HOJA DE RUTA BIOCOMBUSTIBLES EN COLOMBIA

Estudio técnico de análisis, diagnóstico y formulación

PRODUCTO 3.

INFORME SOBRE EL POTENCIAL EN BIOCOMBUSTIBLES ALTERNATIVOS DE SEGUNDA GENERACIÓN EN COLOMBIA

Contrato n.º GGC-844-2023

Consorcio Alternativas

Bogotá, Abril de 2024

Tabla de Contenido

Antecedentes 13

1. Introducción 15

2. Bases de la primera generación de biocombustibles en Colombia, para el desarrollo de una segunda generación 16

2.1 Primera Generación de Biocombustibles en Colombia 16

2.1.1 Generalidades del Sector 16

2.1.2. Mandatos de mezcla 17

2.1.3. Biodiésel 17

2.1.4. Bioetanol 19

2.2 Matriz Energética Nacional 20

3. Evaluación de las posibles materias primas que pueden ser utilizadas para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación, identificando el potencial de oferta, ubicación geográfica, rendimiento y demás información relevante 27

3.1. Sector agrícola 29

3.2. Residuos Forestales 33

3.3. Cultivos energéticos 34

3.4. Sector Pecuario 35

3.5. Sector Residuos Sólidos orgánicos urbanos (RSOU) 35

3.6. Características de la biomasa. 35

3.6.1. Características químicas y físicas. 36

3.7. Distribución Geográfica De Las Materias Primas 40

3.7.1. Sector Bovino 40

3.7.2. Sector Avícola 41

3.7.3. Sector Porcícola 42

3.7.4. Sector Agrícola 43

3.7.5. Cultivos energéticos 43

3.7.6. Residuos sólidos orgánicos urbanos (RSOU) 46

4. Identificación de las ventajas y desventajas de cada materia prima potencial para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación. 48

5. Revisión de estrategias para la recolección, tratamiento y transporte de las materias primas para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación, incluyendo especificaciones para la gestión y aprovechamiento de Aceite Usado de Cocina (UCO). 52

6. Consideración del cambio indirecto del uso del suelo, con base en el factor “Indirect Land Use Change – ILUC”, por cada materia prima propuesta en el ítem (i). 56

7. Exposición de las tecnologías de procesamiento y/o coprocesamiento de acuerdo con las vías de producción de biocombustibles alternativos de segunda generación de potencial en Colombia, clasificándolas por el costo de inversión, rendimiento técnico y energético, costos de producción, rentabilidad y retorno de la inversión. 62

7.1. Recolección, transporte y manejo: 63

7.2 Pretratamiento de la materia prima 63

7.3. Tratamientos de materias primas 64

7.3.1. Combustión directa o químicos 64

7.3.2. Termoquímicos o fisicoquímicos 65

7.3.3. Bioquímicos o biológicos 66

7.4. Producción de Biogás 66

7.4.1. Producción de biogás sector palmero 70

7.4.2. Producción de biogás, sector caña de azúcar 70

8. Identificar cuáles serían los requerimientos energéticos para la producción de biocombustibles, según la variable “Energy return on investment” (EROI por sus siglas en inglés o TRE por sus siglas en español), desglosado de acuerdo con tipo de energético. 73

9. Análisis del horizonte energético 2030-2050 de Colombia en la demanda de biocombustibles de primera y segunda generación. 84

9.1. Escenario tendencial de la demanda de Biocombustibles. 84

9.1.1. Biodiésel. 84

9.1.2. Bioetanol. 87

9.1.3. Biogás. 89

9.1.4. SAF. 90

9.2 Comparación de las tendencias planteadas para la demanda de biocombustibles en Colombia 2030-2050. 92

10. Metas de producción de biocombustibles alternativos de segunda generación proyectadas a 2030-2050, en Colombia. 94

10.1. Procesos logísticos para la obtención de biocombustibles de segunda generación. 95

10.1.1. Logística para la producción de biogás. 95

10.1.1.1 Logística para la recolección y almacenamiento de residuos orgánicos y estiércol utilizados en la producción de biogás. 95

10.1.1.2. Logística para el tratamiento de lodos residuales para su uso en la producción de biogás. 98

10.1.1.3. Logística para la obtención de biogás a partir de la descomposición de residuos dispuestos en rellenos sanitarios. 99

10.1.2. Logística para la producción de SAF. 100

10.1.2.1. Logística para la recolección, transporte, almacenamiento y comercialización de Aceite de Cocina Usado para su posterior implementación en la elaboración de SAF. 100

10.1.2.2. Logística para la recolección, transporte, almacenamiento y comercialización de Residuos agrícolas y forestal para su posterior implementación en la elaboración de SAF. ... 102

10.1.3. Logística para la producción de bioetanol de segunda generación. 103

10.1.4. Logística para la producción de Biodiésel de segunda generación. 103

10.2. Proyecciones, demanda de biocombustibles de primera generación 2022 – 2036. 105

10.2.1. Proyecciones aumento de mezcla diésel biodiésel 2022 - 2036 105

10.2.2. Proyecciones aumento de mezcla gasolina bioetanol 2022 - 2036 106

11. Especificaciones para la implementación de procesos de comercialización e incorporación de este tipo de biocombustibles dentro de la cadena de suministro. 109

12. Estimación de la capacidad de exportación y potencial de Colombia a nivel regional e internacional, proyectadas a 2050. 113

13. Análisis del ciclo de vida de los productos y estrategias para la reducción del impacto ambiental, en línea de comparación con una revisión de estado del arte del ciclo de vida de combustibles fósiles en Colombia. 116

13.1 Análisis de ciclo de vida (ACV), Biocombustibles de primera generación 116

13.2 Análisis de ciclo de vida (ACV), Biocombustibles de segunda generación 126

13.2.1 ACV - Bioetanol de segunda generación 126

13.2.2 ACV - Biodiésel de segunda generación 129

13.2.3 ACV – Biogás 130

14. Estimación del aporte en la reducción de emisiones de GEI y demás, relacionada en materia ambiental y de política pública, del uso de biocombustibles alternativos de segunda generación en los compromisos de la transición energética en Colombia. 134

15. Revisión de los requisitos de calidad que deberán cumplir este tipo de biocombustibles, describiendo los parámetros fisicoquímicos y los métodos de ensayo bajo la normatividad de los estándares nacionales e/o internacionales. 139

16. Análisis económico y regulatorio: 151

a. Indicadores de mercado en temas de precios, costos de producción, costos de inversión para su implementación, metodologías de remuneración que podrían ser aplicados en Colombia. 151

16.1 Bioetanol, Estructura de costos 151

16.2 Biodiésel, Estructura de costos 152

16.3 SAF, Estructura de costos 154

16.4 Estimaciones económicas y financieras aproximadas del negocio de los biocombustibles de segunda generación 156

16.4.1 Combustible sostenible de aviación (SAF) 156

A. Consideraciones y supuestos 156
B. Datos de entrada 157
C. Resultados del análisis de costos 159
16.4.2 Diésel renovable (HVO) 160
A. Consideraciones y supuestos 160
B. Datos de entrada 161
C. Resultados del análisis de costos 164
16.4.3 Biogás 165
A. Consideraciones y supuestos 165
B. Datos de entrada 166
C. Resultados del análisis de costos 168
b. Mapa regulatorio que contemple la revisión de las políticas de mandatos de mezclas, normativas e incentivos relacionados con biocombustibles alternativos de segunda generación 169
b.1 Antecedentes Legales 169
b.1.1 Normatividad específica para el alcohol carburante: 173
b.1.2 Normatividad específica para el biodiésel: 174
b.1.3 Normatividad específica requisitos de calidad: 175
b.1.4 Retos de desarrollo de la primera generación 176
b.2 Bases para el desarrollo de biocombustibles alternativos de segunda generación Colombia. 177
b.2.1 Marco Legal 177
b.2.1.1 Políticas de mandatos de mezclas relacionados con biocombustibles alternativos de segunda generación: 177
b.2.1.2 Incentivos tributarios relacionados con biocombustibles alternativos de segunda generación: 182
c. Impacto Sobre El Potencial En Biocombustibles Alternativos De Segunda Generación En Colombia – Impacto Social Esperado Como Consecuencia De La Evolución Del Uso De Los Biocombustibles En Colombia 188
c.1 Principales Impactos Sociales Esperados Como Consecuencia De La Evolución De Los Biocombustibles 189
c.1.1 Mayor eficacia en el uso del suelo frente a la extensión de los cultivos 189
c.1.2 Armonización y disminución de presión frente a las metas de seguridad alimentaria: . 189
c.1.3 Generación de empleo 190
c.1.4 Desarrollo de capacidades laborables 191

c.1.5 Desarrollo regional y mejora condiciones de vida a nivel local 192
c.1.6 Afectación y/o desarrollo de la infraestructura vial o de servicios..... 192
c.1.7 Promoción de la equidad de género..... 193
c.1.8 Menor nivel de impactos ambientales: 193
17. Glosario 195
18. Bibliografía 197

Índice de Tablas

Tabla 1. Mandatos promedio de mezclas de biocombustibles en Colombia desde el año 2016 – 2023..... 17
Tabla 2. Listado de agentes de la cadena de combustibles líquidos, Productor biodiésel, enero 2024..... 18
Tabla 3. Listado de agentes de la cadena de combustibles líquidos, Productor bioetanol, enero 2024..... 19
Tabla 4. Producción anual de cultivos agrícolas entre 2019 y 2022 en toneladas. 30
Tabla 5. Área sembrada y cultivada (ha) para los cultivos principales de Colombia 31
Tabla 6. Potencial de biomasa proveniente de la industria forestal 2022..... 34
Tabla 7. Algunos tipos de biomasa y sus características físicas, disponibles en Colombia. 36
Tabla 8. Tipos de análisis químicos disponibles para la caracterización de Biomasa. 36
Tabla 9. Poder calorífico Inferior para algunos tipos de biomasa producida en Colombia. 38
Tabla 10. Biomasa residual en algunos sectores productivos de Colombia. 39
Tabla 11. Ventajas y desventajas de las materias primas (biomasa) potenciales para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación. 49
Tabla 12. Panorama general de posibles materias primas lignocelulósicas para biocombustibles de segunda generación ventajas y desventajas. 50
Tabla 13. Empresas de recolección, transporte, tratamiento y exportación de ACU. 53
Tabla 14. Exportaciones realizadas desde Colombia de aceite usado de cocina ACU, año 2022 - 2023..... 55
Tabla 15 Hectáreas dedicadas a la producción de materias primas, caña de azúcar y palma de aceite en función del aumento del % de mezcla para cada biocombustible. 58
Tabla 16. Clasificación de los biocombustibles de segunda generación a partir de materias primas lignocelulósicas 62
Tabla 17. Algunos proyectos de Biogás en Colombia 67
Tabla 18. Disponibilidad energética por fuente en Colombia 74
Tabla 19. Resultados de impacto energético en el estudio de Canabarro y colaboradores (2023) .. 76
Tabla 20. Balance energético del biodiésel a partir de aceite vegetal usado..... 78
Tabla 21. Rendimientos energéticos en la producción de biogás en digestor anaerobio. 79
Tabla 22. Rendimientos energéticos del biogás a partir de diferentes tipos de materias primas..... 79
Tabla 23. Porcentajes de mezcla y demanda de biodiésel proyectadas a 2050. 85
Tabla 24. Porcentajes de mezcla y estimación de la demanda de biodiésel a 2050. 86
Tabla 25. Porcentajes de mezcla y demanda proyectada de bioetanol a 2050..... 88
Tabla 26. Porcentajes de mezcla y estimación de la demanda de bioetanol a 2050. 88
Tabla 27. Porcentajes de mezcla y estimación de la demanda de SAF a 2050. 92
Tabla 28. Mandatos de mezcla para el periodo 2026-2050. 94
Tabla 29. Proyecciones de producción de biodiésel de segunda generación a partir de aceite de cocina usado ACU. 105
Tabla 30. Proyección de la demanda de biodiésel, acorde con los aumentos de mezcla proyectados, toneladas/ año. 106

Tabla 31. Comparativo, Demanda de B100 proyectada vs ventas nacionales B100, años 2022 y 2023..... 106
Tabla 32. Proyección de la demanda de bioetanol, acorde con los aumentos de mezcla proyectados,..... 107
Tabla 33. Comparativo, Demanda de bioetanol proyectada vs ventas nacionales, años 2022 y 2023. 108
Tabla 34. Proyección de exportación para el Bioetanol. 113
Tabla 35. Proyección de exportación de biodiésel. 114
Tabla 36. Distribución de ventas de aceite de palma 2022. 114
Tabla 37. Resultados del análisis de ciclo de vida realizado por Canabarro y colaboradores para bioetanol de caña de azúcar en comparación con el uso de gasolina y biodiésel de aceite de palma en comparación con el uso de diésel de petróleo..... 117
Tabla 38. Aspectos importantes en los escenarios de estimación del indicador 1 con base en GBEP para Colombia. 123
Tabla 39. Emisiones en la fase agrícola de la caña de azúcar en la producción de bioetanol en Colombia. 123
Tabla 40. Resumen de emisiones GEI en la producción de bioetanol de caña de azúcar en Colombia. 124
Tabla 41. Emisiones en la fase agrícola del aceite de palma para la producción de biodiésel en Colombia. 124
Tabla 42. Emisiones en la producción de biodiésel a partir de aceite de palma en Colombia contemplando diferentes escenarios. 125
Tabla 43. Comparación de los impactos ambientales generados por el carbón y el bagazo en la generación de vapor en los ingenios del Valle del Cauca colombiano..... 128
Tabla 44. Comparación de resultados de impacto ambiental del aprovechamiento de ACU en la producción de biodiésel en relación con su disposición como residuo 129
Tabla 45. Resultados de reducción de emisiones en planta Entrepalmas SAS con proyectos de transformación de biogás en energía eléctrica respecto a su quema..... 133
Tabla 46. Reducción de emisiones, Bioetanol, Biodiésel, biogás de segunda generación estudiados. 133
Tabla 47. Requisitos de calidad de gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible para uso en motores de encendido por chispa..... 139
Tabla 48. Requisitos de calidad del biocombustible para motores diésel denominado biodiésel para mezclar con los combustibles diésel 141
Tabla 49. Requisitos de calidad del combustible diésel y sus mezclas con biocombustibles..... 142
Tabla 50. Requisitos de calidad de biocombustibles para motores diésel denominado Diésel Renovable para mezclar con combustibles diésel..... 144
Tabla 51. Parámetros de calidad del etanol anhidro combustible utilizado como componente oxidante de gasolinas. 146
Tabla 52. Parámetros de calidad del etanol anhidro combustible desnaturalizado antes de mezclar con gasolina motor. 146
Tabla 53. Requisitos del biodiésel para mezcla con combustibles diésel según NTC 5444:2020.... 147
Tabla 54. Requisitos de calidad del alcohol carburante antes de mezclar con gasolina motor según NTC 5308. 149

Tabla 55. Características del biogás a partir de efluentes en el procesamiento de Palma- Fedepalma 150
Tabla 56. Especificaciones para biogás en redes aisladas 150
Tabla 57. Especificaciones para biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas. 150
Tabla 58. Distribución de costos gasolina a octubre 2023 151
Tabla 59. Distribución de costos diésel a octubre 2023. 153
Tabla 60. Escenario 1 – SAF – ACU – PV-1 – TIO-1 157
Tabla 61. Escenario 2 – SAF - ACU – PV-2 – TIO-2 158
Tabla 62. Escenario 3 – SAF – APALM – PV-3 – TIO-1 158
Tabla 63. Escenario 4 – SAF – APALM – PV-4 – TIO-2 159
Tabla 64. Resultados de los indicadores económicos en la implementación de una planta de SAF159
Tabla 65. Escenario 1 – HVO – PV-2023 – TIO-1 161
Tabla 66. Escenario 2 – HVO – PV-2023 – TIO-2 161
Tabla 67. Escenario 3 – HVO – PV-2023 ajustado por viabilidad – TIO-2 162
Tabla 68. Escenario 4 – HVO – PV-2030 – TIO-1 162
Tabla 69. Escenario 5 – HVO – PV-2030 – TIO-2 163
Tabla 70. Escenario 6 – HVO –PV-2030 ajustado por viabilidad – TIO-2 163
Tabla 71. Resultados de los indicadores económicos en la implementación de una planta de HVO 164
Tabla 72. Escenario 1 – Biogás – Estiércol de Cerdo – PV-1 – TIO-1 166
Tabla 73. Escenario 2 – Biogás – Estiércol de Cerdo – PV-1 – TIO-2 166
Tabla 74. Escenario 3 – Biogás –Residuos industriales– PV-2 – TIO-1 167
Tabla 75. Escenario 4 – Biogás –Residuos industriales– PV-2 – TIO-2 167
Tabla 76. Escenario 5 – Biogás –General– PV-3 – TIO-2 168
Tabla 77. Resultados de los indicadores económicos en la implementación de una planta de Biogás 168
Tabla 78. Normas Colombianas referentes a los biocombustibles. 169
Tabla 79. Normas Colombianas referentes a alcohol carburante 173
Tabla 80. Normas Colombianas referentes a biodiésel. 174
Tabla 81. Incentivos tributarios referentes a los biocombustibles líquidos. 183
Tabla 82. Insumos tenidos en cuenta en el análisis socioeconómico de los biocombustibles en Colombia. 188
Tabla 83. Empleos agrícolas directos generados por el sector de los biocombustibles. 190

Índice de Figuras

Figura 1. Capacidad instalada en Colombia 2021. 20
Figura 2. Producción energética total 2021. 20
Figura 3. Consumo energético por sector de 1975 y 2019 en Colombia. 21
Figura 4. Oferta interna bruta, oferta interna para consumo final y consumo final para energéticos primarios y secundarios según BECO 2021 en TJ. 22
Figura 5. Importaciones, exportaciones y extracción primaria de energéticos primarios y secundarios en 2021 en TJ 23
Figura 6. Consumo final por sector por tipo de energético en 2021. 23
Figura 7. Extracción primaria o producto de transformación de biodiésel y alcohol carburante 24
Figura 8. Extracción primaria o producto de transformación de otros combustibles. 24
Figura 9. Ventas nacionales de bioetanol (2015 – julio 2023) y biodiésel (2015 – agosto 2023) en Colombia. 25
Figura 10. Comportamiento del precio de los biocombustibles por mes respecto a mezclas de combustibles. 26
Figura 11. principales Fuentes de biomasa residual en Colombia. 28
Figura 12. Metodología del potencial energético de la biomasa. 29
Figura 13. Producción anual de cultivos agrícolas entre 2019 y 2022 en toneladas. 31
Figura 14.. Rendimientos de producción de cultivos agrícolas en Colombia en el 2022 32
Figura 15. Principales cultivos generadores de biomasa en Colombia. 33
Figura 16 Animales del sector pecuario generadores de biomasa. 35
Figura 17. Características físicas de la biomasa. 37
Figura 18. Distribución de la población bovina por departamentos en Colombia, 2023. 40
Figura 19. Generación de estiércol Bovino en Colombia, 2016. 41
Figura 20. Distribución de la población avícola por departamentos en Colombia, 2023. 41
Figura 21. Generación de estiércol avícola en Colombia, 2016. 42
Figura 22. Distribución de la población Porcícola por departamentos en Colombia, 2023 42
Figura 23. Generación de estiércol porcino en Colombia, 2016. 43
Figura 24. Participación porcentual promedio de la producción en el primer nivel de transformación, Agroindustria de la caña de azúcar 2014 – 2019 44
Figura 25. Generación de vinazas en plantas productoras de alcohol carburante, 2016. 44
Figura 26. Regiones del país con cultivos de palma de aceite. 45
Figura 27. Generación de residuos líquidos provenientes de plantas extractoras de aceite, 2016. . 45
Figura 28. Generación de Residuos Sólidos Urbanos en los principales departamentos, 2016. 46
Figura 29. Generación de Aguas Residuales en algunas ciudades con PTAR, 2016. 47
Figura 30. Departamentos con mayor producción de materas primas con potencial de transformación en biocombustibles de segunda generación 47
Figura 31. Ciclo de gestión y aprovechamiento del aceite de cocina en la producción de biocombustibles. 54
Figura 32. Vista esquemática del cambio indirecto en el uso del suelo. 57
Figura 33. Departamentos que cultivan la palma de aceite. 59
Figura 34. Rutas de producción de biocombustibles de segunda generación, proceso bioquímico y termoquímico 64

Figura 35. Departamentos con mayor potencial de conversión de biogás a partir de biomasa en Colombia. 67
Figura 36. Digestores anaeróbicos PTAR Salitre. 68
Figura 37. Rendimiento de biometano con diferentes materias primas 71
Figura 38 EROI medio para combustibles térmicos 73
Figura 39. Indicadores energéticos de Colombia, respecto a países de la región y el mundo 74
Figura 40. Consumo de energía no renovable en la producción de bioetanol en Colombia 76
Figura 41. Esquema de producción de bioetanol integración primaria y secundaria 77
Figura 42. Requerimiento energético en la producción de biogás a diferentes temperaturas según investigación de Navickas y Colaboradores 80
Figura 43. Uso de energía primaria no renovable por MJ de biometano suministrado para los escenarios estudiados por Feiz y colaboradores 80
Figura 44. Escenarios contemplados en el estudio de Plazas y Colaboradores 81
Figura 45 Consumo final energético y capacidad instalada 2021-2050 por combustible. 82
Figura 46. Comparación de costos totales por escenario. 83
Figura 47. Proyección de demanda de Biodiésel en el escenario tendencial a 2050. 85
Figura 48. Demanda de diésel y biodiésel estimada a 2050. 86
Figura 49.Demanda de bioetanol proyectada a 2050. 87
Figura 50. Demanda de gasolina y bioetanol estimada a 2050. 89
Figura 51. Proyección de la demanda de Gas Natural a 2050. 90
Figura 52. Proyección de la demanda de Jet Fuel a 2050. 91
Figura 53. Demanda de Jet Fuel / SAF estimada a 2050. 91
Figura 54. Proceso logístico para la generación de biogás a partir de residuos agrícolas y estiércol 96
Figura 55. Total, cabezas de ganado vacuno registradas mediante la ENA por departamento. 97
Figura 56. Número de cabezas de ganado registradas en los 7 departamentos con mayor cantidad de ganado. 97
Figura 57. Proceso logístico para el tratamiento de lodos residuales para su uso como materia prima en la elaboración de Biogás. 98
Figura 58. Proceso logístico para la obtención de biogás a partir de la descomposición de materia prima en los rellenos sanitarios. 99
Figura 59. Proceso logístico para la recolección, transporte y tratamiento de ACU para su posterior comercialización y uso como materia prima en la elaboración de SAF. 101
Figura 60. Proceso logístico para la recolección, transporte y tratamiento de residuos agrícolas para su posterior comercialización y uso como materia prima en la elaboración de SAF. 102
Figura 61. Logística para la producción de bioetanol de segunda generación. 103
Figura 62. Logística para la producción de biodiesel de segunda generación. 104
Figura 63. Disminución de emisiones de CO2 debido al aumento de mezcla para Bioetanol y Biodiésel. 109
Figura 64. Crecimiento del parque automotor del país, proyección 2018 - 2050. 111
Figura 65. Destinos de exportaciones de aceite de palma 2022. 115
Figura 66. Emisiones de GEI resultado del ACV en la investigación de Canabarro y Colaboradores. 116
Figura 67. Flujo de masa en la producción de biodiésel por cada 100 toneladas de racimos de fruta fresca. 118

Figura 68. Flujo de masa de producción de bioetanol por 100 toneladas de caña de azúcar..... 118
Figura 69. Emisiones GEI en el ACV del biodiésel Colombiano. 119
Figura 70. Emisiones GEI en el ACV del bioetanol Colombiano. 120
Figura 71. Resultados ACV en producción de etanol de caña de azúcar en Colombia. 121
Figura 72. Emisiones GEI anuales por sector. 122
Figura 73. Procesamiento de la caña de azúcar para obtener el bagazo en la región del Valle del Cauca Colombiano..... 127
Figura 74. Cogeneración de energía a partir de bagazo en ingenios de la región del Valle del Cauca Colombiano 127
Figura 75. Perfil medio ambiental del proceso de generación de vapor en los ingenios del Valle del Cauca Colombiano..... 128
Figura 76. Resultados obtenidos en el ACV del proceso de producción y distribución de biodiésel a partir de aceite vegetal usado..... 130
Figura 77. Resultados del ACV en un sistema integrado de digestión anaeróbica para obtener biogás y un gasificador para obtener energía útil en una granja colombiana. 132
Figura 78. Participación histórica por módulo IPCC en emisiones de GEI en Colombia (1990-2018) 134
Figura 79. Participación histórica en emisiones de GEI en Colombia del módulo de energía (1990-2018) 135
Figura 80. Emisiones de GEI del módulo IPPU (2018). 136
Figura 81. Factor de emisión de biocombustibles respecto a combustibles fósiles..... 137
Figura 82 Precios y Producción de SAF. 155

Antecedentes

El 15 mayo de 2023 el Ministerio de Minas y Energía publicó el concurso de méritos abierto número 001 de 2023 con el objeto de contratar un estudio técnico integral que analice, diagnostique y formule la hoja de ruta que promueva el uso de biocombustibles alternativos en Colombia, producidos a partir de materias primas de origen vegetal, animal y/o renovables y/o residuales y/o materias primas sintéticas u otros productos.

El tipo de contrato es una consultoría y la justificación de la modalidad de contratación es la Ley 1150 de 2017. El 25 de julio de 2023 el contrato n.º GGC-844-2023 fue adjudicado al Consorcio Alternativas con una duración de seis (6) meses, a partir de la fecha de inicio, la cual fue 22 de agosto de 2023.

El alcance del objeto requiere:

- Analizar y comparar, desde el componente técnico, económico, tecnológico, legal, ambiental y social, en mínimo cinco (5) países, previamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía.
- Diagnosticar y evaluar las potenciales materias primas y tecnológicas a utilizar en Colombia en la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación, así como de combustibles sintéticos.
- Analizar el impacto social y de generación de empleo como proyección de la implementación de la cadena productiva del uso de biocombustibles alternativos en el país.
- Revisar la necesidad de ajuste y/o modificación de la normatividad actual, asociada con biocombustibles, así como la estructuración de gobernanza y política pública regulatoria, a fin de implementar el uso de biocombustibles alternativos en Colombia.
- Formular la hoja de ruta que promueva el uso de los biocombustibles alternativos en Colombia.

Es por ello, para este capítulo, y de acuerdo con los términos de referencia se desarrollará lo siguiente:

El contratista presentará un informe que deberá incluir biocombustibles de segunda generación entre otros etanol, biodiésel y biogás, detallando como mínimo:

1. Materias primas y tecnologías:
2. La evaluación de las posibles materias primas que pueden ser utilizadas para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación, identificando el potencial de oferta, ubicación geográfica, rendimiento y demás información relevante.
3. La identificación de las ventajas y desventajas de cada materia prima potencial para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación.
4. La revisión de estrategias para la recolección, tratamiento y transporte de las materias primas para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación, incluyendo especificaciones para la gestión y aprovechamiento de Aceite Usado de Cocina (UCO).
5. La consideración del cambio indirecto del uso del suelo, con base en el factor “Indirect Land Use Change – ILUC”, por cada materia prima propuesta en el ítem (i).
6. La exposición de las tecnologías de procesamiento y/o coprocesamiento de acuerdo con las vías de producción de biocombustibles alternativos de segunda generación de potencial en

Colombia, clasificándolas por el costo de inversión, rendimiento técnico y energético, costos de producción, rentabilidad y retorno de la inversión.

7. Identificar cuáles serían los requerimientos energéticos para la producción de biocombustibles, según la variable "Energy return on investment", desglosado de acuerdo con tipo de energético.
8. Potencial de implementación de biocombustibles alternativos de segunda generación en Colombia:
9. El análisis del horizonte energético 2030-2050 de Colombia en la demanda de biocombustibles alternativos de segunda generación.
10. Metas de producción de biocombustibles alternativos de segunda generación proyectadas a 2030-2050, en Colombia.
11. Las especificaciones para la implementación de procesos de comercialización e incorporación de este tipo de biocombustibles dentro de la cadena de suministro.
12. La estimación de la capacidad de exportación y potencial de Colombia a nivel regional e internacional, proyectadas a 2050.
13. El análisis del ciclo de vida de los productos y estrategias para la reducción del impacto ambiental, en línea de comparación con una revisión de estado del arte del ciclo de vida de combustibles fósiles en Colombia.
14. La estimación del aporte en la reducción de emisiones de GEI y demás, relacionada en materia ambiental y de política pública, del uso de biocombustibles alternativos de segunda generación en los compromisos de la transición energética en Colombia.
15. La revisión de los requisitos de calidad que deberán cumplir este tipo de biocombustibles, describiendo los parámetros fisicoquímicos y los métodos de ensayo bajo la normatividad de los estándares nacionales e/o internacionales.
16. Análisis económico y regulatorio:
    a) Indicadores de mercado en temas de precios, costos de producción, costos de inversión para su implementación, metodologías de remuneración que podrían ser aplicados en Colombia.
    b) Mapa regulatorio que contemple la revisión de las políticas de mandatos de mezclas, normativas e incentivos relacionados con biocombustibles alternativos de segunda generación

1. Introducción

Las ambiciosas metas de descarbonización del planeta le han abierto un espacio relevante a los biocombustibles de segunda generación, ello en vista de que dichos energéticos renovables presentan características deseables en términos de sostenibilidad, eficiencia energética y niveles bajos de huella de carbono en todo su ciclo de vida, lo que significa una reducción importante de emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución del material particulado contaminante, en comparación con los combustibles fósiles tradicionales.

Adicionalmente, el uso de las materias primas requeridas para la producción de los biocombustibles de segunda generación no compite con la generación de alimentos a partir de productos agrícolas, dado que las materias primas usadas en esta segunda generación son estrictamente residuos de origen agrícola, forestal, orgánico, urbano y biomasa no alimentaria.

En tal sentido, el desarrollo de la segunda generación de biocombustibles constituye un reto fundamental para Colombia, en aras de cumplir con las metas ambientales del país, así como con los objetivos de seguridad energética, desarrollo agroindustrial, generación de empleo y consolidación de la primera generación de biocombustibles como el proveedor natural de la gran masa de materias primas residuales requeridas en la producción de los biocombustibles de segunda generación.

Aunque en el país se han dado algunos pasos en esa dirección, aún existen cruciales desafíos para consolidar la producción, comercialización y uso de los biocombustibles de segunda generación, sin embargo, es preciso señalar que se parte de un sector de biocombustibles de primera generación con un desarrollo de más de dos décadas.

En esa dirección, existe un vínculo directo de interdependencia entre las dos generaciones de biocombustibles en la que los residuos agroindustriales de la primera ha de nutrir a gran escala, en forma sustancial y sistémica la segunda generación.

Este estudio inicia describiendo la situación actual y perspectivas de los biocombustibles de primera generación en el país, lo cual inevitablemente ha de ser el fundamento para el desarrollo de la segunda generación de biocombustibles en Colombia.

Igualmente, en el documento se realiza una descripción de los aspectos normativos que rigen a los biocombustibles de segunda generación en Colombia, así como los aspectos agronómicos e industriales asociados a las distintas materias primas utilizables en estos procesos.

También se presentan los temas económicos, comerciales y de las cadenas de suministro de este tipo de combustibles renovables y los componentes ambientales y sociales son tratados en el estudio.

2. Bases de la primera generación de biocombustibles en Colombia, para el desarrollo de una segunda generación

2.1 Primera Generación de Biocombustibles en Colombia

2.1.1 Generalidades del Sector

El programa de biocombustibles en Colombia se basa en Ley 693 de 2001 para el bioetanol y la Ley 939 de 2004 para el biodiésel, estas leyes hacen parte de la estrategia del gobierno nacional de diversificar las fuentes de energía reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles y mitigando las emisiones de gases de efecto invernadero, en concordancia con los compromisos ambientales adquiridos por el país.

La producción de biocombustibles en Colombia se basa principalmente en dos precursores, la caña de azúcar para la producción de bioetanol y el aceite de palma para la producción de biodiésel.

El Ministerio de Minas y Energía (MME), trabaja con otros ministerios para diseñar políticas relacionadas con los biocombustibles para lo cual, a partir del Decreto 2328 de 2008 se estableció una comisión interinstitucional sobre biocombustibles que incluye los Ministerios de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR), Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), Minas y Energía, Transporte y Comercio, Industria y Turismo, y el Departamento de Planificación Nacional.

A medida que Colombia continúa en la ruta de la transición energética, el sector de los biocombustibles sin duda desempeñará un papel fundamental en la configuración de la estrategia de diversificación energética, el desarrollo económico rural y los objetivos de sostenibilidad ambiental de Colombia.

Colombia gestiona su mercado de biocombustibles utilizando un sistema de mandatos de mezcla, desgravaciones fiscales, regulaciones ambientales y controles de precios. Los incentivos fiscales han estado vigentes desde el año 2002, pero la implementación de los mandatos de mezcla en Colombia ha cambiado con el tiempo y por algunos periodos de tiempo no se aplican de manera uniforme en todo el país.

Durante el año 2023 la proyección del consumo de gasolina y diésel fue de 2254 y 2205 millones de galones/año respectivamente,(UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022) una demanda ligeramente mayor respecto al 2022, a pesar de los ajustes fiscales y el aumento del precio de la gasolina debido a la eliminación gradual del subsidio a la gasolina por parte del gobierno nacional.

Las ventas a diciembre 2023 de biodiésel fueron de 700.275 toneladas de B100 mientras que las ventas de bioetanol destinado a mezcla con gasolina, (incluyendo el etanol importado) durante el 2023 fueron de 555.431 miles de litros, esto representa un aproximado de 147 millones de galones.

2.1.2. Mandatos de mezcla

Desde 2005, cuando comenzó la implementación por parte de Colombia de su mandato de mezclas de biocombustibles, se han implementado múltiples cambios. Desde 2021, el gobierno colombiano ha reducido su mandato de mezcla de biocombustibles del diez por ciento de bioetanol (E10) a niveles más bajos, fluctuando entre cuatro y seis por ciento de bioetanol (E4-E6). Desde el año 2016 hasta el 2023 han existido variaciones en los mandatos de mezcla nacional, algunas causas son: Variaciones climáticas que afectan la producción nacional de materias primas, aumento del precio de la producción de bioetanol entre otros factores. En la siguiente Tabla 1 se muestra un resumen de los mandatos de mezcla de biocombustibles en Colombia

Tabla 1. Mandatos promedio de mezclas de biocombustibles en Colombia desde el año 2016 – 2023.

Año	Bioetanol	Biodiésel
2016	E8	B8 - B10
2017	E6-E8	B9 - B10
2018	E10	B10
2019	E10	B12 - B6 - B8 - B10 **
2020	E10	B10
2021	E10 - E4 - E7 - E4	B12 - B10
2022	E6	B11 - B10
2023	E4 - E5 - E4 E7	B10

Adaptado de: Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USDA), 2023)

Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Federación Nacional de Productores de Biocombustibles

*****Las variaciones de mezcla de B6 a B10 se efectuaron de septiembre a diciembre 2019***

Los Ministerios de, Minas y Energía (MME), Ministerios de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR), Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) han emitido algunas regulaciones para promover el uso de biodiésel en otros sectores como el minero y el marino. A través de la Resolución 40188 de 2019, el MME estableció un porcentaje de mezcla del 5% B5 de biodiésel para los vehículos de transporte utilizados en actividades mineras. A su vez la Resolución 40111 de 2021, estableció un porcentaje de mezcla de hasta el 2% de biodiésel B2 para mezclar con diésel marino y electro combustible (diésel destinado a la generación de energía eléctrica) a partir de abril de 2021. También existe un programa piloto regulado a través de la Resolución 40178 de 2020 que permite mezclas voluntaria superiores al 20 por ciento (B20) para el uso de biodiésel en vehículos de transporte de carga. Se estima que cerca de 1.200 vehículos forman parte de este programa implementado principalmente en los departamentos de Antioquia y Cundinamarca.

2.1.3. Biodiésel

El biodiésel en Colombia se produce vía transesterificación del aceite de palma, a enero de 2024, según el Sistema Nacional de Combustibles (SICOM, 2024), el país cuenta con 15 agentes autorizados para la producción de biodiésel, la Tabla 2 muestra los departamentos y municipios donde se

encuentran ubicados cada uno de estos agentes autorizados, de los cuales solo 7 plantas se encuentran en operación actualmente, (Fedebiocombustibles, 2024).

Tabla 2. Listado de agentes de la cadena de combustibles líquidos, Productor biodiésel, enero 2024.

Código SICOM	NOMBRE COMERCIAL	DEPARTAMENTO AGENTE	MUNICIPIO AGENTE	CERTIFICADO POR MME	Capacidad (L/día)
220007	ACEITES MANUELITA S.A.	META	VILLAVICENCIO	SI	120.000
220020	INVERSORA LA PAZ S.A.S	META	SAN CARLOS DE GUAROA	SI	75.000
220005	BIO D S.A.	CUNDINAMARCA	FACATATIVA	SI	240.000
220011	ECODIESEL COLOMBIA S.A.	SANTANDER	BUCARAMANGA	SI	154.123
220021	PLANTA DE PRODUCCION DE BIODIESEL ALPO S.A.S	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	SI	12.000
220023	BIOCOSTA GREEN ENERGY S.A.S.	MAGDALENA	SANTA MARTA	SI	76.820
220006	BIOSC S.A.	MAGDALENA	SANTA MARTA	SI	150.000
220018	ECO FUELS AGRO S.A.S.	ATLANTICO	MALAMBO	SI	N.A
220022	BIOMINERALES DE COLOMBIA SAS	BOGOTA D.C.	BOGOTA, D.C.	SI	N.A
220016	ROMIL DE COLOMBIA ZONA FRANCA SAS	ATLANTICO	BARRANQUILLA	SI	N.A
220015	BIODIESEL DE LA COSTA S.A.S.	ATLANTICO	GALAPA	SI	N.A
220019	BIOCOMBUSTIBLES Y DERIVADOS S.A.S.	ANTIOQUIA	GIRARDOTA	SI	N.A
220012	ODIN ENERGY SANTA MARTA	MAGDALENA	SANTA MARTA	SI	N.A
220004	OLEOFLORES S.A.	CESAR	VALLEDUPAR	SI	N.A
220017	COMPLEJO BIOENERGETICO DE CASTILLA LA NUEVA	META	CASTILLA LA NUEVA	SI	N.A

Adaptado de:(SICOM, 2024)(Fedebiocombustibles, 2024)

La producción de biodiésel de Colombia puede satisfacer una demanda de B10 al país. En 2023, la producción de aceite de palma aumentó por encima de lo proyectado, lo que llevó a una producción de biodiésel de 685.694 toneladas de B100 (Fedebiocombustibles, 2023). La producción de aceite de palma aumentó gracias a mejores prácticas de fertilización, una mayor y mejor distribución de las precipitaciones en las regiones productoras de aceite de palma.

El consumo de biodiésel B10 en el territorio nacional, se abastece totalmente de la producción local para cumplir con los mandatos de mezcla del gobierno, se estima que aproximadamente el 95% de la producción de biodiésel se destina para el sector transporte. (Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USDA), 2023)

Colombia no exporta ni importa biodiésel. Desde 2017, existe un importador autorizado, en este mismo año se realizó un piloto de importación de biodiésel por 5 kton, desde entonces no se han realizado más importaciones de biodiésel (debido a que los precios no han sido atractivos) bajo los códigos arancelarios registrados al momento de la importación HS 382600 (mezclas de biodiésel y diésel por encima de B30 en volumen hasta biodiésel puro de B100) o HS 271020 (aceites de petróleo que contienen hasta un 30 por ciento de biodiésel en volumen).

La industria del biodiésel opera con cierta capacidad de producción no utilizada, especialmente en los primeros semestres de año en donde la demanda de diésel es históricamente baja y aspira a exportar con instalaciones funcionando a plena capacidad. Sin embargo, las perspectivas de acceso a mercados internacionales no son claras, debido a diferentes mecanismos de protección local, en la actualidad los mercados más promisorios son Perú, Brasil y el Reino Unido.

Para el caso de los dos mercados más grandes: Europa y Estados Unidos, el biodiésel de aceite de palma procedente de Colombia tiene pocas oportunidades de venta, debido a restricciones regulatorias y ambientales. El biodiésel de aceite de palma no está aprobado para su uso para cumplir con las obligaciones bajo el Estándar de Combustibles Renovables (RFS) de EE. UU. por lo tanto, el biodiésel colombiano no puede acceder a los Números de Identificación Renovable (RINs).

2.1.4. Bioetanol

La materia prima para la producción de bioetanol en Colombia es la caña de azúcar, este es obtenido después del procesamiento de la caña, fermentación y destilación. Su destino es la oxigenación de gasolina en el mercado nacional, también se obtiene bioetanol, proveniente de importaciones cuyo origen es principalmente de los Estados Unidos, esto con el fin de compensar la producción nacional cumplir con los mandatos de mezcla emitidos por el gobierno nacional.

A enero de 2024, según el Sistema Nacional de Combustibles(SICOM, 2024), el país cuenta con 9 agentes autorizados para la producción de etanol, como lo muestra la Tabla 3

Tabla 3. Listado de agentes de la cadena de combustibles líquidos, Productor bioetanol, enero 2024.

Código SICOM	NOMBRE COMERCIAL	DEPARTAMENTO AGENTE	MUNICIPIO AGENTE	CERTIFICADO POR MME	Capacidad (L/día)
210004	INCAUCA S.A.S	CAUCA	MIRANDA	SI	350.000
210012	BIOENERGY ZONA FRANCA S.A.S.	META	PUERTO LOPEZ	SI	504.000
210008	INGENIO RISARALDA	RISARALDA	BALBOA	SI	100.000
210005	INGENIO PROVIDENCIA S.A.	VALLE DEL CAUCA	PALMIRA	SI	300.000
210006	INGENIO MANUELITA S.A.	VALLE DEL CAUCA	PALMIRA	SI	250.000
210007	MAYAGUEZ S.A.	VALLE DEL CAUCA	CANDELARIA	SI	250.000
210011	DESTILERIA RIOPAILA S.A.S	VALLE DEL CAUCA	ZARZAL	SI	400.000
210010	CORPORACION COLOMBIANA DE INVESTIGACION AGROPECUARIA - CORPOICA	ANTIOQUIA	FRONTINO	SI	N.A
210009	SUMPROCOL S.A.	META	PUERTO LOPEZ	SI	N.A

Adaptado de:(SICOM, 2024)(Fedebiocombustibles, 2024)

De los agentes autorizados mostrados en la Tabla 3, solo 7 plantas se encuentran activas a enero 2024 (Fedebiocombustibles, 2024). De los 14 ingenios azucareros que hay en Colombia, seis (6) tienen refinerías de bioetanol. Estas plantas de bioetanol tienen una capacidad anual de 540 millones de litros y están ubicadas en los departamentos de Risaralda (1), Valle del Cauca (4) y Cauca (1). Las plantas de esta región pueden producir casi todo el año, excepto por un período de 30 a 40 días en que las plantas cierran operaciones por mantenimiento técnico.

Bioenergy es la séptima planta de producción de bioetanol, esta se encuentra en los llanos orientales, en el departamento del Meta, esta destilería obtiene caña de azúcar de 20.000 hectáreas establecidas cerca de la zona. En esta región, las condiciones climáticas sólo permiten la cosecha de caña de azúcar durante ocho meses al año. Esta planta no tiene producción de azúcar, es dedicada a la producción de bioetanol y a la generación de energía eléctrica por cogeneración con bagazo.

En 2022, el sector de bioetanol sufrió un declive en su producción del 2.8%, de 360 a 350 millones de litros, atribuidos a las condiciones climáticas, lluvias excesivas y nubosidad en las regiones productoras, los altos precios del azúcar refinado influyeron en que los productores prefirieran la

producción de azúcar sobre la del bioetanol. Estas circunstancias favorecieron el aumento de las importaciones de bioetanol combustible, también los precios internacionales más bajos, la apreciación del peso colombiano y los aumentos en el precio local del bioetanol. Se espera que Estados Unidos continúe como el principal proveedor.

Para el 2024 se espera que las importaciones de alcohol carburante continúen creciendo, debido a la configuración de los esquemas tarifarios. La mayor parte del bioetanol importado se utiliza para abastecer la costa norte colombiana. Debido a cuestiones geográficas y logísticas, resulta costoso e ineficiente para la industria nacional de bioetanol de Colombia suministrar a la región norte. Cuando los precios internacionales son favorables, los importadores pueden comprar cantidades mayores para abastecer a más ciudades del norte de Colombia. La producción nacional de bioetanol es el proveedor predominante de las regiones del sur y del centro del país. (Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USDA), 2023)

Teniendo en cuenta la información previamente citada y el panorama de los biocombustibles de primera generación en Colombia, se muestra a continuación la matriz energética nacional donde se podrá ver los requerimientos energéticos del país en el marco de una transición energética global.

2.2 Matriz Energética Nacional

La capacidad energética instalada de Colombia en 2021 es de 17,8 GW, proveniente principalmente de la energía hidroeléctrica (67%) y el gas natural (15%), la biomasa y las energías renovables abarcan el 2% de dicha capacidad instalada (Ver Figura 1) (Plazas-Niño et al., 2023).

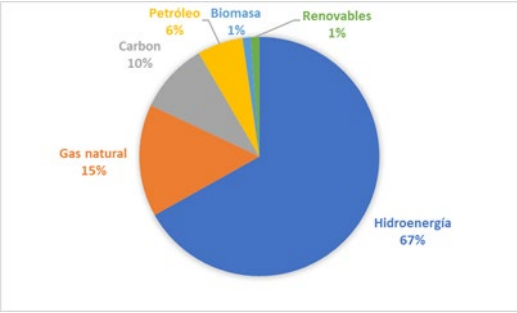


Figura 1. Capacidad instalada en Colombia 2021.

Adaptado de: (Plazas-Niño et al., 2023)

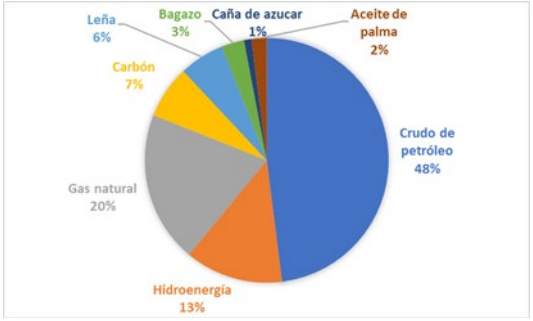


Figura 2. Producción energética total 2021.

Adaptado de: (Plazas-Niño et al., 2023)

En el año 2021, la producción energética del país fue de 1723 PJ[1], de los que el 48% provino de derivados del petróleo, el 20% de gas natural y el 13% de la energía hidroeléctrica. El 3% provino del

[1] Un petajulio (PJ) es una unidad energética que equivale a $1x10^{15}$ julios (J) = ($2,778x10^{8}$ kWh)

bagazo, el 1% de la caña de azúcar y el 2% de la palma de aceite (Ver Figura 2) (Plazas-Niño et al., 2023).

Colombia ha incrementado el consumo de energía de 728 PJ a 1346 PJ entre 1975 y 2019 (85%), dado el crecimiento poblacional y económico (Ver Figura 3) (Plazas-Niño et al., 2023). Mientras en 1975 el principal sector de consumo energético era el residencial con 338 PJ, junto con transporte e industria, en 2019, el sector transporte lidera el consumo energético con 550 PJ, que corresponde al 41% del consumo final con un incremento significativo desde 1975, seguido por el sector industrial y residencial. En el 2019 el sector residencial presenta una reducción en el consumo final de 24% respecto a 1975, esto debido a la sustitución de leña por combustibles más eficientes como la energía eléctrica y el gas natural (Ministerio de Minas y Energía & Unidad de Planeación Minero-Energética, 2023).

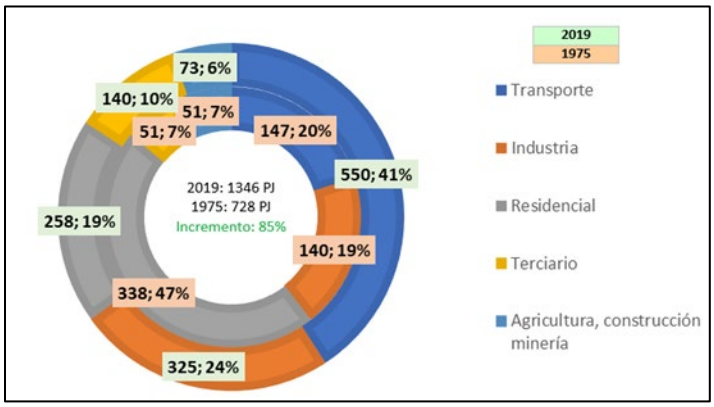


Figura 3. Consumo energético por sector de 1975 y 2019 en Colombia.

Adaptado de: (Ministerio de Minas y Energía & Unidad de Planeación Minero-Energética, 2023; Plazas-Niño et al., 2023)

Entre 1975 y 2019, la oferta de energéticos ha cambiado su composición en relación con optimizaciones tecnológicas y la industrialización. Por ejemplo, la oferta nacional de combustibles líquidos paso de ser de alrededor del 20% en 1975 a 40% en 2019. El diésel incrementó su participación en más de cinco veces por el incremento de su demanda en el sector transporte y la adopción de políticas diferenciadoras de precios con respecto a la gasolina a inicios de los 2000. La energía eléctrica incrementó su participación en más de tres veces y el gas natural en más de 8 veces, como respuesta los procesos de urbanización y a la sustitución de combustibles de baja eficiencia como el bagazo y leña (Ministerio de Minas y Energía & Unidad de Planeación Minero-Energética, 2023).

Para el año 2018, en el sector transporte de Colombia el 91% del consumo de combustibles fue del petróleo y sus derivados, el 3% de gas natural y el 6% de biocombustibles. En el sector industrial, el 29% correspondió a consumo de gas natural, el 28% a carbón, el 20% a biomasa y residuos y el 20% a electricidad. En el sector residencial, el 37% correspondió a biomasa y residuos, el 32% a electricidad, el 20% a gas natural y el 7% a petróleo y sus derivados. De esta forma, la oferta energética para consumo final en el país en el año 2018 fue de 40% para el petróleo y sus derivados, 21% para gas natural, 21% para biomasa y residuos, 16% para electricidad y 9% para carbón (Ministerio de Minas y Energía & Unidad de Planeación Minero-Energética, 2023).

De acuerdo con el Balance Energético Colombiano del 2021, la Figura 4 presenta los siguientes indicadores para energéticos primarios y secundarios en el 2021:

- La oferta interna bruta: disponibilidad de un determinado producto energético para su consumo intermedio o final en el territorio nacional
- La oferta interna para consumo final: evidencia la disponibilidad de un energético con base en la oferta interna y los insumos para transformación
- Consumo final: recoge la sumatoria de las entregas de productos energéticos a consumidores para el desarrollo de sus actividades económicas, bien sea para usos energéticos o no energéticos. Los energéticos utilizados para transformaciones o para consumo propio del sector energético, se excluyen del consumo final

Por un lado, los energéticos primarios son aquellos que se extraen directamente de la naturaleza, tales como: bagazo, carbón mineral, gas natural, hidroenergía, leña, petróleo, residuos (cascarilla de café, cascarilla de arroz, residuos de palma), otros renovables, energía eólica, otros primarios. Mientras que los energéticos secundarios son aquellos que provienen de procesos de transformación de la energía primaria, como: alcohol carburante, biodiésel, carbón leña, coque, diésel oil, auto y cogeneración, energía eléctrica SIN[2], fuel oil, gas natural de alto horno, GLP[3], gasolina motor, gas de refinería, kerosene, jet fuel, otros secundarios.

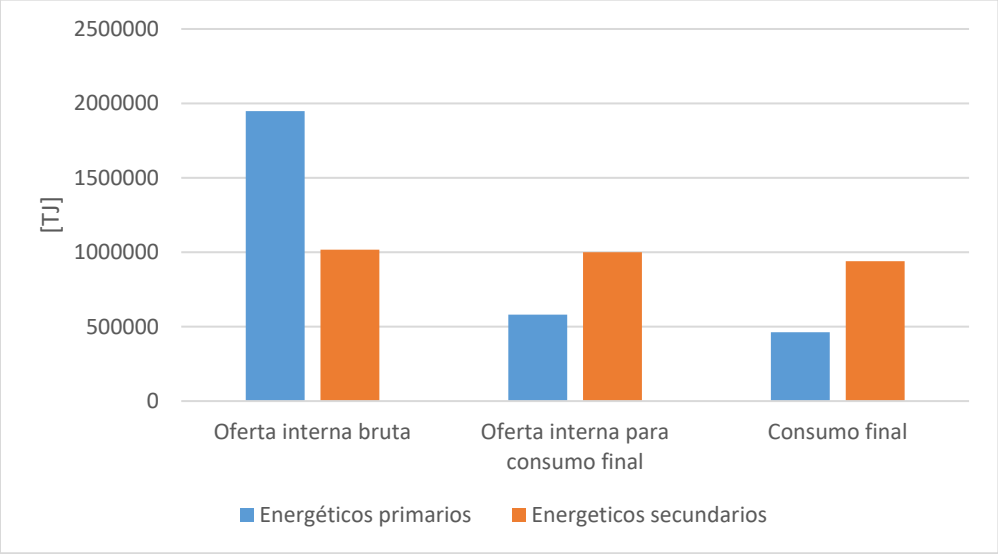


Figura 4. Oferta interna bruta, oferta interna para consumo final y consumo final para energéticos primarios y secundarios según BECO 2021 en TJ.

Adaptado de: (UPME, 2021)

Siguiendo con la Figura 4, la oferta interna bruta de energéticos primarios es mayor que la oferta interna bruta para energéticos secundarios. Sin embargo, el panorama cambia para la oferta interna para consumo final. Teniendo en cuenta esta última, en el país la cantidad ofertada de energía interna para consumo final es levemente superior que la energía realmente consumida o

[2] SIN: Sistema interconectado nacional

[3] GLP: Gas licuado de petróleo

demandada. El consumo final de energéticos primarios fue de 462.180 TJ y 940.220 TJ de energéticos secundarios en el año 2021 (UPME, 2021).

La oferta interna bruta de energía está influenciada entre otros por la extracción primaria o transformación, las importaciones y las exportaciones, que se resumen a continuación para el año 2021:

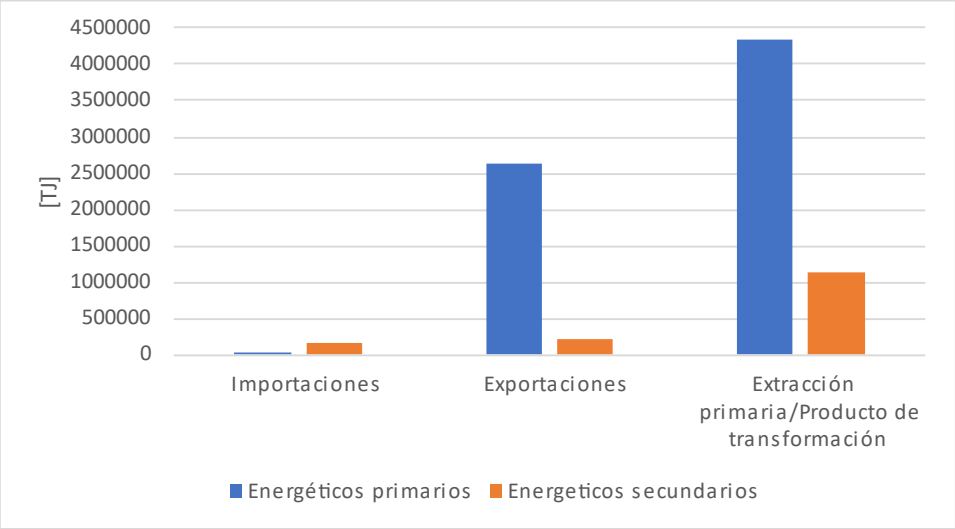


Figura 5. Importaciones, exportaciones y extracción primaria de energéticos primarios y secundarios en 2021 en TJ
Adaptado de: (UPME, 2021)

Según la Figura 5, en el país se importan en mayor medida energéticos secundarios que primarios, pero exportan y extraen o transforman más energéticos primarios que secundarios. Por otro lado, la Figura 6, muestra el consumo final por sector por tipo de combustible en el año 2021. En ella se confirma que en Colombia los sectores de mayor consumo energético son transporte, industria y residencial. En el sector transporte predomina el consumo de energéticos secundarios mientras que en el sector industrial y residencial predomina el consumo de energéticos primarios.

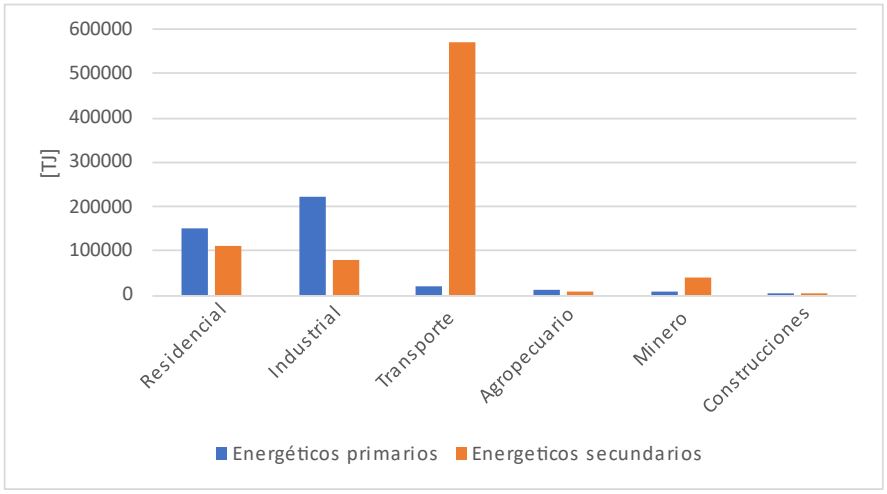


Figura 6. Consumo final por sector por tipo de energético en 2021.

Adaptado de: (UPME, 2021)

De esta forma, dichos sectores tienen el reto de migrar a consumos de energéticos menos carbono intensivos, con biocombustibles adicionales al bioetanol y biodiesel como el biogás, el diésel renovable o el combustible sostenible de aviación.

La Figura 7 y Figura 8 evidencian la extracción primaria[4] de biodiésel y alcohol carburante en Colombia desde 2006 a 2021. La extracción primaria de alcohol carburante (Mezcla de etanol anhidro desnaturalizado con gasolina) en promedio es de 6.883 TJ y 16.736 TJ de biodiésel. La Figura 8 también muestra la extracción de otros combustibles con potencial uso como biocombustibles en el país.

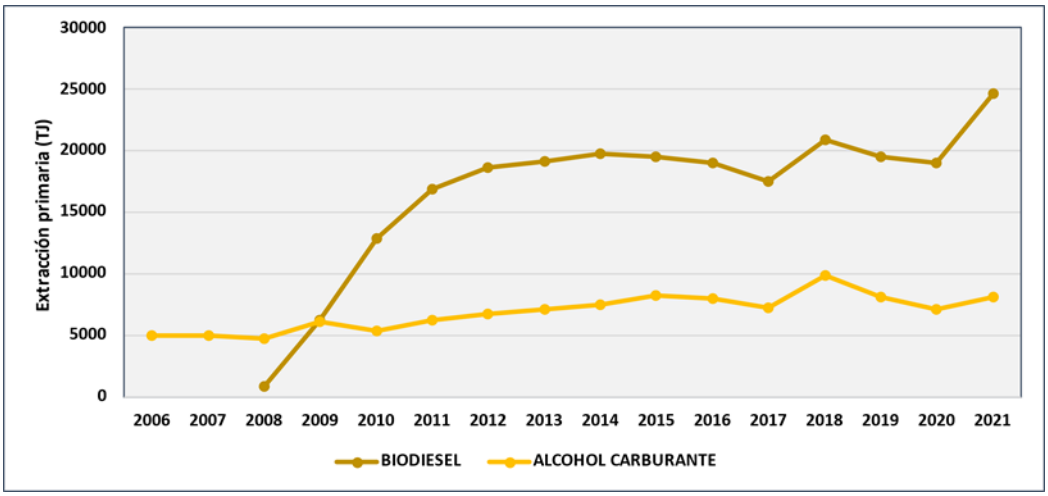


Figura 7. Extracción primaria o producto de transformación de biodiésel y alcohol carburante
Adaptado de: (UPME, 2021)

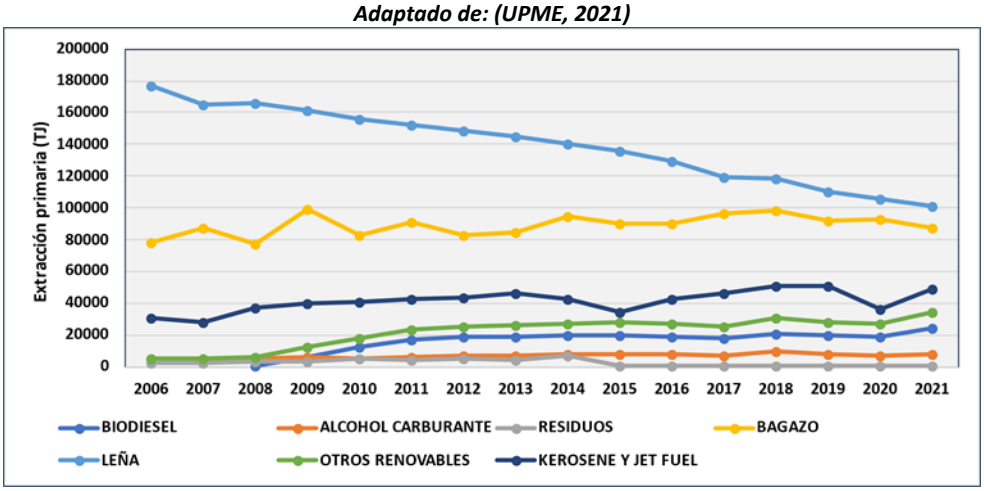
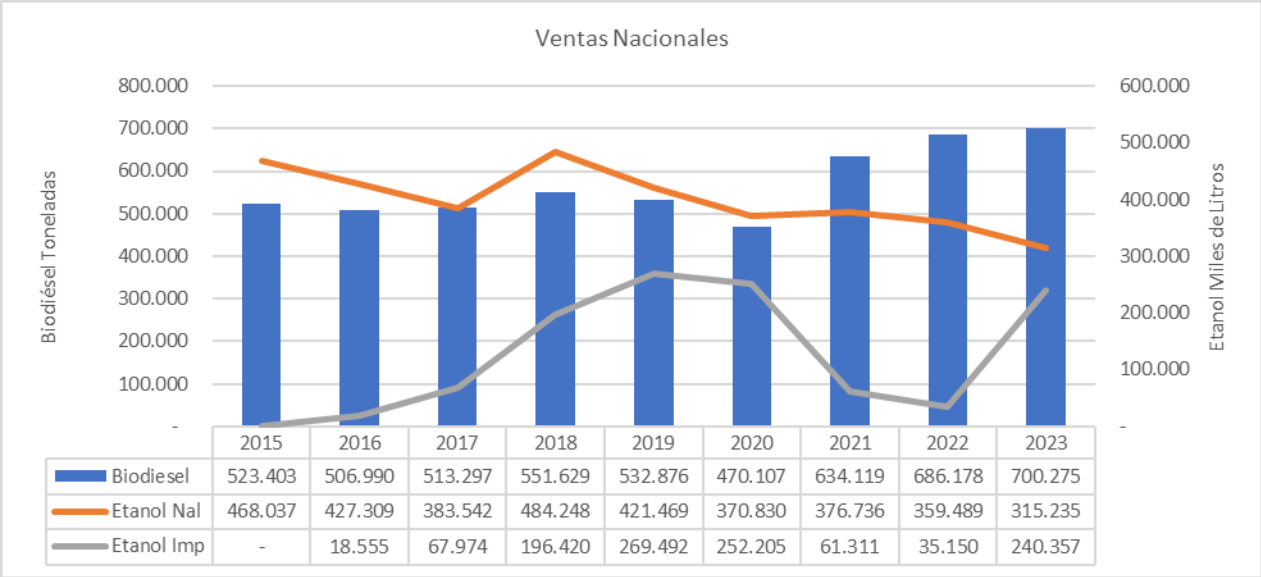


Figura 8. Extracción primaria o producto de transformación de otros combustibles.
Adaptado de: (UPME, 2021)

[4] La extracción primaria refiere a los registros estadísticos de extracción de energéticos primarios como carbón, petróleo o gas natural y datos de producción de energéticos secundarios como los combustibles líquidos y electricidad en centros de transformación.

La Figura 9, muestra las ventas nacionales de biodiésel y las ventas de bioetanol (tanto nacionales como importado) en Colombia desde el año 2015. Las ventas nacionales de bioetanol han venido disminuyendo consistentemente dada las crecientes importaciones del producto, teniendo un pico de ventas en el 2018 alcanzando los 484 miles de litros. Las ventas de biodiésel al no tener competencia extranjera han venido creciendo sostenidamente, especialmente luego de pandemia.



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Biodiesel	523.403	506.990	513.297	551.629	532.876	470.107	634.119	686.178	700.275
Etanol Nal	468.037	427.309	383.542	484.248	421.469	370.830	376.736	359.489	315.235
Etanol Imp	-	18.555	67.974	196.420	269.492	252.205	61.311	35.150	240.357

Figura 9. Ventas nacionales de bioetanol (2015 – julio 2023) y biodiésel (2015 – agosto 2023) en Colombia.

Adaptado de: (Fedebiocombustibles, 2023d)

De acuerdo con la Figura 10, el biodiésel tiene mayor precio que el alcohol carburante, la gasolina corriente E6 y el diésel B10. Su precio presentó una tendencia creciente de marzo del 2021 a marzo de 2022, para luego decrecer desde septiembre de 2022 a octubre 2023 un 30%. Por otro lado, la gasolina corriente E6, ha incrementado su precio desde septiembre de 2022 un 51%. Mientras el alcohol carburante y el diésel B10 presentan un comportamiento constante en su precio desde marzo de 2022.

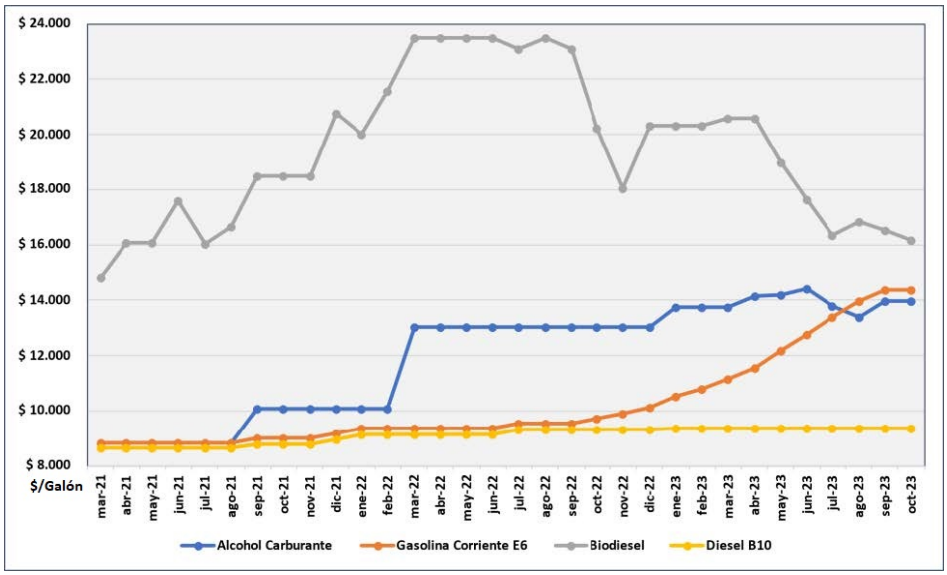


Figura 10. Comportamiento del precio de los biocombustibles por mes respecto a mezclas de combustibles.

Adaptado de: (Fedebiocombustibles, 2023c)

3. Evaluación de las posibles materias primas que pueden ser utilizadas para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación, identificando el potencial de oferta, ubicación geográfica, rendimiento y demás información relevante

Los biocombustibles de segunda generación son considerados como una evolución tecnológica de los biocombustibles de primera generación (como el bioetanol y biodiésel), que se producen a partir de materias primas lignocelulósicas que no compiten con las materias primas alimentarias, estas pueden ser residuos agrícolas, residuos forestales, residuos del sector pecuario, residuos sólidos orgánicos urbanos, cultivos energéticos específicos entre otros.

Colombia, tiene el potencial para el desarrollo de esta categoría de biocombustibles, la inclusión de la biomasa en la canasta energética nacional busca que un país agrícola y pecuario como Colombia, pueda aprovechar los residuos de estas actividades en la generación de electricidad, suministro de biogás, suministro de energía en las zonas rurales y así avanzar en la transición energética promovida por el gobierno nacional. (Infante Villarreal, 2014)

Para la mayoría de la población mundial, las formas más familiares de energía renovable son las que provienen del sol y del viento. Sin embargo, existen otras fuentes de biomasa, como leña, carbón de leño, cascarilla de arroz, bagazo de caña, biomasas residuales del cultivo de palma, que proveen un alto porcentaje de la energía consumida en el mundo y tienen potencial para suplir mayores volúmenes.

El término biomasa residual se refiere a toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales que pueden ser convertidos en energía; o las provenientes de la agricultura (residuos de maíz, café, arroz, plátano, caña, palma), del aserradero (podas, ramas, aserrín, cortezas) y de los residuos orgánicos urbanos (lodos de plantas de tratamiento de aguas negras, basura orgánica de plazas de mercado y otros). Esta es la fuente de energía renovable más antigua conocida por el ser humano, pues ha sido usada desde que nuestros ancestros descubrieron el secreto del fuego.

Desde la prehistoria, la forma la forma más común de utilizar la energía de la biomasa ha sido por medio de combustión directa: quemándola en hogueras a cielo abierto, en hornos y cocinas artesanales e, incluso, en calderas; convirtiéndola en calor para suplir las necesidades de calefacción, cocción de alimentos, producción de vapor y generación de electricidad.

Los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de procesos más eficientes y limpios para la conversión de biomasa en energía; transformándola, por ejemplo, en combustibles líquidos o gaseosos, los cuáles son más convenientes y eficientes. Así aparte de la combustión directa, se pueden distinguir otros dos tipos de procesos: el termoquímico y el bioquímico.

Las fuentes más importantes de biomasa son los campos forestales y agrícolas pues en ellos se producen residuos (rastrojos) que normalmente son dejados en el campo al consumirse sólo un bajo

porcentaje de ellos con fines energéticos. En la agroindustria, los procesos de secado de granos generan subproductos que son usados para generación de calor en sistemas de combustión directa; tal es el caso del bagazo de caña de azúcar, la cascarilla de café y la de arroz. Por otro lado, los centros urbanos generan grandes cantidades de basura compuestas en gran parte, por materia orgánica que puede ser convertida en energía, después de procesarla adecuadamente

En economías de orientación agrícola, como las de los países latinoamericanos, el uso apropiado de la biomasa ofrece una alternativa para reducir los costos de operación por concepto de insumos energéticos; además, es una solución para los problemas higiénico-ambientales que, en muchos casos, presentan los desechos orgánicos.

Las llamadas granjas energéticas, pueden aportar a los requisitos energéticos mundiales, al igual que apoyar a las economías rurales, siendo proveedoras de energía en forma independiente y segura y ambientalmente sostenible. Así, las comunidades rurales pueden ser energéticamente autosuficientes a partir del uso racional de los residuos de biomasa disponible en su localidad.

