



Unidad de Planeación
Minero Energética



Estudio técnico integral para **caracterizar las tecnologías de biocombustibles de segunda y tercera generación** con análisis B/C y los requerimientos técnico-económicos para la **instalación de una biorrefinería.**

Producto 2 CARACTERIZACIÓN DE
TECNOLOGÍAS Y ANÁLISIS DE BC2G&3G
Bogotá, **noviembre de 2023.**



Tecsól
Tecnología Sostenible
USAENE

PRESENTADO A:
Unidad de Planeación
Minero-Energética UPME.
PRESENTADO POR:
Consorcio Biocombustibles
de Colombia

Contrato CO1.PCCNTR.5336454

Estudio técnico integral para caracterizar las tecnologías de biocombustibles de segunda y tercera generación con análisis B/C y los requerimientos técnico económicos para la instalación de una biorrefinería

Producto 2:

CARACTERIZACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y ANÁLISIS DE BC2G&3G

Presentado a:

Unidad de Planeación Minero Energética-UPME

Presentado por:

Consorcio Biocombustibles de Colombia



Bogotá, noviembre de 2023

Contenido

| | | |
|-------|--------------------------------------------------------------|----|
| 1 | INTRODUCCIÓN | 10 |
| 2 | CLASIFICACIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES Y RUTAS DE PRODUCCIÓN | 12 |
| 2.1 | CLASIFICACIÓN | 12 |
| 2.1.1 | De acuerdo con su estado de agregación..... | 12 |
| 2.1.2 | De acuerdo con la madurez tecnológica | 13 |
| 2.1.3 | De acuerdo con la materia prima utilizada | 14 |
| 2.2 | RUTAS DE PRODUCCIÓN | 19 |
| 2.2.1 | Transformación física..... | 20 |
| 2.2.2 | Rutas bioquímicas | 21 |
| 2.2.3 | Rutas Termoquímicas | 25 |
| 2.2.4 | Ruta fisicoquímicas | 29 |
| 3 | BIOCOMBUSTIBLES SEGÚN CLASIFICACIÓN: | 32 |
| 3.1 | BIOETANOL | 32 |
| 3.1.1 | PRODUCCIÓN Y TENDENCIAS | 34 |
| 3.1.2 | PRODUCCIÓN Y TENDENCIAS NACIONALES..... | 35 |
| 3.1.3 | INFORMACIÓN PRELIMINAR SOBRE SOSTENIBILIDAD | 36 |
| 3.2 | BIODIESEL | 37 |
| 3.2.1 | Producción y tendencias..... | 38 |
| 3.2.2 | Producción y tendencias nacionales | 39 |
| 3.2.3 | Información preliminar sobre sostenibilidad | 40 |
| 3.3 | DIESEL RENOVABLE | 43 |
| 3.3.1 | Producción y tendencias..... | 43 |
| 3.3.2 | Información preliminar sobre sostenibilidad | 44 |
| 3.4 | BIOGÁS Y BIOMETANO. | 45 |
| 3.4.1 | Producción y tendencias..... | 46 |
| 3.4.2 | Producción y tendencias nacionales | 46 |
| 3.4.3 | Información preliminar sobre sostenibilidad | 48 |
| 3.5 | BIOPROPANO | 49 |
| 3.6 | BIOCOMBUSTIBLE DE AVIACIÓN. | 53 |
| 3.6.1 | Información sostenibilidad preliminar..... | 55 |

| | | |
|------------|------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.5 | GAS NATURAL SINTÉTICO | 58 |
| 3.5.1 | INFORMACIÓN PRELIMINAR PARA ANALISIS ECONOMICO | 59 |
| 3.5.2 | EMISIONES DE GEI ASOCIADAS AL PROCESO | 61 |
| 3.6 | BIOHIDRÓGENO 2G Y 3G | 61 |
| 3.6.1 | PROCESAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | 61 |
| 3.6.2 | CARACTERÍSTICAS DE PROCESO: | 62 |
| 3.6.3 | INFORMACIÓN PRELIMINAR ABC | 64 |
| 3.7 | BIOBUTANOL2G y 3G | 65 |
| 3.7.1 | PRODUCCIÓN Y TENDENCIAS | 65 |
| 3.7.2 | CARACTERÍSTICAS DE PROCESO: | 66 |
| 3.7.3 | INFORMACIÓN PRELIMINAR PARA ANALISIS ECONOMICO | 68 |
| 3.7.4 | INFORMACIÓN ADICIONAL PARA LOS BC2G&3G | 70 |
| 4 | MATERIAS PRIMAS UTILIZADAS EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE BC2G&3G | 73 |
| 4.1 | Biomasa Residual Agrícolas. | 73 |
| 4.2 | SECTOR PECUARIO | 78 |
| 4.3 | RESUDIOS SOLIDOS MUNICIPALES (RSU). | 80 |
| 4.4 | BIOMASAS INDUSTRIALES | 82 |
| 4.4.1 | Cervecería | 82 |
| 4.4.2 | Plantas de beneficio animal | 84 |
| 4.4.3 | Destilería | 85 |
| 5 | PRIORIZACIÓN DE B2G&3G Y TECNOLOGÍAS | 91 |
| 5.1 | SELECCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES | 95 |
| 6 | BIBLIOGRAFIA | 113 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Tabla 1. Comparación de propiedades entre Bioetanol y Gasolina | 32 |
| <i>Tabla 2. Información preliminar de sostenibilidad en la producción de Bioetanol</i> | <i>36</i> |
| Tabla 3 Comparación de propiedades biodiesel y gasóleo | 38 |
| Tabla 4. Información preliminar de las tecnologías de producción de BC2G&3G (Biodiésel) | 41 |
| Tabla 5. Información preliminar de sostenibilidad en la producción de Diésel renovable | 44 |
| Tabla 6. Información preliminar de sostenibilidad en la producción de Biometano-x digestión anaerobia)..... | 48 |
| Tabla 7. Información preliminar de sostenibilidad de producción de biocombustible de aviación ruta HEFA..... | 56 |
| Tabla 8. Información preliminar de las tecnologías de producción de BC2G&3G (Biocombustible de aviación ruta FT)..... | 57 |
| Tabla 9. Información preliminar de las tecnologías de producción de BC2G&3G (biohidrógeno) | 64 |
| Tabla 10. Información preliminar de las tecnologías de producción de BC2G&3G (biobutanol) | 68 |
| Tabla 11. Clasificación a nivel de laboratorio, piloto, industrial y comercial de las tecnologías de producción de BC2G&3G..... | 71 |
| Tabla 12. Consideraciones para calcular el factor para el cálculo del potencial técnico | 75 |
| Tabla 13 Principales Departamentos de Colombia productores de RSU | 82 |
| Tabla 14 Forma de la Matriz Richman | 97 |
| Tabla 15 Características para la producción de BC2G&3G en Colombia | 97 |
| Tabla 16. Resultados cualitativos | 104 |
| Tabla 17. Resultados cuantitativos..... | 105 |
| Tabla 18. Máximos y mínimos para función de transformación..... | 106 |

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 19. Valores de Sub Criterios aplicada función de transformación | 106 |
| Tabla 20. Asignación de ponderación a Aspectos, criterios y subcriterios (Características) | 107 |
| Tabla 21. Calificación ponderada de los subcriterios (Características) | 107 |
| Tabla 22. Resultados selección multicriterio tecnología | 108 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. clasificación de biocombustibles de acuerdo con el estado de agregación | 12 |
| Figura 2. clasificación de biocombustibles de acuerdo con la madurez tecnológica..... | 14 |
| Figura 3. Clasificación de Biocombustibles de acuerdo con la materia prima. | 14 |
| Figura 4. Fuentes de biomasa lignocelulósica | 16 |
| Figura 5. Rutas de Producción de biocombustibles | 20 |
| Figura 6. Estrategias para integración de las etapas de hidrólisis y sacarificación | 22 |
| Figura 7. Ruta de producción de biogás por DA | 24 |
| Figura 8. Rutas tecnológicas para la obtención de biometano | 24 |
| Figura 9. Ruta de combustión de la Biomasa. | 25 |
| Figura 10. Ruta de procesamiento Gasificación | 27 |
| Figura 11. Rutas de producción combustibles HVO y HEFA | 30 |
| Figura 12. Rutas de producción de bioetanol de diversas generaciones..... | 33 |
| Figura 13. Producción de bioetanol en Colombia. | 36 |
| Figura 14. Producción de biodiesel en Colombia. | 40 |
| Figura 15 Ubicación de plantas productoras de bioetanol y biodiesel en Colombia. Fuente: Fedebiocombustibles | 41 |
| Figura 16 . Producción Europea de Biogás y Biometano..... | 46 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 17. Rutas de producción de Biopropano. | 49 |
| Figura 18. Esquema general de Biodiesel..... | 50 |
| Figura 19. Reducción de emisiones de GEI por sustitución de GLP | 52 |
| Figura 20. Materias primas y rutas tecnológicas dirigidas a la producción de biocombustibles para aviación..... | 53 |
| Figura 21. Desarrollo tecnológico de las rutas de procesamiento para producción de CAS. Fuente: Combustibles alternativos para la aviación comercial..... | 55 |
| Figura 22. Rutas de producción de biohidrógeno a partir de biomasa. | 62 |
| Figura 23. Diagrama de proceso de producción de biobutanol a partir de biomasa lignocelulósicas | 67 |
| Figura 24 Biomasa residual del sector agrícola y su potencial energético teórico en Colombia 2022 | 74 |
| Figura 25. Biomasa residual teórica y técnica en el sector agrícola y su potencial energético técnico en Colombia 2022 | 77 |
| Figura 26. Producción acumulada de biomasa residual disponible por departamento para la estimación de potencial técnico..... | 78 |
| Figura 27. Biomasa residual del sector pecuario y su potencial energético teórico en Colombia 2022 | 79 |
| Figura 28. Biomasa residual del sector pecuario y su potencial energético teórico en Colombia 2022 | 79 |
| Figura 29. Composición media de RSU en Colombia..... | 80 |
| Figura 30. Disponibilidad de RSU por departamento y potencial energético para 2020 en Colombia..... | 81 |
| Figura 31. Producción acumulada de biomasa residual industrial disponible por departamento para la estimación de potencial técnico..... | 83 |
| Figura 32. Producción total de lodos PTE y potencial teórico proveniente de los residuos de la industria cervecera | 84 |
| Figura 33. Producción de biomasa residual disponible de lodos PTE y su potencial técnico proveniente de la industria láctea..... | 84 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 34. Producción de biomasa residual disponible de rumen y su potencial técnico proveniente de la industria de plantas de beneficio animal..... | 85 |
| Figura 35. Producción de biomasa residual disponible de vinazas y su potencial técnico proveniente de la industria de destilería | 86 |
| Figura 36. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de palma a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país..... | 87 |
| Figura 37. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de caña de azúcar a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país..... | 87 |
| Figura 38.. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de caña panelera a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país..... | 88 |
| . Figura 39. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de cacao a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país..... | 88 |
| Figura 40. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de café a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país..... | 89 |
| Figura 41. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de maíz a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país..... | 89 |
| Figura 42. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de arroz a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país..... | 90 |
| Figura 43.. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de banano a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país..... | 90 |
| Figura 44. Pendiente Función de transformación | 95 |
| Figura 45. Pendiente función de transformación negativa | 96 |
| Figura 38. Resultados finales de selección multicriterio..... | 109 |

ABREVIATURAS

| | |
|------------------|----------------------------------------------------------------------|
| BECO | Balance Energético Colombiano |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| BM | Banco Mundial |
| BC2g&3G | Biocombustibles de segunda y tercera generación |
| BR | Biomasa Residual |
| CO | Monóxido de Carbono |
| CO ₂ | Dióxido de carbono |
| CO _{2e} | Dióxido de carbono equivalente |
| COP | pesos colombianos |
| CRA | Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico |
| DNP | Departamento Nacional de Planeación |
| Ecopetrol | Empresa Colombiana de Petróleo |
| EIA | <i>Administración de la Información de Energía de Estados Unidos</i> |
| FER | Fuente de Energía Renovable |
| FORSU | Fracción Orgánica de Residuos Urbanos |
| GEI | Gases de efecto invernadero |
| GLP | Gas Licuado de Petróleo |
| H ₂ | Hidrógeno |
| H ₂ S | Sulfuro de Hidrógeno |
| HTL | Licuefacción Hidrotermica |
| Kg | Kilogramo |
| MADR | Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural |
| MADS | Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible |
| Min Energía | Ministerio de Minas y Energía |
| MVCT | Ministerio de Vivienda Ciudad y Territorio |
| MWh | Mega Watios hora |
| MMBTU | millón de unidades térmicas británicas |
| OCDE | Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico |
| ODS | Objetivos de Desarrollo Sostenible |
| PEN | Plan Energético Nacional |
| PJ | Peta Joules |
| PND | Plan Nacional de Desarrollo |
| POT | Plan de Ordenamiento Territorial |
| PRAE | Proyectos ambientales escolares |
| REDBIOLAC | Red Colombiana de Energía de Biomasa |
| REDBIOLAC | Red de digestores para América Latina el Caribe |
| RSUO | Residuos Sólidos Urbanos Orgánicos (FORSU) |
| SUI | Sistema Único de Información |
| SuperServicios | Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios |
| t | Tonelada |

| | |
|-------------------|------------------------------------------------------|
| tCO _{2e} | Toneladas de dióxido de carbono equivalente |
| TEJ | Transición Energética Justa |
| TJ | TeraJoule |
| UAESP | Unidad Administrativa Especial de Servicios públicos |
| UNAL | Universidad Nacional de Colombia |
| UPME | Unidad de Planeación Minero Energética |
| ZNI | Zonas No Interconectadas |

1 INTRODUCCIÓN

Son bien conocidos los efectos negativos que los combustibles fósiles ocasionan al ambiente, como son: la emisión de gases efecto invernadero (GEI), su baja biodegradabilidad y el contenido de compuestos tóxicos; además a lo largo de su cadena productiva se producen impactos p.e.: en su etapa de extracción se afectan el entorno físico, suelo, agua y comunidades; en cualquier incidente de derrame durante su transporte ocasionan impactos negativos a corrientes de agua y/o suelo; durante su producción y transporte se producen residuos peligrosos, efluentes tóxicos entre otros. Además, al no ser renovables se tiene el fantasma del desabastecimiento permanente a causa de la incertidumbre en las reservas, necesitando grandes inversiones para encontrar nuevos yacimientos o contemplar la alternativa de la importación.

Es por esto, que el desarrollo de los biocombustibles, como fuente de energía renovable (FER), ha tomado importancia a nivel mundial para garantizar la soberanía energética de los países y la descarbonización de su Matriz Energética. Al ser biodegradables, con baja toxicidad y contribuir a la disminución de tCO_{2e} a la atmosfera, debido a su carbono neutralidad. Así mismo promueve el uso de tierras no aptas para la agricultura y la innovación en procesos de aprovechamiento de cultivos acuáticos y nuevos desarrollos.

Si adicionalmente, se parte de biomasa residual (BR), en un ejercicio de Economía Circular, se está valorizando un residuo que, de lo contrario, puede terminar en los rellenos sanitarios o generar impactos negativos al medio ambiente, olores ofensivos y atraer vectores; todo esto, derivado de una inadecuada gestión y su mala disposición en suelo o cuerpos de agua. Además, al ser subproductos, no se compite con alimentos y ayuda a incrementar la competitividad del sector agroindustrial, principal fuente de materia prima para estos biocombustibles.

Colombia no es ajena a este movimiento mundial, lo que se destaca en el Plan de Desarrollo Nacional (PND) 2022-2026 “Colombia potencia de la vida”, aprobado por el Congreso de Colombia mediante la Ley 2294 de mayo 19 de 2023. Fundamentado en 5 ejes estratégicos, de los cuales el cuarto es “Trasformación productiva, internacionalización y acción climática” enfocado principalmente en el fortalecimiento del campo; incluye programas estratégicos como la Transición energética Justa (TEJ), Desarrollo de la Bioeconomía, Basura Cero, Comunidades energéticas.

