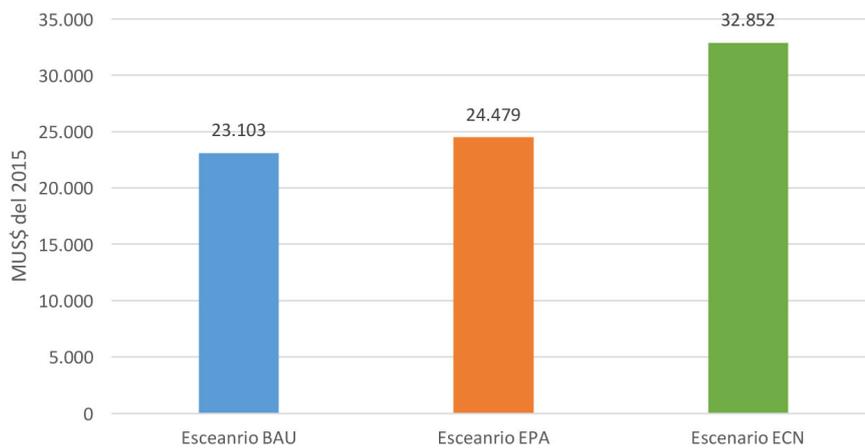


Fuente: resultados de la simulación

Pese al incremento de la generación eléctrica requerida, el escenario ECN, permite un ahorro económico en los costos anuales de generación del 24% para el escenario de precios crecientes de los combustibles y del 12% para el escenario de precios constantes, en el año 2030.

11.4.4 Costo total de inversión en generación eléctrica

Figura 11.11. Costo total de inversión en generación eléctrica para América Central, en el período de proyección



Fuente: resultados de la simulación

En América Central, el sobrecosto de inversión en generación eléctrica del escenario EPA respecto al escenario BAU, es de apenas el 6%, mientras que el ECN, tendría un sobrecosto de inversión del 42%, esto se debe principalmente al importante incremento del requerimiento de generación de eléctrica en este último escenario.

11.4.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos

Tabla 11.25. LCOE total para América Central, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	113	132	154	183	3.3%
Escenario BAU(RCP8.5)	113	132	156	185	3.4%
Escenario EPA	113	116	107	121	0.4%
Escenario ECN	113	101	108	119	0.3%
Escenario ECN(RCP8.5)	113	98	105	117	0.2%

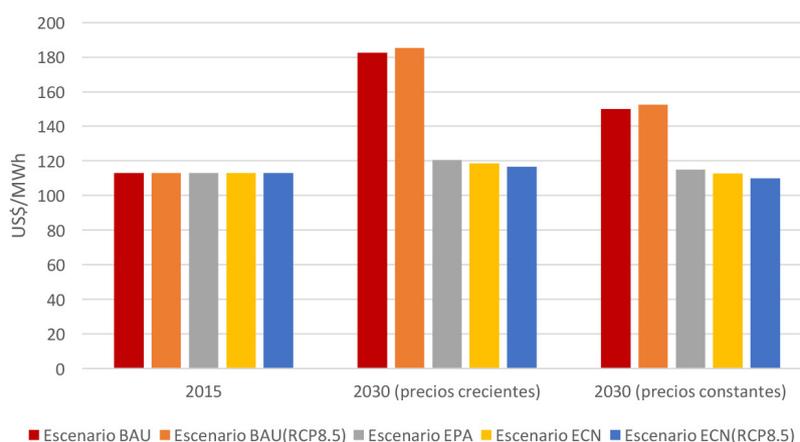
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.26. LCOE total para América Central, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	113	123	135	150	1.9%
Escenario BAU(RCP8.5)	113	124	137	153	2.0%
Escenario EPA	113	111	104	115	0.1%
Escenario ECN	113	99	107	113	0.0%
Escenario ECN(RCP8.5)	113	97	103	110	-0.2%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.12. Proyección del LCOE total para América Central, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

Al 2030 los LCOE de los escenarios EPA y ECN registran una disminución, respecto al escenario BAU del 34% y 35% respectivamente, en el escenario de precios crecientes de los combustibles; y del 23% y 25% respectivamente, en el escenario de precios constantes de los combustibles (ver Tablas 11.25 y 11.26).

11.5 Subregión Andina

11.5.1 Costos unitarios de inversión

Tabla 11.27. Proyección de los costos unitarios de inversión para la Subregión Andina, (US\$/kW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	1,800	1,987	2,194	2,423	2.0%
Gas natural	978	1,213	1,504	1,866	4.4%
Diesel-Fuel	1,342	1,664	2,064	2,560	4.4%
Carbón mineral	3,636	4,509	5,593	6,936	4.4%
Biomasa	2,500	2,500	2,500	2,500	0.0%
Geotermia	4,000	4,000	4,000	4,000	0.0%
Eólica	1,750	1,750	1,650	1,650	-0.4%
Solar	2,000	2,000	1,800	1,800	-0.7%
Nuclear	6,000	6,956	8,064	9,348	3.0%

Fuente: elaboración propia en base a datos del "Anual Energy Outlook", 2017 de la EIA, USA

11.5.2 Proyección de los LCOE por tecnologías

Tabla 11.28. LCOE para la Subregión Andina, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	44	50	57	65	2.7%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	44	51	59	68	3.0%
Gas natural	57	70	86	106	4.1%
Diesel-Fuel	234	290	359	445	4.4%
Carbón mineral	73	90	111	136	4.2%
Biomasa	134	144	157	172	1.7%
Geotermia	78	83	88	95	1.3%
Eólica	70	70	67	67	-0.3%
Solar	147	147	134	134	-0.6%
Nuclear	112	129	149	172	2.9%

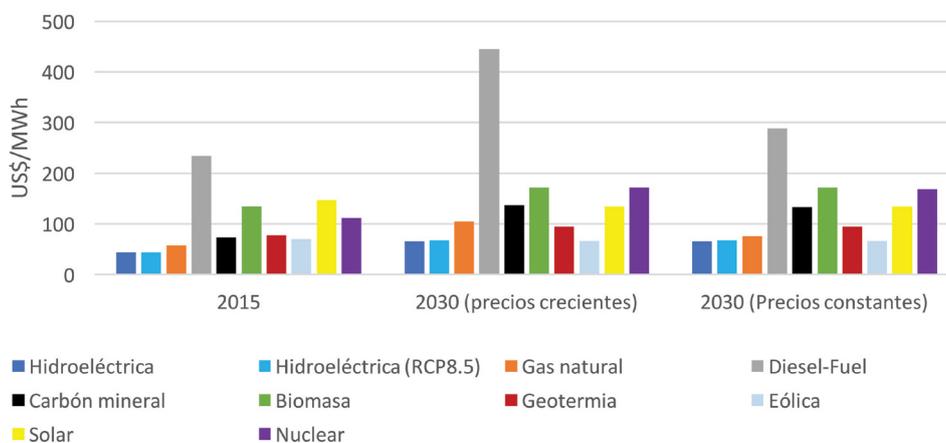
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.29. LCOE para la Subregión Andina, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	44	50	57	65	2.7%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	44	51	59	68	3.0%
Gas natural	57	62	68	76	1.8%
Diesel-Fuel	234	249	266	288	1.4%
Carbón mineral	73	89	109	133	4.0%
Biomasa	134	144	157	172	1.7%
Geotermia	78	83	88	95	1.3%
Eólica	70	70	67	67	-0.3%
Solar	147	147	134	134	-0.6%
Nuclear	112	128	147	169	2.8%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.13. Proyección de los LCOE para la Subregión Andina, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

Para la subregión Andina, se observa que, en los dos escenarios de precios de los combustibles, las ERNC, son competitivas respecto a las fuentes fósiles, sobretodo la eólica (Figura 11.13).

11.5.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica

Tabla 11.30. Costo total de generación eléctrica para la Subregión Andina, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	21,596	31,308	45,824	67,772	7.9%
Escenario BAU(RCP8.5)	21,596	31,450	46,315	68,885	8.0%
Escenario EPA	21,596	21,770	29,450	40,798	4.3%
Escenario ECN	21,596	18,672	23,859	45,719	5.1%
Escenario ECN(RCP8.5)	21,596	18,841	24,538	47,488	5.4%

Fuente: resultados de la simulación

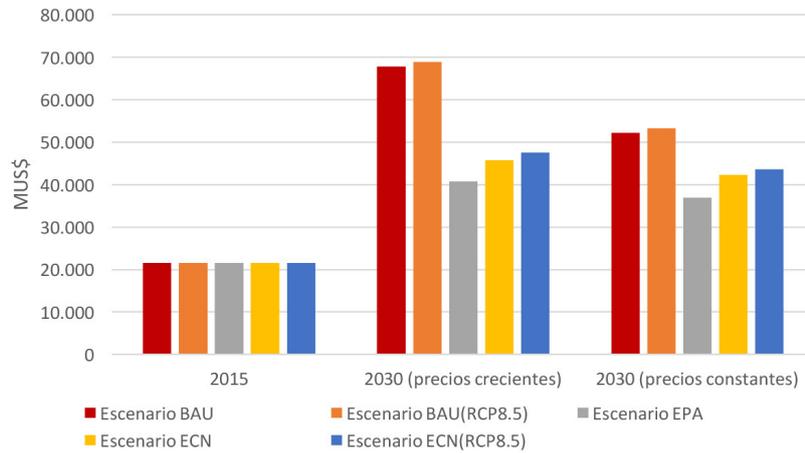
Tabla 11.31. Costo total de generación eléctrica para la Subregión Andina, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	21,596	28,535	38,275	52,181	6.1%
Escenario BAU(RCP8.5)	21,596	28,673	38,743	53,223	6.2%
Escenario EPA	21,596	20,647	26,930	36,888	3.6%
Escenario ECN	21,596	17,966	22,994	42,344	4.6%
Escenario ECN(RCP8.5)	21,596	18,114	23,518	43,561	4.8%

Fuente: resultados de la simulación



Figura 11.14. Proyección del costo total de generación eléctrica para la Subregión Andina, según los escenarios de precios de los combustibles

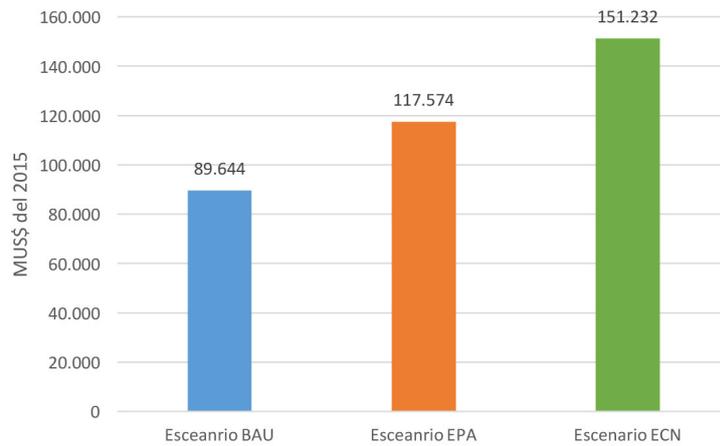


Fuente: resultados de la simulación

El escenario ECN, pese a que tiene mayor costo anual de generación que el escenario EPA, representa un ahorro del 33% a precios crecientes de los combustibles y del 19% a precios constantes, para la Subregión Andina (Figura 11.14).

11.5.4 Costo total de inversión en generación eléctrica

Figura 11.15. Costo total de inversión en generación eléctrica para la Subregión Andina, en el período de proyección



Fuente: resultados de la simulación

Los sobrecostos en inversión total en capacidad de generación eléctrica para la Subregión Andina, representan el 31% para el escenario EPA y el 69% para el escenario ECN, respecto al escenario BAU.

11.5.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos

Tabla 11.32. LCOE total para la Subregión Andina, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	77	92	110	133	3.8%
Escenario BAU(RCP8.5)	77	92	111	135	3.8%
Escenario EPA	77	65	73	83	0.5%
Escenario ECN	77	60	68	81	0.4%
Escenario ECN(RCP8.5)	77	60	70	84	0.6%

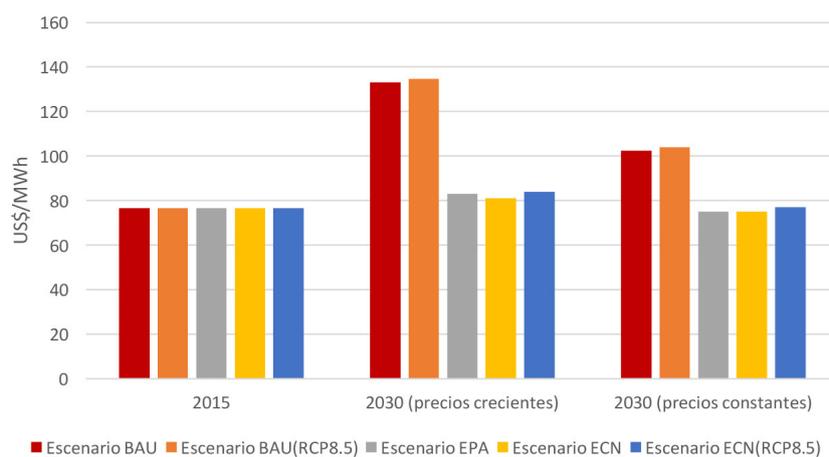
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.33. LCOE total para la Subregión Andina, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	77	84	92	102	2.0%
Escenario BAU(RCP8.5)	77	84	93	104	2.1%
Escenario EPA	77	61	66	75	-0.1%
Escenario ECN	77	58	65	75	-0.1%
Escenario ECN(RCP8.5)	77	58	67	77	0.0%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.16. Proyección del LCOE total para la Subregión Andina, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

Los LCOE de los escenarios EPA y ECN, en el 2030, registran una disminución del 38% y 39% respectivamente, en comparación con los del BAU para ese mismo año, para un escenario de precios crecientes de los combustibles y del 27% en ambos casos para un escenario de precios constantes de los combustibles (ver tablas 11.32 y 11.33).