Actualmente, los procesos modernos de conversión solamente suplen 3% del consumo de energía primaria en países industrializados. Sin embargo, gran parte de la población rural en los países subdesarrollados que representa cerca del 50% de la población mundial, aún depende de la biomasa tradicional, principalmente de leña, como fuente de energía primaria. Este suple, aproximadamente, 35% del consumo de energía primaria en países subdesarrollados y alcanza un 14% del total de la energía consumida en el nivel mundial. (Biomass Users Network (BUN-CA), 2002)

Acorde con el Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia (Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), 2010) y complementando con los datos publicados por la Unidad de Planeación Agropecuaria (UPRA), sobre la producción agrícola y pecuaria al igual que los residuos que puedan provenir de estas actividades, las materias primas que tienen el potencial de ser usadas en la producción de biocombustibles de segunda generación en Colombia se pueden agrupar principalmente en tres (3) sectores mostrados en la Figura 11.

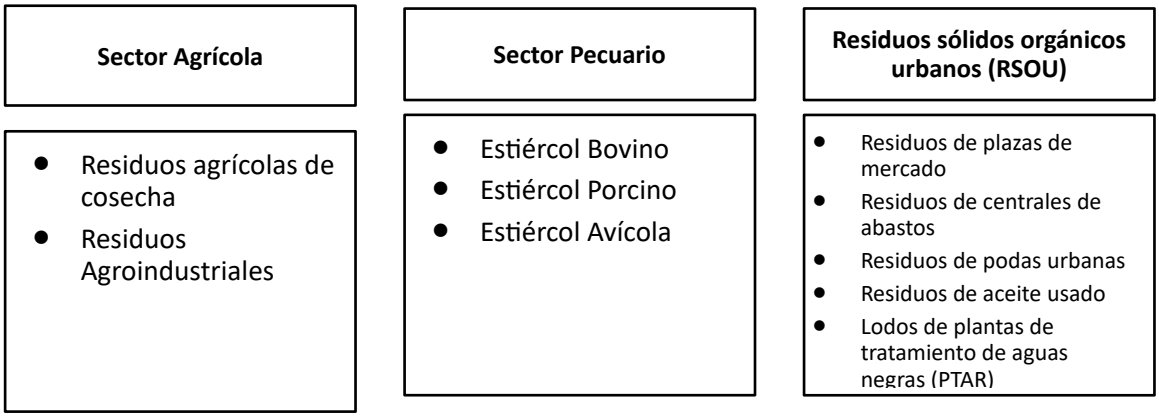


Figura 11. principales Fuentes de biomasa residual en Colombia.

Adaptado de: (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2010)

La selección de las materias primas descritas a continuación se realiza teniendo en cuenta los volúmenes de producción y disponibilidad de ser transformados, estas materias primas lignocelulósicas no compiten con las materias primas alimentarias, pueden ser residuos agrícolas, residuos forestales, residuos del sector pecuario, residuos sólidos orgánicos urbanos, cultivos energéticos específicos, entre otros.

La biomasa, gracias a su naturaleza renovable, representa un potencial sustituto de los combustibles fósiles, su aprovechamiento a nivel industrial representa un gran reto para el país a nivel tecnológico, logístico, social, financiero, legislativo y otros adicionales, hacia la transición energética justa propuesta por el Gobierno Nacional. La selección de las materias primas propuestas obedece a la interacción de las diferentes variables a tener en cuenta las cuales se pueden resumir en la Figura 12 a partir del estudio del año 2023 titulado "Aprovechamiento de la biomasa residual como fuente de energía renovable en Colombia: escenario de gasificación potencial" donde se interconectan cada uno de los procesos a tener en cuenta, desde la selección de la fuente de biomasa hasta su aprovechamiento energético.

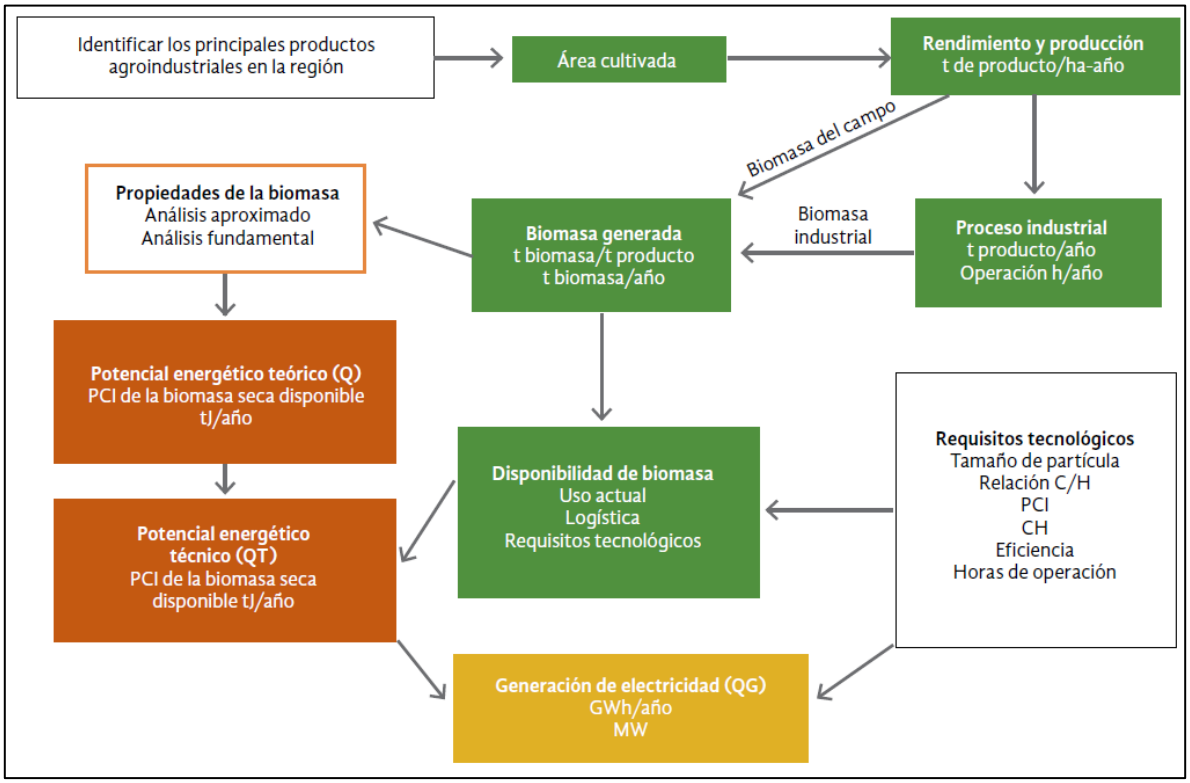


Figura 12. Metodología del potencial energético de la biomasa.

Tomado de: (Pérez-Rodríguez et al., 2022)

A continuación, se muestran cada una de las materias primas con potencial de producción de biocombustibles de segunda generación a partir de biomasa, discriminadas por sector.

3.1. Sector agrícola

La producción de bienes y servicios para la sociedad requiere de una transformación física y química de la materia, dentro de estos procesos se genera la biomasa residual. Existen dos fuentes de

biomasa residual para la producción de energía: las actividades agroindustriales y las actividades sociales de la comunidad.

En referencia a la agroindustria colombiana, en la Tabla 4 se aprecia que entre 2019 y 2022 la mayor producción de cultivos agrícolas fue de plátano con 4’194.232 ton anuales en promedio, seguido por el cultivo de arroz con 3’361.257 ton anuales promedio y la caña de azúcar con 2’644.200 ton anuales promedio (Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA), 2023).

Tabla 4. Producción anual de cultivos agrícolas entre 2019 y 2022 en toneladas.

CULTIVO	2019	2020	2021	2022	Promedio
Plátano	3.960.183	4.135.150	4.220.848	4.460.748	4.194.232
Arroz	3.140.519	3.617.212	3.548.148	3.139.148	3.361.257
Caña azucarera	2.679.916	2.695.809	2.603.761	2.597.314	2.644.200
Papa	2.765.373	2.625.272	2.596.518	2.526.330	2.628.373
Yuca	2.361.412	2.312.804	2.285.725	2.343.514	2.325.864
Forestales	1.947.582	1.835.287	2.006.063	2.099.361	1.972.073
Palma de aceite	1.529.435	1.558.108	1.747.946	1.767.862	1.650.838
Caña panelera	1.165.308	1.327.362	1.273.313	1.363.880	1.282.466
Maíz tecnificado	1.154.519	1.042.130	1.028.354	1.175.088	1.100.023
Café	885.120	833.407	754.620	665.016	784.541
Maíz Tradicional	543.739	598.152	574.160	573.991	572.511
Soya	201.533	185.618	187.038	173.760	186.987
Sorgo	6.230	5.896	5.159	4.848	5.533
Trigo	3.230	2.599	2.863	2.873	2.891

Adaptado de: (Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA), 2023)

En la Figura 13, se resume la producción anual de los cultivos principales del país:

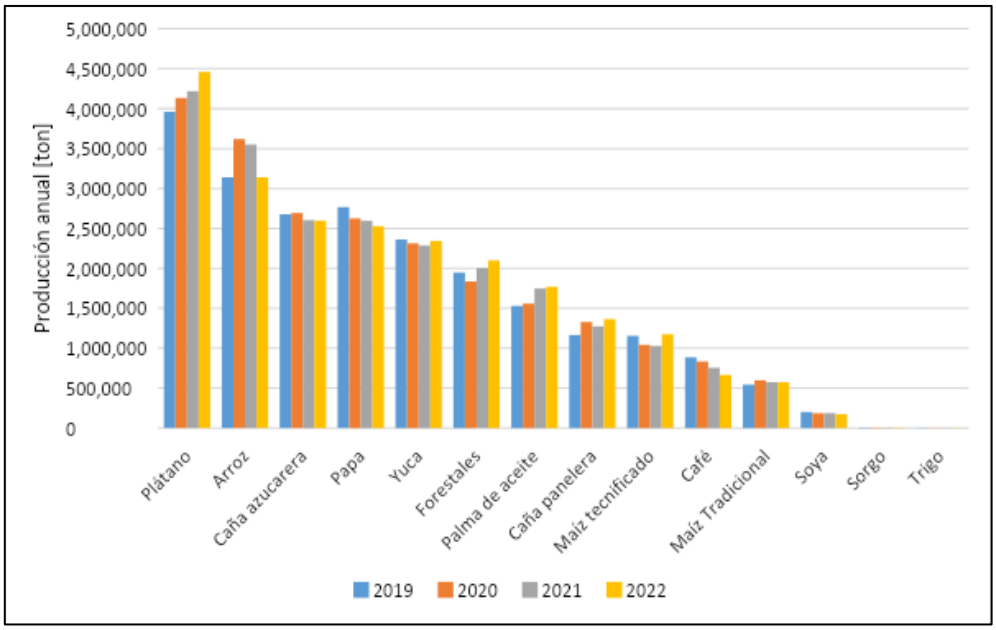


Figura 13. Producción anual de cultivos agrícolas entre 2019 y 2022 en toneladas.

Adaptado de: (Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA), 2023)

Entre 2019 y 2022, la mayor área sembrada por año correspondió a los cultivos de café, arroz, palma de aceite, forestales, plátano y maíz tradicional, mientras que la mayor área cosechada fue de café, arroz, palma de aceite y plátano (Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA), 2023). A continuación, se muestran en la Tabla 5 las áreas de siembra y cosecha por cultivo en dicho periodo:

Tabla 5. Área sembrada y cultivada (ha) para los cultivos principales de Colombia

	ÁREA SEMBRADA (ha)				ÁREA COSECHADA (ha)			
CULTIVO	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
Café	853.698	844.744	840.112	842.399	688.961	701.532	694.361	697.668
Arroz	618.060	681.744	630.743	610.510	591.020	655.980	665.190	576.735
Palma de aceite	567.208	581.391	579.876	576.800	465.366	480.493	482.648	487.076
Forestales	520.522	540.430	528.855	541.899	0	0	0	0
Plátano	438.955	451.735	455.455	460.718	401.246	419.497	429.027	434.723
Maíz Tradicional	350.129	358.500	343.560	318.418	330.176	332.802	317.560	299.971
Caña azucarera	253.971	268.180	265.410	264.753	214.266	217.673	191.453	190.979
Caña panelera	225.817	230.052	234.929	235.782	197.022	210.677	212.875	218.037
Maíz tecnificado	213.083	224.131	226.038	230.336	207.317	215.230	220.276	217.128
Yuca	209.392	218.025	210.546	219.662	197.138	197.946	198.675	201.115
Papa	123.630	121.871	115.429	113.455	128.622	125.426	118.070	114.916

	ÁREA SEMBRADA (ha)				ÁREA COSECHADA (ha)			
Soya	66.149	68.634	72.012	71.865	68.796	67.360	70.204	70.530
Trigo	1.605	1.586	1.543	1.515	1.700	1.498	1.448	1.491
Sorgo	2.493	2.385	2.139	2.108	2.140	2.126	2.192	1.633

Adaptado de: (Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA), 2023)

Teniendo en cuenta las áreas sembradas y cosechadas y la producción anual, el rendimiento de los cultivos agrícolas oscila entre 37 y alrededor de 1 ton por hectárea cosechada en el año 2022. Por ejemplo, el banano de exportación tiene el mayor rendimiento con 36,8 ton/ha, seguido por la papa con 22 ton/ha y la caña de azúcar con 13,6 ton/ha (Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA), 2023). En la siguiente Figura 14 se evidencian algunos rendimientos de cultivo, producción y áreas de siembra y cosecha en 2022:

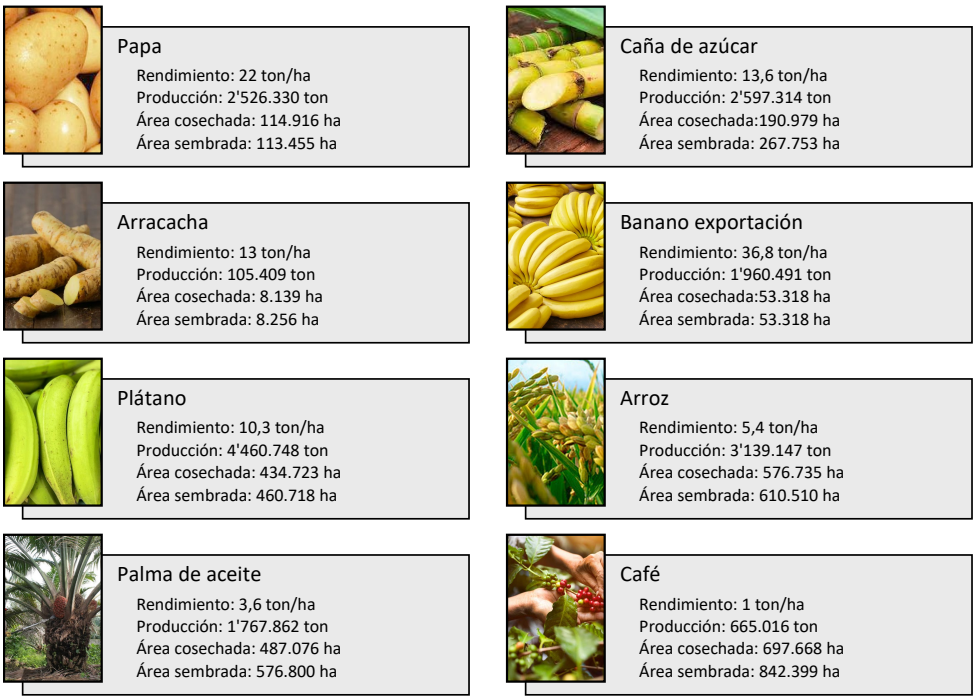


Figura 14.. Rendimientos de producción de cultivos agrícolas en Colombia en el 2022
Adaptado de: (Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA), 2023)

El rendimiento de los cultivos, las áreas disponibles de siembra y de cosecha y la producción anual son aspectos importantes ya que determinan la cantidad de residuos lignocelulósicos y orgánicos disponibles para la producción de biocombustibles de segunda generación. Entre mayor sea el área de siembra y la producción de determinado cultivo, mayor será dicha disponibilidad de residuos como la cascarilla de café o de arroz, la paja de maíz, arroz, trigo, sorgo, las tusas de maíz, el bagazo de la caña, la cáscara de la papa o el plátano, como se verá en la Tabla 10.

La biomasa proveniente del sector agrícola está conformada por: Residuos agrícolas de Cosecha (RAC) que son los subproductos que se generan durante los procesos de recolección y

transformación de las cosechas, ejemplos de ello son los residuos de raquis, cuescos, plantas de palma, frutos en estado de descomposición, hojas, tallos de descarte de las cosechas.

La otra categoría se nomina, residuos agrícolas industriales (RAI), corresponde a las actividades domésticas y las cadenas comerciales o industrias de alimentos que generan grandes volúmenes de residuos orgánicos urbanos. Ejemplo, plantas procesadoras de pulpa de fruta, fabricación industrial de jugos naturales, plantas cerveceras, vinazas de la producción de bioetanol etc.

Esos residuos tienen un gran potencial para la fabricación de biocombustibles de segunda generación, sin embargo, su aprovechamiento depende directamente de la disponibilidad de tecnología y de la facilidad de recolección de los residuos para hacer su aprovechamiento.

La Figura 15, muestra los principales cultivos generadores de biomasa, fueron seleccionados debido a que representan un gran porcentaje en la producción agrícola nacional.

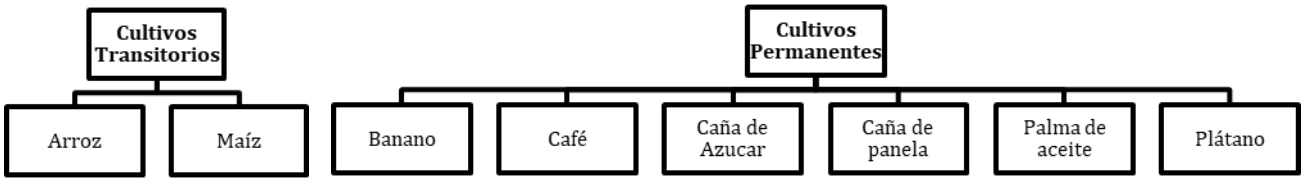


Figura 15. Principales cultivos generadores de biomasa en Colombia.

Adaptado de: (Unidad de Planeación Minero Energética (UMPE), 2010)

En el caso colombiano, el 75% de la biomasa producida en los campos corresponde a RAC (Residuos Agrícolas de Cosechas) y el otro 25% restante a RAI (Residuos agrícolas industriales). De este 75% de los RAC se queda un porcentaje en los campos para proteger el suelo de la erosión y mantener el nivel de nutrientes orgánicos. Los excedentes se usan por ejemplo en la generación de energía como sustituto de la leña, en la producción de vapor, compost o alimento animal.

3.2. Residuos Forestales

Esta clase de material constituye una fuente importante de biomasa, se estima que, para la producción de madera, solo se aprovecha comercialmente un porcentaje cercano al 20%, un 40% se queda en los bosques en forma de ramas y hojas, ayudando a la protección y regeneración del suelo, En 2023, Fedemaderas reportó en su boletín forestal una producción de 3’180.263 m3 de madera para el cierre del 2022, lo que sería equivalente a 1’749.467 toneladas de madera[5].(Fedemaderas: Federación Nacional De Industriales de la Madera, 2023), igual cantidad de madera correspondiente al otro 40% restante se queda en el aserrío en forma de astillas, cortezas y aserrín este material dependiendo de la ubicación, se queda en las montañas donde se encuentra el aserrío, en otros casos es usado como combustible en hornos de secado de madera, este material también es usado en el proceso de fabricación de tableros aglomerados. (Biomass Users Network (BUN-CA), 2002).

[5] El factor 0,55 t = 1 m3, representa el peso promedio de la madera, el que puede variar en más o menos un 20% dependiendo de la especie, contenido de humedad, edad y otros. (Instituto Forestal de Chile - INFOR, 2024)

Teniendo en cuenta la producción de madera del 2022, las cantidades de biomasa proveniente de la industria maderera con potencial de transformación a biocombustibles de segunda generación se pueden observar en la Tabla 6:

Tabla 6. Potencial de biomasa proveniente de la industria forestal 2022.

producción nacional de madera 2022				
	20% producto final	**100% madera inicial (madera en bosques)**	**40% residuos (ramas hojas tallos) quedan en bosque**	**40% residuos de corte que quedan en el aserradero**
m3	3,180,850	15,904,250	6,361,700	6,361,700
Toneladas	1,749,467	8,747,335	3,498,934	3,498,934
			Total toneladas	**6,997,868 ± 20%***

*** ± 20% debido al factor de conversión explicado en[5]**

Elaboración propia a partir de los datos de:(Fedemaderas: Federación Nacional De Industriales de la Madera, 2023)(Instituto Forestal de Chile - INFOR, 2024)

En el año 2022 en el país hubo una producción de 6´997.868 ± 20% toneladas de residuos de forestales con potencial de ser transformados en biocombustibles de segunda generación.

3.3. Cultivos energéticos

Este tipo de cultivos corresponden a aquellas plantas que son cultivadas con el fin especifico de producir energía, son plantas de crecimiento rápido, pero también de tardío rendimiento y poco mantenimiento, en algunos casos son arbustos que son podados durante su crecimiento para extender la capacidad de cosecha en la plantación. Algunos ejemplos de estos cultivos son la palma de aceite, girasol, la soya, la higuerilla, jatropha, el maní y plantas acuáticas que se emplean en la producción aceites y posterior transformación a combustibles líquidos como el biodiésel.

Para la producción de bioetanol se utilizan cultivos energéticos como la caña de azúcar, el maíz, sorgo, remolacha, yuca y trigo.

Actualmente en Colombia se cuenta principalmente con dos cultivos agro-energéticos importantes, la caña de azúcar para la producción de bioetanol y la palma de aceite para la obtención de biodiésel

Adicionalmente, este tipo de cultivos pueden llegar a servir para controlar la erosión y degradación en los terrenos, además brindan un beneficio adicional a los agricultores dado que las plantas generadoras de energía se requieren para la producción estable de biocombustible durante todo el año, a diferencia de otros ingresos a partir de productos estacionarios que suelen tener los agricultores (ejemplo: café, maíz, carne leche) donde sus ingresos pueden fluctuar por diferentes factores como variaciones climáticas, fluctuaciones del mercado aumento de costo en los insumos, entre otros. Estadísticas de producción de biomasa a partir de estos cultivos se muestra en la Tabla 10.

3.4. Sector Pecuario

Este sector incluye los subsectores bovino, porcino y avícola, como se observa en la Figura 16, en donde sus sistemas de producción generan grandes cantidades de residuos de estiércol, cama de animales y material orgánico proveniente del beneficio animal.

Este tipo de materias primas es una fuente importante de biomasa residual, la cual se caracteriza por:

- Alto contenido de humedad (lo cual dificulta su aprovechamiento energético)
- Durante el proceso de remoción de humedad, el material se fermenta emitiendo vapores, gases y compuestos orgánicos volátiles (COV)
- Dependiendo del tipo de proceso, el material se obtiene en estado sólido.
- Posee gran cantidad de nutrientes orgánicos como nitrógeno y fósforo. Lo cual hace del material aprovechable en fertilización de suelos y generación de biogás, pero a su vez si esta materia orgánica llega a contaminar cuerpos de agua puede causar eutrofización de las aguas.

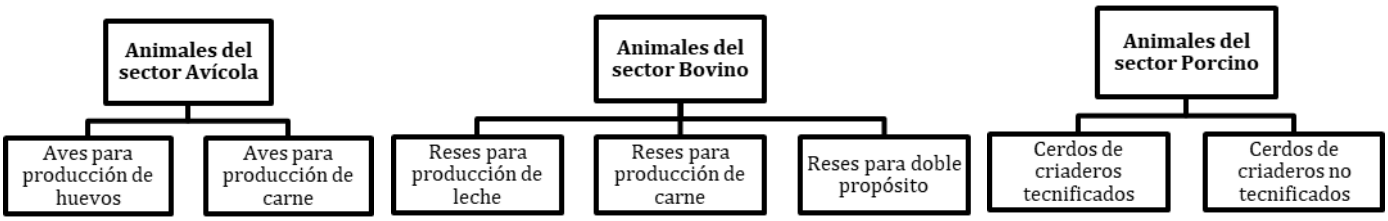


Figura 16 Animales del sector pecuario generadores de biomasa.

Adaptado de: (Unidad de Planeación Minero Energética (UMPE), 2010)

3.5. Sector Residuos Sólidos orgánicos urbanos (RSOU)

Este sector incluye los residuos generados por la población urbana en grandes ciudades y pequeñas concentraciones de viviendas humanas, la biomasa proviene de centrales de abastos, plazas de mercado, poda de zonas verdes humanas, fábricas procesadoras de alimentos, lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales, plantas cerveceras entre otras actividades.

Cuando su componente orgánico se descompone, generan emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV), metano y dióxido de carbono, que contribuyen al efecto invernadero, por su naturaleza esta biomasa posee un potencial energético.

A continuación, se mencionan algunas características físicas y químicas de la biomasa al igual que las consideraciones a tener en cuenta para que tenga potencial energético.

3.6. Características de la biomasa.

Estas características son la base para determinar la factibilidad técnica y economía de un proceso de conversión de biomasa en energía, por ello es necesario considerar variables como composición, recolección y transporte, volúmenes, para así determinar las rutas de conversión de biomasa en biocombustibles, con las proyecciones económicas y ambientales esperadas.

Tipo de Biomasa: el origen de la biomasa determina el proceso de conversión, por ejemplo, residuos agroforestales pueden ser usados en combustión directa o procesos termoquímicos, los residuos animales por su alto contenido de humedad y nitrógeno se usan en procesos anaerobios para la producción biogás. El estado físico de la biomasa puede clasificarse según el tipo de recurso como es mostrado en la Tabla 7:

Tabla 7. Algunos tipos de biomasa y sus características físicas, disponibles en Colombia.

Fuente generadora de biomasa	Tipo de residuo	Características físicas
Residuos Forestales	Restos de plantaciones: ramas, corteza, raíces	Sólido, HR*>55%
	Restos de aserrío: corteza, aserrín, astillas	Polvo, sólido, HR>50%
	Restos de ebanistería: aserrín, trozos, astillas	Polvo, sólido, HR 30-45%
Residuos agropecuarios	Cáscara y pulpa de frutas y vegetales	Sólido muy húmedo
	Cáscara y polvo de granos secos	Polvo, HR <25%
	Estiércol	Sólido muy húmedo
	Tallos, hojas, cáscaras, maleza, pastos	Sólido HR >55%
Residuos industriales	Pulpa y cáscara de frutas y vegetales	Sólido moderadamente húmedo
	Residuos de procesamiento de carnes	Sólido muy húmedo
	Aguas de lavado de carnes y vegetales	Líquido
	Grasas y aceites vegetales	Líquido grasoso
Residuos urbanos	Lodos del tratamiento de Aguas negras	Líquido
	Desechos domésticos orgánicos	Sólido muy húmedo
	Basura orgánica	Sólido muy húmedo

**HR: Humedad relativa*

Adaptado de: Biomass Users Network (BUN-CA), 2002)

3.6.1. Características químicas y físicas.

La biomasa está compuesta principalmente por átomos de carbono, nitrógeno, hidrogeno y oxígeno, elementos que entran en las reacciones exotérmicas que ocurren cuando el residuo libera energía. La compresión de la composición de la biomasa es fundamental a la hora de seleccionar una tecnología para su aprovechamiento energético, lo cual hace necesario tener presente las características químicas y físicas de la biomasa, esta información puede obtenerse a partir de los parámetros listados en la Tabla 8 y Figura 17.

Tabla 8. Tipos de análisis químicos disponibles para la caracterización de Biomasa.

Nombre análisis	Información proporcionada
Último o Elemental	Porcentaje en peso de oxígeno (O_2), carbono (C), hidrogeno (H_2), azufre (S) y nitrógeno (N_2)
Próximo	Contenido de carbono fijo, material volátil y cenizas
Estructural	Cuantificar contenido de: Lignina, Celulosa y hemicelulosa

Elaboración propia, Adaptado de: (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2010)

Algunas de sus principales características físicas se muestran en la Figura 17.

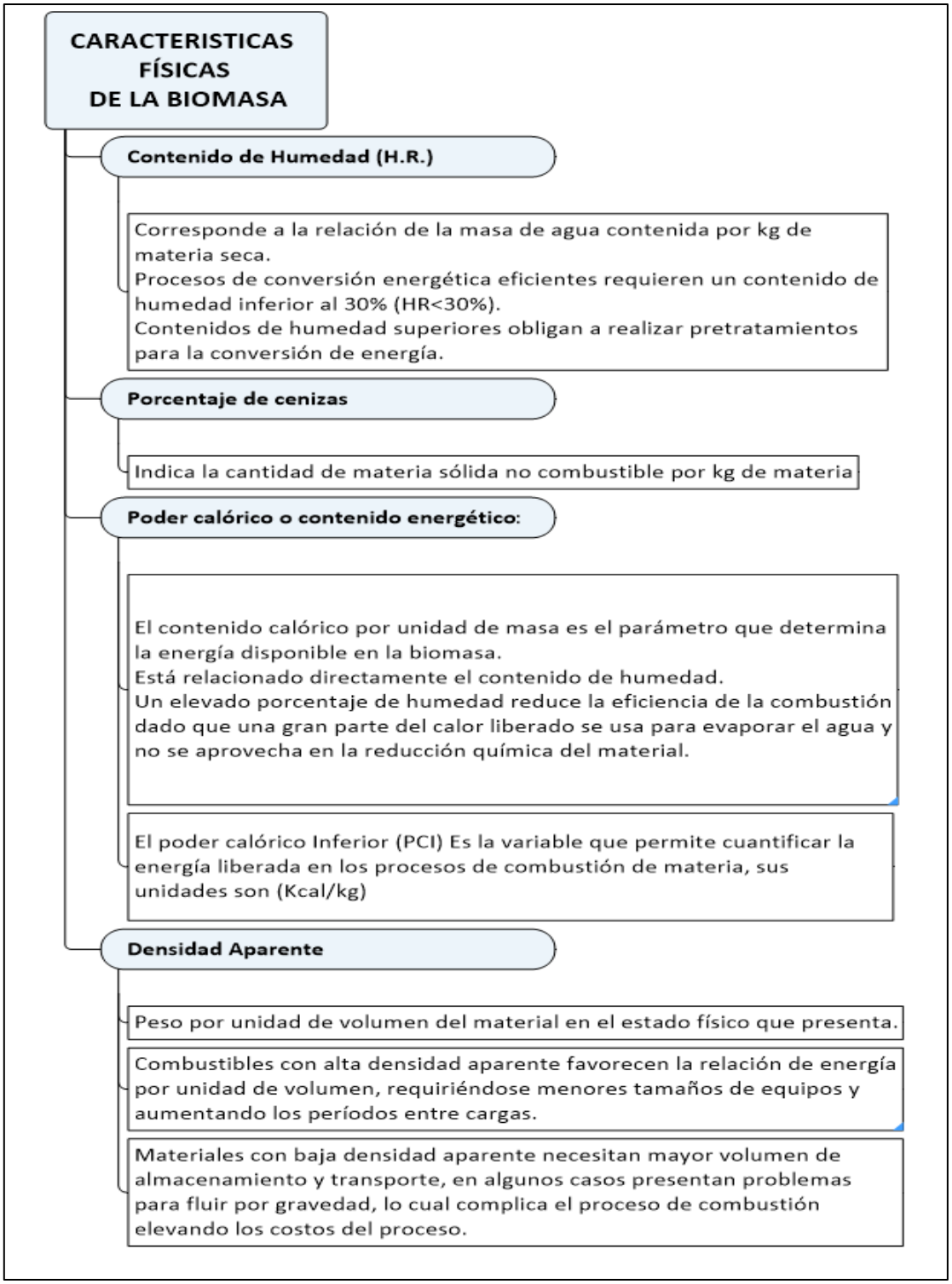


Figura 17. Características físicas de la biomasa.

Elaboración propia, adaptado de: Biomass Users Network (BUN-CA), 2002)

Una de las características más importantes de los combustibles es su contenido energético, el cual determina su transformación y uso, el poder calorífico inferior (PCI) permite cuantificar la energía liberada en los procesos de combustión de la materia.

La Tabla 9, muestra el poder calorífico inferior (PCI) para algunas de las materias primas más comunes encontradas en Colombia.

Tabla 9. Poder calorífico Inferior para algunos tipos de biomasa producida en Colombia.

Sector	Fuente de biomasa	Tipo residuo	PCI MJ/Kg*	PCI MJ/Kg**	Factor de emisión CO_2**	
					Kg CO_2 / TJ	$KgCO_2$/Ton
Agrícola	Palma de aceite	Cuesco	16.750	16.771	104850.546	1758.445
		Fibra	17.951	16.640	112371.945	1869.837
		Raquis	16.888	18.297	107438.33	1965.839
	Caña de azúcar	Rac	15.473	N/A	N/A	N/A
		Bagazo	18.715	14.473	112929.718	1664.917
	Caña para panela	Bagazo	18.715	N/A	N/A	N/A
		Hojas secas	16.829	N/A	N/A	N/A
		Rac	15.473	N/A	N/A	N/A
	Café	Pulpa	17.888	N/A	N/A	N/A
		Cisco	1.861	17.926	104410.901	1871.669
		Tallos	18.413	N/A	N/A	N/A
	Maíz	Rastrojo	14.402	N/A	N/A	N/A
		Tusa	1.424	N/A	N/A	N/A
		Capacho	16.023	N/A	N/A	N/A
		Hojas secas	17.951	N/A	N/A	N/A
	Arroz	tamo	13.075	N/A	N/A	N/A
		Cascarilla	15.133	14.953	103875.939	1553.251
	Banano	Raquis	7.598	N/A	N/A	N/A
		Vástago	8.534	N/A	N/A	N/A
		Rechazo	10.450	N/A	N/A	N/A
	Plátano	Raquis	7.594	N/A	N/A	N/A
		Vástagos	8.534	N/A	N/A	N/A
Pecuario	Avícola	Ponedoras	9.442	N/A	N/A	N/A
		Engorde	15.309	N/A	N/A	N/A
	Bovino	Leche	11.764	N/A	N/A	N/A
		Doble propósito	1.546	N/A	N/A	N/A
		Carne	15.889	N/A	N/A	N/A
	Porcino	Tecnificado (crianza en corrales, con espacio limitado, control sanitario, registros, mayor control de residuos)	25.406	N/A	N/A	N/A
		No tecnificado (crianza de cerdos de forma artesanal, en granjas y con libertad de movimiento)	17.485	N/A	N/A	N/A

Sector	Fuente de biomasa	Tipo residuo	PCI MJ/Kg*	PCI MJ/Kg**	Factor de emisión CO_2**	
					Kg CO_2 / TJ	KgCO_2/Ton
Residuos Sólidos Orgánicos Urbanos (RSOU)	Plaza mercado	Sólido orgánico	16.750	N/A	N/A	N/A
	Centro acopio	Sólido orgánico	17.951	N/A	N/A	N/A
	Poda	Sólido orgánico	16.888	N/A	N/A	N/A

Adaptado de: (Biomass Users Network (BUN-CA), 2002)

***valores reportados por: Atlas del potencial energético de la biomasa residual de Colombia 2010**
**** valores reportados por: Calculadora de Emisiones UPME(Unidad de Planeación Minero energética (UPME), 2023)**

Los sectores productores de biomasa con potencial de ser transformada en biocombustibles de segunda generación son: Pecuario, agrícola, forestal, urbano e industrial. Según el estudio "Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento" (Velásquez et al., 2016) los residuos de biomasa y su potencial producción se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Biomasa residual en algunos sectores productivos de Colombia.

Sector	Biomasa	Biomasa t/año
Agrícola		
Arroz	Paja	2.078.073
Banano	Fruto de rechazo	2.067.945
Café pulpa	Pulpa	298.996
Café mucilago	Mucilago	102.243
Café borra	Borra	18.532
Maíz	Caña (tallo de la planta de maíz)	912.659
Palma de aceite	Laguna de oxidación	6.709.985
Plátano	Fruta de rechazo	23.816.051
Caña de azúcar	Bagazo	6.972.609
Caña panelera	Bagazo	364.066
Pecuario		
Avícola	Estiércol	6.518.975
Porcicola	Estiércol	2.745.392
Bovino	Estiércol	83.947.181
Urbano		
Residuos sólidos urbanos	Residuos sólidos orgánicos	9.845.875
Lodos PTAR	Lodos	19.422.647
Industrial		
Lácteo	Grasas/ Lodos	37.125
Cervecería	Lodos	789.230
Destilería	Vinazas	9.587.333
Matadero	Rumen	103.581

Adaptado de: (Velásquez et al., 2016)

3.7. Distribución Geográfica De Las Materias Primas

La distribución geográfica de las materias primas con potencial transformación a biocombustibles de segunda generación se encuentra registrada en dos estudios contratados por la Unidad De Planeación Minero-Energética UPME, el primero realizado en el año 2010, titulado "Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia", 2010 (Unidad de Planeación Minero Energética (UMPE), 2010), El segundo de ellos corresponde al estudio del año 2016 titulado Estimación del Potencial de Conversión a Biogás de la Biomasa en Colombia y su Aprovechamiento (Velásquez et al., 2016)

Se compila la presentación de los mapas incluyendo los sectores mencionados en la Tabla 10 complementados con las estadísticas encontradas en los datos reportados por diferentes instituciones gubernamentales y de las agremiaciones privadas, estadísticas correspondientes al año 2023.

Sector Pecuario

La distribución del potencial de biomasa producida a partir de residuos de la actividad del sector pecuario se divide en 3 subsectores, Bovino, Avícola y Porcino. Dentro de los mapas mostrados a continuación se puede extraer información referente a las zonas de producción, cantidad de estiércol generado y potencial energético para las actividades bovino, avícola y porcina. Dada la naturaleza fisicoquímica de este tipo de biomasa tiene el potencial en la generación de biogás en las zonas rurales del país.

3.7.1. Sector Bovino

La Figura 18 muestra la distribución de la población bovina por departamentos en Colombia, para el año 2023. La Figura 19 muestra las zonas de potencial generación de estiércol bovino.

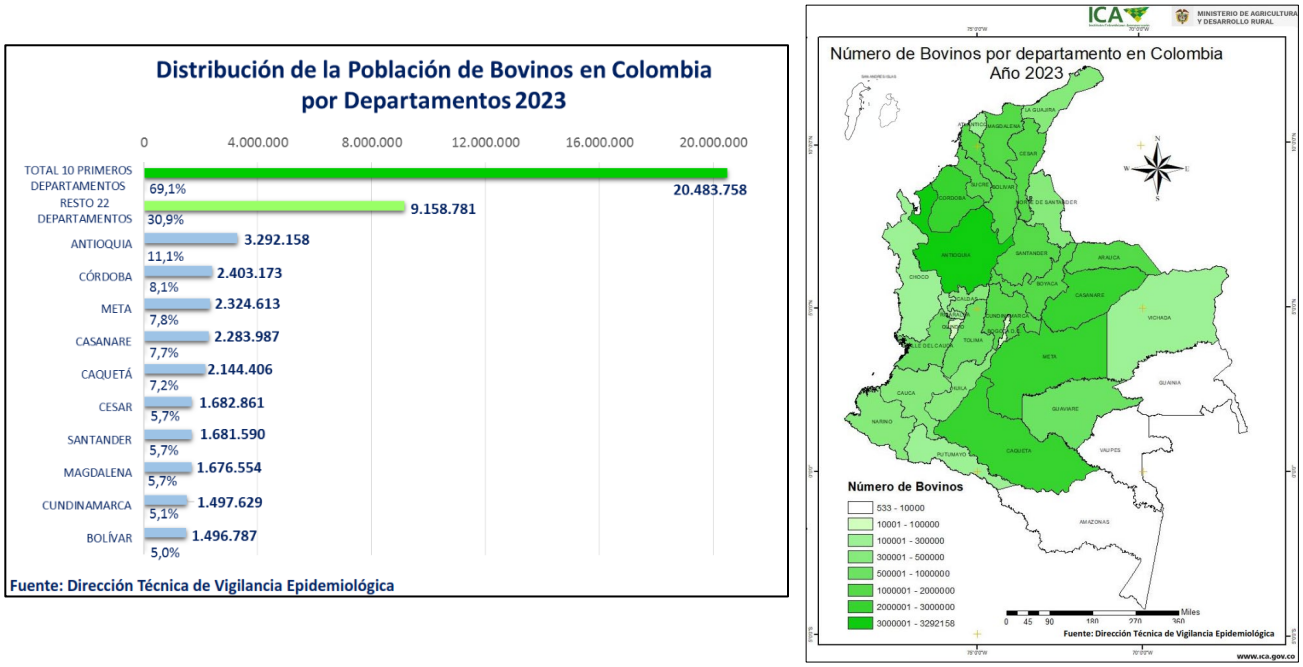


Figura 18. Distribución de la población bovina por departamentos en Colombia, 2023.

Tomado de: (Instituto Colombiano Agropecuario (ICA), 2023)

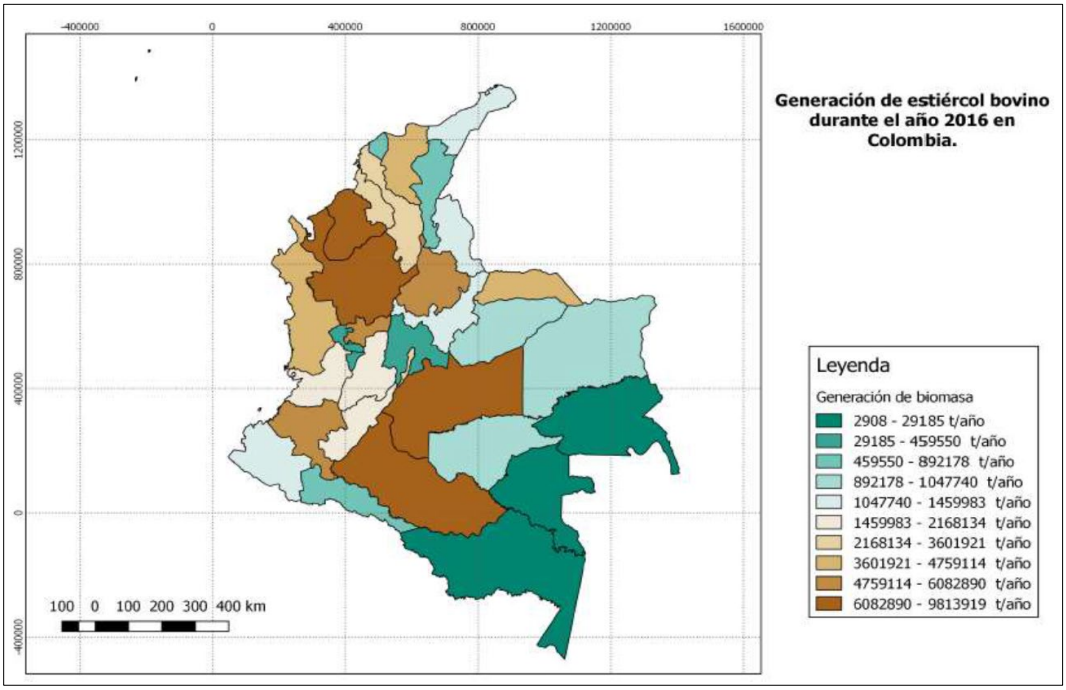


Figura 19. Generación de estiércol Bovino en Colombia, 2016.
Tomado de: (Velásquez et al., 2016)

3.7.2. Sector Avícola

La Figura 20 muestra la distribución de la población avícola por departamentos en Colombia, para el año 2023. La Figura 21 muestra las zonas de potencial generación de estiércol avícola.

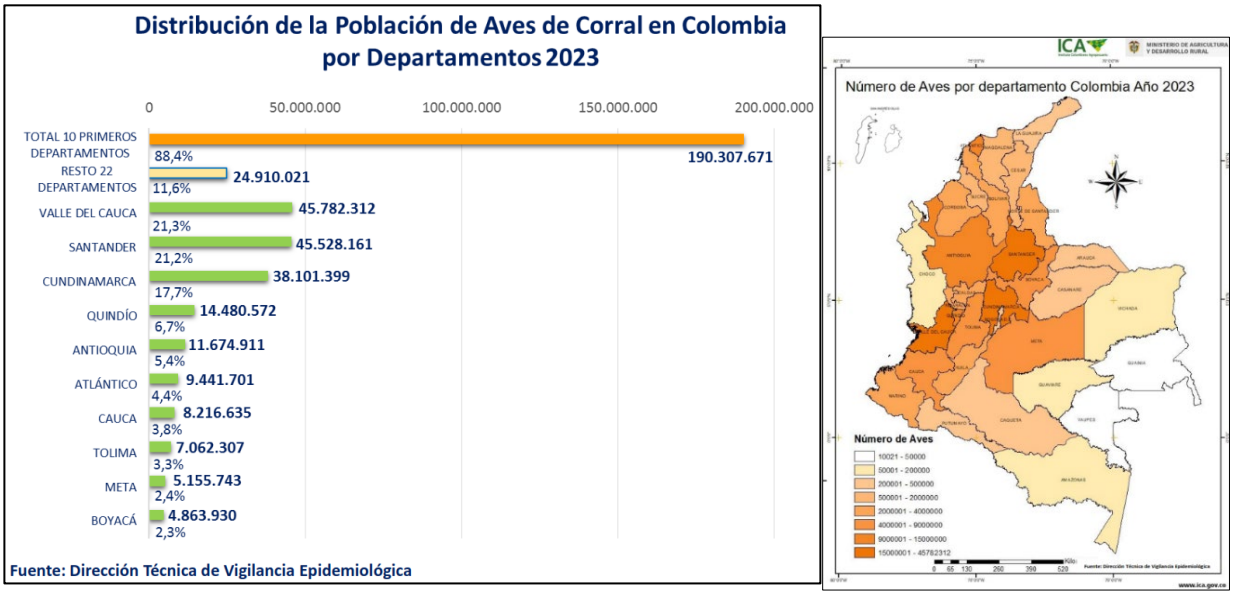


Figura 20. Distribución de la población avícola por departamentos en Colombia, 2023.
Tomado de: (Instituto Colombiano Agropecuario (ICA), 2023)

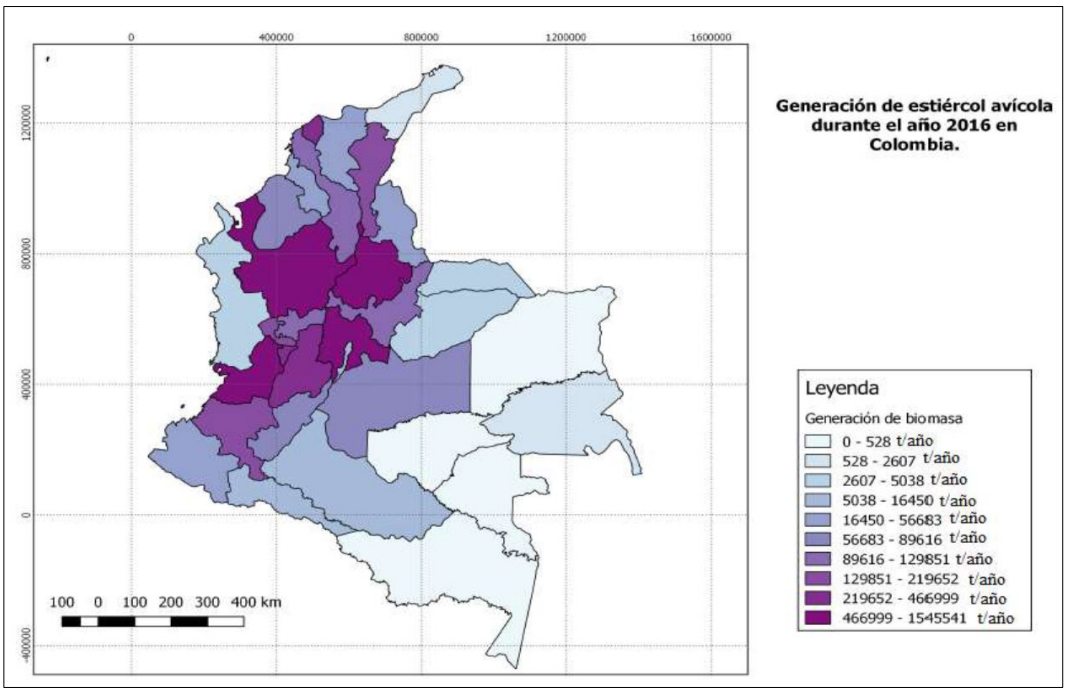
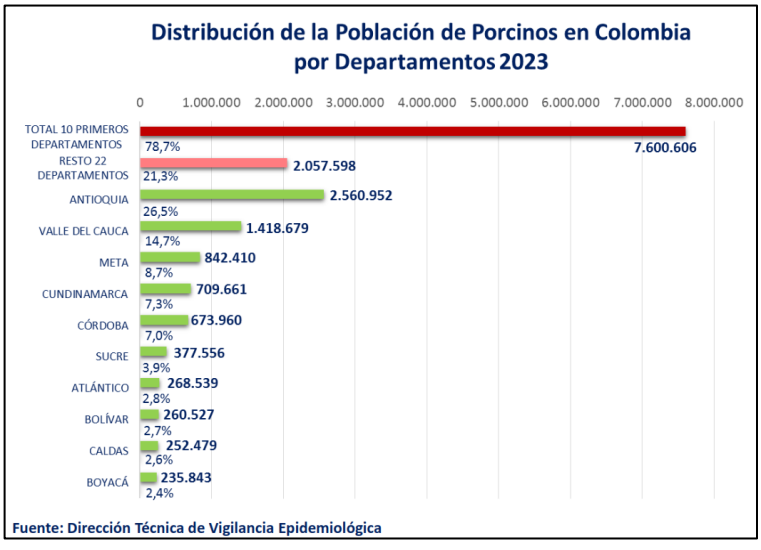


Figura 21. Generación de estiércol avícola en Colombia, 2016.
Tomado de: (Velásquez et al., 2016)

3.7.3. Sector Porcícola

La Figura 22 muestra la distribución de la población Porcícola por departamentos en Colombia, para el año 2023, La Figura 23 muestra las zonas de potencial generación de estiércol porcino.



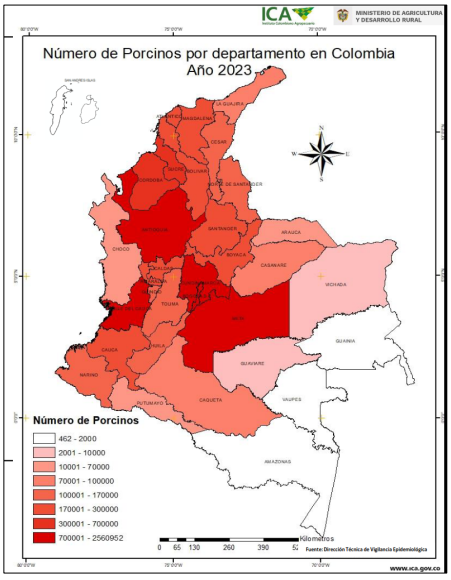


Figura 22. Distribución de la población Porcícola por departamentos en Colombia, 2023

fuente: (Instituto Colombiano Agropecuario (ICA), 2023)

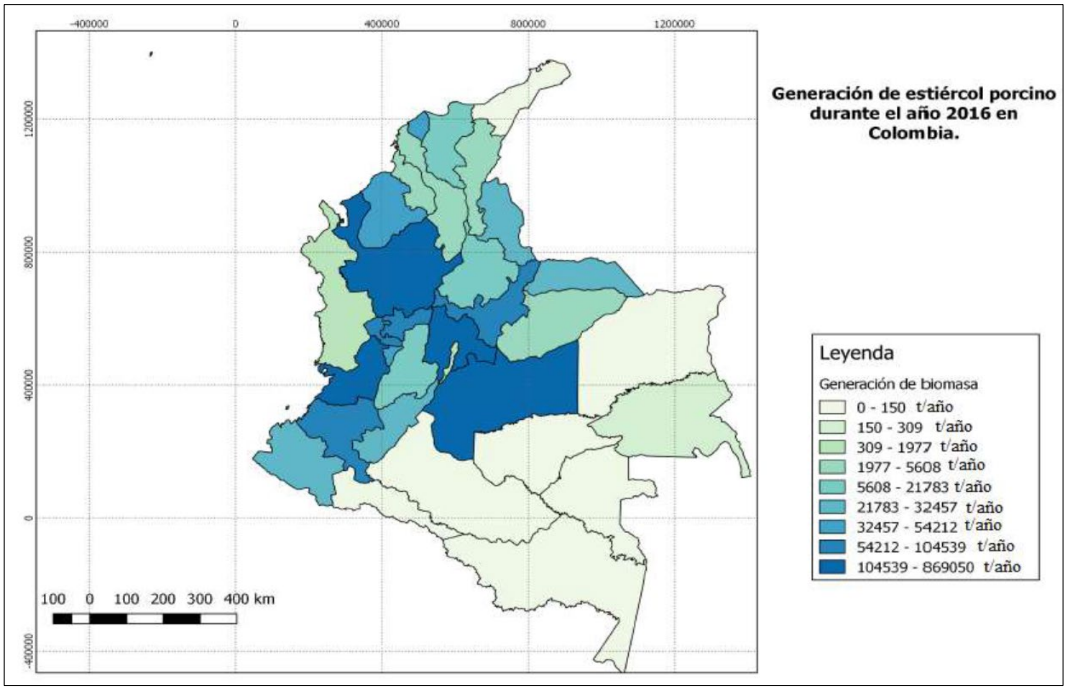


Figura 23. Generación de estiércol porcino en Colombia, 2016.

Tomado de: (Velásquez et al., 2016)

3.7.4. Sector Agrícola

El sector agrícola, es quizá el sector con mayor potencial en el desarrollo de tecnologías y producción de biocombustibles de segunda generación, tal cual como se ha venido implementando hace años a nivel mundial y local con los biocombustibles de primera generación a través de los cultivos energéticos de caña de azúcar y palma de aceite para la generación de bioetanol carburante y biodiésel respectivamente.

3.7.5. Cultivos energéticos

En Colombia se cuenta con dos cultivos energéticos para la obtención de biocombustibles de primera generación, uno de ellos es el cultivo de caña de azúcar, del cual sus subproductos pueden ser aprovechados en la producción de biocombustibles de segunda generación, acorde con lo mostrado en las Figura 24 y Figura 25.

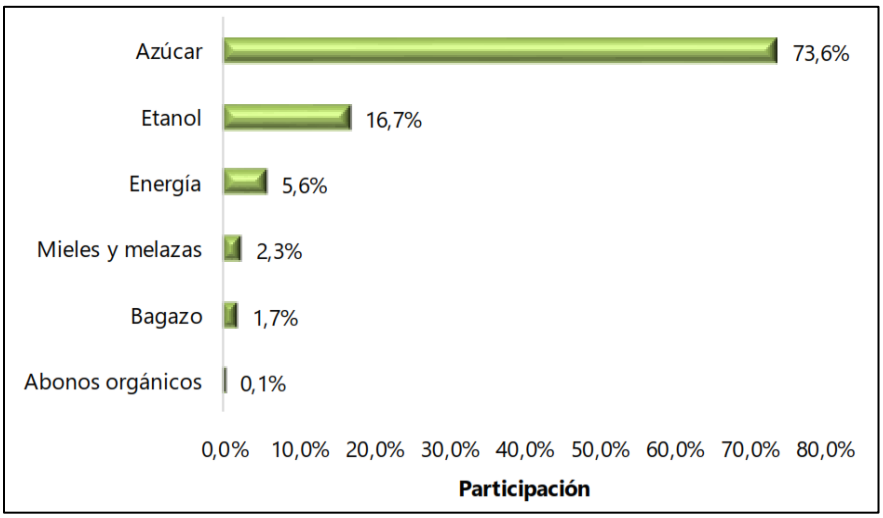


Figura 24. Participación porcentual promedio de la producción en el primer nivel de transformación, Agroindustria de la caña de azúcar 2014 – 2019

Tomado de:(Departamento Nacional de Estadística DANE, 2019)

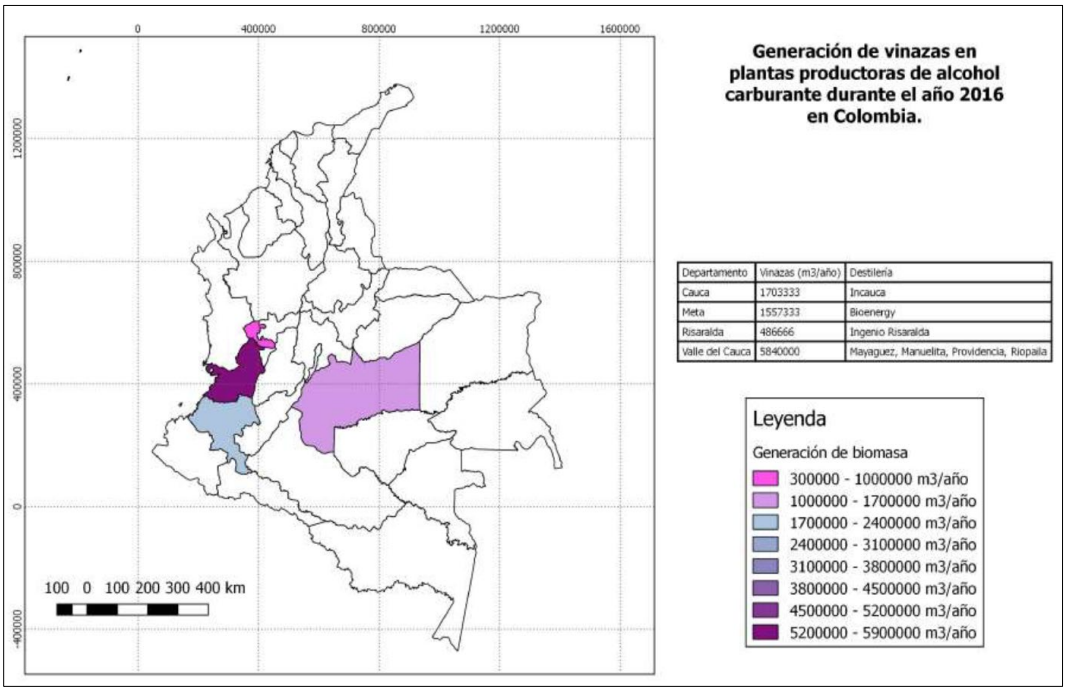


Figura 25. Generación de vinazas en plantas productoras de alcohol carburante, 2016.

Tomado de: (Velásquez et al., 2016)

Otro de los cultivos energéticos en Colombia es el de la palma de aceite, del cual se extrae el aceite y uno de los productos obtenidos de este es el biodiésel, los residuos líquidos provenientes de la extracción del aceite contienen una alta carga orgánica con un potencial energético aprovechable como se muestra en las Figura 26 y Figura 27.

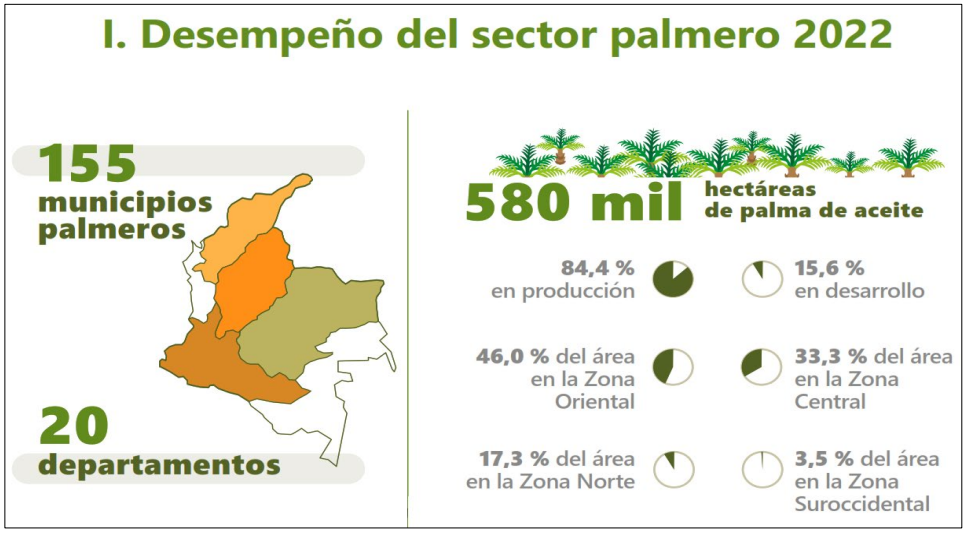


Figura 26. Regiones del país con cultivos de palma de aceite.

Tomadode:(Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite, 2022)

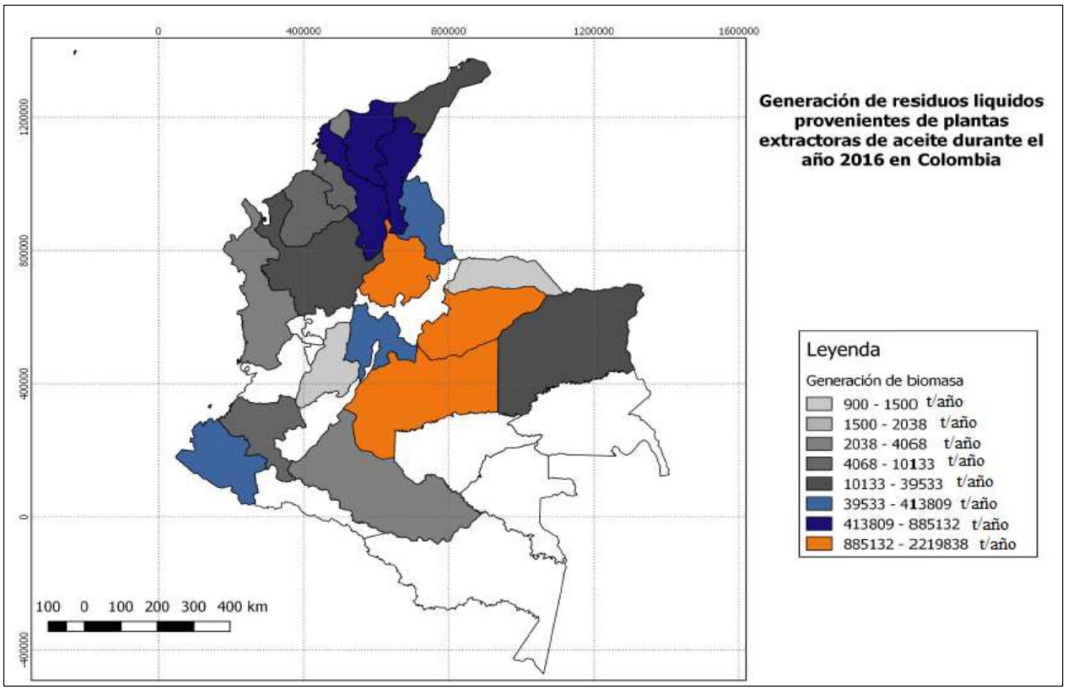


Figura 27. Generación de residuos líquidos provenientes de plantas extractoras de aceite, 2016.

Tomado de: (Velásquez et al., 2016)

3.7.6. Residuos sólidos orgánicos urbanos (RSOU)

Este sector incluye los residuos generados por la población urbana en grandes y pequeñas ciudades (ver Figura 28), al igual que los residuos industriales de la transformación de materia orgánica. Este tipo de residuos se encuentran localizados en las grandes concentraciones urbanas, especialmente por su mayor densidad poblacional y por su desarrollo industrial.

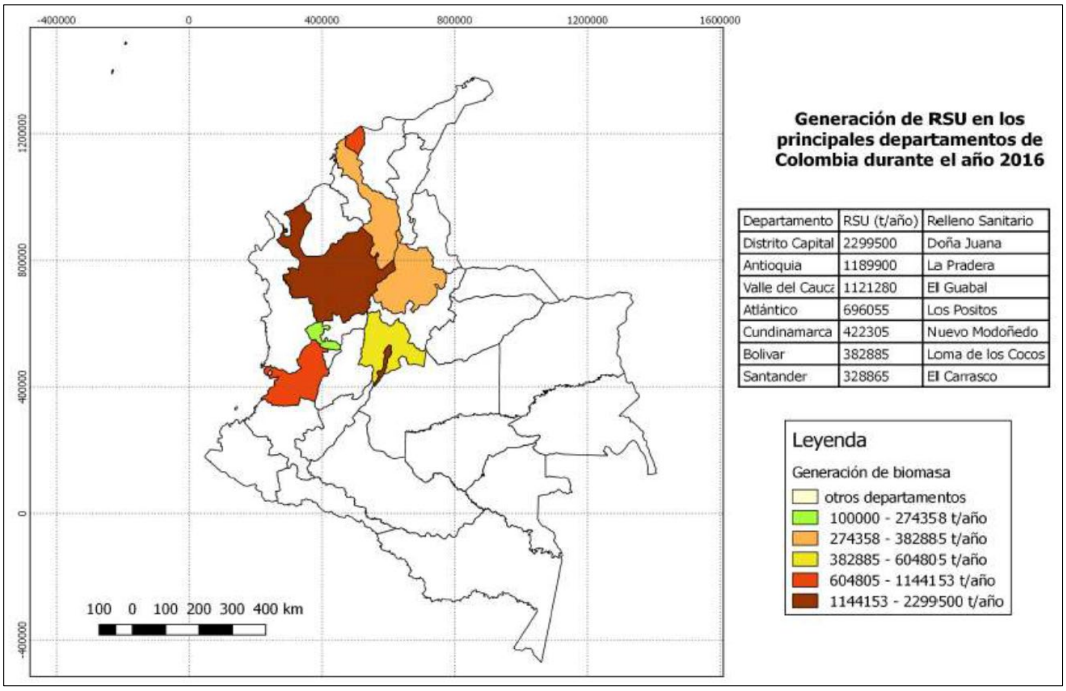


Figura 28. Generación de Residuos Sólidos Urbanos en los principales departamentos, 2016.

Tomado de: (Velásquez et al., 2016)

Estas grandes acumulaciones poblacionales se centran en las grandes ciudades capitales departamentales, de donde se generan una gran cantidad de lodos provenientes de las plantas de tratamiento de aguas residuales como lo muestra la Figura 29.

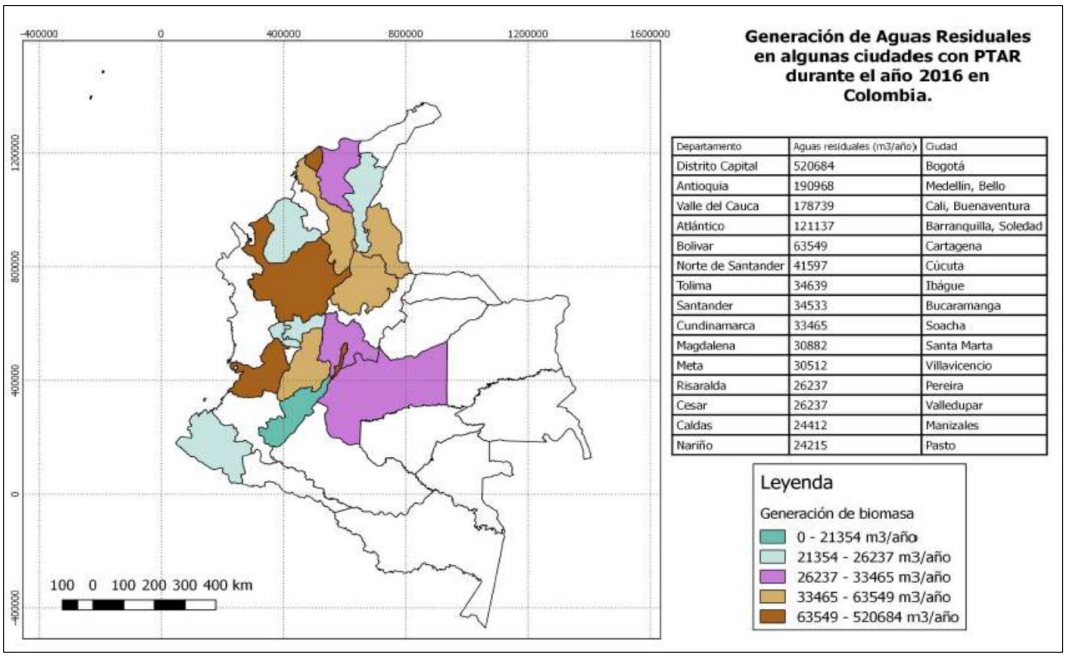


Figura 29. Generación de Aguas Residuales en algunas ciudades con PTAR, 2016.

Tomado de: (Velásquez et al., 2016)

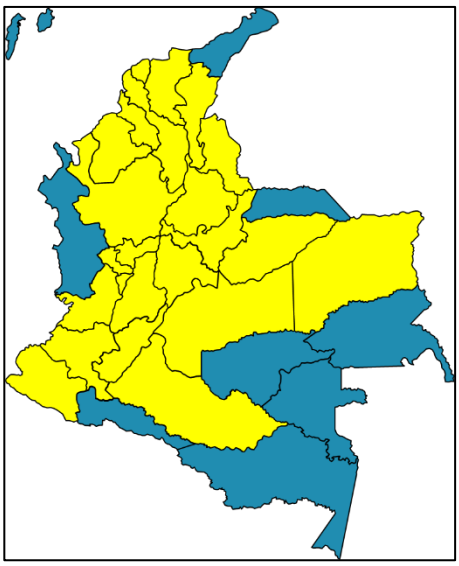


Figura 30. Departamentos con mayor producción de materas primas con potencial de transformación en biocombustibles de segunda generación

Fuente: elaboración propia

Teniendo en cuenta la información de los mapas y las estadísticas mostrados anteriormente, se puede resumir en la Figura 30 el mapa de los departamentos (resaltados con amarillo) con mayor producción de materias primas con potencial de transformación en biocombustibles de segunda generación.

4. Identificación de las ventajas y desventajas de cada materia prima potencial para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación.

Los escenarios mencionados anteriormente destacan la importancia de la biomasa en el suministro futuro de energía, bajo estas perspectivas se prevé que la producción y el consumo de biocombustibles aumente considerablemente durante las próximas décadas, en particular dado por las restricciones a las emisiones de CO_2 según el reporte de la agencia de energía internacional (IEA) se espera que para el año 2050 el 90% de todos los biocombustibles sean de segunda generación.

Esto puede llegar a ser posible teniendo en cuenta la disponibilidad de biomasa existente y potencial en el país, pero depende de una política pública que permita el acceso a la tecnología, infraestructura, estabilidad de mercado, incentivos económicos y tributarios para las regiones con potencial desarrollo de biocombustibles de segunda generación.

Una de las posibilidades de éxito de la conversión de esas materias primas, es ubicar los procesos de transformación cerca de las fuentes de producción, crear clústeres energéticos que se conecten entre los diferentes procesos como ingenios azucareros, aserraderos, granjas de animales, extractoras de aceite, plantas de tratamiento de aguas residuales, centrales de abastos, etc.

Así la creación de un parque tecnológico permitirá realizar el aprovechamiento energético de la biomasa producida en el lugar de la generación, permitiendo atender la demanda energética de la región, esto siempre y cuando exista una plataforma económica y política generalizada que permita facilitar el desarrollo de las tecnologías de biomasa en cuanto a seguridad de inversiones, impuestos, subsidios y demás variables en pro del aprovechamiento de la biomasa, políticas que por lo general cuenta la industria de los hidrocarburos.

Se han definido diferentes tipos de potencial, según su posible contexto para la producción de bioenergía.

- El potencial teórico: Se refiere a la cantidad teórica de biomasa que se produce según la producción primaria total independientemente del uso actual del suelo.
- El potencial geográfico: Describe el potencial teórico en áreas que se consideran disponibles y aptas para la producción de biomasa. No se tienen en cuenta las pérdidas, por ejemplo, durante la cosecha.
- El potencial técnico: Es la cantidad de biomasa que podría cosecharse en tierras disponibles y adecuadas. Incluye pérdidas durante el proceso de cosecha.
- El potencial económico: Incluye biomasa que es técnicamente adquirible y puede obtenerse a costos competitivos con las aplicaciones de energía alternativa.
- El potencial ecológico: tiene en cuenta criterios ecológicos, como la pérdida de biodiversidad y la erosión del suelo. (International Energy Agency IEA - Energy Papers, 2010)

La Tabla 11, muestra algunas ventajas y desventajas del uso general de la biomasa descrita en la sección de materias primas del presente documento, como potencial uso en la producción de biocombustibles de segunda generación, descritas por (Biomass Users Network (BUN-CA), 2002).