De acuerdo a los planteamientos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), las soluciones de bioenergía pueden jugar un papel estratégico para alcanzar las ambiciones de transición y política energética, tomando como referencia las oportunidades de emplear residuos y desechos de actividades agrícolas, industriales y municipales para la producción local de energía limpia. En tal sentido, para aprovechar de manera óptima estas oportunidades se requieren acciones para fomentar el desarrollo de generación de energía renovable a partir de lo cual se pueda potenciar la producción y uso de biocombustibles de segunda y tercera generación que incluya la implementación de

biorrefinerías en la búsqueda de productos sostenibles desde el punto de vista económico, energético y ambiental.

En este contexto, la Unidad de Planeación Minero Energético (UPME), en el desarrollo de sus funciones ha identificado la necesidad de realizar un estudio que permita estimar y caracterizar el potencial de producción en Colombia de los biocombustibles de segunda y tercera generación (BC2g&3G), así como la revisión a escala de prospección tecnológica de los diferentes tipos de biorrefinerías, materias primas y tecnologías potenciales a usar en Colombia. Este estudio fue contratado con el Consorcio Biocombustibles de Colombia, conformado por las empresas USAENE y TECSOL, como resultado del desarrollo de este proyecto se presenta en este informe el producto 2.

El alcance de este informe se estructura para dar cumplimiento a los términos de referencia siguiendo la metodología propuesta en el Plan de Trabajo (Producto 1). Se inicia en el capítulo 2 con la Clasificación de los Biocombustibles según varios autores y la descripción de las rutas tecnológicas disponibles para su producción, considerando que cada una de estas se pueden complementar e integrar bajo el concepto de biorrefinería. En el capítulo 3 se desarrolla una descripción del estado del arte referente a la producción de biocombustibles de segunda y tercera generación. De otra parte, en el capítulo 4 se realiza un análisis de la disponibilidad en Colombia de las materias primas para la producción de biocombustibles de segunda generación.

En el **capítulo 5**, para los ocho (8) biocombustibles definidos en el plan de trabajo de la presente consultoría, a saber, biodiésel, diésel renovable, biocombustible de aviación (ruta HEFA y FT), bioetanol, biobutanol, biometano/biogás, gas natural sintético y biohidrógeno, el equipo consultor llevó a cabo un análisis multicriterio para seleccionar cuatro biocombustibles y sus respectivas tecnologías de producción. Es importante señalar que para cada uno de los cuatro biocombustibles seleccionados se realizará una evaluación de análisis beneficio/costo bajo el concepto de biorrefinería para cada proceso de producción de cada biocombustible de acuerdo a lo definido en el plan de trabajo, lo cual será documentado en el Producto 3.

2 CLASIFICACIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES Y RUTAS DE PRODUCCIÓN

Los biocombustibles se definen como aquellos combustibles generados a partir de la conversión de biomasa; la cual se caracteriza por ser una fuente de energía renovable con gran variabilidad química debido a su naturaleza orgánica y amplia disponibilidad (Bonechi et al., 2017).

2.1 CLASIFICACIÓN

Según reportes de la literatura los biocombustibles pueden clasificarse de diferentes maneras: de acuerdo con su estado de agregación, madurez tecnológica de las rutas de procesamiento e inserción en el mercado y materia prima utilizada(Ruan et al., 2019)

2.1.1 De acuerdo con su estado de agregación

Tal como se muestra en la Figura 1, Teniendo en cuenta el estado de agregación los biocombustibles pueden clasificarse en Sólidos, líquidos y gaseosos (eurostat, n.d.)

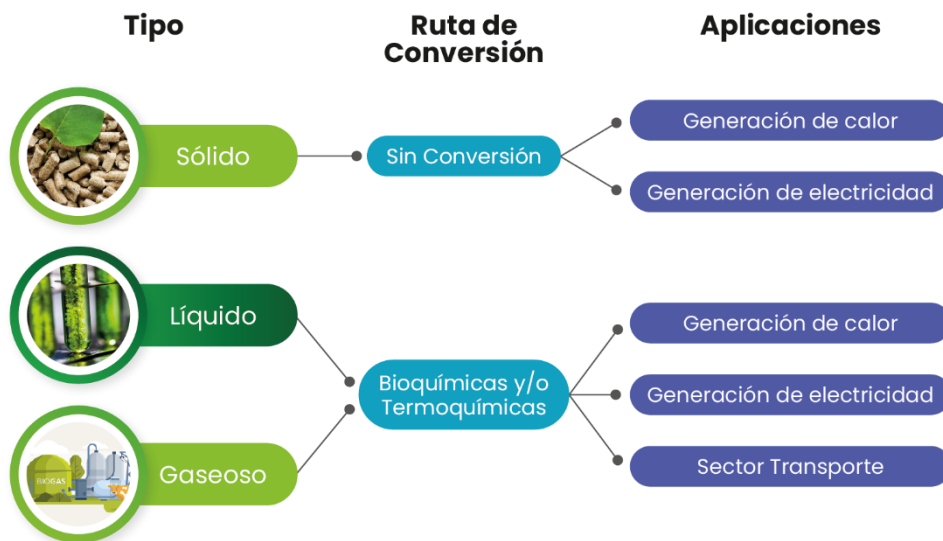


Figura 1. clasificación de biocombustibles de acuerdo con el estado de agregación

Los biocombustibles sólidos son material orgánico de origen biológico que usualmente son usados directamente sin conversión en la producción de calor y/o la generación de electricidad. Dentro de los biocombustibles sólidos se destaca: carbón vegetal, leña, residuos de madera, combustibles derivados de residuos (CDR), desechos animales entre otros.

Los biocombustibles líquidos, incluye todos los combustibles aptos para mezclarse con combustibles de origen fósil o sustituirlos; estos biocombustibles se obtienen a partir de rutas bioquímicas o termoquímicas destacándose el bioetanol, biodiesel, biogasolina, diesel renovable, biojet entre otros

Los biocombustibles gaseosos, son obtenidos a partir de rutas bioquímicas y termoquímicas destacándose el biogás, biometano y biohidrógeno

2.1.2 De acuerdo con la madurez tecnológica

De acuerdo con el grado de madurez tecnológica de la ruta de procesamiento y el tipo de materia prima, los biocombustibles han sido clasificados en convencionales y avanzados. Según Kargbo et al., 2021, el avance tecnológico se puede identificar en cuatro etapas: investigación, prototipo, demostración y comercial.

2.1.2.1 *Biocombustibles convencionales*

Los biocombustibles convencionales se caracterizan porque sus tecnologías han alcanzado un avance tecnológico a escala comercial. Los biocombustibles convencionales típicos incluyen bioetanol de caña de azúcar, bioetanol a base de almidón o “maíz”, biodiesel a partir cultivos oleaginosos y grasas animales, y Biogás. Éstos pueden mezclarse con combustibles derivados del petróleo, o utilizarse de forma autónoma

2.1.2.2 *Biocombustibles Avanzados*

Los biocombustibles avanzados se obtienen a partir de una amplia gama de materias primas que incluyen materiales lignocelulósicos procedentes de biomasa residual, cultivos energéticos específicos, algas y corrientes de desperdicio. Se producen a partir de rutas de procesamiento biológicas, bioquímicas, termoquímicas y catalíticas; las cuales se encuentran en etapas de investigación, demostración y precomercial. Dentro de los biocombustibles avanzados se destacan etanol celulósico, biometanol, DMF, Bio-DME, diésel Fischer-Tropsch, alcoholes mixtos y diésel renovable.

En la Figura 2, se presenta la distribución actual de algunos biocombustibles representativos teniendo en cuenta la madurez tecnológica en sus rutas de procesamiento

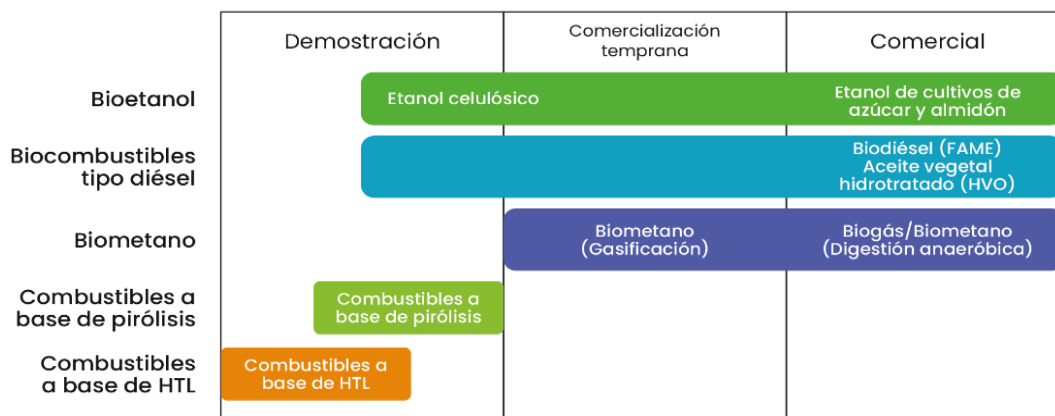


Figura 2. clasificación de biocombustibles de acuerdo con la madurez tecnológica.

Fuente Reporte EIA2023

2.1.3 De acuerdo con la materia prima utilizada

Esta clasificación se realiza teniendo en cuenta las características de materia prima utilizada para la obtención de biocombustibles encontrando cuatro generaciones, tal como se describe en la Figura 3.

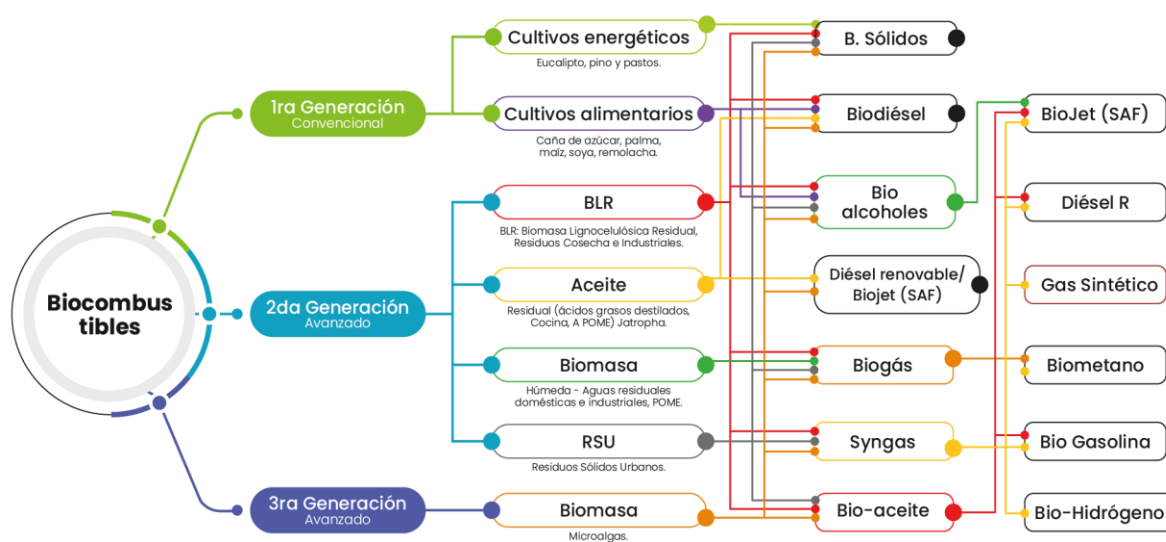


Figura 3. Clasificación de Biocombustibles de acuerdo con la materia prima.

Fuente: Elaboración propia

2.1.3.1 Biocombustibles de primera generación

Los biocombustibles de primera generación denominados también convencionales, se producen a partir de cultivos energéticos alimentarios (con alto contenido de azúcar, almidón y/o aceite); y grasas animales ((Marouane Bouchriha, 2023); utilizan tecnologías maduras en sus procesos de conversión; actualmente el bioetanol, biodiesel y biogas se reconocen como una estrategia promisorio para la descarbonización e independencia de los combustibles fósil. El uso de estos biocombustibles se ha expandido cerca de un 6% anual durante los últimos, excepto en 2020 en donde disminuyó debido a los impactos de la pandemia Covid 19; representando cerca del 3.5% de la demanda mundial de energía para el sector transporte principalmente terrestre ((IEA, 2021).

El uso de biocombustibles se fundamenta en el bajo impacto ambiental que genera su combustión en comparación con los combustibles fósiles. El dióxido de carbono liberado por un vehículo que utiliza bioetanol como combustible se compensa con el capturado por los cultivos que producen su materia prima; las emisiones de efecto invernadero GEI para bioetanol a base de maíz se reducen en promedio un 40% y para el bioetanol de caña de azúcar cerca de un 70 % con respecto a la de combustibles fósiles. Con respecto al biodiesel, de acuerdo con resultados del análisis de ciclo de vida realizado por el Laboratorio Nacional Argonne se determinó que las emisiones del biodiesel B-100 son un 74% mas bajas que las del Diesel de petróleo

Por otro lado, se ha podido evidenciar que biocombustibles se adaptan a los diseños de motores actuales y funcionan muy bien en la mayoría de las condiciones. Tiene mayor cetano y mejores propiedades lubricantes que los combustibles fósiles. Aún más, la durabilidad del motor aumenta cuando se utiliza biodiesel como combustible.

En Colombia, los biocombustibles constituyen una estrategia promisorio en el proceso de transición energética ya que promueven la diversificación de combustibles, reducción de emisiones contaminantes, y apoyo en el crecimiento económico. De acuerdo con Fedebiocombustibles en los últimos años esta industria ha permitido mitigar la emisión de 31 millones de toneladas de CO₂, y 735 toneladas de material particulado. Además, aportó el 5,8% al PIB agrícola del país y generando cerca de 90 mil puestos de trabajos en la cadena agroindustrial (El Tiempo, 2022)

Sin embargo, la viabilidad de los biocombustibles de primera generación es discutida, desde diferentes frentes el principal ha sido las materias primas ya que éstas son utilizadas también para el consumo humano, y se ha evidenciado un alza en los precios de alimentos y aumento en el uso de tierra para los cultivos.

Por otro lado, la competitividad comercial de los biocombustibles de primera generación en comparación con los combustibles fósiles es pobre debido a los altos costos de producción y procesamiento.

2.1.3.2 Biocombustibles avanzados

Los biocombustibles de segunda generación denominados también biocombustibles avanzados, son considerados sustentables teniendo en cuenta la no competencia de la materia con la producción de alimentos, su alta conversión energética, diversidad en los productos y la reducción de la huella de carbono; se producen a partir de materias primas no alimentarias como: biomasa lignocelulósica y materiales de desecho (RAENG, 2017) y sus tecnologías de procesamiento se encuentran en etapa de desarrollo.