11.6 Cono Sur

11.6.1 Costos unitarios de inversión

Tabla 11.34. Proyección de los costos unitarios de inversión para el Cono Sur, (US\$/kW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	1,800	1,987	2,194	2,423	2.0%
Gas natural	978	1,213	1,504	1,866	4.4%
Diesel-Fuel	1,342	1,664	2,064	2,560	4.4%
Carbón mineral	3,636	4,509	5,593	6,936	4.4%
Biomasa	2,500	2,500	2,500	2,500	0.0%
Geotermia	4,000	4,000	4,000	4,000	0.0%
Eólica	1,750	1,750	1,650	1,650	-0.4%
Solar	2,000	2,000	1,800	1,800	-0.7%
Nuclear	6,000	6,956	8,064	9,348	3.0%

Fuente: elaboración propia en base a datos del "Anual Energy Outlook", 2017 de la EIA, USA

11.6.2 Proyección de los LCOE por tecnologías

Tabla 11.35. LCOE para el Cono Sur, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	54	61	69	79	2.6%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	54	62	73	86	3.2%
Gas natural	56	69	85	104	4.1%
Diesel-Fuel	228	284	354	441	4.5%
Carbón mineral	79	98	121	149	4.3%
Biomasa	67	73	79	88	1.8%
Geotermia	78	83	88	95	1.3%
Eólica	70	70	67	67	-0.3%
Solar	98	98	89	89	-0.6%
Nuclear	125	144	166	192	2.9%

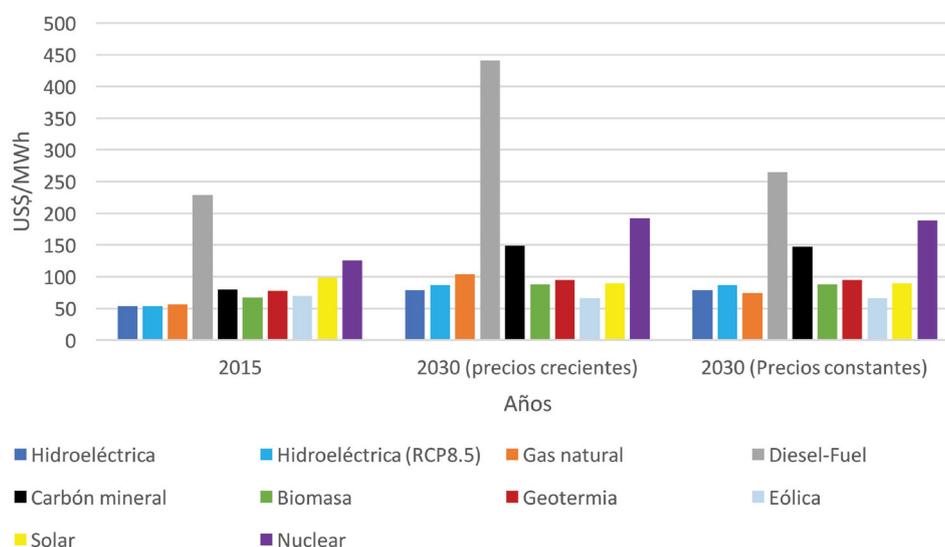
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.36. LCOE para el Cono Sur, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	54	61	69	79	2.6%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	54	62	73	86	3.2%
Gas natural	56	61	67	74	1.9%
Diesel-Fuel	228	238	250	265	1.0%
Carbón mineral	79	97	119	147	4.2%
Biomasa	67	73	79	88	1.8%
Geotermia	78	83	88	95	1.3%
Eólica	70	70	67	67	-0.3%
Solar	98	98	89	89	-0.6%
Nuclear	125	143	164	188	2.8%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.17. Proyección de los LCOE para el Cono Sur, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

En el Cono Sur, para el año 2030, las ERNC, resultan ser sumamente competitivas respecto a las energías no renovables. Se puede observar que incluso la energía solar fotovoltaica, tiene un valor de LCOE comparable al de la hidroenergía. Esto se debe al alto factor de planta considerado para las fotovoltaicas, en esta subregión (Figura 11.17).

11.6.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica

Tabla 11.37. Costo total de generación eléctrica para el Cono Sur, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	21,272	31,342	44,852	64,614	7.7%
Escenario BAU(RCP8.5)	21,272	31,525	45,539	66,189	7.9%
Escenario EPA	21,272	26,624	36,193	49,515	5.8%
Escenario ECN	21,272	26,229	34,783	48,734	5.7%
Escenario ECN(RCP8.5)	21,272	26,431	35,549	50,667	6.0%

Fuente: resultados de la simulación

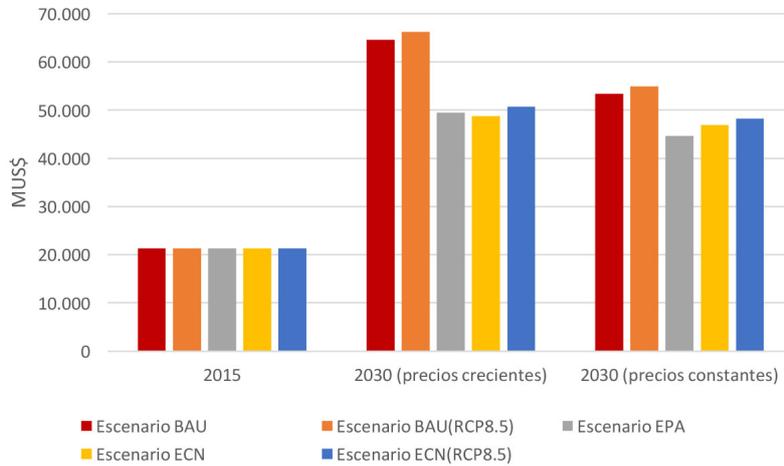
Tabla 11.38. Costo total de generación eléctrica para el Cono Sur, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	21,272	29,260	39,280	53,371	6.3%
Escenario BAU(RCP8.5)	21,272	29,444	39,967	54,946	6.5%
Escenario EPA	21,272	25,741	33,606	44,644	5.1%
Escenario ECN	21,272	25,454	33,480	46,916	5.4%
Escenario ECN(RCP8.5)	21,272	25,630	34,070	48,245	5.6%

Fuente: resultados de la simulación



Figura 11.18. Proyección del costo total de generación eléctrica para el Cono Sur, según los escenarios de precios de los combustibles

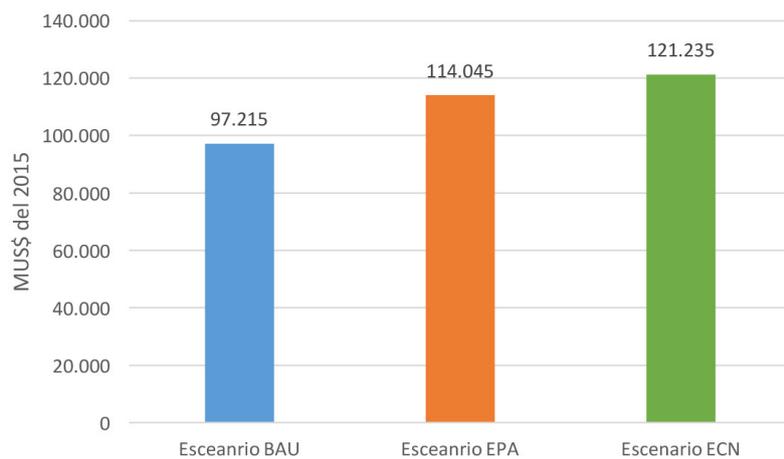


Fuente: resultados de la simulación

Es importante observar que, para el Cono Sur, en el escenario de precios crecientes de los combustibles, el escenario ECN, tiene un menor costo anual de generación, para el año 2030, que el escenario EPA, pese a que su generación es mayor, sin embargo, en el escenario de precios constantes, su costo anual de generación si es mayor (Figura 11.18).

11.6.4 Costo total de inversión en generación eléctrica

Figura 11.19. Costo total de inversión en generación eléctrica para el Cono Sur, en el período de proyección



Fuente: resultados de la simulación

En el Cono Sur, el sobrecosto de inversión en generación eléctrica, en el período de proyección, es del 17% para el escenario EPA y del 25% para el escenario ECN, respecto al escenario BAU (Figura 11.19).

11.6.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos

Tabla 11.39. LCOE total para el Cono Sur, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	75	89	106	127	3.6%
Escenario BAU(RCP8.5)	75	90	108	131	3.8%
Escenario EPA	75	74	85	98	1.8%
Escenario ECN	75	74	83	91	1.3%
Escenario ECN(RCP8.5)	75	75	85	94	1.5%

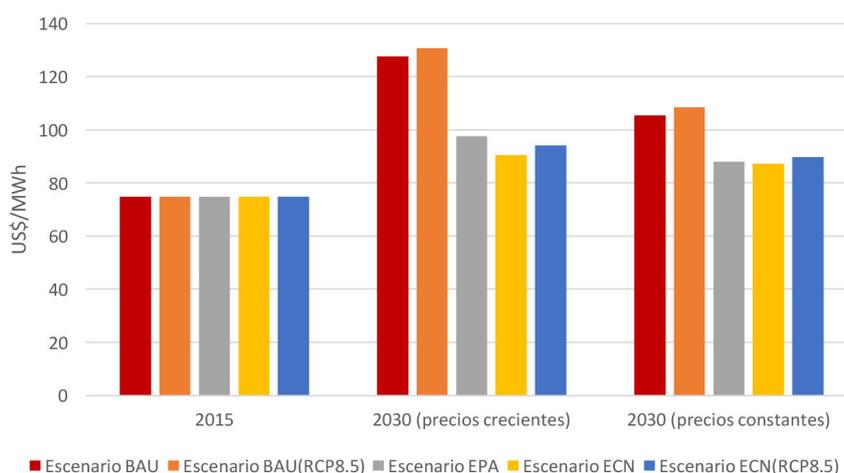
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.40. LCOE total para el Cono Sur, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	75	83	93	105	2.3%
Escenario BAU(RCP8.5)	75	84	95	108	2.5%
Escenario EPA	75	72	79	88	1.1%
Escenario ECN	75	72	80	87	1.0%
Escenario ECN(RCP8.5)	75	73	81	90	1.2%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.20. Proyección del LCOE total para el Cono Sur, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

Al 2030 los LCOE de los escenarios EPA y ECN, registran una disminución del 23% y 29%, respecto de los del BAU, para un escenario de precios crecientes de los combustibles y del 16 y 17%, para un escenario de precios constantes de los combustibles (ver Tablas 11.39 y 11.40).

11.7 El Caribe

11.7.1 Costos unitarios de inversión

Tabla 11.41. Proyección de los costos unitarios de inversión para El Caribe, (US\$/kW)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	2,800	3,091	3,413	3,768	2.0%
Gas natural	978	1,213	1,504	1,866	4.4%
Diesel-Fuel	1,342	1,664	2,064	2,560	4.4%
Carbón mineral	3,636	4,509	5,593	6,936	4.4%
Biomasa	2,500	2,500	2,500	2,500	0.0%
Geotermia	4,000	4,000	4,000	4,000	0.0%
Eólica	2,200	2,200	2,100	2,100	-0.3%
Solar	2,500	2,500	2,300	2,300	-0.6%
Nuclear	6,000	6,956	8,064	9,348	3.0%

Fuente: elaboración propia en base a datos del "Anual Energy Outlook", 2017 de la EIA, USA

11.7.2 Proyección de los LCOE por tecnologías

Tabla 11.42. LCOE para El Caribe, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	77	86	97	110	2.4%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	77	87	100	115	2.8%
Gas natural	53	65	79	97	4.2%
Diesel-Fuel	207	258	321	400	4.5%
Carbón mineral	81	100	123	152	4.3%
Biomasa	60	65	71	79	1.8%
Geotermia	78	83	88	95	1.3%
Eólica	85	85	82	82	-0.3%
Solar	181	181	168	168	-0.5%
Nuclear	112	129	149	172	2.9%

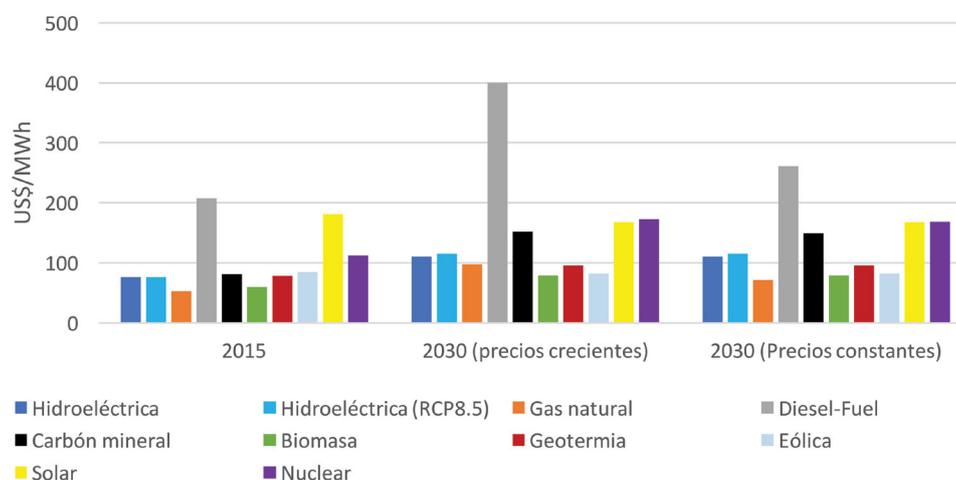
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.43. LCOE para El Caribe, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Tecnología	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Hidroeléctrica	77	86	97	110	2.4%
Hidroeléctrica (RCP8.5)	77	87	100	115	2.8%
Gas natural	53	58	64	71	2%
Diesel-Fuel	207	222	239	261	1.6%
Carbón mineral	81	99	121	149	4.1%
Biomasa	60	65	71	79	1.8%
Geotermia	78	83	88	95	1.3%
Eólica	85	85	82	82	-0.3%
Solar	181	181	168	168	-0.5%
Nuclear	112	128	147	169	2.8%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.21. Proyección de los LCOE para El Caribe, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

En El Caribe, si bien las tecnologías de generación eléctrica con ERNC, como la eólica y la biomasa, resultan ser muy competitivas respecto a las demás tecnologías, la solar fotovoltaica, presenta un valor de LCOE, relativamente alto, debido al mayor costo de inversión y un menor factor de planta, en comparación con las otras subregiones, aunque sigue siendo más competitiva que las térmicas que consumen derivados de petróleo (Diesel-Fuel).