Tabla 11. Ventajas y desventajas de las materias primas (biomasa) potenciales para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación.

Ventajas	Desventajas
Fuente renovable de energía. No contribuye al calentamiento global. Permite reducir niveles de dióxido de carbono CO_2 Los residuos de procesos de conversión ayudan al aumento del contenido de carbono en la biosfera.	Posee baja densidad energética. Requiere grandes volúmenes para producir potencia equivalente a combustibles fósiles. Su transporte y manejo se encarecen reduciendo la producción neta de energía.
Combustible a base de biomasa, contienen niveles mínimos de azufre, evita generación de lluvia ácida.	Su combustión incompleta produce monóxido de carbono (CO) y otros gases. Combustión a altas temperaturas produce óxidos de nitrógeno.
Su combustión produce menos ceniza que el carbón mineral. Puede usarse como insumo orgánico en suelos.	Potencial calórico depende del contenido de humedad, clima y densidad de materia prima.
Su producción de energía reduce el tratamiento de residuos agrícolas y urbanos.	Su combustión a escala doméstica puede provocar emanaciones que impactan en la salud familiar.
Incentiva la economía rural, genera opciones de empleo, reduce presión económica sobre producción agropecuaria y forestal.	Producción y procesamiento requieren insumos como combustible y fertilizantes reduciendo el balance energético.
Reduce la dependencia económica de la importación de derivados del petróleo.	Alto costo en el acopio para la producción de biocombustibles.
Residuo local, no depende de fluctuaciones del mercado o importaciones de combustibles.	Sustitución de fertilizantes naturales.
Los cultivos energéticos, reducen la contaminación del agua, erosión del suelo, favorece el mantenimiento de la biodiversidad.	

Elaboración propia adaptado de: (Biomass Users Network (BUN-CA), 2002)

La Tabla 12 da un panorama de las materias primas potenciales de ser transformadas a biocombustibles de segunda generación, al igual que su fuente, algunos requerimientos técnicos, ventajas potenciales y restricciones.

Tabla 12. Panorama general de posibles materias primas lignocelulósicas para biocombustibles de segunda generación ventajas y desventajas.

	Materia prima para biocombustibles de segunda generación	Requisitos técnicos para la cosecha / Recolección	Ventajas Potenciales	Restricciones	Disponibilidad
Cultivos Energéticos Dedicados					
Malezas de rotación corta	Álamo (Populus spec.), sauce (Salix spec.), eucalipto (Eucalyptus spec.), Arbustos Robinia (Robinia spec)	Cosecha manual posible, requiere mucha mano de obra, Se necesitan máquinas especializadas para cosechar de manera eficiente (por ejemplo, cosechadoras de forraje modificadas)	Crecimiento relativamente rápido, puede reducir la erosión del suelo, puede aumentar el carbono del suelo y modificar la fertilidad en suelos pobres.	Potencial invasivo, usualmente plantado en tierras cultivables, densidad de energía relativamente baja, lo cual lo hace inadecuado para largos trayectos de transporte.	Todo el año
Cultivo Perenne	Brachiaria brizantha, Cenchrus ciliaris otros pastos. Cynara cardunculus, Hura crepitans, Pedilanthus tithymaloides, leucaena	Maquinaria cortadora de pasto existente / empacadora	Puede cultivarse en tierras degradadas, ayuda a mitigar la erosión del suelo, aumento de carbono en suelos pobres	Potencial invasivo, usualmente plantado en tierras cultivables, densidad de energía relativamente baja, lo cual lo hace inadecuado para largos trayectos de transporte.	Todo el año
Residuos primarios					
Agricultura	Paja, rastrojos	Maquinaria cortadora de pasto existente / empacadora	No compite con la comida, no requiere terreno adicional, la recolección, puede prevenir plagas	Puede usarse en alimentación animal, nutrientes del terreno. Baja densidad de energía, no apto para transportes largos	Cultivo por ciclos, disponible durante la estación de cosecha
Silvicultura y tala	Copas de árboles, ramas, trocos en pudrición	Maquinaria especializada para recolección de residuos y disminución de volumen de las ramas y copas de los árboles.	Relativamente barato (no requiere de compra del material, son residuos de podas de árboles o recolección de troncos en pudrición) No requiere terreno adicional, su remoción puede ayudar a prevenir incendios forestales.	Puede tener otros usos, leña, producción de calor. Remoción puede causar perdida de materia orgánica, carbono del suelo y reducciones del hábitat para la diversidad. Baja densidad de energía, no apto para transportes largos	Todo el año (si no se requiere una capa que proteja el suelo de la temporada de lluvias)

Residuos Secundarios					
Procesamiento de cultivos	Café, arroz, maíz, cacao, (residuos del procesamiento de café, cáscaras, tusas de maíz)	No requiere equipo técnico ni infraestructura adicional	Subproducto sin competencia alimentaria, no requiere terreno adicional, concentrado en sitios de generación, evita costos de eliminación	Competencia con la generación de calor y electricidad, puede ser usado en alimentación animal	Todo el año
Azúcar y producción de bioetanol de primera generación	Caña de azúcar, sorgo dulce, remolacha azucarera. (bagazo, pulpa)	No requiere equipo técnico ni infraestructura adicional	Sin competencia alimentaria, generado en la planta de bioetanol, no se requiere terreno adicional, evita costos de eliminación	Competencia con la generación de calor y electricidad, puede ser usado en alimentación animal	Durante la cosecha de la materia prima
Producción de aceite vegetal	Canola, palma aceitera, jatropha (torta prensada, cáscaras, racimos de frutas)	No requiere equipo técnico ni infraestructura adicional	Residuo generado en la planta de procesamiento, de bajo costo, no requiere terreno adicional, evita costos de disposición final	Competencia con la generación de calor y electricidad	Todo el año
Procesamiento Forestal	Aserrín y cortezas	No requiere equipo técnico adicional	Generado en aserraderos y planta de procesamiento de madera, no requiere terreno adicional, evita costos de disposición final	Competencia con la generación de calor y electricidad	Todo el año
Residuos Terciarios					
Residuos sólidos urbanos	Residuos de demolición, maderas, muebles	Podría ser necesaria la separación de otros residuos	Concentrado en vertedero, no requiere terreno adicional, evita costos de disposición final	Competencia con la generación de calor y electricidad	Todo el año

5. Revisión de estrategias para la recolección, tratamiento y transporte de las materias primas para la producción de biocombustibles alternativos de segunda generación, incluyendo especificaciones para la gestión y aprovechamiento de Aceite Usado de Cocina (UCO).

Una de las materias primas alternativas para la producción de biocombustibles de segunda generación es el aceite de cocina usado (ACU[6]), el 80% de esta materia prima es generada en el sector residencial, el 20% restante es generado en el sector privado (comercial), grandes cadenas de supermercados, procesadores industriales de alimentos (productos fritos), otro sector se denomina HORECAS (Hoteles, restaurantes y cafeterías), finalmente se encuentran grandes superficies - centros comerciales y sus restaurantes que funcionan en estos establecimientos. (Rojas, 2021).

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expidió la Resolución 0316 de 2018 "por la cual se establecen las disposiciones relacionadas con la gestión de los aceites de cocina usados (ACU) y se dictan otras disposiciones", que aplica para los productores, distribuidores y comercializadores de aceites vegetales comestibles (AVC[7]), generadores (industriales, comerciales y servicios) y gestores ACU. En ella, se indica que todo generador de ACU debe registrarse ante la autoridad ambiental competente, identifica los requisitos de inscripción, las obligaciones del productor de AVC, del distribuidor y comercializador de AVC, el generador domiciliario, industrial, comercial y de servicios de ACU y del gestor de ACU, además de las obligaciones de los municipios y la autoridad ambiental competente (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2018).

La barrera por vencer se encuentra en el sector residencial, en el cual no existe un esquema de recolección selectiva que permita al usuario canalizar la disposición final hacia las empresas gestoras de residuos. Existen campañas realizadas por centros comerciales o comunidades, pero no tienen el alcance masivo que se esperaría, esto debido a que estos residuos no representan algún incentivo económico para los generadores residenciales.

El sector comercial e industrial, dada la legislación existente, tienen establecido el proceso de recolección, transporte y tratamiento a través de empresas privadas gestoras, legalmente autorizadas para el tratamiento de residuos de ACU, para estas empresas implica un ingreso adicional por la venta de esta materia prima, la cual puede ser usada en la producción de: jabones, lubricantes, ceras, velas, pinturas, barnices, abonos orgánicos y biocombustibles.

La logística de recolección de ACU se realiza a través de los gestores legalmente autorizados, quienes establecen comunicación con los generadores y programan rutas de recolección a determinadas

[6] De acuerdo con la Resolución 0316 de 2018, el aceite usado de cocina (ACU) es un producto de origen vegetal constituidos por glicéridos de ácidos grasos principalmente triglicéridos, cuyas características fisicoquímicas han sido modificadas al ser sometidos a cocción de alimentos en el ámbito doméstico, industrial, comercial y de servicios.

[7] Aceite vegetal comestible (ACV): Producto alimenticio constituido por glicéridos ácidos obtenidos únicamente por fuentes vegetales (Resolución 0316 de 2018)

frecuencias según los volúmenes de generación. Dependiendo de la cantidad de aceite se programan micro y macro rutas de recolección, ya sea colectar el ACU en garrafas plásticas de 20kg de capacidad o el uso de camiones tipo furgón que succionan directamente el ACU desde contenedores de gran capacidad, aproximadamente 200kg. Finalmente, el aceite es llevado a centros de acopio temporal donde se somete a procesos de filtrado, eliminación de sólidos y preparación para ser exportado (Rojas, 2021), la Tabla 13 muestra algunos de los recolectores de ACU y la cobertura que tienen en el país.

Tabla 13. Empresas de recolección, transporte, tratamiento y exportación de ACU.

Ciudad	Empresa	Cobertura
Bogotá	Green fuel	Cobertura a nivel nacional
	Biogras S.A.S.	Cobertura a nivel nacional
	Transatlantic Greentrade S.A.S (antes Coindagro)	Cobertura a nivel nacional
	Centro Comercial Palatino	Cobertura en el Centro Comercial
	Bioils Colombia SAS	Cobertura a nivel nacional
Bolívar	Recgras SAS	Cobertura en Bolívar
Cali	B-100 Ecosoluciones verdaderas	Cobertura en Cali
Medellín	Ecogras	Cobertura en Medellín
Barranquilla	Proleico	Cobertura en Barranquilla

Adaptado de: (Secretaría Distrital de Ambiente, 2023)

Los esfuerzos en la recolección de aceite usado ACU, son efectuados por el sector privado recolectando mayoritariamente el aceite producido en el sector industrial, existe un 80% del mercado que es el sector residencial en el cual alcaldías y gobernaciones a través de sus corporaciones autónomas regionales podrían unir esfuerzos en campañas que incentiven el acopio y adecuada disposición final del aceite generado en las casas, evitando que este llegue a cuerpos de agua e incremente los problemas de contaminación.

La Figura 31 muestra de forma gráfica la logística de recolección, transporte y en este caso producción de biocombustible.

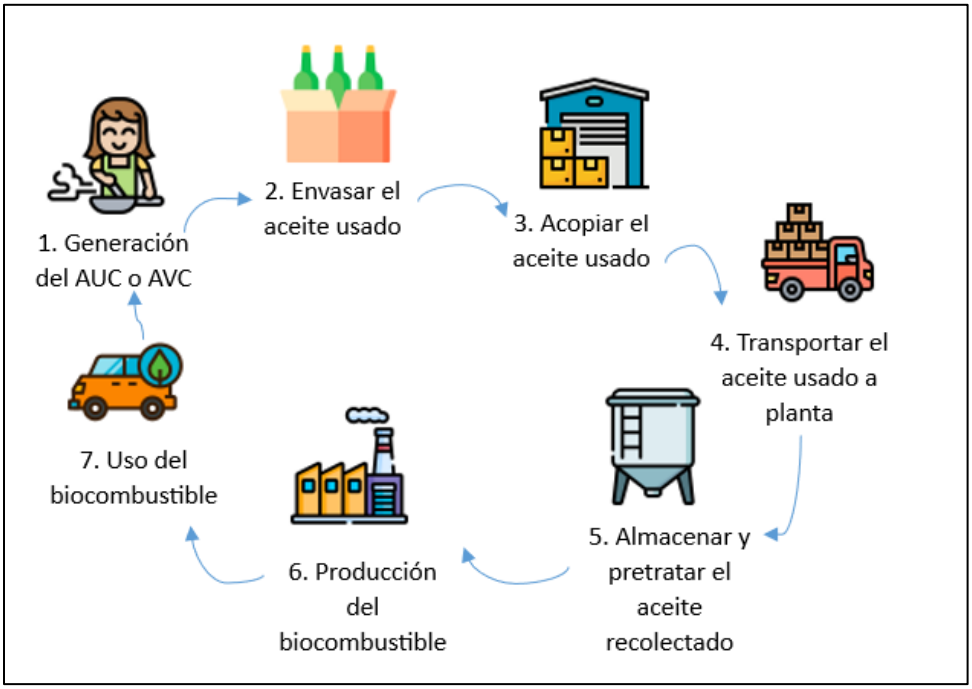


Figura 31. Ciclo de gestión y aprovechamiento del aceite de cocina en la producción de biocombustibles.

Fuente: Elaboración propia a partir de revisión bibliográfica

En Colombia, no existe producción de biodiésel u otro biocombustible a partir de aceite de cocina usado ACU, debido a los costos del pretratamiento y a la falta de reconocimiento del valor en el mercado al productor de biocombustible a partir de ACU, la mayoría de este aceite es exportado, solo una pequeña parte es usada la elaboración de ceras, jabones, velas, lubricantes etc.

De acuerdo con la investigación de Y. Liu y colaboradores, el costo de producir biodiésel a partir de ACU es de 883 USD/ton (65.28% más elevado que el costo de producir diésel), de este el 45.42% se asocia a la recolección del aceite, el 27.99% a su transformación en biodiésel y el 15.60% al pretratamiento, que para el caso particular involucra un proceso de filtración y des acidificación para eliminar las impurezas y reducir la acidez (Liu et al., 2021).

El aceite de cocina usado ACU se exporta bajo la partida arancelaria 1518.0000 “grasas y aceites- animales o vegetales- y sus fracciones- cocidos- oxidados- deshidratados- sulfurados” este es enviado principalmente a mercados en Europa y Estados Unidos, donde se compensa a tasas considerablemente altas gracias a un sistema de contabilidad dual vinculado al biodiésel de segunda generación, dando mayores rendimientos económicos para el exportador, lo cual deja en evidencia la inexistencia de incentivos para que el aceite de cocina usado ACU se quede en el mercado colombiano para su procesamiento.

La Tabla 14 muestra las exportaciones de aceite de cocina usado ACU, realizadas desde Colombia hacia diferentes regiones del mundo, por ejemplo, en 2022, las exportaciones a Estados Unidos representaban un 39.9% del total de las exportaciones, para noviembre 2023 alcanzaba el 83.8% incrementando 2.1 veces la demanda de ACU.

Tabla 14. Exportaciones realizadas desde Colombia de aceite usado de cocina ACU, año 2022 - 2023.

Año	Total Exportaciones toneladas	Estados Unidos toneladas	Europa toneladas	Otros países de América toneladas
2022	26.399	10.531	15.785 Alemania, Eslovaquia, España, Holanda, Irlanda, Portugal, Reino unido, Suiza	83 Ecuador, Bolivia, Brasil, Panamá, Perú, México.
	100%	39.9%	59.8%	0.3%
2023*	35.584	28.977	5.490 España, Finlandia, Holanda, Portugal, Reino Unido	117 Ecuador, Brasil, Chile, Panamá, Perú, México.
	100%	83.8%	15.9%	0.3%

***dato de exportaciones realizadas hasta noviembre 2023.**

Fuente: elaboración propia, datos tomados de base de datos Sicex

Basado en las cifras de exportación del aceite de cocina usado, se evidencia la carencia de incentivos económicos para que el aceite sea transformado en el país en biocombustibles de segunda generación, en pro de la transición energética promovida por el gobierno nacional.

6. Consideración del cambio indirecto del uso del suelo, con base en el factor “Indirect Land Use Change – ILUC”, por cada materia prima propuesta en el ítem (i).

Una de las características de los biocombustibles de segunda generación es que algunas de las materias primas destinadas a su producción se dan en territorios no agrícolas o marginales. En este sentido, este tipo de biocombustibles a través de una zonificación de territorios para su producción tiene el potencial de reducir los riesgos respecto de las principales problemáticas que tiene el contexto agrícola en Colombia, relacionadas con la prominencia de monocultivos, la subutilización de territorios y los tiempos de producción, pudiendo generar insumos en tierras no utilizadas o subutilizadas y con menores tiempos de desarrollo.

El cambio indirecto en el uso de suelo se produce cuando se introduce un cultivo adicional en un suelo previamente cultivado y no en un suelo sin cultivar (Figura 32, punto 2), en este caso el balance de carbono puede llegar a ser positivo, al pasar a hacer un uso extensivo de la tierra como ocurre con los cultivos energéticos. Esta actividad genera una serie de desplazamientos (punto 3), los cuales pueden ser de manera local, cuando los agricultores empiezan a cultivar el producto desplazado con el fin de suplir los requerimientos del mercado local. También hay desplazamientos a gran escala, donde el producto desplazado tiene un mercado a escala global. Como consecuencia de esto, la demanda adicional se desplaza hacia el área agrícola intensificando la producción (punto 4) o finalmente expandiéndose hacia áreas no cultivadas (punto 5). (Consorcio CUE, 2012).

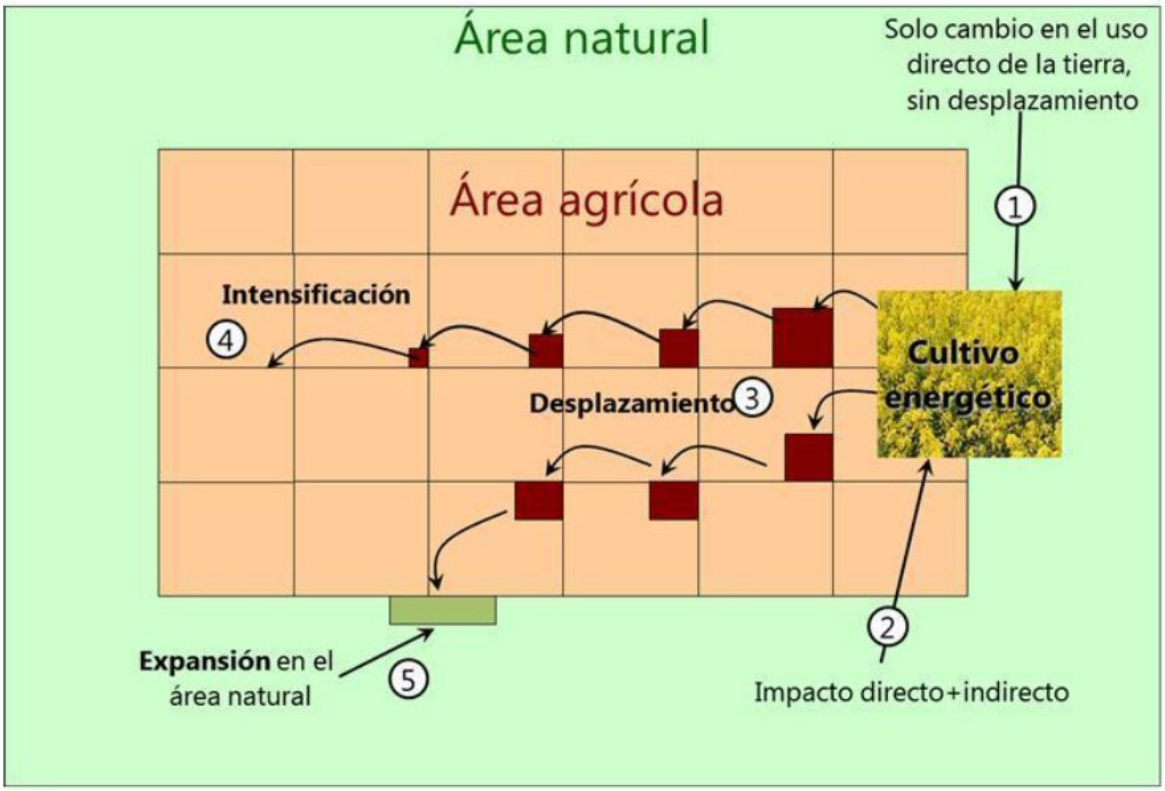


Figura 32. Vista esquemática del cambio indirecto en el uso del suelo.

Tomado de: (Consorcio CUE, 2012)

El cambio en el uso del suelo puede ser diferente en la producción de biocombustibles de segunda generación, la diversidad de materias primas tales como: el aprovechamiento de residuos agrícolas, pecuarios, de centrales de abastos o los sub productos de los cultivos energéticos que se tienen en Colombia, como lo son los residuos del procesamiento de palma de aceite y caña de azúcar, en los cuales no requiere uso de la tierra adicional ni ponen en riesgo las fronteras agrícolas los potencia como una alternativa viable en pro la obtención de materias primas hacia una transición energética.

Se puede tomar como base el uso que se ha dado a las tierras en el caso de los biocombustibles de primera generación en donde su distribución ha venido en aumento como se muestra en la Tabla 15

El Documento Conpes 3510 de 2008 “Lineamientos de política para promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia” proyectó a 2019 con base en información de la UPME, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural y el DNP (Departamento Nacional de Planeación) el crecimiento de las áreas cultivadas por materias primas para la producción de biocombustibles, tales como caña de azúcar y palma con un porcentaje de mezcla del 10%.

Esto implica un crecimiento proyectado en las áreas cultivadas, en el caso de la caña de azúcar entre 2008 a 2019 de 557 hectáreas por año, mientras que en el de la palma de aceite se da un crecimiento promedio de 7417 hectáreas desde el 2011, atendiendo a que en 2010 se duplicó el crecimiento de áreas coincidente con el incremento del porcentaje de mezcla de 5% a 10%.

Tabla 15 Hectáreas dedicadas a la producción de materias primas, caña de azúcar y palma de aceite en función del aumento del % de mezcla para cada biocombustible.

	Etanol					Biodiésel				
Año	% de Mezcla	Demanda		Hectáreas caña de azúcar	Empleos/ Año*	% de Mezcla	Demanda		Hectáreas Palma de Aceite	Empleos/ Año*
		Barriles /día	Litros /día				Barriles /día	Litros /día		
2008	10	8.193	1.302.609	62.255	11.319	5	5.282	839.717	66.934	11.000
2009	10	8.219	1.306.765	62.454	11.356	5	5.617	893.078	69.928	11.492
2010	10	8.287	1.317.555	62.925	11.441	10	12.046	1.915.128	147.304	24.207
2011	10	8.307	1.320.714	62.986	11.452	10	12.787	2.033.004	153.606	25.243
2012	10	8.367	1.330.200	63.303	11.51	10	13.628	2.166.664	160.810	26.427
2013	10	8.443	1.342.314	63.698	11.582	10	14.451	2.297.585	167.512	27.528
2014	10	8.550	1.359.353	64.279	11.687	10	15.360	2.442.085	174.899	28.742
2015	10	8.678	1.379.646	64.962	11.812	10	16.315	2.593.849	182.483	29.988
2016	10	8.820	1.402.194	65.699	11.946	10	17.301	2.750.585	190.088	31.238
2017	10	8.977	1.427.240	66.497	12.091	10	18.293	2.908.287	197.433	32.445
2018	10	9.154	1.455.313	67.380	12.251	10	19.398	3.084.090	205.666	33.798
2019	10	9.354	1.487.207	68.379	12.433	10	20.553	3.267.724	214.058	35.177

* Las proyecciones corresponden a empleos agrícolas directos únicamente, no incluye el empleo generado en el proceso de transformación y comercialización.

Elaboración propia. Fuente. Conpes 3510. Pág. 22

Si bien es cierto, se ha venido presentando este crecimiento de las áreas y se tiene proyectado un crecimiento mayor, de acuerdo con el documento "Evaluación de Resultados del Documento Conpes 3510 de 2008 Lineamientos de Política para Promover la producción Sostenible de Biocombustibles", en Colombia la posibilidad de aumento en el uso del suelo por parte de materias primas tiene mayor relevancia respecto de la palma de aceite que frente a la caña de azúcar, esto dado que esta última se encuentra en un área limitada, dados sus requerimientos de productividad y calidad de suelo mientras que la palma ha venido teniendo crecimientos de áreas nuevas acorde con las políticas e incentivos otorgados para la siembra.

Palma de aceite

Este es un cultivo que requiere grandes extensiones de tierra, tiempos considerables para su cultivo para garantizar la rentabilidad de las inversiones en los mismos. Se encuentra en 21 departamentos con 161 municipios distribuidos como se muestra en la Figura 33:

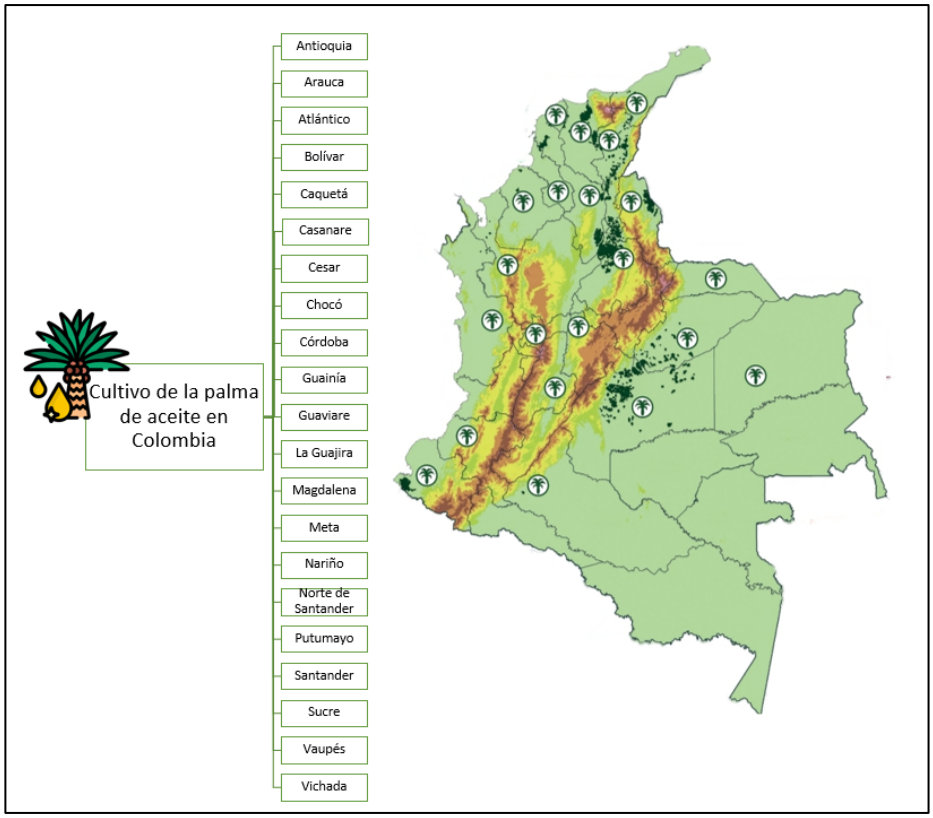


Figura 33. Departamentos que cultivan la palma de aceite.

Adaptado de: (Fedepalma, 2021)

A 2022, se tenían sembradas 576 mil hectáreas de palma de aceite, el 46% corresponde al área de la zona oriental, 33.3% al área de la zona central, 17,3% al área de la zona norte y 3.5% al área de la zona suroccidental del país. Con una producción de aceite de palma crudo de 1,77 millones de toneladas (Fedepalma, 2022).

Adicionalmente, se cuenta con 7 mil productores, de estos el 72% se dedica a la producción a pequeña escala, lo que implica que tienen extensiones de tierra que no superan las 20 hectáreas, en promedio son alrededor de 8,6 hectáreas (Fedepalma, 2022).

De acuerdo con datos de Fedepalma recogidos por el documento en mención, la industria de la palma está establecida desde los años 80, pero la siembra de nuevas áreas de palma toma fuerza desde 2003, con una caída entre 2002 y 2006 y un repunte importante en 2010, lo que pudo coincidir con los procesos de renovación de los cultivos (ciclo de producción de 25 años) (A. García et al., n.d.). Asimismo, señala que la siembra en área nueva tuvo un crecimiento importante anterior a la formulación de la política de biocombustibles (Conpes 3510), debido a los incentivos otorgados a la siembra (A. García et al., n.d.), de igual forma el consumo de aceite para el desarrollo de biodiésel no ha afectado la disponibilidad del cultivo para las necesidades internas, ya que él mismo ha

asumido gran parte de la producción dedicada a las exportaciones. Lo que denota un desplazamiento de la oferta exportadora hacia el consumo interno (A. García et al., n.d.).

Caña de azúcar

Tal como señala la Evaluación de Resultados del Documento Conpes 3510, el sector de la caña de azúcar se encuentra integrado, siendo los ingenios dueños de sus propios cultivos o quienes realizan el manejo directo de algunos de los terrenos (42,7% de las hectáreas sembradas el país), adquiriendo el resto mediante compra a otros productores a través de contratos en participación u otras formas de compra de materia prima. Al respecto, señala dicho documento, para la fecha de su elaboración (2014), contaba con 1.228 fincas ubicadas en 37 municipios de los departamentos de Cauca, Valle del Cauca, Risaralda y Caldas, siendo el Valle del Cauca el departamento con más hectáreas cultivadas (79%) (A. García et al., n.d.)

Ahora bien, resalta dicho documento la dificultad de la expansión en las áreas de cultivo debido a la poca cantidad de terrenos disponibles en la zona de producción de caña, limitando la posibilidad de crecimiento de las hectáreas sembradas y generando una tendencia a consolidar la actividad en los productores con fincas de mayor tamaño (A. García et al., n.d.). Frente a esto, destaca el estudio que la producción de alcohol carburante a base de caña, proceso que inició en 2005, no cambió la tendencia de crecimiento que traía el sector desde 1994 (A. García et al., n.d.)

Actualmente, el bioetanol más que ser el impulsor del eslabón agrícola de la industria de la caña de azúcar es una alternativa de diversificación de la misma y al igual que con la palma de aceite, en el caso de la caña el consumo interno se ha mantenido estable y la materia prima para la producción de alcohol carburante se ha venido sustituyendo con las importaciones de bioetanol (A. García et al., n.d.).

Los incrementos en la producción de bioetanol podrían alcanzarse, no con un incremento en el área sembrada de caña de azúcar, si no con la disminución de la producción de azúcar para el mercado internacional, escenario que no sucede en el mercado actual, dada la falta de reconocimiento de ingreso al productor de etanol, los altos precios del azúcar en el mercado internacional y la carencia de paridad de precios al bioetanol importado.

La disponibilidad comercial de los biocombustibles de segunda generación significaría un cambio sustancial en las fuentes de biomasa utilizadas, dejando de lado aquellas relacionadas con cultivos tradicionalmente destinados a alimentos y forrajes. Este cambio modificaría considerablemente los impactos de la producción de biomasa en los recursos hídricos, ya que se espera que lleve a un menor uso de tierras cultivables, a una mayor utilización de cultivos especiales y de los residuos generados por la agricultura y las actividades forestales, y a una mayor eficiencia en los procesos de conversión (CEPAL., 2011).

En este sentido, la producción de biocombustibles de segunda generación puede reducir la presión frente a la extensión de los cultivos agrícolas de alimentación.

Dentro de las materias primas propuestas, que pueden llegar a tener un cambio indirecto en el uso del suelo, pueden ser la obtención de biomasa a partir de residuos forestales como lo son malezas,

pastos, restos de árboles troncos etc., en la medida en que se remueva esta biomasa se estaría desestabilizando el ecosistema, eliminando parte de la materia orgánica que brinda los nutrientes al suelo, pudiendo provocar erosión de la tierra.

7. Exposición de las tecnologías de procesamiento y/o coprocesamiento de acuerdo con las vías de producción de biocombustibles alternativos de segunda generación de potencial en Colombia, clasificándolas por el costo de inversión, rendimiento técnico y energético, costos de producción, rentabilidad y retorno de la inversión.

La producción de biocombustibles en Colombia tiene como base los de primera generación, como lo son el biodiésel a partir de aceite de palma y bioetanol de caña de azúcar. También se produce biogás por digestión anaeróbica a partir de residuos y biomasa originada de los diferentes procesos productivos e industriales presentes en el país, por mencionar algunos se tiene: el sector porcícola, avícola, palmicultor, ingenios azucareros, industria de alimentos (cervecerías o la industria láctea), en plantas de crianza y beneficio animal, rellenos sanitarios y plantas de abasto ubicadas en grandes ciudades.

La producción de diésel renovable (HVO), combustibles sostenibles de aviación (SAF) o biocombustibles sintéticos es aún prematura en el país, sin embargo, el sector palmicultor, los productores de biodiésel y Ecopetrol están realizando avances en la producción de HVO y SAF. De igual forma la Aeronáutica Civil y el Ministerio de Minas y Energía están adelantando la hoja de ruta para el desarrollo de SAF en Colombia. Sin embargo, todos estos avances promisorios se discutirán en mayor detalle en el producto 4 del presente contrato.

La Tabla 16, muestra un resumen de las tecnologías más usadas para la producción de biocombustibles de segunda generación a partir de materias primas lignocelulósicas, las cuales son las materias primas más abundantes en la tierra para la producción de biocombustibles.

Tabla 16. Clasificación de los biocombustibles de segunda generación a partir de materias primas lignocelulósicas

Grupo de Biocombustible	Biocombustible específico	Proceso de producción
Bioetanol	Etanol celulósico	Hidrólisis enzimática avanzada y fermentación*
Biocombustibles sintéticos	Biomasa a líquidos (BTL) Fischer-Tropsch (FT), (diésel sintético, Biometanol) Alcoholes pesados (butanol y mezclas) Dimetil éter (DME)	Gasificación y síntesis**
Metano	Bio síntesis de gas natural (SNG)	Gasificación y síntesis**
Bio-Hidrogeno	Hidrógeno	Gasificación y síntesis** o proceso biológico*

**** Ruta bioquímica **Ruta termoquímica***

Adaptado de: (International Energy Agency IEA - Energy Papers, 2010)

El aprovechamiento de biomasa residual para producción de biocombustible de segunda generación está regido por diferentes factores tales como los mostrados en la Figura 12, dentro de los cuales cabe mencionar lo referente al transporte, pretratamiento y tratamiento de la biomasa para la obtención del biocombustible final.

7.1. Recolección, transporte y manejo:

Las condiciones para la recolección, el transporte y el manejo en planta de la biomasa son factores determinantes en la estructura de costos de inversión y operación en todo proceso de conversión energética. La ubicación del material con respecto a la planta de procesamiento y la distancia hasta el punto de utilización de la energía convertida, deben analizarse detalladamente para lograr un nivel de operación del sistema por encima del punto de equilibrio, con relación al proceso convencional. (Biomass Users Network (BUN-CA), 2002), acorde como se muestra en el numeral 13. Del presente informe se muestra el análisis de ciclo de vida de los biocombustibles de segunda generación se puede observar que uno de los factores que representa mayores impactos y emisiones es el transporte de la materia prima, por lo cual es conveniente para la producción de biocombustibles de segunda generación, establecer de manera estratégica la planta de producción en lugares cercanos que garanticen el suministro de materia prima, como lo pueden llegar a ser granjas o distritos energéticos que aporten los residuos provenientes de otros procesos productivos.

7.2 Pretratamiento de la materia prima

Para materias primas sólidas, el pretratamiento inicial consiste eliminación de humedad y reducción de tamaño, lo que puede acarrear un alto costo energético, existen dos vías de procesamiento 1. bioquímico y 2. termoquímico, dependiendo del proceso a someter la materia prima, serán los niveles de humedad y tamaño requeridos.

El pretratamiento de la materia prima es necesario para:

- Reducir el tamaño de la materia prima (y así facilitar los procesos siguientes)
- Limitar la formación de productos de degradación que inhiben el crecimiento de microorganismos necesarios en los procesos biológicos
- Minimizar la demanda energética de las reacciones posteriores con el fin de limitar su costo.
- Separar las fracciones a tratar según la vía de procesamiento.
-

Para la ruta de procesamiento bioquímica, pretratamiento de la biomasa permite eliminar la lignina y extraer la fracción hemicelulósica. Esta etapa es importante ya que la lignina tiene una reactividad muy diferente a la del resto de los componentes de la biomasa, el procesamiento en conjunto con la hemicelulosa y la celulosa daría lugar a reacciones secundarias y numerosos productos no deseados. Esta etapa es una de las que más encarece el proceso de obtención de biocombustibles, llegando a suponer 20% del costo total. Los pretratamientos incluyen procesos físicos, químicos, térmicos o incluso, la combinación de los tres (Faba, 2021).

El procesamiento de materias primas liquidas, por ejemplo, las del sector pecuario, lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales, serán estudiadas más adelante cuando se haga referencial a la producción de biogás.

7.3. Tratamientos de materias primas

Algunos de los tratamientos finales de las materias primas se pueden clasificar en 3 grupos:

1. Combustión directa o químicos
2. Termoquímicos o fisicoquímicos
3. Bioquímicos o biológicos

La siguiente Figura 34 muestra dos de las posibles rutas productivas de biocombustibles de segunda generación a partir de biomasas lignocelulósicas, mediante el proceso bioquímico y el termoquímico al igual que sus productos de reacción.

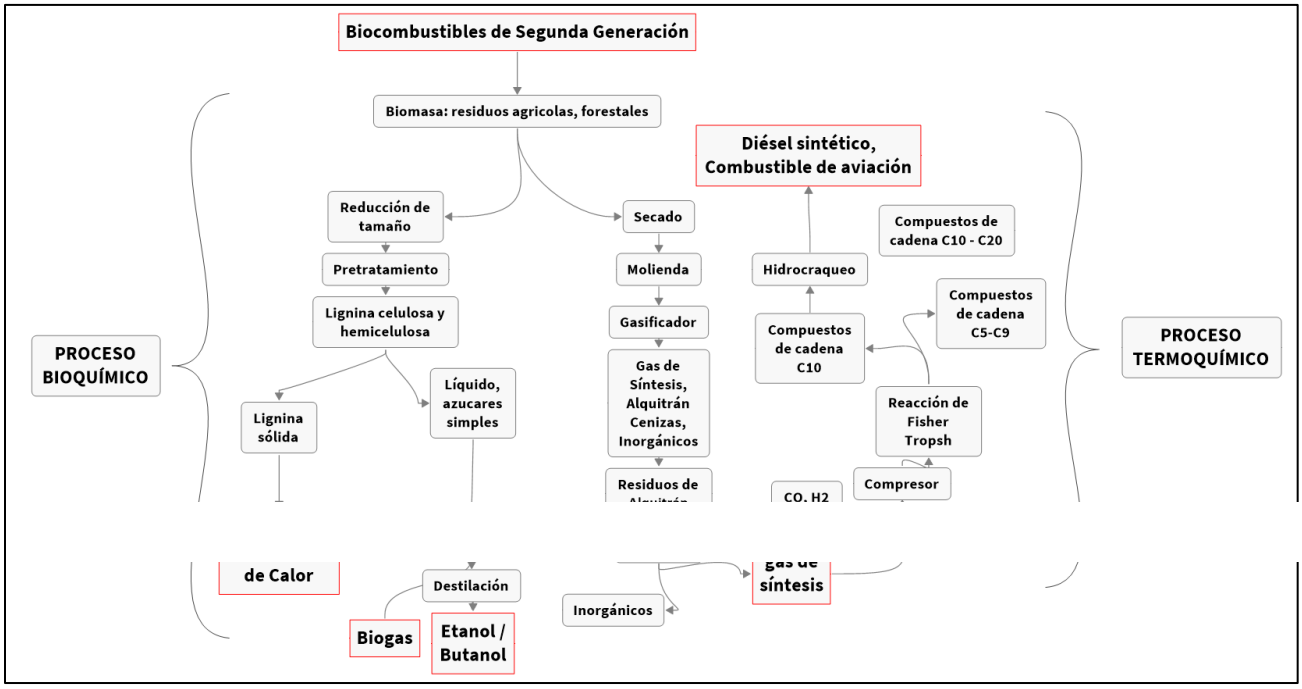


Figura 34. Rutas de producción de biocombustibles de segunda generación, proceso bioquímico y termoquímico

Fuente: elaboración propia, adaptado de:(Longhurst et al., 2016)

7.3.1. Combustión directa o químicos

Cada uno de estos en función de las condiciones en las que se encuentre la materia prima y corresponda a su mayor fuente de aprovechamiento. El material se somete a un proceso de secado

para reducir la humedad, seguido de la molienda para obtener partículas finas. Posteriormente, se implementa la revisión térmica para eliminar impurezas y mejorar la accesibilidad de los componentes celulósicos (Piñeros Castro, 2014).

Los sistemas de combustión directa se aplican para producir calor, que puede utilizarse directamente, como por ejemplo para cocinar alimentos o secar productos agrícolas. Además, se puede utilizar en la producción de vapor para procesos industriales y eléctricos. Las tecnologías de combustión directa van desde sistemas simples, como estufas, hornos y calderas, hasta sistemas más sofisticados como la combustión en lecho fluidizado. Los procesos tradicionales como este son generalmente muy ineficientes porque gran parte de la energía liberada se desperdicia y puede causar contaminación si no se lleva a cabo en condiciones controladas. Estos resultados se pueden reducir significativamente con mejores prácticas operativas y un diseño adecuado del equipo. (Luzardo Gorozabel et al., 2023).

7.3.2. Termoquímicos o fisicoquímicos

Los procesos termoquímicos transforman la biomasa en un producto más valioso, con mayor densidad y poder calorífico, haciéndolo más cómodo de usar y transportar. Cuando la biomasa se quema en condiciones controladas sin quemarse por completo, su estructura se descompone en compuestos gaseosos, líquidos y sólidos que pueden usarse como combustible para generar calor y electricidad. Dependiendo de la tecnología, el producto final es un combustible sólido, gaseoso o líquido. El proceso principal se llama pirólisis o carbonización. De forma general, la pirolisis es un proceso de descomposición térmica de biomasa en ausencia de oxígeno, es considerado un paso previo a la gasificación o combustión, en el rango de temperaturas entre 300 ^{o}C y 600 ^{o}C, el rendimiento de los productos depende principalmente de la materia prima de partida, los parámetros de proceso como temperatura, tamaño de partícula, tiempo de residencia tasa de calentamiento entre otros. (Romero Millán et al., 2016)

Gasificación: Convierte directamente la biomasa, pretratada o no en moléculas más pequeñas formando el gas de síntesis (término inglés para el acrónimo "syngas"), que es un gas con concentraciones relativamente constantes de metano, monóxido de carbono, carbono, dióxido de carbono e hidrógeno. El motivo de producir gas de síntesis es utilizarlo para la posterior síntesis de hidrocarburos mediante la reacción de síntesis de Fischer-Tropsch (Cortés Sánchez et al., 2021). Existen varios tipos de gasificación, pero la más común es la que utiliza agua supercrítica. Esto suele ocurrir a temperaturas entre 700°C y 900°C y a presiones muy altas.

Otro tipo de pirólisis en la que se utiliza una mayor proporción de oxígeno a mayores temperaturas, con el objetivo de optimizar la producción del llamado “gas pobre”, constituido por una mezcla de monóxido de carbono, hidrógeno y metano, con proporciones menores de dióxido de carbono y nitrógeno. Este se puede utilizar para generar calor y electricidad, y se puede aplicar en equipos convencionales, como los motores de diésel. La composición y el valor calorífico del gas dependen de la biomasa utilizada, como, por ejemplo: madera, cascarilla de arroz, o cáscara de coco. Existen diferentes tecnologías de gasificación y su aplicación depende de la materia prima y de la escala del sistema (Faba, 2021).

7.3.3. Bioquímicos o biológicos

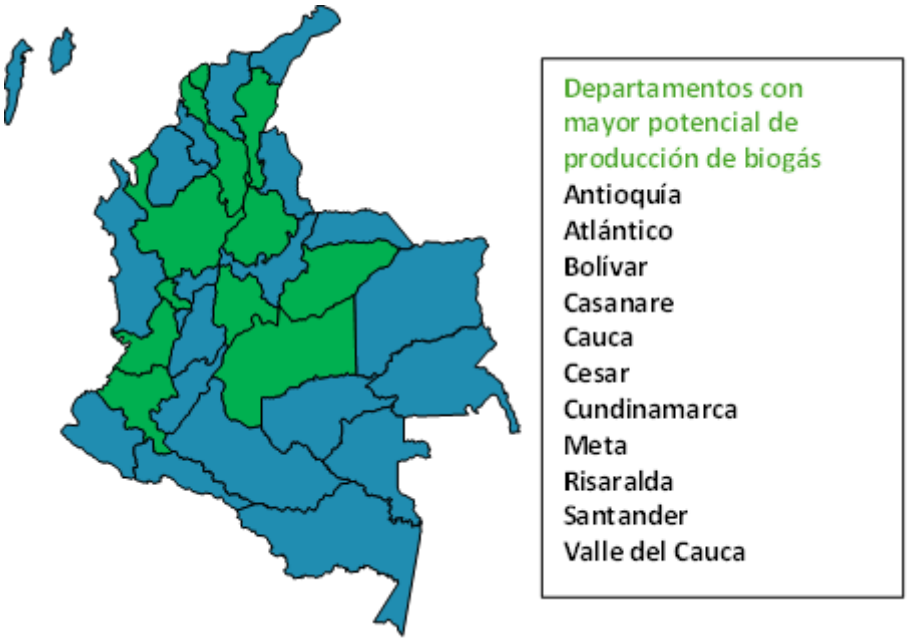
Los procesos bioquímicos utilizan las propiedades bioquímicas de la biomasa y los efectos metabólicos de los organismos microbianos para producir combustibles gaseosos y líquidos. Son más adecuados para convertir biomasa húmeda que los procesos termoquímicos. Como métodos alternativos a los usuales, los métodos biológicos aparecen como prometedores con muchas ventajas pues no requieren de la utilización de productos químicos, necesitan poca energía y condiciones ambientales normales. Estos métodos utilizan microorganismos y sistemas enzimáticos para modificar la estructura de la biomasa lignocelulósica; se clasifican en tres categorías: hongos, enzimas y consorcio microbiano (Luzardo Gorozabel et al., 2023)

Dentro de los pasos de los procesos bioquímicos se encuentra la hidrolisis, la cual es considerada actualmente como la principal vía de entrada de la biomasa. Consiste en la ruptura de los enlaces β-1,4-glicosídicos que unen las moléculas de celulosa y hemicelulosa, obteniendo los monómeros (azúcares) correspondientes. El otro paso es la fermentación, el cual es un proceso catabólico de oxidación incompleta que no requiere oxígeno y cuyo producto final es un producto orgánico. (Longhurst et al., 2016)

Independiente de la metodología de producción, se requieren métodos para la purificación del producto final, los cuales pueden ser: decantaciones, filtraciones por medio de membranas o resinas absorbentes, destilaciones simples, fraccionadas, en vacío, moleculares y evaporaciones; siendo cada una de ellas una técnica analítica diferente que requiere de equipamiento adecuado, con condiciones de empleo y aplicación correspondiente con el medio en que se use, así como las condiciones específicas de requerimientos técnicos exigidas para que el biocombustible final pueda ser empleado correctamente . El rendimiento en la producción de combustibles en la mayoría de las ocasiones no alcanza el 100% del producto generado, es por esto por lo que la gestión responsable de los subproductos de la producción de biocombustibles se presenta como otro aspecto crítico en la ruta hacia la sostenibilidad.

7.4. Producción de Biogás

Actualmente solo se cuentan en el país a nivel industrial, tecnologías e infraestructura para la producción de biodiésel, bioetanol, de los cuales se profundizó en el producto 2 del presente estudio, los biocombustibles biosintéticos no están desarrollados en el país a nivel industrial, se cuentan con proyectos de aprovechamiento de biomasa residual para la producción de biogás cuyo potencial de producción no solo está en los rellenos sanitarios sino también en el sector agropecuario y agrícola. Estos sectores podrían aportar alrededor de 60.000 m^3/h. De acuerdo con el estudio llevado a cabo por la Universidad Nacional de Colombia y la UPME, llamado “Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento”, los departamentos en color verde con mayor potencial de conversión de biogás en Colombia se muestran en la Figura 35 al igual que la Tabla 17 muestra algunos proyectos de biogás en Colombia.



Elaboración propia, adaptado de: (Velásquez et al., 2016)

Figura 35. Departamentos con mayor potencial de conversión de biogás a partir de biomasa en Colombia.

Tabla 17. Algunos proyectos de Biogás en Colombia

Proyecto	Sector	Región	Cantidad biomasa	Tecnología	Producción de biogás	Inversión
Huevos Kikes	Avícola	Caloto, Cauca	164 m3/día de agua con gallinaza	Biodigestor de tecnología Alemana Capacidad 4600 m^3	Se estima el 60% de la materia orgánica que ingresa Generación de energía eléctrica: 0,8 MW	N/D
PTAR de Cali	Servicios Públicos Municipales . Proyecto MDL	Cali, PTAR Cañaveralejo	Lodos de tratamiento de aguas residuales municipales DBO5: 153 mg/L SST: 133 mg/L	Moto generador de biogás	Generación de energía eléctrica: 0,8 MW 63-65% CH_4 25% CO_2 1-5 ppm H_2S	N/D
PTAR Bavaria	Industria de alimentos	Cali	Agua residual industrial DQO: 14000 kg/día DBO/DQO: 0,5 20% recirculación 325 m^3/h	UASB Presión constante Caldera 100 psi	4000 kg/h 1935 m^3/día 80% CH_4 5% H_2S PC: 26 MJ/m^3	N/D
ALIAR SA FAZENDA	Porcicola	Puerto Gaitán, Meta	Porquinaza y agua. 78000 cerdos de ceba con peso promedio 70 kg. Excretas: 309848 m^3/día	4 biodigestores de flujo continuo con 16800 m^3 de capacidad	136528 m^3/día 63% CH_4 36% CO^2 PC: 23.81 MJ/m^3	N/D
MANUELITA	Palmicultor	San Carlos de Guaroa, Meta	Lodos provenientes de planta extractora de aceite de palma y	2 biodigestores de flujo continuo con capacidad de 19000 m^3	317752 m^3/mes 57% CH_4 3077 ppm H_2S	N/D

Proyecto	Sector	Región	Cantidad biomasa	Tecnología	Producción de biogás	Inversión
			palmiste y planta de producción de biodiésel. Efluente: 460000 m^3			
EPM - PTAR San Fernando	Energía - Tratamiento de agua	Itagüí, Antioquía	N/D	Tratamiento biológico de aguas residuales	1200 m^3/h	5 millones de dólares
PTAR Salitre	Tratamiento de agua	Bogotá, Cundinamarca	N/D	3 digestores anaeróbicos	13500 m^3/día	N/D
Biogás Colombia SAS ESP	Relleno sanitario Doña Juana	Bogotá, Cundinamarca	Diariamente llegan al relleno sanitario 6700 ton de residuos sólidos urbanos	Descomposición de residuos sólidos urbanos	Hasta el 2020 aportó 12'169.316 kWh de energía al SIN. 1.7 MWh. Se encuentra en proceso de ampliación	N/D

Adaptado de: (Velásquez et al., 2016)

En el mes de octubre de 2023, EPM inició la operación de la primera planta de biometano del país, generado a partir del tratamiento de aguas residuales de 160.000 hogares en la Planta de Tratamiento de San Fernando (Itagüí, Antioquía). El energético es limpiado e inyectado en el sistema domiciliario de gas natural para abastecer la demanda de 40.000 familias, requirió una inversión de 5 millones USD y busca aprovechar 1200 m^3/h de biogás.

De forma similar en Bogotá, en la Planta de Tratamiento de Aguas residuales de Salitre, cuenta con 3 digestores anaeróbicos en los que se estabiliza el lodo generado en la PTAR, gracias a proceso microbiológicos que descomponen la materia orgánica y la transforman en biogás y agua. El biogás producido contiene 71,47% de metano (Acueducto. Agua y Alcantarillado de Bogotá, 2023). En la Figura 36 a continuación se muestra el esquema de los digestores de la PTAR Salitre:

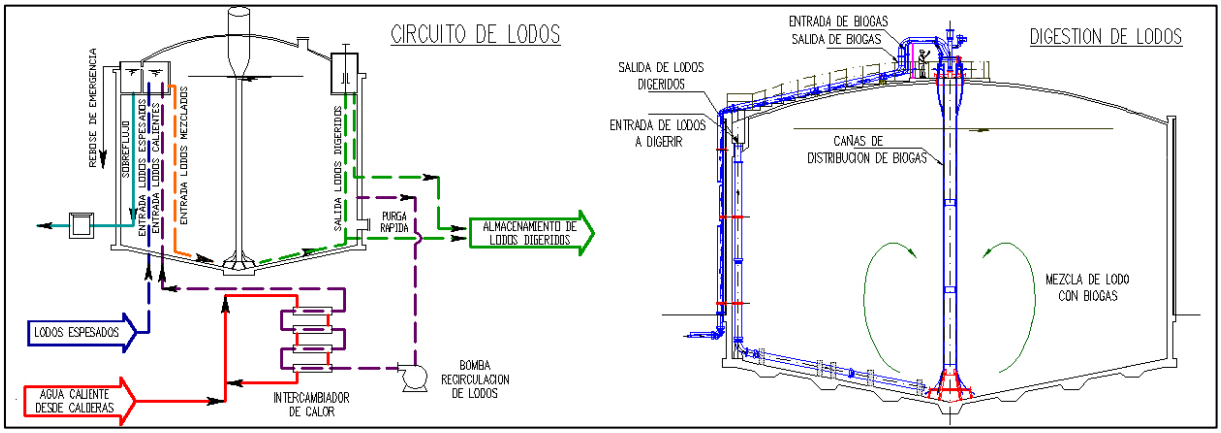


Figura 36. Digestores anaeróbicos PTAR Salitre.
Tomado de: (Acueducto. Agua y Alcantarillado de Bogotá, 2023)

También en Bogotá, se encuentra operando la empresa Biogás Colombia SAS ESP, que aprovecha el biogás generado por la descomposición de residuos sólidos urbanos en el Relleno Sanitario Doña Juana para la generación de energía eléctrica y la reducción de emisiones de gases efecto invernadero mediante la destrucción térmica y aprovechamiento del metano, con lo anterior la Sociedad Biogás Doña Juana SAS ESP tienen Certificado de Reducción de Emisiones (CRE). Hasta el año 2020 la planta redujo 6'297.439 ton CO_2eq y aportó al sistema interconectado nacional

12’169.316 kWh de energía. Así mismo, la unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos proyecta aumentar la capacidad de generación de energía de 1,7 MWh a 27,2 MWh.

Existen factores para tener en cuenta a la hora de implementar proyectos de generación de biogás en un digestor anaerobio, estas variables pueden afectar o contribuir al buen desarrollo energético del reactor, según lo descrito por (Ministry of Agliculture & Ontario, 2022), los factores a tener en cuenta son:

- La materia prima empleada para alimentar el digestor y sus características, que involucran:
  - Contenido de materia seca (MS): a mayor cantidad de materia seca, mayor disponibilidad de energía en el material. Los materiales con alto contenido de materia seca (>20%), pueden requerir pretratamientos para emplearse en el digestor, como mezclarse con otros materiales más diluidos o con el efluente reciclado del digestor o quemar directamente el material cuando supera el contenido de MS de 70%.
  - Contenido de sólidos volátiles (VS): un contenido de VS alto da como resultado mayor rendimiento energético, oscila entre 63 y 98%. Los digestores suelen tener un límite permitido para los sólidos volátiles que evitan bajos rendimientos y producción de espuma (4,5 kg/día/m3).
  - Contenido de metano en el biogás: El contenido de metano en el biogás procedente de fuentes agrícolas puede oscilar entre 50 y 65%.
  - Componentes inhibidores en la materia prima: El contenido de nitrógeno en las materias primas podría inhibir el proceso de digestión especialmente a temperaturas de operación elevadas (éste puede estar presente en el estiércol de cerdos y aves de corral). El sulfito de cobre o antibióticos también pueden causar efecto inhibitorio.
- Introducir un nuevo material en el digestor, esto involucra establecer un plan de seguimiento al comportamiento del digestor, cargando el material gradualmente y variando condiciones de operación como el tiempo de agitación.

A manera general, los criterios de priorización a la hora de potenciar el desarrollo del biogás son (Ministerio de Energía et al., 2011; Velásquez et al., 2016):

- Oferta o disponibilidad de la materia prima, su potencial energético, factibilidad de su manejo. Naturaleza y composición bioquímica de la materia prima (Relación Carbono/Nitrógeno, sólidos totales y sólidos volátiles, composición de inhibidores, pH, niveles de sales)
- Emisiones fugitivas generadas dentro del proceso productivo o por abandono del material precursor
- Localización geográfica, variaciones climáticas, factibilidad y medios de distribución y almacenamiento, así como su vinculación con la red dentro del marco normativo vigente
- Diagnóstico de mecanismos disponibles para potenciar el desarrollo de proyectos de biogás para el fortalecimiento de capacidades técnicas, financieras, etc.
- Evaluación de impactos y riesgos y las áreas de influencia
- Condiciones de operación (Temperatura, presión, flujo másico de alimentación, capacidad instalada, pH, tiempo de retención hidráulico, velocidad de carga orgánica, etc.).

De acuerdo con el informe “De la práctica a la política: análisis de las barreras de inversión en biogás en Colombia y las medidas para abordarlas, a partir de experiencias de los desarrolladores y otros

sectores relevantes" (2021), elaborado por la Plataforma Regional LEDS LAC, LEDS Global Partnership a solicitud de la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, Adoptada y Resiliente, las principales barreras para invertir en proyectos de biogás en el país son (Plataforma Regional LEDS LAC et al., 2021):

- La percepción de elevada inversión de capital (CAPEX) requerida
- La experiencia limitada en proyectos de biogás por parte de los financiadores
- Las perspectivas del mercado del digestato como biofertilizante
- Los reglamentos de la red de interconexión
- La burocracia
- Los gastos operativos (OPEX)
- La operación, calidad, adecuación y disponibilidad de equipos de biogás
- El mercado laboral, normas técnicas, falta de información

Los biocombustibles de primera generación que se tienen en el país también forman parte de los generadores de biogás, toda vez que sus residuos agrícolas y líquidos son aprovechados en la producción de este insumo.

7.4.1. Producción de biogás sector palmero

El sector palmero en Colombia puede producir biogás a partir de la digestión anaeróbica de la materia orgánica contenida en el efluente de la planta extractora (POME), que permite obtener un gas con alto contenido de metano como subproducto para fines energéticos y la obtención de bonos de carbono (Fedepalma & Cenipalma, 2023). Según Fedepalma, *actualmente se producen 40 millones de m^3/-año, mitigando 280.000 ton CO_2e/año con un potencial de generación de energía eléctrica de 10 MW con 7 plantas de captura de metano, 4 nuevas y otras 4 en construcción* (Fedepalma & Cenipalma, 2023).

El potencial de producción de biogás a partir de material proveniente de la industria del aceite de palma es de 180 millones de m^3/año, con potencial de generación de energía de 80 MW y un potencial de abatimiento de emisiones GEI por captura de biogás de 1'431.000 ton CO_2e (Fedepalma & Cenipalma, 2023).

7.4.2. Producción de biogás, sector caña de azúcar

El procesamiento de caña de azúcar genera flemazas y condensados de vinazas al igual que otros efluentes ricos en materia orgánica, estos son tratados en reactores anaerobios de flujo ascendente (UASB por sus siglas en ingles), de los cuales sale biogás y digestato el cual se aprovecha en procesos agrícolas directamente o de forma indirecta mediante adición al compost.

Con base en la información suministrada por (CENICAÑA), existen 4 ingenios que cuentan con reactores UASB para tratar sus efluentes desde el 2005, para el 2020 trataron entre 600 y 1800 t/día de biomasa residual, en 2015 otro ingenio instaló otro UASB con capacidad para tratar 5680 t/día. (Plataforma Regional LEDS LAC et al., 2021):

Por otro lado, la Figura 37 muestra el rendimiento de biometano a partir de diferentes materias primas:

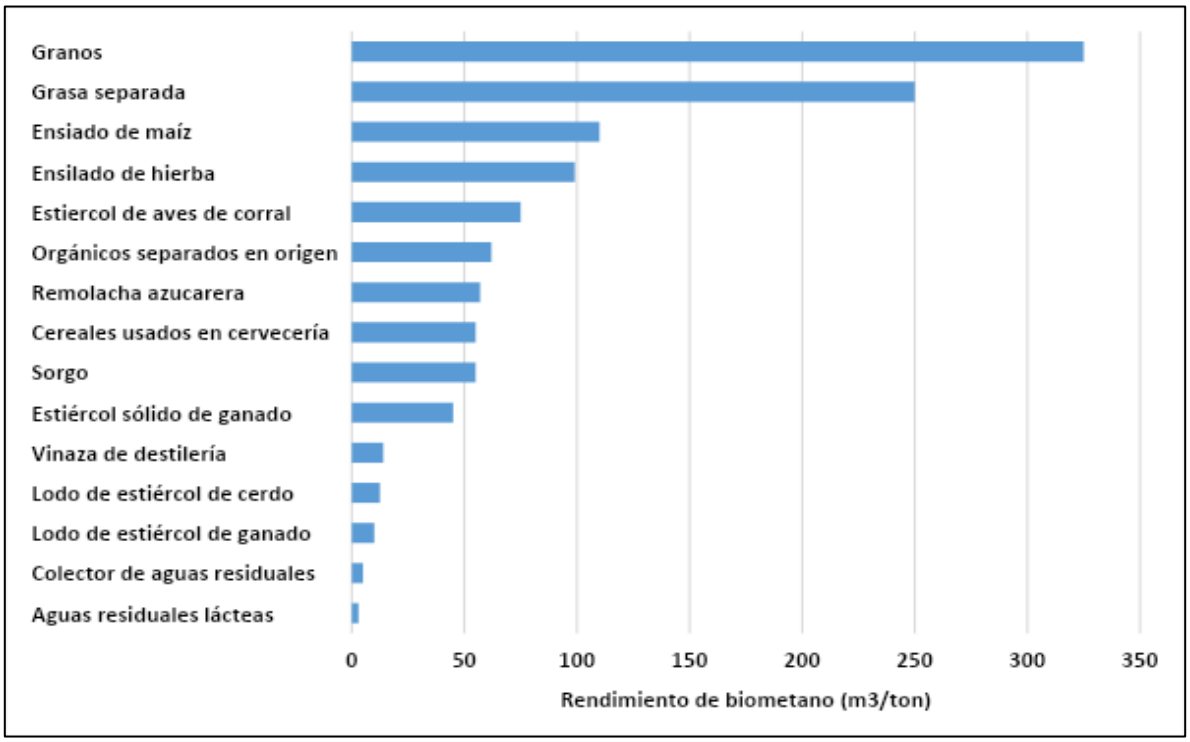


Figura 37. Rendimiento de biometano con diferentes materias primas

Adaptado de:(IRENA, 2018)

El costo de producción del biogás depende del tipo de materia prima entre otros factores.

Por ejemplo, el costo del suministro de biometano para la obtención de biogás para vehículos varía en diferentes rangos, puede oscilar entre 0,0065-0,0115 USD/MBTU cuando se elabora a partir de excremento y 0,0032-0,0147 USD/MBTU partiendo de residuos industriales. Los costos de purificación dependen de los elementos traza causados por el precursor y el tamaño de la unidad de mejora del biogás. El costo total de suministro de biogás como combustible para vehículos, incluyendo el costo de distribución, oscila entre 0,0065-0,0259 USD/MBTU (de metano) en plantas con capacidad de 500 m^3/h (de biogás) que emplean residuos como materia prima. En pequeña escala (100 m^3/h de biogás), el costo oscila entre 0,0294 y 0,0456 USD/MBTU (de metano) (IRENA, 2018).

El costo total de producción de biometano, desde el suplemento de la materia prima hasta la alimentación del gas a la red, se encuentra entre 0,0082-0,0570 USD/BTU de metano. Este depende en la capacidad de la planta y el tipo de biomasa, el costo de capital se reduce con la capacidad de

la planta y producir biometano de cultivos energéticos es más costoso que producirlo a partir de desechos (Variación de 0,022-0,0570 a 0,0082-0,0185 USD/BTU de metano) (IRENA, 2018).

La determinación de la técnica especifica que debe aplicarse para estandarizar un proceso de producción de biocombustibles de segunda generación, que cumpla con los parámetros y normativas de regulación del país, corresponden directamente al tipo de materia prima que se decida tratar, toda vez esta corresponda a su disponibilidad, ubicación y contenido de materia orgánica aprovechable. De este modo, se construye una hoja de ruta con su proceso de pretratamiento adecuado, permitiendo así elegir los parámetros más acertados para la estandarización del proceso, su posterior separación, purificación y aprovechamiento de subproductos obtenidos. (Biomass Users Network (BUN-CA), 2002).

8. Identificar cuáles serían los requerimientos energéticos para la producción de biocombustibles, según la variable "Energy return on investment" (EROI por sus siglas en inglés o TRE por sus siglas en español), desglosado de acuerdo con tipo de energético.

La tasa de retorno de inversión energética (EROI por sus siglas en inglés), es una herramienta para analizar y comparar diferentes tipos de combustibles. Refiere a la relación de la energía útil retornada durante el ciclo de vida de un sistema y toda la energía invertida requerida para hacer dicha energía útil. Se relaciona con el análisis neto de energía (NEA por sus siglas en ingles), y el análisis de ciclo de vida (LCA por sus siglas en inglés) (Gupta, 2018).

Este indicador adimensional fue introducido por ecologista Charles Hall en 1970. A mayor valor del EROI de una tecnología combustible, se genera un mayor valor económico por la obtención de mayor energía útil (Gupta, 2018).

Típicamente el EROI para los procesos hidrotérmicos se encuentra entre 1 y 3, lo que es favorable en comparación a otros biocombustibles, siendo inferior a el indicador para los combustibles derivados del petróleo (Adams, 2017) (Ver Figura 39).

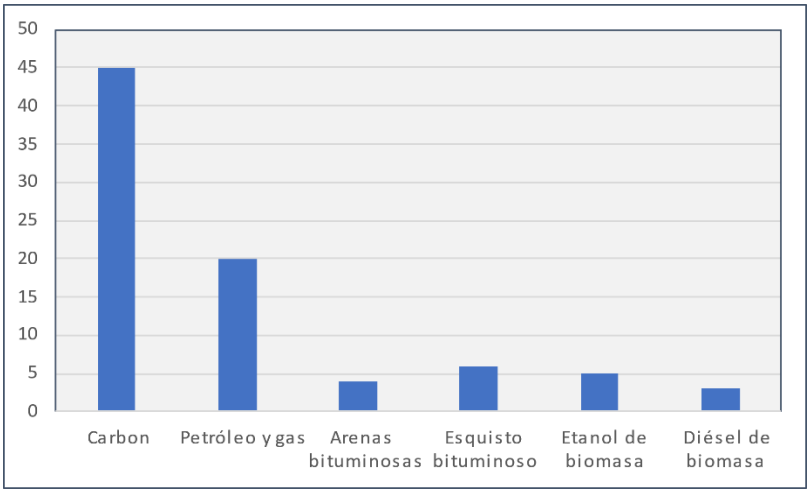


Figura 38 EROI medio para combustibles térmicos

Tomado de: (Gupta, 2018)

En Estados Unidos, el indicador EROI para extracción de petróleo y gas alcanzó un máximo cerca de 1970, luego se recuperó en los 80s para presentar un modesto descenso en los 90s. Paso de 24:1 en 1954 a 11:1 en 2007. Encontraron que existe una relación inversa entre EROI y la tasa de perforación, sugiriendo que el agotamiento tiene mayor importancia que la tecnología en la industria del petróleo y gas en dicho país (Liu, 2019).

En el Plan Energético Nacional 2020-2050, desarrollado por la UPME y el Ministerio de Minas y Energía, se relacionan indicadores energéticos de interés a escala nacional como la intensidad energética y el consumo per-cápita (Ministerio de Minas y Energía & Unidad de Planeación Minero-Energética, 2023).

En el año 2015 la intensidad energética (energía utilizada para producir una unidad de producto), en Colombia fue de 2,26 MJ/USD, mientras que el promedio mundial fue de 5,44 MJ/USD, encontrándose a la par con países como Perú y Panamá, pero por debajo de países con mayor industrialización como Argentina, Chile y México. Por otro lado, el consumo per cápita en el mundo fue de 3132,7 kWh-año mientras que en Colombia fue de 1312 kWh-año en 2019, otros países de la región se encontraron cerca del promedio mundial como Chile, Argentina y Brasil, tal como se evidencia en la Figura 39:

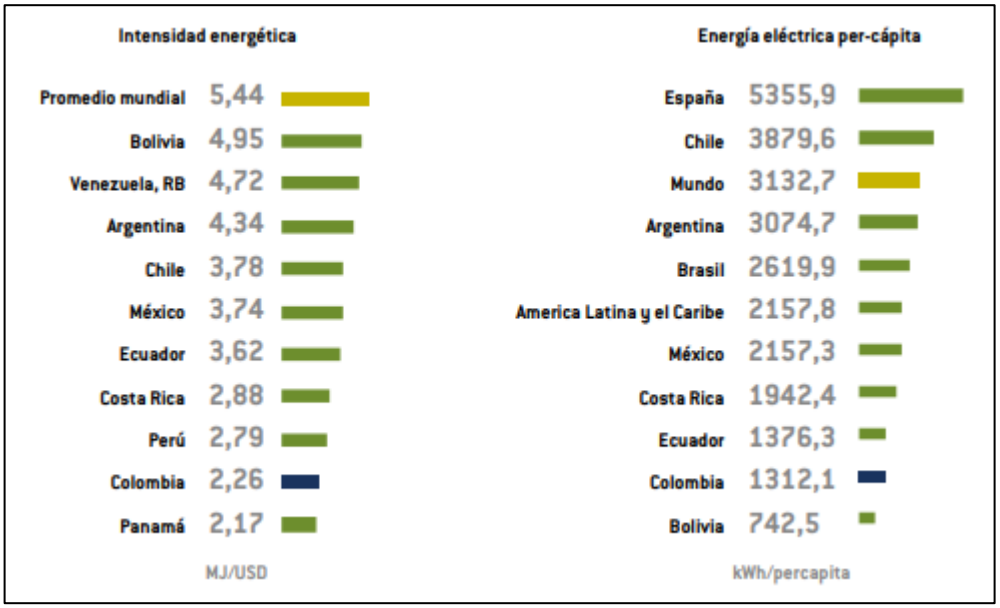


Figura 39. Indicadores energéticos de Colombia, respecto a países de la región y el mundo

Tomado de: (Ministerio de Minas y Energía & Unidad de Planeación Minero-Energética, 2023).