Biomasa Lignocelulósica

La biomasa lignocelulósica (LCB) es un recurso natural renovable que proviene de diferentes sectores como la agricultura, silvicultura e industria; es considerada estratégica en la bioenergía debido a su composición, disponibilidad y bajo costo (Devi et al., 2022). La biomasa lignocelulósica es una matriz heterogénea compuesta principalmente por celulosa, hemicelulosa y lignina, componentes versátiles para la obtención de biocombustibles y productos de alto valor agregado; dependiendo de la fuente su composición puede variar, sin embargo, se ha podido establecer un rango entre 40-60% de celulosa, 20-40% de hemicelulosa y 10-24% de lignina (),

De acuerdo con reportes de la literatura a nivel mundial la producción anual de biomasa lignocelulósica es de aproximadamente 181,5 mil millones de toneladas, de las cuales sólo 8,2 mil millones de toneladas se utilizan para diferentes áreas de aplicación (Mujtaba et al., 2023)

Tal como se muestra en la Figura 4, la biomasa lignocelulósica se puede clasificar en Cultivos energéticos y biomasa lignocelulósica residual



Figura 4. Fuentes de biomasa lignocelulósica

Los cultivos energéticos dedicados son especies rusticas que se caracterizan por su adaptabilidad a diferentes entornos, lo que permite el uso de suelo poco fértil con mínimo consumo de fertilizantes, en este grupo se destacan especies herbáceas como miscantus; y especies leñosas de rotación corta como eucalipto, jatrofa; las cuales presentan excelente productividad y calidad de biomasa

La biomasa residual se puede clasificar en primaria, secundaria y terciaria. La primaria está constituida por residuos forestales (como copas de árboles, ramas entre otros) y agrícolas (paja, rastrojo etc). La secundaria se compone de residuos generados en el procesamiento industrial como bagazos, tortas, cascaras etc. La terciaria se compone de residuos sólidos municipales como residuos de maderas, fracciones de residuos orgánicos etc

Corrientes de desecho

Se han identificado una gran variedad de corrientes de desecho que son potenciales en la producción de biocombustibles. Actualmente se destacan corrientes solidas como el estiércol animal y plástico; dentro de las corrientes liquidas el aceite usado de cocina, aceite residual de industria y las aguas residuales domesticas e industriales son las más utilizadas

La conversión de las materias primas de segunda generación a biocombustibles se puede realizar a través de rutas termoquímicas (gasificación, pirolisis, combustión), biológicas (digestión y fermentaciones anaeróbicas) y químicas (transesterificación), produciendo biocombustibles solidos como el biochar; líquidos como Bioalcoholes (bioteanol, biobutanol, biometanol etc), biodiesel, diesel renovable, biogasolina, biojet, y biocombustibles gaseosos como el syngas, hidrogeno y metano.

La producción de biocombustibles de segunda generación se ha propuesto bajo el concepto de biorrefinería en donde a través de tecnologías de conversión física, termoquímica, bioquímica y catalítica (Velvizhiet al., 2022), se produce una amplia gama de productos, de base energética y base no energética (Margellou et al.,2023; Sharma et al., 2018a). Dentro de la base energética se encuentran biocombustibles en fase sólida, liquida y gaseosa (Rodionova et al.,2022) y dentro de la gama no energética se han identificado productos de alto valor agregado como xilooligosacáridos, xilitol, recubrimientos y furanos, ácido levulinico, furfural entre otros.

Este tipo de esquemas tienen una serie de beneficios desde el punto de vista de sostenibilidad; sin embargo, existen barreras en etapas de procesamiento como: recolección y almacenamiento de materia prima, pretratamiento de biomasa, producción de enzimas etc ; que aun restringe su rentabilidad y comercialización; en respuesta a esta situación se han propuesto diferentes alternativas desde el punto de vista conceptual y experimental apoyados en grupos interdisciplinarios y avances tecnológico con resultados favorables a escala laboratorio pero aún no han sido escalados; también se ha propuesto la integración de biorrefinería de segunda generación con las refinerías petroquímicas ya existentes la cual puede disminuir significativamente los costos operativos y de capital (Yadav, et al 2023).

2.1.3.3 Biocombustibles de Tercera Generación

Los biocombustibles de tercera generación utilizan como materia prima biomasa proveniente del cultivo de organismos acuáticos autótrofos denominados algas, las cuales utilizan luz, dióxido de carbono y nutrientes para producir la biomasa. De acuerdo con su tamaño las algas se pueden distinguir en macroalgas y microalgas; actualmente las microalgas han sido consideradas materia potencial en la producción de biocombustibles debido a:

Las condiciones de Cultivo

El cultivo de microalgas ha demostrado tener varias ventajas en comparación con otros cultivos, ya que estas especies pueden crecer en tierras áridas, no son exclusivas de agua dulce (pueden ser cultivadas en aguas residuales y de mar) y su requerimiento de carbono se puede suplir utilizando corrientes de CO₂ residual en condiciones autotróficas y mixotróficas sirviendo así como sumidero natural de carbono; también usarse compuestos orgánicos de desecho como vinazas en condiciones heterotróficas en donde se realiza una biorremediación obteniendo aguas más limpias y biomasa de alta calidad.

Productividad de la Biomasa

El rendimiento de la biomasa de microalga esta entre 15 y 25 ton/ha/año. Tomando los lípidos que son uno de los metabolitos de mayor proporción en la biomasa, se tiene que al asumir el 30% de contenido en lípidos, equivale a 4.5-7.5 ton/ha/año. Esta cantidad es más alta comparada con la producción de aceite de soya (0.4 ton/ha/año), colza (0.68 ton/ha/año), palma (3.62 ton/ha/año), y jatrofa (4.14 ton/ha/año).

Versatilidad de productos

La biomasa de microalga contiene metabolitos como lípidos, carbohidratos, proteínas, ácidos grasos poliinsaturados (PUFA), pigmentos y antioxidantes en diferentes proporciones dependiendo de la especie. Esta composición permite la integración de procesos en una biorrefinería, en donde se pueden extraer una gran cantidad de subproductos de forma secuencial o simultánea junto a los biocombustibles, disminuyendo costos operativos e impacto ambiental asociado a disposición de corrientes.

En este sentido, los biocombustibles de tercera generación también se han propuesto desde el enfoque de biorrefinería, distinguiendo cuatro etapas principales: cultivo, cosecha, extracción y purificación de los productos. Diferentes rutas de conversión han sido propuestas, sin embargo,

la selección depende de la cantidad de biomasa, el producto a obtener y el costo de procesamiento en donde se ha identificado como los principales cuellos de botella las etapas de cosecha y extracción con altos requerimientos de energéticos y costos de operación.

Dichos esquemas conceptuales de biorrefinerías han sido evaluados a partir de análisis técnico-económico y de ciclo de vida principalmente, en donde se identifica el alto requerimiento de combustibles fósiles en etapas de procesamiento como cosecha y secado (Dasan et al 2019), el potencial de las aguas residuales como medio de cultivo de las algas (Ashokkumar et al 2019), y la posibilidad de direccionar corrientes de desecho generada en la producción de biocombustible para el crecimiento de biomasa de microalgas y ésta utilizarla como materia prima para la obtención de productos de alto valor agregado (Javed et al 2019)

Banu et al 2020, realizó un análisis técnico económico para tres rutas de biorrefinerías: En el primer esquema se obtiene biodiesel, pigmentos y alimento animal; en el segundo esquema biogas y pigmentos; y en el tercero biohidrógeno y pigmentos. Los resultados muestran que en la actualidad estas biorrefinerías no son económicamente viables teniendo en cuenta que el precio de venta en el mercado de los biocombustibles y los otros productos obtenidos no compensan los costos de producción. El principal costo en estos esquemas se identificó en el cultivo el cual represento el 65% del costo total en el esquema de producción

Actualmente, se identifican en el mercado 9 empresas localizadas en Estados Unidos, Israel y Australia quienes producen biocombustibles como: biodiesel, bioetanol y biogas a pequeña escala y productos comerciales como: alimento animal, pigmentos, antioxidantes

2.1.3.4 Biocombustibles de Cuarta Generación

Las tecnologías para la producción de biocombustibles de cuarta generación, se considera en etapa de desarrollo y propone que los cultivos de biomasa se consideran componentes eficientes de “captura de carbono” que extraen CO₂ de la atmósfera. La biomasa rica en carbono se convierte luego en combustible mediante técnicas utilizadas en segunda generación. Fundamentalmente, antes, durante o después del proceso de bioconversión, el dióxido de carbono se captura mediante la utilización de los procesos llamados de precombustión, oxcombustible o poscombustión. Los biocombustibles de cuarta generación son el biohidrógeno, el biometano y los biocombustibles sintéticos.

2.2 RUTAS DE PRODUCCIÓN

Con el fin de introducir al lector al tema en este numeral se describe brevemente las diferentes conceptos y etapas de procesos necesarios para entender las rutas de producción de los biocombustibles que se abordaran en el capítulo siguiente.

Las rutas de procesamiento para la obtención de biocombustibles a partir de biomasa se pueden clasificar en bioquímicas, termoquímicas y fisicoquímicas tal como se muestra en la Figura 5 (Marulanda et al., 2019) .

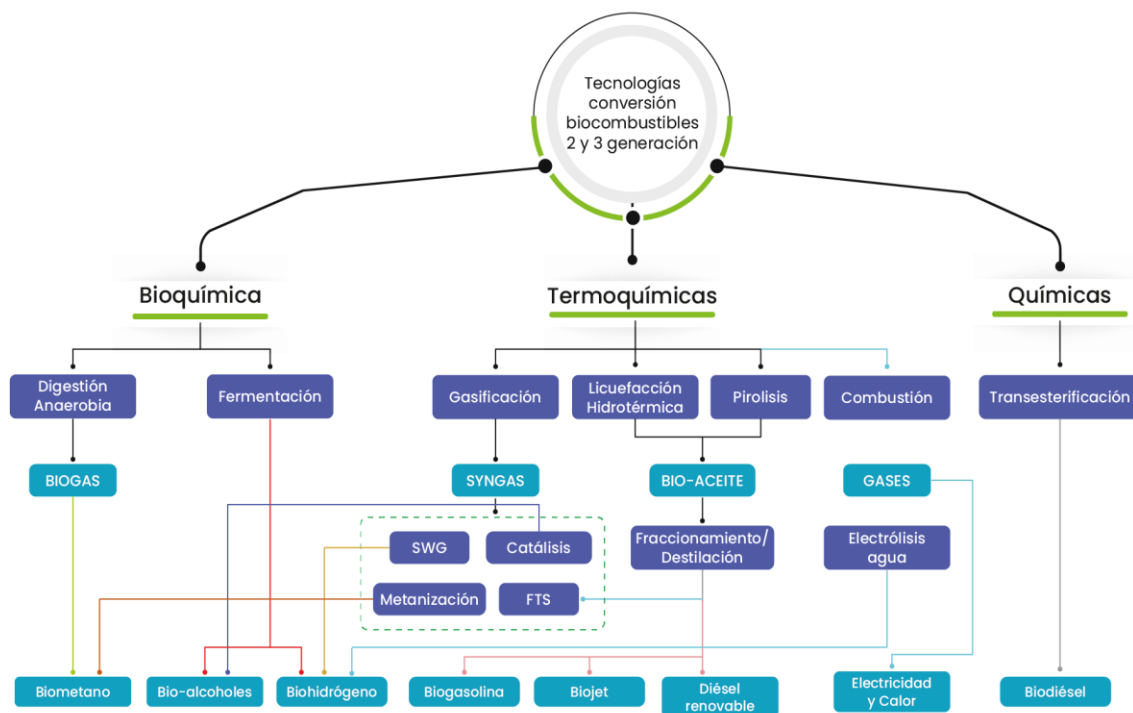


Figura 5. Rutas de Producción de biocombustibles

Previo a estas rutas de transformación para la biomasa es importante contemplar la transformación física que se usan principalmente para acondicionar la biomasa a los requerimientos de cada tecnología, además de incrementar su densidad energética y reducir costos de logística en el transporte, almacenamiento y acondicionamiento de la biomasa. Con esta transformación se busca disminuir la humedad, reducir su tamaño y compactar la biomasa, aumentando la rentabilidad energética.

2.2.1 Transformación física

Dependiendo de su origen, estructura, composición y contenido de humedad la biomasa presenta gran heterogeneidad en sus propiedades físicas por tanto es necesaria someterla a pretratamientos con el fin de disminuir la humedad, reducir su tamaño y compactar la biomasa,

acondicionándola a los requerimientos de cada tecnología para aumentar la rentabilidad energética (Sanchez, 2023).

2.2.1.1 Reducción de humedad

La humedad en la biomasa sólida varía por lo general entre 10-60%, dependiendo del tipo, el origen y el momento de recolección. Para su uso en procesos Termoquímicos es conveniente mantener el contenido de humedad por debajo del 20%, para evitar peso innecesario durante el transporte, reducir problemas de biodegradación e incrementar la eficiencia de transformación; debido a que parte de la energía es absorbida en la evaporación del agua y produce inquemados que aumentan la contaminación.

El secado de la biomasa se puede realizar de forma natural, mediante secado forzado o por Termogénesis. Durante el secado forzado, es importante controlar la velocidad y temperatura del agente secante, para garantizar la reducción de humedad sin comprometer la rentabilidad del proceso (Sanchez, 2023).

2.2.1.2 Reducción de tamaño

El objetivo de este tratamiento es llevar el material a la granulometría óptima encontrando el equilibrio entre la eficiencia en la conversión energética y el costo del pretratamiento. Esto trae como ventajas al proceso el incremento de la densidad aparente, el aumento de la superficie específica de la partícula, facilita su manejo y secado, baja costos de transporte y se tiene un producto final con propiedades físicas homogéneas.

Los métodos comúnmente empleados son el astillado, la molienda, la disgregación y el triturado, dependiendo la tecnología en la que se va a emplear la biomasa. Estos procesos consumen energía, lo que incrementa los costos de adecuación de la biomasa (Sanchez, 2023).

2.2.1.3 Compactación

Con el fin de aumentar la densidad aparente, para facilitar el transporte y unificar el tamaño de material para mejorar rendimientos de algunas tecnologías, se utilizan mecanismos de compactación que incrementan la densidad energética (KJ/m^3) como: Empacado, enfardado, peletizado y briqueteado (Sanchez, 2023).

2.2.2 Rutas bioquímicas

Las rutas de conversión bioquímica permiten obtener biomoléculas con aplicación en industrias como farmacéutica, alimenticia y biocombustibles como bioalcoholes, biohidrógeno y

biometano a partir de la degradación de un sustrato orgánico en presencia de microorganismo (Saravanan et al., 2023). A nivel industrial se destaca la fermentación alcohólica y la digestión anaerobia ((Meena et al., 2021). La principal diferencia entre ambos tratamientos es la presencia de oxígeno en el medio en el que se realizan. La elección de un tratamiento u otro dependerá del tipo de biomasa, su composición química y el objetivo final que se pretende lograr.

2.2.2.1 Fermentación alcohólica

La fermentación alcohólica un proceso bioquímico en donde hidratos de carbono se convierten en alcohol. Dependiendo de las características del sustrato, se utiliza una bacteria o levadura específica. Esta tecnología ha sido ampliamente aplicada en la producción de bioetanol y para la obtención de bioetanol lignocelulósico se han propuesto diferentes estrategias de integración de las etapas de sacarificación y fermentación de tipo reacción-reacción y reacción-separación, las cuales han permitido obtener mejores condiciones de operación, mayor eficiencia, y menor consumo energético. En la Figura 6, se esquematiza las posibles configuraciones

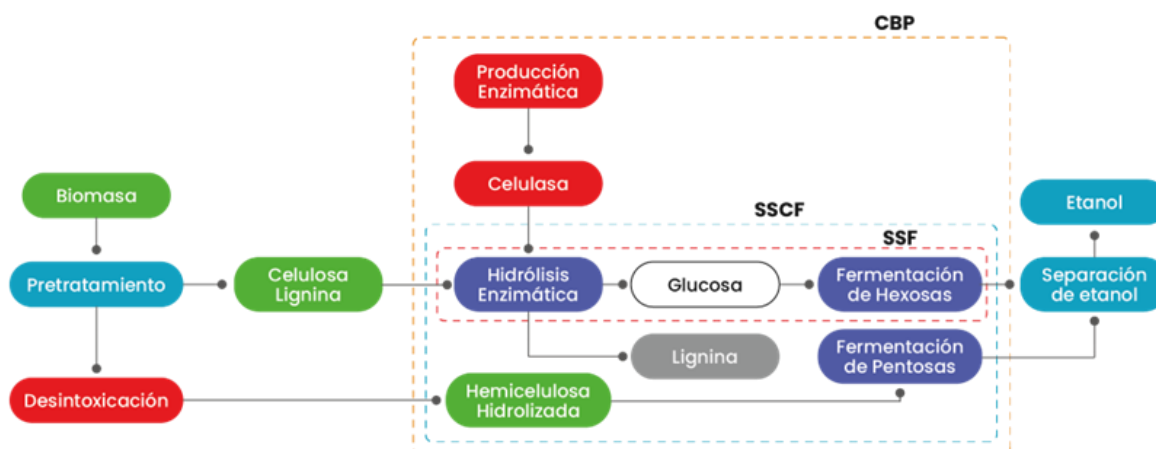


Figura 6. Estrategias para integración de las etapas de hidrólisis y sacarificación
Fuente: (Hamelinck, et al 2005).