11.7.3 Proyección de los costos totales de generación eléctrica

Tabla 11.44. Costo total de generación eléctrica para El Caribe, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	7,026	10,424	15,561	23,381	8.3%
Escenario BAU(RCP8.5)	7,026	10,455	15,657	23,598	8.4%
Escenario EPA	7,026	7,905	11,815	17,355	6.2%
Escenario ECN	7,026	7,808	10,135	11,877	3.6%
Escenario ECN(RCP8.5)	7,026	7,849	10,296	12,318	3.8%

Fuente: resultados de la simulación

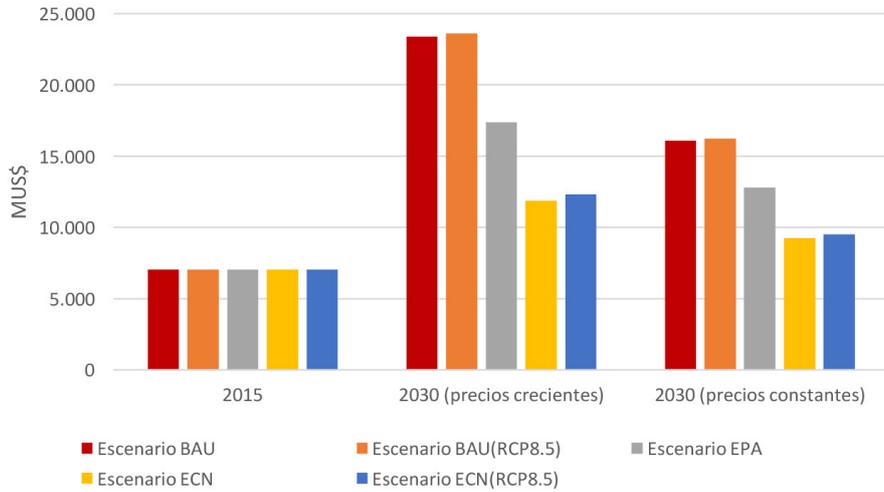
Tabla 11.45. Costo total de generación eléctrica para El Caribe, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	7,026	9,108	11,997	16,070	5.7%
Escenario BAU(RCP8.5)	7,026	9,136	12,074	16,226	5.7%
Escenario EPA	7,026	7,085	9,543	12,802	4.1%
Escenario ECN	7,026	6,944	8,205	9,231	1.8%
Escenario ECN(RCP8.5)	7,026	6,979	8,325	9,517	2.0%

Fuente: resultados de la simulación



Figura 11.22. Proyección del costo total de generación eléctrica para El Caribe, según los escenarios de precios de los combustibles

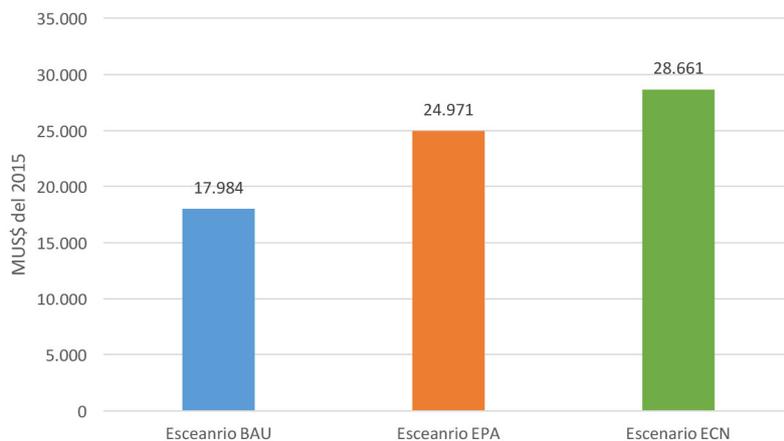


Fuente: resultados de la simulación

En El Caribe, es bastante marcada la diferencia en los costos anuales de generación eléctrica, para el año 2030, entre los escenarios BAU, EPA y ECN. En esta subregión, el costo en el escenario ECN, es menor que en el EPA, debido al menor requerimiento de generación y a la diversificación de las tecnologías. El escenario ECN, permite un ahorro del 49%, respecto al escenario BAU, con precios crecientes de los combustibles y del 43% con precios constantes de los combustibles (Figura 11.22).

11.7.4 Costo total de inversión en generación eléctrica

Figura 11.23. Costo total de inversión en generación eléctrica para El Caribe, en el período de proyección



Fuente: resultados de la simulación

Pese a la menor generación en los escenarios EPA y ECN, respecto al BAU, existen sobrecostos de inversión debido a la diversificación de la matriz de generación eléctrica. Estos sobrecostos son del 39% y 59% respectivamente, respecto al escenario BAU.

11.7.5 Proyección de los LCOE ponderados por escenarios energéticos

Tabla 11.46. LCOE total para El Caribe, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	128	158	196	242	4.3%
Escenario BAU(RCP8.5)	128	158	196	242	4.3%
Escenario EPA	128	122	152	186	2.5%
Escenario ECN	128	126	142	140	0.6%
Escenario ECN(RCP8.5)	128	126	144	144	0.8%

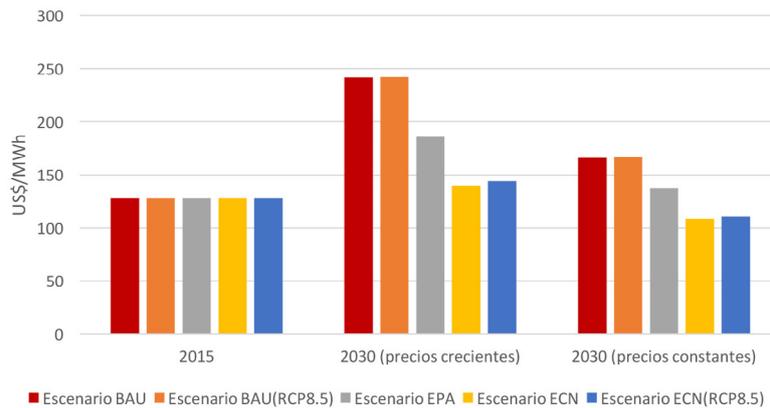
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.47. LCOE total para El Caribe, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	128	138	151	166	1.7%
Escenario BAU(RCP8.5)	128	138	151	166	1.7%
Escenario EPA	128	109	123	137	0.5%
Escenario ECN	128	112	115	109	-1.1%
Escenario ECN(RCP8.5)	128	112	116	111	-1.0%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.24. Proyección del LCOE total para El Caribe, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

Al 2030 los LCOE de los escenarios EPA y ECN, registran una disminución del 23% y 42%, respecto de los del BAU, para un escenario de precios crecientes de los combustibles y del 17 y 35% para el escenario de precios constantes de los combustibles (ver Tablas 11.46 y 11.47).

11.8 América Latina y El Caribe (ALC)

11.8.1 Proyección de los costos totales de generación eléctrica

Tabla 11.48. Costo total de generación eléctrica para ALC, escenario de precios crecientes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	117,055	166,893	237,802	339,818	7.4%
Escenario BAU(RCP8.5)	117,055	167,914	241,267	347,375	7.5%
Escenario EPA	117,055	137,572	183,558	249,303	5.2%
Escenario ECN	117,055	131,009	172,093	263,054	5.5%
Escenario ECN(RCP8.5)	117,055	132,096	175,748	272,206	5.8%

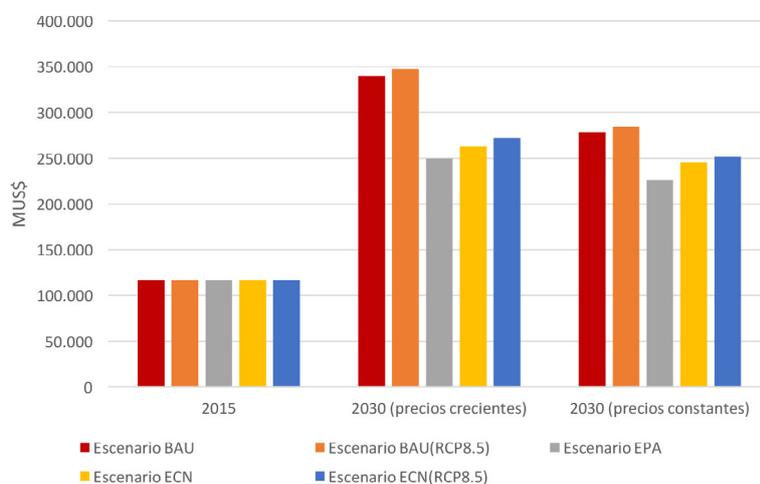
Fuente: resultados de la simulación

Tabla 11.49. Costo total de generación eléctrica para ALC, escenario de precios constantes de los combustibles (MUS\$)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	117,055	155,628	207,437	278,008	5.9%
Escenario BAU(RCP8.5)	117,055	156,553	210,529	284,633	6.1%
Escenario EPA	117,055	132,547	170,548	225,735	4.5%
Escenario ECN	117,055	126,856	163,748	245,493	5.1%
Escenario ECN(RCP8.5)	117,055	127,800	166,540	251,697	5.2%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.25. Proyección del costo total de generación eléctrica para ALC, según los escenarios de precios de los combustibles



Fuente: resultados de la simulación

Para la región integral de ALC, en el año 2030, el ahorro en costo de generación eléctrica, asociado al escenario ECN, respecto al escenario BAU, resulta ser del 23%, para el escenario de precios crecientes de los combustibles y del 12%, para el escenario de precios constantes de los combustibles, mientras que en todo el período de proyección, el escenario ECN, permitiría un ahorro acumulado de MUS\$ 75,524 para el escenario de precios crecientes de los combustibles y de MUS\$ 27,782 para el escenario de precios constantes, respecto al escenario EPA. Cabe observar también que el costo de generación en el escenario ECN, es mayor al del EPA, al final del período de proyección debido a la mayor cantidad de energía generada.

11.8.2 Valores de LCOE total, ponderados por escenario para ALC

Tabla 11.50. LCOE total para ALC, escenario de precios crecientes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	75	88	104	123	3.4%
Escenario BAU(RCP8.5)	75	88	105	125	3.5%
Escenario EPA	75	73	82	93	1.5%
Escenario ECN	75	72	80	89	1.2%
Escenario ECN(RCP8.5)	75	72	82	91	1.3%

Fuente: resultados de la simulación

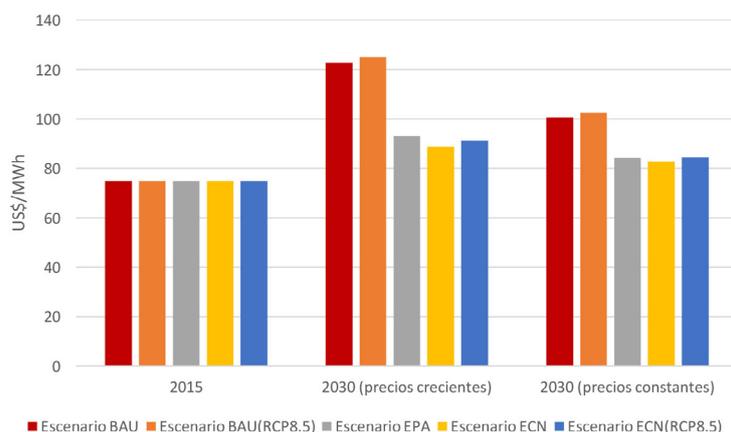


Tabla 11.51. LCOE total para ALC, escenario de precios constantes de los combustibles (US\$/MWh)

Escenario	2015	2020	2025	2030	t.p.a.
Escenario BAU	75	82	91	100	2.0%
Escenario BAU(RCP8.5)	75	82	92	102	2.1%
Escenario EPA	75	70	76	84	0.8%
Escenario ECN	75	70	76	83	0.7%
Escenario ECN(RCP8.5)	75	70	77	84	0.8%

Fuente: resultados de la simulación

Figura 11.26. Proyección del LCOE total para ALC, según los escenarios de precios de los combustibles



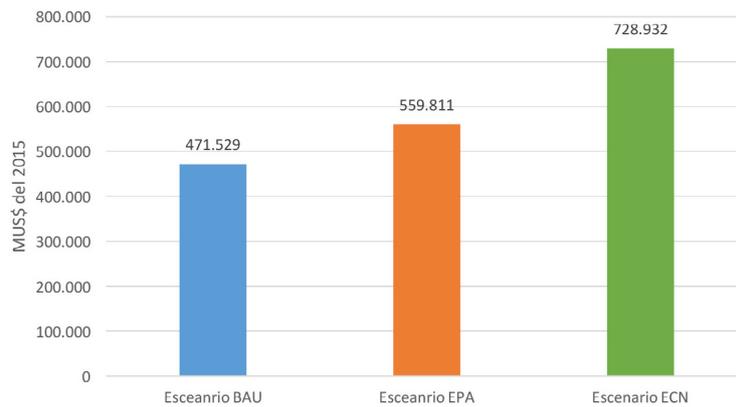
Fuente: resultados de la simulación

Al 2030, los costos nivelados de producción de energía eléctrica (LCOE) de la región ALC en los escenarios EPA y ECN, se reducen un 27% y 19% respectivamente, en relación a los del escenario BAU, para un escenario de precios internacionales crecientes de los combustibles; y 23% y 12% respectivamente, para un escenario de precios constantes de los combustibles.



11.8.3 Costo total de inversión en generación eléctrica

Figura 11.27. Costo total de inversión en generación eléctrica para ALC, en el período de proyección



Fuente: resultados de la simulación

Al igual que en todas las subregiones analizadas, para la región integral de ALC, los escenarios EPA y ECN, presentan sobrecostos totales de inversión en el período de proyección (19% para el EPA y 55% para el ECN), respecto al escenario BAU. Estos sobrecostos incluyen: el costo del incremento de la capacidad de generación eléctrica necesaria para abastecer la mayor electrificación del consumo final, considerado dentro de las medidas de eficiencia energética; y el costo de diversificación de la matriz de generación eléctrica orientada a la mayor participación de las ERNC (Anexo IV).

Es importante destacar que tanto a nivel regional como subregional, en términos de LCOE, la energía eólica resulta ser la fuente más competitiva en relación a las fuentes convencionales y a otras ERNC, quedando para el año 2030, en la mayoría de subregiones aproximadamente al mismo nivel del gas natural.

Estos resultados, en definitiva, ponen de manifiesto que la adopción de las premisas del escenario ECN, tiene un impacto positivo no sólo sobre las emisiones de GEI sino también sobre los costos de producción de electricidad. No obstante, lo anterior, no puede soslayarse el hecho que las inversiones incrementales en la producción de electricidad, tanto en el escenario ECN como en el EPA, superan a las del escenario BAU. En particular, dichas inversiones incrementales en el escenario ECN, exceden en más de un 55% y 30%, a las respectivas inversiones de los escenarios BAU y EPA, lo que en algunos países puede implicar una restricción en la promoción de un desarrollo más acelerado de las renovables en la matriz de generación eléctrica.

12. Conclusiones

12. Conclusiones

12.1 Conclusiones por subregiones

12.1.1 Brasil

Como se pudo observar en los capítulos 7 y 10, Brasil obtuvo mediante la simulación del escenario EPA, una reducción de emisiones de GEI, para el año 2030, de aproximadamente el 10%, respecto al escenario BAU, que como se advirtió en dichos capítulos, estaría por debajo de las metas planteadas por la mayoría de los países y de la meta referencial regional; y además, la tasa de crecimiento promedio anual de dichas emisiones durante el período de proyección (2.6%) estaría por encima de la máxima estimada por el Ministerio de Minas y Energía - MME, para el sector energético (1.8%), a fin de cumplir con las metas establecidas en los NDCs de Brasil (ver tabla 7.1).