La Tabla 18 resume la disponibilidad de energía por fuente en Colombia:

Tabla 18. Disponibilidad energética por fuente en Colombia

Categoría	Recurso	Unidad	Disponibilidad
Combustibles fósiles	Petróleo crudo	Mb	5704
	Gas natural	Tcf	10,9
	Carbón	Mt	1586
Nuclear	Uranio	Kt	11
Energía renovable	Hidro (dam)	GW	51,2
	Hidro (rio corriendo)	GW	27,8
	Solar PV	GW	8172

Categoría	Recurso	Unidad	Disponibilidad
	Solar CSP	GW	17
	Eólica terrestre	GW	35,2
	Eólica marina	GW	50
	Geotérmica	GW	1,2
Biomasa	Bioetanol – Caña de azúcar	PJ/año	573*
	Biodiésel – Aceite de palma	PJ/año	315.5*
	Bagazo	PJ/año	166,5
	Leña	PJ/año	260
	Residuos agrícolas y forestales	PJ/año	165

Adaptado de: (Plazas-Niño et al., 2023)

****Cálculos basados en la proyección de la producción nacional 2023: (biodiésel: 700.000.000 kg) 37.9079 MJ/Kg poder calorífico biodiésel de palma, bioetanol 300.846.000 kg, poder calorífico bioetanol 22.4802 MJ/Kg, poderes caloríficos tomados de (Unidad de Planeación Minero energética (UPME), 2023)***

De la tabla anterior se resalta la energía disponible del bioetanol de caña de azúcar (573 PJ/año) y biodiésel de aceite de palma (316 PJ/año) como principales fuentes de energía biomásica para el desarrollo de bicombustibles de primera generación en Colombia y el bagazo y los residuos agrícolas y forestales como fuentes idóneas para el desarrollo de biocombustibles de segunda generación. En este sentido, es indispensable establecer programas, políticas y estrategias que permitan sistematizar, estandarizar y fomentar la recolección de materiales lignocelulósicos como el bagazo o los residuos forestales y agrícolas, producto del desarrollo agroindustrial e industrial nacional para generar energía renovable a través de la implementación de nuevas tecnologías, la optimización de procesos (integración de operaciones, eficiencia, integración energética, etc.) y la gestión y aprovechamiento sostenible de residuos.

La energía biomásica que se logra a partir de la caña en Colombia es de 531,6 GJ/ha, mientras que para la palma es de 294 GJ/ha con rendimientos de biocombustible de 46,6% y 28,9% respectivamente. Además, el rendimiento de cultivo de caña es de 120 ton/ha con una demanda energética de 10,6 GJ/ha para su producción, mientras que para la palma de aceite el rendimiento del cultivo es de 19,3 ton/ha con un requerimiento energético de 12,2 GJ/ha. Entonces, el cultivo de palma demanda mayor energía en su producción, logra un menor rendimiento de producción y menor energía disponible respecto al cultivo de caña de azúcar (Canabarro et al., 2023).

La afirmación anterior se soporta en el estudio de Canabarro y Colaboradores (2023), quienes evalúan el comportamiento de algunos indicadores energéticos en Colombia en la producción de biodiésel de aceite de palma y bioetanol de caña de azúcar, entre ellos, la relación energética (ER - corresponde a la relación entre la bioenergía producida y la energía fósil requerida o entrante) y la relación energética neta (NER - corresponde a la variación entre la bioenergía producida y la energía fósil requerida, respecto a la bioenergía producida). Los resultados se resumen a continuación:

Tabla 19. Resultados de impacto energético en el estudio de Canabarro y colaboradores (2023)

	ER	NER
BIOETANOL CAÑA DE AZUCAR	9	0,55
BIODIÉSEL ACEITE DE PALMA	3,3	0,7

Adaptado de: (Canabarro et al., 2023)

De acuerdo con la Tabla 19, el comportamiento de la relación energética y la relación energética neta no es lineal, puesto que el bioetanol de caña de azúcar tiene mayor ER que el biodiésel de aceite de palma pero menor NER. En este sentido, se debe tener en cuenta que una relación energética neta (NER) superior a cero indica que el biocombustible produce más energía que la que requiere, por tanto, el bioetanol como el biodiésel colombiano poseen energía disponible para otros usos, siendo mayor la energía biomásica de la caña de azúcar, como se mencionó con anterioridad.

En relación con los consumos energéticos en la cadena productiva de bioetanol en Colombia, en el estudio de Belalcazar y Buitrago (2014), se muestra el requerimiento de energía no renovable asociada a la producción de 1 kg de bioetanol por etapa, como se observa en la Figura 40:

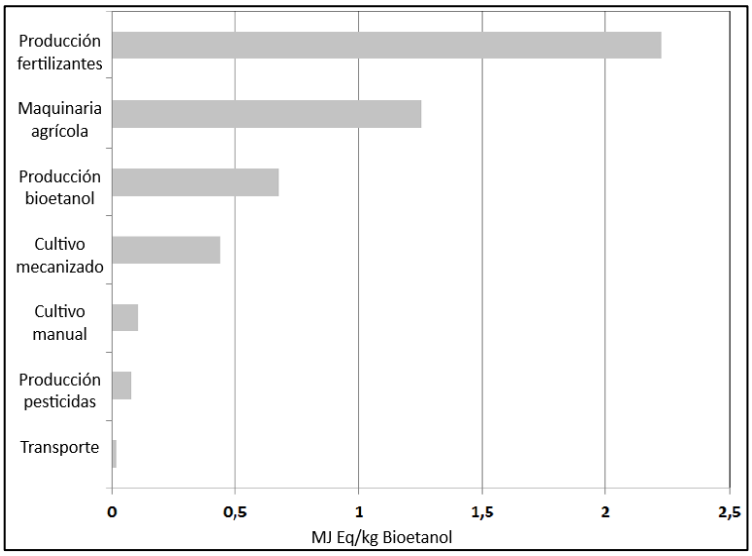


Figura 40. Consumo de energía no renovable en la producción de bioetanol en Colombia

Adaptado de: (Belalcazar & Buitrago, 2014)

Según la Figura 40, la mayor cantidad de energía consumida proviene de la producción de fertilizantes, esto se debe a la alta demanda de urea en el cultivo de caña de azúcar. También se tiene grandes consumos energéticos de diésel en el uso de maquinaria agrícola y la producción de bioetanol (Belalcazar & Buitrago, 2014).

En concordancia con lo mencionado con anterioridad y en relación con los biocombustibles de segunda generación, Colombia es un país tropical en el que el bagazo de caña de azúcar es un material promisorio en el desarrollo de este tipo de energéticos, gracias a su rendimiento de

producción de bioetanol (120 L/ton), sin embargo, se enfrenta a desafíos como el elevado requerimiento de agua y de energía en pretratamientos y las operaciones de hidrólisis, lo que resulta en elevados costos de producción. Por ello, Valderrama y colaboradores (2020), realizaron un proceso de optimización e integración energética (análisis Pinch) a través de simulación con un esquema integrado de producción de bioetanol de primera y segunda generación a partir de melaza y bagazo de caña de azúcar, que permite incrementar el rendimiento de producción, reducir el consumo energético y de agua, mejorando así indicadores económicos y ambientales (Valderrama et al., 2020).

El esquema de procesamiento se resume a continuación (Valderrama et al., 2020):

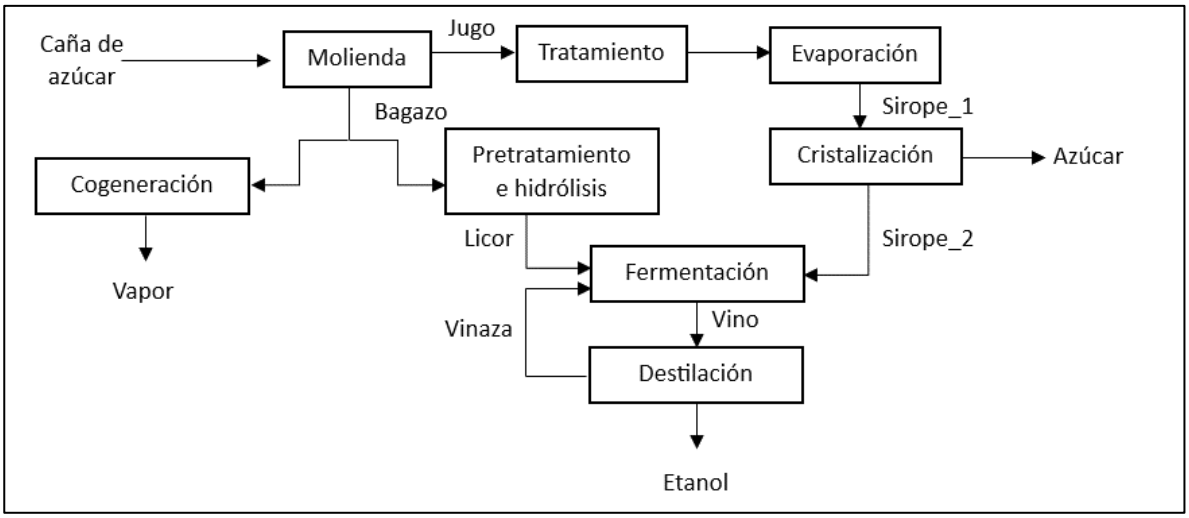


Figura 41. Esquema de producción de bioetanol integración primaria y secundaria

Adaptado de: (Valderrama et al., 2020)

Como se observa en la Figura 41, el esquema de procesamiento inicia con el ingreso de 38 ton/h de caña de azúcar (de acuerdo con información de una planta ubicada en el valle del río Cauca) del que se extraen en la primera etapa, por un lado 12564,8 kg/h de bagazo (40% celulosa, 22% lignina, 33% hemicelulosa, 5% cenizas) y por el otro 98,83% de jugo. Este jugo es clarificado (remoción de sólidos) y luego se somete a evaporación donde se produce sirope que es enviado a cristalización para obtener azúcar. En esta etapa de cristalización se produce una corriente secundaria de sirope que se alimenta a la fermentación para la producción de bioetanol, a la que también ingresa el licor producto del pretratamiento del bagazo obtenido en la primera etapa (El licor proviene del 40% del bagazo producido, el otro 60% de bagazo se usa para cogeneración de vapor). El producto de la fermentación se somete a destilación para obtener por un lado el bioetanol y por el otro, vinaza que es recirculada a la etapa de fermentación (70 % = 1089,9 kg vinaza/ton caña de azúcar) (Valderrama et al., 2020).

El esquema simulado logra obtener bioetanol con 99,9% de pureza con un rendimiento de 75,7 kg de biocombustible/ton de caña de azúcar, generando 162,06 kg CO_2/ton caña, 868,91 kg de vapor/ton caña (2,34 kg vapor/kg bagazo). Respecto a 4065 kg de agua requerida/ton de caña (16% en fermentación y 84% para etapas de separación) y 789,91 kg vapor requerido/ton caña (Valderrama et al., 2020).

En el proceso, la etapa de molienda es aquella con el mayor requerimiento energético correspondiente al 78% del total de la energía requerida y el rendimiento del bioetanol secundario (96 L/ton de caña), representa un incremento del 47% respecto a la producción de etanol de primera generación. Por su parte el proceso de integración energética permite reducir el consumo de agua un 16,53%, minimizando el número de intercambiadores de calor un 53% y el costo de fluidos de servicio un 19,25% (Valderrama et al., 2020).

Por otro lado, en el estudio de análisis de ciclo de vida para la producción de biodiésel a partir de aceite vegetal usado (ACU para fines de este informe) de Vidal-Benavides y colaboradores (2017), se realiza un balance de energía en las fases del proceso, desde el pretratamiento del aceite (limpieza), su transformación (transesterificación alcalina) hasta su distribución. La siguiente Tabla 20 evidencia los resultados obtenidos:

Tabla 20. Balance energético del biodiésel a partir de aceite vegetal usado

Etapa	Uso de energía	Masa (kg)	Energía (kJ)	Elemento energético	Poder Calorífico (kJ/kg)	Consumo energético (kJ)
Recolección ACU	Combustible	4.87	---	Gasolina	43550	212088.5
Limpieza ACU	Agitación Calentamiento	--- ---	10.12 92180	Electricidad Diésel	--- 42700	19.12 92180
Transformación ACU	Agitación Calentamiento	--- ---	26.43 116815	Electricidad Diésel	--- 42700	26.43 116815
Distribución Biodiésel	Combustible	10.26	---	Gasolina	43550	446823
Consumo energético total del proceso (kJ)						**867,952.1**
Masa biodiésel obtenido (kg)						**99.3**
Poder calorífico obtenido (kJ/kg)						**37200**
Energía biodiésel producida (kJ)						**3,695,076**

Adaptado de: (Vidal-Benavides et al., 2017)

En relación con la tabla anterior, tomando como base de cálculo 100 kg de ACU, se obtienen 99.3 kg de biodiésel, el proceso requiere 867,952.1 kJ de energía y el biodiésel produce 3’695,076 kJ logrando una ganancia de energética de 4.25, disponible para otros usos. Las etapas del proceso con mayor requerimiento energético se asocian a operaciones de transporte por el consumo de gasolina, ya sea la fase de recolección del aceite o de la distribución de biodiésel.

Otro de los biocombustibles de gran importancia a nivel mundial que aporta a la transición energética y a la reducción de emisiones a la atmósfera es el biogás, que se produce comúnmente en un sistema de digestión anaeróbica, compuesto por un contenedor sellado que al someterlo a elevadas temperaturas descompone la materia orgánica para producir biogás, que puede contener 60% de metano y emplearse para generar energía (Ministry of Agliculture & Ontario, 2022). Los rendimientos energéticos por tipo de materia prima en un digestor anaeróbico se muestran a continuación en la Tabla 21:

Tabla 21. Rendimientos energéticos en la producción de biogás en digestor anaerobio.

Material	Rendimiento de biogás (m^3/ton húmeda de material)	Rendimiento eléctrico (kWh/ton húmeda de material)	Rendimiento térmico (kWh/ton húmeda de material)
Estiércol de vacas lecheras	23	48	62
Ensilaje de maíz	180	335	425
Residuos de panadería	265	490	630

Adaptado de: (Ministry of Agliculture & Ontario, 2022)

A continuación, se muestra en la Tabla 22 el rendimiento energético del biogás a partir de diferentes tipos de materias primas como los residuos municipales, residuos de cultivos y desechos de animales:

Tabla 22. Rendimientos energéticos del biogás a partir de diferentes tipos de materias primas.

		toe/ton	kWh/ton
Residuos municipales	Residuos industriales	0,361	4198,43
	Alimentos	0,222	2581,86
	Residuos de madera	0,178	2070,14
Residuos de cultivos	Remolacha azucarera	0,254	2954,02
	Maíz	0,208	2419,04
	Semillas oleaginosas, soya, arroz	0,181	2105,03
	Trigo y caña de azúcar	0,16	1860,8
Residuos animales	Aves de corral y cerdos	0,039	453,57
	Ovejas y ganado	0,008	93,04

Adaptado de: (IEA, 2020)

Navickas y Colaboradores (2013), estudiaron el balance energético en la producción de biogás a partir de residuos industriales y cultivos energéticos con un proceso de digestión anaeróbica entre 52-57°C. Los investigadores encontraron que la variación de temperatura causa diferencia en el requerimiento energético (1563 MJ/ton a 1666 MJ/ton) y que reduce la eficiencia en la obtención del biogás. La energía útil disponible varía entre 3822 y 6089 MJ/ton y la relación de conversión energética varía entre 3,2 a 57°C a 4,9 a 52°C (Navickas et al., 2013).

La Figura 42 a continuación muestra los requerimientos energéticos directos e indirectas para la primera etapa (fase de cultivo) y la segunda etapa (tratamiento por digestión anaeróbica) en las diferentes temperaturas:

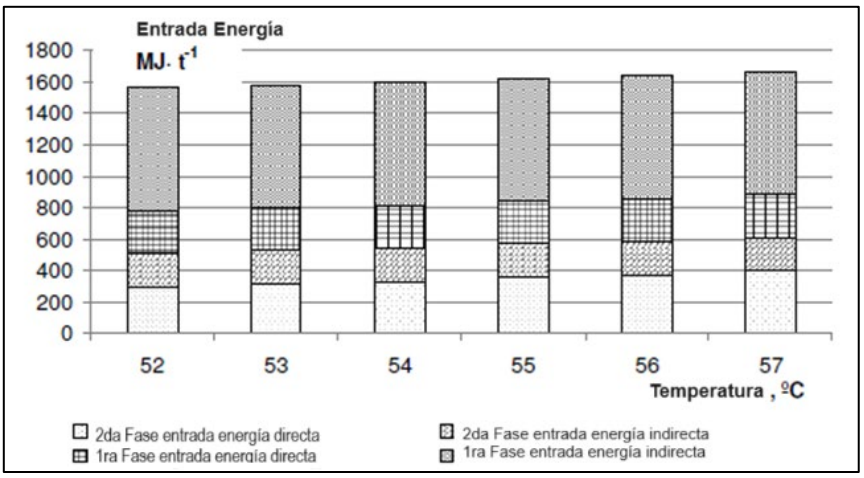


Figura 42. Requerimiento energético en la producción de biogás a diferentes temperaturas según investigación de Navickas y Colaboradores

Tomado de: (Navickas et al., 2013)

De acuerdo con la Figura 42, se observa que a medida que aumenta la temperatura de operación se incrementa la necesidad de energía en el proceso.

Por otro lado, Feiz y Colaboradores (2022), también estudiaron el balance energético a partir de residuos del hogar en diferentes estudios de caso, encontrando que el biogás reduce el impacto ambiental respecto al combustible fósil de referencia entre 62 y 80% y también reduce el consumo de energía no renovable primaria (16-31% MJ por MJ de biometano) (Feiz et al., 2022). Así mismo, y de acuerdo con la Figura 43, la etapa de pretratamiento (licuefacción o *upgrading*), y la etapa de recolección del biogás luego de su transporte son las etapas que requieren mayor cantidad de energía primaria no renovable en los escenarios estudiados por este grupo de investigación (Feiz et al., 2022),

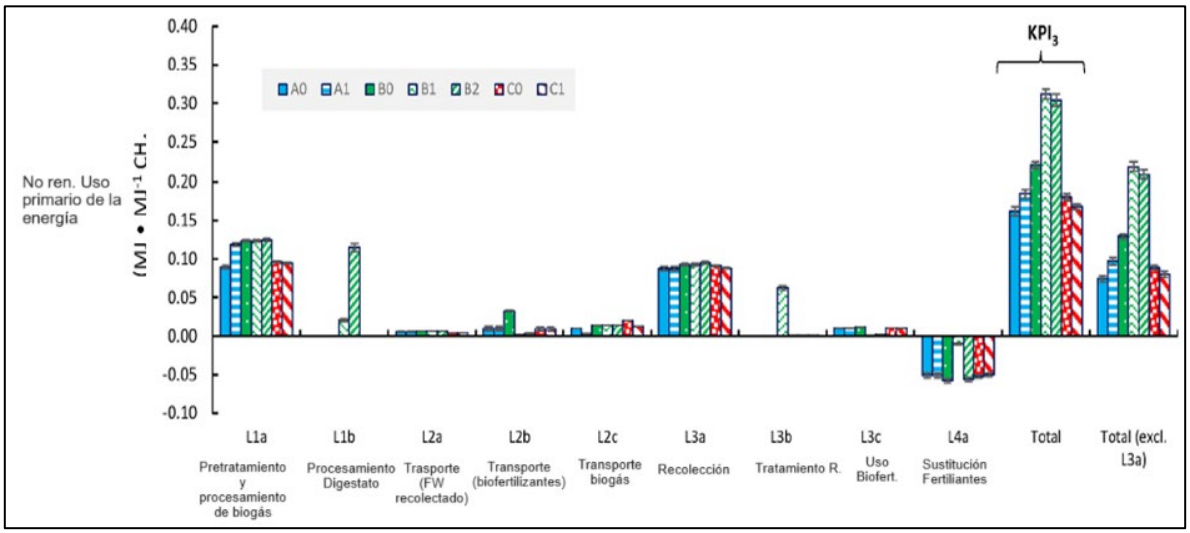


Figura 43. Uso de energía primaria no renovable por MJ de biometano suministrado para los escenarios estudiados por Feiz y colaboradores

Tomado de: (Feiz et al., 2022)

En resumen, el bioetanol de caña de azúcar logra mayor cantidad de energía disponible que el biodiésel de palma de aceite, permitiendo incluso, desarrollar sistemas productivos que integran la fabricación de bioetanol primario y secundario propendiendo por procesos más eficientes y de mayor capacidad instalada. Por su parte el biodiésel a partir de aceite vegetal usado puede generar más de 4 veces la energía requerida para su producción, siendo las etapas de recolección del ACU y distribución del biodiésel las que impactan en mayor medida el consumo energético. En el caso del bioetanol de caña de azúcar o el biodiésel de palma, la fase agrícola (obtención de materia prima) y de transformación (pretratamiento y tratamiento), son las que requieren mayor energía. En la producción de biogás, la etapa de pretratamiento y recolección son las de mayor demanda energética.

Por otro lado y en pro de apoyar el desarrollo de políticas eficientes de descarbonización en el horizonte 2030-2050 para países en desarrollo como Colombia, Plazas y Colaboradores (2023), emplearon un modelo de optimización del sistema energético nacional de código abierto (OSeMOSYS) para evaluar posibles estrategias de descarbonización en el sector energético del país que es uno de los que mayores emisiones de gases efecto invernadero produce. Se evaluaron 3 escenarios (un escenario actual proyectado a 2050 y dos escenarios de descarbonización teniendo en cuenta la NDC) (Ver Figura 44), en términos de emisiones, consumo energético, desarrollo tecnológico, costos y beneficios. Los resultados muestran que un sistema energético de descarbonización puede reducir la carbono intensidad en un 93%, la intensidad energética en un 44%, importaciones de combustibles fósiles un 90% y proveer beneficios socio económicos equivalentes al 21% respecto al PIB del 2021 (Plazas-Niño et al., 2023).

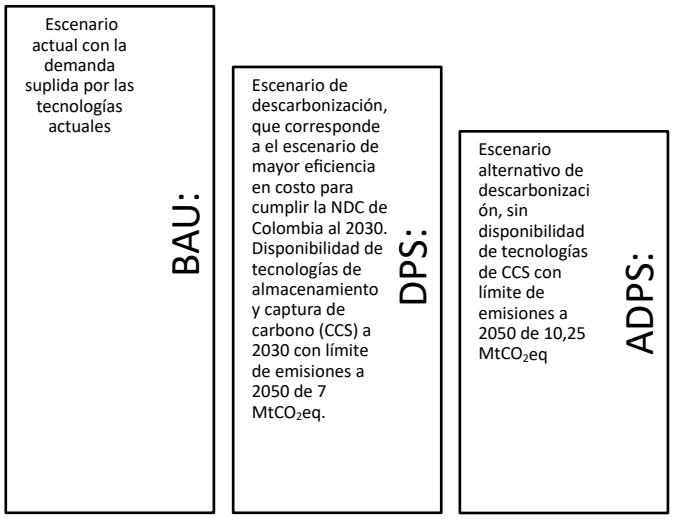


Figura 44. Escenarios contemplados en el estudio de Plazas y Colaboradores

Fuente: elaboración propia a partir de los datos de Plazas y Colaboradores

En la Figura 45 se resumen los resultados obtenidos en la proyección de consumos energéticos a 2050 por tipo de combustible en cada escenario evaluado:

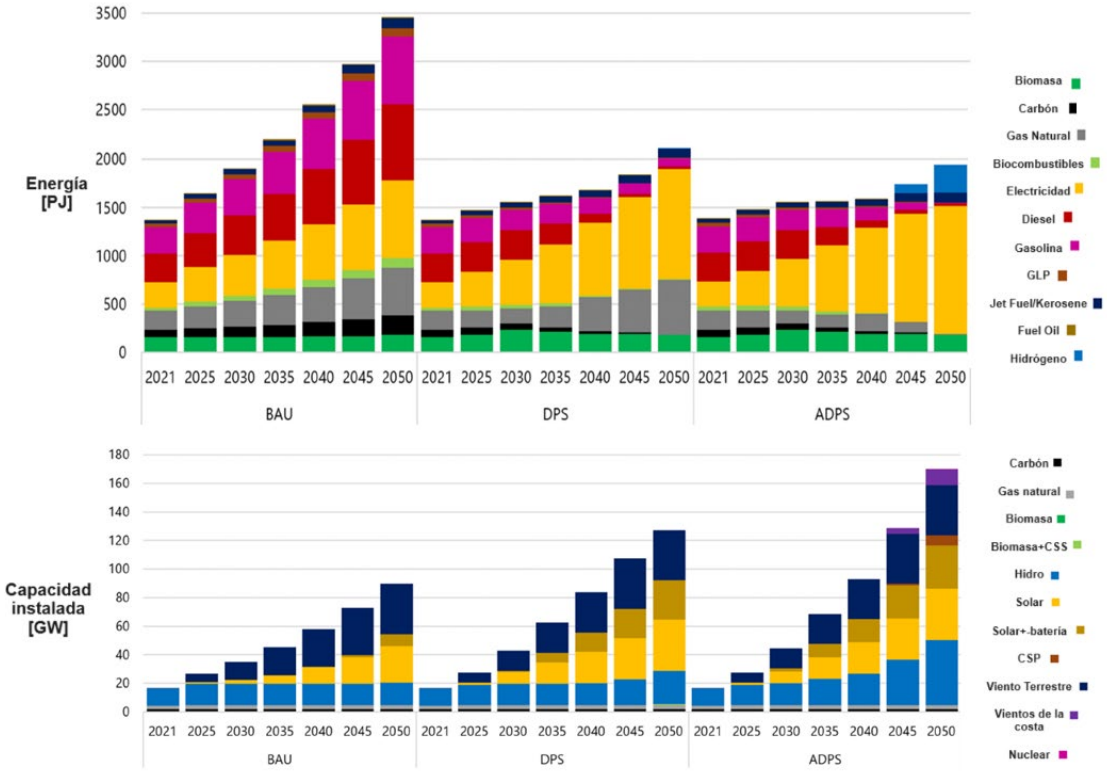


Figura 45 Consumo final energético y capacidad instalada 2021-2050 por combustible.

Tomado de: (Plazas-Niño et al., 2023)

Siguiendo con la Figura 45, en el escenario actual (BAU), la energía consumida alcanzaría 3463,5 PJ en 2050, que corresponde a 2,5 veces más la energía usada en 2021. Los escenarios de descarbonización suplen la demanda futura con menor consumo de energéticos (En escenario DPS: 2116,1 PJ al 2050 y en escenario ADPS: 1941,1 PJ al 2050), lo anterior relacionado con la inclusión de tecnologías más eficientes que mejoran la intensidad energética. Los escenarios de descarbonización enfatizan en los siguientes hechos (Plazas-Niño et al., 2023):

- La electrificación en usos finales domina la transición energética. El crecimiento de la electricidad pasa de 19% a 54% en DPS-2050 y 69% en ADPS-2050.
- El gas natural puede soportar la transición energética cuando se implementan tecnologías CCS (Carbon capture and storage)
- Si no hay tecnologías CCS, el hidrógeno es la clave para reducir emisiones GEI.
- El uso de carbón debe desaparecer en 2050 y el uso de derivados de petróleo debe decrecer progresivamente hasta niveles del 10% al 2050.

El estudio también incorpora una comparación de costos totales en billones de dólares, que se muestra a continuación:

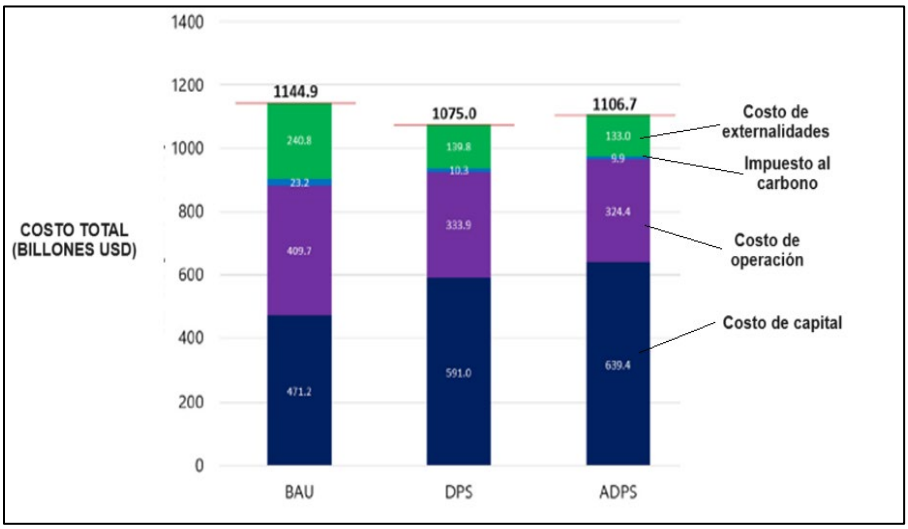


Figura 46. Comparación de costos totales por escenario.

Tomado de: (Plazas-Niño et al., 2023)

De acuerdo con la Figura 46, el costo de capital de inversión es el que impacta en mayor medida el costo total, seguido por el costo de operación, el costo de externalidades y los impuestos. El escenario que logra un menor costo es el referente al escenario de descarbonización de la NDC (DPS), sin embargo, las variaciones en costo total no son considerables entre los escenarios.

9. Análisis del horizonte energético 2030-2050 de Colombia en la demanda de biocombustibles de primera y segunda generación.

El consumo de combustibles representa un factor crucial en la dinámica actual del país. En un mundo que cada vez más se orienta hacia economías sostenibles, es imperativo realizar modificaciones en el sector energético. Teniendo en cuenta que Colombia posee, dentro de su política pública, metas y compromisos relacionados a la transición energética ligados al uso progresivo de biocombustibles de primera y segunda generación, es pertinente realizar el análisis del horizonte energético respecto a la demanda de biocombustibles en diferentes escenarios, los cuales deberán estar acordes a las políticas anunciadas, compromisos adquiridos por tratados internacionales y estrategias planteadas a nivel de gobierno para llegar al cumplimiento de estas políticas y compromisos, por otra parte, también es fundamental conocer el escenario tendencial si las condiciones de consumo de combustibles sigue en aumento y al no presentarse cambios que aporten a la disminución de su utilización en los diferentes sectores.

9.1. Escenario tendencial de la demanda de Biocombustibles.

Como se explicó anteriormente, el escenario tendencial de la demanda de combustibles hace referencia a el comportamiento de la demanda si esta sigue en aumento y no se implementan estrategias para la reducción en su uso, a continuación, se describe los escenarios para cada uno de los biocombustibles a evaluar.

9.1.1. Biodiésel.

En un escenario tendencial, tomando como punto de referencia el comportamiento de la demanda de diésel proyectada y reportada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) para el lapso entre 2022 y 2036 UPME (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022 Pag 65) se espera que el crecimiento en la demanda de este combustible sea en promedio del 0.93% anual y la demanda crece al 0,14% por mes, por lo que la tendencia de su uso se pronostica hasta 2050 tal como se expone en la Figura 47 a continuación.

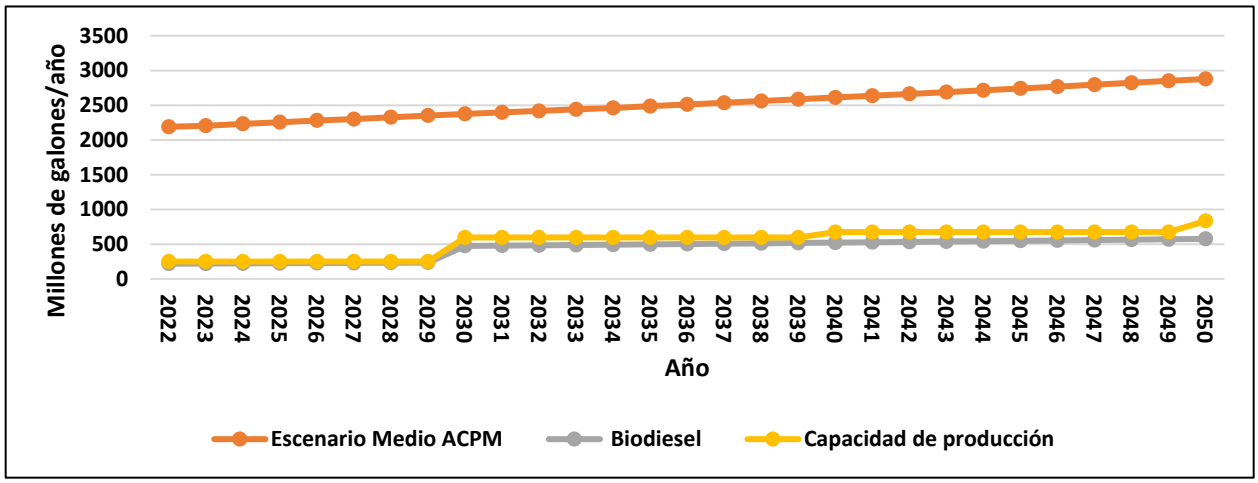


Figura 47. Proyección de demanda de Biodiésel en el escenario tendencial a 2050.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de ACPM reportados en el documento de Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022-2023 (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022, pág. 89

En la Figura 47 se toma como base los datos reportados y de proyección del ACPM presentados en el documento de "Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustible Líquido 2022-2036" y se gráfica la estimación de demanda de biodiésel la cual está ligada ligada a cumplir los porcentajes de mezcla que por normativa se deberá implementar para su uso en los diferentes sectores, por tanto, se puede proyectar de la siguiente manera según lo mostrado en la Tabla 23.

Tabla 23. Porcentajes de mezcla y demanda de biodiésel proyectadas a 2050.

Año	Porcentaje de mezcla obligatoria de biodiésel con diésel (%)	Demanda de biodiésel esperada (Millones de galones/año)
2023	10	212
2030	20	475
2040	20	480
2050	20	484

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de ACPM reportados en el documento de Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustible Líquido 2022.2036 (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022, pag.89)

Para este escenario se observa un incremento progresivo en el uso de biodiésel hasta el año 2050. De igual manera, se observa que la capacidad instalada para la producción de este biocombustible deberá seguir de manera proporcional el aumento del porcentaje de mezcla obligatoria con el fin de poder cumplir con la demanda.

Como se observa en la Figura 47, para el año 2030, en condiciones de un escenario tendiente al aumento del uso de biocombustibles, se espera una demanda de 475 millones de galones/ año, así como se espera un aumento en la mezcla de biodiésel con el combustible base, en este escenario se predice que la capacidad de producción para el 2030 y 2050 se estima que es de 595.92 y 834.28 millones de galones/año respectivamente.

En contraposición a lo presentado en la Figura 49, las cuales son proyecciones basadas en el informe realizado por la UPME, se tiene que para el escenario 2022- 2025 planteado por el documento Transición energética Justa TEJ, se espera que la demanda de diésel disminuya, a razón de que se prioriza todo el sector transporte con motores impulsados por electricidad y no a combustión interna, es así como el gobierno actual (2022-2026), proyecta que para 2050 la demanda de este combustible sea de 785.35 millones de galones/año, es decir, un 32% menor respecto a 2022.

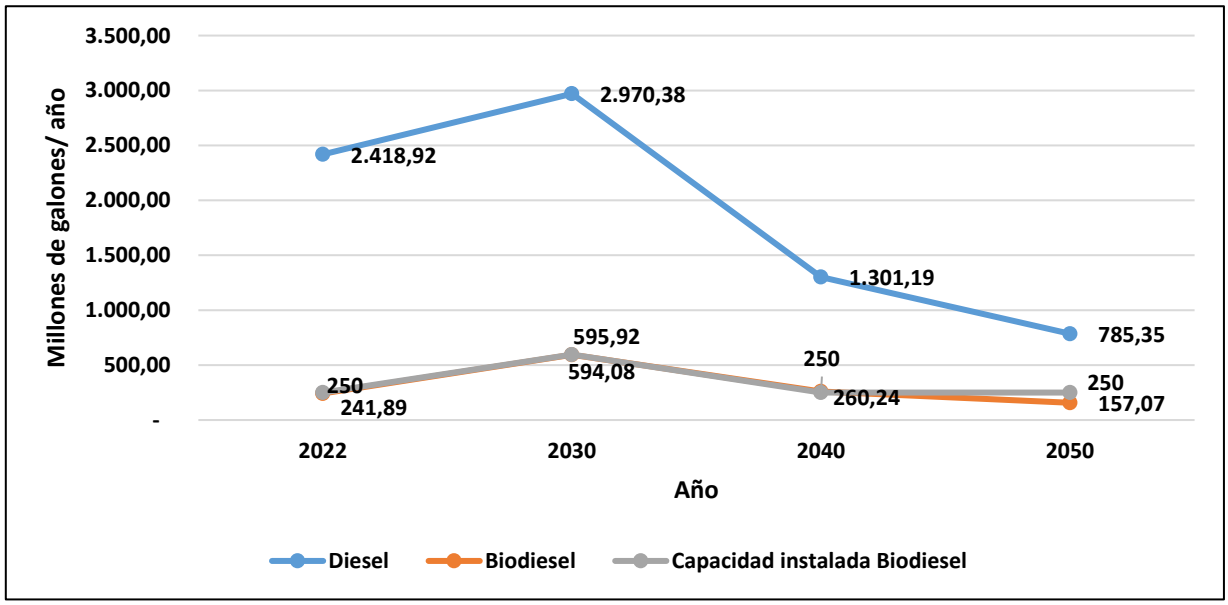


Figura 48. Demanda de diésel y biodiésel estimada a 2050.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por (Ministerio de minas y energía., 2023).

De igual manera, se espera que la capacidad instalada para la producción de biodiésel aumente desde 2022 hasta 2030 debido a que este tipo de combustible será clave para la transición energética planteada por este gobierno, sin embargo, y como se muestra en la Figura 48, la demanda de la capacidad instalada deberá disminuir hasta la que se tiene para el año 2022 nuevamente ya que se plantea no seguir dependiendo de combustibles que produzcan emisiones.

De acuerdo con los porcentajes de mezcla obligatorias establecidos por la normativa legal vigente y las proyecciones estimadas de estas a 2025, se podría afirmar que la demanda de biodiésel sería la mostrada en la Tabla 24.

Tabla 24. Porcentajes de mezcla y estimación de la demanda de biodiésel a 2050.

Año	Porcentaje de mezcla obligatoria de biodiésel con diésel (%)	Demanda de biodiésel esperada (Millones de galones/año)
2023	10	241.89
2030	20	594.08
2040	20	260.24
2050	20	157.07

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por (Ministerio de minas y energía., 2023)

9.1.2. Bioetanol.

De acuerdo con los datos reportados en el documento "Demanda de energía eléctrica, gas Natural y combustibles líquidos 2022-2036" (UPME, Unidad de Planeación Minero-Energético, pág. 89) la proyección de demanda para 2030 de gasolina es en promedio 2532 millones de galones/año y para el 2036 será de 2678 millones de galones/año, teniendo en cuenta que el porcentaje promedio anual de crecimiento de la demanda para este combustible es de 1.34 % se puede establecer la siguiente tendencia de demanda hasta el año 2050.

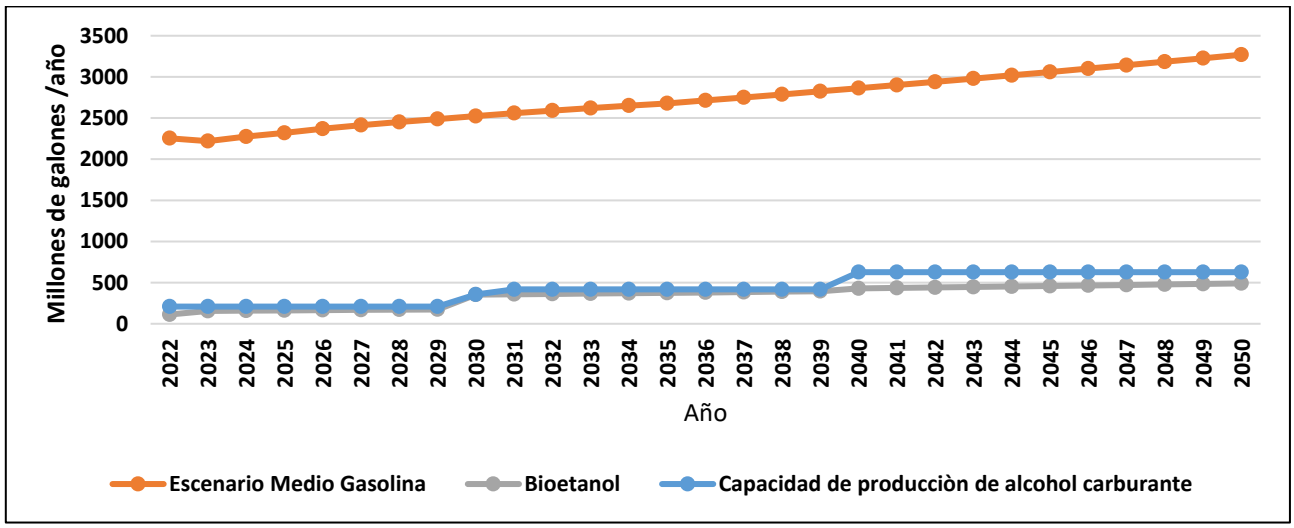


Figura 49.Demanda de bioetanol proyectada a 2050.

*Fuente: Elaboración propia a partir de datos de proyección de gasolina reportados en el documento "**Demanda de energía eléctrica, gas Natural y combustibles líquidos 2022-2036**" por (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022, pag.89)*

En un escenario proyectado, se estima que para el año 2050 la demanda de gasolina alcanzaría los 3270 millones de galones anuales, con una capacidad instalada prevista de 627 millones de galones por año. Además, se contempla un requisito de mezcla obligatoria del 15% del combustible base con bioetanol.

De acuerdo con lo anterior, se espera que la demanda de bioetanol está ligada a los porcentajes de mezcla obligatoria, esto se encuentra basado en los datos reportados por la UPME para el año 2022 y sus respectivas proyecciones, por tanto, los datos de mezcla y demanda se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25. Porcentajes de mezcla y demanda proyectada de bioetanol a 2050.

Año	Porcentaje de mezcla obligatoria de bioetanol con gasolina (%)	Demanda de bioetanol esperada (Millones de galones/año)
2023	7	139
2030	14	353
2040	15	429
2050	15	490

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022).

La Tabla 25 muestra el incremento del uso de bioetanol hasta el 2050. Respecto a la capacidad instalada para la producción de bioetanol, se espera que esta incremente de manera gradual acorde a los porcentajes de mezcla establecidos y a los tiempos determinados para su implementación.

Por otra parte en el documento de Transición energética Justa (TEJ), se busca que la gasolina pase de un consumo de 1714.94 millones de galones/año en 2022 a 1566.33 millones de galones/ año en 2030, 1,070.96 millones de galones/año en 2040 y 637.37 millones de galones/año en 2050, es decir, que se produzca una reducción de la demanda de este biocombustible de manera progresiva llegando a una disminución de aproximadamente 37% respecto al año 2022, como se muestra en la Tabla 26:

Tabla 26. Porcentajes de mezcla y estimación de la demanda de bioetanol a 2050.

Año	Porcentaje de mezcla obligatoria de bioetanol con gasolina (%)	Demanda de bioetanol esperada (Millones de galones/año)
2023	8	85.75
2030	14	219.29
2040	15	160.64
2050	15	95.61

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados po*r Fuente especificada no válida.*

En la Figura 50 a continuación, se resume las demandas estimadas por el Gobierno actual según el documento TEJ respecto a el consumo de gasolina hasta el año 2050 así como la cantidad de bioetanol que, según los porcentajes de mezcla obligatorios estimados en la tabla anterior, se requerirá para cumplir con lo establecido con la normativa.

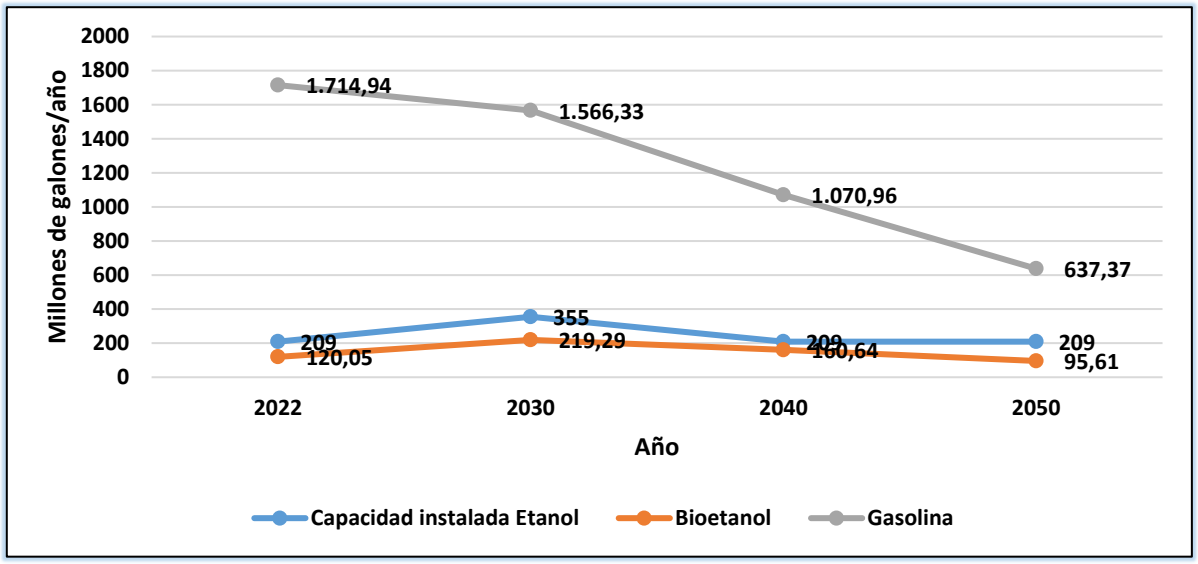


Figura 50. Demanda de gasolina y bioetanol estimada a 2050.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por Documento TEJ

En contraposición de las proyecciones de la UPME las cuales se encuentra reflejadas en la figura 48, se observa que, para el escenario de la TEJ, reflejado en la Figura 50, se prevé un aumento para 2030 de la capacidad instalada para la producción de bioetanol, esto debido a la estrategia del gobierno de implementar los biocombustibles como una de las alternativas para la transición energética, sin embargo, se observa una tendencia a volver a la capacidad instalada que se tenía a 2022 debido a la implementación en mayor magnitud de movilidad a partir de energía eléctrica.

9.1.3. Biogás.

De acuerdo con las proyecciones realizadas por la UPME para el lapso de 2022 hasta 2036 se tiene que para el año 2030 la demanda de gas natural será de 571 GBTD/año, teniendo que, según los datos suministrados por esta entidad, el promedio anual de crecimiento de la demanda de gas natural es 0.37%, se puede inferir un crecimiento de la demanda de este combustible hasta 2050 tal como se expone en la Figura 51 a continuación.

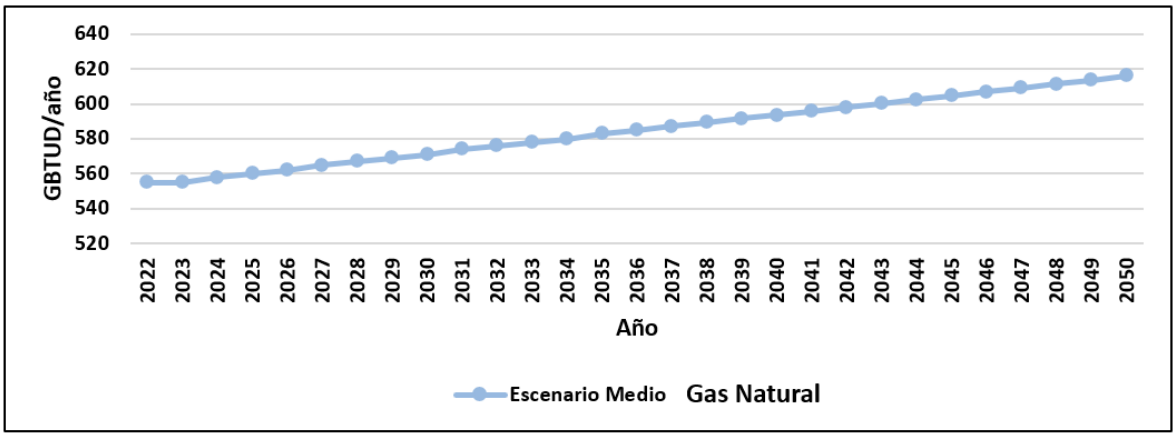


Figura 51. Proyección de la demanda de Gas Natural a 2050.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022).

9.1.4. SAF.

De acuerdo con las estimaciones realizadas por la UPME para el periodo de 2022 a 2036, para el 2023 se estima un valor de 592 millones de galones/año de Jet Fuel, teniendo en cuenta los cálculos realizados por esta entidad (UPME) el crecimiento promedio de la demanda de este tipo de combustible es de 4.7%, se puede estimar que para la tendencia de la demanda se comportará así hasta 2025, tal como se expone en la Figura 52[8] a continuación.

[8] En el informe desarrollado por la UPME, en la tabla A8, se describe la proyección de la demanda de Jet Fuel (Millones de galones), allí describen desde el año 2022 hasta el 2035 dicha demanda en un escenario medio, asi mismo describen intervalos de confianza superior e inferior al 95% y 68%, por tanto, para este estudio se escogió el escenario medio del mencionado documento, la estimación del consumo en millones de galones va desde 2022 hasta el 2035 de 552 hasta 996 respectivamente

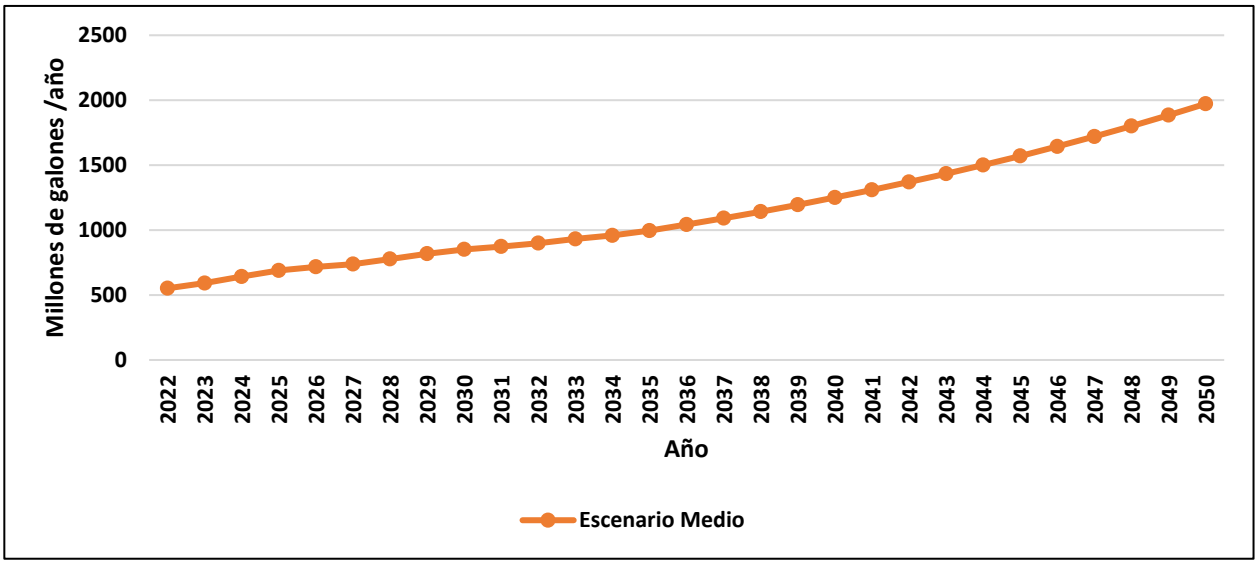


Figura 52. Proyección de la demanda de Jet Fuel a 2050.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022).

En un escenario tendencial, se espera que la demanda de Jet fuel para el 2050 sea de 1972 millones de galones/año, aunque el horizonte respecto a la mezcla de Jet fuel con biocombustibles aún no es claro, se espera que de manera progresiva hasta 2050 se tenga un porcentaje de mezcla entre el 5% y el 50%.

Para El escenario 2020 – 2025, la TEJ establece para este tipo de combustibles, la siguiente tendencia de su demanda expuesta en la Figura 53 a continuación.

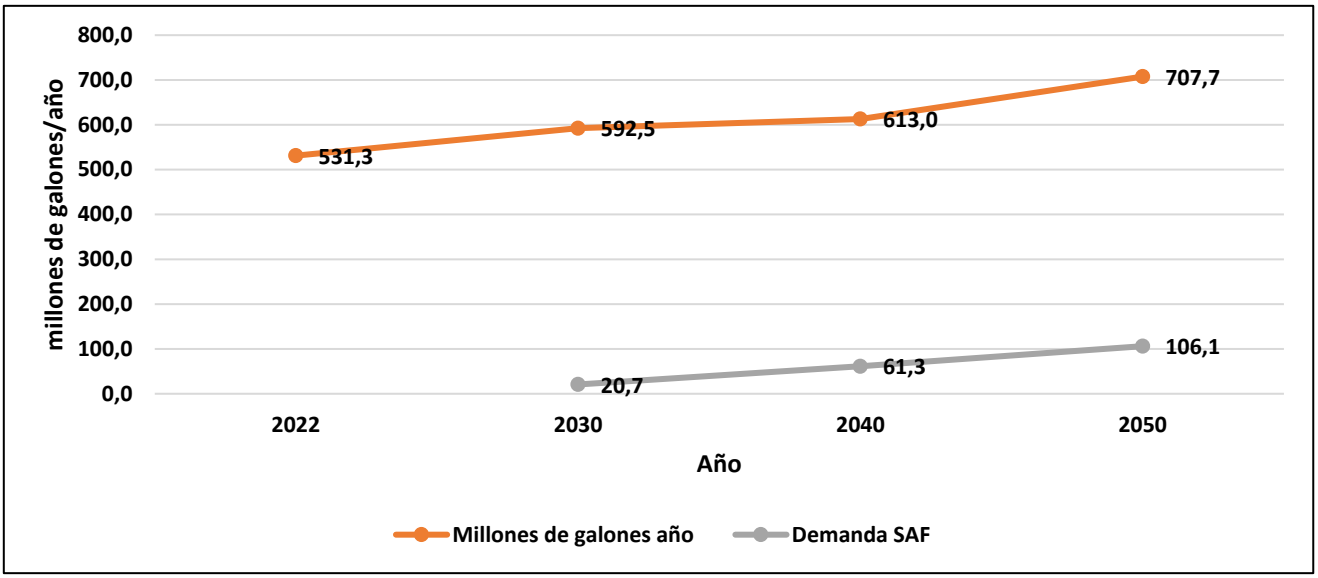


Figura 53. Demanda de Jet Fuel / SAF estimada a 2050.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por *Fuente especificada no válida.*.

Se espera que para 2030 se tenga una demanda de 592.5 millones de galones/año de Jet Fuel, 613 millones de galones/año para 2040 y finalmente para 2050 se espera una demanda de 707.7 millones de galones/año. Se plantea que Colombia tendrá, a partir de 2028, porcentajes de mezcla para este tipo de combustible con SAF, estos porcentajes representarían la demanda proyectada de biocombustible, la proyección del Gobierno Nacional respecto a estos porcentajes de mezcla y la posible demanda a 2050 se resumen en la Tabla 27 a continuación.

Tabla 27. Porcentajes de mezcla y estimación de la demanda de SAF a 2050.

Año	Porcentaje de mezcla obligatoria de SAF con Jet Fuel (%)	Demanda de SAF esperada (Millones de galones/año)
2028	1%	5.9
2030	7%	50*
2040	10%	61.3
2050	15%	106.1

Fuente: Elaboración propia a partir de datos reportados por (Ministerio de minas y energía., 2023)
****Se espera la creación de una planta al menos de 50 millones de galones.***

Actualmente no existe un panorama claro de la capacidad instalada que se tendrá de SAF para cumplir con los porcentajes de mezcla establecidos por el gobierno, sin embargo, estas capacidades instaladas deberán obedecer a la proyecciones realizadas en el TEJ en el sentido de ser acordes a la demanda generada por los porcentajes de mezcla obligatorios estimados, de acuerdo a lo presentado en la tabla 27, por otra parte, este es el único combustible que, en este escenario, posee una tendencia de aumento debido a que no existe actualmente alternativas de cero emisión para el transporte aéreo.

9.2 Comparación de las tendencias planteadas para la demanda de biocombustibles en Colombia 2030-2050.

Los escenarios planteados previamente revelan dos posibles tendencias que podrían surgir en Colombia entre 2030 y 2050. Por un lado, se destaca un aumento en el uso de combustibles fósiles, lo que podría impulsar el empleo de biocombustibles para su mezcla, según lo indicado en el Informe Proyección Demanda Energética 2022-2036 de la UPME. Por otro lado, el documento de Transición Energética Justa (TEJ) describe un escenario alternativo que sugiere una reducción en el uso de combustibles fósiles. Si bien en el primer caso se considera a los biocombustibles como una alternativa para sustituir a los combustibles convencionales, en el segundo se plantea su utilización como paso intermedio hacia una transición total hacia la energía eléctrica.

Los procesos de transformación para los biocombustibles de segunda generación se encuentran en fases pilotos y de investigación, existe un potencial importante a partir de la generación de incentivos a partir de la reducción de los Gases de Efecto Invernadero, debido a que estos no tienen los procesos de extracción y de adecuación de la tierra para su producción, por el contrario, su ciclo de vida inicia desde la transformación de los residuos generados de diferentes actividades relacionadas. Desde los panoramas descritos, el escenario de disminución de biocombustibles no generaría incentivos para su utilización debido a que se tendería a eliminar su uso.

En el escenario tendencial se estima que para 2050, la demanda de biodiésel incrementará en un 23%, el bioetanol subirá 31% y el gas natural en un 10% respecto a las cantidades reportadas por el la UPME para 2022.

Para el escenario de disminución de uso de combustibles fósiles, la demanda del diésel disminuirá en un 35%, la de la gasolina en un 21% y la de gas natural disminuirá en un 27% respecto a lo proyectado por la TEJ para el año 2050.

10. Metas de producción de biocombustibles alternativos de segunda generación proyectadas a 2030-2050, en Colombia.

En 2023, se radico el primer borrador de la Transición Energética Justa (TEJ) la cual establece las siguientes apreciaciones:

La transición no solo se centrará en la descarbonización del transporte, sino que también estará dirigida hacia un desarrollo económico productivo distinto al extractivismo, con un enfoque de justicia socioambiental. En este contexto, la reindustrialización y la modernización tecnológica de los diversos sistemas y modos de transporte desempeñan un papel crucial en el proceso de transición (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

En este contexto, se plantea una perspectiva disruptiva para la descarbonización del transporte, caracterizada por la implementación acelerada de políticas públicas sin considerar barreras socioeconómicas o técnicas. Es crucial destacar que las estrategias propuestas en este enfoque no cumplen plenamente con los principios de factibilidad, plausibilidad e implementabilidad, lo que podría implicar cambios retroactivos de mayor complejidad. En este escenario, cobra relevancia la adopción de la electromovilidad y la reconversión completa del parque automotor de pasajeros y carga mediante programas intensivos de desintegración de vehículos y flotas (Ministerio de Minas y Energía, 2023). El uso de biocombustibles para la transición se hace relevante durante el proceso de descarbonización de los combustibles fósiles, mediante los siguientes mandatos de mezclas y su capacidad instalada requerida según lo mostrado en la Tabla 28.

Tabla 28. Mandatos de mezcla para el periodo 2026-2050.

Periodo	Meta	Capacidad instalada requerida (Ton/ año)	Galones
2026-2030	E14 y B20	Biodiésel (20%) 1’655.886 Bioetanol (14%) 4’308.000	Biodiésel: 450 millones Bioetanol: 1150 millones
2030-2040	E15 Y B20	Biodiésel (20%) 1’655.886 Bioetanol (15%) 4’615.715	Biodiésel: 450 millones Bioetanol: 1240 millones
2040-2050	E15 Y B20		

Adaptado de: (Federación Nacional de Biocombustibles, 2023; Ministerio de Minas y Energía, 2023)

En cuanto a la Transición Energética Justa, se considera que va muy alineada con los diferentes actores de la cadena, sin embargo, no hay una legislación clara, incentivos, ni reglas jurídicas que se respeten y que los productores de estos biocombustibles establezcan una mayor producción para consumo interno y para procesos de exportación, esto dependerá de manera directa a los beneficios que obtengan y que les permita competir en un mercado internacional. A continuación, se establecen algunas consideraciones a implementar:

1. Se requieren acuerdos formales entre compradores y vendedores, los cuales deben establecerse mediante contratos según las regulaciones correspondientes.
2. Gestión y supervisión de los niveles de inventario.
3. El precio de comercialización de los biocombustibles debe ser determinado por el Ministerio o el Gobierno, estableciendo una hoja de ruta clara que incluya Decretos, Resoluciones y posiblemente Leyes. La implementación efectiva de mandatos de mezcla se respaldará con

inversiones destinadas a la expansión de las instalaciones. Se deberán proporcionar documentos que ofrezcan seguridad jurídica para gestionar el riesgo de inversión, garantizando un nivel significativo de certeza.

4. Contar con toda la gama de materias primas: biomasas residuales, biomasas residuales de los cultivos actuales, pastos y otros tipos de oleaginosas. Teniendo presente que están deben ser desarrolladas en el país ya que se encuentra en fase de investigación y pruebas piloto.
5. Establecer mecanismos o incentivos para la investigación para las materias primas de segunda generación ya que la expectativa es incorporarlas como insumos para la generación de biocombustibles.
6. Incentivos económicos que generen la competitividad de los productores para iniciar y mejorar la exportación de los biocombustibles.

10.1. Procesos logísticos para la obtención de biocombustibles de segunda generación.

10.1.1. Logística para la producción de biogás.

Las materias primas más comúnmente utilizadas para producir biogás en Colombia son los residuos agrícolas, los lodos generados en la depuración de aguas residuales, los residuos orgánicos domésticos y el estiércol animal. A continuación, se expondrá la logística general para su producción a partir de los residuos anteriormente mencionados.

10.1.1.1 Logística para la recolección y almacenamiento de residuos orgánicos y estiércol utilizados en la producción de biogás.

La descomposición de residuos orgánicos y estiércol puede conducir a la producción de biogás. Este proceso se lleva a cabo típicamente en fosas aisladas revestidas con plásticos de alta densidad, que previenen la liberación del gas generado a la atmósfera, el proceso logístico de generación de biogás se puede observar en la Figura 54.

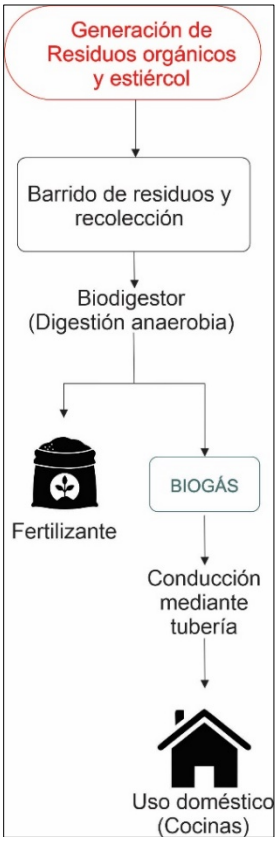


Figura 54. Proceso logístico para la generación de biogás a partir de residuos agrícolas y estiércol
Fuente: Elaboración propia.

En Colombia, la generación de biogás se ha implementado principalmente en las zonas rurales donde predominan las actividades agrícolas y ganaderas. Según la última Encuesta Nacional Agropecuaria (ENA), los departamentos con mayor cantidad de ganado vacuno son Antioquia, Casanare, Meta, Córdoba, Caquetá, Santander y Cesar, donde se registra un rango de 1,408,713 a 3,258,053 cabezas de ganado (DANE, 2023). Esto sugiere que estos territorios tienen un alto potencial para la implementación de la generación de biogás a partir del estiércol. Ver Figura 55 y Figura 56.

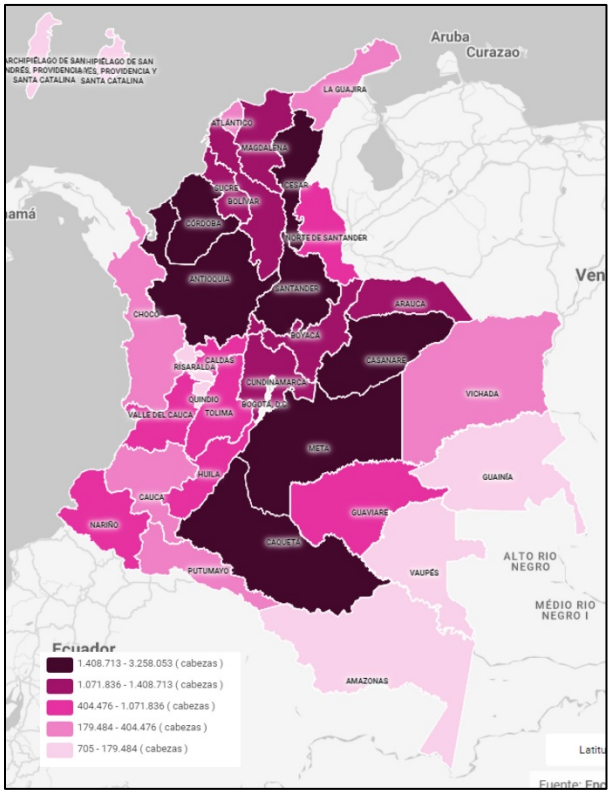


Figura 55. Total, cabezas de ganado vacuno registradas mediante la ENA por departamento.

Fuente, DANE, 2019.

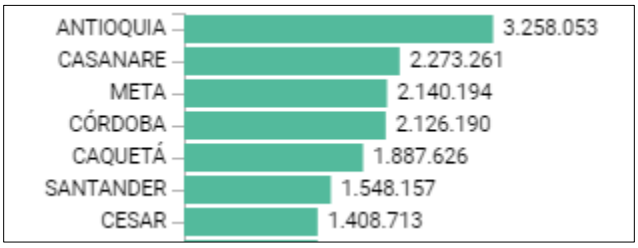


Figura 56. Número de cabezas de ganado registradas en los 7 departamentos con mayor cantidad de ganado.

Fuente, DANE, 2019.

Según el DANE (2019), los municipios con mayor actividad agrícola en Colombia son Valle del Cauca, Tolima, Quindío y Nariño (Cámara de Comercio, 2023), lo que los convierte en los departamentos con mayor potencial para la implementación de procesos de transformación de materia orgánica en biogás.

Tanto en Colombia como en el resto del mundo, la generación de biogás a partir de residuos ha sido limitada para su uso en el mismo lugar de generación debido principalmente a las bajas presiones del gas producido.

Teniendo en cuenta que un bovino adulto puede generar entre 20 y 30 Kg/día de estiércol (Pérez-Bravo, 2017), y de una tonelada de materia orgánica se pueden obtener entre 120 y 300 m^3 de metano (Universidad Nacional Autónoma de México, 2013). Considerando que en 2019 se

registraron un total de 27,239,767 cabezas de ganado en Colombia, se estima que el sector ganadero puede producir aproximadamente 3,240 m^3/año de biogás.

Por otra parte, se estima que en el país se generan anualmente 700,000,000 toneladas de residuos agroindustriales (Molina et al., 2015). Una tonelada de estos residuos puede generar entre 60 y 90 m^3 de biogás (BEKON, s.f.), lo que significa que el sector agrícola podría producir aproximadamente 63,000 millones de m^3/año de biogás.

10.1.1.2. Logística para el tratamiento de lodos residuales para su uso en la producción de biogás.

Una de las tecnologías más innovadoras implementadas en Colombia para la generación de biogás se enfoca en el aprovechamiento de lodos derivados del tratamiento de aguas residuales. A lo largo de las distintas fases de este proceso, se generan lodos y biolodos que, por lo general, se consideran desechos y se gestionan para su disposición final en rellenos sanitarios o mediante empresas especializadas. Sin embargo, al emplear digestores anaerobios en su tratamiento, es posible extraer metano de estos residuos. Este biogás resultante se utiliza comúnmente para la generación de energía, lo que proporciona autonomía energética al sistema de tratamiento y también; Puede utilizarse en el proceso de calentamiento de los lodos espesados debido a las características mesofílicas de las bacterias encargadas de eliminar la carga orgánica del agua residual (Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, s.f.).

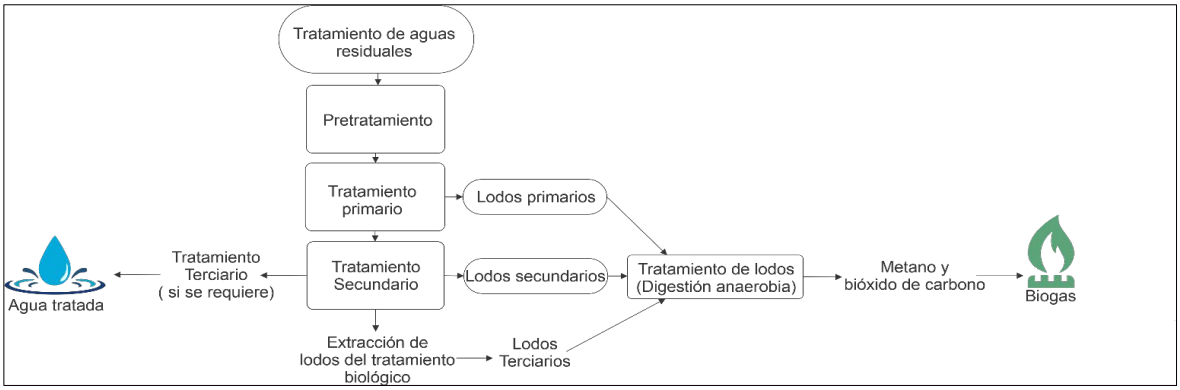


Figura 57. Proceso logístico para el tratamiento de lodos residuales para su uso como materia prima en la elaboración de Biogás.

Fuente: Elaboración propia.

En el año 2021, Colombia contaba con un total de 720 Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR), las cuales representan un potencial para la implementación de tecnologías destinadas a la obtención de biogás, ver Figura 57.

En el país, se han evidenciado casos exitosos de uso de esta tecnología con fines energéticos y de mitigación ambiental, como el proceso de manejo de lodos llevado a cabo por la PTAR El Salitre. Esta planta emplea la digestión anaeróbica para convertir la materia orgánica en biogás. Del biogás

generado, el 35% se destina al calentamiento de los lodos espesados, aprovechando las características mesofílicas de las bacterias que eliminan la carga orgánica del agua residual, mientras que el resto se quema de manera controlada para transformarse en agua y dióxido de carbono (Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, s.f.). Se estima que mensualmente la PTAR El Salitre produce en promedio 480,000 m^3 de biogás.

10.1.1.3. Logística para la obtención de biogás a partir de la descomposición de residuos dispuestos en rellenos sanitarios.

En la Figura 58 a continuación, se resume la logística para la obtención de la materia prima para la obtención de biogás a partir de la descomposición de residuos sólidos dispuestos en rellenos sanitarios.

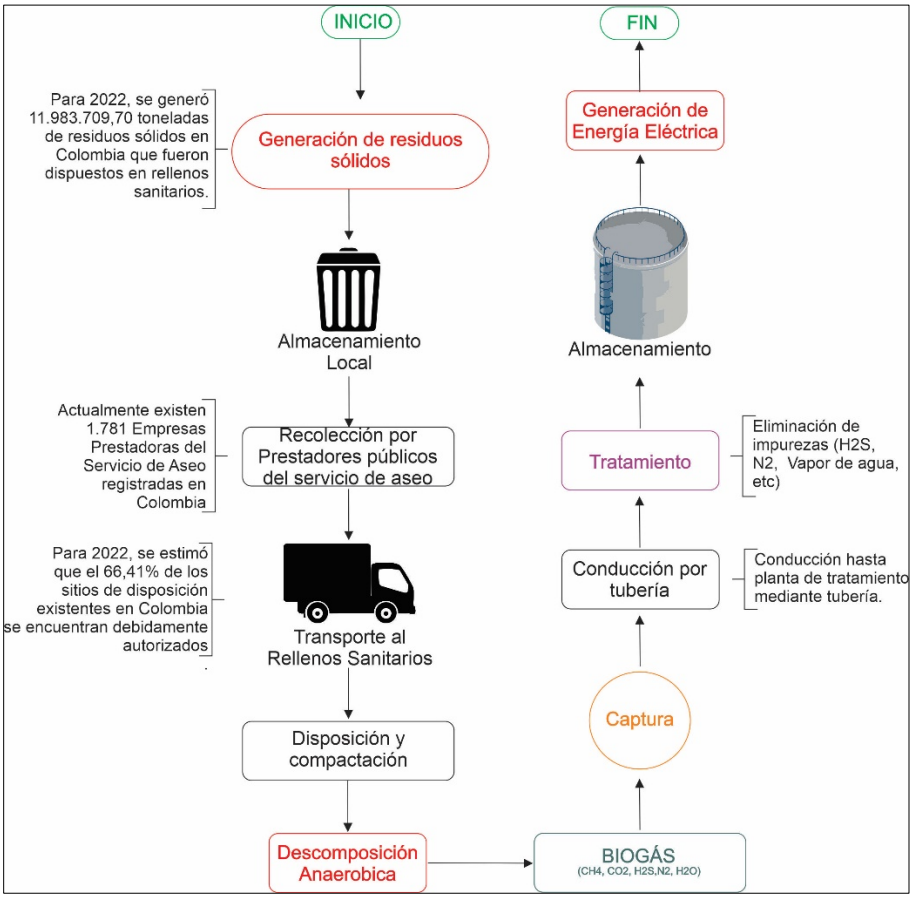


Figura 58. Proceso logístico para la obtención de biogás a partir de la descomposición de materia prima en los rellenos sanitarios.