En los procesos SHF (Hidrólisis y fermentación separada), se realiza una etapa de hidrólisis y una posterior fermentación. La ventaja de separar las etapas de hidrólisis y fermentación es que ambas pueden realizarse a sus condiciones óptimas. La hidrólisis se realiza a la temperatura óptima de la enzima mientras que la fermentación a la temperatura óptima del microorganismo (Kim, Lee, & Pak, 2011). En los procesos de una etapa, la hidrólisis y la fermentación ocurren en el mismo reactor, reduciéndose la inhibición por producto final.

Tiene un menor costo de inversión por ocurrir en un mismo equipo, pero posee la desventaja de necesitar diferentes condiciones óptimas de pH y temperatura, por lo que se requiere utilizar

microorganismos termo-tolerantes. En este tipo de procesos, se han planteado algunas alternativas novedosas que permitirían el incremento de la velocidad de hidrólisis y la consiguiente mejora en el rendimiento global de la producción de etanol.

La sacarificación y fermentación simultánea (SSF), en la cual se emplean celulasas junto con la presencia de un microorganismo productor de etanol, tiene como ventajas que se mejora el rendimiento de la etapa debido a la remoción de la lignina que inhibe al complejo enzimático de celulosa, sin embargo, aún restan resolver algunas desventajas técnicas del método.

La temperatura óptima de la SSF es alrededor de 38°C, la cual se encuentra en el rango de la temperatura óptima de la hidrólisis (45-50 °C) y la fermentación (30 °C) (Öhgren, Bura, Lesnicki, Saddler, & Zacchi, 2007).

Se han usado levaduras y bacterias termotolerantes en la SSF para aumentar la temperatura cerca del valor óptimo de la hidrólisis. Kadam & Schmidt (1997) determinaron que una levadura termotolerante (*Cándida ácido thermophilum*), producía el 80 % en peso del rendimiento de etanol teórico a 40 °C usando abedul pretratado con ácido diluido como sustrato (DOE 2003). Las experiencias llevadas a cabo con esta configuración para materiales lignocelulósicos, muestran la disminución en el tiempo de conversión de celulosa a bioetanol que van desde 14 días hasta 3-7 días (Shao, Lynd, & Wyman, 2009) (Spatari, Bagley, & MacLean, 2010).

2.2.2.2 DIGESTION ANAEROBICA

Consiste en un complejo sistema de reacciones en ausencia de oxígeno, que pasa por varias etapas con la intervención de diferentes bacterias para la producción de biogás; formado mayoritariamente por metano y dióxido de carbono. Inicia con la hidrólisis, etapa en la que los compuestos complejos presente en la biomasa se transforman en compuestos solubles más simples como azúcares, ácidos grasos, aminoácidos, entre otros. Estos compuestos son transformados, mediante bacterias acetogénicas, en ácidos grasos de cadena corta, hidrogeno y CO₂. Finalmente, las bacterias metanogénicas entran en acción, transformando el H₂ y CO₂ en CH₄ y las bacterias acetoclásticas transforman el ácido acético en CH₄ y CO₂. (Sanchez, 2023).

En esta ruta tecnológica para la producción de biogás, se pueden encontrar en el mercado 2 corrientes fundamentalmente. Digestión anaerobia seca y digestión anaerobia húmeda, dependiendo de la concentración de sólidos suspendidos del sustrato (ver Figura 7).

El Biogás, es un gas combustible renovable compuesto principalmente de CH₄ y CO₂ y otros gases como el H₂S que, debido a corrosividad, es importante retirarlo antes de dar uso al Biogás para la generación de energía térmica o eléctrica. El Biometano es una mezcla gaseosa combustible a base de metano (superior al 95%) de características físico químicas equivalentes a las del gas natural, que permite su uso como complemento o sustituto en mezclas directas, sin mayores

restricciones, puede ser inyectado a la red de distribución del Gas Natural para su consumo masivo o como combustible vehicular (GNV).

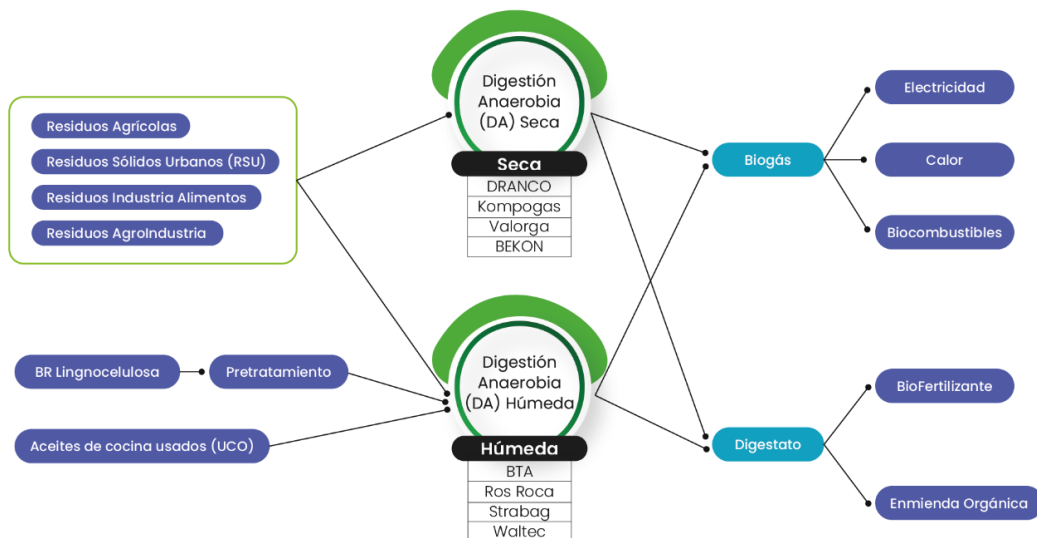


Figura 7. Ruta de producción de biogás por DA

Fuente. Elaboración Propia

Para la obtención de Biometano a partir de Biogás se conocen varias rutas tecnológicas algunas de ellas se presentan en la Figura 8.

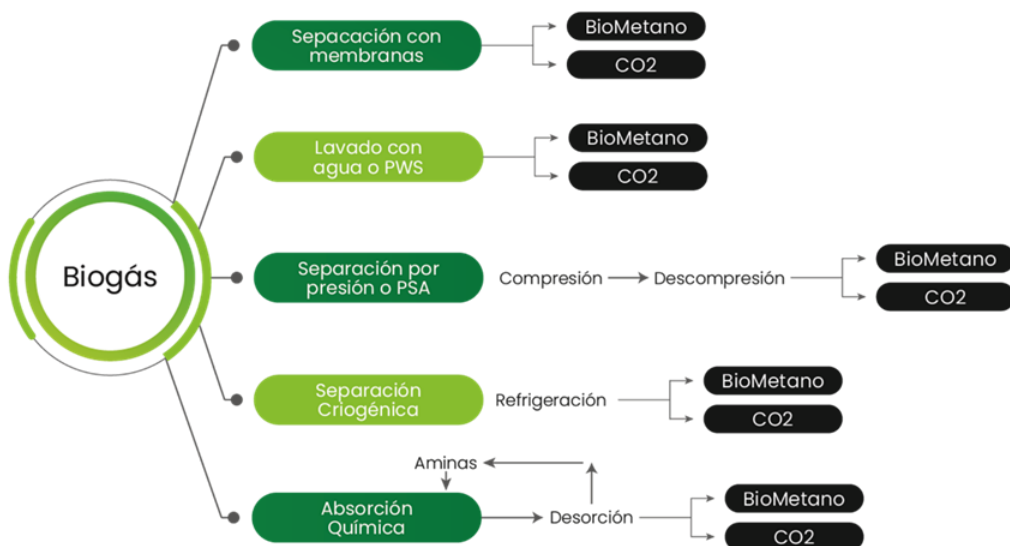


Figura 8. Rutas tecnológicas para la obtención de biometano

Fuente: Elaboración propia

2.2.3 Rutas Termoquímicas

Las rutas termoquímicas involucran la degradación de la biomasa principalmente lignocelulósica (madera cultivos energéticos, residuos sólidos municipales y residuos de la agricultura y la silvicultura) utilizando altas temperaturas en ambientes con o sin oxígeno. Como se ha mencionado la biomasa lignocelulósica está compuesta por celulosa, hemicelulosa y lignina. La hemicelulosa se descompone en un rango de temperatura de 200 a 380°C, la celulosa se descompone entre 320 y 400°C y la lignina se descompone por encima de los 400°C

2.2.3.1 Combustión

La combustión es la ruta termoquímica más utilizada a lo largo del tiempo; consiste en una reacción de oxidación de la biomasa que se lleva a cabo a altas temperaturas y en presencia de una cantidad de oxígeno suficiente que permite obtener gases a altas temperaturas como CO₂, SO₂, N₂ y vapor de agua principalmente, además de cenizas. Estos gases se emplean para producir electricidad o energía térmica. Un esquema general se presenta en la figura 9.



Figura 3. Esquema del proceso de combustión de la biomasa. Fuente: elaboración propia (basado en Sebastián, 2017).

*Figura 9. Ruta de combustión de la Biomasa.
Fuente Sanchez, 2023*

En la actualidad es considerada una tecnología madura que ofrece aplicaciones desde pequeña escala como el uso residencial direccionada hacia la generación de electricidad, hasta gran escala en centrales eléctricas y plantas combinadas de calor y electricidad generando cientos de megavatios. Existe una gran variedad de materias primas que incluyen biomasa leñosa, residuos biogénicos de agricultura, industria y uso residencial

Se ha podido evidenciar que la combustión de biomasa puede reducir las emisiones GEI hasta en un 90% en comparación con las alternativas fósiles debido a que el CO₂ que se produce es absorbido durante el crecimiento de la biomasa; actualmente, los esfuerzos tecnológicos se orientan hacia cadenas de valor para la captura, transporte y secuestro de CO₂ y las plantas de combustión con tecnologías innovadoras incluyen la combustión química en circuito, la cual se caracteriza por presentar concentraciones más altas de CO₂, lo que permite reducir los costos de secuestro de carbono

2.2.3.2 Gasificación de biomasa.

La gasificación es una tecnología del siglo pasado, originalmente se aplicaba al carbón para obtener gases combustibles (gas de alumbrado) y durante la segunda guerra mundial la Alemania Nazi se abasteció de combustibles mediante la gasificación de carbón y sometiendo el gas pobre obtenido a la síntesis de Fisher Tropsch, con la cual obtenía los combustibles líquidos que necesitaba para movilizar sus tropas terrestres y aéreas; posteriormente cae en desuso por la bonanza de combustibles fósiles derivados del petróleo, no obstante, ante el fantasma del agotamiento de esos recursos y la toma de conciencia de la problemática de su uso indiscriminado causante del cambio climático reflejado en el calentamiento global que está causando estragos por todo el mundo se vuelven los ojos a esta tecnología pero aplicada a la biomasa como fuente energética renovable carbono neutral.

Se trata de un proceso termoquímico en el que el sustrato carbonoso es convertido en un gas mediante una serie de reacciones, bajo condiciones de alta temperatura y en presencia de un agente gasificante (aire, oxígeno, vapor de agua, etc). Es un proceso de oxidación parcial, el gas obtenido es una mezcla de monóxido de carbono, hidrógeno, metano y otros gases inertes. Dependiendo del tipo de agente gasificante se obtienen diferentes calidades de gases. Si es aire se logra gas pobre y si es oxígeno se obtiene gas rico, con mayor poder calorífico. El gas obtenido se puede emplear como combustible para la generación de energía térmica, eléctrica o mecánica y para la síntesis de productos químicos incluidos biocombustibles.

En el proceso de gasificación, la celulosa se transforma en hidrocarburos más ligeros, incluso en monóxido de carbono e hidrógeno. Esta mezcla de gases llamada gas de síntesis o “syngas”, tiene un poder calorífico inferior (PCI) del orden de la sexta parte del PCI del gas natural, cuando se emplea aire como agente gasificante.

El rendimiento del proceso de gasificación varía dependiendo de la tecnología, el combustible (tipo de biomasa) y el agente gasificante que se utilice, en el rango de 70-80%. El resto de la energía introducida en el combustible se invierte en las reacciones endotérmicas, en las pérdidas de calor de los reactores, en el enfriamiento del syngas, necesario para su secado (eliminación de vapor de agua), filtración, y en el lavado (cuando es necesario eliminar los alquitranes).

La gasificación es una tecnología amigable con el medio ambiente: reduce la emisión de GEI y elimina los residuos, evitando emisiones de metano y la contaminación de cuerpos de agua. Lo que ha propiciado un notable incremento en su aplicación para síntesis de combustibles alternativos con base renovable; como son el bio-metano, FT diesel, etanol y el metanol.

Los factores que afectan la gasificación se clasifican en tres grupos, condiciones de operación, agentes de reacción y características de la biomasa. Dentro de las condiciones de operación se puede destacar la Temperatura del proceso: las reacciones de gasificación del carbonizado se logran a temperaturas mayores a 500°C.; el Tiempo de residencia: este va influir de acuerdo al

tiempo en el que se permita que el agente oxidante reaccione con el carbonizado (producto de la pirólisis), al aumentar el tiempo se reduce la cantidad de material sólido y de alquitranes.

Como agente oxidante se puede utilizar aire, oxígeno, dióxido de carbono, vapor de agua o una mezcla de estos. Al utilizar aire, se obtiene un poder calorífico de 4 a 6 MJ/Nm³, debido a la presencia de N₂ en la reacción; al utilizar oxígeno o vapor de agua se obtiene un gas con poder calorífico de 10 a 15 MJ/Nm³ y de 13 a 20 MJ/Nm³ respectivamente. Cuando se utiliza hidrógeno se obtiene un poder calorífico superior de 40 MJ/Nm³.

La materia prima es el carbonizado obtenido del proceso de pirólisis, los compuestos inorgánicos que se encuentren en el carbonizado pueden llegar a tener un efecto catalizador en las reacciones; esto depende de la composición química de las cenizas y su peso en el carbonizado, por lo general se presenta aglomeración de cenizas en procesos termoquímicos, formando una capa en el interior del equipo, lo cual no permite el flujo de biomasa al interior del equipo.

Esta tecnología involucra la pirolisis, oxidación parcial e hidrogenación. La temperatura de gasificación depende de las características de la materia prima y suele oscilar entre 800 y 1300 °C. Las reacciones de gasificación utilizan como medio de reacción gases, vapor o agua subcrítica o supercrítica. El medio gaseoso incluye aire, oxígeno o una mezcla de estos. La siguiente figura presenta las etapas y reacciones presentes en la gasificación.

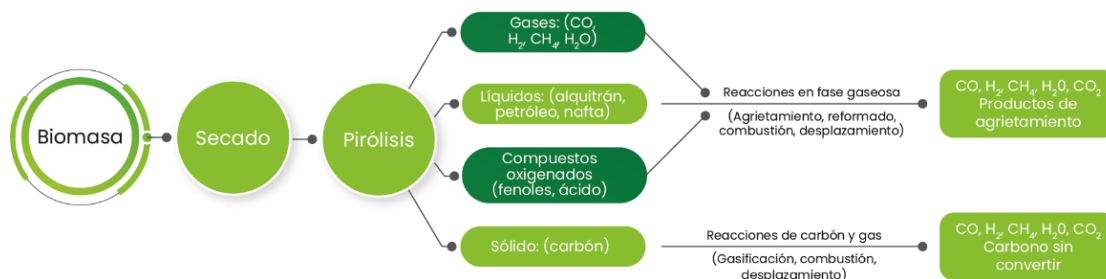


Figura 10. Ruta de procesamiento Gasificación
Fuente Adaptado de J. Zhang & Zhang, 2019

2.2.3.3 Pirolisis

De acuerdo con la American Society for Testing and Materials (ASTM D4175-17b), la pirolisis se define como la descomposición de materiales orgánicos por calentamiento en ausencia de oxígeno, dando lugar a la formación de nuevas moléculas de menor peso molecular. Dicha descomposición se lleva a cabo en un rango de temperatura entre 400 y 700°C, normalmente a presión atmosférica. Se presenta, en los anteriores procesos térmicos como una etapa de la gasificación y la combustión.