Por otra parte, con el escenario ECN, se alcanzó alrededor de un 35% de reducción de emisiones respecto al escenario BAU, lo que está por encima de las metas generales de la mayoría de los países y de la meta regional tomada como referencia (25 a 30%), y además, la tasa de crecimiento promedio anual de dichas emisiones (0.5%), es menor que la máxima

esperada por el MME para el sector energético (1.8%), lo que se podría considerar una exitosa contribución al cumplimiento de sus NDCs. Esto se da principalmente gracias a una reducción de la demanda de energía del 11% respecto de la del EPA y 14% respecto a la del BAU; el descenso de la participación de petrolíferos en el consumo final (40% ECN vs 47% EPA y 47% BAU), una mayor renovabilidad de la matriz de generación eléctrica (92% ECN vs 85% EPA y 74% BAU) y una mayor renovabilidad de la matriz de oferta total (49% ECN vs 41% EPA y 41% BAU). Importa resaltar que de la reducción total de emisiones que se observa al contrastar los escenarios energéticos ECN y BAU en el año 2030, el aporte del sector eléctrico es del 36%.

En el Capítulo 11, se observa que, al 2030 los LCOE de los escenarios EPA y ECN, registran una disminución del 15% y 16% respectivamente, en relación a los del BAU, para un escenario de precios crecientes de los combustibles; y del 9% y 8% para un escenario de precios constantes de los combustibles.

12.1.2 México

Al 2030 las emisiones de GEI del escenario energético EPA presentan una reducción del 14% respecto de las del BAU, lo cual, asumiendo para el sector energético, una meta similar a la establecida en sus NDCs (25%), es sustancialmente inferior. Con el escenario ECN propuesto, esta reducción alcanzaría valores cercanos al 24%, lo que significa prácticamente un cumplimiento de la meta. Ello sería principalmente resultado de una reducción de la demanda del 13% respecto a la del escenario EPA y 16% en relación a la del escenario BAU; una mayor participación de las renovables en la generación eléctrica respecto al escenario BAU (34% ECN vs 18% BAU), y una disminución del peso del petróleo y derivados en la oferta total de energía (25% ECN vs 33% EPA y 38%

BAU), con un incremento de la renovabilidad de esta matriz (18% ECN, vs 14% EPA y 8% BAU). Cabe destacar que, la meta de reducción de emisiones se logra, pese a la preponderancia que mantiene el uso del gas natural en la matriz energética de México.

Respecto al análisis económico, se observa que al año 2030, las ERNC, son más competitivas en términos de LCOE, que los petrolíferos y el carbón mineral y en el caso la energía eólica, compite muy de cerca con el gas natural. El escenario ECN, permite además un ahorro en el costo total de generación eléctrica del 17% y del 9% respecto al BAU, para los escenarios de precios crecientes y constantes de los combustibles, respectivamente.

12.1.3 América Central

Aunque el porcentaje de reducción de emisiones de GEI, lograda con el escenario EPA al año 2030, respecto al escenario BAU, es importante (17.5%), todavía algunos NDCs, condicionales de países de la subregión, plantean metas más ambiciosas (ejemplo: Guatemala 22.5%). Por su parte, la reducción de emisiones de GEI que se obtendría bajo los supuestos del escenario energético ECN, alcanza el 30%. Ello sería principalmente resultado de una reducción de la demanda del 27% respecto a la del escenario EPA y 29%, respecto a la del BAU, impulsada por una vigorosa política de sustitución de la leña por energías modernas. En esta subregión, con el escenario ECN, se verifica una disminución de la renovabilidad en la oferta total de energía respecto al escenario EPA (45% ECN vs 49% EPA), debido a que la fuerte reducción en el uso de la biomasa (particularmente leña) que se registra en el escenario ECN, no llega a ser compensada por las políticas de impulso a la penetración de energías renovables modernas. En el escenario ECN, se observa un ascenso en la

participación del petróleo y derivados en la matriz de consumo final, respecto al escenario EPA (52% ECN vs 47% EPA), debido a la sustitución de biomasa por GLP, pero también se produce un importante incremento en la participación de electricidad (25% ECN vs 14% EPA y 15% BAU). En lo que concierne a la generación de energía eléctrica, las renovables se mantienen en valores del entorno del 76%, en tanto que el gas natural experimenta un leve ascenso en menoscabo del uso del carbón y los petrolíferos (22% ECN vs 19% EPA). Adicionalmente se constata que de la reducción total de emisiones que se obtiene al contrastar los escenarios energéticos ECN y BAU en el año 2030, la contribución del sector eléctrico alcanza aproximadamente el 41%. Por su parte, al 2030 los LCOE de los escenarios EPA y ECN registran una disminución, respecto al escenario BAU del 34% y 35% respectivamente, en el escenario de precios crecientes de los combustibles; y del 23% y 25% respectivamente, en el escenario de precios constantes de los combustibles.

12.1.4 Subregión Andina

Al 2030 las emisiones de GEI del escenario energético EPA presentan una reducción del 7.4% respecto de las del BAU, lo que dista bastante de una meta referencial de entre el 20% y 25% de acuerdo a las NDCs, enunciados por los países de esta subregión. Sin embargo, la reducción de emisiones de GEI que se obtendría de cumplirse las premisas del escenario ECN, es del 32%. Ello sería principalmente resultado de una reducción de la demanda del 12% respecto a la del escenario EPA y 15% respecto a la del BAU, una mayor penetración de las renovables en la oferta total de energía (29% ECN vs 17% EPA y 14% BAU) y un decrecimiento en la participación del petróleo y sus derivados (37% ECN vs 44% EPA y 51% BAU).

Lo más relevante en la evolución de la matriz de generación eléctrica, es el fuerte incremento en la participación de las renovables (78% ECN vs 66% EPA y 65% BAU), en sustitución del carbón y los petrolíferos. La contribución del sector eléctrico en la reducción total de emisiones conseguida en escenario ECN, respecto al escenario BAU en el año 2030, es del 34%. Por su parte, al 2030 los LCOE de los escenarios EPA y ECN, registran una disminución del 38% y 39% respectivamente, en comparación con los del BAU, para un escenario de precios crecientes de los combustibles y del 27% en ambos casos para un escenario de precios constantes de los combustibles.

12.1.5 Cono Sur

Al 2030 las emisiones de GEI del escenario energético EPA presentan una reducción del 8.5% respecto de las del BAU, lo que es claramente inferior a la meta referencial del 20%, para el sector energético de la subregión, considerada con base en las NDCs de los países que la integran. Por su parte, el escenario energético ECN, consigue una reducción de emisiones de GEI cercanos al 26%, resultado principalmente de una reducción de la demanda del 15%, respecto al escenario BAU y 12% respecto al EPA, una mayor participación de las renovables en la oferta total de energía (30% ECN vs 22% EPA y 20% BAU), y una sustancial disminución en la oferta de petrolíferos (23% ECN vs 29% EPA y 33% BAU). En lo referente a la matriz de consumo final, destaca el aumento en

la participación de la energía eléctrica (28% ECN al 22% EPA y BAU), desplazando a los petrolíferos. En la generación eléctrica se constata un significativo aumento en la participación de las renovables (60% ECN vs 54% EPA y 46% BAU), en detrimento del uso de carbón y principalmente de los petrolíferos. De la reducción total de emisiones que se observa al contrastar los escenarios energéticos ECN y BAU en el año 2030, el sector eléctrico contribuye con el 39%. Se observa, además, que al 2030 los LCOE de los escenarios EPA y ECN, registran una disminución del 23% y 29%, respecto de los del BAU, para un escenario de precios crecientes de los combustibles y del 16 y 17%, para un escenario de precios constantes de los combustibles.

12.1.6 El Caribe

Al 2030 las emisiones de GEI del escenario energético EPA presentan una reducción del 10.4% respecto de las del BAU. Dicha disminución es bastante inferior a la meta referencial del 15% establecida para el sector energético de la subregión, de acuerdo a las NDCs de los países que la integran. Sin embargo, la reducción emisiones de GEI que se obtendría en el escenario ECN, es del orden del 27%, lo cual se lograría principalmente gracias a una reducción de la demanda del 9%, respecto a la del escenario BAU, un incremento en la renovabilidad de la oferta total de energía (23% ECN vs 18% EPA y 13% BAU) y un incremento en la participación del gas natural (50% ECN vs 45% EPA y 43% BAU), en detrimento del petróleo y sus derivados. Por su parte, la matriz de

generación eléctrica del escenario ECN, presenta un importante aumento de la participación de las fuentes renovables (45% ECN vs 26% EPA y 8% BAU) y del gas natural (51% ECN vs 44% EPA y 40% BAU); desplazando de manera significativa el uso del carbón y derivados del petróleo. El aporte del sector eléctrico a la reducción total de emisiones que se observa al contrastar los escenarios energéticos ECN y BAU en el año 2030, es particularmente importante en esta subregión, alcanzando un valor aproximado al 83%. Por su parte, al 2030 los LCOE de los escenarios EPA y ECN, registran una disminución del 23% y 42%, respecto de los del BAU, para un escenario de precios crecientes de los combustibles y del 17 y 35% para el escenario de precios constantes de los combustibles.

12.1.7 América Latina y El Caribe

Dado que al 2030, el escenario EPA, presenta una disminución de apenas el 10% de las emisiones de CO₂e, para el sector energético, respecto de las del BAU y considerando la magnitud de los porcentajes de reducción expresados en las NDCs, individuales de los países, se concluye que las políticas actualmente vigentes son insuficientes a los efectos de alcanzar los objetivos propuestos en dichas NDCs. Por tal motivo, con el planteamiento del escenario energético ECN, en el que se profundizaron las políticas de incentivo a la eficiencia energética, se avanza más aun en la penetración de las energías renovables y se da mayor aliento al consumo del gas natural, como alternativa al uso de derivados del petróleo; la reducción de emisiones de GEI del sector energético al año 2030, alcanza un valor cercano al 30%, en relación al escenario BAU, lo que resultaría satisfactorio, considerando la meta referencial definida en el capítulo 4 para el sector energético de la región integral de ALC (25 a 30%).

Existe un incremento en la renovabilidad de la oferta total de energía en el escenario ECN, al año 2030 (34% ECN vs 27% EPA y 24% BAU). Concomitantemente con lo anterior, se constata una disminución en la participación del petróleo y sus derivados (32% ECN vs 38% EPA y 41% BAU). Por su parte, las medidas adicionales de impulso a la eficiencia energética implementadas en el escenario ECN, posibilitaron una reducción de la demanda de energía del 12% respecto a la del EPA y del 15% respecto a la del BAU. Los resultados a nivel de la matriz de consumo final, muestran un descenso en la participación del petróleo y derivados (42% ECN vs. 50% EPA y 50% BAU) y un aumento en la participación de la energía eléctrica (26% ECN vs. 20% EPA y 20% BAU). En lo referente a la generación eléctrica, comparando ambos escenarios se constata un importante aumento en la participación de las energías renovables (70% ECN vs 63% EPA y 52% BAU), en reemplazo del carbón y los petrolíferos.

Es importante destacar que la contribución de la generación eléctrica, en la reducción total de emisiones de GEI de la matriz energética, alcanzada

con el escenario ECN, respecto al escenario BAU, para el año 2030, es del 38%.

En lo referente a la dimensión económica, los resultados muestran que al 2030, los costos nivelados de producción de energía eléctrica (LCOE - U\$/MWh) de la región ALC en los escenarios EPA y ECN, se reducen un 27% y 19% respectivamente, en relación a los del escenario BAU, para un escenario de precios internacionales crecientes de los combustibles; y 23% y 12% respectivamente, para un escenario de precios constantes de los combustibles.

Los escenarios BAU, EPA y ECN se modelaron bajo la premisa de que al 2030, los efectos del Cambio Climático tanto sobre la oferta como sobre la demanda de energía resultan de poca significación. Dada la incertidumbre reinante sobre la evolución del referido fenómeno y sus efectos, se realizó un análisis de sensibilidad ante la eventualidad de ocurrencia de un escenario extremo de Cambio Climático, a cuyos efectos se consideró el escenario climático RCP8.5. Los resultados de dicho análisis para ALC muestran al 2030 afectaciones moderadas tanto en la oferta de energía (particularmente debidas a variaciones en las hidrologías de las diferentes cuencas) como en la demanda energética (esencialmente por causa del efecto del aumento de temperatura sobre los usos calefacción y acondicionamiento de aire). La incorporación de dichos impactos en la modelación de los escenarios BAU y ECN, permite extraer como conclusión relevante, la robustez del escenario ECN, frente a los efectos de un escenario de cambio climático más drástico. Es así que, en tales circunstancias, el diferencial de emisiones entre ambos escenarios energéticos, registra al 2030 una reducción del 27.8%, valor que sobrepasa la meta referencial regional mínima del 25% definida para el Sector. No obstante lo anterior, importa dejar constancia que ante la ocurrencia de un escenario climático de dichas características, las emisiones en términos absolutos del escenario ECN experimentan un leve aumento del 2.6%, sin que esto ponga en entredicho la robustez del escenario ECN, ya que simplemente apuntaría la necesidad de adaptar



ligeramente las medidas de promoción de energías renovables previstas en dicho escenario a los retos que pudieran ir planteando los efectos del cambio climático en cada zona, ya fuese aplicando medidas de adaptación en los sistemas hidroeléctricos o bien incrementado el uso de otras fuentes renovables. En lo referente al impacto del CC sobre los LCOE, al año 2030, para el escenario ECN, es del 3% para un escenario de precios crecientes de los combustibles y de solamente el 2% para un escenario de precios constantes de los combustibles.

La realización del análisis de sensibilidad a la intensidad del Cambio Climático a nivel de las subregiones arroja los mismos resultados en cuanto a la robustez de los respectivos escenarios ECN, ya que en todas las subregiones se constata que, ante la ocurrencia de un escenario de Cambio Climático extremo, al 2030 las reducciones de emisiones que se obtiene (ECN(RCP8.5) vs BAU(RCP8.5)), sobrepasa las respectivas metas referenciales de cada subregión. Aunque cabe consignar que en todos los casos dichas reducciones son levemente inferiores a las resultantes en los escenarios con efecto despreciables del CC. También se observa que al 2030 en todas las subregiones, los LCOE de los respectivos escenarios ECN, son sustancialmente menores que los escenarios BAU y moderadamente inferiores a los del EPA.

Las hipótesis respecto de la evolución de los precios de las fuentes energéticas y sus tecnologías asociadas, se construyeron a partir de escenarios de precios de referencia tomados de publicaciones internacionales de notoria idoneidad en la materia. A los efectos del presente estudio se consideró oportuno la realización de un análisis de sensibilidad frente a la ocurrencia de un escenario de precios más desfavorable al desarrollo de las energías renovables y la eficiencia energética. Es así que los precios de los combustibles fósiles se congelaron a valores de 2015, y se analizó su impacto sobre los LCOE. Los resultados muestran que para el conjunto de la región, aún bajo estas hipótesis, al 2030 los LCOE de los escenarios EPA y ECN, resultan un 16% y 18% inferiores a los del escenario BAU, respectivamente.