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los datos reportados por la Superintendencia de Servicios Públicos (Superservicios) dentro del Informe Nacional de disposición final de residuos sólidos en la vigencia 2022, en Colombia, se dispusieron 11.983.709,70 Toneladas en el año, en el marco del servicio público de aseo. Teniendo en cuenta que una tonelada de residuos puede generar entre 60 y 90 m^3 de biogás (BEKON, s.f.) y relacionando este dato con la producción de residuos generada en Colombia para el

año 2022 citada anteriormente, se puede estimar que los rellenos sanitarios de Colombia pueden generar aproximadamente 3.595 millones de m^3 al año de biogás.

10.1.2. Logística para la producción de SAF.

10.1.2.1. Logística para la recolección, transporte, almacenamiento y comercialización de Aceite de Cocina Usado para su posterior implementación en la elaboración de SAF.

La logística de recolección del aceite usado de cocina fue mostrada al detalle en el numeral 5 del presente documento, a continuación, se muestra en la

Figura 59 de manera general, el proceso logístico de la gestión de ACU en Colombia, así como el proceso logístico de la transformación de este a combustible sostenible de aviación SAF.

Para la optimización de la recolección de aceites vegetales usados, en Colombia, se podría seguir el mismo modelo posconsumo establecido para algunos insumos que luego de ser utilizados se convierten en residuos peligrosos o especiales tales como los medicamentes o las llantas, así como también, se podría implementar la recolección selectiva utilizada para los residuos aprovechables. Si bien se hace necesario que esta estrategia sea establecida por norma, es importante colocar metas claras y reales de recolección de ACU mediante los programas ya mencionados y comprometer a los fabricantes de Aceite vegetal en su gestión luego de su uso tomando como principio que el fabricante es responsable de su producto hasta su disposición final y/o aprovechamiento.

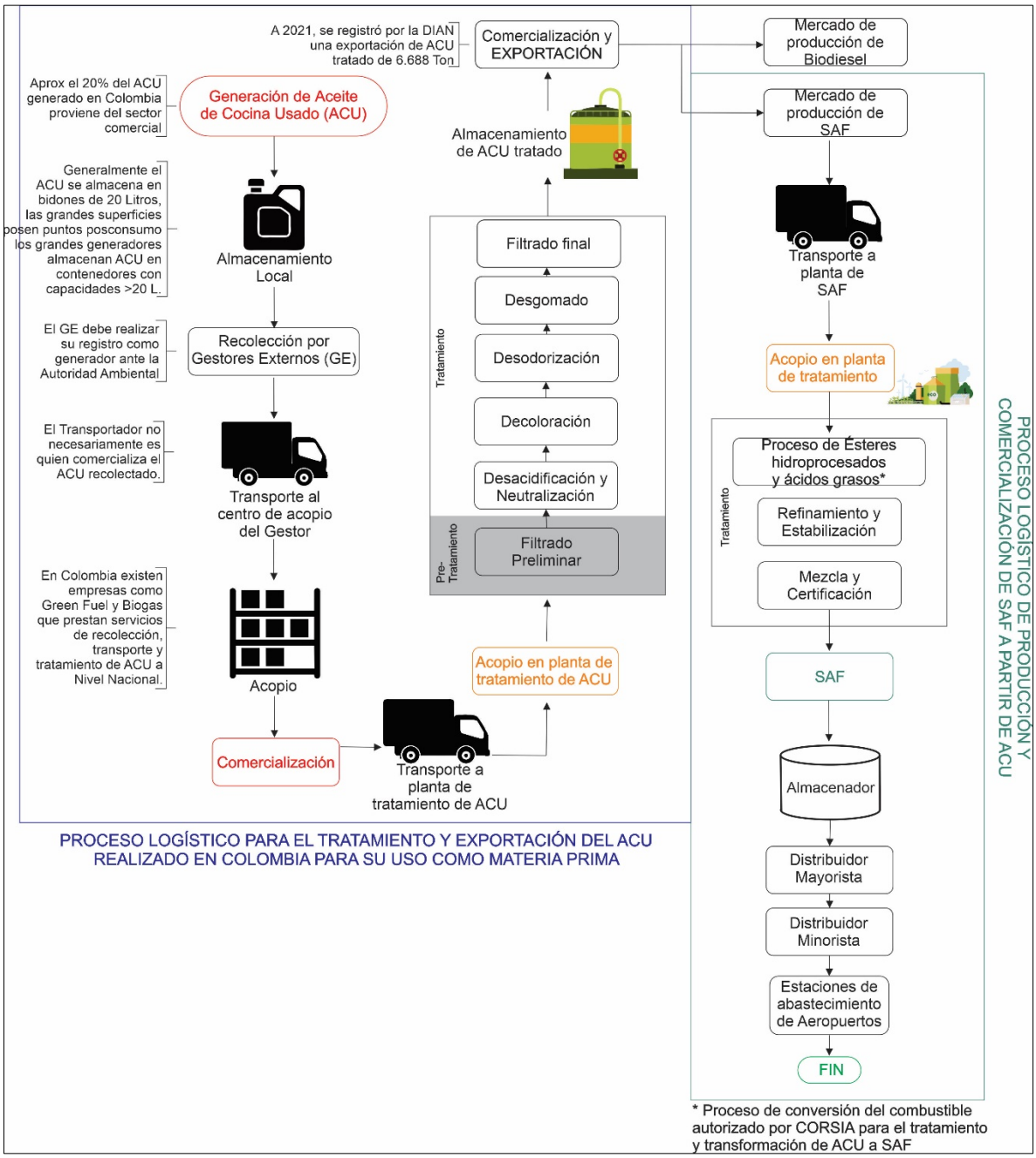


Figura 59. Proceso logístico para la recolección, transporte y tratamiento de ACU para su posterior comercialización y uso como materia prima en la elaboración de SAF.

Fuente: Elaboración propia.

10.1.2.2. Logística para la recolección, transporte, almacenamiento y comercialización de Residuos agrícolas y forestal para su posterior implementación en la elaboración de SAF.

Los residuos agrícolas también pueden ser utilizados en la generación de SAF, la cadena logística desde la obtención a materia prima hasta su transformación a SAF se expone en la Figura 60 a continuación.

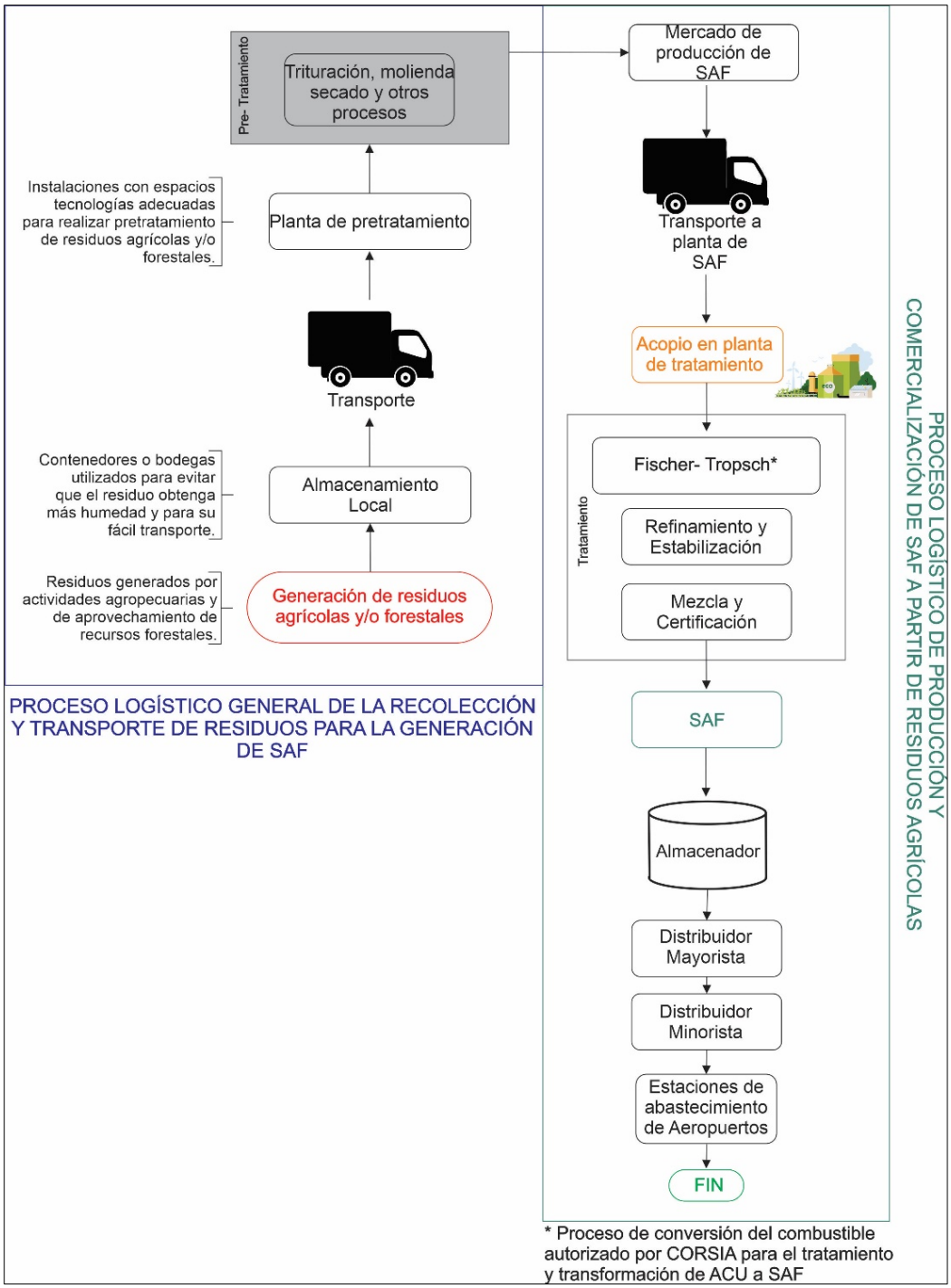


Figura 60. Proceso logístico para la recolección, transporte y tratamiento de residuos agrícolas para su posterior comercialización y uso como materia prima en la elaboración de SAF.

Fuente: Elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, los residuos agrícolas poseen un gran potencial de uso en el país debido a la gran cantidad que se genera en las zonas rurales.

10.1.3. Logística para la producción de bioetanol de segunda generación.

El bioetanol de segunda generación puede generarse a partir de residuos orgánicos procedentes de las actividades de la agroindustria, se estima que Colombia genera un aproximado de 700.000.000 ton/año de residuos agroindustriales (Molina et al., 2015) por lo que el potencial para la generación de bioetanol de segunda generación es elevado. La Figura 61 muestra la logística para la producción de bioetanol de segunda generación.

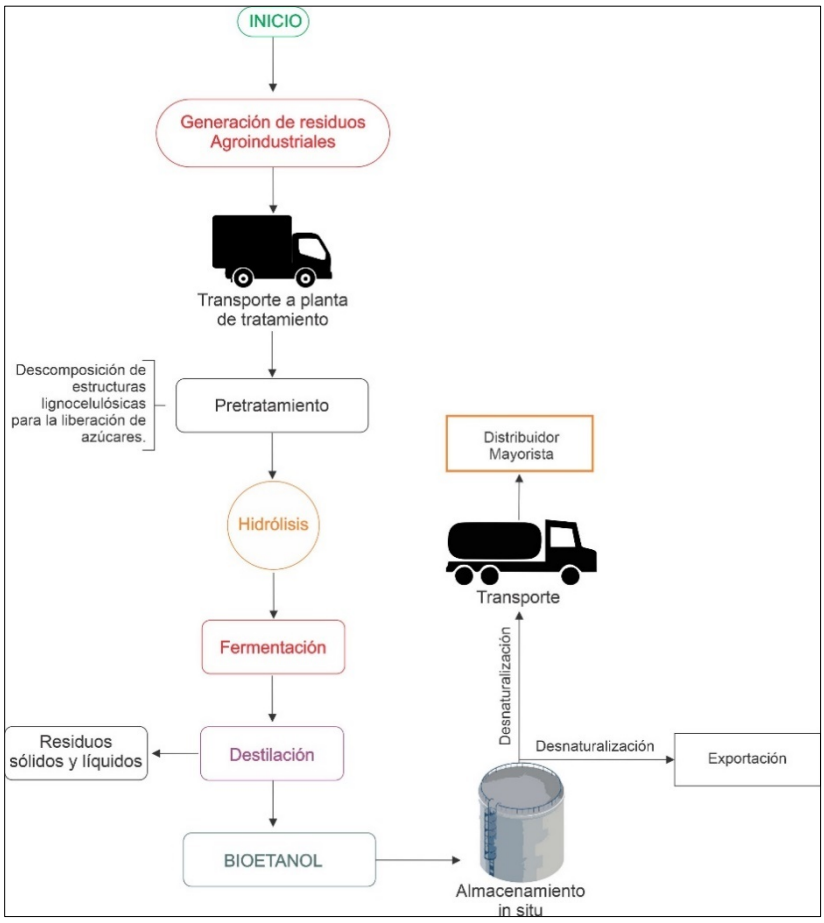


Figura 61. Logística para la producción de bioetanol de segunda generación.

Fuente: Elaboración propia.

10.1.4. Logística para la producción de Biodiésel de segunda generación.

Dentro de la logística para la obtención de biodiésel de segunda generación se establece el proceso de recolección de ACU el cual es un insumo para poder fabricar este combustible, de igual manera

se establece el proceso de pretratamiento de la materia prima y posterior transformación a biodiésel, según lo mostrado en la Figura 62.

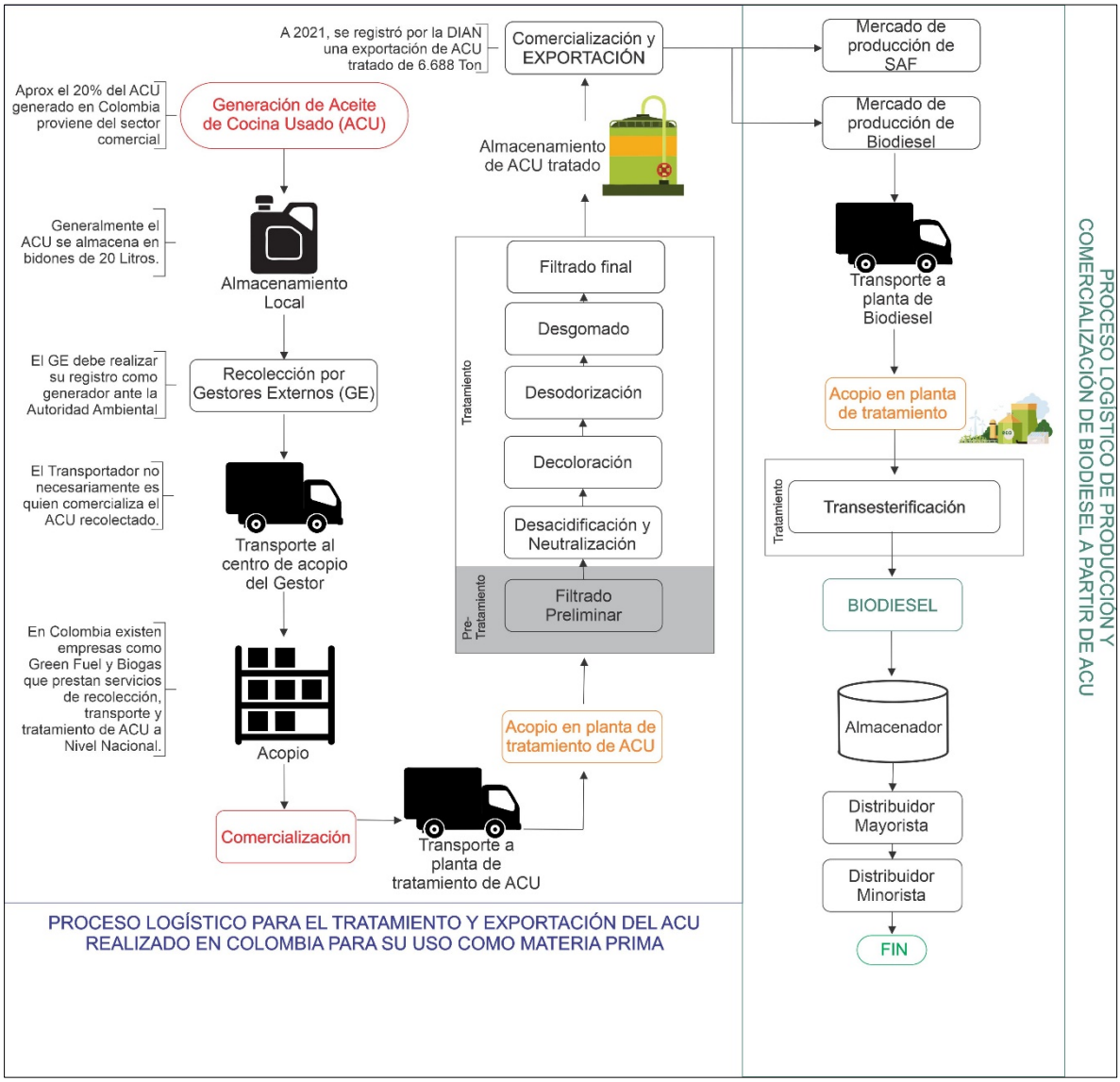


Figura 62. Logística para la producción de biodiesel de segunda generación.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se plantea el escenario hipotético en el cual la totalidad del aceite de cocina usado ACU producido en el país no es exportado y está disponible para ser transformado en biodiésel de segunda generación vía transesterificación.

Para este cálculo se tienen varias consideraciones tales como:

La cantidad de aceite de cocina usado ACU es la reportada en la Tabla 14, Toneladas exportadas: año 2022: 26.399, año 2023: 35.684 (a noviembre)

Total, toneladas ACU disponibles para transformación: 61.983 toneladas.

Tabla 29. Proyecciones de producción de biodiésel de segunda generación a partir de aceite de cocina usado ACU.

Material de partida	**Producto a obtener**	**Toneladas de ACU**	**Toneladas de producción biodiésel de segunda generación**	**Demanda del mercado en Colombia (toneladas)**	
Aceite de cocina usado ACU	Biodiésel, rendimiento: 79 - 95%*	61.983		760.219 toneladas**	
	límite inferior 79%		48.967	6.4%	Cobertura de la demanda nacional 2024
	límite superior 95%		58.884	7.7%	

***Rendimiento depende del tipo de catalizador, según (Antonio Alfonso Alvarez, 2013; Osma Lobo, 2013)**
**** Demanda de B100 en el año 2024, para mantener una mezcla de B10, según lo reportado en la Tabla 30.**

La Tabla 29 muestra las cantidades que se podrían producir de biodiésel de segunda generación, teniendo en cuenta el límite superior del rendimiento (95%), se podría cumplir con el 7.7% de la demanda nacional de B100 para el año 2024 (dato obtenido de la Tabla 30) más los beneficios asociados en la reducción de emisiones, uso de la tierra. Etc.

10.2. Proyecciones, demanda de biocombustibles de primera generación 2022 – 2036.

10.2.1. Proyecciones aumento de mezcla diésel biodiésel 2022 - 2036

A continuación de se muestran las proyecciones de la demanda de biodiésel 2022 al 2036, basado en los datos proyectados de la demanda de ACPM para el mismo periodo, reportados en el documento *Informe Proyección Demanda Energeticos 2022- 2036* publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022)

De este informe se tomaron los datos ubicados en la tabla A6 (pag 89) escenario medio que sería el más conservador de los diferentes escenarios que plantea el informe.

Para la realización de las proyecciones se plantean un escenario supuesto en el cual se realiza un aumento anual de mezcla de 2% a partir del año 2024, de manera tal que el 2024 la mezcla sea B12, año 2025 B16 y así sucesivamente hasta el año 2028 con B20. Se plantea como límite B20, en concordancia con las metas descritas en el documento "Escenarios Nacionales, Transición Energética Justa, publicado por el Ministerio de Minas y energía"

Para el 2028 la demanda de biodiésel seria de 1.585.152 toneladas/año, teniendo en cuenta que la capacidad instalada al 2023 en las plantas de biodiésel fue de 827.943 ton/año (Fedebiocombustibles, 2024) , comparando con el dato proyectado, sería necesario que el país duplicara la capacidad instalada de producción de biodiésel del 2024 al año 2028 para mantener una mezcla de B20 y todo lo que ello conlleva, producción de materias primas, insumos, logística, transporte de materias primas, capacidad de almacenamiento, disponibilidad de tierras para cultivos, mano de obra, etc. La Tabla 30 muestra las proyecciones para biodiésel desde 2022 al 2036.

Tabla 30. Proyección de la demanda de biodiésel, acorde con los aumentos de mezcla proyectados, toneladas/ año.

Año	ACPM millones galones	Toneladas biodiésel					
		B10	B12	B14	B16	B18	B20
2022	2190	634.119					
2023	2205	698.598					
2024	2232	760.219	912.263				
2025	2255	768.053	921.664	1.075.274			
2026	2281	776.909	932.290	1.087.672	1.243.054		
2027	2300	783.380	940.056	1.096.732	1.253.408	1.410.084	
2028	2327	792.576	951.091	1.109.607	1.268.122	1.426.637	1.585.152
2029	2352	801.091	961.309	1.121.528	1.281.746	1.441.964	1.602.182
2030	2375	808.925	970.710	1.132.495	1.294.280	1.456.065	1.617.850
2031	2397	816.418	979.702	1.142.985	1.306.269	1.469.553	1.632.836
2032	2418	823.571	988.285	1.152.999	1.317.713	1.482.427	1.647.142
2033	2441	831.405	997.686	1.163.966	1.330.247	1.496.528	1.662.809
2034	2461	838.217	1.005.860	1.173.503	1.341.147	1.508.790	1.676.433
2035	2487	847.072	1.016.487	1.185.901	1.355.316	1.524.730	1.694.144

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos reportados por (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022)

Al comparar los datos obtenidos de las proyecciones con las ventas de biodiésel para el 2022 y 2023 reportados por Fedebiocombustibles, se obtienen los siguientes resultados comparativos mostrados en la Tabla 31.

Tabla 31. Comparativo, Demanda de B100 proyectada vs ventas nacionales B100, años 2022 y 2023.

Año	Demanda de ACPM millones de galones	Toneladas de B100		
		Proyectadas	Ventas nacionales	Diferencia
2022	2190	745.914	685.694	60.220
2023	2205	751.023	698.602	52.421

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos reportados por (Fedebiocombustibles, 2022)

Consideraciones para la proyección: Nivel de mezcla de B10, durante todo el año y en todo el territorio nacional para los años 2022 y 2023.
(Durante el año 2023, el % de mezcla en la zona sur del país no fue estable debido a la variación de la mezcla por un periodo de tiempo debido a la contingencia presentada en la vía panamericana).

10.2.2. Proyecciones aumento de mezcla gasolina bioetanol 2022 - 2036

Para el caso del bioetanol, se tomaron los datos de la tabla A7, escenario medio (pag 89) del informe publicado por (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022), demanda gasolina 2022 – 2036 millones de galones año (Ver Tabla 32), se establecieron iguales consideraciones tenidas anteriormente en cuenta, un % de mezcla inicial de E7 que sea constante durante la totalidad del año y en todo el territorio nacional.

Se planteó un nivel de mezcla de E10 a partir del año 2024 y un escenario supuesto donde se realizaría un incremento del 1% cada año siguiente hasta llegar al año 2028 a E14. Se plantea como

límite E14, en concordancia con las metas descritas en el documento "Escenarios Nacionales, Transición Energética Justa, publicado por el Ministerio de Minas y energía"

Se observa en la Tabla 32 de proyecciones de demanda de etanol, en el escenario de un aumento de mezcla a E10 para el año 2024, la demanda de bioetanol seria de 861 millones de litros /año, esto sobrepasaría la capacidad de producción instalada al 2023, que es de 786 millones de litros /año (teniendo en cuenta que toda la caña de azúcar se trasformara en bioetanol y no se escoja la vía de producción de azúcar) en ese escenario sería necesario recurrir a las importaciones de bioetanol para cubrir la demanda nacional.

El nivel de mezcla de E14 se cumpliría en el año 2028, con una demanda de 1.299 millones de litros /año, basándose en la capacidad instalada al 2023, sería necesario aumentar 1.6 veces la capacidad de producción con el fin de cubrir la demanda nacional de bioetanol.

Tabla 32. Proyección de la demanda de bioetanol, acorde con los aumentos de mezcla proyectados, millones de litros/ año.

	Escenario Medio	**Millones de litros Etanol**					
Año	**GASOLINA millones galones**	**E7**	**E10**	**E11**	**E12**	**E13**	**E14**
2022	2.254	394					
2023	2.219	526					
2024	2.274	602	861				
2025	2.319	614	878	965			
2026	2.370	628	897	987	1.076		
2027	2.413	639	913	1.005	1.096	1.187	
2028	2.451	649	928	1.020	1.113	1.206	1.299
2029	2.487	659	941	1.035	1.129	1.224	1.318
2030	2.523	668	955	1.050	1.146	1.241	1.337
2031	2.559	678	968	1.065	1.162	1.259	1.356
2032	2.590	686	980	1.078	1.176	1.274	1.372
2033	2.621	694	992	1.091	1.190	1.289	1.389
2034	2.651	702	1.003	1.104	1.204	1.304	1.405
2035	2.678	709	1.013	1.115	1.216	1.318	1.419

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos reportados por el documento "Demanda de energía eléctrica, gas Natural y combustibles líquidos 2022-2036" (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022), pág. 89

Al comparar los datos obtenidos de las proyecciones con las ventas nacionales de bioetanol para el 2022 y 2023 reportados por Fedebiocombustibles, se obtienen los siguientes resultados comparativos mostrados en la Tabla 33.

Tabla 33. Comparativo, Demanda de bioetanol proyectada vs ventas nacionales, años 2022 y 2023.

		Millones de litros bioetanol		
Año	**Demanda de Gasolina millones de galones**	**proyectadas**	**Ventas nacionales**	**Diferencia**
2022	2.254	597	395	202
2023	2.219	588	428*	160

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos reportados por (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022)

Consideraciones:
* Ventas nacionales de bioetanol, disponible hasta octubre 2023.
Consideraciones para la proyección: Nivel de mezcla de E7, durante todo el año y en todo el territorio nacional para los años 2022 y 2023.
(Durante el año 2023, el % de mezcla en la zona sur del país no fue estable debido a la variación de la mezcla por un periodo de tiempo, debido a la contingencia presentada en la vía panamericana.)

11. Especificaciones para la implementación de procesos de comercialización e incorporación de este tipo de biocombustibles dentro de la cadena de suministro.

Para la implementación de los procesos de comercialización se debe tener en cuenta los beneficios ambientales, la demanda y oferta que se atenderá para el incremento del mandato de biocombustibles. A continuación, se mostrarán los beneficios ambientales y la reducción en la huella de carbono del aumento en el uso de biocombustibles, la demanda del sector transporte y la oferta en que se requerirá para atender la demanda con respecto a los biocombustibles de primera generación.

Beneficios ambientales

Los biocombustibles tienen un rol fundamental en la transición energética debido a que genera una reindustrialización en el sector agrícola contribuyendo a la descarbonización del sector transporte y de acuerdo a (Cerrito Capital, 2020)se presenta la proyección en la disminución de las emisiones de dióxido de carbono por la utilización de los biocombustibles en 12% para bioetanol y en 20% para biodiésel, cabe aclarar que estas reducciones para el bioetanol se verán reflejadas al dejar de importar al país. Ver Figura 63.[9]

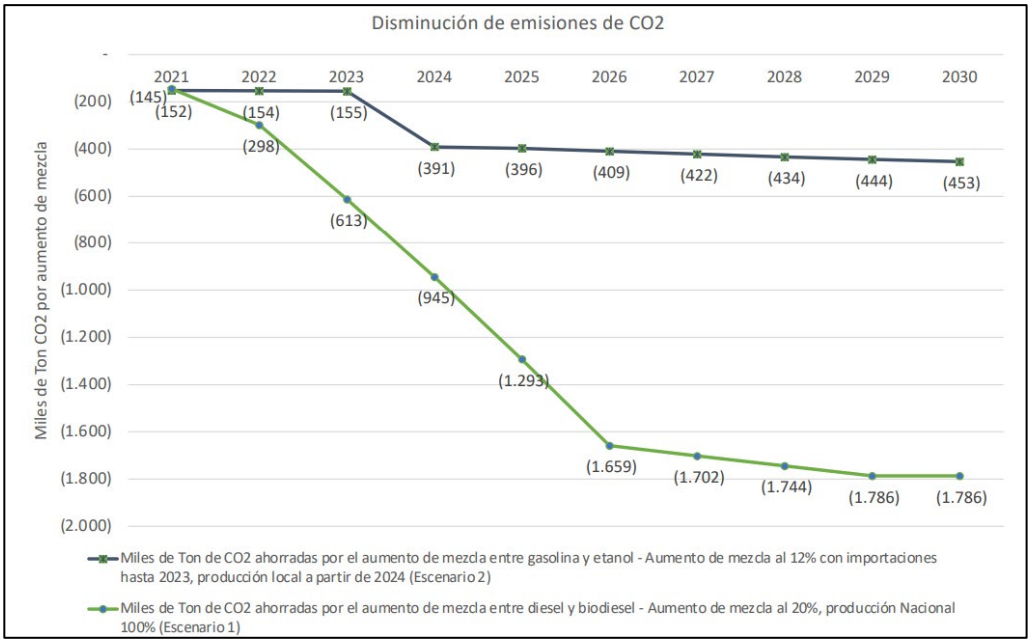


Figura 63. Disminución de emisiones de CO2 debido al aumento de mezcla para Bioetanol y Biodiésel.

Tomado de: (Cerrito Capital, 2020)

[9] Para el año 2026 se evidencia un cambio circunstancial en cuanto a la disminución de emisiones de CO2 respecto a la mezcla entre diésel y biodiesel debido al incremento del % de mezcla de 10% al 20%, lo cual duplica la mezcla y aumenta la reducción de emisiones de CO2

De acuerdo con la Figura 63 se observa que al aumentar la mezcla del 7% al 12% de bioetanol, se estima que la reducción de emisiones se incrementa de 155 mil de Ton CO_2 a 453 mil Ton CO_2, para el año 2030 y la mezcla de 10% al 20% de biodiésel de 613 mil Ton CO_2 a 1786 mil Ton CO_2 para el año 2030.

Por otro lado, se tiene que la utilización de los biocombustibles reduce el Material particulado, lo que mejora la calidad del aire y reduce enfermedades respiratorias, Según el Ministerio de Ambiente, en 2023, los biocombustibles evitaron la emisión de 13.000 toneladas de material particulado PM2.5, mejorando la calidad del aire en ciudades como Bogotá, Medellín y Cali (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2023). Informe Nacional de Biocombustibles 2023. Bogotá, Colombia)

Así mismo al no contener azufre, los biocombustibles disminuyen la lluvia ácida y otros problemas ambientales asociados. Se estima que la reducción de emisiones de SOx por biocombustibles en 2023 fue de 4.500 toneladas, lo que reduce la lluvia ácida y protege la salud pública (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2023). Informe Nacional de Biocombustibles 2023. Bogotá, Colombia)

Para finalizar otros beneficios se relacionan con la diversificación de la matriz energética lo cual se ha convertido en una prioridad crucial, buscando reducir la dependencia del petróleo y promoviendo fuentes renovables como los biocombustibles, lo que no solo fortalece la seguridad energética, sino que también impulsa la economía rural y genera empleo en zonas agrícolas. En el caso de Colombia, en 2023, el consumo de biocombustibles reemplazó 1.2 millones de barriles de petróleo, generando así 120.000 empleos directos e indirectos y contribuyendo al desarrollo regional. Federación Nacional de Biocombustibles (Fedebiocombustibles). (2023). Biocombustibles: Una apuesta por la sostenibilidad en Colombia. Bogotá, Colombia. Además, esta transición hacia los biocombustibles beneficia el medio ambiente al mejorar la fertilidad del suelo, prevenir la erosión y promover la conservación de la biodiversidad, al tiempo que reduce la emisión de gases de efecto invernadero, como el metano, al reutilizar residuos orgánicos en su producción. Este enfoque también impulsa la economía circular al crear nuevos empleos en la industria de los biocombustibles y fomentar la investigación y la innovación en tecnologías limpias con una inversión significativa de 50 millones de dólares en 2023. Bonsucro. (2023). Colombia: Producción sostenible de biocombustibles. https://bonsucro.com/la-providencia-certification/

Demanda para la utilización de los biocombustibles

El biodiésel y el bioetanol es utilizado principalmente en el parque automotor de carga terrestre, es por eso, que es importante establecer la proyección de este tipo de vehículos para entender si habrá una oferta significativa de aquí a 2050 que se debe suplir. De acuerdo, a lo anterior en la Figura 64 se evidencia la proyección del parque automotor creciendo al año 2030 un 30%, al 2040 un 47% y al 2050 un 82% del 2023 como año de referencia.

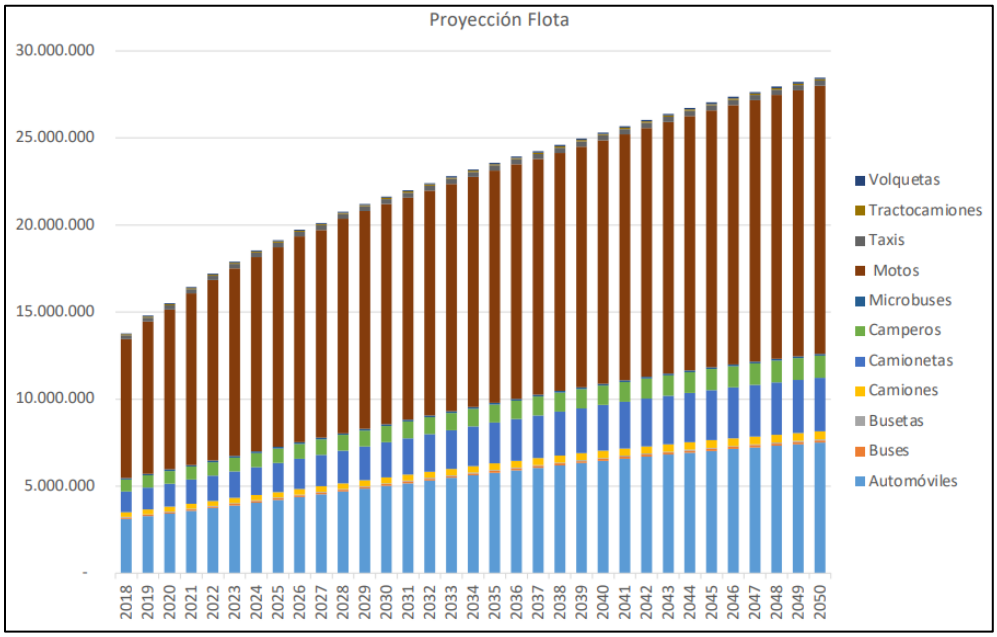


Figura 64. Crecimiento del parque automotor del país, proyección 2018 - 2050.

Tomado de: (Cerrito Capital, 2020)

En la Figura 64, se muestra el crecimiento del parque automotor en Colombia entre 2018 y 2050, dividido por tipo de vehículo:

- Automóviles: Se proyecta un crecimiento del 130% para 2050, en comparación con 2023, pasando de 4,8 millones a 11,1 millones de unidades.
- Motocicletas: Se espera un crecimiento del 120% para 2050, aumentando de 7,2 millones a 15,8 millones de unidades.
- Camiones: Se proyecta un crecimiento del 80% para 2050, pasando de 1,2 millones a 2,2 millones de unidades.
- Buses: Se espera un crecimiento del 40% para 2050, aumentando de 50.000 a 70.000 unidades.

Los demás medios de transporte son marginales debido a que más del 85% de los vehículos analizados corresponden a los anteriormente mencionados.

Caso de éxito para incentivar la producción de biocombustibles

Otra de las estrategias de implementación es la posibilidad de adaptación de un sistema basado en el usado en los Estados Unidos, el cual se explica de forma resumida a continuación: El Renewable Fuels Standard (RFS) representa un destacado programa de biocombustibles desarrollado en Estados Unidos, dentro del marco del Sistema de Estándares de Combustibles Renovables (RFS, por sus siglas en inglés), iniciativa liderada por la Agencia de Protección Ambiental (EPA), el cual requiere un cierto volumen de combustible renovable para reemplazar o reducir la cantidad de combustible para el transporte, combustible para calefacción o combustible para aviones a base de petróleo. Las cuatro categorías de combustibles renovables según el RFS son: Diésel a base de biomasa, Biocombustible

celulósico, Biocombustible avanzado Combustible renovable total; es así que al adquirir un galón de biocombustibles se recibe un bono conocido como Renewable Identification Number (RINS).

Los RINs tienen valores tasados según el poder calorífico, siendo 1 RIN para un galón de etanol y 1.5 RIN para un galón de B100. Después de mezclar el biocombustible con el combustible, el mezclador vende el producto a una estación de servicio y vende el RIN a las refinerías de petróleo, las cuales están obligadas a comprar los RINs y demostrar la adquisición ante la EPA. Esto posibilita que el productor de biocombustibles tenga incentivos adicionales para la producción del biodiésel, mejorando sus márgenes de utilidad.

Sin embargo, al trasladar este modelo a Colombia, surge el desafío principal: la escasa presencia de refinerías de petróleo obligadas, limitándose en gran medida a Ecopetrol (empresa Público privada). Este aspecto representa el obstáculo más significativo en la implementación de programas similares. Además, en el programa RFS, en la comercialización de combustibles fósiles se gravan impuestos mientras que los biocombustibles no están sujetos a ningún impuesto.

Para finalizar, en Colombia la parte obligada son los mayoristas, las transacciones se realizan de acuerdo con la demanda y oferta, pero no se tienen contratos en firme que tengan un volumen pactado, que garanticen la sostenibilidad de producción a largo plazo por lo tanto no hay condiciones para invertir en el desarrollo a gran industria.

Del programa se pueden tomar los incentivos en reducción de gases de efecto invernadero teniendo presente que cada biocombustible, genera beneficios ambientales diferenciados y por lo tanto se puede incluir en la estructura de costos de cada uno de los biocombustibles, para incentivar el incremento de la capacidad instalada y de esta manera exportar el producto a otros países.

12. Estimación de la capacidad de exportación y potencial de Colombia a nivel regional e internacional, proyectadas a 2050.

Para poder establecer la capacidad de exportación tanto de biodiésel como de bioetanol, se parte de los siguientes supuestos:

- Se toma de referencia lo descrito en la Figura 64 Oferta para la utilización de los biocombustibles, donde se establece que el incremento del parque automotor para el año 2030 será del 30%, 2040 será del 47% y para el 2050 será de 82%.

- Se toma como referencia el dato promedio de consumo de gasolina (199 millones de galones) y diésel (191 millones de galones) para el año 2022 (Asociación Colombiana de Petróleo, 2022)

- Los niveles de mezcla establecidos en el documento de Transición Energética Justa (TEJ) del 2030-2050

Basado en los datos y consideraciones anteriormente expuestas se obtienen las proyecciones de posibilidad de exportación descritas en la Tabla 34 para bioetanol y la Tabla 35 para biodiésel.

Tabla 34. Proyección de exportación para el Bioetanol.

Año	Consumo de gasolina Anual (millones de galones)	Porcentaje de mezcla	Consumo de bioetanol Anual (millones de galones)	Capacidad instalada Anual (millones de galones)	Cantidad posible de exportar Anual (millones de galones)
2023	2388	7%	167,16	578[10]	410,84
2030	3104,4	14%	434,616	578	143,384
2040	3510,36	15%	526,554	578	51,446
2050	4346,16	15%	651,924	653,14	

Proyección de exportación para el Bioetanol.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos reportados por (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022

De acuerdo con la Tabla 34 se infiere que para el bioetanol actualmente se tiene capacidad instalada para suplir la demanda interna de mezcla, se tiene una posibilidad de exportar, para el año 2030 y 2040, sin embargo, para el año 2050 se requiere una mayor capacidad instalada para suplir la demanda interna. A pesar de que actualmente se tiene capacidad para exportar el precio del producto alterno (Azúcar de caña), es mucho mayor que el Bioetanol, por lo tanto, no es económicamente atractivo efectuar actividades de exportación.

En cuanto a biodiésel respecta las proyecciones son:

[10] Capacidad actual de producción de bioetanol de la caña de azúcar que se tiene en Colombia UPME, 2022

Tabla 35. Proyección de exportación de biodiésel.

Año	Consumo de diésel Anual (millones de galones)	Porcentaje de mezcla	Consumo de biodiésel Anual (millones de galones)	Capacidad instalada Anual (millones de galones)	Cantidad posible de exportar Anual (millones de galones)
2023	2190	10%	219	250	31
2030	2375	20%	475	595,92	120,92
2040	2400	20%	480	595,92	115,92
2050	2420	20%	484	595,92	111,92

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos reportados por (UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética, 2022

De acuerdo con la Tabla 35 se evidencia que se debe incrementar la capacidad instalada de 2023 en más del 250%[11], esto quiere decir al menos 10 plantas adicionales a las existentes al 2050 para suplir la demanda interna y de esta manera poder pensar en los procesos de exportación. Actualmente Colombia tendría un potencial de exportación de Biodiesel de 31 millones de galones/año aproximadamente.

Ventas, exportación e importación[12]

La producción en el año 2022 logró alcanzar 1,77 millones de toneladas de aceite crudo de palma con un valor total de 9,71 billones de pesos, que se desglosan de la siguiente manera:

El 74% de las ventas tuvieron lugar en el mercado local, el 26% restante se destinó al mercado internacional. De las ventas al mercado nacional fueron 1,3 millones de toneladas de aceite de palma de las cuales el 35% fueron destinadas al consumo humano, el 32,2% a la producción de biodiésel (575.435 toneladas) y el 4,3% a la fabricación de alimentos procesados y el 2,3% a otros (Fedepalma, 2023) como se evidencia en la Tabla 36.

Tabla 36. Distribución de ventas de aceite de palma 2022.

Ventas – Sectores		Toneladas	Porcentaje (%)
Ventas para mercado interno	Biodiésel	575.435	32,2
	Industrias procesadoras de aceites y grasas	625.825	35
	Fabricantes de alimentos procesados	77.018	4,3
	Otros	40.949	2,3
Total Ventas mercado interno		**1.319.253**	**73.9**
Total Ventas para exportación		**467.140**	**26,1**

Adaptado de: (Fedepalma, 2023)

[11] Capacidad de producción de biodiesel actual (2023).

[12] Es necesario llevar a cabo estudios específicos sobre las proyecciones de exportación y la capacidad instalada en comparación con otros biocombustibles distintos a biodiesel y bioetanol. Estos estudios proporcionarán datos sólidos que permitirán obtener una posición más robusta respecto a este aspecto.

Con respecto al valor de exportación del 26%, se puede concluir, que Colombia tiene una oportunidad de crecimiento inmediato si ese valor es destinado a la producción de biodiésel en vez de ser exportado.

El 83% de los destinos de exportación del aceite de palma se presentan en la Figura 65

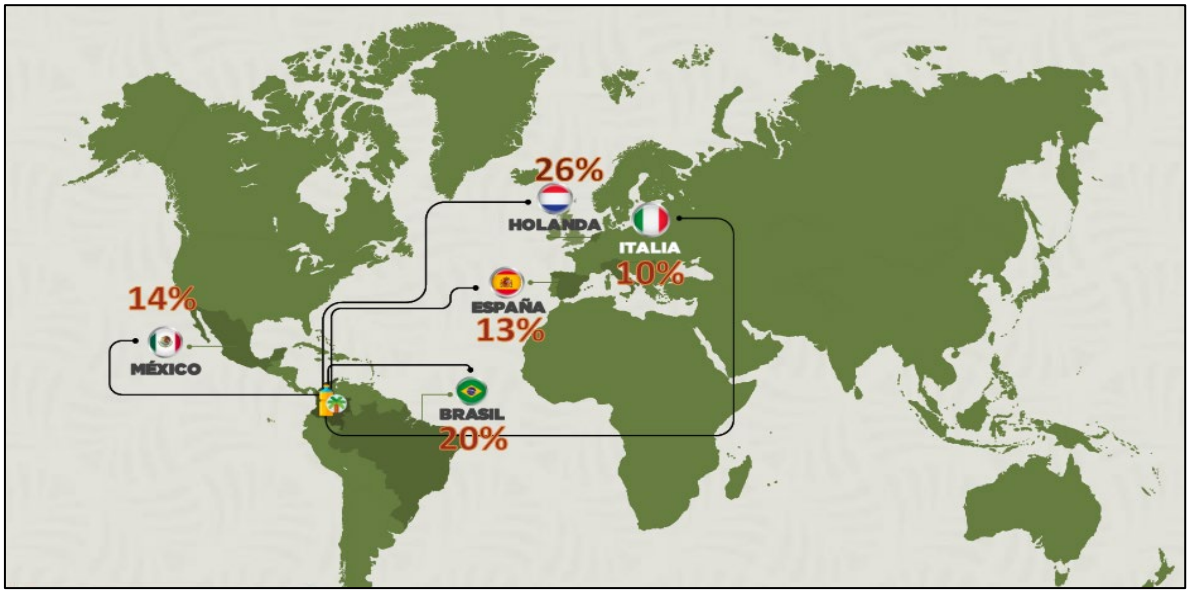


Figura 65. Destinos de exportaciones de aceite de palma 2022.

Tomado de: (Fedepalma, 2022)

13. Análisis del ciclo de vida de los productos y estrategias para la reducción del impacto ambiental, en línea de comparación con una revisión de estado del arte del ciclo de vida de combustibles fósiles en Colombia.

A continuación se presenta el análisis del ciclo de vida de los biocombustibles de primera generación, de segunda generación y el biogás, para los demás biocombustibles que son sujeto de estudio como el SAF es necesario remitirse al capítulo 4 de este estudio, allí se hace más extensiva esta información y además se complementa con información de las materias primas.

13.1 Análisis de ciclo de vida (ACV), Biocombustibles de primera generación

En el año 2023, se realizó un estudio de análisis de ciclo de vida (ACV) por los investigadores Canabarro y colaboradores con el fin de determinar el impacto ambiental de la producción de bioetanol y biodiésel en Argentina, Brasil, Colombia y Guatemala. Emplearon una metodología de la cuna a la puerta o "cradle-to-gate", con 1MJ de biocombustible como unidad funcional, empleando el Software OpenLCA [13]V1.10.3 con la base Ecoinvent v3.7 y el método de evaluación de impactos de ReCiPe 2016 midpoint (Ver Figura 66).

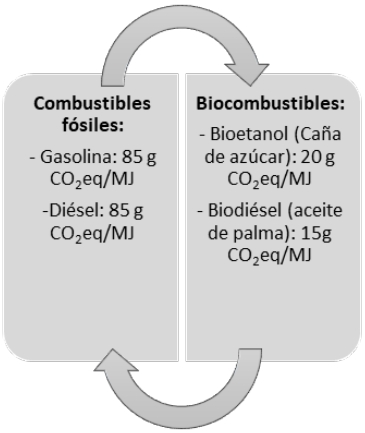


Figura 66. Emisiones de GEI resultado del ACV en la investigación de Canabarro y Colaboradores.

Los resultados muestran que al comparar el impacto en cambio climático (GWP 100[14]) de la producción de bioetanol y el uso de gasolina, la proporción de emisiones se reduce un 81%, porque mientras el uso de gasolina tiene unas emisiones de 85 g CO_2eq/MJ, la producción de bioetanol de caña de azúcar tiene una emisión de aproximadamente 20 g CO2eq/MJ. Para el caso de la producción de biodiésel a partir de aceite de palma, el impacto en cambio climático es de aproximadamente 15 g CO2eq/MJ respecto a 85 g CO2eq/MJ del uso de diésel (Ver Tabla 37, Figura 66).

[13] Software Open LCA, de divulgación gratuita, permite desarrollar análisis de ciclo de vida completos a partir de bases de datos gratuitas y/o de pago.

[14] GWP 100: Potencial de calentamiento global relativo en relación con el CO2 durante un periodo de 100años

Tabla 37. Resultados del análisis de ciclo de vida realizado por Canabarro y colaboradores para bioetanol de caña de azúcar en comparación con el uso de gasolina y biodiésel de aceite de palma en comparación con el uso de diésel de petróleo.

	Indicador	Fase agrícola	Fase industrial	Total	Gasolina/ Diésel (Total)
ACV BIOETANOL CAÑA DE AZUCAR VS GASOLINA	Acidificación terrestre (kg SO_2eq/MJ)	1,80E-04	5,80E-02	5,82E-02 (Bioetanol)	1,30E-04 (Gasolina)
	Agotamiento de la capa de ozono (kg CFC-11eq/MJ)	1,30E-09	6,00E-10	1,90E-09 (Bioetanol)	1,50E-08 (Gasolina)
	Impacto en cambio climático (gCO_2eq/MJ)	12	8	20 (Bioetanol)	85 (Gasolina)
ACV BIODIÉSEL ACEITE DE PALMA VS DIÉSEL	Acidificación terrestre (kg SO_2eq/MJ)	8,00E-05	1,80E-03	1,88E-03 (Biodiésel)	1,10E-04 (Diésel)
	Agotamiento de la capa de ozono (kg CFC-11eq/MJ)	1,00E-10	1,40E-09	1,50E-09 (Biodiésel)	1,60E-08 (Diésel)
	Impacto en cambio climático (gCO_2eq/MJ)	10	5	15 (Biodiésel)	85 (Diésel)

Adaptado de: (Canabarro et al., 2023)

De acuerdo con la Tabla 37, en la producción de bioetanol a partir de caña de azúcar, la fase agrícola tiene menor impacto en la acidificación terrestre y el agotamiento de la capa de ozono, pero mayor impacto en la generación de gases de efecto invernadero, respecto a la fase industrial. De igual forma ocurre en la producción de biodiésel a partir de aceite de palma. Al comparar los resultados con el uso de combustibles fósiles, el bioetanol causa un menor impacto en cambio climático y en el agotamiento de la capa de ozono, pero mayor impacto en la acidificación terrestre que la gasolina, así mismo ocurre con el biodiésel en comparación con el diésel de petróleo.

En el año 2012, el Consorcio CUE realizó un análisis de ciclo de vida en la cadena de producción de los biocombustibles en Colombia para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Ministerio de Minas y Energía. Su alcance involucraba la producción, distribución y uso (desde la fase agrícola hasta la emisión causada en el tubo de escape del vehículo) de bioetanol de caña de azúcar y biodiésel de aceite de palma en comparación con la gasolina y diésel. La unidad funcional escogida fue kilómetro recorrido por vehículo. Los indicadores ambientales incluyen el potencial de calentamiento global (GWP) y la demanda acumulada de energías no renovables (CED). A continuación, se presentan los diagramas de flujo considerados en la producción de cada tipo de biocombustible (Consorcio CUE, 2012):

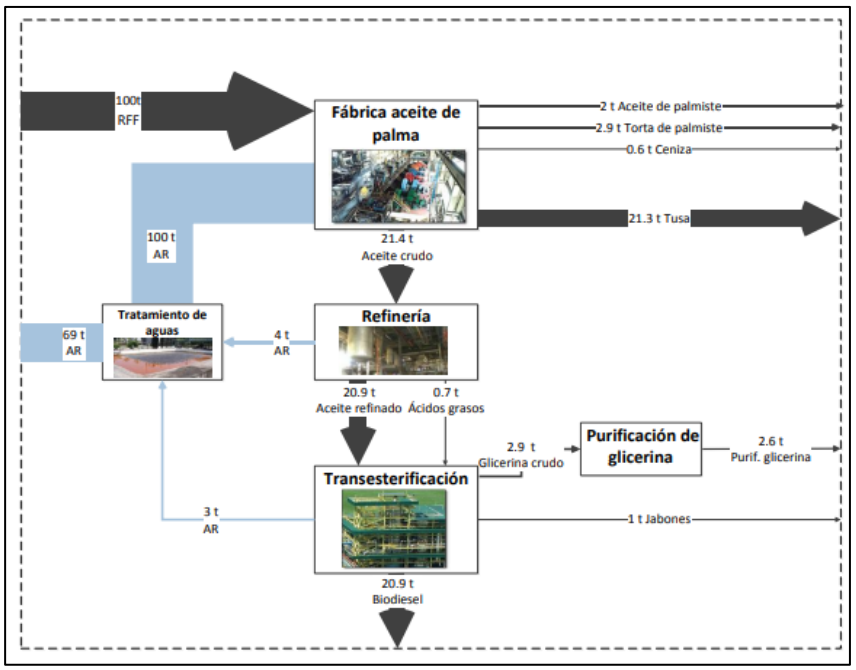


Figura 67. Flujo de masa en la producción de biodiésel por cada 100 toneladas de racimos de fruta fresca.

Tomado de: (Consorcio CUE, 2012)

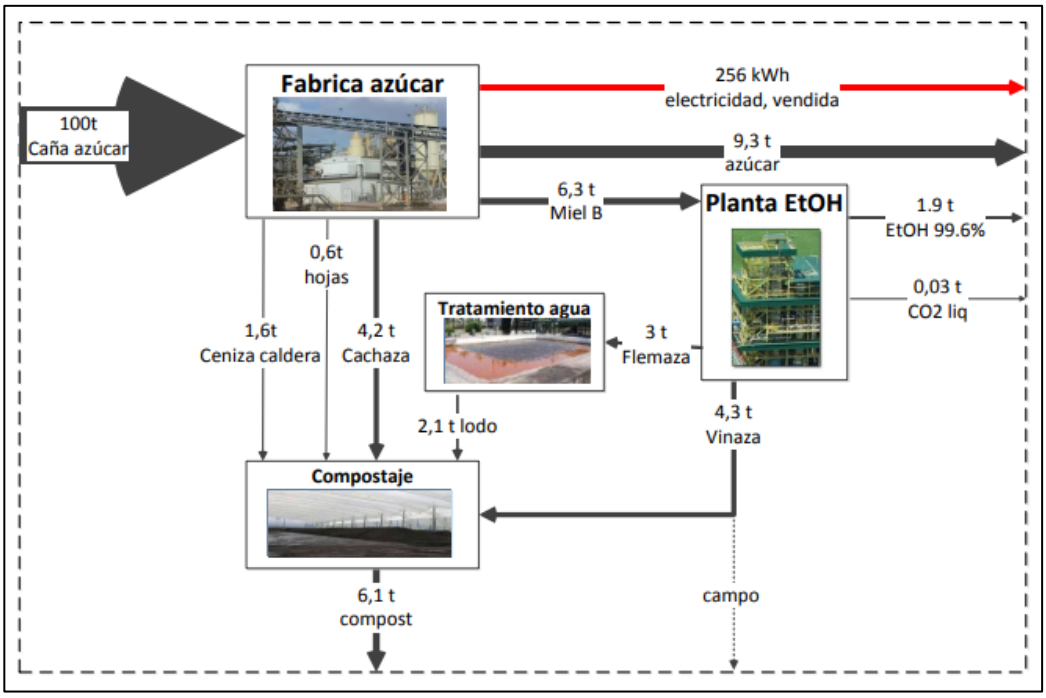


Figura 68. Flujo de masa de producción de bioetanol por 100 toneladas de caña de azúcar.

Tomado de: (Consorcio CUE, 2012)

La Figura 69, muestra las emisiones de gases efecto invernadero del ACV de biodiésel a partir de aceite de palma considerando o no el cambio indirecto en el uso de la tierra (iLUC) y en comparación con el diésel de petróleo. En ella se observa que el uso de biodiésel puede reducir de manera directa

el 83% de las emisiones por kilómetro recorrido por vehículo en comparación con el diésel de petróleo (Consorcio CUE, 2012).

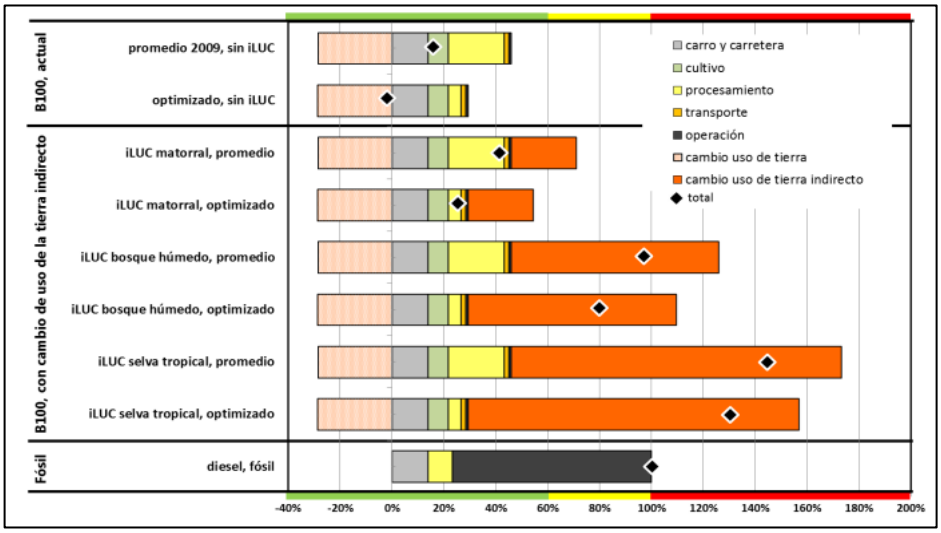


Figura 69. Emisiones GEI en el ACV del biodiésel Colombiano.
Tomado de: (Consorcio CUE, 2012)

El potencial de optimización en la producción de aceite de palma radica en el tratamiento de efluentes de aguas residuales que contienen cantidades significativas de metano, por tanto, los proyectos asociados a la captura de metano permitirían reducir sus emisiones (Ver escenario optimizado vs. Promedio en la Figura 69). También, se debe tener encuenta que las plantaciones de palma absorben mayores emisiones de CO_2 que los pastizales, así que el uso directo de la tierra mejora el balance de emisiones GEI un 25% cuando se siembra palma en tierras que antes fueron pastizales o tierras empleadas en agricultura. Sin embargo, esto último puede causar impactos ambientales por cambios indirectos en el uso de la tierra ya que el cultivo de productos agrícolas puede expandirse a otros lugares o ecosistemas. Si el desplazamiento de cultivos se da hacia matorrales, los ahorros netos de GEI son mayores al 40%, si afectan bosques húmedos o selva tropical, los ahorros de GEI son compensados o sobre-compensados. De esta forma, la Figura 69, indica que los cambios directos e indirectos en el uso de la tierra son los factores más importantes en el balance de carbono del biodiésel (Consorcio CUE, 2012).

En el caso del Bioetanol, se puede ver en la Figura 70, la cual muestra que el potencial de reducción de emisiones GEI para el bioetanol de caña de azúcar es de 74% respecto a la gasolina si no se consideran los cambios indirectos en el uso de la tierra. En este escenario también se aprecia que optimizaciones tecnológicas como la cogeneración o la recuperación de CO_2 líquido no influencian significativamente la reducción de la emisión (Ver promedio vs optimizado). Sin embargo, la fase del ciclo de vida que influencia en mayor medida los impactos ambientales es la fase de cultivo, por tanto, las mejoras en prácticas agrícolas permiten ahorros en emisiones GEI (Consorcio CUE, 2012).

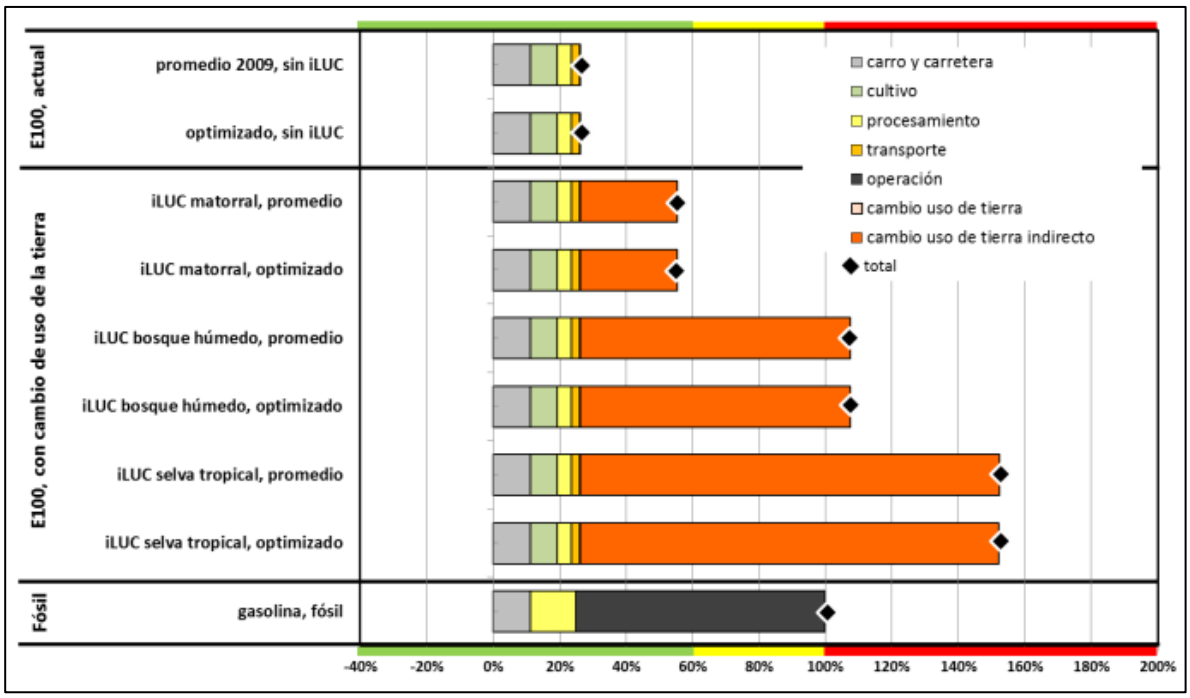


Figura 70. Emisiones GEI en el ACV del bioetanol Colombiano.

Tomado de: (Consorcio CUE, 2012)

En el trabajo de Buitrago y Belalcázar (2014), se realizó un ACV para la producción de bioetanol a partir de caña de azúcar en Colombia con un límite de sistema que incluye la extracción del material, su transporte, cultivo de la caña, producción, transporte, distribución y uso final con 1 km recorrido con un vehículo E100 como unidad funcional, con la base Ecoinvent y el método de impacto IPCC 2007 y demanda acumulativa energética (Belalcazar & Buitrago, 2014). En la Figura 71, se observa que el mayor impacto en emisiones se logra en la etapa de fertilización (28%) debido a la liberación de N_2O de los fertilizantes en el suelo. En segundo lugar, se encuentran las emisiones generadas por la producción de fertilizantes (27%), asociada a la gran cantidad de urea requerida en los cultivos de caña de azúcar. La quema en el pre-cultivo de la caña también tiene una participación del 15% en las emisiones de CO_2eq, ya que generan emisiones de CH_4 y CO. Finalmente el uso de maquinaria agrícola contribuye al 14% de las emisiones por la combustión de combustibles fósiles (diésel) (Belalcazar & Buitrago, 2014).

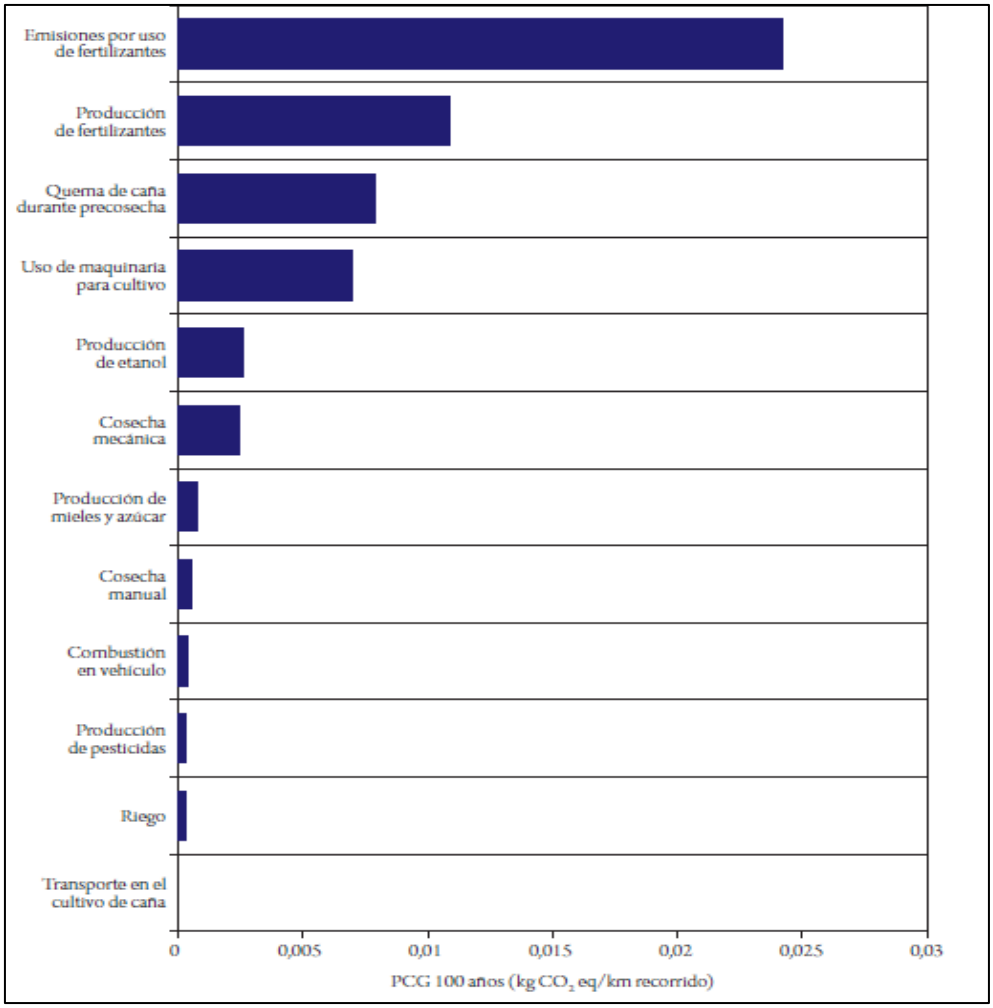


Figura 71. Resultados ACV en producción de etanol de caña de azúcar en Colombia.

Tomado de: (Belalcazar & Buitrago, 2014; Buitrago & Belalcázar, 2013)

En el estudio de Plazas y colaboradores (2023), referenciado en la sección de requerimientos energéticos del presente documento, los 3 escenarios estudiados fueron:

- BAU: Escenario actual con la demanda suplida por las tecnologías actuales
- DPS: Escenario de descarbonización, que corresponde a el escenario de mayor eficiencia en costo para cumplir la NDC de Colombia al 2030. Disponibilidad de tecnologías de almacenamiento y captura de carbono (CCS) a 2030 con límite de emisiones a 2050 de 7 $MtCO_2eq$.
- ADPS: Escenario alternativo de descarbonización, sin disponibilidad de tecnologías de CCS con límite de emisiones a 2050 de 10,25 $MtCO_2eq$.

Los resultados del modelo empleado en términos de emisiones se resumen en la siguiente figura:

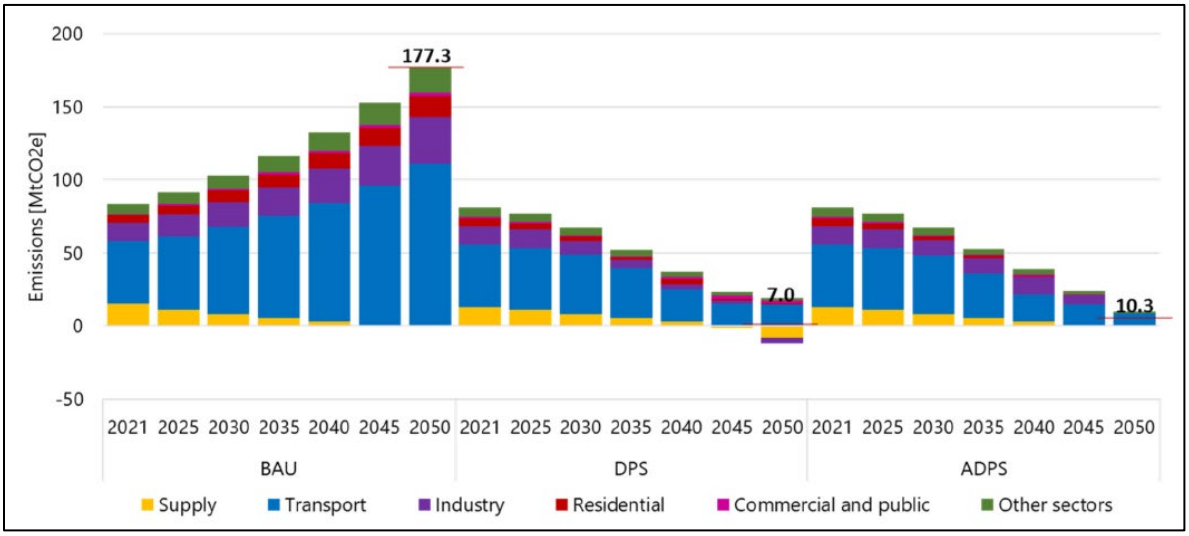


Figura 72. Emisiones GEI anuales por sector.

Tomado de: (Plazas-Niño et al., 2023).

De acuerdo con la Figura 72, si se continua en un panorama supliendo la demanda nacional con las tecnologías actuales, para el año 2050, las emisiones de GEI serían más del doble de las del año 2021. Esta situación se optimiza en los escenarios de descarbonización propuestos. Las emisiones de GEI mitigadas contribuyen a reducir la intensidad de carbono de 51,2 $ktCO_2e/PJ$ en el escenario BAU a 3,3 $ktCO_2e/PJ$ en el escenario DPS y a 5,3 $ktCO_2e/PJ$ en el escenario ADPS (Plazas-Niño et al., 2023).

En el año 2011 y hasta el 2014, se llevó a cabo el proyecto de Prueba piloto de indicadores GBEP de sostenibilidad para bioenergía en Colombia liderado por la FAO, miembro de la iniciativa internacional Global Bioenergy Partnership (GBEP). Los objetivos principales del proyecto consistieron en evaluar y mejorar la capacidad nacional para medir y emplear los indicadores GBEP en las políticas bioenergéticas y aprender las lecciones sobre aplicabilidad de estos indicadores como herramienta para el desarrollo sostenible. Los 24 indicadores[15] desarrollados se encuentran divididos por temáticas, que son: ambiente, social, económico y seguridad energética. De ellos, en el pilar ambiental se consideran aspectos relevantes como las emisiones de gases efecto invernadero, capacidad productiva en la tierra y ecosistemas, calidad del aire, disponibilidad, calidad

[15] Los 24 indicadores se dividen en:
AMBIENTAL: ACV emisiones GEI, calidad de suelo, volumen de cosecha de recursos maderables, emisiones de contaminantes del aire no-GEI, uso y eficiencia del agua, calidad de agua, diversidad biológica, uso de suelo y cambio en el uso del suelo
SOCIAL: Asignación y tenencia de tierra para la producción de bioenergía, precio y suministro de una canasta nacional de alimentos, variación de ingresos, empleos en el sector bioenergético, variación del tiempo no remunerado dedicado por mujeres y niños a la recolección de biomasa, bioenergía usada para expandir el acceso a servicios de energía moderna, cambio en mortalidad y morbilidad atribuible al humo en interiores, incidencia de lesiones, enfermedades y muertes
ECONÓMICO: productividad, balance energético neto, valor añadido, cambio en el uso de combustibles fósiles y el uso tradicional de biomasa, formación y recualificación de los trabajadores, diversidad energética, infraestructura y logística para distribuir bioenergía, capacidad y flexibilidad del uso de bioenergía (Fuente: (FAO, 2014))

y uso eficiente del agua, diversidad biológica, cambios en uso de la tierra, incluyendo efectos indirectos (FAO, 2014).