Como resultado, se obtienen productos sólidos carbonosos (formados por la fracción no volátil de la biomasa, con elevado contenido en carbono, denominado biochar o carbón vegetal), líquidos (formada por compuesto orgánicos de diferente naturaleza, denominada bio-oil o bioaceites) y gaseosos conocido como Syngas (mezcla de CO y CO₂, H₂ e hidrocarburos ligeros como el CH₄) (Sanchez, 2023). Tal como se presenta en la Tabla 1, teniendo en cuenta las condiciones de operación, la pirolisis puede ser clasificada en lenta, intermedia y rápida; Actualmente, la pirolisis rápida ha ganado mucha atención dentro de los procesos de conversión de biomasa debido al alto rendimiento de la fracción líquida (60-75%), el principal requisito para éste tipo de pirolisis es la alta tasa de transferencia de calor, para alcanzar altas temperaturas (400-900 °C) en tiempos de residencia muy cortos (generalmente menos de 2 segundos)

Los rendimientos de cada una de las fracciones obtenidas dependen de la naturaleza de la materia prima, las condiciones de operación (velocidad de calentamiento, tiempo de residencia, temperatura) y configuración del proceso.

El bioaceite puede usarse como combustible para la generación de electricidad, como fuente de productos químicos con valor agregado (agente espumante, biofertilizantes de lenta eliminación de N, preservante de madera, insecticidas biológicos, aditivos para la alimentación e industria farmaceutica); como combustible para el transporte convencional. Para esta última aplicación se ha utilizado el bioaceite como mezcla con combustible fósil lo que ha proporcionado una mejora en la calidad y estabilidad; también se ha llevado a una mejora catalítica para producir productos refinados.

El gas no condensable ha sido analizado como fuente de energía siendo aplicado para autosostener el proceso de pirolisis y secado de materia prima, lo cual disminuye el uso de combustibles fósiles; también se ha estudiado la posibilidad de separar biocombustibles presentes en dicha matriz como el hidrogeno y el metano.

El sólido obtenido puede emplearse como combustible o como sólido adsorbente, muy apetecido últimamente debido a su capacidad de captura de carbono al aplicarse para restauración de suelos.

2.2.3.4 LICUEFACCION HIDROTERMICA

La licuefacción hidrotérmica (HTL) es un proceso termoquímico utilizado para biomasa con un porcentaje de humedad alto (80%), dentro de las condiciones de operación se destaca temperatura relativamente baja (300 a 400 °C) y alta presión (40 a 200 bar); al igual que en la pirolisis se obtiene como productos bioaceite, biocarbon y gas.

La composición de estos productos depende del tipo de materia prima, pero se ha identificado que se puede obtener entre un 10-73% de aceite, 8-20% de gas y 0.2-0.5% de bicarbon. El bioaceite producido contiene menos oxígeno que el bioaceite generado por pirólisis. La HTL es

un tratamiento más caro que la pirólisis y gasificación. Además, su balance energético se considera desfavorable si el contenido de agua de la biomasa supera el 90%.

La ruta del HTL de la biomasa consiste en tres pasos principales: despolimerización seguida de descomposición y recombinación

2.2.4 Ruta fisicoquímicas

2.2.4.1 *Trasesterificación*

En la tecnología de “transesterificación alcalina homogénea” se pueden usar cualquiera de las generaciones (1G, 2G o 3G) de aceites o grasas disponibles o mezclas que junto con un alcohol (generalmente metanol). Estas materias primas son transformadas a metilésteres de ácidos grasos conocidos **como biodiésel**; esta tecnología es actualmente la más usada a nivel industrial y comercial.

Es importante señalar que actualmente todas las tecnologías comerciales en la etapa principal de transesterificación tienen similitudes en las condiciones de temperatura (60-65°C), presión (atmosférica) y relación alcohol: aceite (6:1 a 9:1), pero con diferentes configuraciones en el proceso global de producción que incluye otras etapas, de acuerdo con lo presentado por Compañías licenciadoras de tecnologías de producción de biodiésel tales como: **Desmet Ballestra, Lurgi, Crown Iron y Henkel**.

2.2.4.2 *Tecnologías HVO/ HEFA*

Estas tecnologías involucran el hidro procesamiento de materias primas como grasas, aceites (vegetales, usados, y provenientes de algas); y productos intermedios de procesamiento termoquímico de biomasa (aceites pirolíticos y hidrotérmicos), para producir HVO/HEFA. El esquema de procesamiento se presenta en la Figura 10

El pretratamiento de la materia prima se direcciona hacia la eliminación de impurezas, pigmentos, jabones entre otros. Posteriormente, se lleva a cabo el proceso de hidrotratamiento en donde la materia prima pretratada se combina con el hidrogeno en reactores de lecho fijo a temperaturas aproximadas de 350 a 450 °C, en presencia de catalizadores como CoMo y NiMo, en esta etapa el oxígeno se elimina en forma de agua y CO₂

Posteriormente se realiza un hidro craqueo e isomerización a los alcanos lineales resultantes; permitiendo la producción preferida de una fracción de diésel o de queroseno. La separación de estas fracciones se consigue mediante destilación.

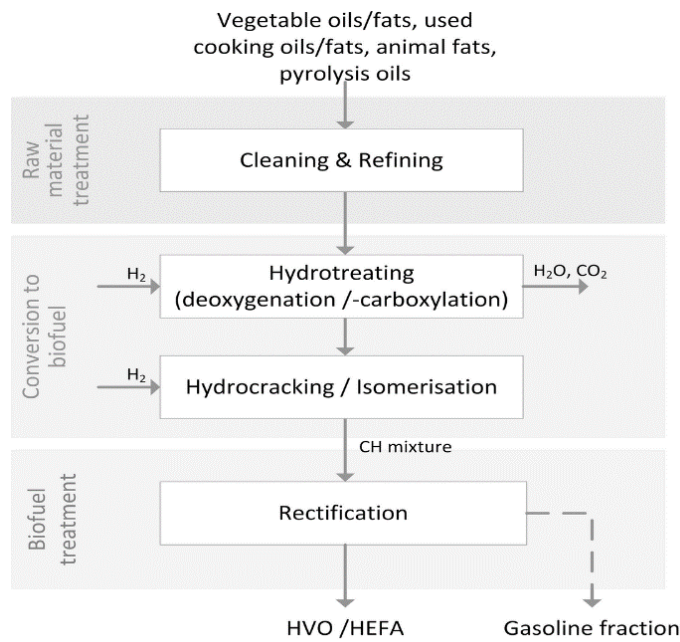


Figura 11. Rutas de producción combustibles HVO y HEFA

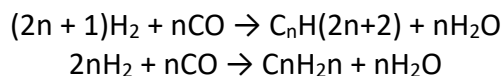
Los productos secundarios del proceso son el gas combustible, que puede utilizarse para obtener energía, y una pequeña cantidad de biogasolina. El producto principal HVO/HEFA tiene una química y propiedades similares a las de los combustibles sintéticos BtL (p.e., diésel Fischer-Tropsch).

Los biocombustibles denominados HVO/ HEFA, se identifican como combustibles directos ya que son muy similares a los combustibles a base de petróleo. Se pueden utilizar en motores diésel sin necesidad de mezclarlos con combustible diésel de petróleo. Actualmente, los combustibles HEFA están aprobados por ASTM International para su uso en motores a reacción en una tasa de mezcla de hasta el 50% con combustible para aviones a base de petróleo.

El combustible escalado a nivel industrial con esta tecnología es el aceite vegetal hidrotratado (HVO) conocido también como diésel renovable; sin embargo, también se ha producido combustibles para aviones con esta tecnología como el biojet

2.2.4.3 Síntesis FISHER TROPSCH

La síntesis FT se basa en la conversión de una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno en hidrocarburos líquidos. La síntesis FT se puede representar por las reacciones químicas de la siguiente manera:



El proceso, produce combustibles sintéticos y productos químicos principalmente a partir de gas natural y gasificación de carbón a gran escala, y últimamente se explora su uso a partir de biomasa. Este proceso es conocido por ser utilizado en Sudáfrica por Sasol y en la planta de gas a líquido (GTL) operada y construida por Shell en Bintulu, Malasia.

Dependiendo de la temperatura de reacción, el proceso de Síntesis FT se puede dividir en baja temperatura (LTFT, 200–260 °C) y alta temperatura (HTFT, 300–350°C). Durante LTFT (hasta 260°C) una fracción mayor de hidrocarburos de alto punto de ebullición (por encima de 360°C) es producido. También el rendimiento total de destilado es mayor que durante HTFT. Una temperatura más alta conduce a una velocidad más rápida, reacciones y tasas de conversión más altas, también tiende a favorecer cadenas más cortas y metano, olefina y producción de aromáticos. Las presiones típicas van desde una a varias decenas de atmósferas. Aumentando la presión conduce a tasas de conversión más altas y formación de los tan deseados alcanos de cadena larga. Incluso presiones más altas serían favorables, pero los beneficios pueden no justificar los costos adicionales de alta presión, equipos y costos de presurización.

Se puede usar una variedad de catalizadores para el FT proceso, pero los más comunes son metales de transición como el cobalto, el hierro y el rutenio. Níquel también podría usarse, pero tiende a favorecer la formación de metano. En LTFT se utilizan catalizadores a base de cobalto o hierro principalmente, mientras que en HTFT solo se utilizan catalizadores en base hierro.

La ventaja de los catalizadores a base de cobalto es una vida útil mucho más larga. Hidrocarburos menos insaturados y alcoholes se producen en comparación con catalizadores de hierro. Por otro lado, Los catalizadores a base de hierro son más tolerantes al azufre y también pueden ser utilizados para ajustar la relación $H_2:CO$ si es inferior a 2 por medio de la reacción de desplazamiento agua-gas.

3 BIOCOMBUSTIBLES SEGÚN CLASIFICACIÓN:

Con el fin de facilitar la comprensión del lector este capítulo presenta el estado del arte de los biocombustibles presentados en figura 3 analizando las rutas tecnológicas presentadas en la figura 4. En el análisis se considerará el origen de las materias primas siguiendo la clasificación de primera, segunda y tercera generación. Se analizan datos generales como la producción y tendencia nacional e internacional; información económica preliminar según datos la literatura y un análisis de los impactos ambientales con el enfoque de las emisiones de GEI.

3.1 BIOETANOL

El bioetanol se clasifica como un biocombustible líquido que puede producirse mediante fermentación de carbohidratos (Althuri y Venkata Mohan, 2022) con propiedades parecidas a la gasolina corriente de origen fósil (Tabla 2.), lo que permite su mezcla (entre 5 y 10%) para ser usado en motores de combustión sin modificaciones previas; con el fin de disminuir sus emisiones de CO₂ a la atmósfera y reducir la dependencia de los combustibles fósiles

Tabla 1. Comparación de propiedades entre Bioetanol y Gasolina

| Propiedad | Bioetanol | Gasolina |
|-------------------------------|-----------|-----------|
| Densidad (kg/m ³) | 790-800 | 720-770 |
| PCI (MJ/kg) | 25,0-28,0 | 40,0-43,0 |
| O (% peso) | 35 | 0 |
| Peso molecular | 46 | 100 |
| Solubilidad en agua (%) | 100 | 1 |
| T ebullición (°C) | 78 | 30-215 |
| Calor latente de vaporización | 0,85 | 0,3 |
| N ° de Octanos (ciudad) | 120 | 95-98 |
| N ° Octanos (carretera) | 100 | 85-90 |
| Tensión de vapor Reid (Kpa) | 16 | 45-78 |

Fuente: (Sanchez, 2023)

De acuerdo con la clasificación realizada para los biocombustibles a partir de la materia prima; el bioetanol de primera generación se produce a partir de: caña de azúcar, remolacha azucarera que contiene mono y disacáridos como la glucosa y sacarosa y el maíz que contiene almidón. El bioetanol de segunda generación se obtiene a partir de biomasa lignocelulósica que contiene celulosa y hemicelulosa. El bioetanol de tercera generación se obtiene de los carbohidratos

presentes en las algas. En la Figura 12, se presenta las rutas de producción de bioetanol de acuerdo con cada generación

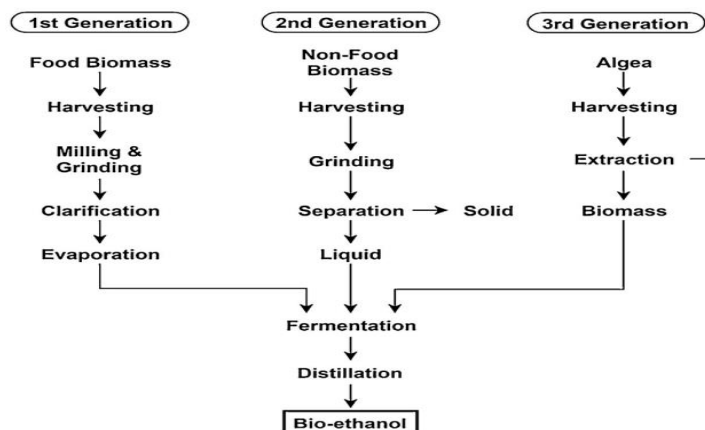


Figura 12. Rutas de producción de bioetanol de diversas generaciones.

La producción de bioetanol a partir de mono y disacáridos considera técnicas físicas como extracción de jugo, clarificación y evaporación para la adecuación del sustrato a fermentar. La fermentación se lleva a cabo por técnicas comunes utilizando comúnmente la levadura *Saccharomyces* obteniendo rendimientos entre 57 y 71 % utilizando una concentración de azúcar de entre 35 y 40 %. La reacción se encuentra entre 48 y 80 h (Vogel & Todaro, 2014)

Las materias primas amiláceas (maíz, trigo, cebada) involucran cuatro etapas para la adecuación del sustrato. Se inicia con una molienda para reducir el tamaño de partícula ésta puede ser seca o húmeda; luego sigue la licuefacción con el propósito de separar el almidón y por último la hidrólisis conocida como sacarificación que utiliza enzimas como la pululanasa y la glucoamilasa para producir glucosa, maltosa e isomaltosa, los cuales pueden ser fermentados. La fermentación y separación se puede realizar con las mismas tecnologías utilizadas para los mono y disacáridos

La obtención de bioetanol a partir de materiales lignocelulósicos se puede realizar por medio de rutas termoquímicas y bioquímicas; sin embargo, en la actualidad las tecnologías bioquímicas han sido ampliamente exploradas identificando cuatro etapas en el proceso de conversión: Pretratamiento, hidrólisis, fermentación y separación. El pretratamiento es una etapa fundamental debido a la estructura recalcitrante de la biomasa, que busca incrementar el área superficial del material, reducir la cristalinidad, deslignificar parcialmente e hidrolizar las hemicelulosas, facilitando la formación de azúcares reductores por hidrólisis. En la actualidad se han establecido diferentes tecnologías para la etapa del pretratamiento de materiales lignocelulósicos, que pueden clasificarse en físicos, biológicos, químicos y sus posibles combinaciones, sin embargo, ninguno se puede aplicar de forma genérica a las diferentes materias primas (Guimaraes et al 2023).

La hidrólisis permite la conversión de celulosa en azúcares de cadenas cortas como glucosa, esto se puede llevar a cabo empleando catalizadores químicos o enzimáticos; actualmente la hidrólisis enzimática es la más utilizada teniendo en cuenta las posibilidades de integración con la etapa de fermentación; éstas posibles configuraciones fueron discutidas en la sección 2.2.1.1.