Al extender el análisis de sensibilidad anterior a nivel de las subregiones, se observa que en todos los casos los LCOE de los escenarios EPA Y ECN, resultan inferiores a los del escenario BAU, aunque en porcentajes menores a los que se registraban con precios crecientes de los combustibles. Siendo las subregiones Andina, Centroamérica y El Caribe, las que alcanzan las mayores reducciones, y esta última donde la diferencia entre los LCOE de los escenarios ECN y EPA, registra los mayores guarismos, 35% y 17% respectivamente.

12.2 Conclusiones finales

En síntesis y como conclusiones finales para el conjunto de la región ALC, cabe señalar que de continuar las políticas actualmente vigentes (premisas del escenario EPA), la reducción de emisiones de GEI que se obtendría al 2030 respecto de las proyectadas en el escenario BAU, estaría bastante por debajo de la meta referencial mínima del 25% considerada para el sector a los efectos de este estudio. En contraste, de cumplirse las premisas que conforman el escenario ECN, al 2030 se podrían alcanzar importantes reducciones adicionales en las emisiones de GEI del sector energético, que permitirían alcanzar e incluso superar dicha meta referencial. Los resultados del estudio muestran que dichas reducciones pueden alcanzarse a través de políticas que apuesten por un mayor incremento en la participación de las energías renovables en la oferta total de energía (principalmente en detrimento del uso del petróleo y sus derivados) y por un mayor impulso a la eficiencia energética, con el consiguiente impacto sobre la demanda de energía.

Con referencia a la matriz de consumo final, resaltan como premisas del escenario ECN, el significativo aumento en la penetración de la energía eléctrica y el importante descenso en la participación del petróleo y sus derivados respecto al escenario EPA, si bien en ambos escenarios los petrolíferos continúan manteniendo un peso relevante. En cuanto a la matriz de generación eléctrica, en consonancia con el mayor impulso al desarrollo de las renovables propuesto para el escenario ECN, la participación de las mismas en el 2030 se elevaría en forma notoria, alcanzando valores próximos al 70% (ver figura 10.64). Es de destacar también el importante aporte del sector eléctrico a la reducción de emisiones de GEI que se verifica en el escenario ECN respecto del BAU (38% del total de las emisiones evitadas al 2030).

Asimismo, los resultados del estudio muestran que al 2030 los LCOE del escenario ECN registran valores levemente inferiores a los del escenario EPA. En tanto que del análisis comparativo de los costos acumulados en el período 2015-2030, también se obtiene que el escenario ECN logra un ahorro de 75,524 MUS\$, respecto al EPA, para el escenario de precios crecientes de los combustibles y de 27,782 MUS\$, para el escenario de precios constantes. Estos resultados, en definitiva, ponen de manifiesto que la adopción de las premisas del escenario ECN, tiene un impacto positivo no sólo sobre las emisiones de GEI sino también sobre los costos de producción de electricidad. No obstante, lo anterior, no puede soslayarse el hecho que las inversiones incrementales en la producción de electricidad, tanto en el escenario ECN como en el EPA, superan a las del escenario BAU. En particular, dichas inversiones incrementales en el escenario ECN, exceden en más de un 55% y 30%, a las respectivas inversiones de los escenarios BAU y EPA, lo que en algunos países puede implicar una restricción en la promoción de un desarrollo más acelerado de las renovables en la matriz de generación eléctrica.

Tal como se apuntó en la introducción, este estudio pretende impulsar un debate que OLADE estima necesario y para ello ofrece una primera aproximación a los temas analizados. Un análisis en detalle sobre si las metas establecidas en los NDCs son adecuadas y suficientes, que también ofreciese propuestas concretas por país sobre cómo alcanzar su cumplimiento, además de una estimación rigurosa sobre las inversiones necesarias para ello, requeriría contar con los recursos suficientes para poder llevar a cabo un estudio de mayor envergadura.

13. Propuesta general de OLADE para alcanzar los NDCs

13. Propuesta general de OLADE para alcanzar los NDCs

13.1 Propuesta sobre políticas de eficiencia energética

La eficiencia energética se alcanza en la relación entre el conjunto de las conductas y prácticas que requieren energía para su ejecución y las acciones racionales que permiten optimizar la cantidad de energía consumida respecto a los productos y servicios finalmente obtenidos. Esto es válido tanto para el caso en que se busque mantener el nivel de confort o producción, como para el caso que se pretenda su aumento, pudiendo en este último caso incluso aumentar el consumo energético, pero con una mejora más que proporcional en los servicios energéticos provistos (iluminación, calefacción, fuerza motriz, etc.). Por ello, es importante insistir en que la promoción de la eficiencia energética no puede realizarse en desmedro de la calidad de vida de las personas ni afectar negativamente la productividad de los sectores que dinamizan las economías.

Si asumimos que existe, hasta cierto nivel, una importante correlación entre el consumo de energía per cápita y el estándar de vida de la población de un país, y que es comprensible que los habitantes de ALC aspiren a alcanzar estándares de vida más satisfactorios, no cabe duda que la región deberá disponer de una mayor cantidad de energía. Al respecto basta señalar que el consumo de energía per cápita de los países de la OCDE es cuatro veces superior que el de ALC. El sector de la energía bien puede operar como motor que arrastre el desarrollo de los países, sin que por ello no se conciba que los procesos en los que interviene se realicen en forma productiva y eficiente.

En países que poseen necesidades básicas satisfechas, cualquier mejora en la forma de utilizar la energía se traduce en una disminución directa del consumo. Sin embargo, a medida que los indicadores de desarrollo se debilitan, existe una brecha energética que debe ser satisfecha antes que las acciones en eficiencia energética tengan un resultado de ahorro de energía directo. Las mejoras en eficiencia energética en las economías emergentes muchas veces no se traducen en ahorros de energía, sino que son una herramienta adicional para brindar y mejorar el acceso a los recursos energéticos, aumentar la producción y actuar como mecanismo para abatir la pobreza energética. En este contexto, la eficiencia energética tiene un rol protagónico a desempeñar, coadyuvando para desacoplar el crecimiento económico del consumo de energía y elevando los niveles de confort de la población con el mínimo consumo energético posible.

ALC debe prepararse para afrontar un aumento en el consumo de energía, pero de manera eficiente, es decir, reduciendo el consumo innecesario y brindando más y mejores servicios.

La capacidad y continuidad institucional y las decisiones de política sectorial son elementos clave para tener, al menos, expectativas de éxito en la generación, desarrollo e implementación de programas de eficiencia energética. La existencia de una ley de Eficiencia Energética presupone, obviamente, su cumplimiento y, por ende, que el Estado cuente con una adecuada fiscalización, así



como de los mecanismos de promoción y de incentivo al ahorro de energía. Es por eso que desde OLADE, se está buscando asistir a países de la región mediante la propuesta de una Ley Marco Regional de Eficiencia Energética y de Marco Institucional Modelo que pueda ser adaptado a las características de cada país.

Por otro lado, es crítico garantizar la participación de recursos humanos capacitados y con garantía de continuidad en su función. Se requiere formar capacidades locales de cuadros técnicos y gestores de energía, a partir de programas de formación que otorguen certificaciones de carácter regional. Por tal motivo, la participación de las universidades y centros de formación técnica cumplirían un importante rol al catalizar los saberes a través de programas de investigación y formular diplomados y maestrías con niveles de especialización crecientes.

El empleo de balances de energía útil permite un conocimiento más claro del estado de situación de la eficiencia energética y constituye la base para el análisis con respecto a las posibilidades de sustitución de energéticos y competitividad de precios y tarifas entre los diferentes energéticos. Recientemente, OLADE publicó el Manual de Balances de Energía Útil. El uso de los balances de energía útil facilita la evaluación ex post de los programas permitiendo identificar aquellos subsectores con mayor potencial de abatimiento de la intensidad energética. Hoy es posible, como nunca antes, aprovechar el potencial de la informática y del Big Data para medir (hasta en tiempo real) los usos energéticos en algunos sectores, como el transporte.

En el ámbito de las políticas públicas, es necesario superar la idea que se tiene de la eficiencia energética centrada, exclusivamente, en la acción del sector público. Sería deseable entablar una mayor coordinación e integración entre las áreas ambientales y energéticas, y entre éstas con el sector que gestiona el transporte. Así mismo, es importante evitar la intermitencia de los programas, de manera

que se consoliden como verdaderas políticas de estado que no dependan de los actores del momento. Esto permitiría consolidar el abordaje sectorial, generar marcos estables para facilitar incentivos y derribar las barreras que impiden el desarrollo y la dinamización de mecanismos de mercado para facilitar la participación del sector privado, por ejemplo, en el ámbito de las ESCO. Para alcanzar estos objetivos se puede recurrir a metodologías basadas en la formulación de hojas de rutas con participación multisectorial.

Los organismos internacionales, la banca multilateral y las instituciones que promueven la cooperación para el desarrollo tienen como responsabilidad esencial disminuir las brechas de desarrollo entre los países. Para ello se requiere de una mayor coordinación que integre el apoyo técnico que se brinda con las necesidades de financiamiento, permitiendo que los proyectos y programas que promueven se diseñen e implementen, y que logren resultados que puedan sostenerse y consolidarse en el mediano y largo plazo. Así mismo, es importante incentivar las posibilidades de cooperación sur-sur a través de la sistematización de los intercambios de conocimiento técnico y de las redes de expertos existentes. Las capacidades del talento humano en toda la región bien pueden ser aprovechadas por todos los países, de mediar mecanismos dinámicos de comunicación. En tal sentido, resulta importante contar con sistemas de certificación profesional de gestores de la energía que tengan un carácter regional.

Si se toma en cuenta que el sector transporte representa el mayor consumidor de energía en ALC, específicamente de combustibles fósiles, y que los vehículos con motores a combustión interna presentan eficiencias relativamente bajas, resulta evidente la necesidad de priorizar la aplicación de medidas de mejora en este sector. En tal sentido, la coordinación de acciones entre las áreas energéticas y de transporte en el sector público resulta esencial. En los grandes centros urbanos, la suma de la

ineficiencia energética con la improductividad económica, la caída en la calidad de vida y los saltos en los niveles de contaminación local que produce el tráfico urbano debería motivar la formulación de políticas de promoción del cambio modal en el uso del transporte (modal shift). Estas políticas deberían favorecer el transporte público, alentar el uso compartido de vehículos (carpooling), promover el uso de bicicletas a través de vías exclusivas y la penetración de vehículos eléctricos, además de alentar esquemas de trabajo a distancia y, en algunos casos, instaurar restricciones horarias a la circulación vehicular; incluso podría considerarse tarificar zonas céntricas de alta concentración de actividad. Sumado a todo esto, es posible avanzar, como lo han hecho varios países, en la implementación de sistemas de revisión técnica vehicular, capacitar a choferes del transporte público promoviendo la conducción eficiente y proveer información a los consumidores mediante la implementación de sistemas de etiquetado de automóviles y vehículos de carga.

Algunos países presentan metas ambiciosas respecto a la penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor. Sin embargo, para que este tipo de vehículos pueda alcanzar una participación importante en el sector transporte terrestre (especialmente en el privado) se requerirán importantes inversiones en infraestructura de redes de distribución, y que la mejora tecnológica consiga reducir sus costos e incrementar de manera significativa su autonomía. Por lo pronto, se ve mayor factibilidad en la implementación de sistemas de transporte público masivo en los grandes centros urbanos, como líneas de metro, teleféricos y tranvías.

Si bien las medidas de eficiencia energética en el transporte, al igual que en los otros sectores, han sido representadas en el presente estudio de manera simplificada, el análisis específico de un programa de eficiencia en este sector requiere de un gran volumen de información en cuanto a caracterización del parque vehicular. Dicha información deberá comprender al

menos indicadores tales como: consumos específicos por modalidad de transporte, kilómetros recorridos, pasajeros transportados, toneladas desplazadas, factores de ocupación, etc., tanto para el sector carga como para el sector de pasajeros. Por este motivo, se recomienda nuevamente desarrollar balances de energía útil y monitorear y recopilar, en forma continua, este tipo de información, de ser posible en una institución centralizada.

Por otro lado, una participación importante de la energía eléctrica en la matriz de consumo final de energía de un país constituye un indicador no solamente de desarrollo socio-económico, sino también de eficiencia energética, pues la electricidad es la fuente de mayor exergía. Sin embargo, es necesario extender el análisis a toda la cadena de producción y consumo para examinar si los procesos han sido optimizados en cuanto a eficiencia y pureza ambiental.

En este sentido, resulta importante avanzar en la realización de programas de etiquetado de aparatos electrodomésticos y otros dispositivos de uso generalizado, así como en la implementación de estándares mínimos de desempeño energético (minimum energy performance standards - MEPS) en aparatos de alto consumo. De ser posible, se recomienda tener una perspectiva regional, con una mayor integración entre las cámaras de importadores, las aduanas, los entes reguladores y los sistemas de medición de la infraestructura de la calidad y los laboratorios de metrología que no todos los países poseen.

Las metas nacionales de eficiencia energética deben ser definidas en cada país por la entidad estatal que tenga acceso a un panorama holístico, tanto del sector energético como del sector económico y social del país. Contar con una visión integral de las relaciones intersectoriales permitirá asegurar que todas las políticas nacionales contribuyan con los programas de eficiencia energética. En particular, se



deberá prestar especial atención a la implementación de subsidios generalizados a las fuentes de energía, ya que pueden desincentivar la inversión de los consumidores en mejora tecnológica. Aunque los programas de subsidios pueden ser necesarios en muchos casos – para asegurar la accesibilidad a los servicios energéticos modernos de los estratos económicos menos favorecidos –, se recomienda que sean focalizados.

La búsqueda de una mayor penetración de la electricidad o de otras fuentes en usos finales tradicionalmente abastecidos por combustibles fósiles puede implicar una reducción en los ingresos del sector hidrocarburífero de un determinado país. De darse dicha situación no debe descartarse la búsqueda de opciones de compensación que mitiguen el impacto. No obstante, en general este tema es bastante complejo. Algunos países productores, por ejemplo, orientan su petróleo y/o gas natural

al mercado interno para la promoción de usos industriales y residenciales (subsidiados en relación a sus costos de oportunidad), en detrimento de una mejor valorización vía exportaciones. En dicho caso, la posibilidad de contar con mayores saldos exportables sería un objetivo a buscar y el desplazamiento del consumo de hidrocarburos para el mercado interno tendría un efecto positivo (dependiendo obviamente del costo de las alternativas).

Los países deberán ir afinando sus programas específicos de eficiencia energética y de mitigación de emisiones de GEI, orientados a la consecución de metas coherentes y afines a la realidad de sus disponibilidades de recursos naturales y económicos. De igual forma, tienen la responsabilidad de realizar un seguimiento continuo del efecto de estos programas para identificar necesidades de refuerzo o, incluso, replanteamiento.