Para el primer indicador del pilar ambiental ver Tabla 38, referente al análisis de ciclo de vida en emisiones de gases efecto invernadero por la producción y uso de bioenergía, se emplea el software BioGrace considerando los siguientes aspectos relevantes (FAO, 2014):

Tabla 38. Aspectos importantes en los escenarios de estimación del indicador 1 con base en GBEP para Colombia.

Aspecto	Bioetanol	Biodiésel
Materia prima	Caña de azúcar	Aceite de palma
Zona	Valle geográfico del rio Cauca	Todas a excepción de zona sur occidental
Tipo de producción de materias primas	Fertilización mineral Fertilización orgánica	Entrada baja Entrada alta
Cambios en uso de suelo	NA	Sin cambios Con cambios en tierras con reservas bajas y altas de carbono
Tratamiento de residuos		Con captura de metano Sin captura de metano

Adaptado de: (FAO, 2014)

Los resultados de los escenarios estudiados en la producción de bioetanol en referencia a la fase agrícola se muestran a continuación en la Tabla 39.(FAO, 2014).

Tabla 39. Emisiones en la fase agrícola de la caña de azúcar en la producción de bioetanol en Colombia.

	Fase agrícola	
	Fertilización mineral	**Fertilización orgánica**
Rendimiento (t/ha)	115	111
Humedad	65.8%	65.8%
Consumo energético – fase agrícola (Diésel) (Gg CO_2eq/MJ)	3.08	3.20
Agroquímicos (Urea, sulfato de amonio, pesticidas) (Gg CO_2eq/MJ)	3.58	1.72
Material de siembra (Gg CO_2eq/MJ)	0.08	0.09
Irrigación (Electricidad) (Gg CO_2eq/MJ)	0.39	0.40
Emisiones de N_2O en campo (Gg CO_2eq/MJ)	6.27	0.45
Emisiones de quema de basura (Gg CO_2eq/MJ)	3.14	3.14
Total	**16.54**	**13.01**

Adaptado de: (FAO, 2014)

En la producción de caña de azúcar para la obtención de bioetanol, en la etapa agrícola, la fertilización mineral genera mayores emisiones GEI que la fertilización orgánica, debido al uso de grandes cantidades de fertilizantes nitrogenados, siendo esta junto con el consumo energético y las emisiones por quema de basura aquellos aspectos que generan mayores emisiones en los escenarios estudiados (FAO, 2014).

En la fase de transformación de la materia prima se consideran las emisiones GEI por el consumo de energía en el proceso, la producción y uso de insumos químicos, por el tratamiento de agua y operaciones de compostaje, además del transporte de la caña a la planta y del etanol de la planta a la capital de Colombia. En la Tabla 40 se resumen los resultados (FAO, 2014):

Tabla 40. Resumen de emisiones GEI en la producción de bioetanol de caña de azúcar en Colombia.

	Fertilización mineral	**Fertilización orgánica**
Producción de materia prima	16.54	13.00
Proceso	18.76	18.76
Planta de azúcar	17.13	17.13
Planta de etanol	1.63	1.63
Transporte	2.62	2.62
Caña de azúcar (campo a planta)	1.08	1.08
Etanol (Planta a estaciones de llenado)	1.54	1.54
Cambio en uso de suelo	0	0
Total	37.9	34.4

Adaptado de: (FAO, 2014)

Como se observa en la Tabla 40, según el análisis del proyecto FAO, las etapas que generan mayores emisiones en la producción de bioetanol de caña de azúcar son la fase de producción de la materia prima o agrícola y la parte de su transformación, sin embargo, este análisis contempla el procesamiento de coproductos como el azúcar, que para este caso equivale a más del 90% de las emisiones estimadas en la fase de procesamiento. Entonces en realidad es la fase agrícola quien realmente impacta en las emisiones del bioetanol, siendo mayor el efecto en el escenario de fertilización mineral (FAO, 2014).

Para el caso del biodiésel a partir de aceite de palma, los resultados en referencia a la fase agrícola se resumen en la Tabla 41 (FAO, 2014):

Tabla 41. Emisiones en la fase agrícola del aceite de palma para la producción de biodiésel en Colombia.

	Fase agrícola	
	Entrada elevada	**Entrada baja**
Rendimiento racimos de fruta fresca (FFB) (t/ha)	25	15
Humedad	34%	34%
Consumo energético – fase agrícola (Transporte FFB y material seco - Diésel) (Gg CO_2eq/MJ)	0.12	0.12
Agroquímicos (Fertilizantes, compost, pesticidas) (Gg CO_2eq/MJ)	3.80	3.92
Emisiones de N_2O en campo (Gg CO_2eq/MJ)	6.16	6.16
Total	**10.08**	**10.20**

Adaptado de: (FAO, 2014)

Siguiendo con la Tabla 41, se observa que independientemente de la masa estimada de materia prima, las emisiones son muy similares entre los escenarios estudiados, siendo mayor el impacto por el consumo de agroquímicos y las emisiones de óxido nitroso generadas en campo (FAO, 2014).

De otro lado, la siguiente Tabla 42 resume las emisiones de cada uno de los escenarios con alto o bajo flujo de entrada, con o sin cambios en uso de la tierra (CUT) y con o sin captura de metano (FAO, 2014):

Tabla 42. Emisiones en la producción de biodiésel a partir de aceite de palma en Colombia contemplando diferentes escenarios.

Escenario	Entrada alta	Entrada baja	No CUT	CUT bajo C	CUT alto C	No Captura CH4	Si Captura CH4	Emisión (Gg CO_2eq/MJ)
Escenario1	X			X			X	1.1
Escenario1		X		X			X	-16.3
Escenario2	X			X		X		28.5
Escenario2		X		X		X		11.1
Escenario3	X		X				X	27.4
Escenario3		X	X				X	27.5
Escenario4	X		X			X		54.7
Escenario4		X	X			X		54.9
Escenario5	X				X		X	53.7
Escenario5		X			X		X	71.3
Escenario6	X				X	X		81.0
Escenario6		X			X	X		98.6
Fósiles	Valor referencia							83.8

Adaptado de: (FAO, 2014)

Los escenarios están dados por cada una de las X en cada caso que aplica.

Acorde con la Tabla 42, se logran absorciones o remoción de emisiones en el escenario 1 que contempla un bajo flujo de entrada, cambio en uso del suelo con bajo almacenamiento de carbono y con captura de metano. También se logran bajas emisiones en el mismo escenario con elevado flujo de entrada. Por otro lado, en los escenarios 5 y 6 se logran las mayores emisiones al contemplar cambios en el uso de suelo con alto almacenamiento de carbono sin importar si tiene o no captura de metano o si el flujo de entrada es alto o bajo, siendo mayor el escenario que no captura metano con un flujo de alimentación bajo (98.6 Gg CO_2eq/MJ) que en el escenario de referencia de combustibles fósiles (83.8 Gg CO_2eq/MJ) (FAO, 2014).

En resumen, el análisis de ciclo de vida se ve influenciado por los balances de materia y energía involucrados en la construcción del inventario, por tanto, los resultados en las diferentes categorías de impacto dependen de las entradas y salidas de los insumos y energía del proceso estudiado.

En este sentido, la fase agrícola y de transformación para obtener biocombustibles de primera generación (a partir de caña de azúcar y palma de aceite para el caso Colombiano, por ejemplo), son las que demandan mayor energía y en las que se requieren insumos que causan impactos a los ecosistemas como los fertilizantes y que por lo tanto, causan emisiones a la atmósfera (cambio climático, daño a la capa de ozono), afecciones al agua y el suelo como la acidificación o su contaminación y que permiten obtener incidencia en los indicadores evaluados. Sin embargo, esta incidencia es menor en comparación al uso de los combustibles fósiles, por ejemplo, el bioetanol de caña de azúcar puede reducir las emisiones de GEI en un 75% respecto al uso de la gasolina, mientras que el biodiésel de aceite de palma puede reducir el impacto en un 83%.

Es necesario tener en cuenta que impactos como la acidificación terrestre o la eutrofización se ven afectados por el uso excesivo de fertilizantes, por tanto, para reducir su impacto, se deben emplear insumos agroquímicos orgánicos. También es necesario optimizar el consumo de energéticos fósiles en la cadena de abastecimiento de los biocombustibles para reducir impactos en referencia al cambio climático (emisiones GEI) y a la capa de ozono (otras emisiones).

13.2 Análisis de ciclo de vida (ACV), Biocombustibles de segunda generación

13.2.1 ACV - Bioetanol de segunda generación

De forma similar, se han realizado estudios de análisis de ciclo de vida (ACV) para *biocombustibles de segunda generación* como el bioetanol a partir de bagazo de caña o biodiésel a partir de aceite residual de palma o aceite usado de cocina.

Teniendo en cuenta que el bagazo corresponde al 30% del material obtenido luego del procesamiento de la caña de azúcar, a continuación, se referencian algunos estudios de (ACV) asociados a la producción de bioetanol a partir de este residuo:

Isabel Herrera y colaboradores (2016), implementaron un ACV para comparar los impactos ambientales en la producción de etanol lignocelulósico en Colombia en comparación con el uso de gasolina. Para ello se contemplaron dos categorías de impacto: el potencial de calentamiento global (GWP) y la demanda de la energía acumulada (fósil no renovable). Los resultados obtenidos muestran que, por cada kilómetro recorrido con combustible de etanol de segunda generación (bioetanol a partir de bagazo), se generan 0,109 kg CO_2eq y se requieren 1,303 MJeq de energía fósil no renovable. Además, las etapas que generan mayores emisiones son la etapa de procesamiento de materia prima (58%), el tratamiento de agua (16%), el procesamiento (14%) y la distribución (9%). En este sentido el bioetanol a partir de bagazo reduce las emisiones en un 46% y la demanda energética en un 55%, respecto a la gasolina (Herrera I et al., 2016).

En el estudio de Ana Paola Becerra (2016), se realiza un ACV del aprovechamiento del bagazo de caña de azúcar en el Valle del Cauca – Colombia, contemplando que en la región se producen en sus ingenios azucareros 21.000 kton de caña de azúcar y 6.000 kton de bagazo (28,57% de la caña producida), del que el 85% se destina a cogeneración de energía y el 15% a la producción de papel. El enfoque metodológico del ACV es gate-to-gate (puerta a puerta), es decir, el límite del sistema contempla desde la extracción de la materia prima hasta la entrega del bioetanol, no se contempla el uso de la caña de azúcar ni el etanol ni la fase de cultivo de la caña. Se usa SIMAPRO como software para la evaluación de impacto ambiental y el método de impacto EPD con las siguientes categorías de impacto: acidificación, eutrofización, calentamiento global, oxidación fotoquímica, deterioro de la capa de ozono y deterioro abiótico (Becerra Quiroz, 2016). En la Figura 73 y Figura 74 a continuación se presenta el esquema del proceso de obtención de bagazo y el proceso de cogeneración de energía típico en los ingenios azucareros del Valle del Cauca:

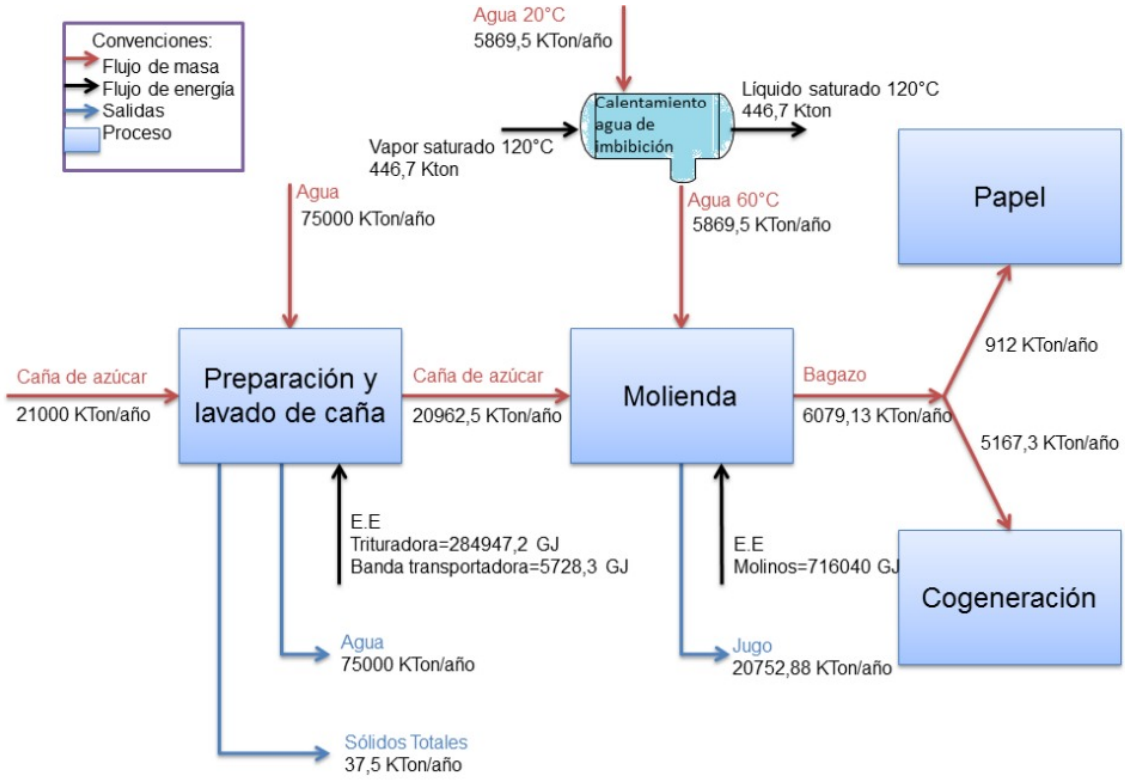


Figura 73. Procesamiento de la caña de azúcar para obtener el bagazo en la región del Valle del Cauca Colombiano

Tomado de: (Becerra Quiroz, 2016)

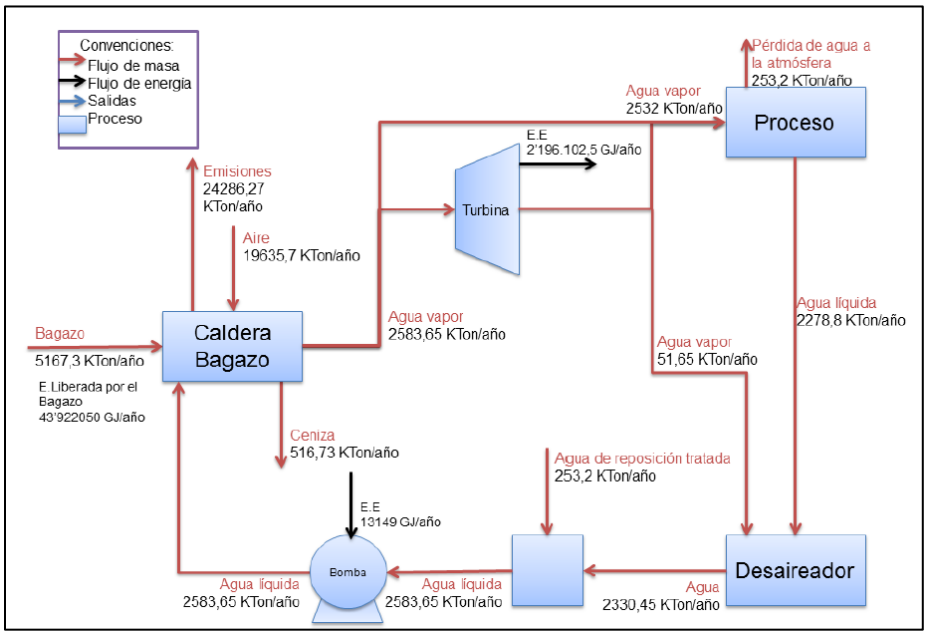


Figura 74. Cogeneración de energía a partir de bagazo en ingenios de la región del Valle del Cauca Colombiano

Tomado de: (Becerra Quiroz, 2016)

Dentro de los resultados obtenidos se evidencia que la caldera genera los mayores impactos ambientales, como se muestra en la Figura 75:

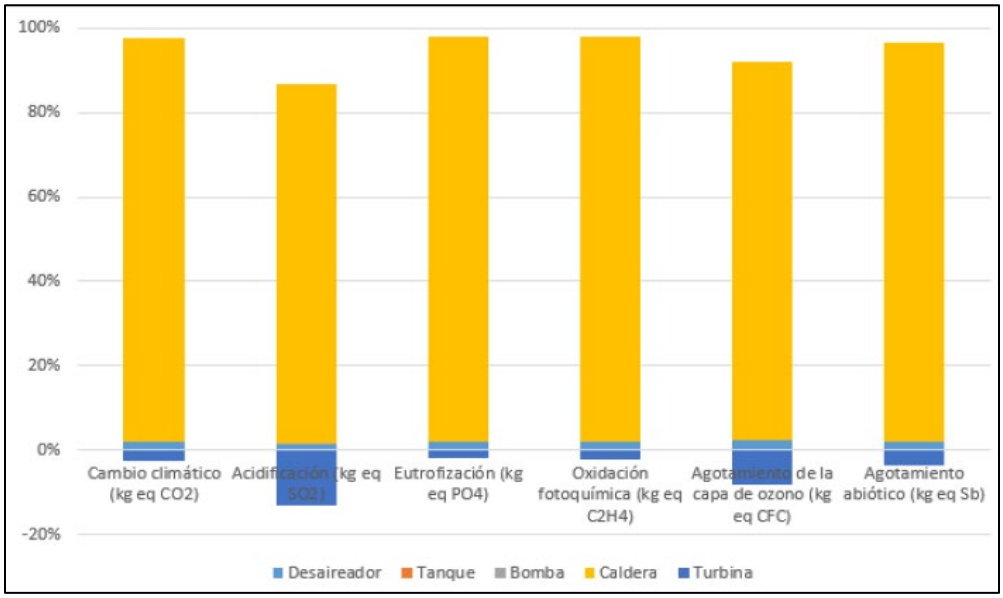


Figura 75. Perfil medio ambiental del proceso de generación de vapor en los ingenios del Valle del Cauca Colombiano.

Tomado de: (Becerra Quiroz, 2016)

También causan impactos considerables el transporte de la caña a los ingenios por las emisiones de óxido de azufre que generan los vehículos y la combustión por el uso de combustibles fósiles. Igualmente causan deterioro a la capa de ozono el uso de fertilizantes en el cultivo y las sustancias químicas empleadas para tratar el agua de lavado de la caña.

Teniendo en cuenta que anteriormente se empleaba carbón en dichas calderas de cogeneración, se compararon los resultados del ACV, que se evidencian en la Tabla 43:

Tabla 43. Comparación de los impactos ambientales generados por el carbón y el bagazo en la generación de vapor en los ingenios del Valle del Cauca colombiano

Categoría de impacto	Unidad	Carbón	Bagazo
Acidificación	Kg SO_2-eq	0.0021	0.00117
Eutrofización	Kg PO_4-eq	8.9x10-5	2.32
Calentamiento global	Kg CO_2-eq	0.277	2
Oxidación fotoquímica	Kg C_2H_4-eq	$8.64x10^{-5}$	0.0106
Deterioro de la capa de ozono	Kg CFC-eq	0	$2.67x10^{-10}$
Deterioro abiótico	Kg Sb-eq	$5.13x10^{-10}$	$2.04x10^{-7}$

Tomado de: (Becerra Quiroz, 2016)

De acuerdo con la información anterior, la acidificación es menor con la combustión del bagazo que con la del carbón ya que se generan menos emisiones de óxido de azufre, Sin embargo, el bagazo tiene mayores impactos en las demás categorías, esto relacionado con los tipos de caldera empleados y el alto grado de combustión incompleta que se presenta con este residuo lignocelulósico (Becerra Quiroz, 2016).

13.2.2 ACV - Biodiésel de segunda generación

Por otro lado, y en relación con la producción de biodiésel de segunda generación, la investigación de Paola Andrea Torres (2019), involucra el ACV del proceso de aprovechamiento y valorización del aceite usado de cocina (ACU) en Bogotá como materia prima oleo química. Este estudio se realizó en el software OpenLCA con la base de datos Ecoinvent v3.4 y el método de impacto CML 2001 y 1 ton de ACU como unidad funcional. De acuerdo con sus resultados, la etapa del proceso que presenta mayor aporte a los impactos ambientales es el pretratamiento del aceite recolectado por el uso de energía en el bombeo y en el proceso de rectificación y deshumidificación del aceite a altas temperaturas (Torres Ulloa, 2019).

En la investigación también se realiza un análisis comparativo de los impactos ambientales respecto a la disposición del material como residuo ya sea vertido en un rio o dispuesto en un relleno sanitario (Torres Ulloa, 2019). Los resultados se muestran en la Tabla 44:

Tabla 44. Comparación de resultados de impacto ambiental del aprovechamiento de ACU en la producción de biodiésel en relación con su disposición como residuo

Impacto	Unidad	Escenario de aprovechamiento ACU	Escenario de ACU dispuesto como residuo
Acidificación	Kg SO2-eq	2.5E-01	3.34E+00
Cambio climático – GWP a	Kg CO2-eq	3.7E-01	3.33E+00
Eutrofización NOx-eq	Kg NOx-eq	2.90E-02	4.97E-01
Eutrofización PO4-eq	Kg PO4-eq	2.80E-03	4.92E-01
Ecotoxicidad acuática – FAETP100 a	Kg 1,4-DCB-Eq	3.45E-02	5.43E-01
Toxicidad humana	Kg 1,4-DCB-Eq	9.31E+00	1.30E+02
Agotamiento ozono estratosférico 10a	Kg CFC-11-Eq	1.58E-06	2.67E-05
Ecotoxicidad terrestre – TAETP 100 a	Kg 1,4-DCB-Eq	6.00E-04	9.69E-02

Tomado de: (Torres Ulloa, 2019)

Al comparar los escenarios se observa un ahorro sustancial en todas las categorías de impacto evaluadas, sobre todo en las categorías de calentamiento global y ecotoxicidad que en el escenario de aprovechamiento de ACU se asocian al consumo de combustibles fósiles y el uso de aceites lubricantes, en el escenario de uso como residuo se asocia a la contaminación del agua y a operaciones de transporte (Torres Ulloa, 2019). El enfoque del ACV es de la cuna a la tumba

Vidal-Benavides, también realizó un estudio de ACV para la producción de biodiésel a partir de aceite vegetal usado en el que se contempla su recolección en camiones, su transporte a la planta, el proceso de limpieza del aceite usado (filtración y des acidificación), el proceso de transformación del aceite en biodiésel (transesterificación en presencia de metanol y metóxido de sodio como catalizador básico) y la fase de distribución y uso del biocombustible (Vidal-Benavides et al., 2017).

El Software empleado por los investigadores fue SimaPro 8.0.1 con el método EPD (Vidal-Benavides et al., 2017). En la Figura 76 a continuación se presentan los resultados obtenidos:

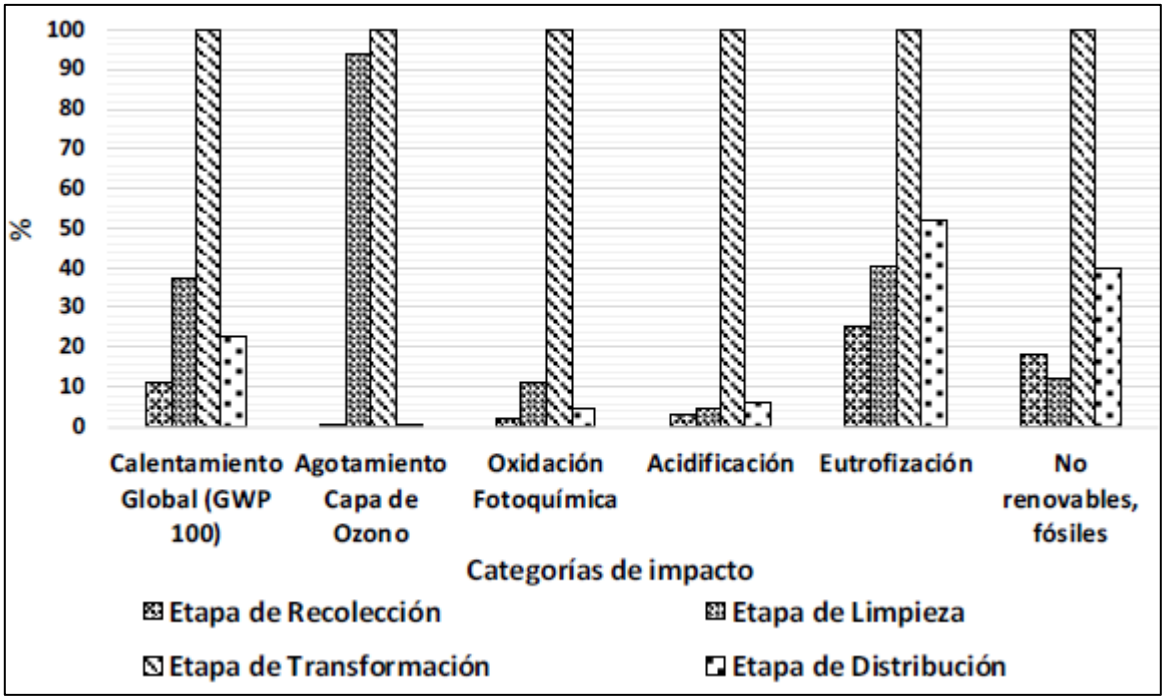


Figura 76. Resultados obtenidos en el ACV del proceso de producción y distribución de biodiésel a partir de aceite vegetal usado

Tomado de: (Vidal-Benavides et al., 2017)

Para las diferentes fases estudiadas el mayor impacto es causado por el consumo de combustibles fósiles. El hidróxido de sodio, empleado en la fase de limpieza y de transformación, tiene asociados impactos a las categorías de calentamiento global, acidificación, eutrofización y no renovables. En el subproceso de transformación, el consumo de metanol tiene una gran incidencia en las categorías de oxidación fotoquímica, acidificación y no renovables. Así en la figura anterior se aprecia que la etapa de transformación (transesterificación es la que impacta en mayor medida el proceso, seguida por la etapa de pretratamiento del aceite (limpieza) (Vidal-Benavides et al., 2017).

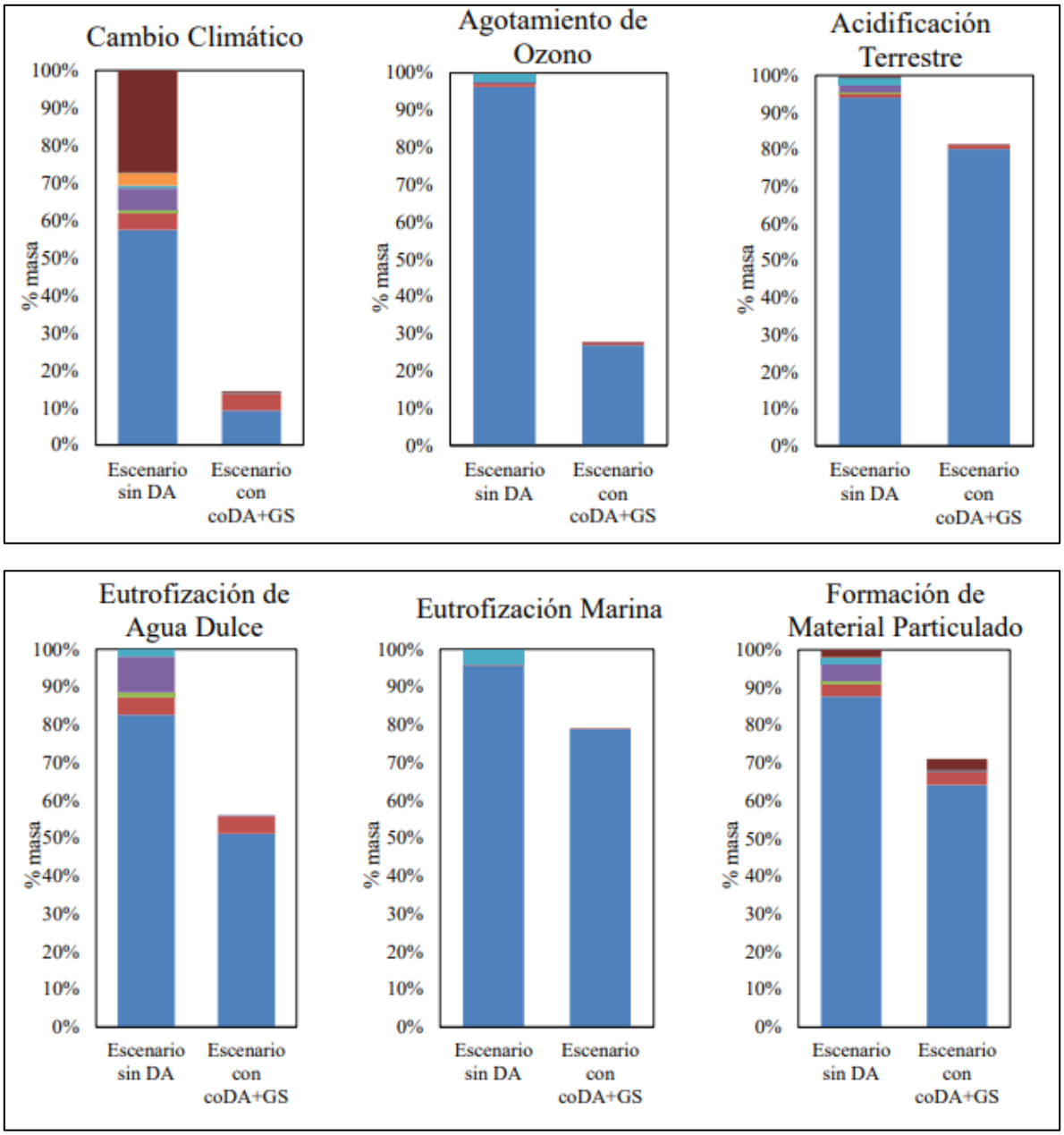
13.2.3 ACV – Biogás

En referencia a la producción de biogás, Isabel Ardila y Laura Romero (2023), realizaron un estudio para evaluar el impacto ambiental en el proceso de valorización de residuos agroalimenticios como el lactosuero (LS) y el estiércol bovino (EB) en un sistema integrado de gasificación (madera de pino) y digestión anaeróbica (Mezcla EB+LS) en una zona rural con temperatura inferior a 25°C en Norte de Santander, Colombia. En la finca de estudio, el biodigestor es alimentando con 34.5 L/día de una mezcla de EB y LS, con una velocidad de carga orgánica de 0.5 kg VS/m^3día y un tiempo de retención hidráulico (TRH) de 150 días. El biogás producido se almacena en un reservorio de 3m^3. La granja también cuenta con un gasificador de 40 kg de capacidad que produce 0.5 kg de carbón de madera de pino por día (Ardila Beltrán & Romero Melo, 2023).

El software empleado para el ACV fue SimaPro, en el que se compararon dos escenarios (Ardila Beltrán & Romero Melo, 2023):

- Un escenario base: los residuos (EB – LS) no tienen ningún tipo de tratamiento y son dispuestos al ambiente. La cocción de alimentos se realiza con GLP
- Escenario de estudio: proceso de integración de la digestión anaeróbica y gasificación para producir energía útil dentro de la granja

En la siguiente Figura 77 se resumen los resultados obtenidos para cada escenario:



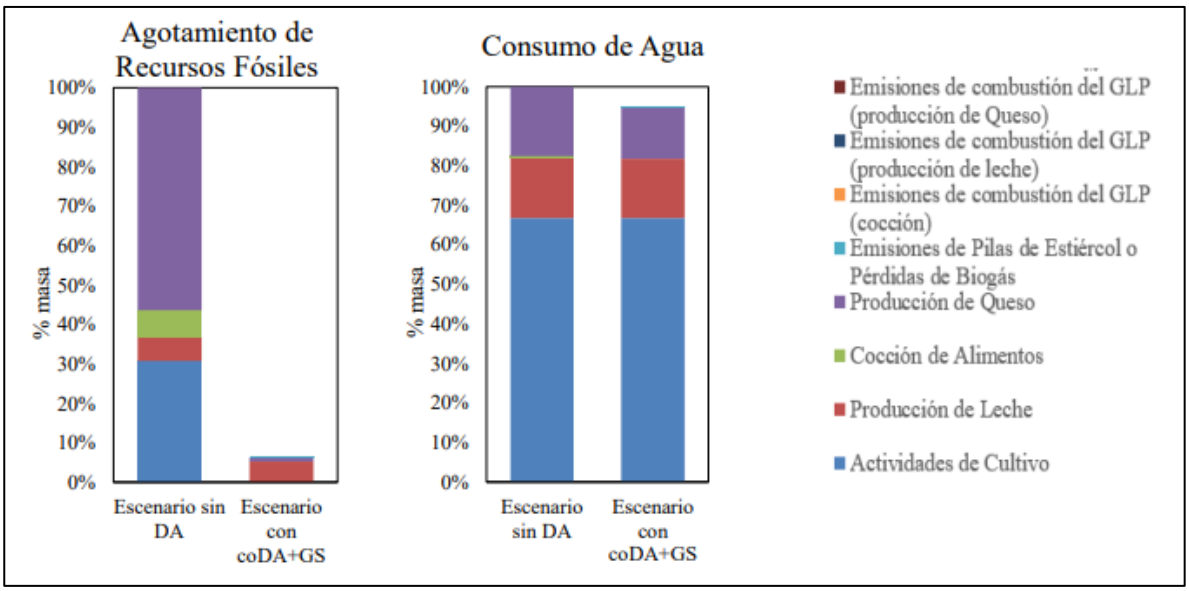


Figura 77. Resultados del ACV en un sistema integrado de digestión anaeróbica para obtener biogás y un gasificador para obtener energía útil en una granja colombiana.

Tomado de: (Ardila Beltrán & Romero Melo, 2023)

Como se observa en la Figura 77, el escenario base (sin integración), causa mayores impactos ambientales que el escenario de integración. El uso del biodigestor y el aprovechamiento del biogás, logran una reducción del 85.7% de las emisiones y la sustitución del GLP por la energía obtenida del sistema integrado reduce el agotamiento de recursos fósiles un 93.7% (Ardila Beltrán & Romero Melo, 2023).

En el año 2019, Wiliam Arcesio Silva Imbachi, director de procesos agroindustriales de Entrepalmas SAS, elaboró un estudio del efecto de la cogeneración en la huella de carbono, a través de la evaluación de los proyectos que han permitido reducir dicha huella y la posibilidad de generar nuevos negocios sustentables con los coproductos de la extracción del aceite de palma crudo. Estos proyectos buscan obtener bonos de carbono por reducción de emisiones de carbono (CER) (Silva Imbachi, 2019).

En el proceso existen diferentes fuentes de emisiones, entre ellos (Silva Imbachi, 2019):

- A la planta extractora ingresa la fruta y el agua para el proceso de transformación y para alimentar las calderas. De allí salen residuos (fibras y cáscaras) que se usan para generar vapor en unas calderas que producen emisiones de material particulado que se libera a la atmósfera, mientras el vapor de baja presión pasa al proceso por medio de un distribuidor.
- Los efluentes del proceso de clarificación contienen carga orgánica que se usa para producir biogás rico en metano, cuyo aprovechamiento se da mediante quema directa en TEA abierta, en donde también se generan emisiones de CO_2. El lixiviado producto de los biodigestores se emplea en la producción de compost.
- En la planta extractora se emplean plantas eléctricas a base de diésel para obtener la energía necesaria para su operación, convirtiéndose en otra fuente de emisiones.

La planta para el 2019 se encontraba en el proceso de instalar un generador de energía con biogás para evitar el uso de las plantas eléctricas de diésel, Así se pasaría de la quema de biogás a su transformación en energía eléctrica lo que disminuiría la huella de carbono en 32485 t CO_2eq-año (Silva Imbachi, 2019), como se muestra en la siguiente Tabla 45:

Tabla 45. Resultados de reducción de emisiones en planta Entrepalmas SAS con proyectos de transformación de biogás en energía eléctrica respecto a su quema.

	Escenario quema biogás TEA	**Escenario transformación biogás en energía eléctrica**
Emisiones por uso de motores diésel en planta generadora	527.75 ton CO_2-eq	1 ton CO_2-eq
Emisiones por calderas	52867 ton CO_2-eq	52867 ton CO_2-eq
Proceso de biogás	37638 ton CO_2-eq	5679 ton CO_2-eq
Emisiones totales	**91032 ton CO_2-eq**	**58547 ton CO_2-eq**
KPI	**0.72 ton CO_2-eq /ton RFF**	**0.38 ton CO_2-eq/ton RFF**

Adaptado de: (Silva Imbachi, 2019)

De acuerdo con la Tabla 45, el aprovechamiento del biogás en el generador, reduce las emisiones en su procesamiento y en la sustitución del diésel para generar energía, minimizando las emisiones un 36% respecto a la quema del biogás en TEA, permitiendo el uso del mecanismo de venta de bonos de carbono asociados a los instrumentos de mitigación de emisiones de metano y el uso del gas para energía y cogeneración como los Mecanismo de desarrollo limpio (MDL), pasando de 0.72 ton CO_2-eq a 0.38 ton CO_2-eq por año por tonelada de producto (Silva Imbachi, 2019).

Sintetizando, en la obtención de bioetanol y biodiésel a partir de materiales residuales como el bagazo o el aceite usado de cocina, los mayores impactos ambientales y energéticos se dan en los procesos de preparación y transformación de dichos materiales, pero también en las operaciones de transporte relacionadas, por lo tanto, es importante realizar locaciones integradas en donde se puedan reducir distancias y aprovechar todos los recursos energéticos para la cogeneración o la entrega de energía adicional al Sistema Interconectado Nacional. La Tabla 46 muestra a manera de resumen la reducción de emisiones para los 3 biocombustibles de segunda generación estudiados anteriormente.

Tabla 46. Reducción de emisiones, Bioetanol, Biodiésel, biogás de segunda generación estudiados.

Biocombustible de segunda generación	**Fuente**	**Reducción de emisiones**
Bioetanol	Bagazo de caña de azúcar	50%*
Biodiésel	Aceite de cocina usado ACU	79%*
Biogás	Residuos agroalimenticios (estiércol bovino y lacto suero)	86%**

***Reducción de emisiones respecto a sus equivalentes fósiles**
****Reducción en el impacto en el cambio climático**
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos presentados.

14. Estimación del aporte en la reducción de emisiones de GEI y demás, relacionada en materia ambiental y de política pública, del uso de biocombustibles alternativos de segunda generación en los compromisos de la transición energética en Colombia.

De acuerdo con el Tercer Informe Bienal de Actualización, entregado por Colombia en el año 2021 ante la Convención Marco de Naciones Unidas Para el Cambio Climático (CMNUCC), que contempla las emisiones y remociones antropogénicas en el país desde 1990 a 2018, para el último año de reporte se generaron 302.974 Gg CO_2eq de emisiones totales (279.199 Gg CO_2eq de emisiones netas). Y como ocurre en la mayoría de los países de Latinoamérica, los sectores con mayor participación histórica son Agricultura, Silvicultura y otros usos de la tierra (AFOLU) (63,8 %) y Energía (28,4%), mientras que Procesos industriales y Uso de Productos (IPPU) (2,9%) y Residuos (5,3%) tienen la menor participación (Ver Figura 78) (IDEAM et al., 2021).

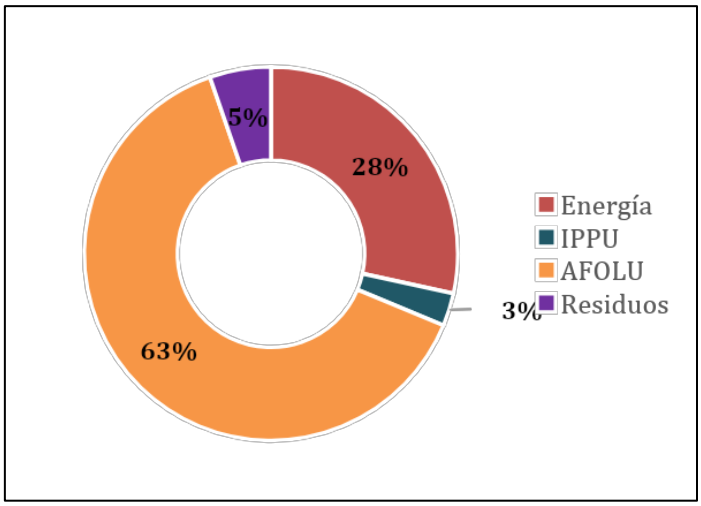


Figura 78. Participación histórica por módulo IPCC en emisiones de GEI en Colombia (1990-2018)

Tomado de: (IDEAM et al., 2022)

En relación con la producción de biocombustibles, es necesario conocer inicialmente el comportamiento de las emisiones de gases efecto invernadero en el módulo de energía, en el que se reportaron 92.940 Gg CO_2eq emitidos en el 2018. El sector transporte representa la mayor contribución histórica a las emisiones del sector con el 38.2% (37.827 Gg CO_2eq en 2018), seguido por la industria de generación de energía eléctrica con 24,6% (24.532 Gg CO_2eq en 2018) y el consumo de energéticos en la industria manufacturera y de la construcción con el 17,3% (13.152 Gg CO_2eq en 2018) (Ver Figura 79) (IDEAM et al., 2021).

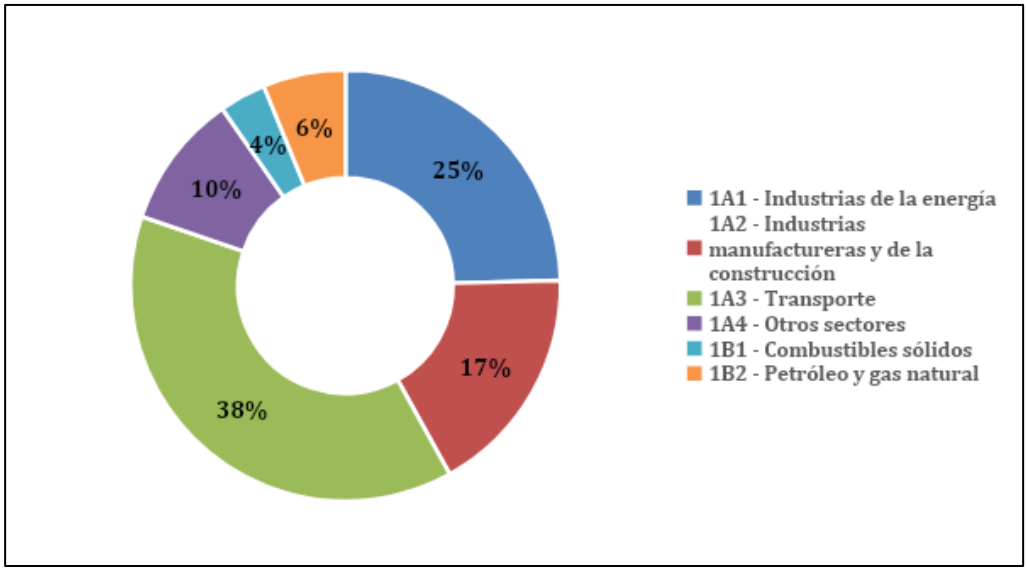


Figura 79. Participación histórica en emisiones de GEI en Colombia del módulo de energía (1990-2018)

Tomado de: (IDEAM et al., 2022)

Teniendo en cuenta la información anterior, el desarrollo de biocombustibles en Colombia tiene el reto de reducir las emisiones atmosféricas al sustituir el uso de combustibles fósiles por energéticos menos carbonos intensivos en sectores cruciales como el transporte de carga, pasajeros, fluvial o de aviación, en la producción de energía eléctrica o el desarrollo de la industria y construcción colombiana.

En relación con esto último, es importante conocer también las emisiones del sector industrial colombiano albergado en el reporte de emisiones en el módulo de IPPU, en el que se generaron 10.495 Gg CO_2eq en el año 2018. Las industrias con mayor participación histórica en dichas emisiones son: la industria del cemento con el 51% (4.283 Gg CO_2eq en 2018), el uso de sustitutos de las sustancias agotadoras de la capa de ozono con 10% (3.146 Gg CO_2eq en 2018) y la industria de la producción de hierro y acero (9% - 610 Gg CO_2eq en 2018) y ferroaleaciones (9% - 812 Gg CO_2eq en 2018). La industria química tiene una participación histórica del 12% (principalmente con la producción de amoniaco y ácido nítrico y la industria petroquímica) y otra industria minera tiene una participación del 4% (cal, vidrio y otros). En la Figura 80, se muestran las emisiones por tipo de industria en el año 2018 (IDEAM et al., 2021).

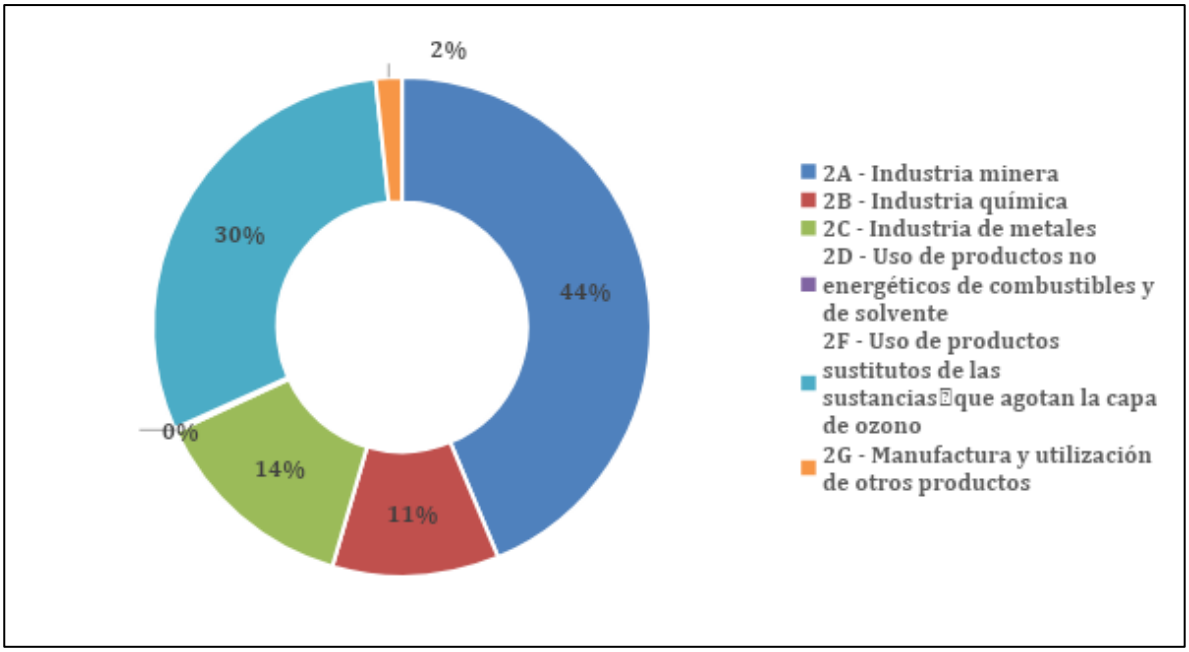


Figura 80. Emisiones de GEI del módulo IPPU (2018).

Tomado de: (IDEAM et al., 2022)

Es de resaltar que en el sector industrial la mayoría de las emisiones se generan por la descomposición térmica u oxidación de materiales que durante su producción o uso liberan emisiones de gases contaminantes a la atmósfera. Sin embargo, la liberación de gases contaminantes por el uso de combustibles y biomasa con fines energéticos o de generación de calor se reportan en el módulo de energía.

Bajo estas circunstancias, Colombia es uno de los 11 países más vulnerables al calentamiento global y al cambio climático y es llamado a promover estrategias de carbono neutralidad. Para ello el país en el 2020 actualizó su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) y también, en cabeza del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible lanzó la estrategia de largo plazo E2050 (Plazas-Niño et al., 2023).

En su NDC el país tiene una meta de reducción del 51% de las emisiones de CO_2 al 2030, de las que el 12% provienen del sector transporte. Por lo tanto, los biocombustibles son energía renovable líquida que ayuda a mitigar el impacto de la huella de carbono en dicho sector. Muestra de ello es que en los últimos 20 años el uso de biocombustibles ha logrado reducir 34 millones de toneladas de CO_2. Fedebiocombustibles estima que el poder de mitigación o reducción de emisiones por el uso de mezclas de bioetanol y biodiésel con combustibles fósiles es de 74 y 83% respectivamente. Actualmente Colombia emplea una mezcla de gasolina con bioetanol del 7% producido a partir de caña de azúcar y del 10% de biodiésel a partir de aceite de palma en diésel (Federación Nacional de Biocombustibles, 2023b).

De acuerdo con el Boletín Biocombustibles Edición 240 de septiembre de 2023 de Fedebiocombustibles, el Programa Nacional de Biocombustibles espera aportar un 16% a la reducción de emisiones del sector transporte para el 2030 (Fedebiocombustibles, 2023e).

Cerrito Capital realizó un estudio en febrero de 2020, sobre la propuesta de política de biocombustibles en el país, que busca evaluar la relación costo/beneficio del efecto de incrementar el porcentaje de mezcla de bioetanol al 12% en 2021 y del biodiésel al 20% en 2026 en comparación con otras alternativas. Dentro de dicho estudio, además de evaluar indicadores económicos como el VPN (Valor presente neto), estima beneficios a partir de emisiones de material particulado o de gases de efecto invernadero (Cerrito Capital, 2020).

Dicho estudio menciona que, de acuerdo con el Instituto Nacional de Salud, en el país el 14% de las muertes por enfermedad isquémica del corazón se ocasiona por la mala calidad del aire y que el 17,6% de las muertes se da por enfermedad pulmonar obstructiva crónica. El estudio permite ver que existe una reducción en el material particulado y las emisiones de GEI al incrementar el porcentaje de mezcla, por lo tanto, se mejoraría la calidad de aire y se reducirían las muertes por su causa en el horizonte 2030 si se lograra implementar dicho incremento (Cerrito Capital, 2020).

Para el caso del bioetanol, si se aumenta el porcentaje de mezcla del 10% en el escenario actual a 12%, el factor de emisión de material particulado (kg MP/vehículo) se reduce de 0,14 a 0,13 y el factor de emisión de CO_2 (ton CO_2/km) decrece de 0,000153 a 0,00150. Mientras que en el caso del biodiésel si la mezcla se incrementa del 10% al 20%, el factor de emisión de material particulado se reduce de 1,98 a 1,88 kg MP/vehículo y el factor de emisión de CO_2 se reduce de 0,001646 a 0,00141 ton CO_2/km (Cerrito Capital, 2020).

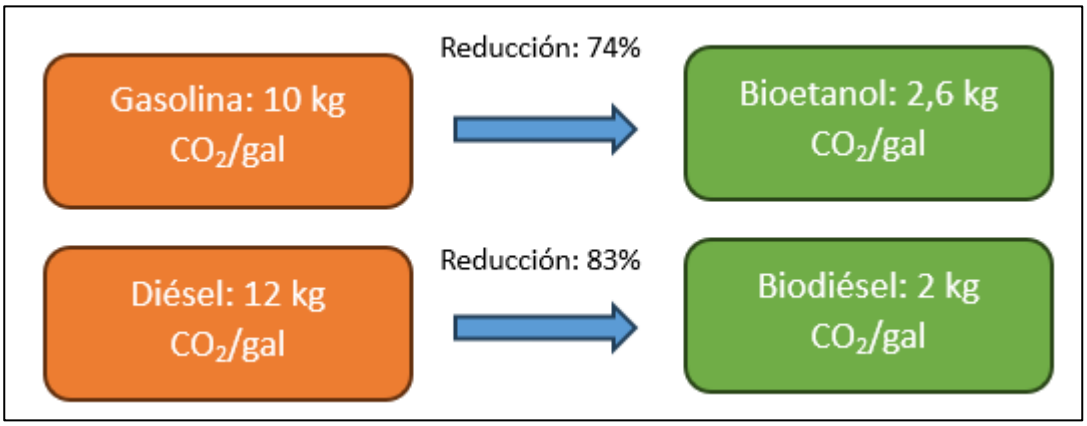


Figura 81. Factor de emisión de biocombustibles respecto a combustibles fósiles.

Fuente: elaboración propia a partir de los datos de Fedebiocombustibles.

Según Fedebiocombustibles, los factores de reducción son acorde como lo muestra la Figura 81, esto influenciado directamente por la proporción del biocombustible en la mezcla (Ver Tabla 1) (Fedebiocombustibles, 2023a) y tal como se menciona en el reporte de Cerrito Capital, los biocombustibles mejoran la calidad del aire contribuyendo a la salud pública y al mejor desempeño de los motores puesto que pueden reducir 800 ton anuales de material particulado y pueden incrementar el octanaje en el bioetanol (120) respecto a la gasolina (84) y el número de cetano del biodiésel (69), respecto al diésel (48), características que facilitan la combustión (Fedebiocombustibles, 2023a).

Existen dos formas de monetizar los costes de cambio climático, un enfoque por daños y otro enfoque por abatimiento. En el "Handbook on external cost of transport", se emplea el enfoque por evitar o abatimiento, en el que de acuerdo con revisión bibliográfica reciente en el escenario del objetivo del Acuerdo de Paris de evitar el incremento de la temperatura terrestre en 1,5°C, en el corto y mediano plazo (horizonte 2030) el costo de abatimiento central es de 100 euros/t CO_2eq, mientras que en el largo plazo el costo central de abatimiento es de 269 euros/t CO_2eq (European Commission, 2019).

Los biocombustibles tienen la capacidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero dependiendo de su proporción en mezcla, precursor y tecnología de producción. Por ejemplo, en Colombia, el Biodiésel producido a partir de aceite de palma puede reducir entre un 83 y 108% las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con el 44% logrado por el biodiésel a partir de Soya en Estados Unidos, el 15% del biodiésel de colza en la Unión Europea, el 19% de abatimiento logrado por el biodiésel de soya en Brasil o el 35% de reducción en emisiones logrado por el biodiésel a partir de palma en Malasia (Fedepalma & Cenipalma, 2023).

La aplicación del biometano en el transporte puede lograr una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de 60-80% en comparación con la gasolina. Su potencial de reducción depende de la materia prima usada, que puede ser mayor al usar residuos en vez de cultivos energéticos (IRENA, 2018).

En este sentido, en el año 2019 World Biogas Association entregó un informe sobre el potencial global del biogás, referenciado en el 2020 por la EBA (European Biogas Association) en su artículo "The contribution of the biogas and biomethane industries to medium-term greenhouse gas reduction targets and climate-neutrality by 2050" en el que se referencia que tanto el biogás como el biometano tienen la capacidad de reducir las emisiones de gases efecto invernadero mundiales entre un 10-20% en el horizonte 2050, al emplearse como sustitutos de los combustibles fósiles, fomentar la captura y almacenamiento de carbono, la gestión de estiércol y la sustitución de fertilizantes verdes (EBA, 2020; World Biogas Association, n.d., 2019).

15. Revisión de los requisitos de calidad que deberán cumplir este tipo de biocombustibles, describiendo los parámetros fisicoquímicos y los métodos de ensayo bajo la normatividad de los estándares nacionales e/o internacionales.

En Colombia, se han desarrollado diferentes regulaciones (Resoluciones, leyes y decretos) para establecer los niveles de mezcla entre los biocombustibles (bioetanol y biodiésel) y los combustibles fósiles (Gasolina motor y diésel), que no han sido constantes en el tiempo, según se mostró en la Tabla 1 donde se observan las variaciones del porcentaje de mezcla a nivel nacional desde el 2016 al 2023, en el caso de los biocombustibles de segunda generación solo el diésel renovable cuenta con legislación por parte del Ministerio de Minas y Energía MME, para biodiésel y bioetanol de segunda generación se esperaría que los requisitos de calidad sean similares o iguales a los de primera generación.

En cuanto a los requisitos de calidad, la Resolución 40444 de Junio 30 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía MME, establece "los parámetros y requisitos de calidad de las gasolinas básicas y de las gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible, para uso en motores de encendido por chispa, y del combustible diésel (ACPM) y los biocombustibles para uso en motores de encendido por compresión y sus mezclas. y se adoptan otras disposiciones." (en el n b.1.3 Normatividad específica requisitos de calidad, se referencian las normatividades que han existo en temas de calidad)

A continuación, se resumen los requisitos actuales de calidad para los siguientes tipos de mezcla:

Tabla 47. Requisitos de calidad de gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible para uso en motores de encendido por chispa.

<table>
<tr><th rowspan="2">#</th><th colspan="3" rowspan="2">Parámetro</th><th rowspan="2">Unidades</th><th colspan="2">Límites</th><th rowspan="2">Métodos de ensayo</th></tr>
<tr><th>Mínimo</th><th>Máximo</th></tr>
<tr><td rowspan="6">1</td><td rowspan="2">Índice antidetonante IAD (1)</td><td colspan="2">Gasolina corriente</td><td>Adimensional</td><td>84</td><td></td><td>ASTM D2699 -19</td></tr>
<tr><td colspan="2">Gasolina extra</td><td>Adimensional</td><td>94</td><td></td><td>ASTM D 2700 -19(2)</td></tr>
<tr><td rowspan="3">RON</td><td rowspan="2">Gasolina corriente</td><td>Hasta el 30 de diciembre de 2030</td><td rowspan="2">Adimensional</td><td>89</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>A partir del 31 de diciembre de 2030</td><td>92</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">Gasolina extra</td><td>Adimensional</td><td>97</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>2</td><td colspan="3">Plomo (3)</td><td>g/L</td><td></td><td>0,013</td><td>ASTM D3237-17
ASTM D5059-20</td></tr>
<tr><td>3</td><td colspan="3">Presión de Vapor Reid, a 37,8 ºC</td><td>KPa</td><td></td><td>65</td><td>ASTM D4953-20
ASTM D5191-20</td></tr>
</table>

#	Parámetro			Unidades	Límites		Métodos de ensayo
					Mínimo	Máximo	
							ASTM D323-20
4	Aromáticos	Gasolina corriente	Hasta el 30 de diciembre de 2030	%(V/V)		25	ASTM D5580-15
							ASTM D1319-20
			A partir del 31 de diciembre de 2030[4]			31,5	ASTM D 6729-20
		Gasolina extra			31,5		ASTM D6730-19
5	Benceno	Gasolina corriente		%(V/V)		0,9	ASTM D5580-15
							ASTM D3606-20
		Gasolina extra		%(V/V)		1,8	ASTM D6729-20 ASTM D6730-19
6	Contenido de azufre	Hasta el 30 de diciembre de 2030		mg/kg o ppm		50	ASTM D4294-16
							ASTM D2622-16
							ASTM D5453-19
							ASTM D3120-08
							ASTM D1266-18
							ASTM D6920-13
		A partir del 31 de diciembre de 2030		mg/kg o ppm		10	ASTM D7039-15
7	Corrosión al cobre, 3h a 50 ºC			Clase		1	ASTM D130-19
8	Contenido de agua			%(V/V)		0,2	ASTM D6304-16
							ASTM E1064-16
9	Contenido de gomas (Lavables)			mg/100 ml		5	ASTM D381-19
10	Oxígeno			%(m/m)		3,7	ASTM D4815-15
11	Contenido de aditivos			mg/L	-5		
12	Estabilidad de oxidación			min	240		ASTM D525-12
13	Destilación	10% vol. Evaporado		ºC		70	ASTM D86-20. Alternos:
		50% vol. Evaporado			77	121	ASTM D7345-17 ASTM D7096-19
		90% vol. Evaporado				190	
		Punto final ebullición				225	
		Residuo de la destilación		%(V/V)		2	

Notas explicativas de (1) hasta (5) de la Tabla 2B:
(1) El parámetro de octanaje se debe definir en términos del parámetro RON. Por su parte, el parámetro IAD debe ser reportado en términos de IAD = (RON+MON) /2.
(2) Método alterno: infrarrojo-IR. En el caso de emplear este método IR, para el agente refinador y los demás agentes de la cadena, de manera trimestral, será necesario que se encuentre asegurado metrológicamente utilizando un modelo de calibración alimentado con valores de gasolinas colombianas reales y actuales y tomando como referencia los métodos ASTM D2699-19 y ASTM D2700-19, con el fin de asegurar la confiabilidad y validez de los resultados obtenidos.
(3) De acuerdo con las prácticas internacionales, el agente refinador debe reportar un certificado de calidad con periodicidad trimestral al Ministerio de Minas y Energía.

#	Parámetro	Unidades	Límites		Métodos de ensayo
			Mínimo	Máximo	
(4) El cambio en el límite máximo de aromáticos entrará en vigencia a partir del 31 de diciembre de 2030 o cuando el RON sea 92. (5) Todas las “gasolinas básicas” y las “gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible” que se distribuyan para consumo dentro del territorio colombiano, deberán contener aditivos detergentes, dispersantes, controladores de formación de depósitos en el sistema de admisión de combustible, cuya acción de limpieza se efectúe, como mínimo, desde las partes internas de los carburadores o inyectores, hasta las válvulas de admisión y los inyectores de los motores de inyección directa de gasolina. El Ministerio de Minas y Energía determinará la dosis y calidad de los aditivos, al igual que el método de prueba, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 81055 de septiembre 20 de 1999 o la que lo modifique o sustituya. Adicionalmente, se prohíbe el uso de aditivos que contengan metales pesados y que utilicen como diluyentes hidrocarburos poliaromáticos en las gasolinas básicas y en las gasolinas oxigenadas que se distribuyan para consumo dentro del territorio colombiano.				

Adaptado de: Resolución 40444 de 2023 (Ministerio de Minas y Energía (MME), 2023)

Tabla 48. Requisitos de calidad del biocombustible para motores diésel denominado biodiésel para mezclar con los combustibles diésel

#	Parámetro	Unidades	Límites		Métodos de ensayo
			Mínimo	Máximo	
1	Densidad (a 15 ºC)	kg/m3	860	900	ASTM D1298-12
					ASTM D4052-18
					EN ISO 3675-98
					EN ISO 12185-96
2	Número de cetano(2)	Adimensional	51		ASTM D613-18
					EN ISO 5165-17
3	Viscosidad cinemática (a 40 ºC)	mm2/s	3,5	5	ASTM D445-19
					EN ISO 3104-96
4	Contenido de agua (3)	mg/kg		400	EN ISO 12397-00
					ASTM D6304-16
					ASTM E203-16
5	Contaminación total	mg/kg		24	EN 12662-14
6	Punto de inflamación (4)	ºC	120		ASTM D 93-20;
					EN ISO 2719-16
7	Corrosión al cobre (3h a 50 ºC)	Clasificación	1		ASTM D130-19
					EN ISO 2160-98
8	Estabilidad de Oxidación (5)	h	8		EN 14112-16;
					EN 15751-14
9	Cenizas sulfutadas (sic)	%(m/m)		0,02	ISO 3987-10
					ASTM D874-13
10	Contenido de fósforo	mg/kg		4	EN 14107-03
					ASTM D4951-14
11	Número ácido	mg de KOH/g		0,5	EN 14104-03
					ASTM D664-18
12	Punto de nube/enturbiamiento	ºC	Reportar		ASTM D2500-17
					EN ISO 3015-19
13	Carbón residual (6)	%(m/m)		0,05	ASTM D4530-15 EN ISO 10370-14
14	Contenido sodio y potasio	mg/kg		5	EN 14538-06
					EN 14108-03
					EN 14109-03
15	Contenido de calcio y magnesio	mg/kg		5	EN 14538-06
16	Contenido de monoglicéridos (7)	%(m/m)		0,4	ASTM D 6584-17
					EN 14105-11

#	Parámetro	Unidades	Límites		Métodos de ensayo
			Mínimo	Máximo	
17	Contenido de diglicéridos	%(m/m)		0,2	ASTM D 6584-17
					EN 14105-11
18	Contenido de triglicéridos	%(m/m)		0,2	ASTM D 6584-17
					EN 14105-11
					EN 14106-03
19	Glicerina libre	%(m/m)		0,02	ASTM D6584-17
					EN 14105-11
					EN 14106-03
20	Contenido de metanol (4)	%(m/m)		0,2	EN 14110-19
21	Contenido de éster	%(m/m)	96,5		EN 14103-11
22	Contenido de alquiléster de ácido linolénico	%(m/m)		12	EN 14103-11
23	Índice de yodo	g de yodo/100g		120	EN 14111-03
					EN 16300-12
24	Filtrabilidad[8]	s		360	ASTM D7501-18

Notas explicativas de (1) hasta (5) de la Tabla 3A:
(1) Las especificaciones de la Tabla 3A de la presente resolución son las que debe cumplir el biocombustible entregado por el productor y el importador de biodiésel para su mezcla con el diésel de origen fósil.
(2) Como alternativa de medición se pueden emplear los métodos ASTM D6890-18, ASTM D7170-16, EN 15195-14 y EN 16144-12 en los cuales se determina el número de cetano derivado. En caso de disputa con cualquiera de estos métodos alternativos, se deberá emplear el método bajo las normas ASTM D613-18 o EN ISO 5165-17.
(3) El biocombustible debe estar siempre visualmente libre de agua sin disolver, de sedimentos y de partículas suspendidas. El valor máximo para este parámetro será de 350 mg/kg, exigible desde el 7 de abril de 2024.
(4) Cuando el resultado del análisis de punto de inflamación es superior a los 130 ºC, no será obligatorio realizar el análisis de contenido de metanol.
(5) En caso de requerirse, se deberá complementar con el método ASTM D4625-16, con niveles máximos de 1,5 mg/100 mL a 6 semanas.
(6) El carbón residual debe ser determinado sobre el 10% (m/m) de los fondos del destilado.
(7) El productor y el importador de biodiésel (Metilésteres de ácidos grasos) deberá garantizar un contenido de mono glicérido s totales no mayor a 0,40% (m/m).
(8) El productor y el importador de biodiésel deberá certificar el parámetro de filtrabilidad del B100 producido, ante el Ministerio de Minas y Energía.

Adaptado de: Resolución 40444 de 2023 (Ministerio de Minas y Energía (MME), 2023)

Tabla 49. Requisitos de calidad del combustible diésel y sus mezclas con biocombustibles

#	Parámetro [1]	Unidades		Límites		Métodos de ensayo
				Mínimo	Máximo	
1	Contenido de azufre [2]	Hasta el 30 de noviembre de 2025	mg/kg		15	ASTM D5453-19
		A partir del 1º de diciembre de 2025			10	EN ISO 20846-19
2	Contenido de hidrocarburos aromáticos [3]	Hidrocarburos aromáticos totales	%(m/m)	Reportar		ASTM D5186-20
						ASTM D6591-19
						EN 12916-19
		Hidrocarburos aromáticos policíclicos			8,0[4]	
3	Número cetano [5]			48		ASTM D 613-18

#	Parámetro [1]		Unidades	Límites		Métodos de ensayo
				Mínimo	Máximo	
						EN ISO 5165-17
4	Corrosión a la lámina de cobre (3h a 50 ºC)		Clasificación	2		ASTM D130-19
5	Color		ASTM Color		2	ASTM D1500-12
6	Residuo carbonoso (sobre 10% fondos)		%(m/m)		0,2	ASTM D524-15 EN ISO 10370-14 ASTM D4530-15
7	Densidad (a 15 ºC)		kg/m^3	Reportar		ASTM 1298-12
						ASTM D4052-18
						EN ISO 3675-98
						EN ISO 12185-96
8	Viscosidad (a 40 ºC)		mm^2/s	1,9	4,5	ASTM D445-19
						EN ISO 3104-96
9	Temperatura de destilación	Punto inicial de ebullición	ºC	Reportar		ASTM D86-20
		50% volumen recobrado		Reportar		EN ISO 3405-19
		90% volumen recobrado		Reportar		
		95% volumen recobrado		282	370	
		Punto final de ebullición			390	
10	Contenido de agua [6]		%(V/V)		0,04	ASTM D6304-16
						EN ISO 12937-00
						ASTM D2709-16
11	Contaminación total [7]		mg/kg		24	EN 12662-14
						ASTM D7321-18
12	Punto de obstrucción de filtro en frío (POFF)		ºC		5	ASTM D6371-14
						EN 116-15
13	Punto de nube/enturbiamiento		ºC	Reportar		ASTM D2500-17
						ISO 3015-19
14	Punto de inflamación		ºC	52		ASTM D93-20
						EN 2719-16
15	Contenido de cenizas		%(m/m)		0,01	ASTM D482-19
						EN ISO 6245-02
16	Conductividad [8]		pS/m	25		ASTM D2624-15
						ASTM D4308-13
17	Lubricidad, diámetro corregido de la huella de desgaste (wsd 1,4) a 60 ºC [9]		µm		450	ASTM D6079-18
						EN ISO 12156-18
18	Estabilidad de oxidación [8] [10]		g/m^3		25	EN ISO 12205-96
						ASTM D7462-11
						ASTM D2274-14
			h	Reportar		EN15751-14
19	Filtrabilidad [11][12]		s		360	ASTM 7501-18
						ASTM D2068-20

Notas explicativas de (1) hasta (12) de la Tabla 3B:

(1) Cada uno de los parámetros de calidad que se exigen en la Tabla 3B aplican para el producto que se suministra desde malla de refinería, puerto alterno, transportado vía poliducto, en la planta mayorista y que llega al consumidor final.