Para la fermentación se han identificado especies específicas para hexosas o pentosas o mezclas de ambos, destacándose levaduras (especies de *Saccharomyces*), bacterias (especies de *Zymomonas*) y moho (micelio)

Finalmente, el bioetanol también puede ser obtenido a partir de biomasa de microalgas especies como *Scenedesmus*, *Chlorella* and *Chlamydomonas* se han identificado con contenido de carbohidratos cercanos al 50%. La adecuación de la biomasa involucra procesos fisicoquímicos más sencillos que los requeridos para la biomasa lignocelulósica y las etapas de hidrólisis y fermentación utilizan las mismas tecnologías que para las descritas en segunda generación

3.1.1 PRODUCCIÓN Y TENDENCIAS

Para el año 2022, la producción de bioetanol se cuantificó en 28.160 billones de galones liderada por Estados Unidos (55%) y Brasil (26%) ((Statista, 2023). El bioetanol es utilizado como combustible autónomo o combinado con gasolina en diferentes proporciones (Mat Aron et al., 2020).

Estados Unidos, emplea maíz como materia prima para la producción de bioetanol e incluye dentro de sus configuraciones de proceso otros productos de valor agregado que contribuyen a la rentabilidad de la industria. El rendimiento, de este cultivo para la producción de bioetanol se contabiliza en 3.700 litros/ha, aproximadamente, y la relación entre energía producida y consumida está calculada entre 1,9 y 2,3 (Luque et al., 2016a).

En ese país existen alrededor de 187 plantas, con una capacidad instalada de 17.66 billones de galones. Con estas configuraciones en el año 2022, se alcanzó una producción de 15.4 billones de galones de bioetanol, destinados principalmente al sector transporte en donde se utiliza como aditivo de la gasolina en proporción E10 (eia, 2023).

Por otro lado, los países denominados tropicales utilizan caña de azúcar para la producción de bioetanol, la cual presenta una productividad de biomasa entre 80 y 120 t/ha-año, en donde Brasil es el principal productor de bioetanol a partir de esta materia prima con un rendimiento estimado en 8.000 L/ha. La eficiencia energética en términos de energía producida por el biocombustible en relación con la energía requerida para obtenerlo se ha calculado entre 7 y 8,3; lo cual, sumado a su rendimiento, hacen de la caña de azúcar la materia prima más favorable para la producción de bioetanol (Cortez, 2010).

En Brasil, la producción de bioetanol se realiza principalmente a partir de caña de azúcar, la cual presenta una productividad promedio de 72.6 t/ha; sin embargo, en los últimos años se ha

incluido el maíz dentro de su producción a escala industrial es así como actualmente existen cerca de 371 plantas, entre destilerías autónomas y anexas a los ingenios azucareros y 18 plantas autónomas a partir de maíz, con esta infraestructura para el año 2022, se alcanzó una producción cerca de 7.3 billones de bioetanol (BID, 2022)

En ese país la mezcla obligatoria para los vehículos que funcionan con gasolina va de 18 a 27%; aunque existen automóviles que funcionan 100 % con alcohol anhidro y en la actualidad más del 80 % de los vehículos que se venden son de tecnología flexible (Flex Fuel), es decir, su diseño permite su funcionamiento ya sea con gasolina o bioetanol. En promedio, el etanol representa más del 60 % del consumo de combustible vehicular en Brasil (Luque et al., 2016b).

3.1.2 PRODUCCIÓN Y TENDENCIAS NACIONALES

En Colombia, se utiliza la caña de azúcar como materia prima para la producción de bioetanol. La infraestructura de producción se soporta en 7 destilerías; seis anexas a ingenios azucareros ubicados en valle del río Cauca y una planta autónoma (BioEnergy) ubicada en Puerto López departamento del Meta.

El bioetanol se produce a partir de una mezcla de jugos y mieles; mientras que el bagazo disponible es utilizado para la generación de energía y la producción de papel. Actualmente, La mayoría destilerías son autosuficientes energéticamente y generan un excedente de energía que se vende a la red eléctrica nacional. La capacidad actual del sector azucarero para la generación de energía eléctrica es de 316 megavatios (MW), de los cuales 140 MW respaldan operaciones de plantas autosuficientes y la cantidad restante se vende a empresas de servicios públicos para consumo público (USDA, 2022).

En los últimos cinco años tal como se muestra en la Figura 13, la producción de este biocombustible mostró una disminución 26% y para el año 2022 se reportó una producción cercana a los 347 millones de litros (SWI, 2023), que equivale a 12.5% menos que lo producido en el año 2021. Dicha dinámica se soporta principalmente en efectos de la pandemia Covid, y problemas climáticos que provocaron disminución en la disponibilidad de materia prima.

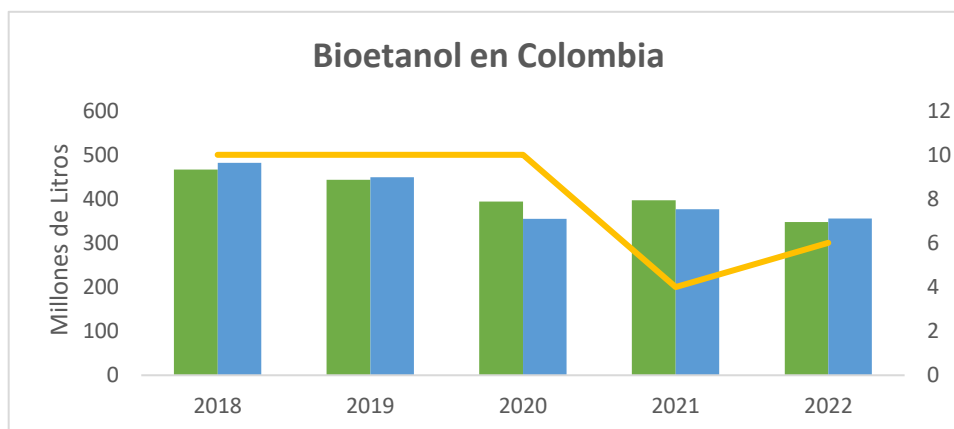


Figura 13. Producción de bioetanol en Colombia.

El bioetanol producido en el país es usado en el sector transporte como aditivo a la gasolina en proporción E5 (IICA, 2022). En el periodo 2018-2022 las ventas presentaron una dinámica similar a la de consumo reportando una disminución del 26%, sin embargo, en el último periodo la disminución fue del 5%. Por otro lado, la proporción de mezcla en los periodos 2018-2021 osciló entre 8 y 10% y en el 2021 disminuyó a E4, debido a la disminución en la producción nacional y el aumento de los precios de bioetanol en Estados Unidos. En este mismo año se expidió la resolución 40294 donde se reglamenta un crecimiento gradual hasta alcanzar el nivel E10, que fue efectivo para enero de 2022; en el segundo semestre la mezcla disminuyó a E6.

3.1.3 INFORMACIÓN PRELIMINAR SOBRE SOSTENIBILIDAD

En la Tabla 3 se consolida información preliminar seleccionada de la literatura para obtener indicadores de sostenibilidad ambiental relacionada con las emisiones de GEI y sostenibilidad económica; con el fin de tener parámetros de referencia que permitan la comparación y priorización de los biocombustibles que se realizará en el capítulo 5. Para los 4 biocombustibles seleccionados se realizará el análisis completo de beneficio/costo de acuerdo a lo establecido en el plan de trabajo de la presente consultoría.

Tabla 2. Información preliminar de sostenibilidad en la producción de Bioetanol

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL Etanol | | |
|----------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 1era (Referencia) | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| Costo biomasa (USD/galón de etanol) | 0,47 X 2,79=1,31 (Se toma un 47% del costo de la materia prima sobre los costos de producción del biocombustible de 1ra generación, (Jonker et al., 2019)) | 0,33 X costos de producción= 0,67-1,16 (se toma un valor 33% reportado para los costos de producción del biocombustible de 2da generación (Naresh Kumar, Ravikumar, Thenmozhi, Ranjith Kumar, & Kirupa Shankar, 2019) (Chandel, da Silva, Carvalho, & Singh, 2012)). | *0,4-1,8 (escenario idealizado de estanques con canales) *3,8-10 (escenario idealizado en foto-reactor) (Slade & Bauen, 2013) |

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL Etanol | | |
|----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 1era (Referencia) | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| Costo de producción (USD/gal) | 3,41/1,224=2,79 (la misma suposición porcentual realizada para el biodiésel de 1era generación) | 2,02-3,52 (datos reportados de la literatura (Saddler, Ebadian, & Mcmillan, 2020)) | 10,56 (se calcula suponiendo que la materia prima tiene un valor del 33% de los costos de producción (similar a segunda generación); para el costo de la materia prima se toma el valor de 3,8) |
| Rendimiento (gramos de bioetanol/gramos de biomasa seca) | 0,36 (tomado de la literatura (Zhou, Searle, & Anup, 2021)) | 0.23–0.47 (rango tomado de la literatura (Vandenberghe et al., 2022)) | 0,14-0,48 (rango tomado de la literatura (Harun et al., 2014)) |
| CAPEX | 36 MUSD/año (planta 1G de 25,4 ton/h, (Petersen, Okoro, Chireshe, Moonsamy, & Görgens, 2021)) | 2,67 USD/Litro de etanol (Planta de 70 millones de litros de capacidad (Zhou et al., 2021)) | USD 119610 /acre (Reportado en literatura (Legere et al., 2017)) |
| OPEX | 31 MUSD/año (planta 1G de 25,4 ton/h, (Petersen et al., 2021)) | 0,33 USD/Litro de etanol (Planta de 70 millones de litros de capacidad)(Zhou et al., 2021)) | USD 8,300/acre (Reportado en literatura (Legere et al., 2017)) |
| Precio de ingreso al productor (USD/gal) | =13.973 \$COP/4100 \$COP=3,41 (Valor tomado de la literatura para precio del etanol colombiano a septiembre de 2023 (Fedebiocombustibles, 2023)) | 3,41 (Suposición con precio de mercado igual al de primera generación) | 12,92 (se calcula sobre el 22,4% mayor que el costo de producción) |
| Madurez tecnología (TRL) | 9 | | |
| Huella de carbono (g CO ₂ e/MJ) | 4,5 (U.S. EPA), 11.8 (CARB) (tomado de la literatura (Datos de literatura (Liu, Kwon, Wang, & O'Connor, 2023)) | 15,7 (Bioetanol de paja de trigo(Directive 2018/2001/EC, 2018)) | No factible. Varios estudios LCA sobre biocombustibles de microalgas demostraron que no son competitivos con los biocombustibles convencionales en términos de energía neta ni de impacto ambiental. Sin embargo, algunos escenarios planteados mostraron resultados prometedores. Por ejemplo, la valorización de coproductos (BR) y corrientes residuales (gases de combustión y aguas residuales) fue efectiva para reducir los impactos ambientales. (Gurreri et al., 2023) |

Fuente: Elaboración Propia

Se observa de la Tabla 3 que las tecnologías de 2da generación podrían en un futuro complementar en el país la oferta de etanol de 1G. Se reportan que tanto los biocombustibles de primera como de tercera generación tienen positivos indicadores de reducción de emisiones siendo mejor el de primera generación. Sin embargo, se puede afirmar que los indicadores ambientales de reducción de emisiones para 2da generación son muy buenos.

3.2 BIODIESEL

El *Biodiesel* se define como un éster metílico producido a partir de aceite vegetal o animal, con alto contenido en triglicéridos de calidad similar al gasóleo (Tabla 4), para su uso como

biocarburante. Se puede obtener a partir de aceite de cocina residual y de grasas animales procedentes de los residuos de la industria cárnica. En la literatura técnica y sectorial, la principal tecnología de producción reportada es la transesterificación, no se reportan que a nivel industrial exista producción de biodiesel a partir de otras tecnologías como: catálisis heterogénea, catálisis enzimática y fluidos supercríticos.

3.2.1 Producción y tendencias

En la actualidad a nivel mundial se produce comercialmente biodiésel a partir de aceites y grasas de primera y segunda generación, esta última como parte central de presente consultoría. Respecto al biodiésel de tercera generación, en la literatura científica se encuentran muchas publicaciones científicas en la que se estudia la producción de este biocombustible con aceites de algas (Hossain et al., 2008; Konur, 2021; Menetrez, 2012; Yew et al., 2019; S. Zhang et al., 2022), pero aún no se reporta producción de este tipo de biocombustibles a nivel industrial y comercial, probablemente debido a los altos costos de producción y la deficiente huella de carbono, comparado con los aceites y grasas de primera y segunda generación (Jabłońska-Trypuć et al., 2023; Lundquist et al., 2010), (Royal Academy of Engineering, 2017).

De acuerdo a estas tendencias internacionales, la producción de biodiésel a partir de aceites de microalgas, aún tiene retos técnico-económicos que se deben superar, para complementar o competir en un futuro el mercado de los combustibles fósiles y el biodiésel (1era y 2da generación), como también el diésel renovable y los biocombustibles de aviación.

Tabla 3 Comparación de propiedades biodiesel y gasóleo

| Propiedad | Biodiesel | Gasóleo |
|---------------------------|-----------|-----------|
| PCI (MJ/kg) | 36-39 | 42,5-43,0 |
| N ° de Cetano | 49-54 | 48-52 |
| Densidad a 20 °C (kg/m3) | 870-890 | 830-840 |
| Viscosidad a 40 °C (Cst) | 3,5-4,5 | 3,0-4,0 |
| Punto de inflamación (°C) | 120-170 | 65 |
| Residuo Carbonoso (%) | 0,25-0,42 | 0,1 |
| Punto de vertido (°C) | -15 | -35 |
| S (% peso) | 0 | 0,05 |
| C (% peso) | 77 | 87 |
| H (% peso) | 12 | 13 |
| O (% peso) | 11 | 0 |
| Aromáticos (% peso) | 0 | 18-22 |
| Biodegradabilidad | Sí | No |
| Toxicidad | No | Sí |

Fuente: (Sanchez, 2023)

Con respecto al biodiesel su producción mundial se cuantificó en 61 billones de litros para el año 2022 y estuvo liderada por Europa y Estados Unidos. En Europa, la colza es empleada como principal materia prima en la obtención de biodiesel. El rendimiento, de aceite de colza por acre es cuantificado en 160 galones y el rendimiento de biodiesel por tonelada de aceite de colza se cuantifica en 1.1 litros (Farm Energy, 2019)

En esta región existen cerca de 200 plantas, con una capacidad instalada de 17.66 billones de galones. Con estas configuraciones en el año 2022, se alcanzó una producción de XXX billones de galones de biodiesel, destinados principalmente al sector transporte en donde se utiliza como aditivo de la gasolina en proporción B20 (eia, 2023).

En Estados Unidos, se emplea como principal materia prima para la obtención de biodiesel los aceites vegetales (aceite de soya), sin embargo, se destaca la participación de materias primas como grasas animales y aceite reciclado de cocina (EIA, 2022). Con respecto, al aceite de soya se ha identificado un rendimiento de 1.5 galones de biodiesel por bushel de soya se puede y una relación positiva entre energía producida y consumida cuantificada en 3.5 (United Soybean Board, 2022). En ese país existen alrededor de 72 plantas, con una capacidad instalada de 2.1 billones de galones.

Con estas configuraciones en el año 2022, se alcanzó una producción de 1.6 billones de galones de biodiesel, destinados principalmente al sector transporte con mezclas entre 5 y 20% de biodiesel ((STATISTA, 2023).

3.2.2 Producción y tendencias nacionales

El biodiesel en Colombia se utiliza como aditivo al diesel proveniente de petróleo en proporciones B10. La principal materia prima es el aceite de palma el cual para el año 2022 se cuantificó en 1.761.071 toneladas, con un rendimiento 3.63 t de aceite/ha. Actualmente existen 12 plantas productoras de biodiesel distribuidas en varias zonas del país con una capacidad instalada de 900 millones de litros.

En los últimos cinco años tal como se muestra en la Figura 13, la producción de biodiesel mostró una variación positiva de 26%; en el año 2022 se reportó una producción cercana a los 790 millones de litros con una variación positiva del 10% frente al 2021. El consumo de biodiesel en el país depende totalmente de la producción local, durante los últimos cinco años mostró una tendencia positiva cercana a 25% soportada en el porcentaje de mezcla reglamentado por el gobierno el cual se ha mantenido en E-10 ((USDA, 2022).