13.2 Propuesta sobre políticas en energías renovables

A lo largo del análisis realizado en el presente estudio, todos los países de la región presentan metas de incremento de participación de las energías renovables en su planificación energética, mediante la incorporación de las mismas en el mix energético de la oferta de energía eléctrica, que representaría al año 2030 en un rango entre 20 y 85%, según el caso, diversificando hacia energías renovables no convencionales, pero con una predominancia de la energía hidroeléctrica por la disponibilidad de fuente hídrica en la región, que hasta el 2015 no representaba más del del potencial hidroeléctrico aprovechable.

Existiendo la voluntad de los países de la región en consolidar un mix energético diversificado con amplia participación de las energías renovables, se debe acompañar al sector energético proporcionando condiciones apropiadas que viabilicen la incorporación

adecuada y sostenible de las energías renovables.

En cuanto a la diversificación de la matriz de generación eléctrica, orientada a la mayor participación de fuentes de energía renovables, debe considerarse aspectos como los potenciales económicamente aprovechables en cada país, la energía firme de respaldo, la competitividad de los costos nivelados de energía, para evitar que afecten negativamente a las tarifas eléctricas, y sobre todo, buscar los mecanismos de financiamiento más adecuados para cubrir los costos de inversión sin que signifiquen un impacto económico para el país.

En efecto, el financiamiento de las inversiones es un asunto fundamental. En la mayoría de los países de la región el grado de madurez y el tamaño de sus sistemas financieros es deficiente. Se cuenta



con pocos instrumentos financieros y la capacidad de abastecer de fondos es limitada. Cada país posee diversas prioridades hacia dónde focalizar sus inversiones en pos de financiar el desarrollo, y dada la escasa capacidad de financiamiento que se suele poseer, podría no ser prioritaria la asignación de recursos hacia las energías renovables no convencionales. Por tal motivo, facilitar mecanismos de financiamiento como los provenientes de la cooperación internacional puede tornarse en un elemento esencial. Ejemplo de ellos son los diversos fondos verdes y las facilidades otorgadas por varios organismos de crédito internacionales.

Otro elemento importante, es la posible formulación de Acuerdos de compra de energía (ó PPA – Power Purchase Agreements–). A través de estos mecanismos se establecen los diversos compromisos de precios y cantidades y las garantías que permiten determinar los flujos monetarios involucrados y, por lo tanto, se establece la calidad crediticia de los proyectos de generación bajo esta modalidad. Para facilitar el financiamiento de proyectos en energías renovables, no dejan de ser relevantes, otros instrumentos con los que se podría contar, como ser: los bonos verdes, la aplicación de impuestos al carbono, el otorgamiento de subsidios focalizados, la venta de permisos de emisiones y los esquemas híbridos que se pudieran suscitar según cada circunstancia.

Además, para captar las inversiones tanto públicas como privadas que se necesitan para incrementar la participación de las renovables, se requieren marcos institucionales y regulatorios estables con reglas claras y procedimientos transparentes.

Por otro lado, para favorecer los efectos de arrastre productivo y la generación de empleo calificado, como parte de los proyectos de desarrollo de energías renovables, particularmente cuando superan cierta escala, se debería considerar la incorporación de

componentes locales en el emplazamiento de tales proyectos y no sólo depender de la mera importación de equipos. Para que esto sea posible, se deben articular acciones entre diversos actores, como son empresas proveedoras de insumos, cámaras corporativas, centros de formación técnica y universidades, que dinamizan la necesaria formación de capacidades, diversas áreas del sector público, etc. Para catalizar este tipo de oportunidades se recomienda la formulación de hojas de ruta (technology roadmapping) a partir de las cuales se establezcan los acuerdos y acciones a desarrollar por cada actor y la temporalidad inherente. Así mismo, se recomienda que, a nivel gubernamental, se opere con una visión de Estado y no de gobierno, de manera tal de que todos los actores políticos se sientan involucrados, lo que facilita la continuidad de los procesos en el mediano y largo plazo.

Todo indica que en varios países de la región la biomasa tradicional va a seguir ocupando un lugar destacado en los usos de cocción, calentamiento de agua y calefacción. Es por eso que además de continuar con los esfuerzos por mejorar el acceso a fuentes modernas de energía para cocción, se deberá profundizar en la implementación de programas nacionales de fomento al uso de cocinas a leña eficientes y limpias, con énfasis en el cuidado del medio ambiente, la protección de la salud de las personas y en la atención de los aspectos socioculturales en los que se desenvuelven las familias. Por otra parte, los programas que tienen mayor probabilidad de éxito, son aquellos que propician la participación directa y consciente de los destinatarios, se apoyan en las habilidades técnicas de las comunidades, estimulan la capacidad innovadora de sus organizaciones, e incorporan la dimensión de género en los procesos de elaboración, diseño e implementación de la sustitución de estas tecnologías.

La penetración de las fuentes de energía renovable



en la matriz de consumo final, está asociada de manera directa, al mayor uso de biocombustibles en el sector transporte, con la posibilidad de desplazar, al incrementar las mezclas o por sustitución plena, a combustibles fósiles como la gasolina y el diésel. El mayor uso de biocombustibles debe considerar los potenciales agro energéticos de cada país, los limitantes tecnológicos del parque vehicular y, sobre todo, la formulación de políticas de mercado adecuadas.

Tanto respecto al tema particular de los biocombustibles como de la promoción de la hidroenergía y, parcialmente, en el caso de otros usos del agua, como la refrigeración de plantas térmicas y nucleares), se presenta la complejidad adicional puesta de manifiesto en la enunciación del enfoque Nexos: Agua – Energía – Alimentación. La forma en que la sociedad gestiona sus recursos hídricos, alimentarios y energéticos debería considerar las interdependencias y las complejidades específicas. Se trata de asegurar la consecución del triple objetivo de alcanzar la seguridad energética, hídrica y alimentaria en forma simultánea, por lo que se requiere de mayores niveles de coordinación entre subsectores de gobierno que antaño, yacían aislados. El entrecruzamiento de las agendas de planificación supone un desafío no menor a la hora de gestionar estos 3 importantes sectores de la actividad económica. Para lidiar con este tema, así como ampliar las oportunidades de financiamiento, se recomienda favorecer una mayor coordinación entre la autoridad ambiental y energética, así como con otras áreas transversales.

Durante los últimos años han emergido dos temas que han comenzado a considerarse en ALC. Uno es el de la medición de energía neta (Net Metering) que permite a los consumidores autogenerar energía y ser retribuidos por los excedentes entregados a la red. El otro, el de la generación distribuida que consiste

en la producción de energía eléctrica a partir de muchas pequeñas fuentes de energía, generalmente de carácter renovable, en lugares lo más próximos posibles a las cargas de manera tal de facilitar la reducción de emisiones y optimizar los usos de la red. Si se incentiva y crea un mercado para la instalación de pequeños generadores de electricidad con fuentes renovables en los lugares de consumo por parte de los mismos consumidores, se podría lograr una reducción de las inversiones estatales, reducir las emisiones, ahorrar en combustibles fósiles, diversificar la matriz energética y, hasta cierto punto, mejorar la seguridad de suministro. La presencia de este tema supone abordar una cierta complejidad que deberá ser incorporada en la legislación y regulación actuales.

Otro asunto relevante y que históricamente la OLADE ha intentado promover es el de la integración energética regional. Si bien la búsqueda de un mayor grado de autarquía energética por parte de los países se plantea como un objetivo prioritario, los proyectos de integración eléctrica regional pueden también constituirse en facilitadores de la eficiencia energética, así como de la proliferación de energías sostenibles de un país, en la medida en que permitan aumentar la seguridad del suministro, complementar la generación sostenible y obtener energía a menor precio.

En un contexto en el que se van introduciendo en forma creciente fuentes y tecnologías variables no gestionables, y en el que la generación comienza a tener un carácter distribuido, la interconexión entre países se torna en un medio adecuado para complementar las variabilidades de manera eficiente. Aprovechando las diferencias climáticas y los diferentes patrones de consumo dados por los husos horarios, sería posible facilitar la complementariedad en el uso de estas energías sostenibles entre algunos países de nuestra región. De esta forma, a través de la utilización integrada de herramientas de



optimización y simulación para analizar el despacho eléctrico incorporando los intercambios de energía entre países, sería posible optimizar el uso de estas fuentes sostenibles en desmedro de la generación térmica, lo que convertiría a la integración eléctrica regional en un dispositivo útil para promover la generación sostenible de electricidad.

Dados los tremendos cambios operados en los últimos años, el futuro se presenta desafiante y promisorio. Dependerá de (i) las metas establecidas para promover la mayor penetración de fuentes sostenibles, (ii) de la formulación de políticas públicas que apalanquen esa penetración y, a su vez, provean instrumentos y regulaciones adecuadas, (iii) de los incentivos financieros que faciliten la fecundación

de mercados, (iv) de la cooperación internacional que permita desarrollar proyectos piloto y apoye la labor de los países a través de asistencias técnicas, (v) de la participación del sector privado, cada vez más compenetrado y consciente de la necesidad de invertir voluntariamente en el tema, (vi) de la necesaria formación de capacidades para que los gestores de energía cuenten con los conocimientos necesarios para gestionar las tecnologías de punta, en sí, (vii) de una mayor coordinación entre todos los actores de la sociedad, que podamos avanzar en mayor o menor grado en la consecución de alcanzar un futuro energético limpio e inclusivo que respete los límites ambientales de nuestro planeta y las necesidades materiales de nuestros pueblos.



Referencias Bibliográficas

Para Brasil

- [1] Ministerio de Minas y Energía / Empresa de Pesquisa Energética, (2017). Plan Decenal de Expansión de energía 2026. Brasil
- [2] Ministerio de Minas y Energía (2007). Matriz Energética Nacional 2030. Brasil
- [3] Ministerio de Minas y Energía (2007). Plan Nacional de Energía 2030. Brasil

Para México

- [4] Secretaría de Energía (SENER), (2017) Sistema de Información Energética – SIE. México
- [5] Secretaría de Energía (SENER) (2017). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017 – 2031. México
- [6] Secretaría de Energía (SENER) (2017). Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios. México

Para América Central

- [7] CEPAL. (2007). Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020.
- [8] CEPAL (2016). Horizontes 2030: la igualdad en el centro del desarrollo sostenible. Trigésimo sexto periodo de sesiones de la CEPAL.
- [9] Consejo de Electrificación de América Central (2012). Plan indicativo regional de expansión de la generación periodo 2012-2027.
- [10] Consejo Nacional de Energía del Salvador – CNE (2016). Actualización del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026.
- [11] Consejo Nacional de Energía del Salvador – CNE (2012). Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en El Salvador
- [12] Consejo Nacional de Energía del Salvador – CNE (2008). Política Energética Nacional.
- [13] Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (2017). Cobertura del servicio de energía eléctrica en Honduras.
- [14] Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (2016). Plan Estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
- [15] Instituto Costarricense de Electricidad (2017). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Periodo 2016-2035.
- [16] CEPAL. (2017). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA).
- [17] Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica – MINAE (2015). Plan Nacional de Energía 2015-2030.
- [18] Ministerio de Energía y Minas de Guatemala - Unidad de Planeación Energético Minero (2016). Plan indicativo de expansión del sector energético.

- 
- [19] Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (2013). Política Energética 2013 – 2027.
- [20] Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua (2017). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica de 2016-2030.
- [21] OLADE-BID (2016). Vulnerabilidad al Cambio Climático de los Sistemas de Producción Hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación (Resumen Ejecutivo).
- [22] Secretaria Nacional de Energía de Panamá (2016). Plan Energético Nacional 2015 – 2050.
- [23] Banco Mundial (2017). Informe sobre Panamá. Washington DC.

Para la Subregión Andina

- [24] Ministerio de Energías - Comité Nacional de Despacho de Cargas, (2016). Memoria 2016: Resultados de la operación del SIN. Bolivia.
- [25] Ministerio de Hidrocarburos y Energía. (2014). Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025.
- [26] Ministerio de Hidrocarburos y Energía. (2012). Plan óptimo de expansión del sistema Interconectado Nacional 2012 – 2022. Bolivia
- [27] Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS / Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, (2017). Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia.
- [28] Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS / Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, (2014). Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014 – 2028. Colombia
- [29] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER, (2016), Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025. Ecuador
- [30] Ministerio de Energía y Minas – MINEM, (2014). Plan Energético Nacional 2014 – 2025. Perú
- [31] Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica – MPPEE, (2013). Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2013 – 2019. Venezuela.

Para el Cono sur

- [32] Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos - Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico, (2016). Escenarios Energéticos 2025 (presentación). Argentina
- [33] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A. – CAMMESA, (2015). Informe Anual 2015. Argentina.
- [34] Comisión Nacional de Energía – CNE, (2017). Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2016 - 2036 SIC – SING. Chile
- [35] Comisión Nacional de Energía –CNE, (2016). Anuario Estadístico de Energía 2016. Chile
- [36] Administración Nacional de Electricidad – ANDE, (2016). Plan Maestro de Generación - Periodo: 2016 – 2025. Paraguay
- [37] Ministerio de Industria, Energía y Minería – MIEM / Dirección Nacional de Energía – DNE, (2014). Potencia instalada por tipo de equipo y Potencia instalada por Fuente (Documento Excel descargable de la página web de la institución). Uruguay
- [38] Ministerio de Industria, Energía y Minería – MIEM / Dirección Nacional de Energía – DNE, (2014). Estudio de Demanda: Resultados. Uruguay