(2) Como alternativa de medición se pueden emplear los métodos ASTM D2622-16 (hasta 24,4% (V/V) de biodiésel en mezcla), ASTM D4294-16 (hasta 4,8% (V/V) de biodiésel en mezcla), ASTM D7220-12 (hasta 20,0% (V/V) de biodiésel

#	Parámetro [1]	Unidades	Límites		Métodos de ensayo
			Mínimo	Máximo	
en mezcla) y ASTM D7039-15. En caso de disputa con cualquiera de estos métodos alternativos, se deberá emplear el método bajo las normas ASTM D5453-19 o EN ISO 20846- 19. (3) Se deberá garantizar la precisión definida en el método ASTM D5186-20, para lo cual este podrá ser modificado y validado según lo establezcan los laboratorios competentes o las mismas actualizaciones de esta norma, con el fin de evitar imprecisiones en las mediciones de hidrocarburos aromáticos totales e hidrocarburos aromáticos policíclicos ocasionado por la presencia de biodiésel B100. Bajo los anteriores planteamientos y condicionamientos, también se podrá emplear el método ASTM D6591-19. La versión actualizada de la norma EN 12916-19 (procedimiento A), se podrá emplear para evaluar el contenido de hidrocarburos aromáticos totales e hidrocarburos aromáticos policíclicos, ya que es aplicable a combustibles diésel que pueden estar mezclados con biodiésel hasta del 30% (V/V). (4) Se permitirán máximo 4 picos del 10% de poliaromáticos por mes. (5) Como alternativa de medición se pueden emplear los métodos ASTM D6890-18, ASTM D8183-18, ASTM D7170-16, EN 15195-14 y EN 16144-12, en los cuales se determina el número de cetano derivado. En caso de disputa con cualquiera de estos métodos alternativos, se deberá emplear el método bajo las normas ASTM D 613-18 o EN ISO 5165-17. En todo caso, para el método ASTM D613-18 se establece un rango de tolerancia de ± 1,5. Para la entrega al distribuidor mayorista, el límite mínimo es de 46,5 ± 1,5. (6) El combustible debe estar siempre visualmente libre de agua sin disolver, de sedimentos y de partículas suspendidas. El valor máximo para este parámetro será de 0,035% vol., exigible a partir del 7 de abril de 2024. (7) Debe certificarse el parámetro de contaminación total en malla de refinería o puerto alterno, al Ministerio de Minas y Energía. (8) El certificado de calidad del producto en malla de refinería, en puerto alterno o transportado vía poliducto, no debe reportar los parámetros 16. Conductividad; y 18. Estabilidad a la oxidación. (9) Para cumplir esta especificación se podrán emplear aditivos mejoradores de lubricidad, o se podrá adicionar 2% (V/V) o 4% (V/V) de biodiésel, al diésel de petróleo saliendo de las refinerías nacionales o al diésel importado. (10) Debe certificarse el parámetro de estabilidad de la oxidación por parte del agente distribuidor mayorista al Ministerio de Minas y Energía cada tres meses, y será el Ministerio de Minas y Energía, junto con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, quienes, con base en la información reportada, determinen un valor máximo para este parámetro. (11) Debe certificarse el parámetro de filtrabilidad del BX producido, al Ministerio de Minas y Energía. (12) Debe certificarse el parámetro de filtrabilidad en malla de refinería o puerto alterno, al Ministerio de Minas y Energía					

Adaptado de: Resolución 40444 de 2023 (Ministerio de Minas y Energía (MME), 2023)

Tabla 50. Requisitos de calidad de biocombustibles para motores diésel denominado Diésel Renovable para mezclar con combustibles diésel

#	Parámetro		Unidades	Límites		Métodos de ensayo
				Mínimo	Máximo	
1	Número de cetano [1]			70		ASTM D613-18
						EN ISO 5165-17
2	Densidad (a 15 ºC)		kg/m^3	765	800	ASTM D1298-12
						ASTM D4052-18
						EN ISO 3675-98
						EN ISO 12185-96
3	Punto de inflamación		ºC	55		ASTM D 93-20;
						EN ISO 2719-16
4	Viscosidad (a 40 ºC)		mm^2/s	2	4,5	ASTM D445-19
						EN ISO 3104-96
5	Temperatura de destilación	Punto inicial de ebullición	ºC	Reportar		ASTM D86-20
		50% volumen recobrado		Reportar		EN ISO 3405-19
		90% volumen recobrado		Reportar		
		95% volumen recobrado			360	
		Punto final de ebullición		Reportar		
6	Lubricidad, diámetro corregido de la huella de desgaste (wsd 1,4) a 60 ºC [2]		µm		460	ASTM D6079-18
						EN ISO 12156-18

#	Parámetro		Unidades	Límites		Métodos de ensayo
				Mínimo	Máximo	
7	Contenido de biodiésel (3)		mg/kg	Reportar		EN 12662-14
8	Hidrocarburos aromáticos (4)	Hidrocarburos aromáticos totales: monoaromáticos + di-aromáticos + tri-aromáticos	%(m/m)	Reportar		ASTM D5186-20
						EN ISO 12916-29
		Hidrocarburos aromáticos policíclicos: di-aromáticos + tri-aromáticos			1	
9	Residuo carbonoso (10% fondos)		%(m/m)		0,3	ASTM D524-15
						EN ISO 10370-14
						ASTM D4530-15
10	Contenido de cenizas		%(m/m)		0,01	ASTM D482-19
						EN ISO 6245-02
11	Contenido de agua (5)		mg/kg		200	ASTM D6304-16
						EN ISO 12937-00
12	Apariencia			Pasa-No Pasa (método visual)		ASTM D4176-20
13	Contaminación total		mg/kg		24	EN 12662-14
14	Corrosión a la lámina de cobre (3h a 50 ºC)		Clasificación	Clase 1		ASTM D130-19
15	Estabilidad de oxidación		mg/kg		25	ASTM D7462-11
						EN ISO 12205-18
			h	20 (6)		EN 15751-14
16	Filtrabilidad (7)		s		360	ASTM D7501-18
						ASTM 2068-20

Notas explicativas de (1) hasta (7) de la Tabla 3C:
(1) Como alternativa de medición se pueden emplear los métodos ASTM D6890-18, ASTM D8183-18, ASTM D7170-16, EN 15195-14 y EN 16144-12 en los cuales se determina el Número de Cetano Derivado. En caso de disputa con cualquiera de estos métodos alternativos, se deberá emplear el método bajo las normas ASTM D613-18.
(2) Este parámetro es aplicable sólo en el caso en que el diésel renovable fuese utilizado puro, como combustible para motores o vehículos diésel.
(3) Los valores para este parámetro deberán establecerse en las normas técnicas específicas que se definan para cualquier biocombustible para motores diésel, denominado diésel renovable para mezclar con los combustibles diésel. Los valores definidos deberán ser sustentados en estudios realizados en laboratorios acreditados y avalados por la autoridad competente. En todo caso, el reporte de la información sobre el valor del parámetro deberá ser entregado al Ministerio de Minas y Energía de manera semestral.
(4) Se deberá garantizar la repetibilidad y reproducibilidad definida en la norma ASTM D5186-20, teniendo en cuenta: i) que la norma ASTM D5186-20 tiene un rango de aplicación mínimo de 1% (m/m) de compuestos aromáticos totales y; ii) la afectación analítica que puede ocasionar la presencia de FAMES en las mezclas diésel renovable-biodiésel. Para tal fin, este método podrá ser modificado y validado según lo establezcan los laboratorios competentes o la actualización que pueda tener dicha norma; bajo los anteriores planteamientos y condicionamientos, también se podrán emplear los métodos EN ISO 12916-19 y ASTM D6591-19.
(5) El biocombustible debe estar siempre visualmente libre de a gua sin disolver, de sedimentos y de partículas suspendidas.
(6) Esta especificación deberá ser cumplida solo en caso de que el diésel renovable fuese utilizado puro como combustible para motores o vehículos diésel. Para el combustible diésel renovable que utilice FAME por encima de 2% (V/V) como mejorador de lubricidad, este será un requerimiento adicional.
(7) Debe certificarse el parámetro de filtrabilidad del BX producido ante el Ministerio de Minas y Energía.

Adaptado de: Resolución 40444 de 2023 (Ministerio de Minas y Energía (MME), 2023)

Como se observa en las tablas de la 40 a la 43, la resolución colombiana toma como base los métodos de ensayo descritos por la norma americana (ASTM) y europea (EN).

De otro lado, la Resolución 0789 de 2006 modifica los parámetros y requisitos de calidad para el etanol anhidro combustible y etanol anhidro combustible desnaturalizado, como se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 51. Parámetros de calidad del etanol anhidro combustible utilizado como componente oxidante de gasolinas.

PARÁMETRO	UNIDAD	Especificación	Métodos de ensayo
Color	---	Incoloro	Visual
Aspecto	---	Limpio, claro, sin color y libre de impurezas	Visual
Acidez total	mg/l	56	ABNT/NBR 9866
	% masa	0,007	
pH	---	7-9	ASTM D6423
Conductividad eléctrica máxima	us/m	350	ABNT/NBR 10547
Densidad (20°C máx.)	kg/m3	791,5	ABNT/NBR 5992
Contenido de etanol, mínimo	% vol.	99,5	ASTM D5501
Contenido de agua y metanol, máximo	% vol.	0,5	ASTM E1064 ASTM D5501
% alcohólico a 20°C	INMP	99,2	ABNT/NBR 5992
Material no volátil a 105°C, máximo	mg/L	30	ABNT/NBR 8911 ABNT/NBR 8644
Alcalinidad		Negativo	ASTM D1613
Contenido de cloro inorgánico, máximo	mg/L	10	ASTM D7338 ASTM D7319
Contenido de cobre, máximo	mg/L	0,1	ABNT/NBR 11331
Contenido de hierro, máximo	mg/L	3	ABNT/NBR 11331

Adaptado de: Resolución 0789 de 2016 (Gobierno de Colombia, 2016)

Tabla 52. Parámetros de calidad del etanol anhidro combustible desnaturalizado antes de mezclar con gasolina motor.

PARÁMETRO	UNIDAD	Especificación	Métodos de ensayo
Aspecto	---	libre de contaminantes	Visual
Acidez total	mg/l	56	ASTM D1613
	% masa	0,007	
pH	---	7-9	ASTM D6423
Conductividad eléctrica máxima	us/m	350	ABNT/NBR 10547
Densidad (20°C máx.)	kg/m3		ABNT/NBR 5992
Contenido de etanol, mínimo	% vol.	93,6	ASTM D5501
Contenido de agua, máximo	% vol.	0,7	ASTM E1064
Contenido de cloro inorgánico, máximo	mg/L	10	ASTM D7338 ASTM D7319
Contenido de cobre, máximo	mg/L	0,1	ABNT/NBR 11331

PARÁMETRO	UNIDAD	Especificación	Métodos de ensayo
Contenido de hierro, máximo	mg/L	3	ABNT/NBR 11331
Gomas extraíbles con solvente, máximas	mg/100 ml	5	ASTM D381
Contenido de desnaturalizante, mínimo	% vol.	1,7	Registro volumétrico
Contenido de desnaturalizante, máximo	% vol.	2,8	Registro volumétrico

Adaptado de: Resolución 0789 de 2016 (Gobierno de Colombia, 2016)

Como se observa en la Tabla 51 y Tabla 52, la resolución colombiana se basa en la normativa americana (ASTM) y la brasilera (ABNT/NBR).

Por otro lado, en Colombia existen las Normas Técnicas Colombianas (NTC), desarrolladas en el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (Icontec), que corresponden a documentos normativos aprobados que definen los criterios técnicos y de calidad de un producto o servicio en las áreas de ingeniería, arquitectura, urbanismo y afines.

La NTC 5444:2020, titulada "Biodiésel para uso en motores diésel. Especificaciones", tiene como objetivo establecer las especificaciones para los alquil ésteres de ácidos grasos para uso como combustible o como componente de mezclas con combustible diésel, basándose en la ASTM D6751-20 y la norma EN 14214:2013 (ICONTEC, 2020). Estas características son similares a las especificadas en la Resolución 40444 de 2023:

Tabla 53. Requisitos del biodiésel para mezcla con combustibles diésel según NTC 5444:2020.

Propiedad	Unidades	Requisito	Método de ensayo
Densidad a 15 °C	kg/m^3	860-900	ASTM D4052
			ISO 12185
			ISO 3675
Número de cetano	Cetanos	55 mínimo	ASTM D613
			ISO 5165
Viscosidad (cinemática a 40 °C)	mm^2/s	3,5 - 5,0	ASTM D445
			ISO 3104
Contenido de agua	mg/kg	500 máximo	ASTM E203
			ISO 12937
Contaminación total	mg/Kg	24 máximo	EN 12662
Punto de inflamación	°C	120 mínimo	ISO 2719
			ISO 3679
Contenido de metanol	% en masa	0,2 máximo	EN 14110
Corrosión en lámina de cobre	Unidad	Clase 1	ASTM D130
			ISO 2160
Estabilidad a la oxidación	Horas	12 mínimo	EN 14112

Propiedad	Unidades	Requisito	Método de ensayo
			EN 15751
Cenizas sulfatadas	% en masa	0,02 máximo	ASTM D874
Número ácido	mg de KOH/g	0,5 máximo	ASTM D664
			EN 14104
Índice de yodo	gr yodo / 100 gr	120 máximo	EN 14111
Punto de fluidez	°C	Reportar	ASTM D97
Punto de nube/ enturbiamiento	°C	Reportar	ASTM D2500
			ISO 3015
Contenido de fósforo	mg/kg	4,0 máximo	ASTM D4951 / Plasma-Masas
			EN 14107
Contenido de Na + K	mg/kg	5,0 máximo	EN 14108 / EN 14109
			EN 14538
Contenido de Ca + Mg	mg/kg	5,0 máximo	EN 14538
Contenido de éster	% en masa	96,5 mínimo	EN 14103
Contenido de alquil éster de ácido linolénico	% en masa	12,0 máximo	EN 14103
Contenido de glicerina libre	% en masa	0,02 máximo	ASTM D6584
			EN 14105 / EN 14106
Contenido de glicerina total	% en masa	0,25 máximo	ASTM D6584
			EN 14105
Contenido de monoglicéridos	% en masa	0,70 máximo	ASTM D6584
			EN 14105
Contenido de digliceridos	% en masa	0,20 máximo	ASTM D 6584
			EN 14105
Contenido de triglicéridos	% en masa	0,20 máximo	ASTM D 6584
			EN14105
Filtrabilidad en frio	S (segundos)	360 máximo	ASTM D7501
Punto de obstrucción de filtro frío, CFPP (Cold Filter Plugging Point)	°C	Reportar	ASTM D6371
			EN 116

Adaptado de: (ICONTEC, 2020)

Las buenas prácticas de manejo para biodiésel y las mezclas de diésel-biodiésel se establecen en la NTC 6032. Y en la norma NTC 1438:2023, titulada “Petróleo y sus derivados. Combustibles para motores diésel”, se establecen los requisitos del combustible diésel y las mezclas de diésel con biodiésel y/o diésel renovable.

De igual forma, la norma NTC 5308:2020, titulada “Etanol anhidro combustible desnaturalizado obtenido a partir de biomasa, para mezclar con gasolinas motor, empleado como combustible en vehículos con motores de combustión interna de encendido por chispa”, se aplica al “etanol anhidro combustible desnaturalizado, destinado para ser mezclado con gasolinas con plomo o sin plomo, en porcentaje en volumen del 10 % ± 0,5 %, para emplear la mezcla como combustible en los motores

de combustión interna de encendido por chispa" (ICONTEC, 2019), así, el alcohol carburante debe cumplir con los siguientes requisitos antes de mezclarse con la gasolina:

Tabla 54. Requisitos de calidad del alcohol carburante antes de mezclar con gasolina motor según NTC 5308.

Característica	Unidad	Especificación	Métodos de ensayo ASTM	Métodos de ensayo EN	Otros
% Etanol, mínimo	% Vol.	96,3	ASTM D5501	EN 15721	ABNT/NBR 5992
% Metanol, máximo	% Vol.	0,5	ASTM D5501		
Gomas extraíbles con solvente, máx.	mg/100 ml	5	ASTM D381	EN 15691	ABNT/NBR 8644
Contenido de agua, máx.	% Vol. %m/m	0,7 - 0,92	ASTM E203 ASTM E1064	EN 15489 EN 15692	
Contenido de desnaturalizante, Min. Máx.	% Vol.	1,7 - 2,8	Método PIANO (ASTM D6729) Registro Volumétrico: Calculado a partir del registro de volumen de los surtidores de alcohol y gasolina		ABNT/NBR 13993
Contenido de cloro inorgánico, máx	mg/kg	10	ASTM D7328 ASTM D7319	EN 15484 EN15492	ABNT/NBR 10894
Contenido de cobre, máx.	mg/kg	0,1	ASTM D1688	EN 15488 EN 15837	ABNT/NBR11331
Contenido de hierro, máx.	mg/kg	3			ABNT/NBR 11331
Acidez total (como ácido acético), máx.	% masa	0,007	ASTM D1613 ASTM D7795	EN 15491	ABNT/NBR 9866
pHe		7,0 - 9,0	ASTM D6423		
Conductividad eléctrica, máx.	uS/m	350		EN 15938	ABNT/NBR 10547
Apariencia		Visiblemente libre de contaminantes suspendidos o precipitados (claro y brillante)	Visual	EN 15769	

Adaptado de: (ICONTEC, 2019)

La NTC 5308:2019, empleó como referencia la ASTM D4806-17, información de la Agencia Nacional de petróleo, gas natural y biocombustibles de Brasil y la Resolución 0789 de 2016, referenciada previamente. Desde otra perspectiva, ICONTEC también ha definido otras normas técnicas de interés para la producción y distribución del etanol anhidro desnaturalizado, algunas de ellas son:

- NTC 5414:2006 Etanol anhidro desnaturalizado. Transporte. Establece los requisitos y procedimientos a cumplir por parte de los productores, distribuidores, transportadores, importadores y proveedores para garantizar la conservación de la calidad del producto y la seguridad de personas, instalaciones y equipos de transporte.

- NTC 5389:2005 Etanol anhidro desnaturalizado y su mezcla con gasolina motor. Almacenamiento. Establece los requisitos y procedimientos de almacenamiento que deben cumplir los productores, distribuidores y consumidores para garantizar la calidad del producto o su mezcla.

- NTC 6198:2016 Buenas prácticas de manejo del etanol anhidro desnaturalizado y sus mezclas con gasolina en la cadena de distribución de combustibles en Colombia. Establece los requisitos de buenas prácticas para el manejo en almacenamiento, mezcla y transporte del etanol y sus mezclas con gasolina, para preservar su calidad en la cadena de distribución

Por otro lado, Fedepalma, referencia que puede obtener biogás a partir de la digestión anaeróbica de la materia prima presente en los efluentes de la planta extractora (POME), sus características se resumen en la Tabla 55:

Tabla 55. Características del biogás a partir de efluentes en el procesamiento de Palma- Fedepalma

	Composición
Metano	50-70%
Dióxido de Carbono	30-40%
Oxígeno + Nitrógeno	0,5%
Monóxido de carbono	0-1,5%
Humedad	2,5%
Ácido sulfhídrico	2500 ppm
Poder calorífico	20-25 MJ/m^3

En la Resolución 240 de 2016 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), "por la cual se establecen las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano", se establecen las especificaciones mínimas de calidad del biogás para redes aisladas:

Tabla 56. Especificaciones para biogás en redes aisladas

Especificaciones	**Cantidad**	**Unidad**
Poder calorífico interior	>16	MJ/m^3
Índice de Wobbe	>18	MJ/m^3
CH_4	>50	mol %
H_2S	<20	mg/m^3
CO_2	<45	mol %

Adaptado de: (Ministerio de minas y energía & Comisión de regulación de energía y gas, 2016)

Para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas, se deben controlar las siguientes variables adicionales:

Tabla 57. Especificaciones para biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas.

Especificaciones	**Cantidad**	**Unidad**
Siloxanos	<10	mg/m^3
Compuestos halogenados	<1	$mg(Cl)/m^3$

Adaptado de: (Ministerio de minas y energía & Comisión de regulación de energía y gas, 2016)

16. Análisis económico y regulatorio:

a. Indicadores de mercado en temas de precios, costos de producción, costos de inversión para su implementación, metodologías de remuneración que podrían ser aplicados en Colombia.

El ministerio de Minas y Energía, establece los precios mayoristas de la gasolina y el diésel, estos son fijados a través de resoluciones en donde se establece el pago que los distribuidores o mayoristas deben realizar a los productores nacionales de biocombustibles, la determinación de los precios se realiza usando formulas previamente establecidas por el MME, los precios de referencia de la mezcla de combustible fósil con biocombustible pueden variar dependiendo de la zona del país debido a diferencias en el costo del transporte y distribución en la región definida. El precio que paga el consumidor final puede llegar a variar dependiendo de los factores logísticos anteriormente mencionados.

16.1 Bioetanol, Estructura de costos

El precio del alcohol carburante depende directamente del mercado de azúcar de exportación, no obstante, en los precios del etanol para Colombia se establece mediante un precio máximo con referencia al precio de venta de gasolina en Bogotá del mes anterior[16].

Teniendo en cuenta lo anterior y entendiendo que los precios de referencia del azúcar han sido superiores a los de la gasolina durante los últimos 10 años, por lo tanto, no ha habido un precio de costo oportunidad para mejor los ingresos percibidos al productor de bioetanol y el costo oportunidad lo tiene la azúcar refinada. Para este sector se establecen los mismos de costos de producción del azúcar, la fórmula para el cálculo del precio del bioetanol se mostró y explicó en el producto 2 de la presente consultoría. La Tabla 58, muestra la distribución de costos de la gasolina.

Tabla 58. Distribución de costos gasolina a octubre 2023

Distribución de costos	Descripción	($/Galón)
Ingreso al productor de la Gasolina Motor Corriente	Ingreso al productor de gasolina	8979
Ingreso al productor de alcohol carburante	Ingreso al productor de etanol	676
Ingreso al productor		**9655**
Impuesto nacional	Es un impuesto que se fijó en diferentes reformas tributarias, no está indexado, es un valor fijo	616,74
IVA	5% del ingreso del productor de combustible fósil	433,88
Impuesto al carbono	Por reforma tributaria, lo actualiza la DIAN cada mes por IPC Resolución	157,17

[16] Precio fijo: Resolución MinMinas 181232 de 2008, Precio referencia gasolina: Resolución MinMinas 181232 de 2008, Precio referencia azúcar: Resolución MinMinas 180643 de 2012, Techo Bogotá: Resolución MinMinas 180825 de 2009

Distribución de costos	Descripción	($/Galón)
Tarifa marcación	Es un dinero que se paga a Ecopetrol por la molécula que le pone al combustible para evitar temas de contrabando	8,89
Tarifa de transporte poliductos	Es el valor que se le paga a CENIT, por mover desde las refinerías a los diferentes centros de consumo el combustible	127,61
Tarifa transporte etanol	Los biocombustibles se transportan por camiones cisterna y tienen su valor	11,42
Margen plan de continuidad	Valor proporcionado a restablecer en menor tiempo y mitigar impactos en la perdida de recursos	0
Margen distribuidor mayorista	Dinero que se paga al margen de distribución de los mayoristas	519,76
IVA margen distribuidor mayorista	Iva del 19% al margen del distribuidor mayorista	98,75
Sobretasa	La sobretasa es un impuesto local, lo recoge la estación de servicio y se entrega a cada alcaldía donde se encuentra la estación de servicio*	1328,97
Margen distribuidor minorista	Dinero que se paga al margen de distribución de mayoristas	956
Perdida de evaporación	Un valor compensado por las pérdidas de combustible asociadas a la evaporación	51,84
Transporte planta de abasto a estación de servicio	Valor del transporte desde la planta mayorista hasta la estación de servicio.	76,75
Precio máximo de venta		**14043,57**

Tomado de: (UPME, 2023)

16.2 Biodiésel, Estructura de costos

Para el biodiésel se tiene una formula tarifaria definida por el Ministerio de Minas y Energía (Resolución 40400 de 2016), la cual tiene los siguientes factores relevantes para su estructuración:

- Costo de oportunidad de la materia prima (aceite de palma)
- Costo de oportunidad del metanol (es un producto regulado por Estupefacientes)
- Costo de transformación de materias primas a biodiésel (Factor de Producción Eficiente)

De acuerdo a lo anterior, la materia prima representa alrededor del 75% de los costos, incluyendo la logística entre estos, la materia prima se calcula como un precio paridad de importación del aceite de palma en Colombia con referencia del precio del aceite de palma en Bursa-Malasia, adicionalmente, el costo del metanol oscila entre el 5 al 7% del total de los costos, y el porcentaje restante corresponde al factor de producción eficiente, que, se compone de dos elementos: factor de producción eficiente en pesos esta información se actualiza el primero (1) de febrero de cada año con el valor de incremento del IPC y un factor de producción eficiente en dólares (Ministerio de Minas y Energía, 2019).

En este sentido, la Resolución 40400 de 2016, reglamenta la implementación de la metodología destinada al cálculo del precio del biodiésel, la cual se encuentra estrechamente vinculada al fondo de estabilización de precios del aceite de palma. Con este propósito, se establece un precio de referencia nacional y se definen precios a nivel internacional. El valor de referencia nacional se determina como un precio de paridad de importación, aplicando la metodología definida.

Para esto, los productores de biodiésel estiman el valor para importar aceite de palma, utilizando como referencia el índice Bursa-Malasia en la tercera posición. En esta función, se incorpora el costo del flete y los aranceles correspondientes, lo que resulta en el precio del aceite de palma como materia prima en la producción de biodiésel.

Posteriormente, se calcula el costo de importar sustitutos del aceite de palma, que incluyen los precios de la soja de dos procedencias: Argentina y Estados Unidos, el precio de la estearina con origen en el sudeste asiático, y el precio del cebo proveniente de Estados Unidos. Se crea una canasta con estos sustitutos, distribuyendo el 70% de soja y el 30% de estearina o cebo, y se calcula otro precio de paridad de exportación. El menor de los dos valores determina el precio de la materia prima para la producción de biodiésel en Colombia.

La Resolución 40400 de 2016, contempla los precios para el productor del biodiésel (1634,94 $/Galón) y de ingreso al productor del ACPM (4295,7$/Galón), esto incluye la logística y la materia prima, adicionalmente, se debe costear el impuesto nacional, IVA, impuesto al carbono, tarifa de marcación, la tarifa de transporte en poliductos y el transporte de biodiésel, el margen de plan de continuidad, margen distribuidor mayorista, sobretasa, margen distribuidor minorista y el transporte de la planta de abastecimiento a la estación de servicio

La estructura de los costos del diésel se puede evidenciar en la Tabla 59.

Tabla 59. Distribución de costos diésel a octubre 2023.

Distribución de costos	Descripción	($/Galón)
Ingreso productor Biodiésel	Es el ingreso que el productor de biodiésel el cual se distribuye: 75% materia prima y logística de la misma, 5-7% costo del metanol y el restante corresponde al factor de producción eficiente	1634,94
Ingreso productor ACPM	Ingreso al productor de diésel	4295,7
Ingreso al productor	**Ingreso de productor de biodiésel más ingreso productor ACPM**	**5929,77**
Impuesto nacional	Es un impuesto que se fijó en diferentes reformas tributarias, no está indexado, es un valor fijo	571,27
IVA	5% del ingreso del productor de combustible fósil	215,70
Impuesto al carbono	Por reforma tributaria, lo actualiza la DIAN cada mes por IPC Resolución	171,9
Tarifa marcación	Es un dinero que se paga a Ecopetrol por la molécula que le pone al combustible para evitar temas de contrabando	8,89

Distribución de costos	Descripción	($/Galón)
Tarifa de transporte poliductos	Es el valor que se le paga a CENIT, por mover desde las refinerías a los diferentes centros de consumo el combustible	421,23
Transporte biodiésel	Los biocombustibles se transportan por camiones cisterna y tienen su valor	48,61
Margen plan de continuidad	Valor proporcionado a restablecer en menor tiempo y mitigar impactos en la perdida de recursos	0
Margen distribuidor mayorista	Dinero que se paga al margen de distribución de los mayoristas	519,76
IVA margen distribuidor mayorista	Iva del 19% al margen del distribuidor mayorista	98,75
Sobretasa	La sobretasa es un impuesto local, lo recoge la estación de servicio y se entrega a cada alcaldía donde se encuentra la estación de servicio*	956
Margen distribuidor minorista	Dinero que se paga al margen de distribución de mayoristas	76,75
Transporte planta de abastecimiento a estación de servicio	Valor del transporte desde la planta mayorista hasta la estación de servicio.	339
Precio máximo de venta		**9060,53**

Tomado de: (UPME, 2023)

16.3 SAF, Estructura de costos

Para la conformación del mercado del SAF en Colombia es necesario tener en cuenta los diferentes indicadores económicos que nos permitan ver tanto la estructura como las perspectivas del mercado. En Colombia no existe el mercado del SAF por lo que no es posible tener información de nivel local, incluso de procesos de producción actuales pues, dado el nivel tan temprano de la industria, es imposible obtener información interna.

La "*Organización de Aviación Civil Internacional"* (ICAO por sus siglas en inglés) en su asamblea número 41 realizó los cálculos del costo de la implementación para lograr la neutralidad en carbono en la aviación, además de ello en enero del 2024 se inauguró la primera planta de SAF del mundo, a cargo de la empresa Lanzajet INC[17], por lo que estas dos organizaciones serán la fuente de información principal.

Como toda tecnología nueva, se espera que el SAF tenga un precio más costoso que el Jet Fuel usado actualmente, para el 2022 el precio del SAF rondó los 2.473 USD/t, mientras que el Jet Fuel estuvo por los 1.094 USD/t, además de ello las escalas de producción de SAF a nivel mundial no superan las 240 mil toneladas, a comparación de los 254 millones de toneladas que se consumieron en el 2022. (Figura 82)

[17] Consultado en: https://www.lanzajet.com/about

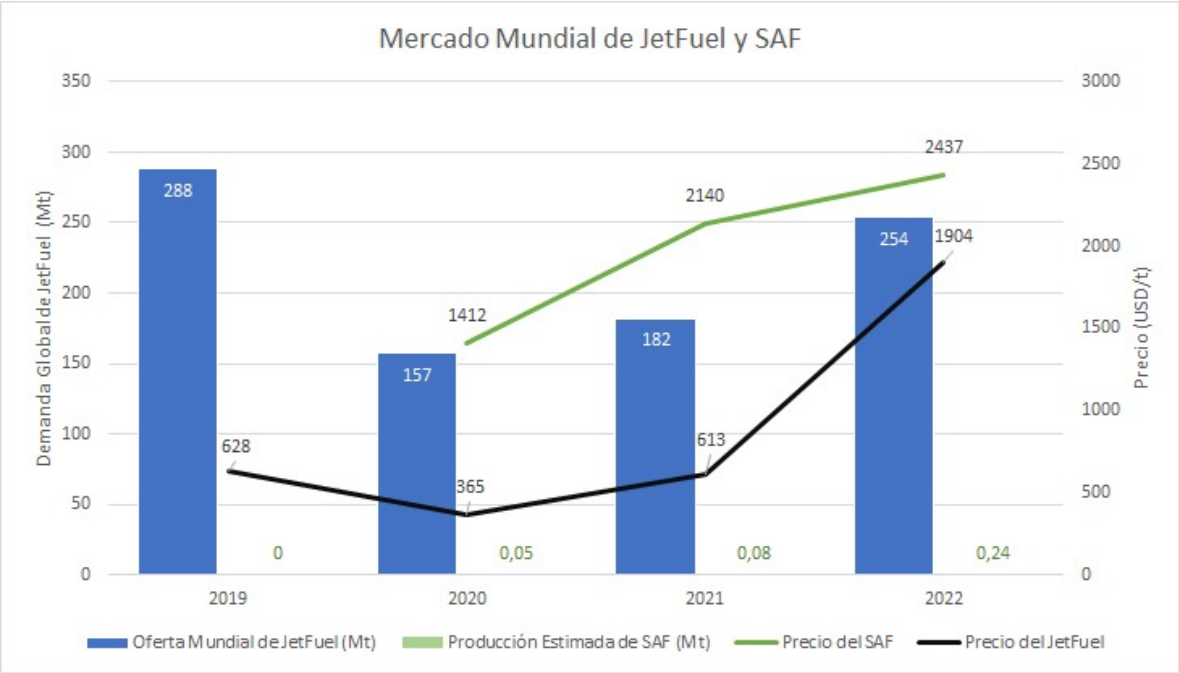


Figura 82 Precios y Producción de SAF.

Tomado de: IATA[18]

Una de las razones para el alto precio del SAF corresponde al costo de capital inicial y al precio actual de la materia prima, el gasto de capital en plantas de producción de SAF está estimado a que sea de 1.45 trillones de dólares a través de 30 años, siendo así un promedio de 48 billones de dólares al año en promedio. Esta cifra podría parecer muy alta, pero entre el 2014 y el 2021 (8 años) el gasto de capital para la producción de Oil & Gas fue de 3.3 trillones de dólares, unos 420 billones de dólares en promedio al año. Esto quiere decir que a nivel mundial iniciar el proceso de producción del SAF tiene menos costos de capital al año que para la producción de Oil & Gas (un ahorro de 372 billones al año menos en promedio).

Aunque es imposible estimar un dato para Colombia a partir la información de la IATA, si se cuenta con la información de la única planta de producción que ha abierto sus puertas en Estados Unidos, LanzaJet INC., ubicada en el Estado de Illinois, tuvo un costo de 200 millones de dólares, con una expectativa que se alcance una capacidad de producción que alcance los 10 millones de galones de galones de SAF al año. Esta planta utiliza como materia prima el alcohol de maíz, un cultivo que ya ha venido siento utilizado en la producción de biocombustibles de primera generación.

En cuanto al precio de venta, y como ya se comentó anteriormente, es entendible que el SAF tenga un precio más alto que su sustituto de hidrocarburos, esto nos lleva a concluir que el SAF será la razón de los costos incrementales para llegar a emisiones 0 en el sector para el 2050. Sin embargo, y tal como ha venido sucediendo con los biocombustibles de 1ra generación, las economías de escala llevarán a que los precios de del SAF sean competitivos con el JetFuel.

18 Consultado en: https://www.iata.org/en/iata-repository/publications/economic-reports/sustainable-aviation-fuel-output-increases-but-volumes-still-low/

Se espera que la implementación del SAF genere costos para las aerolíneas cercanos a los 5 trillones de dólares entre el 2020 y el 2050, eso representa una media anual de 150 billones de dólares, estos costos incluyen, remplazo del 90% de JetFuel por SAF, costo de otros métodos de mitigación de emisiones de CO2, operación y tecnología de las aeronaves.[19]

Mientras que para los productores de SAF, se espera que el costo se encuentre entre los 1,45 trillones de dólares y los 3,6 trillones entre el 2020 y el 2050, eso representa una media anual de entre 50 y 120 billones de dólares, estos costos incluyen la creación de las fábricas, los costos no recurrentes de ingeniería e investigación, y el gasto de capital en la industria energética para la producción de Low Carbon Avition Fuels (LCAF), e hidrógeno.

Para el caso colombiano se considera que la mejor estrategia para la implementación del SAF sea a través de las alianzas público privadas, puesto que el único caso de éxito conocido hasta la fecha (LanzaJet INC.) tuvo inversión del gobierno estadounidense para su desarrollo, más específicamente del Departamento del Energía[20]. En cuanto al precio, se recomienda iniciar con un precio establecido dado que sería un único productor, con el tiempo, la maduración del mercado y la entrada de nuevos productores se puede estructurar una bursatilización del mercado definiendo cantidades y pagos dependiendo de criterios ambientales y de uso de materia prima.

16.4 Estimaciones económicas y financieras aproximadas del negocio de los biocombustibles de segunda generación

El siguiente apartado del documento corresponde a un análisis de viabilidad económica preliminar del desarrollo de proyectos de biocombustibles de segunda generación con base en estudios de otros investigadores e información bibliográfica.

El análisis de indicadores económicos de cada escenario inició con la estimación del capital a invertir y el costo de producción a partir de la metodología descrita por Peters (Peters et al., 2003), para luego determinar el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), el índice de rentabilidad o razón costo beneficio (IR) y periodo de retorno de la inversión (PRI), teniendo en cuenta una tasa interna de oportunidad (TIO) calculada con base en la inflación y la tasa de usura.

Las consideraciones y supuestos, los datos de entrada y los resultados para el análisis de costos por tipo de combustible se enuncian a continuación:

16.4.1 Combustible sostenible de aviación (SAF)

A. Consideraciones y supuestos

- Los valores monetarios se presentan en dólares (USD)
- Periodo de estimación: anual
- Tiempos de operación: 365 días al año
- Tecnología: HEFA

[19] Consultado en: ICAO, International Civil Aviatrion Organization. Working Paper ASSEMBLY — 41ST SESSION. The Cost Of Achieving Net-Zero Carbon In Aviation

[20] Consultado en: https://www.lanzajet.com/about

- Materias primas: Aceite de cocina usado (ACU) y aceite de palma (APALM)
- Capacidad de la planta: 250.000.000 L/año (con base en capacidad de producción de biodiesel de BIO D)
- El análisis de flujo de caja se realizó teniendo en cuenta que para el año 1 la capacidad de operación es del 30%, para el año 2 es el 60% y a partir del año 3 es del 100%.
- La TIO se calcula con base en la inflación del 2023 y la tasa de usura de febrero de 2024 (TIO-1). En algunos escenarios se reduce su valor a la mitad ya que el riesgo se puede considerar menor ya que existe la demanda del combustible (TIO-2).
- El costo de producción corresponde a la suma del CAPEX, OPEX y costo de materia prima
- El precio de venta se determina de dos formas:
  - La primera forma es encontrar un precio que permita la viabilidad económica de la planta de SAF con una TIO de 23.51% (PV-1 para ACU, PV-3 para APALM) con base en los precios mínimos de venta establecidos por el IICA (IICA et al., 2023)
  - El segundo corresponde a un precio proyectado por ICAO en el escenario 2030-2050 para SAF (PV-2 para ACU, PV-4 para APALM) (ICAO, 2022)
- El análisis es libre de impuestos y descuentos
- Los escenarios por considerar son:
  1. Producción de SAF con tecnología HEFA a partir de aceite usado de cocina (ACU) con TIO-1: 23.51%, precio de venta (PV-1): 1.85 USD/L.
  2. Producción de SAF con tecnología HEFA a partir de aceite usado de cocina (ACU) con TIO: 11.75%, precio de venta (PV-2): 1.61 USD/L.
  3. Producción de SAF con tecnología HEFA a partir de aceite de palma (APALM) con TIO: 23.51%
  4. Producción de SAF con tecnología HEFA a partir de aceite de palma (APALM) con TIO: 11.75%

B. Datos de entrada

A continuación, se presentan los datos empleados para determinar los indicadores económicos en cada escenario descrito con anterioridad:

Tabla 60. Escenario 1 – SAF – ACU – PV-1 – TIO-1

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	HEFA	NA	NA
MATERIA PRIMA	ACU	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**250.000.000**	**L/AÑO**	(Editorial Ecoprensa SA, 2015)
COSTO DE INVERSIÓN	**456.000.000**	**USD**	(ICAO, 2023)
CAPEX	0,10	USD/L	(IICA et al., 2023)
OPEX	0,26	USD/L	(IICA et al., 2023)
MATERIA PRIMA	0,86	USD/L	(IICA et al., 2023)
COSTO DE PRODUCCIÓN	1,22	USD/L	(IICA et al., 2023)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**305.000.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-1	1,85	USD/L	DETERMINADO POR VIABILIDAD

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**463.600.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-1	**23,51%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 61. Escenario 2 – SAF - ACU – PV-2 – TIO-2

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	HEFA	NA	NA
MATERIA PRIMA	ACU	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**250.000.000**	**L/AÑO**	(Editorial Ecoprensa SA, 2015)
COSTO DE INVERSIÓN	**456.000.000**	**USD**	(ICAO, 2023)
CAPEX	0,10	USD/L	(IICA et al., 2023)
OPEX	0,26	USD/L	(IICA et al., 2023)
MATERIA PRIMA	0,86	USD/L	(IICA et al., 2023)
COSTO DE PRODUCCIÓN	1,22	USD/L	(IICA et al., 2023)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**305.000.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-2	1,61	USD/L	(ICAO, 2022)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**402.500.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-2	**11,75%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 62. Escenario 3 – SAF – APALM – PV-3 – TIO-1

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	HEFA	NA	NA
MATERIA PRIMA	APALM	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**250.000.000**	**L/AÑO**	(Editorial Ecoprensa SA, 2015)
COSTO DE INVERSIÓN	**456.000.000**	**USD**	(ICAO, 2023)
CAPEX	0,08	USD/L	(IICA et al., 2023)
OPEX	0,13	USD/L	(IICA et al., 2023)
MATERIA PRIMA	1,04	USD/L	(IICA et al., 2023)
COSTO DE PRODUCCIÓN	1,25	USD/L	(IICA et al., 2023)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**312.500.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-3	1,88	USD/L	DETERMINADO POR VIABILIDAD
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**471.875.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-1	**23,51%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 63. Escenario 4 – SAF – APALM – PV-4 – TIO-2

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	HEFA	NA	NA
MATERIA PRIMA	APALM	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**250.000.000**	**L/AÑO**	(Editorial Ecoprensa SA, 2015)
COSTO DE INVERSIÓN	**456.000.000**	**USD**	(ICAO, 2023)
CAPEX	0,08	USD/L	(IICA et al., 2023)
OPEX	0,13	USD/L	(IICA et al., 2023)
MATERIA PRIMA	1,04	USD/L	(IICA et al., 2023)
COSTO DE PRODUCCIÓN	1,25	USD/L	(IICA et al., 2023)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**312.500.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-3	1,64	USD/L	DETERMINADO POR VIABILIDAD
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**410.000.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-1	**11,75%**	**%**	**CALCULADO**

C. Resultados del análisis de costos

En la tabla siguiente se muestran los resultados de los indicadores económicos para la implementación de una planta de SAF.

Tabla 64. Resultados de los indicadores económicos en la implementación de una planta de SAF

INDICADOR	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4
Valor presente neto (VPN) (USD)	5.495.421,52	8.185.015,58	7.750.522,10	8.185.015,58
Tasa interna de retorno (TIR)	23,83%	12,13%	23,96%	12,13%
TIO	23,51%	11,75%	23,51%	11,75%
Índice de rentabilidad o razón costo beneficio (IR)	1,01	1,02	1.02	1,02
Periodo de retorno de inversión (PRI) (Años)	3,98	5,78	3,96	5,78
Viabilidad	Viable	Viable	Viable	Viable

Acorde con la tabla anterior, se observa que cada escenario estudiado es viable ya que la TIR es mayor a la TIO, el índice de rentabilidad es superior a la unidad y los valores presentes netos oscilan entre los 5,4 y los 8.2 millones de dólares. Además, los periodos de retorno de inversión oscilan

entre los 4 y 6 años. Los escenarios con una TIO de 23,51% tienen menor periodo de retorno de inversión y VPN.

Es de resaltar que este análisis no es detallado ni equipara un estudio de viabilidad exhaustivo, corresponde a una guía para la toma de decisiones.

16.4.2Diésel renovable (HVO)

A. Consideraciones y supuestos

- Los valores monetarios se presentan en dólares (USD)
- Periodo de estimación: anual
- Tiempos de operación: 365 días al año
- Tecnología: Gasificación (BG)
- Materias primas: Biomasa
- Capacidad de la planta: 1.000.000 ton/año
- El análisis de flujo de caja se realizó teniendo en cuenta que para el año 1 la capacidad de operación es del 30%, para el año 2 es el 60% y a partir del año 3 es del 100%.
- La TIO se calcula con base en la inflación del 2023 y la tasa de usura de febrero de 2024 (TIO-1). En algunos escenarios se reduce su valor a la mitad ya que el riesgo se puede considerar menor ya que existe la demanda del combustible (TIO-2).
- El costo de producción corresponde a la suma del CAPEX y OPEX
- El costo CAPEX involucra el capital de inversión para obtener el hidrógeno como materia prima y el capital de inversión para la planta de HVO.
- El precio de venta se determina realizando una proyección del precio de venta al 2050 del HVO en California con la base de datos de precios desde 2017 al 2023. Se toman los siguientes escenarios de precios:
  - Precio de venta del 2023 (PV-2023): 1.47 USD/L
  - Precio de venta del 2030 (PV-2030): 2.27 USD/L
  - Precios ajustados a viabilidad para 2023 y 2030

  Lo anterior teniendo en cuenta que a la fecha no existe producción a escala industrial de HVO en Colombia.

- El análisis es libre de impuestos y descuentos
- Los escenarios por considerar son:
  1. Producción de HVO a partir de gasificación de biomasa (BG) con precio PV-2023: 1.47 USD/L, TIO-1: 23.51%
  2. Producción de HVO a partir de gasificación de biomasa (BG) con precio PV-2023: 1.47 USD/L, TIO-2: 11.75%
  3. Producción de HVO a partir de gasificación de biomasa (BG) con precio PV-2023 ajustado por viabilidad: 2.07 USD/L, TIO-2: 11.75%
  4. Producción de HVO a partir de gasificación de biomasa (BG) con precio PV-2030: 2.27 USD/L, TIO-1: 23.51%
  5. Producción de HVO a partir de gasificación de biomasa (BG) con precio PV-2030: 2.27 USD/L, TIO-2: 11.75%

6. Producción de HVO a partir de gasificación de biomasa (BG) con precio PV-2030 ajustado por viabilidad: 2.27 USD/L, TIO-2: 11.75%

B. Datos de entrada

A continuación, se presenta el detalle de los escenarios descritos con anterioridad:

Tabla 65. Escenario 1 – HVO – PV-2023 – TIO-1

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	BG	NA	NA
MATERIA PRIMA	BIOMASA	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.000.000**	**ton/AÑO**	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE INVERSIÓN	**662.716.700**	**USD**	(OFI, 2023)
CAPEX	0,28	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
OPEX	0,01	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,29	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**376.712.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-2023	1,47	USD/L	(US Department of Energy, 2023)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**367.500.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-1	**23,51%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 66. Escenario 2 – HVO – PV-2023 – TIO-2

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	BG	NA	NA
MATERIA PRIMA	BIOMASA	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.000.000**	**ton/AÑO**	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE INVERSIÓN	**662.716.700**	**USD**	(OFI, 2023)
CAPEX	0,28	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
OPEX	0,01	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,29	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**376.712.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-2023	1,47	USD/L	(US Department of Energy, 2023)

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**367.500.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-2	**11,75%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 67. Escenario 3 – HVO – PV-2023 ajustado por viabilidad – TIO-2

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	BG	NA	NA
MATERIA PRIMA	BIOMASA	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.000.000**	**ton/AÑO**	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE INVERSIÓN	**662.716.700**	**USD**	(OFI, 2023)
CAPEX	0,28	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
OPEX	0,01	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,29	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**376.712.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-2023 ajustado	2,07	USD/L	(US Department of Energy, 2023)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**517.500.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-2	**11,75%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 68. Escenario 4 – HVO – PV-2030 – TIO-1

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	BG	NA	NA
MATERIA PRIMA	BIOMASA	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.000.000**	**ton/AÑO**	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE INVERSIÓN	**662.716.700**	**USD**	(OFI, 2023)
CAPEX	0,28	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
OPEX	0,01	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,29	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**376.712.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
PV-2030	2,27	USD/L	Proyectado a partir de: (US Department of Energy, 2023)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**567.500.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-1	**23,51%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 69. Escenario 5 – HVO – PV-2030 – TIO-2

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	BG	NA	NA
MATERIA PRIMA	BIOMASA	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.000.000**	**ton/AÑO**	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE INVERSIÓN	**662.716.700**	**USD**	(OFI, 2023)
CAPEX	0,28	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
OPEX	0,01	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,29	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**376.712.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-2030	2,27	USD/L	Proyectado a partir de: (US Department of Energy, 2023)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**567.500.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-2	**11,75%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 70. Escenario 6 – HVO –PV-2030 ajustado por viabilidad – TIO-2

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	BG	NA	NA
MATERIA PRIMA	BIOMASA	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.000.000**	**ton/AÑO**	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE INVERSIÓN	**662.716.700**	**USD**	(OFI, 2023)
CAPEX	0,28	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
OPEX	0,01	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,29	USD/L	(Vivadinar & Purwanto, 2020)

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**376.712.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-2030 ajustado	2,07	USD/L	(US Department of Energy, 2023)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**517.500.000**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-2	**11,75%**	**%**	**CALCULADO**

C. Resultados del análisis de costos

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para cada indicador evaluado en la producción de diésel renovable a partir de gasificación de biomasa:

Tabla 71. Resultados de los indicadores económicos en la implementación de una planta de HVO

INDICADOR	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4	ESCENARIO 5	ESCENARIO 6
Valor presente neto (VPN) (USD)	-689.521.843,49	-706.573.852,03	7.556.941,18	-107.560.403,99	245.600.538,91	7.556.941,18
Tasa interna de retorno (TIR)	NA	NA	12,00%	NA	18,96%	12,00%
TIO	23,51%	11,75%	11,75%	23,51%	11,75%	11,75%
Índice de rentabilidad o razón costo beneficio (IR)	NA	NA	1,01	NA	1,37	1,01
Periodo de retorno de inversión (PRI) (Años)	NA	NA	5,81	NA	4,57	5,81
Viabilidad	No viable	No viable	Viable	No viable	Viable	Viable

Como se observa en la tabla anterior con el precio del 2023 de California el escenario 1 y 2 no son viables independientemente de la TIO. El precio para que con una TIO de 11.75% el proyecto sea viable debe ser de 2.07 USD/L (Precio ajustado para 2023 – Escenario 3).

Como la tecnología de HVO no está implementada aun en Colombia, se toma el precio proyectado para el 2030 (2.27 USD/L) con una TIO de 23.51% en el que el escenario 4 no es viable, pero si se mantiene el precio del 2030 y se ajusta la TIO a la mitad ya que el riesgo no es elevado por la creciente demanda energética, el escenario 5 muestra entonces la viabilidad del proyecto. Así mismo, el escenario 6 confirma que el precio mínimo de venta para que el precio sea viable es de 2.07 USD/L en el 2030.

Es de resaltar que este análisis no es detallado ni equipara un estudio de viabilidad exhaustivo, corresponde a una guía para la toma de decisiones.

16.4.3 Biogás

A. Consideraciones y supuestos

- Los valores monetarios se presentan en dólares (USD)
- Periodo de estimación: anual
- Tiempos de operación: 323 días al año (Acorde con una tesis de grado que involucra la evaluación técnica y económica de una planta de biogás a partir de estiércol de cerdo para autoabastecimiento energético en Chile) (Carrasco, 2015)
- Tecnología: Digestión anaeróbica
- Materias primas: Estiércol de cerdo, residuos industriales, general
- Capacidad de la planta: 1200 m^3/h acorde con capacidad de planta de biogás de EPM.
- El análisis de flujo de caja se realizó teniendo en cuenta que para el año 1 la capacidad de operación es del 30%, para el año 2 es el 60% y a partir del año 3 es del 100%.
- La TIO se calcula con base en la inflación del 2023 y la tasa de usura de febrero de 2024 (TIO-1). En algunos escenarios se reduce su valor a la mitad ya que el riesgo se puede considerar menor ya que existe la demanda del combustible (TIO-2).
- El costo de producción corresponde a la suma del CAPEX y OPEX
- El precio de venta se determina de acuerdo con la materia prima:
  - PV-1: Materia prima estiércol
  - PV-2: Materia prima residuos industriales
  - PV-3: Precio general
- El análisis es libre de impuestos y descuentos
- Los escenarios por considerar son:
  1. Producción de biogás por digestión anaeróbica de estiércol de cerdo con TIO-1: 23.51%, PV-1: 0,00039 USD/L.
  2. Producción de biogás por digestión anaeróbica de estiércol de cerdo con TIO-2: 11.75%, PV-1: 0,00039 USD/L.
  3. Producción de biogás por digestión anaeróbica de residuos industriales con TIO-1: 23.51%, PV-2: 0,0005 USD/L.
  4. Producción de biogás por digestión anaeróbica de residuos industriales con TIO-2: 11.75%, PV-2: 0,0005 USD/L.
  5. Producción de biogás por digestión anaeróbica de acuerdo con precio general con TIO-2: 11.75%, PV-3: 0,0012 USD/L.

B. Datos de entrada

En las siguientes tablas se relaciona la información tenida en cuenta para la construcción de cada escenario en el estudio de indicadores de viabilidad económica para una planta de producción de biogás:

Tabla 72. Escenario 1 – Biogás – Estiércol de Cerdo – PV-1 – TIO-1

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	DIGESTIÓN ANAERÓBICA	NA	NA
MATERIA PRIMA	ESTIERCOL DE CERDO	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.200**	**m3/año**	EPM
COSTO DE INVERSIÓN	**5.135.000**	**USD**	(Carrasco, 2015)
CAPEX	5,20E-05	USD/L	(Carrasco, 2015)
OPEX	4,87E-06	USD/L	(Carrasco, 2015)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,00039	USD/L	(Carrasco, 2015)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**529.414**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-1	0,00039	USD/L	(EBA, 2024)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**3.627.936**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-1	**23,51%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 73. Escenario 2 – Biogás – Estiércol de Cerdo – PV-1 – TIO-2

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	DIGESTIÓN ANAERÓBICA	NA	NA
MATERIA PRIMA	ESTIERCOL DE CERDO	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.200**	**m3/año**	EPM
COSTO DE INVERSIÓN	**5.135.000**	**USD**	(Carrasco, 2015)
CAPEX	5,20E-05	USD/L	(Carrasco, 2015)
OPEX	4,87E-06	USD/L	(Carrasco, 2015)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,00039	USD/L	(Carrasco, 2015)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**529.414**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-1	0,00039	USD/L	(EBA, 2024)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**3.627.936**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-2	**11,75%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 74. Escenario 3 – Biogás –Residuos industriales– PV-2 – TIO-1

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	DIGESTIÓN ANAERÓBICA	NA	NA
MATERIA PRIMA	RESIDUOS INDUSTRIALES	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.200**	**m3/año**	EPM
COSTO DE INVERSIÓN	**5.135.000**	**USD**	(Carrasco, 2015)
CAPEX	5,20E-05	USD/L	(Carrasco, 2015)
OPEX	4,87E-06	USD/L	(Carrasco, 2015)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,00039	USD/L	(Carrasco, 2015)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**529.414**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-2	0,0005	USD/L	(EBA, 2024)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**4.651.200**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-1	**23,51%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 75. Escenario 4 – Biogás –Residuos industriales– PV-2 – TIO-2

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	DIGESTIÓN ANAERÓBICA	NA	NA
MATERIA PRIMA	RESIDUOS INDUSTRIALES	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.200**	**m3/año**	EPM
COSTO DE INVERSIÓN	**5.135.000**	**USD**	(Carrasco, 2015)
CAPEX	5,20E-05	USD/L	(Carrasco, 2015)
OPEX	4,87E-06	USD/L	(Carrasco, 2015)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,00039	USD/L	(Carrasco, 2015)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**529.414**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-2	0,0005	USD/L	(EBA, 2024)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**4.651.200**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-2	**11,75%**	**%**	**CALCULADO**

Tabla 76. Escenario 5 – Biogás –General– PV-3 – TIO-2

ITEM	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA
TECNOLOGIA	DIGESTIÓN ANAERÓBICA	NA	NA
MATERIA PRIMA	GENERAL	NA	NA
CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ANUAL	**1.200**	**m3/año**	EPM
COSTO DE INVERSIÓN	**5.135.000**	**USD**	(Carrasco, 2015)
CAPEX	5,20E-05	USD/L	(Carrasco, 2015)
OPEX	4,87E-06	USD/L	(Carrasco, 2015)
COSTO DE PRODUCCIÓN	0,00039	USD/L	(Carrasco, 2015)
COSTO DE PRODUCCIÓN ANUAL	**529.414**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
PV-3	0,0012	USD/L	(Roams, 2024)
INGRESOS POR VENTAS ANUALES	**11.024.032**	**USD-AÑO**	**CALCULADO**
TIO-2	**11,75%**	**%**	**CALCULADO**

C. Resultados del análisis de costos

En la tabla a continuación se resumen los resultados de los indicadores calculados para determinar la viabilidad de una planta de biogás:

Tabla 77. Resultados de los indicadores económicos en la implementación de una planta de Biogás

INDICADOR	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4	ESCENARIO 5
Valor presente neto (VPN) (USD)	3.881.100,79	9.616.665,13	6.858.601,74	14.488.294,01	44.828.532,95
Tasa interna de retorno (TIR)	41,12%	41,12%	52,50%	52,50%	109,18%
TIO	23,51%	11,75%	23,51%	11,75%	11,75%
Índice de rentabilidad o razón costo beneficio (IR)	1,76	2,87	2,34	3,82	9,73
Periodo de retorno de inversión (PRI) (Años)	3,24	3,24	3,65	3,65	4,41
Viabilidad	Viable	Viable	Viable	Viable	Viable

Como se observa en la tabla anterior, cada escenario estudiado es viable para la producción de biogás independientemente de la digestión anaerobia de residuos orgánicos industriales o de estiércol.

Cabe resaltar que los costos asociados a la producción de biogás son menores que los costos de implementar una planta de SAF o diésel renovable, siendo mayores los del biocombustible para aviación.

Es importante considerar que este análisis no es detallado ni equipara un estudio de viabilidad exhaustivo, corresponde a una guía para la toma de decisiones.

b. Mapa regulatorio que contemple la revisión de las políticas de mandatos de mezclas, normativas e incentivos relacionados con biocombustibles alternativos de segunda generación

b.1 Antecedentes Legales

Es preciso mencionar de antemano que, si bien las siguientes normas mostradas en la Tabla 78 hacen referencia a biocombustibles en términos generales, es importante dejar claro que no excluyen de su aplicación los biocombustibles de segunda generación.

Tabla 78. Normas Colombianas referentes a los biocombustibles.

Norma	Objeto y asuntos más relevantes
Ley 697 de 2001	"Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones". Declara en el artículo 1° el uso racional y eficiente de la energía como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar, entre otros, la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.
Ley 1083 de 2006	“Por medio de la cual se establecen algunas normas sobre planeación urbana sostenible y se dictan otras disposiciones”. Otorga a los Ministerios de Minas y Energía y el de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la competencia de establecer la definición de energéticos de bajas o cero emisiones, teniendo como criterio fundamental su contenido de componentes nocivos para la salud y el medio ambiente. El Ministerio de Transporte y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible expedirán la reglamentación de tecnologías vehiculares de bajas o cero emisiones.
Ley 1715 de 2014	“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”[21].

[21] Modificada por las Leyes 1955 de 2019, 2106 de 2019, 2099 de 2021 y 2294 de 2023.

Norma	Objeto y asuntos más relevantes
	Tiene por objeto, entre otros, estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, mediante el establecimiento de incentivos tributarios, arancelarios o contables y demás mecanismos que estimulen desarrollo de tales fuentes en Colombia.
Resolución 240 de 2016	"Por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano"
Ley 1955 de 2019	"Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad"". Será función de los Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Minas y Energía la de establecer la metodología de cálculo del valor del ingreso al productor de los combustibles líquidos y biocombustibles, así como las tarifas y márgenes asociados a la remuneración de toda la cadena de transporte, logística, comercialización y distribución de dichos combustibles que hacen parte del mercado regulado (artículo 35).
Ley 2099 de 2021	"Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones". Declara de utilidad pública y de interés social a las actividades de promoción y desarrollo de fuentes no convencionales de energía. Incluye definiciones de Hidrógeno Verde y Azul (Artículo 5º). Crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge), con el fin de promover, ejecutar y financiar planes y proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE). Hace referencia específica al desarrollo y uso de energéticos alternativos de origen orgánico y/o renovable de última generación (artículo 20).
Ley 2169 de 2021	"Por medio de la cual se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática y se dictan otras disposiciones". Establece como meta de reducción de las emisiones de GEI en un 51% para el año 2030. Entre las acciones que se deberán implementar para el cumplimiento de las metas, por parte del sector agropecuario, están las encaminadas a absorber emisiones de GEI, mediante la promoción de cultivos agro-energéticos y aprovechamiento de biomasa para la producción de biocombustibles y bioenergía.
Ley 2294 de 2023	"Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 "Colombia Potencia Mundial de la Vida ".

Norma	Objeto y asuntos más relevantes
	Artículo 224: Modifica el artículo 35 de la Ley 1955 de 2019: Precio de los combustibles líquidos a estabilizar: será competencia de los Ministerios de Hacienda y Crédito Público y Ministerio de Minas y Energía la facultad de determinar los mecanismos *diferenciales* de estabilización de los componentes de la estructura de los precios de referencia de venta al público de los combustibles regulados y su *focalización*. Artículo 235: Definición de hidrógeno verde. Artículo 246: Almacenamientos estratégicos de combustibles líquidos y GLP en las Zonas de Frontera: incluye gasolina, diésel y sus mezclas con biocombustibles (alcohol carburante y biodiésel).
Decreto 1073 de 2015 - Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía	Incorpora los siguientes Decretos: Decreto 4299 de 2005: "Por el cual se reglamenta el artículo 61 de la Ley 812 de 2003 y se establecen otras disposiciones. Define alcohol carburante, combustibles oxigenados, componentes oxigenantes. Decreto 2629 de 2007: "Por medio del cual se dictan disposiciones para promover el uso de biocombustibles en el país, así como medidas aplicables a los vehículos y demás artefactos a motor que utilicen combustibles para su funcionamiento". Artículo 1º modificado por el Decreto 4892 de 2011 (plazos para acondicionamiento de motores). *Decreto 4892 de 2011: "P*or el cual se dictan disposiciones aplicables al uso de alcoholes carburantes y biocombustibles para vehículos automotores". Porcentajes de mezclas; posibilidad de fijar porcentajes de biocombustibles inferiores teniendo en cuenta la oferta nacional de alcohol carburante y/o biocombustibles para motores diésel; competencias, para la expedición de regulación aplicable a la producción, almacenamiento, transporte, distribución, infraestructura, uso, vigilancia y control de las mezclas, así como a las emisiones permitidas y demás controles ambientales y de salubridad pública. Decreto 1172 de 2016: "Por el cual se modifica la Sección 4 "Sanciones", del Capítulo 2 del Título I del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015. Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía y se dictan otras disposiciones". Régimen sancionatorio aplicable a la distribución de biocombustibles.

Norma	Objeto y asuntos más relevantes
	Decreto 2496 de 2018: Por el cual se extiende la vigencia de algunos reglamentos aplicables a los sectores de hidrocarburos, biocombustibles y minería. Extiende la vigencia del artículo 1º del *Decreto 4892 de 2011 sobre mezcla obligatoria de biocombustibles.* Decreto 1281 de 2020: "Por el cual se modifica el Decreto único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía 1073 de 2015, respecto del sector de los combustibles líquidos y se dictan otras disposiciones", sobre almacenamiento y distribución.
Resolución 40350 de 2021	"Por medio de la cual se modifica el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético, adoptado a través de la Resolución 40807 de 2018".
Resolución 40447 de 2022	"Por la cual se establece el contenido máximo de mezcla de alcohol carburante con gasolina motor corriente y extra, y de biocombustible - biodiésel en la mezcla con diésel fósil y se dictan otras disposiciones".
Resolución 40444 de 2023	"Por la cual se establecen los parámetros y requisitos de calidad de las gasolinas básicas y de las gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible, para uso en motores de encendido por chispa, y del combustible diésel (ACPM) y los biocombustibles para uso en motores de encendido por compresión y sus mezclas, y se adoptan otras disposiciones".
Resolución 40640 del 1º de noviembre de 2023	Por la cual se establece el ingreso al productor del alcohol carburante y del biocombustible para uso en motores diésel, que regirá a partir del 4 de noviembre de 2023.
Resolución 40642 del 1º de noviembre de 2023	Por la cual se establece el precio de referencia de venta al público de la gasolina motor corriente oxigenada y del ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diésel, a distribuir en los municipios del departamento de Nariño, a partir del 4 de noviembre de 2023.

Es preciso aclarar que, periódicamente, el Ministerio de Minas y Energía establece el precio de referencia de venta al público de la gasolina motor corriente oxigenada y del ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diésel, a distribuir en los municipios del departamento de Nariño y Cauca, y evalúa en conjunto con el Ministerio de Hacienda y crédito Público la viabilidad tanto técnica como jurídica de ajustar el ingreso al productor, del alcohol carburante y del biodiésel para el uso de motores diésel y de ser el caso lo revisa y modifica.

b.1.1 Normatividad específica para el alcohol carburante:

Tabla 79. Normas Colombianas referentes a alcohol carburante

Norma	Objeto y asuntos más relevantes
Ley 693 de 2001	"Por la cual se dictan normas sobre el uso de alcoholes carburantes, se crean estímulos para su producción, comercialización y consumo y se dictan otras disposiciones". Establece que las gasolinas que se utilicen en el país, en los centros urbanos de más de 500.000 habitantes, deberán tener componentes oxigenados tales como alcoholes carburantes, en la cantidad y calidad que establezca el Ministerio de Minas y Energía (Artículo 1º). La mezcla del etanol carburante con los combustibles será responsabilidad de los distribuidores mayoristas de combustibles.
Resolución 181088 del 23 de agosto de 2005	"Por la cual se derogan las Resoluciones 18 0836 y 18 1710 de 2003 y se adoptan otras disposiciones en relación con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada". Modificada por las Resoluciones 180222 de 2006, 181232 de 2008, 180825 de 2009, 180643 de 2012 y 91771 de 2012.
Resolución 41053 del 2 de noviembre de 2016	"Por la cual se modifica la Resolución 180687 de 2003, mediante la cual se regula la producción, acopio, distribución y puntos de venta de alcohol carburante y su uso con los combustibles nacionales e importados". Deroga las Resoluciones 90454 de 2014 y 40565 de 2015.
Resolución 0789 del 20 de mayo de 2016	"Por medio de la cual se modifica la Resolución 898 de 1995 en lo relacionado con los parámetros y requisitos de calidad del etanol anhidro combustible y etanol anhidro combustible desnaturalizado utilizado como componente oxigenante de gasolinas y se dictan otras disposiciones". La Resolución 40389 de 2023 extiende su vigencia por 12 meses.
Resolución 1962 del 25 de septiembre de 2017	"Por medio de la cual se expide en el límite del indicador de cociente del inventario de emisiones de gases efecto invernadero del etanol anhidro combustibles desnaturalizados y se adoptan otras disposiciones. Modificada por las Resoluciones 1981 y 2210 de 2017".
Resolución 40079 del 1º de febrero de 2018	"Por la cual se definen los valores máximos a ser reconocidos en la estructura de precio de venta de la gasolina oxigenada, por concepto del transporte terrestre de alcohol carburante".

Norma	Objeto y asuntos más relevantes
Resolución 40391 de 2023	"Por la cual se adoptan medidas temporales en relación con el contenido máximo de alcohol carburante - etanol en la mezcla con gasolina motor corriente y extra a nivel nacional, excepto para los departamentos de Nariño y Cauca"[22].

b.1.2 Normatividad específica para el biodiésel:

Tabla 80. Normas Colombianas referentes a biodiésel.

Norma	Objeto y asuntos más relevantes
Ley 939 de 2004	"Por medio de la cual se subsanan los vicios de procedimiento en que incurrió el trámite de la Ley 818 de 2003 y se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diésel y se dictan otras disposiciones". Determina que el combustible diésel que se utilice en el país podrá contener biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diésel en las calidades que establezcan los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Artículo 7). Define el biocombustible para uso en motores diésel para propósitos de las exenciones tributarias que contempla la misma norma, entre los cuales menciona: bioetanol, biodiésel, biometanol, biodimetileter, biocombustibles sintéticos, biohidrógeno y aceites vegetales puros[23].
Ley 1205 de 2008	**"Por medio de la cual se mejora la calidad de vida a través de la calidad del diésel y se dictan otras disposiciones".** Declara de interés público colectivo, social y de conveniencia nacional, la producción, importación, almacenamiento, adición y distribución de combustibles diésel, que minimicen el impacto ambiental negativo y que su calidad se ajuste a los parámetros usuales de calidad internacional. Prohíbe distribuir, comercializar, consumir o transportar combustibles diésel que contengan más de 50 ppm de azufre.
Resolución 90963 de 2014, modificada por la Resolución 40666	"Por medio de la cual se modifica el artículo 4 de la Resolución 898 de 1995, modificado por la Resolución 18 2087 de 2007, en relación con los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diésel

[22] **Artículo 1°. Transitoriamente,** los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos, a nivel nacional, podrán implementar mezclas diferenciales con gasolina motor corriente y extra fósil entre cualquiera de los siguientes porcentajes de alcohol carburante - etanol, por cada galón o litro: 0%, 2%, 4%, 5%, 6% o 7%, atendiendo la disponibilidad de inventario del producto.

[23] Artículo 6: *"(…) combustible líquido o gaseoso que ha sido obtenido de un vegetal o animal que se puede emplear en procesos de combustión y que cumplan con las definiciones y normas de calidad establecidas por la autoridad competente, destinados a ser sustituto parcial o total del ACPM utilizado en motores diésel (…)".*

Norma	Objeto y asuntos más relevantes
del 20 de agosto de 2019	como componente de la mezcla con el combustible diésel de origen fósil en procesos de combustión".
Resolución 4 0400 del 8 de mayo de 2019	"Por la cual se establece la metodología de referencia para el cálculo del valor del Ingreso al productor del Biocombustible para uso en motores diésel".

b.1.3 Normatividad específica requisitos de calidad:

Tabla 81. Normas Colombianas de requisitos de calidad en las mezclas.

Norma	Objeto y asuntos más relevantes
Resolución número 898 del 23 de agosto de 1995	"Por la cual se regulan los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y caldera de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores"
Resolución 623 de 1998	"Por la cual se modifica parcialmente la resolución 898 de 1995 que regula los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna"
Resolución 40167 de 2020	"Por la cual se modifica temporalmente el límite mínimo de Cetano contenido en la Tabla 3 B de parámetros de calidad de combustible diésel y sus mezclas con biocombustibles con el fin de asegurar el abastecimiento de combustibles en el territorio nacional"
Resolución 40111 de 2021	"Por la cual se establece el contenido máximo de alcohol carburante, etanol en la mezcla con gasolina motor corriente y extra a nivel nacional, el contenido de biocombustible máximo en la mezcla con combustible diésel fósil a nivel nacional, y se adoptan otras disposiciones"
Resolución número 40103 del 7 de abril de 2021	"Por la cual se establecen los parámetros y requisitos de calidad del combustible diésel (ACPM), los biocombustibles para uso en motores de encendido por compresión como componentes de mezcla en procesos de combustión y de sus mezclas y, de las gasolinas básicas y gasolinas oxigenadas con etanol anhidro, combustible para uso en motores de encendido por chispa, y se adoptan otras disposiciones"
Resolución número 40551 de 2022	"Por la cual se prorroga la vigencia de la Resolución 40433 de 2021 que establece el

Norma	Objeto y asuntos más relevantes
	Reglamento Técnico de Emergencia sobre algunos parámetros de calidad de los combustibles líquidos derivados del petróleo, de los biocombustibles y sus mezclas"
Resolución 40389 de 2023	"Por la cual se dispone la extensión de la vigencia del reglamento técnico de Etanol Anhidro Combustible y Etanol Anhidro Combustible Desnaturalizado utilizado como componente oxigenante de gasolinas, expedido mediante la Resolución número 0789 de 2016, modificada por la Resolución 40467 de 2017"
Resolución número 40444 de 2023	"Por la cual se establecen los parámetros y requisitos de calidad de las gasolinas básicas y de las gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible, para uso en motores de encendido por chispa, y del combustible diésel (ACPM) y los biocombustibles para uso en motores de encendido por compresión y sus mezclas. y se adoptan otras disposiciones"

b.1.4 Retos de desarrollo de la primera generación

En Colombia, la creación y mantenimiento del mercado de los biocombustibles de primera generación, (Etanol y Biodiésel) han sido un reto tanto para los agentes privados como para los entes públicos, se ha dado un trabajo conjunto entre ambas partes y esto ha permitido que los biocombustibles en Colombia contribuyan a su diversificación de la matriz energética, la descarbonización del sector transporte y un crecimiento sostenido para la agricultura base de los biocombustibles.

Pero a pesar de estos éxitos, y cómo se ha comentado a lo largo del texto, este sector tiene varios retos que se deben enfrentar para lograr un sostenimiento en el largo plazo logrando así que los biocombustibles hagan parte de una transición energética justa.

Inicialmente es necesario que el Estado de un lineamiento claro de mezclas al 2050, teniendo en cuenta las proyecciones de producción para la materia prima y la capacidad instalada. Este lineamiento de mezclas es un estándar mundial, Brasil espera tener mezclas B30 al 2030, Indonesia B40 en los próximos años y Malasia, B30 al 2030[24]. Es necesario que el Estado plantee y promueva un nivel de mezcla mayor a futuro.

De igual manera, el mercado nacional de alcohol carburante ha venido perdiendo terreno frente a las importaciones, y cómo se demostró en el entregable 2 de este estudio, todos los países tienen un gran proteccionismo frente a los biocombustibles, dado que de esto depende la independencia energética y la reducción de gases de efecto invernadero.

[24] Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia.

b.2 Bases para el desarrollo de biocombustibles alternativos de segunda generación Colombia.

b.2.1 Marco Legal

Con el fin de identificar las políticas, normas e incentivos a los biocombustibles independiente de su generación, es preciso definir los mismos.

Así, según la Agencia Internacional de Energía[25], los biocombustibles de segunda generación, se trata de "*biocombustibles elaborados a partir de cualquier material celulósico, es decir, material vegetal, pero normalmente cultivos no alimentarios y/o desechos como astillas de madera, pasto, etc.*".