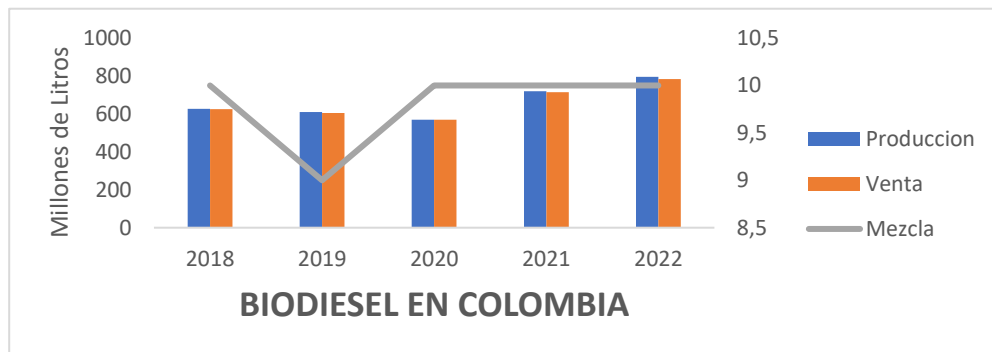


Figura 14. Producción de biodiésel en Colombia.

En el mapa de la Figura 15 se presenta la ubicación de las plantas de producción de biodiésel y bioetanol en Colombia.

3.2.3 Información preliminar sobre sostenibilidad

En la Tabla 3 se consolida información preliminar seleccionada de la literatura para obtener indicadores de sostenibilidad ambiental relacionada con las emisiones de GEI y sostenibilidad económica; con el fin de tener parámetros de referencia que permitan la comparación y priorización de los biocombustibles que se realizará en el capítulo 5. Para los 4 biocombustibles seleccionados se realizará el análisis completo de beneficio/costo de acuerdo a lo establecido en el plan de trabajo de la presente consultoría.

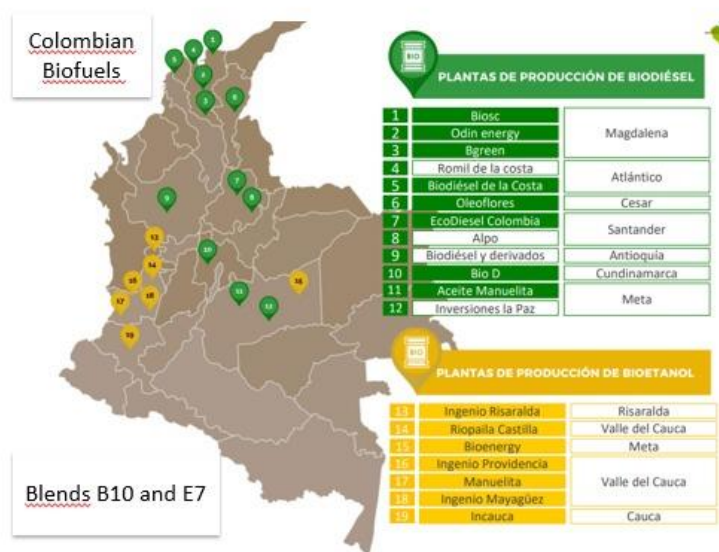


Figura 15 Ubicación de plantas productoras de bioetanol y biodiesel en Colombia.

Fuente: Fedebiocombustibles

Tabla 4. Información preliminar de las tecnologías de producción de BC2G&3G (Biodiésel)

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL BIODIESEL | | |
|------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 1era (Referencia) | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| Costo aceite y/o grasa (USD/gal de B100) | 0,70*3,29=2,30 (se toma como referencia un valor de 70% del costo de producción del biodiesel de palma (Kemp, 2006)) | 0,771*3,29=2,54 (Se reporta para el aceite de cocina un porcentaje aproximado del 77,1% del aceite sobre el costo de producción total, lo cual puede aproximarse para los demás aceites o grasas de segunda generación (Mohammadshirazi, Akram, Rafiee, & Bagheri Kalhor, 2014)) | 4*0,70*3,29=9,21 (Se reporta en 2022 un valor del aceite de microalgas 4 veces mayor comparado con el aceite de soya, lo cual se definió como punto de referencia para el aceite de palma (Winardi, 2022). En 2009 se reportaron valores de 4,3-4,7 veces mayores a un comparativo de aceites vegetales (James W. Richardson, Joe L. Outlaw, 2010)). |
| Costo de producción (USD/gal) | 4,03 /1,224= 3.29 (se toma como referencia estimada un valor de 22,4 % menor que el precio de venta del biodiesel de palma, siendo este porcentaje una ganancia supuesta para el productor(Acevedo, Hernández, Valdés, & Khanal, 2015)) | 3,29 (se toma como referencia estimada un valor igual al costo de producción del biodiesel de palma; entendido esto como un precio mayormente influenciado por el biodiesel de palma en el País) | (4*2,30)/0.7=13,14 (se aproxima a un valor de 4 veces el costo del aceite de palma más el 30% del costo de producción de este biodiesel de 3ra generación) |
| Rendimiento (kg biodiésel/kg aceite) | 1,0 aproximado (Se alcanzan conversiones del 100% del aceite y/o grasa con la tecnología de transesterificación alcalina; este proceso presenta una selectividad a FAME del 100% bajo las condiciones de reacción optimizadas por la tecnología. Adicionalmente, los procesos de separación indican que el porcentaje de recuperación del biocombustible producido es mayor al 98% lo cual indica altos rendimientos teniendo presente que el rendimiento teórico por ejemplo en el aceite de palma es 1,005 kg de biodiésel/1 kg de aceite (aumenta aproximadamente 0,5%). Por lo tanto, se supone una pérdida en el proceso de aproximadamente el 0,5% | | |
| CAPEX | 4 Euros/GJ (van der Kroft & Pruyn, 2021) | 4 Euros/GJ (se supone que la materia prima llega a la planta de producción con especificaciones de calidad mínimas) | 4 Euros/GJ (se supone que la materia prima llega a la planta de producción con especificaciones de calidad mínimas) |

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL BIODIÉSEL | | |
|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 1era (Referencia) | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| OPEX | 2,5 Euros/GJ (van der Kroft & Pruyn, 2021) | 2,5 Euros/GJ (se supone que en la actualidad los aceites y grasas de segunda generación pueden tener precios competitivos y similares a los de primera generación) | Mayor a 2,5 Euros/GJ (Aproximación basada en que el aceite es 4 veces mayor que los aceites y/o grasas de 1G o 2G) |
| Precio de ingreso al productor (USD/gal) | 4,03 (Precio galón de biodiésel de palma Colombia \$ 16525-septiembre 2023, dólar a \$ 4100 (Fedebiocombustibles, 2023)) | 4,03 (Se toma como referencia el mismo precio del biodiésel de palma a septiembre de 2023) | 1,15 x Costo producción B3G=10,85 (se toma como referencia un valor de 15 % mayor que el costo de producción del biodiesel de tercera generación) |
| Madurez tecnología (TRL) | 9 | | |
| Huella de carbono (g CO ₂ e/MJ) | 21-30 (Se toma como referencia el aceite producido de cultivos con ciclo de segunda rotación o suelos degradados; sin incluir el uso del biometano producido en la planta de extracción del aceite para generar electricidad (Meijide et al., 2020)) | 11,2-15,3 (Se toma como referencia el aceite usado de cocina y el sebo de vaca (Foteinis, Chatzisyneon, Litinas, & Tsoutsos, 2020; The European Parliament and the Council of the European Union, 2018; Hui Xu, Ou, Li, Hawkins, & Wang, 2022)) | No factible. Varios estudios LCA sobre biocombustibles de microalgas demostraron que no son competitivos con los biocombustibles convencionales en términos de energía neta como de impacto ambiental. Sin embargo, algunos escenarios planteados mostraron resultados prometedores. Por ejemplo, la valorización de coproductos (biomasa residual) y corrientes residuales (gases de combustión y aguas residuales) fue efectiva para reducir la impactos ambientales.(Gurreri et al., 2023; Royal Academy of Engineering, 2017). |

Fuente: Elaboración propia

Se observa de la Tabla 5, que las tecnologías de 2da generación desde el punto de vista de los costos de producción y materias primas es altamente competitiva para complementar en el país la oferta de biodiesel de 1G. De acuerdo a la experiencia del país en la producción de biodiésel de primera generación a partir de aceite de palma, el aprovechamiento de las materias primas de segunda generación disponibles está comenzando a tener relevancia en el país xxxxxx. De acuerdo a la disponibilidad de aceites y grasas de segunda generación cuya mayor parte tiene otras aplicaciones y mercado de exportación, no parece claro porque no son empleadas en alta proporción estas materias primas en la producción de biocombustibles como el biodiésel; lo anterior puede ser debido: i) a la falta de incentivos a este mercado de materias primas a nivel local; ii) otra razón puede ser de carácter técnico teniendo presente que las tecnologías de producción de biodiésel presentes en el país tienen limitaciones para usar estas materias primas que requieren pretratamientos adicionales, que generan sobrecostos en las plantas de producción pues se requieren inversiones adicionales de pretratamiento de estos aceites y grasas de segunda generación; iii) la fluctuación de precios de estas materias primas sumado a la competencia con el mercado internacional de estas materias primas, en donde se tienen altos precios que no se tienen en el país por la falta de incentivos. En la actualidad no se consideran escenarios de materias primas de tercera generación ya que no existe producción y los precios que se han identificado son demasiado altos sumado a los deficientes indicadores de emisiones de CO₂.

3.3 DIESEL RENOVABLE

El diésel renovable es un biocombustible parafínico que se produce actualmente a nivel industrial y comercial mediante tecnologías de hidrotratamiento a partir de materias primas como aceites y/o grasas y/o residuales y/o ácido graso e hidrógeno en presencia de un catalizador heterogéneo y a condiciones de alta presión (30 a 100 bares) y altas temperaturas (320 °C a 400 °C). Esta tecnología puede emplear aceites y/o grasas de manera similar a las materias primas (incluidas aquellas de 1era, 2da y 3ra generación) que se usan en la producción de biodiésel.

Es importante tener presente que el diésel renovable y el biodiesel no son el mismo biocombustible. El diésel renovable, es conocido como “Green diésel”, “biocetano”, “HVO” etc, es un biohidrocarburo que cumple con la especificación ASTM D975 para diésel fósil. El biodiesel por su parte es un éster monoalquílico producido mediante transesterificación como ya se presentó antes. El biodiésel cumple con la norma ASTM D6751 y está aprobado para mezclar con diésel de petróleo.

3.3.1 Producción y tendencias

Además de la tecnología de hidrotratamiento de aceites y/o grasas, otras tecnologías (no comerciales aun), también han sido planteadas para producir diésel renovable tales como:

- **Conversión biológica de azúcares:** esta vía utiliza un proceso similar al utilizado con el etanol celulósico, con la adición de organismos que convierten los azúcares en hidrocarburos.
- **Conversión catalítica de azúcares:** esta vía implica una serie de reacciones catalíticas para convertir una corriente de carbohidratos en bio hidrocarburos. Por ejemplo, en enero de 2023 la EPA en US aprobó producción de la ruta de producción de los biocombustibles diésel renovable y de aviación por la ruta ATJ a partir de etanol de caña de azúcar, “LanzaJet Soperton Process” (LanzaJet, 2023)
- **Gasificación:** durante este proceso, la biomasa se convierte térmicamente en gas de síntesis y catalíticamente en combustibles de hidrocarburos.
- **Pirólisis:** esta vía implica la descomposición química de materiales orgánicos a temperaturas elevadas en ausencia de oxígeno. El proceso produce un aceite de pirólisis líquido que se puede convertir en combustibles de hidrocarburos, ya sea en un proceso independiente o como materia prima para la alimentación conjunta con petróleo crudo en una refinería de petróleo estándar.
- **Licuefacción hidrotérmica:** este proceso utiliza alta presión y temperatura moderada para iniciar la descomposición química de biomasa o materiales de desecho húmedos para producir un aceite que puede convertirse catalíticamente en combustibles de hidrocarburos.

En todos los casos estas rutas requieren etapas de hidrotratamiento para obtener de manera específica y selectiva el diésel renovable.

En la actualidad no se produce diésel renovable en Colombia, las tendencias internacionales indican que es un biocombustible que, en algunos mercados como el norteamericano, la producción, oferta y consumo de este biocombustible ya supera la misma del biodiésel, lo cual debe ser un punto de referencia para los proyectos futuros relacionados con este biocombustible en el país.

Este biocombustible tiene ventajas técnicas competitivas al biodiesel ya que se puede reemplazar el 100 % del diésel fósil, mientras que con el biodiesel no, puesto que muchos fabricantes tienen limitaciones en el uso de mezclas superiores. Se considera este biocombustible para el país como un serio candidato a complementar y ampliar el mercado del uso de biocombustibles tipo diésel en el país. Para este biocombustible las materias primas de tercera generación en la actualidad no son viables por las razones ya presentadas con el biocombustible biodiésel. Los indicadores ambientales de reducción de emisiones para 2da generación son muy positivos y serán un criterio favorable para la priorización de las cuatro tecnologías

3.3.2 Información preliminar sobre sostenibilidad

Bajo los mismos planteamientos presentados para los anteriores biocombustibles, se observa para el Diésel Renovable de acuerdo con lo presentado en la Tabla 6 que las tecnologías de 2da generación podrían en un futuro complementar en el país la demanda del DR de 1G.

Tabla 5. Información preliminar de sostenibilidad en la producción de Diésel renovable

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL Diésel Renovable-DR | | |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 1era (Referencia) | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| Costo aceites y/o grasa (USD/gal de DR) | 2,30 (se toma como referencia el mismo valor usado para la materia prima calculada para el biodiesel de palma antes) | 2,54 (se toma como referencia el mismo valor usado para la materia prima calculada para las materias primas de 2da generación en la tabla del biodiésel) | 9,21 (se toma como referencia el mismo valor usado para la materia prima calculada para las materias primas de 3ra generación en la tabla del biodiésel) |
| Costo de producción del DR (USD/gal) | 4,97 /1,224=4,06 (se toma como referencia estimada un valor de 22,4 % menor que el precio de venta del diésel renovable, siendo este porcentaje una ganancia supuesta para el productor similar que con el biodiésel) | | 4*2,30 + 0,3*4.06=10,42 (se aproxima a un valor de 4 veces el costo del aceite de palma más el 30% del costo de producción del biodiesel de palma) |
| Rendimiento DR/kg aceite) (kg | 0.78-0.80 aproximado (Se alcanzan conversiones del 100% del aceite y/o grasa con la tecnología de hidrotratamiento; este proceso presenta una selectividad a hidrocarburos cercana al 100% bajo las condiciones de reacción optimizadas por la tecnología: Adicionalmente, los procesos de separación indican que el porcentaje de recuperación del biocombustible producido es alto lo cual indica altos rendimientos teniendo presente que el rendimiento teórico máximo para el aceite de palma es 0.83 kg de biocombustible/kg de aceite | | |
| CAPEX (EUR/MWh) | 15 (escenario de alta inversión (1,000 EUR/kW) (Maniatis, Landälv, Waldheim, And, & Kalligeros, 2017) | | |
| OPEX (EUR/MWh) | 16 (escenario de alta inversión (1,000 EUR/kW) (Maniatis et al., 2017) | | Mayor a 16 (Aproximación basada en que el aceite es 4 veces mayor que los aceites y/o grasas de 1G o 2G) |
| Precio de venta del DR(USD/gal) | 4,97 (Precio galón de diésel renovable en California, Estados Unidos en julio de 2023 (U.S. Department of Energy, 2023). Se toma como referencia el mismo precio del diésel renovable para biocombustibles 1ra y 2da | | 1,15 x Costo producción B3G=12,77 (se toma como referencia un valor de 15 % mayor que el costo de producción del biodiesel de tercera generación) |

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL Diésel Renovable-DR | | |
|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 1era (Referencia) | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| | generación teniendo presente que es un mercado que usa aceites y/o grasas y residuos de ambas generaciones) | | |
| Madurez tecnología (TRL) | 9 | | |
| Huella de carbono (g CO ₂ e/MJ) | <ul style="list-style-type: none"> • 24 (Estudio comparativo con el DR de jatropa y colza (Uusitalo et al., 2014)) • 13,5, 14,8 y 30,6 (cuando los ácidos grasos destilados de palma se clasifican respectivamente como residuo, subproducto y coproducto (H. Xu, Lee, & Wang, 2020)) | 11,9-16 (Se toma como referencia el aceite usado de cocina y el sebo de vaca (Foteinis et al., 2020; The European Parliament and the Council of the European Union, 2018; Hui Xu et al., 2022) | No factible. Varios estudios LCA sobre biocombustibles de microalgas demostraron que no son competitivos con los biocombustibles convencionales en términos de energía neta como de impacto ambiental. Sin embargo, algunos escenarios planteados mostraron resultados prometedores. Por ejemplo, la valorización de coproductos (biomasa residual) y corrientes residuales (gases de combustión y aguas residuales) fue efectiva para reducir los impactos ambientales. (Gurreri et al., 2023) |

Fuente: Elaboración propia

3.4 BIOGÁS Y BIOMETANO.

El biogás es una mezcla de metano, CO₂ y pequeñas cantidades de otros gases como H₂, H₂S, amoníaco y agua; producida por la digestión anaeróbica de materia orgánica en un ambiente libre de oxígeno. Principalmente se produce a partir de subproductos considerados desechos biodegradables; a modo de ejemplo se pueden mencionar: la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU), las aguas residuales domésticas, vertimientos industriales provenientes de la fabricación de alimentos y bebidas, estiércol animal, lodo de aguas residuales, entre otros. En algunos países específicos, el biogás también se produce a partir de cultivos específicos dedicados a la generación de materia prima, maíz o los llamados cultivos de cobertura, que permiten cosechar un cultivo adicional en un área de cultivo agrícola o en suelos no aptos para la agricultura (IEA, 2022).