Para El Caribe

- [39] Inter-American Development Bank – IADB, (2016). Achieving Sustainable Energy in Barbados - Energy Dossier.
- [40] OLADE, (2017). Energy Planning Manual: Belize Energy Forecast 2015 – 2035.
- [41] Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities, (2015). Energy Report 2015. Belice
- [42] Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities, (2014). Overcoming Barriers to Belize’s RE and EE Potential
- [43] Unión Eléctrica de Cuba, (2017). Situación Actual y Futura del Sistema Eléctrico Cubano (presentación)
- [44] Oficina Nacional de Estadística e información, (2016). Anuario Estadístico de Cuba 2015
- [45] OLADE, (2017). Energy Planning Manual: Granada Energy Forecast 2015 - 2035
- [46] Inter-American Development Bank – IADB, (2015). Challenges and Opportunities for the Energy Sector in the Eastern Caribbean - Granada Energy Dossier. Granada
- [47] National Renewable Energy Laboratory – NREL, (2015). Energy Transition Initiative - Energy Snapshot Granada
- [48] Inter-American Development Bank – IADB, (2016). Guyana’s Power Generation System Expansion Study
- [49] OLADE, (2014). Comprehensive Planning for Electric Power Supply in Haiti - Expansion of the Supply for Electricity Generation.
- [50] Ministère des Travaux Publics, Transports, Énergie et Communications, (2014). Haiti’s sustainable energy roadmap
- [51] Ministry of Science Energy & Technology, (2017). An Overview of Jamaica’s Electricity Sector (official web-page)
- [52] CARICOM, (2013). Caribbean Sustainable Energy Roadmap (C-SERMS). Jamaica
- [53] Ministry of Science Energy & Technology, (2013). Renewable Energy Development in Jamaica (presentation)
- [54] Ministry of Energy and Mining, (2009). Jamaica’s National Energy Policy 2009 – 2030
- [55] OLADE / Comisión Nacional de Energía –CNE, (2016). Diagnóstico Energético de República Dominicana 2015
- [56] Comisión Nacional de Energía – CNE, (2014). Prospectiva de la Demanda de Energía de República Dominicana 2010 - 2030
- [57] CARICOM, (2013). Caribbean Sustainable Energy Roadmap (C-SERMS). Surinam
- [58] Inter-American Development Bank – IADB, (2016). Energy Dossier: Trinidad & Tobago
- [59] Ministry of Energy and Energy Affairs / IADB, (2015). A Unique Approach for Sustainable Energy in Trinidad and Tobago
- [60] National Renewable Energy Laboratory – NREL, (2015). Energy Transition Initiative - Energy Snapshot Trinidad & Tobago
- [61] Parliament of the Republic of Trinidad and Tobago, (2014). Fifteenth Report on the Administration and Operations of the Trinidad and Tobago Electricity Commission (T&TEC)
- [62] Ministry of Energy and Energy Affairs, (2011). Framework for development of a renewable energy policy for Trinidad & Tobago - A Report of the Renewable Energy Committee



Referencias generales

- [63] OLADE, (2017). Sistema de Información Energética de América Latina y El Caribe – SieLAC
- [64] CEPAL, (2017). Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas – CEPALSTAT
- [65] Michelle T. H. van Vliet et al., (2016). Power-generation system vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources. Austria
- [66] Energy Information Administration (EIA), (2017). Annual energy Outlook 2017. USA.
- [67] OLADE-BID, (2017). Eficiencia Energética en América Latina y El Caribe, Avances y Oportunidades. Quito, Ecuador
- [68] OLADE, (2017). Recomendaciones de política para el sector energético de América Latina y El Caribe, en apoyo a la implementación de las NDCs. Quito, Ecuador
- [69] CEPAL, (2015). La Economía del Cambio Climático en América Latina y El Caribe, Paradojas y desafíos del desarrollo sostenible. Santiago de Chile.
- [70] OLADE, (2017) Manual de Balances de Energía Útil. Quito, Ecuador
- [71] CEPAL-OLADE-BID (2017). Eficiencia Energética en América Latina y El Caribe, Avances y Oportunidades, Washington C.C.

Anexos

Anexo I. Descripción resumida del Modelo SAME

El SAME es un modelo de simulación de coeficientes técnicos que permite construir diferentes escenarios prospectivos de demanda y oferta de energía para un horizonte de estudio determinado.

Es muy versátil en el método de proyección pudiéndose generar de manera muy ágil escenarios tendenciales, evolutivos o de ruptura, permitiendo simular políticas de diversificación de la matriz de consumo final y de oferta de energía, medidas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y programas de eficiencia energética.

Proporciona como parámetro de comparación entre los escenarios desarrollados, diversos indicadores energéticos, económicos y ambientales, como los siguientes:

- a) Índice de renovabilidad de la oferta de energía
- b) Índice de autarquía o suficiencia energética,
- c) Factor medio de emisiones de GEI de la matriz energética integral
- d) Factor medio de emisiones de GEI de la matriz de generación eléctrica
- e) Costo nivelado de energía eléctrica
- f) Estructura del consumo de energía
- g) Estructura de la oferta total de energía
- h) Estructura de la matriz de generación eléctrica
- i) Balances energéticos proyectados
- j) Prospectiva de emisiones de GEI
- k) Prospectiva de la capacidad instalada de generación eléctrica y otra infraestructura de oferta energética
- l) Alcance de las reservas probadas de fuentes fósiles de energía
- m) Nivel de aprovechamiento de los potenciales de fuentes renovables de energía
- n) Proyección de los índices de eficiencia energética por uso final de la energía

Utilidad del Modelo. -

Entre otras aplicaciones del Modelo SAME se puede mencionar las siguientes:

- Es ideal para diseñar y afinar políticas de desarrollo energético sostenible
- Permite actualizar estudios de prospectiva energética ante el cambio de premisas o de coyuntura exógena y endógena
- Construir escenarios exploratorios de futuros coherentes del sector energético
- Construir escenarios tipo roadmap o de anticipación
- Elaborar planes nacionales de desarrollo energético, tanto integrales como sectoriales

Anexo II. Tabla resumen de los NDCs de los países de ALC

Subregión	País	Metas Generales		Metas de ER		Metas de EE	
		Incondicional	Condicionales	Incondicional	Condicionales	Incondicional	Condicionales
	Brasil	Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 37 % por debajo de los niveles de 2005 en el 2025 y en un 43% para el 2030.		Aumento de biocombustibles sostenibles en la matriz energética a aprox. el 18 % en 2030, aumentar el consumo de etanol e incrementar la proporción de biodiésel en la mezcla de diésel. 45% de ER para el 2030. Uso de fuentes de ER distintas de hidroeléctrica en la mezcla total de energía entre el 28 % y el 33 % para el año 2030.		Alcanza el 10% ganancias de EE en el sector eléctrico en 2030. Promoción de nuevos estándares de tecnología limpia y mejorar aún más las medidas de EE y la infraestructura baja en carbono. Promover medidas de EE y mejorar infraestructura para el transporte y el transporte público en áreas urbanas.	
	México	Reducir el 25% de sus emisiones de GEI y contaminantes del clima de corta vida (por debajo del BAU) para el año 2030. Implica una reducción del 22% de los GEI y una reducción del 51% del carbono negro. El BAU es: 2020: 906 MtCO _{2e} (792 GEI y 114 CN); 2025: 1013 MtCO _{2e} (888 GEI y 125 CN); 2030: 1110 MtCO _{2e} (973 GEI y 137 CN).	Reducir hasta un 40% de manera condicional. Implica que las reducciones de GEI podrían aumentar hasta un 36%, y las reducciones de carbono negro a 70% en 2030. El BAU es: 2020: 906 MtCO _{2e} (792 GEI y 114 CN); 2025: 1013 MtCO _{2e} (888 GEI y 125 CN); 2030: 1110 MtCO _{2e} (973 GEI y 137 CN).				
	Bolivia			79% participación ER 9% participación energías alternativas y otras energías (Vapor Ciclo Combinado). Incremento de la potencia del sector eléctrico a 13.387 MW Exportar energía eléctrica (8.930 MW).	81% participación ER Consolidar el 9% de participación de energías alternativas y otras energías (VCC). Incremento de la potencia del sector eléctrico a 10.489 MW Exportar energía eléctrica (8.930 MW).		
	Colombia	Reducción de emisiones de GEI del 20% al año 2030, respecto al escenario BAU	Reducción de emisiones de GEI del 30% al año 2030, respecto al escenario BAU				
Zona Andina	Ecuador	Reducción de 20,4 a 25% en relación al escenario BAU.	Reducción de 37,5 a 45,8% en relación al escenario BAU.	Introducción 2828 MW de energía hidroeléctrica.	Introducción 4382 MW de energía hidroeléctrica adicionales al escenario incondicional.	Introducción de 1.500.000 cocinas de inducción. Construcción del Tren Eléctrico Transamazónico Reemplazo masivo de focos incandescentes por focos ahorradores (CFL).	Introducción de 3.400.000 cocinas de inducción.
	Perú	Reducción de emisiones de GEI del 20% al año 2030, respecto al escenario BAU	Reducción de emisiones de GEI del 30% al año 2030, respecto al escenario BAU				
	Venezuela	Reducción de emisiones de GEI del 20% al año 2030, respecto al escenario BAU		Construcción de dos parques de generación eólica de alta capacidad (Paraguán y la Guajira) Implementación del programa Sembrando Luz que permite dotar de servicio eléctrico a comunidades aisladas, a través de sistemas híbridos de energía eólica y solar.			
	Argentina	Reducir las emisiones de GEI a 483 MtCO _{2e} en el 2030 del BAU que es 592 MtCO _{2e} .	Reducir las emisiones de GEI a 369 MtCO _{2e} en el 2030 del BAU que es 592 MtCO _{2e} .				
	Chile	Reducir emisiones de CO ₂ por unidad de PIB en un 30 % por debajo de sus niveles de 2007 para el año 2030.	Reducir emisiones de CO ₂ por unidad de PIB en 2030 hasta alcanzar una reducción del 35 % al 45 % con respecto a los niveles de 2007.	20% de la matriz energética se componga de ERNC al 2025.			
	Paraguay	10% de reducción de emisiones proyectadas al 2030. BAU año base 2011: 140 MtCO _{2e} ; 2020: 232 MtCO _{2e} ; 2030: 416 MtCO _{2e} .	10% de reducción de emisiones proyectadas al 2030, adicionales a las de la meta incondicionada.	Plan Nacional de Desarrollos de Paraguay: Aumentar en 60% el consumo de ER. Incorporar tecnologías para la explotación de nuevas fuentes de energía sustentable (incluye energía solar, eólica, biomasa).		Plan Nacional de Desarrollos de Paraguay: Aumentar la eficiencia en los sistemas productivos agropecuarios.	
	Uruguay	Disminuir intensidad en 25% en 2030 en relación a los valores de 1990. En 2017 un 88% de reducción de sus emisiones absolutas con 40% de participación de ERNC y 55% de hidráulica.	Disminuir intensidad en 40% en 2030 en relación a los valores de 1990 con medios de implementación adicionales.	Incorporación de sistemas de almacenamiento de energía para la gestión de excedentes eólicos. Incremento del porcentaje de biocombustibles en las mezclas de gasolinas y gasoil. Introducción de vehículos particulares y públicos que permitan el uso de mayores porcentajes de mezcla de biocombustibles.		Introducción de vehículos particulares y públicos eléctricos e híbridos. Mejora de la flota vehicular con estándares mayores de eficiencia energética y menores emisiones. Implementación de corredores BRT de transporte público metropolitano.	

	Belize	Reducción de 2.4 MtCO ₂ eq hasta el año 2033 (National Sustainable Energy Strategy)		Reducción de la intensidad energética per cápita al menos en un 30% para el año 2033; reducir dependencia de importaciones de combustibles en 50% para 2020 usando ER. 85% de participación de ER para 2030.		Lograr al menos una reducción del 20% en el uso de combustible de transporte convencional para 2030 y promover la EE en el sector del transporte a través de políticas e inversiones adecuadas.	
	Costa Rica	Máximo absoluto de emisiones de 9.374.000 TCO ₂ eq netas al 2030, con una trayectoria propuesta de emisiones per cápita de 1.73 toneladas netas per cápita para el 2030; 1.19 toneladas netas per cápita al 2050 y -0,27 toneladas netas per cápita al 2100.		Alcanzar y mantener una generación eléctrica 100% renovable al 2030. Desarrollo propuestas de NAMAs en Ganadería y en Biomasa.		Creación de un sistema integrado de transporte público donde se mejoren las rutas de los buses, ampliación del tren, la integración del transporte no motorizado. Proyecto de tren eléctrico inter-urbano.	
	El Salvador						
América Central	Guatemala	Reducción del 11.2% de sus emisiones GEI totales del año base 2005 proyectado al año 2030; implica que las emisiones, en un escenario tendencial de 53.85 MtCO ₂ e para el año 2030, serán reducidas a un valor de 47.81 MtCO ₂ e en ese año.	Reducir el 22.6% de sus emisiones GEI totales del año base 2005 proyectado al año 2030; implica que las emisiones de 53.85 MtCO ₂ e para el año 2030, serán reducidas a un valor de 41.66 MtCO ₂ e en ese año.	Para el año 2030, la generación eléctrica sea del 80% a partir de fuentes renovables. Impulsar normativa para establecer incentivos fiscales y subsidios enfocados en el uso de energías limpias para el transporte público y privado.		Implementación y mejora del sistema Transmetro actualmente en operación en la ciudad de Guatemala. Reducción del uso de la leña en el país a través de La Estrategia Nacional de Uso Eficiente y Sostenible de la Leña.	
	Honduras		Reducción de un 15% de las emisiones respecto al escenario BAU para el 2030. El BAU de emisiones es el siguiente: Año 2012: 18 915 Gg de CO ₂ eq; Año 2020: 22 027 Gg de CO ₂ eq; Año 2030: 28 922 Gg de CO ₂ eq			A través de la NAMA de fogones eficientes se espera reducir en un 39% el consumo de leña en las familias.	
	Nicaragua						
	Panamá			Incrementar el % de generación eléctrica por medio de otras fuentes de ER como solar, eólica y biomasa en un 30% en el 2050 con respecto al año 2014. Para el 2030 la participación de ER en la matriz eléctrica será de un 15 %. Instalación de turbinas eólicas o paneles solares, con ayuda del sector privado. Licenciamiento de instalación de 1,184.1 MW de ER como la solar y eólica, equivalente al 41.8 % de la capacidad instalada en el 2014.		Impulsar el uso de nuevas tecnologías para obtener mejoras en la eficiencia, generación, almacenamiento, transmisión y distribución de energía. Modificar y crear nuevos marcos regulatorios de promoción de EE.	Indican que se necesitará apoyo internacional para lograr las metas, pero no diferencian entre meta condicional o meta incondicional.