Adicionalmente, de acuerdo con el documento de política CONPES 3510 de 2008, se denominan combustibles de segunda generación los producidos mediante "*hidrólisis enzimática y la gasificación de material lignocelulósico. El cambio entre generaciones radica en las tecnologías de conversión y la utilización de materias primas diferentes*".

Entre dichos biocombustibles se encuentra el biogás, definido como "*gas obtenido por la degradación anaeróbica de residuos orgánicos mediante bacterias, que se puede utilizar como combustible*"[26]; y la biomasa, definida como "*materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía*"[27] y los aceites de cocina usados (ACU), entre otros.

Con base en las anteriores definiciones, las siguientes son las políticas, normas e incentivos nacionales aplicables a estos productos:

b.2.1.1 Políticas de mandatos de mezclas relacionados con biocombustibles alternativos de segunda generación:

En Colombia, las políticas públicas en materia de biocombustibles se han establecido principalmente mediante los documentos del Consejo Nacional de Política Económica y Social. A partir de 2005 ha habido instrumentos que dictan lineamientos de política en relación con energéticos limpios, incluidos los biocombustibles, sin embargo, excepto por el CONPES 4075 de 2022: "*Política de Transición Energética*", ninguno de ellos hace referencia literal a biocombustibles de segunda generación.

A continuación, se relacionan, de manera cronológica, los instrumentos de política relacionados con esta materia:

---

[25] Oil Market Report Glossary: "***Second-generation biofuels:*** *Biofuels made from any cellulosic, i.e. plant material, but typically non-food crops and/or waste such as wood chips, switch grass et al*".

[26] Diccionario de la Real Academia Española.

[27] Ídem. Ver también definición del Artículo 3º de la Ley 697 de 2001, "*Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones*": "*cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico y toda materia vegetal originada por el proceso de fotosíntesis, así como de los procesos metabólicos de los organismos heterótrofos*.

- **CONPES 3344 de 2005 "*Lineamientos para la formulación de la política de prevención y control de la contaminación del aire*"**:

Este documento contiene orientaciones para la elaboración de políticas y estrategias intersectoriales enfocadas en la prevención y el control de la contaminación del aire en las ciudades y zonas industriales de Colombia.

Identifica como una de las acciones sectoriales en marcha relacionadas con la prevención y el control de la contaminación del aire, la ampliación de la oferta de energéticos como el biodiésel y el alcohol carburante. Además, menciona que el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial "ha identificado de manera preliminar los potenciales beneficios de esas propuestas en cuanto a la reducción de las emisiones contaminantes y a sus beneficios sobre la salud".

En consecuencia, este documento indica como lineamiento de política, por un lado, la investigación y uso de combustibles limpios y, por otro lado, el desarrollo de incentivos económicos para el desarrollo de nuevas tecnologías y el consumo de combustibles limpios, así:

> "*Las políticas y estrategias nacionales y locales de prevención y control de la contaminación del aire incluirán instrumentos económicos e incentivos que favorezcan el desarrollo y adopción de tecnologías eco-eficientes y el consumo de combustibles limpios o menos contaminantes*".

Si bien los lineamientos de este CONPES se refieren en términos generales a combustibles limpios, hace una breve referencia a los biocombustibles (únicamente etanol y biodiésel), y abre la puerta para un CONPES específico sobre esta materia.

- **CONPES 3510 de 2008: "*Lineamientos de política para promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia*":**

Este primer documento de política pública específico para los biocombustibles estuvo orientado a promover su producción sostenible y aprovechar "*las oportunidades de desarrollo económico y social que ofrecen los mercados emergentes de biocombustibles, de manera competitiva y sostenible*".

Para ello, se pretendió expandir los cultivos de biomasas, garantizando un desempeño eficiente y ambientalmente sostenible en la cadena productiva de biocombustibles; diversificar la canasta energética, haciendo uso de tecnologías actuales y futuras; y posicionar al país como exportador de estos productos.

Dichos objetivos, dirigidos a promover la consolidación del mercado doméstico y su preparación para competir internacionalmente, se deberían cumplir siguiendo las recomendaciones de política, entre las cuales se subrayan las siguientes:

- Conformación de la Comisión Intersectorial para el Manejo de Biocombustibles[28],

[28] Creada mediante Decreto 2328 de 2008.

- Definición de un programa orientado a reducir los costos de producción de los biocombustibles en las etapas de producción y transformación, entre otros, mediante estudios de zonificación para determinar áreas aptas para el cultivo,
- Incorporación de los desarrollos previstos del mercado de biocombustibles como una variable para la planeación de la infraestructura de transporte y adopción de programas de mejoramiento y mantenimiento de la infraestructura departamental de transporte que pueda soportar la producción y comercialización de estos productos,
- Adopción de medidas que incentiven el desarrollo de infraestructura para la distribución de biocombustibles en proporciones mayores a las de las mezclas obligatorias,
- Mantenimiento de incentivos tributarios y creación de incentivos en el ámbito local,
- Acciones necesarias para que la oferta local destine preferiblemente a abastecer la demanda nacional hasta alcanzar las mezclas obligatorias.

Adicionalmente, determina como unos de los retos que afronta Colombia en materia de aprovechamiento de los mercados de biocombustibles, los de realizar investigación y desarrollo con miras a aumentar los rendimientos de los cultivos de biomasa, desarrollar nuevas variedades adaptables a distintas condiciones agroclimáticas y resistentes a plagas y desarrollar procesos de transformación de primera y segunda generación, en el entendido de que la segunda generación de biocombustibles hace referencia no solo a la materia prima utilizada (material vegetal no alimentario y/o desechos) sino también a los procesos para su obtención[29].

En todo caso, este documento no hace referencia a políticas específicas para el desarrollo de biocombustibles de segunda generación, sin embargo, sí establece que deberá haber una armonización con la Política Nacional de Seguridad Alimentaria y Nutricional, en el sentido de que en ésta última deberá haber mecanismos de compensación cuando los precios de los alimentos de la canasta básica se vean afectados por distorsiones graves en los mercados.

- **CONPES 3943 de 2018: *"Política para el mejoramiento de la calidad del aire"*:**

Este documento de política tiene como antecedentes el CONPES 3344 de 2005 y la Política de Prevención y Control de la Contaminación del Aire del Consejo Nacional Ambiental de 2010. Está enmarcado en un momento en el que Colombia había aprobado el Acuerdo de París de 2015 y en consecuencia, había adquirido compromisos internacionales en materia de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)[30]. Su objetivo es el mejoramiento de la calidad del aire, de tal manera que se proteja la salud y el ambiente.

Teniendo en cuenta que en Colombia los vehículos son la fuente principal de generación de contaminantes del aire, al ser responsables, según este documento, del 78% de las emisiones de

[29] De acuerdo con el CONPES 3510 de 2008, se denominan combustibles de segunda generación "*la hidrólisis enzimática y la gasificación de material lignocelulósico. El cambio entre generaciones radica en las tecnologías de conversión y la utilización de materias primas diferentes*" (Ver nota 59).

[30] Reducción de las emisiones de GEI en un 20% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030 (Ley 1844 de 2017).

partículas contaminantes, esta política propuso como uno de sus objetivos específicos la reducción de las emisiones contaminantes al aire provenientes de fuentes móviles.

Para ello determina, dentro del plan de acción propuesto, la reducción del contenido de azufre en los combustibles y la actualización de los parámetros de calidad del biodiésel.

- **CONPES 4075 de 2022: "*Política de Transición Energética*":**

Este instrumento tiene como uno de sus objetivos específicos el de desarrollar un sistema energético que contribuya a disminuir las emisiones de GEI para reducir los impactos al medio ambiente y cumplir con los compromisos internacionales de reducción de emisiones.

Algunas de las problemáticas identificadas en este documento son:

- La baja implementación de lineamientos y estrategias para el aseguramiento y calidad de combustibles y biocombustibles. Esto se debería a la inexistencia de un programa consolidado de aseguramiento de la calidad y control de la misma, que respalde el cumplimiento, verificación y control de las metas establecidas.
- Según este documento *"… el diésel, la gasolina y sus mezclas, aún no alcanzan los niveles sostenidos generalizados, en cuanto a presencia de niveles máximos de componentes nocivos para la salud y el medio ambiente, por lo que no se consideran de bajas emisiones*" [31]. Y "*A pesar de tener una hoja de ruta para la mejora gradual y alcanzar esa meta en las fechas establecidas, actualmente no se encuentra asegurado el proceso de control de calidad de los combustibles que permita tener información acerca del avance y puntos de mejora en la senda definida*".
- Se evidencia además que el uso de biocombustibles alternativos como el etanol y el biodiésel tienen un bajo nivel de uso dadas las restricciones en la oferta: "*Los biocombustibles más utilizados en el país como alternativa energética que contribuye a solucionar las problemáticas relacionadas con las emisiones de GEI y de material particulado que afectan la calidad del aire, son el etanol y el biodiésel, que en la actualidad tienen un bajo nivel de uso*" [32].

- En materia de biocombustibles de última generación, se evidencia la ausencia de estudios y evaluación sobre usos alternativos y nuevos desarrollos que permitan diversificar la oferta de combustibles sostenibles, y se identifica como una causa asociada al problema energético el desaprovechamiento de recursos disponibles como la biomasa residual o de origen agroindustrial[33] y el biogás proveniente del sector pecuario (ganadero, porcícola y avícola).

[31] Página 57.

[32] Ver página 42.

[33] Página 43: "*Colombia cuenta en la actualidad, con una variedad de residuos de origen agroindustrial con enorme potencial para ser aprovechados en la generación de energía (Gobierno de Colombia, 2019) que no están siendo aprovechados*".

- En materia de hidrógeno, incluyendo el verde o renovable, determina que existen escasos lineamientos y estrategias para promover su desarrollo y uso, excepto por la Hoja de Ruta del Hidrógeno.

En consecuencia, dentro del plan de acción propuesto este documento menciona dos líneas de acción relativas a los biocombustibles, que deberán realizarse en 2023 y consisten en:

- La elaboración de "*la hoja de ruta sectorial para la consolidación del uso de biocombustibles de primera generación, así como para la definición, análisis, diseño, evaluación y formulación de lineamientos y reglamentación para el fomento del uso alternativo de biocombustibles y para adelantar proyectos piloto de biocombustibles de última generación de carácter temporal, en los cuales se establecerán los requisitos o exigencias de aspectos relevantes para el uso de diésel renovable, biojet, Sustainable Aviation Fuels (SAF), u otros combustibles sostenibles*"[34], a cargo del Ministerio de Minas y Energía.

- La implementación y seguimiento al plan de trabajo para el establecimiento del programa de aseguramiento de la calidad y control de calidad de combustibles y biocombustibles a cargo del Ministerio de Minas y Energía.

- **Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026: "*Colombia potencia mundial de la vida*":**

Busca avanzar en la reducción de las emisiones de GEI, mediante la descarbonización de los sistemas productivos y de transporte con miras a cumplir con la meta de reducción de emisiones de estos gases en un 51%. Para ello, propone una *transición energética justa*, en la que se busca, entre otros, la aceleración de la generación de energías renovables, la mejora en la calidad de los combustibles y el fortalecimiento de la investigación y el desarrollo de "*biocombustibles avanzados*" para garantizar la soberanía y la continuidad en la prestación de distribución de combustibles líquidos[35].

Crea el Fondo "Colombia potencia mundial de la vida" cuyo objeto es la administración de recursos destinados, entre otros, a la transición energética.

De esta manera, si bien los documentos de política pública no desarrollan específicamente el tema de combustibles de segunda generación, salvo menciones muy puntuales, los lineamientos aplicables a biocombustibles de primera generación son en términos generales aplicables a los de segunda generación, que por lo demás no consisten únicamente en aquellos respecto de los cuales el uso de la biomasa no compite con la alimentación (cultivos no alimentarios y/o desechos), sino también en aquellos que son el resultado de procesos que utilizan nuevas tecnologías de conversión.

[34] Pagina 69: Línea 9 de acción. Estructuración de Iniciativas e Investigación para el desarrollo de nuevas tecnologías en el sector minero-energético.

[35] Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026: Ver página 159: Título: 4. Transformación productiva, internacionalización y acción climática, literal: C. Transición energética justa, segura confiable y eficiente, numeral: 1.a. Generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

Las anteriores políticas han sido desarrolladas por las normas que se relacionan a continuación, que, si bien no son específicas para los biocombustibles alternativos de segunda generación, tampoco los excluyen de su aplicación, por lo cual es posible asumir que, en términos generales, los abarca.

A continuación, se hace referencia a:

1) Las normas de aplicación específica para ACU.
2) Las exenciones y beneficios tributarios que tienen por objeto incentivar la producción de biocombustibles y otras energías que permitan beneficios ambientales de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI), y finalmente,
3) Las autoridades que emiten la normativa aplicable a esta materia y tienen diversas competencias respecto de la misma.
4)

Normas de aplicación específica para Aceites de Cocina Usados:

Resolución 0316 de 2018	"Por la cual se establecen disposiciones relacionadas con la gestión de los aceites de cocina usados y se dictan otras disposiciones» Tiene por objeto la adecuada gestión de los aceites de cocina usados y aplica a productores, distribuidores y comercializadores de aceites vegetales comestibles, generadores (industriales, comerciales y de servicios) y gestores de ACU (quienes realizan actividades de recolección, tratamiento y/o aprovechamiento). Define Aceite de Cocina Usado y Aceite Vegetal Comestible. Contiene obligaciones para los distintos actores. Crea la "Inscripción ACU" que consiste en el registro ante la Autoridad Ambiental competente de generadores y gestores de ACU.

b.2.1.2 Incentivos tributarios relacionados con biocombustibles alternativos de segunda generación:

A continuación, en la Tabla 81 se presentan los incentivos de tipo tributario que aplican actualmente a los biocombustibles líquidos, particularmente al alcohol carburante y al biodiésel, sin perjuicio de que algunos de ellos pudiesen llegar a incentivar la producción de biocombustibles de segunda o última generación, en la medida en que generan beneficios en la cadena y no específicamente respecto del producto resultante:

Tabla 81. Incentivos tributarios referentes a los biocombustibles líquidos.

Tipo de impuesto	Incentivo o exención
Impuesto a la Renta:	Exención de la renta líquida generada por el aprovechamiento de nuevos cultivos de tardío rendimiento en cacao, caucho, palma de aceite, cítricos, y frutales, los cuales serán determinados por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, por un término de diez (10) años contados a partir del inicio de la producción. Artículo 1º de la Ley 939 de 2004. **Tarifa para usuarios de Zona Franca.** La tarifa del impuesto sobre la renta y complementarios gravable aplicable a zonas francas costa afuera; usuarios industriales de zonas francas permanentes especiales de servicios portuarios, usuarios industriales de servicios portuarios de una zona franca, usuarios industriales de Zona franca permanente especial, cuyo objeto social principal sea la refinación de combustibles derivados del. petróleo o refinación de biocombustibles industriales; usuarios industriales de servicios que presten los servicios de logística del numeral 1 del artículo 3 de la Ley 1 004 de 2005 y a usuarios operadores, será del veinte por ciento (20%). **Parágrafo 5 del Artículo 240-1 del** Estatuto Tributario. Deducción de renta por inversiones en control y mejoramiento del medio ambiente para bienes, elementos, equipos y maquinaria destinados a proyectos programas o actividades de reducción en el consumo de energía o eficiencia energética, que correspondan al logro de metas ambientales nacionales. Decreto 3137 de 2003, compilados en el Decreto 1625 de 2016. Como fomento a la investigación, el desarrollo y la inversión en el ámbito de la producción de energía con fuentes no convencionales de energía -FNCE y de la gestión eficiente de la energía, incluyendo la medición inteligente, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a deducir de su renta, en un periodo no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada. Artículo 8 de la Ley 2099 de 2021.
Impuesto al Valor Agregado – IVA:	Bienes que se encuentran exentos del impuesto. Están exentos del impuesto sobre las ventas, con derecho a compensación y devolución, los siguientes bienes: 1. Alcohol carburante con destino a la mezcla con gasolina para los vehículos automotores; y el biocombustible de origen vegetal o animal para uso en motores diésel de producción nacional con destino

Tipo de impuesto	Incentivo o exención
	a la mezcla con ACPM. Artículo 477 del Estatuto Tributario modificado por el artículo 12 de la Ley 2010 de 2019. El biocombustible de origen vegetal o animal para uso en motores diésel de producción Nacional con destino a la mezcla con ACPM estará exento del impuesto a las ventas. Artículo 8º de la Ley 939 de 2004, que adiciona el artículo 477 del Estatuto Tributario. Exclusión de IVA en inversiones en control y mejoramiento del medio ambiente para bienes, elementos, equipos y maquinaria destinados a proyectos, programas o actividades de reducción en el consumo de energía o eficiencia energética, que correspondan al logro de metas ambientales nacionales. Decreto 3137 de 2003, compilados en el Decreto 1625 de 2016. Para fomentar el uso de la energía procedente de fuentes no convencionales de energía - FNCE y la gestión eficiente de energía, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos, y para adelantar las acciones y medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente, que se encuentren en el Programa de Uso Racional y Eficiente de energía y Fuentes No Convencionales - PROURE estarán excluidos del IVA. Artículo 9º de la Ley 2099 de 2021.
Impuesto global a la gasolina y sobretasa e Impuesto global al ACPM:	Exención del impuesto global a la gasolina al alcohol carburante que se mezcle con gasolina para vehículos automotores. Artículo 88 de la Ley 788 de 2002. El biocombustible de origen vegetal o animal para uso en motores diésel de producción nacional que se destine a la mezcla con ACPM estará exento del impuesto global al ACPM. Artículo 9º de la Ley 939 de 2004. Para efectos fiscales la mezcla de gasolina motor, con alcohol carburante de que trata la Ley 693 de 2001, no se considera un proceso industrial o de producción. Decreto Nacional 3862 de 2005, por el cual se reglamenta la Ley 693 de 2001. Para efectos fiscales las mezclas de diésel de origen fósil (ACPM) con los biocombustibles de origen vegetal o animal, para uso en motores diésel de que trata la Ley 939 de 2004, no se considerará como proceso industrial o de producción. Decreto 3492 de 2007, por el cual se reglamenta la Ley 393 de 2004.

Tipo de impuesto	Incentivo o exención
Exenciones arancelarias y otros:	Estímulos para la implementación de zonas francas para proyectos agroindustriales: tasa de renta diferencial y exenciones arancelarias para bienes de capital destinados a proyectos con potencial exportador. Decreto 2685 de 1999, modificado por los Decretos 383 de 2007 y 4051 de 2007. Las personas naturales o jurídicas que, a partir de la vigencia de la Ley 2099 de 2021, sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de fuentes no convencionales de energía - FNCE y medición y evaluación de los potenciales recursos o acciones y medidas de eficiencia energética, incluyendo los equipos de medición inteligente, gozarán de exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de reinversión y de inversión en dichos proyectos. Artículo 13 de la Ley 2099 de 2021.

Adicionalmente, mediante la Ley 2099 de 2021, "Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones", se autoriza crear una serie de incentivos y estímulos para el fortalecimiento de la producción, almacenamiento, distribución y comercialización de las energías renovables, entre los cuales se plantean los siguientes, puntualmente para los biocombustibles:

- Incentivos para el desarrollo e investigación de energéticos que provengan de fuentes orgánicas (origen animal o vegetal) o renovables,
- Expedición de la regulación que permita incluirlos dentro de la matriz energética nacional y fomentar el consumo de estos en la cadena de distribución de combustibles líquidos o incluso la promoción de otros usos alternativos de estos energéticos de última generación.
- Fomento de investigación y desarrollo de las Fuentes no convencionales de Energías (FNCE) y el uso eficiente de la energía a las universidades públicas y privadas, ONG y fundaciones sin ánimo de lucro que adelanten proyectos en este campo debidamente avalados por Colciencias.
- El Gobierno Nacional, en coordinación con las Corporaciones Autónomas, establecerá planes de actuación con el fin de fomentar el aprovechamiento energético de biomasa agrícola y evitar el abandono, la quema incontrolada en la explotación o el vertimiento de los residuos agrícolas.
- Depreciación acelerada: Dentro del marco de los proyectos FNCER se prevé la depreciación acelerada de las máquinas, equipos y obras civiles, ya sean adquiridas o formadas o construidas por el contribuyente, que tengan destinación exclusiva en este tipo de actividades Se introdujo un cambio significado en la depreciación máxima permitida por anualidad al 33.33% (antes 20%), lo cual implica que estos elementos tangibles puedan depreciarse fiscalmente en un tiempo corto de 3 años (antes 5 años), eso sí teniendo en cuenta que se mantiene la disposición que permite reducir este porcentaje, pero sujeto al límite descrito en el párrafo anterior.

Se precisa que esta norma está especialmente enfocada a la identificación y fomento de Fuentes no convencionales de Energía (FNCE) para el sector eléctrico, por lo que las políticas en esta mencionadas están enfocadas al sector de la energía eléctrica, que, en todo caso, puede ser generada haciendo uso de biomasa.

Una vez efectuado el análisis de los incentivos tributarios existentes para los biocombustibles alternativos de segunda generación se evidencia que éstos no son suficientes toda vez que se requiere una mayor inversión en los proyectos que colaboren a su desarrollo, razón por la cual mencionamos lo estipulado en el artículo 20 de la ley 2099 de 2021 "POR MEDIO DE LA CUAL SE DICTAN DISPOSICIONES PARA LA TRANSICION ENERGETICA, LA DINAMIZACION DEL MERCADO ENERGETICO, LA REACTIVACION ECONOMICA DEL PAIS Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES" el cual señaló que el Ministerio de Minas y Energía podrá incentivar el desarrollo e investigación de energéticos que provengan de fuentes orgánicas (origen animal o vegetal) o renovables, con el fin de expedir la regulación que permita incluirlos dentro de la matriz energética nacional y fomentar el consumo de estos en la cadena de distribución de combustibles líquidos o incluso la promoción de otros usos alternativos de estos energéticos de última generación.

Para este fin, el Ministerio de Minas y Energía puede fijar las condiciones para adelantar proyectos y en ese sentido puede fijar incentivos con una vigencia de mínimo 10 años así:

- Estimular la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de biocombustibles, en ese sentido a los proyectos que presenten nuevas materias primas para la generación de combustibles, se les puede otorgar beneficios tributarios de Crédito Fiscal para MiPymes que presenten nuevas alternativas, a través de la exención del IVA en la importación de equipos y elementos, y fomentar la participación de personal en los proyectos de ciencia, tecnología e innovación a través de los Ingresos No Constitutivos de Renta y/o Ganancia Ocasional.

El proyecto deberá ser certificado por el Ministerio de Minas y Energía, ahora bien para la exención del IVA deberá ser solicitado a la DIAN como mínimo 15 días hábiles antes de la importación de la maquinaria, de equipos y elementos que sirvan para el desarrollo del proyecto.

- Para las empresas que importen vehículos de combustible flexible (FFV), no cobrar arancel por la importación de este tipo de vehículos. Este beneficio deberá ser solicitada a la DIAN como mínimo 15 días hábiles antes de la importación de los vehículos.

- En la cadena de valor para los productores y procesadores, se les puede otorgar la exclusión del impuesto a las ventas - IVA en la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos de biocombustibles; para tal efecto, la inversión deberá ser evaluada y certificada como proyecto de generación de biocombustibles por el Ministerio de Minas y Energía.

- Otorgar a las compañías productoras que adquieran materia prima de pequeños productores de escala familiar una reducción del 1.5% en el impuesto a la renta. El Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, deberá certificar a las compañías que adquieran sus productos a las UAF reconocidas ante la Agencia Nacional de Tierras.

Autoridades competentes:

Particularmente en relación con la institucionalidad, a continuación, se hace referencia a los actores que participan en la construcción de las políticas y lineamientos en materia de producción, distribución, comercialización y consumo de etanol, biodiésel, biogás y, en general, biocombustibles alternativos:

- Ministerio de Minas y Energías[36]: Fórmula, adopta, dirige y coordina la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles[37].
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público: Coordina la política macroeconómica; define, formula y ejecuta la política fiscal del país; incide en los sectores económicos, gubernamentales y políticos; y gestiona los recursos públicos de la Nación, desde la perspectiva presupuestal y financiera, mediante actuaciones transparentes, personal competente y procesos eficientes, con el fin de propiciar las condiciones para el crecimiento económico sostenible, y la estabilidad y solidez de la economía y del sistema financiero; en pro del fortalecimiento de las instituciones, el apoyo a la descentralización y el bienestar social de los ciudadanos.
- Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural: Fórmula políticas, planes, programas y proyectos agropecuarios, pesqueros y de desarrollo rural, fortaleciendo los procesos de participación ciudadana y planificación del territorio, bajo los lineamientos de la política macroeconómica.
- Ministerio de Ambiente y desarrollo Sostenible: Es el rector de la gestión del ambiente y de los recursos naturales renovables, encargado de orientar y regular el ordenamiento ambiental del territorio y de definir las políticas y regulaciones a las que se sujetarán la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente de la nación, a fin de asegurar el desarrollo sostenible.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Regula los monopolios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abusos de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.
- La Unidad de Planeación Minero-Energética – (UPME): Planea en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero-energética requerida.
- Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, CIURE: tiene como función la de asesorar y apoyar al Ministerio

[36] Decretos 381 de 2012, 1617 de 2013 y 030 de 2022.

[37] Ver también: Ley 697 de 2001: **Artículo 9°: "*Promoción del uso de fuentes no convencionales de energía.* *El Ministerio de Minas y Energía formulará los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas*".

de Minas y Energía en la coordinación de políticas sobre uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales en el sistema interconectado nacional y en las zonas no interconectadas.

c. Impacto Sobre El Potencial En Biocombustibles Alternativos De Segunda Generación En Colombia – Impacto Social Esperado Como Consecuencia De La Evolución Del Uso De Los Biocombustibles En Colombia

Actualmente no existe un análisis específico que permita determinar el impacto de los biocombustibles de segunda generación en el contexto nacional. En este sentido, el análisis que se presenta a continuación con el fin de determinar el impacto esperado se hace con base en las consecuencias actuales y proyectadas de los biocombustibles a nivel general y teniendo en cuenta las características particulares de los biocombustibles de segunda generación, a saber, para ello se tienen las siguientes consideraciones:

- Son elaborados a partir de materias primas que no se destinan a la alimentación.
- Se cultivan en territorios no agrícolas o marginales.

En este sentido el análisis de las posibles implicaciones esperadas como consecuencia del uso de los biocombustibles en Colombia, se realizó teniendo los principales aspectos a considerar en materia socioeconómica basándose en la cadena de valor del biodiésel y el bioetanol, así como de sus principales materias primas, a saber, palma de aceite y caña de azúcar respectivamente.

A su vez, se realizó teniendo en cuenta los principales impactos identificados en los diferentes países analizados en el análisis comparativo internacional, así como el marco de política pública y diferentes documentos que analizan la situación de los biocombustibles en Colombia. En este sentido, se tuvieron en cuenta los insumos mencionados en la Tabla 82:

Tabla 82. Insumos tenidos en cuenta en el análisis socioeconómico de los biocombustibles en Colombia.

Documentos de política pública	Documento Conpes 3510. Lineamientos de Política para Promover La producción Sostenible de Biocombustibles en Colombia (Departamento Nacional de Planeación., 2008b) Documento 4075. Política de Transición Energética(Departamento Nacional de Planeación., 2022).
Documentos elaborados por entes públicos	Evaluación de Resultados del Documento Conpes 3510 de 2008. Lineamientos de Política para Promover La producción Sostenible de Biocombustibles en Colombia (Departamento Nacional de Planeación., 2008a).
Documentos sectoriales y de entidades académicas	Informes de sostenibilidad del sector de los biocombustibles, de la palma de aceite y la caña de azúcar Informes académicos.

Fuente: elaboración propia a partir de los documentos referenciados en la tabla

c.1 Principales Impactos Sociales Esperados Como Consecuencia De La Evolución De Los Biocombustibles

c.1.1 Mayor eficacia en el uso del suelo frente a la extensión de los cultivos

Las premisas de los biocombustibles de segunda generación es el desarrollo de estos en zonas de uso no agrícola y la mejora en el uso de la tierra, pudiendo aprovecharse áreas subutilizadas o con otro tipo de destinación, no afectando la frontera agrícola, ni generando monocultivos extensivos que incrementen los conflictos asociados al uso de la tierra.

c.1.2 Armonización y disminución de presión frente a las metas de seguridad alimentaria:

Los biocombustibles de segunda generación se caracterizan por utilizar cultivos no comestibles o productos de desecho, lo que permite no desviar la producción de cultivos agrícolas y/o de consumo alimentario humano o animal a cultivos con fines energéticos y adicionalmente, requieren de un menor uso de recurso hídrico. En este sentido, la potenciación de este tipo de biocombustibles permitirá reducir el uso de materias primas agrícolas que también tienen destinación alimenticia, previniendo posibles presiones sobre la seguridad alimentaria.

Asimismo, en cuanto a los biocombustibles de primera generación, la evaluación de la política de biocombustibles señala que no existe una afectación frente a la seguridad alimentaria como consecuencia de la promoción de la industria de los biocombustibles en Colombia, esto debido a que los departamentos donde se cultiva la palma tienen también participación de otros cultivos en el área sembrada, tales como el maíz, el arroz, entre otros. Ejemplo de esto es el departamento del Meta, donde para la fecha de realización del informe (2014), el cultivo de palma ocupaba un 23,9% de la producción total del departamento, seguido por el arroz y el plátano que ocupaban un 17,8% y 14,2% respectivamente (A. García et al., n.d.)

No obstante, previendo un impacto relacionado en la materia, desde el Conpes 3510 se estableció la necesidad de armonizar la Política de Biocombustibles con la Política Nacional de Seguridad Alimentaria y Nutricional, de manera que se cuente con mecanismos compensatorios, sus características y formas de implementación para consumidores, cuando lo precios o el acceso a los alimentos de la canasta básica se vean afectados por distorsiones ocasionadas por la producción de biocombustibles (Departamento Nacional de Planeación., 2008a).

En este entendido, el desarrollo de nuevas materias primas para la promoción de biocombustibles de segunda generación y la armonización de los de primera generación, permitirá articular la gestión de los territorios y el uso de la tierra en línea con la promoción de las metas de seguridad alimentaria.

c.1.3 Generación de empleo

El desarrollo de la industria de los biocombustibles tiene el potencial de incrementar el empleo rural. Este potencial fue identificado desde el Documento Conpes 3510, en el cual se realizó una proyección de empleabilidad entre 2008 a 2019, con los datos mostrados en la Tabla 83:

Tabla 83. Empleos agrícolas directos generados por el sector de los biocombustibles.

Año	Empleos agrícolas directos Bioetanol/ año	Empleos agrícolas directos biodiésel / año
2008	11.319	11.000
2009	11.356	11.492
2010	11.441	24.207
2011	11.452	25.243
2012	11.510	26.427
2013	11.582	27.528
2014	11.687	28.742
2015	11.812	29.988
2016	11.946	31.238
2017	12.091	32.445
2018	12.251	33.798
2019	12.433	35.177

Elaboración propia. Fuente. Conpes 3510. Pág. 22

Según el artículo investigativo Producción de biocombustibles y empleo rural en Colombia 2009-2015 las cifras indicadas por la Federación Colombiana de Biocombustibles fueron que la agroindustria de los biocombustibles generó 28.444 empleos directos y 150.072 indirectos, sobrepasando las proyecciones realizadas en el documento Conpes 3510 (Barrientos Marín, 2019).

FedeBiocombustibles en su publicación "Vademécum" de mayo (2023) reporta *"En la industria del biodiésel de palma, por cada empleo directo, se generan 2 empleos indirectos y, similarmente, en la industria del alcohol carburante"* y a la pregunta de cuantos empleos se generan contesta *"En la actualidad, el sector genera aproximadamente 90 mil empleos directos e indirectos, de los cuales el 85% se concentra en zonas rurales".* (Fedebiocombustibles.e, 2023)

A su vez, de acuerdo con datos extraídos de Evaluación de Resultados del Documento Conpes 3510 de 2008, para el proceso de siembra de palma los productores reportan que por unidad productiva se tiene un potencial de contratación de 7,3 jornales por hectárea cultivada, 1,51 jornales para su riego y 5,68 para su cosecha. Señala también el estudio que, en las unidades productivas de palma, el 6,72 de los empleos son permanentes y 4,10 son temporales. También refiere dicho estudio, con datos del Censo de 2011 realizado por el sector palmero la existencia de 53.156 empleos, de los cuales 48,595 eran en el campo, 3.816 en cargos administrativos y 745 en otras dependencias (A. García et al., n.d.). Por otro lado, la operación de las plantas para la producción de biodiésel puede generar hasta 90 empleos permanentes en promedio, incluyendo a técnicos e ingenieros (A. García et al., n.d.)

Actualmente, de acuerdo con datos del sector de palma este cuenta con más de 191.000 empleos totales, más de un 82% de empleo formal, 63% de personal con contratos superiores a un año, 14%

de empleo directo femenino, salarios de al menos 1,5 SMLMV. En este sentido, el sector genera 1 empleo directo por cada 8,2 hectáreas sembradas y 1,5 empleos indirectos por hectárea sembrada (Fedepalma. & Cenipalma., 2023).

En cuanto a la caña la Evaluación de Resultados del Documento Conpes 3510 señala que esta tiene un potencial de generar cerca de 11 jornales por hectárea en el proceso de siembra, 5,13 en el de riesgo y 25,7 en el de cosecha. Asimismo, documenta que en las fincas existe un promedio de 9,13 trabajadores permanentes y 6,64 trabajadores temporales (A. García et al., n.d.). El porcentaje de empleos en el eslabón de la producción puede crecer en aquellas unidades de producción donde se realiza el corte manual, donde se necesita para una productividad promedio de 3 toneladas al día y para cosechar una hectárea al día aproximadamente 35 corteros (A. García et al., n.d.)

Por su parte, en el proceso industrial de destilería son necesarios cerca de 60 operadores permanentes, entre técnicos e ingenieros, distribuidos normalmente en tres turnos. (A. García et al., n.d.)

Actualmente, según datos de Asocaña, el sector agroindustrial genera 286 mil puestos de trabajo, de manera directa e indirecta a lo largo de su cadena productiva, siendo la responsable del 6% del empleo total en el Valle del Cauca y del 13% del Cauca. Destaca el informe de sostenibilidad de Asocaña, que el sector es responsable del empleo formal de 6 de cada 10 familias en su área de influencia (Asocaña, 2022).

Los biocombustibles de segunda generación tienen el potencial de incrementar la generación de empleos por parte de la industria, esto teniendo en cuenta las necesidades de contratación de mano de obra calificada y no calificada en el desarrollo y producción de los mismos, así como en la consolidación de su cadena de valor, principalmente en los eslabones de producción de materias primas, transporte, refinamiento y producción.

c.1.4 Desarrollo de capacidades laborables

Actualmente, con el fin de poder desarrollar la industria es necesario generar capacidades en los trabajadores, tanto en el eslabón agrícola como en los procesos industriales. En este sentido han venido trabajando las empresas de los sectores de caña de azúcar y palma de aceite.

Ejemplo de esto son los programas desarrollados por la alianza del Sena con Asocaña, a través de la cual se realizan procesos de formación a lo largo de la cadena productiva para más de 59.276 colaboradores, 6920 en formación especializada y 52.356 en formación para el trabajo, con una inversión aproximada de 8.729 millones de pesos aportados por el sector.

Una de las principales necesidades para el desarrollo de los biocombustibles de segunda generación tiene que ver con la generación de capacidades, atendiendo a que los mismos requieren de procesos agrícolas e industriales complementarios.

El desarrollo de capacidades no solo es uno de los impactos a nivel local que puede traer la industria de los biocombustibles, sino una necesidad que de no suplirse puede traer otro impacto y es la contratación de mano de obra calificada de otras zonas o países distintos, afectando a los

profesionales o trabajadores de la zona de producción de biocombustibles. Actualmente, tal como lo destaca el documento de Evaluación de Resultados de la Política de biocombustibles, no hay suficiente mano de obra para satisfacer la demanda de mano de obra del sector, ni el capital humano para acceder a los cargos de mejor remuneración, los que normalmente terminan siendo ocupados por personas que no son de la región o extranjeros con mayor experiencia y formación (A. García et al., n.d.)

c.1.5 Desarrollo regional y mejora condiciones de vida a nivel local

Este tiene que ver con la mejora de la calidad de vida a nivel regional y local, principalmente relacionado con las comunidades rurales. De acuerdo con Fedesarrollo, el sector rural ha sido fundamental en el desarrollo económico y social del país y su potencialidad se caracteriza por las ventajas comparativas que se generan por las condiciones geográficas y climáticas, la diversidad de recursos naturales y su capacidad de aprovechamiento. Lo cual aunado con el uso correcto de tierras permitiría un desarrollo de la industria de los biocombustibles de primera y segunda generación, sino además de la mejora de la calidad de vida a nivel regional (H., C. L. García, 2012).

El desarrollo de los biocombustibles de segunda generación tiene el potencial de acompañar los objetivos estratégicos del gobierno nacional en cuanto a la dinamización del sector agrario colombiano, potenciando tierras en desuso o baldías, generando encadenamientos productivos alrededor de la industria y potenciando el potencial de los biocombustibles de mejorar las condiciones de vida a nivel local, tal como se ha venido presentando a la fecha.

En este aspecto, la Evaluación de Resultados del Documento Conpes 3510 de 2008 a través de encuestas analizó las percepciones de los trabajadores de la industria de los biocombustibles en los eslabones de producción de materias primas para el biodiésel y para el bioetanol, respecto de la mejora de sus condiciones de vida como consecuencia del desarrollo del sector de los biocombustibles en cinco variables: acceso a la salud, acceso a educación, tranquilidad, situación económica y condiciones ambientales, identificando lo siguiente:

- **Biodiésel:** para este sector, de los trabajadores de la industria encuestados en la evaluación mencionada en el párrafo anterior, un 62% respondió que notó mejoras en el aspecto familiar, un 67% en la vida en comunidad y un 54% respecto de sus ingresos. Asimismo, un 15% refirió una mejora en las condiciones de vida respecto de las variables anteriormente descritas (A. García et al., n.d.).
- **Bioetanol:** para este sector, de los trabajadores encuestados, un 51% cree que la calidad de vida de su familia ha mejorado, un 36% que sus ingresos han mejorado y un 49% percibe mejoras en la comunidad. Respecto de la mejora de calidad de vida en las cinco variables planteadas con anterioridad un 19% evidenció mejora en todos dichos frentes (A. García et al., n.d.)

c.1.6 Afectación y/o desarrollo de la infraestructura vial o de servicios

De acuerdo con el informe de Evaluación de la Política de Biocombustibles, la infraestructura física para la industria apenas comienza a desarrollarse, siendo necesario cubrir requerimientos de vías, servicios públicos, vivienda y educación de calidad entre otros (A. García et al., n.d.)

En este sentido, uno de los principales objetivos e impactos positivos identificados por la Política de biocombustibles (Conpes 3510) es la capacidad de la industria de los biocombustibles de establecerse como una variable para la planeación de la construcción, mejoramiento y mantenimiento de la infraestructura de transporte a cargo de la nación. Asimismo, la misma puede ser incluida para el desarrollo de planes viales regionales en los departamentos que tengan como apuesta productiva a los biocombustibles, de manera que los servicios viales puedan soportar la producción y comercialización de las materias primas requeridas para los biocombustibles (Departamento Nacional de Planeación., 2008b)

La expansión de la industria de los biocombustibles y de los biocombustibles de segunda generación hará necesario el desarrollo de infraestructura asociada a su producción agrícola, transporte, refinación y producción, permitiendo potenciar la infraestructura de servicios sociales a nivel territorial y la articulación de diferentes iniciativas al respecto a nivel territorial.

Ejemplo de esto, es lo que se presenta actualmente con los biocombustibles de primera generación y su armonización a iniciativas como el programa de obras por impuestos, entre otros[38].

c.1.7 Promoción de la equidad de género

El desarrollo de la industria de los biocombustibles también permitirá la potenciación de las acciones de promoción de equidad de género en el sector, las cuales vienen siendo desarrolladas actualmente por la industria, en la cadena de valor de producción de materias primas.

Al respecto, en el sector de la palma de aceite el 31% de los productores son mujeres, frente a ellas Fedepalma y sus afiliadas han venido trabajando mecanismos de promoción de liderazgo, generación de capacidades y promoción de las mujeres palmeras, destacándose iniciativas como Mujeres Palmeras que Transforman Vidas o la Red de Sostenibilidad Palmera (Fedepalma, Cenipalma. Pág. 4). Con base en estos programas en 2022 se capacitaron a más de 140 mujeres a nivel nacional en educación financiera y se les brindaron herramientas para el manejo de sus finanzas personales y de empresa; igualmente se brindaron herramientas a más de 120 mujeres para la prevención de riesgos en el hogar (Fedepalma. & Cenipalma., 2023)

Por su parte, en el sector de caña, Asocaña en conjunto con PNUD y el MADS ha venido desarrollando el Programa de Emprendimiento Rural el cual apoya a las mujeres en el desarrollo de una unidad productiva, su formalización y el acompañamiento en los procesos de venta y distribución de sus productos (Asocaña, 2022)

c.1.8 Menor nivel de impactos ambientales:

Según los especialistas, los biocombustibles de segunda generación son los que impactan más favorablemente sobre el ambiente; son los que generan menores GEI (Beta Analytic, 2020)

[38] Al respecto, el sector de la caña de azúcar en Corinto y Toribío, en trabajo conjunto con USAID, la Universidad Javeriana y la Agencia de Renovación del Territorio, entre otros, mejoró el tramo Los Andes – Boquerón – La Playa. Este proyecto tiene el potencial de beneficiar a más de 7000 personas, facilitando la movilización de 150 mil toneladas de productos agrícolas que se producen en esta zona, así como la industria pecuaria; o los programas desarrollados por el Fondo Social de la Agroindustria de la Caña, como el mejoramiento de 20 km de infraestructura vial en el municipio de La Florida, beneficiando a comunidades indígenas y campesinas, aumentando la posibilidad de comercialización de sus productos, reduciendo tiempos de movilidad, facilitando el acceso a servicios de salud y educación, entre otros (Asocaña, 2019).

Muchos autores consideran el menor nivel de impactos ambientales que presentan los biocombustibles de segunda generación en comparación con los de la primera, como su ventaja más relevante. Algunos estudios indican que el bioetanol fabricado a partir de lignocelulosa presenta ventajas ambientales esenciales sobre el bioetanol fabricado a partir de maíz. El maíz es un cultivo que requiere importantes insumos de energía y degrada el suelo, mientras que es posible producir el bioetanol celulósico a partir de materias primas nativas que en general requieren menos fertilizantes, son más fáciles a manejar entre las cosechas, y presentan un nivel menor en cuanto a su balance "well-to-wheel" de gases invernadero. También presentan impactos menos relevantes sobre los recursos hídricos debido a la reducida erosión del suelo y menores pérdidas de fertilizantes y nutrientes causadas por escorrentías ("runoff"). Además, algunas tecnologías permiten quemar la lignina que no ha sido posible convertirla a bioetanol a fin de generar energía para las plantas procesadoras, asimismo la quema del bagazo a fin de obtener energía para el procesamiento de la caña de azúcar a bioetanol convencional.(Norbert Hackenberg., 2008)

Una de las características más destacables de los biocombustibles es que son compatibles con los motores de combustión actuales. Sería una forma de que, en el parque de vehículos actual, cuya renovación es lenta y progresiva y donde la electrificación por sí sola no podría cubrir la demanda en determinados modos de transporte, se pudiesen reducir las emisiones de forma inmediata: cada vez que se aumenta un punto porcentual la proporción de biocombustibles en el transporte se reducen aproximadamente 800.000 toneladas de CO_2 al año.

No obstante, las ventajas de este tipo de biocombustibles de segunda generación van más allá de la reducción de emisiones en la movilidad. Al utilizar residuos tan comunes como los aceites vegetales usados, la basura orgánica o los residuos forestales, el nivel de desechos a los vertederos disminuye al poder destinarlos a la producción de estos carburantes. Así, la vida de las materias primas se alarga y se incluyen en el proceso de la economía circular. En este circuito se podrán integrar las actividades agrícolas, forestales e industriales en torno a estos nuevos procesos, fijando parte de la producción en zonas rurales.(Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP), n.d.)

17. Glosario

- **SIGLAS PARTE TECNICA**

ACU: Aceite de cocina usado
ACV o LCA: Análisis de ciclo de vida
ACV: Aceite vegetal comestible
AFOLU: Módulo IPCC. Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra
BECO: Balance Energético Colombiano
CCS: Captura y almacenamiento de carbono
CONPES: Consejo Nacional de Política Económica y Social
COV: compuestos orgánicos volátiles
DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DNP: Departamento Nacional de Planeación
EBA: European Biogas Association
EPM: Empresas Públicas de Medellín
ER: relación energética
FAO: Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación
FEDEBIOCOMBUSTIBLES: Federación Nacional de Biocombustibles
FEDEPALMA: Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite
GEI: Gas de efecto invernadero
GLP: Gas licuado de petróleo
HVO: Diésel renovable
IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IEA: International Energy Agency
IFOR: Instituto Forestal de Chile
ILUC: Indirect Land Use Change. Cambio indirecto en el uso del suelo
IPCC: Panel intergubernamental de expertos en cambio climático
IPPU: Módulo IPCC. Procesos industriales y uso de productos
IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables
MME: Ministerio de Minas y Energía de Colombia
NDC: Contribución Nacionalmente Determinada
NER: relación energética neta
NTC: Normas Técnicas Colombianas
PCI: poder calorífico inferior
PIB: Producto interno bruto
PJ: Petajulio. Unidad energética
PTAR: Planta de tratamiento de aguas residuales
RSOU: Residuos sólidos orgánicos urbanos
RUT: Reglamento Único de Transporte de gas natural
SAF: Combustible sostenible de aviación
SICOM: Sistema de información de combustibles líquidos
SIN: Sistema interconectado nacional

TJ: Terajulio. Unidad energética
UPME; Unidad de planeación minero-energética
UPRA: Unidad de Planificación Rural Agropecuaria
USDA: Siglas en inglés de Departamento de Agricultura de Estados Unidos. United States Department of Agriculture.

18. Bibliografía

Acueducto. Agua y Alcantarillado de Bogotá. (2023). *Biogás*. Https://Www.Acueducto.Com.Co/Wps/Portal/EAB2/Home/Ambiente/Saneamiento/Rio-Bogota/Ptar-Salitre/Productos-de-La-Ptar-Salitre/Biogas.

Antonio Alfonso Alvarez, J. A. (2013). *Obtención de biodiesel a partir de aceites usados en casa habitación de la comunidad del Refugio*.

Ardila Beltrán, I. D., & Romero Melo, L. C. (2023). *Análisis de ciclo de vida del sistema digestión anaeróbica + gasificación*. Universidad Industrial de Santander.

Asocaña. (2022). Informe de Sostenibilidad.

Asociación Colombiana de Gas Natural. (2023, July 19). *Colombia empieza a fortalecer su apuesta por la producción de biogás y biometano | Naturgas*. https://naturgas.com.co/colombia-empieza-a-fortalecer-su-apuesta-por-la-produccion-de-biogas-y-biometano/

Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP). (n.d.). Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP). Retrieved January 28, 2024, from https://www.aop.es/blog/2021/06/03/biocombustibles-de-primera-segunda-y-tercera-generacion-que-son-como-contribuyen-a-reducir-emisiones/

Barrientos Marín, J. & V. C. C. (2019). Producción de biocombustibles y empleo rural en Colombia 2009-2015.

Becerra Quiroz, A. P. (2016). *Evaluación de la sustentabilidad del aprovechamiento del bagazo de caña de azúcar en el Valle del Cauca-Colombia a partir del Análisis de Ciclo Vida*.

Belalcazar, L. C., & Buitrago, R. (2014). *Life-cycle Assessment for the Production of Bioethanol in Colombia by Using OpenLCA*. https://www.researchgate.net/publication/271852132

Beta Analytic. (2020). Beta Analytic.

BEKON. (s.f.). Proyectos actuales. Obtenido de https://www.ccc.org.co/bion/wp-content/uploads/pdf/27-abril-2018/IgnacioBenitezBekon.pdf

Biogás Colombia SAS ESP. (2023). *Mejor aire para Bogotá, energía limpia para el mundo*. Https://Www.Biogas.Com.Co/.

Biomass Users Network (BUN-CA). (2002). *Manuales sobre energía renovable biomasa*. https://www.bun-ca.org/wp-content/uploads/2019/02/BIOMASA.pdf

Buitrago, R., & Belalcázar, L. C. (2013). Análisis del ciclo de vida para la producción de bioetanol en Colombia por medio de OpenLCA. *Revista Épsilon*.

Cámara de Comercio. (21 de Febrero de 2023). Colombia, un país de regiones e industrias que impulsan la economía nacional. Obtenido de https://www.ccb.org.co/blog/colombia-un-pais-de-regiones-e-industrias-que-impulsan-la-economia-nacional

Canabarro, N. I., Silva-Ortiz, P., Nogueira, L. A. H., Cantarella, H., Maciel-Filho, R., & Souza, G. M. (2023). Sustainability assessment of ethanol and biodiesel production in Argentina, Brazil, Colombia, and Guatemala. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *171*. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113019

Castiblanco Rozo, C., & Hortúa Romero, S. E. (2012). *El paradigma energético de los biocombustibles y sus implicaciones: panorama mundial y el caso colombiano*. Universidad Nacional de Colombia. https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/43708

CENICAÑA. (2023). Cosecha y transporte de la caña de azúcar. https://www.cenicana.org/wp-content/uploads/2023/09/Cosecha-y-transporte-de-la-cana-de-azucar-05-09-2023-DOCUMENTO-EN-CONSTRUCCION-2.pdf

CEPAL. (2011). . Implicaciones del desarrollo de los biocombustibles para la gestión y el aprovechamiento del agua Florencia Saulino.

CEPAL. (2011). . Implicaciones del desarrollo de los biocombustibles para la gestión y el aprovechamiento del agua Florencia Saulino.

Cerrito Capital. (2020a). *Propuesta de política para los biocombustibles en Colombia*.

Cerrito Capital. (2020b). *Propuesta de política para los Biocombustibles en Colombia*.

César, M. F., Castillo, L., Beteta, V. A., Calle, J. L., & León, J. J. (2009). Evaluación de la purificación de biodiesel en la etapa final de producción. In *Rev Soc Quím Perú* (Vol. 76, Issue 1).

Chua, S. Y., Periasamy, L. A., Goh, C. M. H., Tan, Y. H., Mubarak, N. M., Kansedo, J., Khalid, M., Walvekar, R., & Abdullah, E. C. (2020). Biodiesel synthesis using natural solid catalyst derived from biomass waste — A review. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, *81*, 41–60. https://doi.org/10.1016/J.JIEC.2019.09.022

Consorcio CUE. (2012). *Evaluación del ciclo de vida de la cadena de producción de biocombustibles en Colombia*.

Cortés Sánchez, M. D., Gata Montero, E. M., Pipió Ternero, A., & Rodríguez Rivas Juan Manuel; Sánchez-Santos, Á. (2021). *Biocombustibles: tipos y estrategias de producción*.

CREG. (2022). *Regulación aplicable al biogás*.

Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USDA). (2023). Biofuels Annual Colombia - Report Number: CO2023-0013 . https://fas.usda.gov/data/colombia-biofuels-annual-9

Departamento Nacional de Estadística - DANE. (2014). *Geovisor Censo Nacional Agropecuario (CNA) 2014*. https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/economia/censo-nacional-agropecuario/

Departamento Nacional de Estadística DANE. (2019). *Cuenta satélite de la agroindustria de la caña de azúcar 2014 - 2019*. https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/pib/agroindustria/bol_cta_sat_agroindustria_cana_2014_2019.pdf

Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). (s.f.). Geovisro Encuesta NAcional Agropecuaria - ENA. Obtenido de https://geoportal.dane.gov.co/geovisores/territorio/resultados-ena/

Departamento Nacional de Planeación. (2008a). Documento Conpes 3510 Lineamientos de Política Pública para Promover la Producción Sostenible de Biocombustibles en Colombia.

Departamento Nacional de Planeación. (2022). Documento Conpes 4075 Política de Transición Energética.

Dishington, J. M., Moreno, P., Triana, J., Arias, J., Salamanca, C., Matíz, J., Moreno Muñoz, Y., & Espitia, J. (2020, February). *Mejores prácticas logísticas para la agroindustria de la palma de aceite en Colombia*. https://repositorio.fedepalma.org/bitstream/handle/123456789/109809/Cartilla%20Mejores%20pr%C3%A1cticas%20log%C3%ADsticas%20para%20la%20agroindustria%20de%20la%20palma%20de%20aceite%20en%20Colombia.pdf

Duarte, A. E., Sarache, W. A., & Costa, Y. J. (2014). A facility-location model for biofuel plants: Applications in the Colombian context. *Energy*, *72*, 476–483. https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2014.05.069

EBA. (2020). *The contribution of the biogas and biomethane industries to medium-term greenhouse gas reduction targets and climateneutrality by 2050*. Https://Www.Europeanbiogas.Eu/Wp-Content/Uploads/2020/04/20200419-Background-Paper_final.Pdf.

European Commission. (2019). *Handbook on the external costs of transport*.

Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá. (s.f.). Productos de la PTAR Salitre. Obtenido de https://www.acueducto.com.co/wps/portal/EAB2/Home/ambiente/saneamiento/rio-bogota/ptar-salitre/productos-de-la-ptar-salitre#:~:text=Productos%20de%20la%20PTAR%20SalitreProductos%20de%20la%20PTAR%20Salitre&text=Resulta%20de%20la%20digesti%C3%B3n%20anaerobi

Faba, L. ;Díaz, E. ;Ordóñez, S. (2021). *Transformación de biomasa en biocombustibles de segunda generación*. https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-04712014000300002

FAO. (2014). *Pilot Testing of GBEP Sustainability Indicators for Bioenergy in Colombia*. http://www.fao.org/icatalog/inter-e.htm

Fedebiocombustibles. (2023). Ventas Nacionales por biocombustible. In https://fedebiocombustibles.com/statistics/#.

Fedebiocombustibles. (2023a). *Biocombustibles: Energía líquida renovable. De la agroindustria a la movilidad sostenible*.

Fedebiocombustibles. (2023b). *Biocombustibles en Colombia*. Https://Fedebiocombustibles.Com/Quienes-Somos/.

Fedebiocombustibles. (2023c). *Precios de biocombustibles*. Https://Fedebiocombustibles.Com/Statistics/#.

Fedebiocombustibles. (2023d). *Ventas Nacionales por biocombustible*. Https://Fedebiocombustibles.Com/Statistics/#.

Fedebiocombustibles. (2023e, September). *Boletín Biocombustibles hoy* . Https://Fedebiocombustibles.Com/Biocombustibles-Hoy/.

Fedebiocombustibles. (2024). Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia. https://fedebiocombustibles.com/

Fedebiocombustibles.e. (2023). Boletín Biocombustibles hoy .

Fedemaderas: Federación Nacional De Industriales de la Madera. (2023). Boletín Estadístico Forestal marzo 2023. https://fedemaderas.org.co/boletin-forestal-2023/

Fedepalma, & Cenipalma. (2023). *Aporte del sector palmero colombiano a la Transición Energética*.

Fedepalma. (2021, April 21). Cadena de Valor Aceite de Palma | Cero Deforestación Colombia. https://cerodeforestacioncolombia.co/cadena/aceite-de-palma/

Fedepalma. (2022). *Informe de Gestión Fedepalma*.

Fedepalma. (2023). *Anuario Estadístico*.

Fedepalma., & Cenipalma. (2023). Principales resultado en sostenibilidad del sector palmero colombiano 2022.

Federación Nacional de Biocombustibles. (2023a). *Capacidad Instalada*. https://fedebiocombustibles.com/quienes-somos/

Federación Nacional de Biocombustibles. (2023b). *Estadisticas. Porcentaje de mezclas de etanol y biodiesel*. Https://Fedebiocombustibles.Com/Statistics/#.

Federación Nacional de Biocombustibles. (2023c, August). *¿Sabes cómo aportas a la mitigación del cambio climático con el uso de biocombustibles?* Https://Fedebiocombustibles.Com/2023/08/28/Como-Aportas-a-La-Mitigacion-Del-Cambio-Climatico-Con-El-Uso-de-Biocombustibles/.

Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite. (2022a). *Informe de Gestión Fedepalma*. https://fedepalma.org/fede_content/uploads/2023/06/2.desempeno.pdf

Federación Nacional de Cultivadores de Palma de Aceite. (2022b). *Informe de Gestión Fedepalma*.

Feiz, R., Johansson, M., Lindkvist, E., Moestedt, J., Påledal, S. N., & Ometto, F. (2022). The biogas yield, climate impact, energy balance, nutrient recovery, and resource cost of biogas production

from household food waste—A comparison of multiple cases from Sweden. *Journal of Cleaner Production*, *378*. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134536

García, A., Romero, O. L., Attanasio, O., Pellerano, L., Carlos Gómez, L., Sandoval, D., Cano, M. G., Gutiérrez, M. I., Botiva, Y., Palacio, Y., Peñaranda, C., Rodríguez, A., Palacios, Y., Jhon, Z. U., Romero, J., Venegas, B., Millán, J., Contreras, D., Luca, O. A., … Ortigoza, A. R. (n.d.). UNIÓN TEMPORAL ECONOMETRIA-SEI ASESORÍA DEL IFS RESPONSABLES DE LA EVALUACIÓN DIRECCIÓN.

García, H. , C. L. (2012). Evaluación de la Política de Biocombustibles en Colombia.

Gobierno de Colombia. (2016). *Resolución 0789*.

Gobierno de Colombia. (2021). *Resolución 40103*.

Herrera I, Pérez J, & Gamarra A. (2016). *Análisis de ciclo de vida de la producción de etanol combustible proveniente del bagazo de caña de azúcar*.

ICONTEC. (2019). *NTC 5308:2019 Etanol anhidro combustible desnaturalizado obtenido a partir de biomasa para mezclar con gasolinas motor, empleado como combustible en vehículos con motores de combustión interna de encendido por chispa*.

ICONTEC. (2020). *NTC 5444:2020 Biodiesel para uso en motores diésel. Especificaciones*.

IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, & Cancillería. (2021). *Tercer informe bienal de actualización de cambio climático de Colombia*. www.cambioclimatico.gov.co;

IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, & Cancilleria. (2022). *Informe del inventario nacional de gases efecto invernadero 1990-2018 y carbono negro 2010-2018. Tercer informe bienal de actualización de cambio climático. BUR3*.

IEA. (2020). *Average biogas production yield by tonne of feedstock type*. Https://Www.Iea.Org/Data-and-Statistics/Charts/Average-Biogas-Production-Yield-by-Tonne-of-Feedstock-Type.

Infante Villarreal, A. (2014). *Fundamentos para el desarrollo de una polìtica nacional de bioenergìa: informe final*. https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1003

Instituto Colombiano Agropecuario (ICA). (2023). *Censo Pecuario Nacional - Instituto Colombiano Agropecuario ICA*. https://www.ica.gov.co/areas/pecuaria/servicios/epidemiologia-veterinaria/censos-2016/censo-2018

Instituto Forestal de Chile - INFOR. (2024). Estadísticas Forestales. https://wef.infor.cl/index.php/factores-de-conversion/convertidor-de-unidades?view=convertidor_unidades#:~:text=El%20factor%200%2C55%20t,de%20humedad%2C%20edad%20y%20otros.

International Energy Agency IEA - Energy Papers. (2010). *"Sustainable Production of Second-Generation Biofuels: Potential and Perspectives in Major Economies and Developing Countries*. https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/5kmh3njpt6r0-

en.pdf?expires=1699476981&id=id&accname=guest&checksum=17E2594BA15EF985DDC948ED502D3A49

Iowa Corn. (2023). *Iowa Ethanol Plants* . https://www.iowacorn.org/corn-uses/ethanol/ethanol-plants

IRENA. (2018). *Biogas for road vehicles: technology brief*.

Jiménez-Cruz, F., Marín-Rosas, C., Castañeda-Lopez, L. C., & García-Gutiérrez, J. L. (2021). Promising extruded catalyst for palm oil transesterification from LiAlH4 hydrolysates. *Arabian Journal of Chemistry*, *14*(5), 103141. https://doi.org/10.1016/J.ARABJC.2021.103141

Juliana, S., Alvarez, M., De Pamplona, U., De Ingenierías, F., & Arquitectura, Y. (2019). *Análisis de la producción de biodiesel a partir de aceite de palma: Un acercamiento a la ingeniería detallada*.

Liu, Y., Yang, X., Adamu, A., & Zhu, Z. (2021). Economic evaluation and production process simulation of biodiesel production from waste cooking oil. *Current Research in Green and Sustainable Chemistry*, *4*. https://doi.org/10.1016/j.crgsc.2021.100091

Lombana Coy, Jahir., & Vega Jurado, Jaider. (2015). *Análisis del sector biodiesel en Colombia y su cadena de suministro.* Universidad del Norte.

Longhurst, P., Gift-Onyesoh, J., & Manovic, V. (2016). Biomass resources and biofuels potential for the production of transportation fuels in Nigeria. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 172–179. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.050

Luzardo Gorozabel, B. P., Ruíz Reyes, E., & Pérez Parra, J. C. (2023). TRANSFORMACIÓN DE BIOMASA LIGNOCELULÓSICA EN BIOCOMBUSTIBLE DE SEGUNDA GENERACIÓN: ESTADO DEL ARTE DEL PRETRATAMIENTO. *Revista Bases de La Ciencia*, *7*(ESPECIAL), 3–22. https://doi.org/10.33936/revbasdelaciencia.v7i3.4243

Mäki-Arvela, P., Kubickova, I., Snåre, M., Eränen, K., & Murzin, D. Y. (2007). Catalytic deoxygenation of fatty acids and their derivatives. *Energy and Fuels*, *21*(1), 30–41. https://doi.org/10.1021/EF060455V/ASSET/IMAGES/LARGE/EF060455VF00011.JPEG

Ministerio de Agricultura y Ganaderia. (2020). *Cadena caña de azucar*.

Ministerio de Agricultura y Ganadería. (2021). *Cadena caña de azúcar*.

Ministerio de Agricultura y Ganadería. (2023, February 17). *La palma de aceite colombiana en cifras, balance 2022 y retos 2023*. https://www.agronet.gov.co/Noticias/Paginas/La-palma-de-aceite-colombiana-en-cifras,-balance-2022-y-retos-2023.aspx

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2018). *Resolución 0316 de 2018*.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2020). *Guía biogás sector Porcicola*.

Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, PNUD, FAO, & GEF. (2011). *Manual de biogás*.

Ministerio de minas y energía, & Comisión de regulación de energía y gas. (2016). *Resolución 240 de 2016*.

Ministerio de Minas y Energía, & Unidad de Planeación Minero-Energética. (2023). *Plan Energético Nacional 2020-2050*.

Ministerio de Minas y Energía. (2019). *Resolución 40400 de 2019* . https://www.minenergia.gov.co/documents/7898/Resoluci%C3%B3n_4_0400_de_08_de_mayo_de_2019.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2023). *Escenarios nacionales Transición Energética Justa*.

Ministerio de Minas y Energía. (n.d.). *Resolución 41277 de 2016 MME*. Retrieved November 9, 2023, from https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_41277_2016.htm

Ministry of Agliculture, F. and R. A., & Ontario. (2022). *Rendimiento energético de un sistema de digestión anaeróbica en una granja*. Https://Www.Ontario.ca/Page/Energy-Yields-Farm-Based-Anaerobic-Digestion-System.

Navickas, K., Venslauskas, K., Petrauskas, A., Zuperka, V., & Nekrosius, A. (2013). *ENERGY BALANCES OF BIOGAS PRODUCTION FROM INDUSTRIAL WASTES AND ENERGY PLANTS*.

Norbert Hackenberg. (2008). Combustibles de segunda generación. Revista Edesma.

Orjuela, J. A., Huertas, I., Figueroa, J. C., Kalenatic, D., & Kadena, K. (2011). Potencial de produccion de bioetanol a partir de caña panelera: dinámica entre contaminación, seguridad alimentaria y uso de suelo. *Ingeniería*, *16*.

Ortiz Tapia, M. del C., García Alamilla, P., Lagunes Gálvez, L. M., Arregoitia Quezada, M. I., García Alamilla, R., & León Chávez, M. A. (2016). Biodiesel production from crude palm oil (Elaeis guineensis Jacq). Ascending path method application. *Acta Universitaria*, *26*(5), 3–10. https://doi.org/10.15174/au.2016.910

Osma Lobo, D. M. (2013). *Determinar los intervalos de las variables de operación para la producción de biodiesel a partir de aceites de frituras reciclados en los restaurantes de Bucaramanga, utilizando un sistema de reacción a escala laboratorio*. Universidad Autónoma de Bucaramanga.

Pérez-Rodríguez, C. P., Ríos, L. A., Duarte González, C. S., Montaña, A., & García-Marroquín, C. (2022). Harnessing Residual Biomass as a Renewable Energy Source in Colombia: A Potential Gasification Scenario. *Sustainability (Switzerland)*, *14*(19). https://doi.org/10.3390/su141912537

Pérez-Bravo, S. G.-V.-P. (2017). Evaluación del potencial de generación de estiércol como materia prima para la producción de biogás en la Zona Altamira, Tamaulipas. Revista de Sistemas Experimentales, 7.

Piñeros Castro, Y. (2014). *Aprovechamiento de biomasa lignocelulósica, algunas experiencias de*. https://books.google.com.ar/books?hl=es&lr=&id=VgJ6EAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA3&dq=biomasa+disponible+en+colombia+para+produccion+de+biocombustibles&ots=Mx2Hwu8j4G&sig=C7o_5GLPtWfVVb8wKBvOstsmOSQ&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false

Plataforma Regional LEDS LAC, LEDS GP, & Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono, A. y R. (2021). *De la práctica a la política: análisis de las barreras de inversión en biogás en Colombia y las medidas para abordarlas, a partir de experiencias de los desarrolladores y otros sectores relevantes*.

Plazas-Niño, F. A., Yeganyan, R., Cannone, C., Howells, M., & Quirós-Tortós, J. (2023). Informing sustainable energy policy in developing countries: An assessment of decarbonization pathways in Colombia using open energy system optimization modelling. *Energy Strategy Reviews*, *50*. https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101226

Poy, H., da Costa Lopes, A. M., Lladosa, E., Gabaldón, C., Loras, S., & Silvestre, A. J. D. (2023). Enhanced biomass processing towards acetone-butanol-ethanol fermentation using a ternary deep eutectic solvent. *Renewable Energy*, *219*, 119488. https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2023.119488

Quezada Rivera, J. C. (2007). *Evaluación de la energía de combustión y otros parámetros físico-químicos del biodiesel obtenido a partir de cinco aceites vegetales*.

Quintero González, J. R., & Quintero González, L. E. (2021). Perspectivas del potencial energético de la biomasa en el marco global y latinoamericano. *Gestión y Ambiente*, *18*(1).

Rodrigo Baccaro Díaz Zamorano, J. (2007). *Evaluación de rendimiento de biodiesel elaborado a partir de aceite de palma africana (Elaeis guineensis) y etanol anhidro de caña de azúcar (Saccharum officinarum)*.

Rojas, H. (2021). *CARACTERIZACIÓN DE LA LOGÍSTICA DE RECOLECCIÓN, TRATAMIENTO Y EXPORTACIÓN DE ACEITE DE COCINA USADO EN COLOMBIA*.

Secretaría Distrital de Ambiente. (2023). *Aceites usados - Documentos - .* https://www.ambientebogota.gov.co/aceites-usados

Sector Agroindustrial de la Caña. (2022). *Informe anual del sector de la caña 2022-2023*.

SICOM, S. D. I. de la C. de D. de C. (2024). Listado de agentes certificados, productores de Biocombustibles . https://www.sicom.gov.co/images/Productor.xlsx

Silva Imbachi, W. C. (2019). Efecto de la cogeneración en la huella de carbono. *Palmas*, *40*, 114–125.

Superintendencia de industria y comercio. (2012). *Boletín técnico. Bioetanol tecnología aplicada*.

Torres Pinilla, L. (2013). *Análisis de tendencias en biocombustibles para la definición de líneas estratégicas de investigación y desarrollo en Colombia*. Pontificia Universidad Javeriana.

Torres Ulloa, P. A. (2019). *Análisis de ciclo de vida del proceso de aprovechamiento y valorización de aceite de cocina usado en Bogotá como materia prima oleoquímica*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UMPE). (2010). *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*. https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/atlas-del-potencial-energetico-de-la-biomasa.aspx

Unidad de Planeación Minero energética (UPME). (2023). Calculadora de Emisiones. http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html

Unidad de Planificación Rural Agropecuaria (UPRA). (2023). *Estadísticas agropecuarias por cultivo*. Https://Experience.Arcgis.Com/Experience/F63f655e2a534213848432434325f852/Page/Macroeconom%C3%ADa/?Views=%C3%81rea-y-Producci%C3%B3n-Agropecuaria.

Universidad Nacional Autónoma de México. (3 de Enero de 2013). SE APROVECHA EN MÉXICO SÓLO EL 2.4 POR CIENTO DEL BIOGÁS POTENCIAL DE RELLENOS SANITARIOS. Obtenido de https://www.dgcs.unam.mx/boletin/bdboletin/2013_005.html#:~:text=De%20una%20tonelada%20de%20materia,80%20por%20ciento%20de%20biog%C3%A1s.

UPME. (2021). *Balance energético colombiano*. Https://Www1.Upme.Gov.Co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.Aspx.

UPME. (2023, October). *Estructura de precios de los combustibles en las principales ciudades*. https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Estructura-precios-combustibles.aspx#Default=%7B%22k%22%3A%22%22%2C%22r%22%3A%5B%7B%22n%22%3A%22PAAnoPreciosCiudadesSIPG%22%2C%22t%22%3A%5B%22%5C%22%C7%82%C7%8232303233%5C%22%22%5D%2C%22o%22%3A%22and%22%2C%22k%22%3Afalse%2C%22m%22%3Anull%7D%5D%2C%22l%22%3A3082%7D

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética. (2022). Proyección de Demanda de Energéticos para el Periodo 2022-2036. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

US EPA. (2023). *Renewable Identification Numbers (RINs) under the Renewable Fuel Standard Program*. https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/renewable-identification-numbers-rins-under-renewable-fuel-standard

Valderrama, C., Quintero, V., & Kafarov, V. (2020). Energy and water optimization of an integrated bioethanol production process from molasses and sugarcane bagasse: A Colombian case. *Fuel*, *260*. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116314

Velásquez, M., Rincón, J., Guevara, P., Vargas, J., Castellanos, D., Duarte, C., Quintero, O., Durán, D., Morales, Y., & Zarama, L. (2016). Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento. In Recuperado de https://bdigital. upme. gov. co/jspui/bitstream/001/1317/1/Informe% 20final. pdf. https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1317

Vidal-Benavides, A. I., Díaz, J. C. Q., & Herrera-Orozco, I. (2017). Análisis de ciclo de vida de la producción de biodiesel a partir de aceite vegetal usado. *DYNA (Colombia)*, *84*(201), 155–162. https://doi.org/10.15446/dyna.v84n201.54469

Weltec Biopower. (2021). *La industria agrícola colombiana cuenta con un gran potencial para la producción de biogás*. Https://Www.Weltec-Biopower.Es/Noticias/Artikel/La-Industria-Agricola-Colombiana-Cuenta-Con-Un-Gran-Potencial-Para-La-Produccion-de-Biogas.Html.

World Biogas Association. (2019). *Global potential of biogas*. Https://Www.Worldbiogasassociation.Org/Wp-Content/Uploads/2019/09/WBA-Globalreport-56ppa4_digital-Sept-2019.Pdf.

World Biogas Association. (n.d.). *How can biogas help mitigate climate change?* Https://Www.Worldbiogasassociation.Org/Wp-Content/Uploads/2018/07/WBA-Climate-Change-Biogas-Factsheet-2.Pdf.