							22% reduction in electricity consumption compared to a BAU scenario in 2029. 'Public Sector EE and Conservation Programme', implementation of applicable recommendations through the Caribbean Hotel EE and RE Action-Advanced Program, EE measures in homes and various LED lighting initiatives. 29% reduction in non-electric energy consumption including transport, compared to a BAU scenario in 2029. Investing in alternative vehicles and fuels and encouraging their adoption through tax incentives.	
	Barbados	Reduction in GHG emissions of 44% compared to its (BAU) scenario by 2030. This is a reduction of 23% compared with the baseline year, 2008. As an interim target, the intention will be to achieve an economy-wide reduction of 37% compared to its BAU by 2025, equivalent to an absolute reduction of 21% compared to 2008.		Contributing 65% of total peak electrical demand by 2030 with RE. Other planned measures include WTE and biomass generation plants, wind, distributed and centralized solar PV and capture and use of landfill gas for energy generation.				
	Cuba			Instalación de 2 144 MW de potencia; construcción de: 19 bioeléctricas con 755 MW a partir de la biomasa cañera y forestal. 13 parques eólicos con 633 MW. 700 MW Fotovoltaicos y, 74 PCH. Instalación de 200 mil m2 de calentadores solares en los sectores residencial e industrial. Instalación de bombas solares en la agricultura. Aprovechamiento de residuos orgánicos para la producción de biogás y la obtención de bioabonos. Atención a residuos de la producción animal, la industria y los sólidos urbanos.	Indican que se necesitará apoyo internacional para lograr las metas, pero no diferencian entre meta condicional o meta incondicional.		La instalación de tecnología LED con la distribución de 13 millones de lámparas en el sector residencial y de 250 mil luminarias para el alumbrado público. La sustitución de 2 millones de cocinas eléctricas de resistencia por cocinas de inducción.	
	Grenada	Grenada commits to reducing its Greenhouse gas emissions by 30% of 2010 by 2025, with an indicative reduction of 40% of 2010 by 2030.		Grenada plans a 30% reduction in emissions through electricity production by 2025 with 10% from renewables. This is 10MW from solar, 15MW from geothermal and 2 MW from wind. Plans to construct a controlled (or capped) to collect the methane gas generated for electricity production.			30% reduction in emissions through electricity production by 2025 with 20% from EE measures. EE actions to reduce emissions include retrofitting of all buildings (20% reduction), establishment of policies for EE building codes for all building sectors (30% reduction) and implementation of EE in hotels (20% reduction).	
El Caribe	Guyana			Develop a mix of wind, solar, biomass and hydropower. Construction of small hydro systems at suitable locations. Power all of the six newly established townships using RE sources. Encourage independent power producers and suppliers to construct energy farms and sell energy to the national grid. Preliminary approvals have been given for a 26MW wind farm. Encourage the use of bio-digesters to reduce waste, produce biogas and provide affordable, healthy and efficient cooking means.	Committed to eliminating our near complete dependence on fossil fuels. Given the solar, wind and hydropower potential and relatively small national demand, with adequate and timely financial support, Guyana can develop a 100% renewable power supply by 2025.		Continue to conduct energy audits and replace inefficient lighting at public, residential and commercial buildings to reduce energy consumption. Implement other policies to encourage EE and the use of RE, including building codes and net-metering of residential renewable power.	
	Haiti	Reduce emissions by 5% compared to the reference scenario for the year 2030.	Reduction of emissions by an additional 26% in relation to a reference scenario for the year 2030.	Install by 2020, an additional 37.5 MW of hydroelectricity.	Install for 2030 (4 wind farms: 50 MW, hydroelectric energy: additional 60MW, solar parks: 30 MW, biomass: 20 MW). Increase the share of renewable energy in Haiti's electricity system by 47% in 2030 (24.5% hydro, 9.4% wind, 7.5% solar biomass 5.6%).		Control, regulate the import of used vehicles.	Promote the use of EE stoves instead of traditional stoves in homes (energy gain of 25-30% per stove). Distribute one million energy-saving lamps for replacing incandescent bulbs. Improving the EE of wood-burning ovens (obtaining yields of 10 to 15% to 30-45%).
	Jamaica	BAU = 2025: 13.443 MtCO2e; 2030: 14.492 MtCO2e. Goal: 7.8% below BAU by 2030. 2025:12.370 MtCO2e; 2030: 13.368 MtCO2e.	BAU = 2025: 13.443 MtCO2e; 2030: 14.492 MtCO2e. Goal: 10% below BAU by 2030. 2025:12.099 MtCO2e; 2030: 13.043 MtCO2e.	Increase the share of renewable sources of energy in its primary energy mix to 20% by 2030.				Jamaica seeks support for the expansion of EE initiatives in the electricity and transportation sectors, in line with sector action plans and policies currently under development.
	República Dominicana		Reducción del 25 % del año base 2010 emisiones para el año 2030.			Through existing efforts and with funding for implementation, Suriname is keen to continue to transition its energy sector to ensure it stays above 25% renewable by 2025.	A nation-wide EE program has commenced aimed at consumer awareness and usage of energy-saving light bulbs as well as promoting EE designs for buildings.	
	Suriname			Several initiatives are already in an advanced stage such as solar energy for communities in the hinterland, a study on waste-to-energy at the national landfill, and micro-hydro power projects in the Interior. Other forms of renewable energy to be explored are wind energy as well as biomass-to-energy.				
	Trinidad & Tobago	30% reduction in GHG emissions by end of 2030 in the public transportation sector compared to BAU scenario (reference year 2013).	Additional reduction achievable under certain conditions which would bring the total GHG reduction to 15% below BAU emission levels by end of 2030.					

Anexo III. Eficiencias relativas en el consumo final

Sector \ Tecnología	Transporte		Industrial		Residencial		Comercial y Servicios		Agro, pesca y minería	Construcción
	Convencional	Eficiente	Convencional	Eficiente	Convencional	Eficiente	Convencional	Eficiente	Convencional	Convencional
Petróleo	0.50		0.50							0.50
Gas natural	0.75		0.75	0.85	0.75	0.80	0.75	0.80	0.75	0.75
Carbón mineral			0.40	0.50			0.40		0.40	
Solar					1.00					
Leña			0.20	0.40	0.15	0.30	0.20		0.20	0.20
Productos de caña			0.30	0.50					0.30	
Otra biomasa			0.30		0.30		0.30		0.30	0.30
Electricidad	1.00		0.85	1.00	0.85	1.00	0.85	1.00	1.00	1.00
GLP	0.70		0.70		0.70	0.75	0.70	0.75	0.70	0.70
Gasolina	0.60	0.70	0.60		0.60		0.60		0.60	0.60
Kerosene y Jet Fuel	0.60		0.60		0.60		0.60		0.60	0.60
Diesel Oil	0.65	0.75	0.65	0.75	0.65		0.65	0.70	0.65	0.65
Fuel Oil	0.50		0.50	0.60	0.50		0.50	0.55	0.50	0.50
Gases	0.70		0.70		0.70		0.70		0.70	0.70
Coque			0.40	0.50					0.40	
Carbón vegetal			0.25		0.25		0.25		0.25	0.25
Etanol	0.60									
Biodiesel	0.65									
Otras secundarias	0.40		0.40		0.40				0.40	

Fuente: Coeficientes intrínsecos del Modelo SAME - OLADE. Estos valores han sido definidos en consulta con expertos de OLADE.

Anexo IV. Medidas de eficiencia energética y diversificación del consumo final consideradas en el escenario ECN

Sub-región	Transporte	Industrial	Residencial	Comercial
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de diésel por electricidad · 30% de gasolina por electricidad · 50% de diésel por diésel eficiente · 60% de gasolina por gasolina eficiente · 20% gasolina por etanol · 10% de diésel por biodiesel 	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de gas natural por electricidad · 80% de gas natural por gas natural eficiente · 20% de coque por gas natural · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 60% de coque por coque eficiente · 50% de productos de caña por productos de caña eficiente · 60% de leña por leña eficiente · 50% de leña por gas natural 	<ul style="list-style-type: none"> · 50% de leña por GLP · 20% de leña por gas natural · 50% de GLP por electricidad · 20% de electricidad por solar · 20% de gas natural por solar · 20% de GLP por solar · 50% de electricidad por electricidad eficiente · 50% de leña por leña eficiente · 50% de gas natural por gas natural eficiente · 50% de GLP por GLP eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de leña por GLP · 20% de leña por gas natural · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 80% de GLP por GLP eficiente · 50% de leña por leña eficiente
México	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de diésel por electricidad · 30% de gasolina por electricidad · 50% de diésel por diésel eficiente · 60% de gasolina por gasolina eficiente · 10% de gasolina por etanol · 5% de diésel por biodiesel 	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de diésel por electricidad · 20% de coque por gas natural · 20% de carbón mineral por gas natural · 80% de gas natural por gas natural eficiente · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 50% de coque por coque eficiente · 50% de carbón mineral por carbón mineral eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 30% de leña por GLP · 20% de leña por gas natural · 30% de GLP por electricidad · 20% de gas natural por electricidad · 20% de electricidad por solar · 20% de gas natural por solar · 20% de GLP por solar · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 80% de gas natural por gas natural eficiente · 80% de GLP por GLP eficiente · 50% de leña por leña eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 30% de otra biomasa por GLP · 20% de otra biomasa por gas natural · 80% de gas natural por gas natural eficiente · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 80% de GLP por GLP eficiente
América Central	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de diésel por electricidad · 30% de gasolina por electricidad · 50% de diésel por diésel eficiente · 60% de gasolina por gasolina eficiente · 10% de gasolina por etanol · 5% de diésel por biodiesel 	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de diésel por electricidad · 30% de leña por GLP · 30% de otra biomasa por GLP · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 60% de leña por leña eficiente · 50% de diésel por diésel eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 50% de leña por GLP · 20% de leña por electricidad · 20% de electricidad por solar · 20% de GLP por solar · 50% de leña por leña eficiente · 60% de electricidad por electricidad eficiente · 80% de GLP por GLP eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 30% de leña por GLP · 20% de GLP por Electricidad · 60% de electricidad por electricidad eficiente · 60% de GLP por GLP eficiente
Subregión Andina	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de diésel por electricidad · 30% de gasolina por electricidad · 50% de diésel por diésel eficiente · 60% de gasolina por gasolina eficiente · 20% de gasolina por etanol · 10% de diésel por biodiesel 	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de diésel por electricidad · 50% de leña por GLP · 40% de leña por Gas natural · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 80% de gas natural por gas natural eficiente · 80% de diésel por diésel eficiente · 80% de carbón mineral por carbón mineral eficiente · 80% de GLP por GLP eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 50% de leña por GLP · 40% de leña por gas natural · 20% de electricidad por solar · 20% de gas natural por solar · 20% de GLP por solar · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 80% de GLP por GLP eficiente · 80% de gas natural por gas natural eficiente · 50% de leña por leña eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 80% de electricidad por electricidad eficiente
Resto del Cono Sur	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de diésel por electricidad · 30% de gasolina por electricidad · 10% de gasolina por etanol · 20% de diésel por biodiesel · 50% de diésel por diésel eficiente · 60% de gasolina por gasolina eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de diésel por electricidad · 30% de leña por gas natural · 20% de leña por GLP · 20% de otra biomasa por gas natural · 10% de otra biomasa por GLP · 50% de leña por leña eficiente · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 80% de gas natural por gas natural eficiente · 80% de diésel por diésel eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 30% de leña por GLP · 20% de leña por gas natural · 30% de GLP por electricidad · 20% de gas natural por electricidad · 20% de GLP por solar · 20% de gas natural por solar · 20% de electricidad por solar · 50% de leña por leña eficiente · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 80% de GN por GN eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 80% de electricidad por electricidad eficiente · 80% de gas natural por gas natural eficiente
El Caribe	<ul style="list-style-type: none"> · 10% de diésel por electricidad · 16% de gasolina por electricidad · 6% de gasolina por etanol · 4% de diésel por biodiesel · 40% de diésel por diésel eficiente · 50% de gasolina por gasolina eficiente · 5% de gasolina por etanol · 5% de diésel por biodiesel 	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de diésel por electricidad · 20% de Fuel Oil por electricidad · 60% de electricidad por electricidad eficiente · 60% de gas natural por gas natural eficiente 	<ul style="list-style-type: none"> · 50% de leña por gas natural · 50% de leña por leña eficiente · 60% de electricidad por electricidad eficiente · 60% de gas natural por gas natural eficiente · 20% de GLP por solar · 20% de gas natural por solar · 20% de electricidad por solar 	<ul style="list-style-type: none"> · 20% de Fuel Oil por gas natural · 30% de leña por gas natural · 60% de electricidad por electricidad eficiente · 60% de gas natural por gas natural eficiente

Anexo V. Factores de emisión de CO₂e por fuente y actividad

Fuente \ Actividad	Consumo final							
	Generación Eléctrica	Transporte	Industrial	Residencial	Comercial	Agro, pesca y minería	Construcción y otros	Consumo Propio
Petróleo	455	441	444				444	444
Gas natural	288	369	289	310	310	289	369	289
Carbón mineral	548		548		548	548		548
GLP	389	393	391	341	391	391	393	391
Gasolina	276	423	276	292	276	276	423	276
Kerosene y Jet Fuel	420	428	402	406	406	406	402	402
Diesel Oil	406	445	406	438	436	445	445	406
Fuel Oil	431	441	430	444	441	430	441	430
Gases	288	369	286	310	310	289	289	289
Coque	630		630			630		526

Fuente: SieLAC, OLADE, 2017

Anexo VI. Participación del sector energético en las emisiones totales de CO₂e

	Número de Comunicación Nacional	Año de Comunicación Nacional	Último año registrado de emisiones	Emisiones Totales (kt CO ₂ e)	Emisiones netas (contando sumideros) (kt CO ₂ e)	Emisiones Sector Energía (kt CO ₂ e)	Participación sector energía en Emisiones Totales (%)
Brasil	3ra	2010	2010		1,364,197	374,554	27.5
México	5ta	2012	2010		748,252	503,818	67.3
Bolivia	2da	2009	2004		85,331	10,202	12.0
Colombia	3ra	2017	2012	258,797	185,640	78,015	30.1
Ecuador	3ra	2017	2012	100,397	80,627	37,594	37.4
Perú	3ra	2016	2012	187,534	171,310	44,638	23.8
Venezuela	1ra	2005	1999	192,133	177,836	143,668	74.8
Argentina	3ra	2015	2012	429,437	338,922	183,378	42.7
Chile	3ra	2016	2013	109,909	70,054	85,075	77.4
Paraguay	3ra	2016	2012	183,607	167,377	5,709	3.1
Uruguay	4ta	2016	2012	38,890	36,765	8,461	21.8
Belice	3ra	2016	2009	12,921	4,143	445	3.4
Costa Rica	3ra	2014	2010	9,262	8,789	7,081	76.5
El Salvador	2da	2013	2005	14,627	14,453	5,910	40.4
Guatemala	2da	2016	2005	31,446	6,954	12,166	38.7
Honduras	2da	2012	2000	66,344	13,829	4,066	29.4
Nicaragua	2da	2011	2000	11,981	59,477	3,922	32.7
Panamá	2da	2012	2000	26,402	-1,871	4,814	18.2
Barbados	1ra	2001	1997	4,056	4,045	2,027	50.0
Cuba	2da	2015	2002	36,340	23,835	26,113	71.9
Granada	1ra	2000	1994	1,606	1,514	136	8.5
Guyana	2da	2012	2004	3,072	-51,572	1,657	53.9
Haití	2da	2013	2000	6,683	7,832	1,568	20.0
Jamaica	2da	2011	1994	116,314	166,147	8,231	7.1
República Dominicana	2da	2009	2000	26,433	7,639	18,247	69.0
Surinam	2da	2016	2003	3,330	4,871	2,404	72.2
Trinidad & Tobago	2da	2013	1990	16,006	14,510	9,928	62.0

Fuente: http://di.unfccc.int/detailed_data_by_party



Quito, Ecuador
Octubre - 2018