La producción es muy versátil, biodigestores de gran escala se tienen principalmente en países industrializados, mientras que con biodigestores a pequeña escala se encuentra en todo el mundo. Los rellenos sanitarios también producen biogás por la descomposición de la materia orgánica enterrada y se llama gas de relleno.

Para su uso, en calor directo o generación de energía es necesario como mínimo retirarle la humedad y el H₂S. El biogás puede ser utilizado como fuente de energía renovable en plantas combinadas de calor y electricidad, como combustible para vehículos o como sustituto del gas natural. Para los 2 últimos usos es necesario aumentar la concentración de metano mediante procesos de separación del CO₂. El metano obtenido también se considera materia prima para otros procesos industriales. Como subproducto de la digestión anaerobia, adicional al biogás se produce un digestato de alta calidad que puede usarse como fertilizante.

3.4.1 Producción y tendencias

De acuerdo con el Informe estadístico de la Asociación de Biogás Europea (ABE), de 2022, durante la última década, el suministro de energía y calor a partir de biogás ha sido muy importante, la tendencia actual pone el énfasis directamente en la producción de biometano y se espera que esta tendencia se amplifique en la próxima década: el biometano es un vector de energía versátil, adecuado para una variedad de sectores, incluidos el transporte, la industria, la energía y calefacción. Dadas las circunstancias políticas, la Unión Europea (UE) con el fin de garantizar su seguridad energética y mantener sus esfuerzos de mitigación del cambio climático ha acelerado el impulso a las Energías Renovables.

Según EBA 2022; el sector del biogás está suministrando 18,4 bcm de gas renovable a Europa y se espera 167 bcm para 2050 cubriendo el 35% y el 62% de la demanda de gas a 2050. Tal crecimiento representa 460,000 empleos para 2030 y más de 1 millón de empleos para 2050. La producción combinada de biogás y biometano en 2021 ascendió a 196 TWh o 18,4 bcm de energía. representa el 4,5 % del consumo de gas de la UE para el mismo año. En 2020 la producción de biometano en Europa fue de 31 TWh o 2,9 bcm; esta cifra aumentó a 37 TWh o 3,5 bcm en 2021, lo que representa un aumento del 20%, como se aprecia en la figura 9 siendo Dinamarca y Suiza los de mayor producción de biometano con 19% y 10% respectivamente; mientras que para biogás los líderes de producción son Eslovaquia, Alemania y República Checa con 12%, 7% y 7% respectivamente. Se mantiene un alto ritmo anual de crecimiento de plantas de Biometano en Europa pasando de 483 plantas en 2018 a 729 en 2020, 1023 en 2021 y para abril de 2023 se cuenta con 1322 planta en Europa.

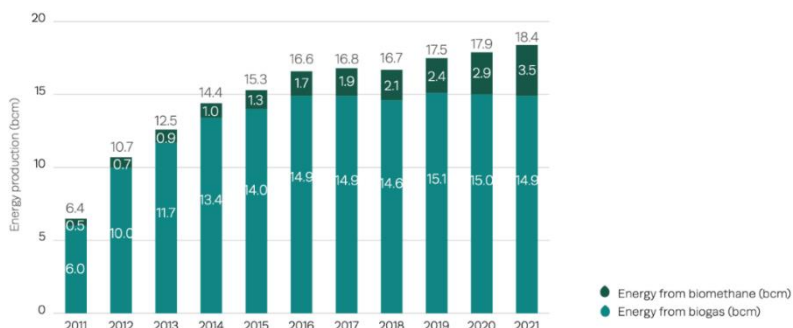


Figura 16 . Producción Europea de Biogás y Biometano.

3.4.2 Producción y tendencias nacionales

En Colombia, la producción de biogás a nivel industrial inició como respuesta a la regulación ambiental cada día más exigente. Es así, como con la orientación de las asociaciones y centros de investigación de los diferentes sectores y la academia se lideró la investigación y montaje de plantas de mediano tamaño principalmente en industrias como extractoras de aceite, procesamiento de productos lácteos, avícolas, porcicultura y plantas de beneficio. El sector

agropecuario y las plantas de beneficio de café, así como otros sectores de la cadena de alimentos ha desarrollado plantas de tamaño pequeño tipo biobolsa algunos con apoyo de universidades, entidades estatales como el SENA, autoridades ambientales regionales, gobernaciones y programas de instituciones adscritas al gobierno nacional. En 2021 se realizó un mapa que recoge los principales proyectos de biogás del país que se puede consultar en el siguiente acceso <http://mapa.epizy.com/>. (LEDS LAC, 2021). EL sector de residuos tanto sólidos como vertimientos domésticos también tiene una incidencia importante en la producción de biogás en donde se destacan las plantas de tratamiento de aguas residuales de Bogotá, Cali y Medellín. Esta última ya cuenta con la primera planta de producción de biometano para inyección a la red de gas natural, inaugurada en octubre de 2023. En el sector de residuos sólidos se destaca la recuperación de biogás de doña Juana,

A nivel mundial se tiene producción de biogás de primera y segunda generación; predominando la segunda generación derivado del aprovechamiento de biomasa residual. Los principales productores de biogás de primera generación son: Estados Unidos, Alemania y Argentina que producen a partir de cultivos dedicados de maíz, remolacha soja. Se prevé el crecimiento sostenible de la producción de biogás/Biometano de segunda generación debido a la disponibilidad sostenible de biomasa:

- Mayor suministro de desperdicio de alimentos gracias a una mejor separación de residuos en la fuente.
- Potencial desbloqueado de aguas residuales industriales.
- Uso más eficiente de residuos agrícolas y estiércol animal.
- Potencial adicional de materia prima derivado del despliegue del cultivo secuencial como práctica agrícola sostenible en Europa.
- Aumento de la comercialización del digestato derivado de la flexibilización de la normatividad para su uso.
- Aumento de la concientización empresarial y adopción de la estrategia de Economía Circular para el cumplimiento de objetivos de sostenibilidad.
- Adopción de políticas que direccionan a las ciudades y regiones a integrar conceptos circulares integrado un uso óptimo de sus recursos
- Versatilidad de las tecnologías para permitir la codigestión o mezclas de materias primas para el proceso.

La digestión anaerobia es una tecnología madura que se pueden considerar en TRL 9. Las tendencias actuales en la UE muestran que los costes de producción de biometano ya están significativamente por debajo del precio medio esperado del gas TTF para 2022 los (80 €/MWh frente a 134 €/MWh). Por tanto, está claro que la UE está incrementando la producción de biometano para acelerar la transición a la energía limpia en general son de gran importancia para estabilizar los precios del gas y garantizar la seguridad energética europea (EBA, 2023). En países en desarrollo, productores de gas natural, esta relación no se ve tan clara aún, sin embargo, realizando un análisis de sostenibilidad y valorizando el biocombustible, el digestato y

el mercado de carbono asociado al producto se pueden tener retornos económicos que promuevan su implementación en América Latina.

3.4.3 Información preliminar sobre sostenibilidad

Bajo los mismos planteamientos presentados para los anteriores biocombustibles, se observa para el Biogás de acuerdo con lo presentado en la Tabla 7, que las tecnologías de 2da generación podrían en un futuro complementar en el país la demanda de Gas Natural.

Tabla 6. Información preliminar de sostenibilidad en la producción de Biometano-x digestión anaerobia)

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL biometano | |
|---------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| Costo biomasa (USD/kg de biomasa) | 0,2Xcosto de producción=0,14-0,18. De acuerdo a la literatura el costo de la biomasa contribuye hasta el 20% de los costos finales (Batidzirai, Schotman, van der Spek, Junginger, & Faaij, 2019). | *0,4-1,8 (escenario idealizado de estanques con canales) *3,8-10 (escenario idealizado en fotoreactor) (Slade & Bauen, 2013) |
| Costo de producción (Eur/Nm3) | 0.78 (Planta de 100 m3/hora (D'Adamo, Ribichini, & Tsagarakis, 2023)) | El potencial de la biomasa de algas como fuente de biocombustibles líquidos y gaseosos es un tema de gran actualidad, pero hasta el momento no existe ningún sistema comercial exitoso y económicamente viable que produzca biocombustibles (Milledge, Smith, Dyer, & Harvey, 2014). |
| Rendimiento (Nm3 Biometano /kg biomasa) | 0,24 (Tomado de la literatura (Menin, Benedetti, Patuzzi, & Baratieri, 2023)) | |
| CAPEX (Millones de euros) | 12,34 (planta de biometano de 32551 m3 /día (Sánchez-Martín, Romero, Llamas, Del Carmen Suárez Rodríguez, & Mora, 2022)) | |
| OPEX (Miles de Euros) | 48,5 (planta de biometano de 32551 m3 /día, la cual incluye Sistema de separación con membranas (Sánchez-Martín et al., 2022)) | |
| Precio (Eur/Nm3) | 0.95 (Se define una ganancia del 22,4 % sobre el costo de producción hallado para este caso) | |
| Madurez tecnología (TRL) | 9 | |
| Huella de carbono (g CO ₂ eq/MJ) | -36 a 10 (planta en Italia Biogasdoneright™, (Valli et al., 2017)) | No factible. Varios estudios LCA sobre biocombustibles de microalgas demostraron que no son competitivos con los biocombustibles convencionales en términos de energía neta como de impacto ambiental. Sin embargo, algunos escenarios planteados mostraron resultados prometedores. Por ejemplo, la valorización de coproductos (biomasa residual) y corrientes residuales (gases de combustión y aguas residuales) fue efectiva para reducir la impactos ambientales. (Gurreri et al., 2023) |

Se observa de la Tabla que las tecnologías de 2da generación podrían en un futuro complementar en el país la oferta de gas natural fósil y para tal fin se deben plantear escenarios viables para el país que incluyan por ejemplo incentivos a su uso masivo. Los precios de biometano por ambas rutas (anaerobia y gasificación) en el límite inferior pueden tener aún más mejores escenarios si es usado directamente por las empresas que lo generan y para tal fin es necesario hacer un análisis de un caso base, por ejemplo, en Colombia no se considera el escenario con las biomazas de tercera generación por sus altos costos de producción, lo cual se

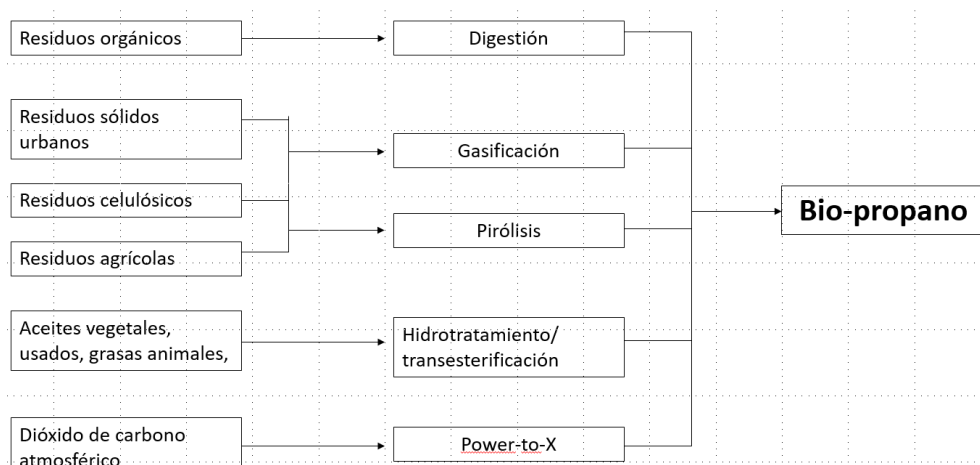
espera se pueda superar y más adelante se puedan plantear escenarios viables de producción industrial y comercial

3.5 BIOPROPANO

El Biopropano (o Bio GLP) es un coproducto del proceso de producción de biocombustibles tipo diesel (biodiesel y diesel renovable). Durante la fabricación, las materias primas se someten a una serie de tratamientos y se combinan con hidrógeno en el proceso de hidrogenólisis, que separa y purifica su contenido. Durante el proceso de refinación, se producen una variedad de residuos, entre ellos unos "gases residuales" que contienen Biopropano. Por cada tonelada de biocombustible, se generan 50 kg de Biopropano. Este coproducto se purifica para que sea idéntico al propano convencional. (Primagas, 2023)

El Biopropano es un gas producido a partir de una mezcla de residuos de la industria alimentaria y aceites vegetales como: aceite de colza, de soja, de maíz, de palma certificado y aceite de cocina usado, el cual es una materia prima ideal para este gas verde. El resto son aceites vegetales de origen sostenible

El Biopropano puede producirse mediante diferentes procesos generales, como se presenta en la Figura 17.



*Figura 17. Rutas de producción de Biopropano.
Fuente. Cardeño 2023*

Dos de ellos son los más prometedores:

- El hidrotratamiento de bio-aceites, que ya está produciendo del orden de 200.000 toneladas/año de Biopropano, y nuevas instalaciones ya están siendo planeadas. El hidrotratamiento, o hidrogenación, es la única fuente significativa hoy en día de la

- La conversión vía gasificación y síntesis FT de la celulosa y los residuos orgánicos no genera todavía ninguna Biopropano, pero la producción de Biopropano de esta manera es técnicamente factible, está bajo exploración y la disponibilidad potencial de materia prima es enorme.

Producción de Biodiésel

Glicerol crudo

OH

Fuente carbono

Fijación CO₂

Propano

Digestión Anaerobia

Biogás / Biometano

Biogás enriquecido

Propano + Butano

BIO GLP

Ácidos grasos volátiles

Agua Residual

Foto Biorreactor

Biodiésel

CO₂

CO₂

CO₂

Fuente: (Gases Renovables, s.f.)

50

energéticamente como el GLP, al tiempo que nos ayuda a todos a lograr un mañana más verde. (GLPautogas. Info, 2023)

La diferencia reside en que el Biopropano es, por definición, una fuente de energía limpia o renovable. Así, comparado con el propano convencional, su uso puede tener un gran impacto en la reducción de emisiones, llegando a ser hasta del 80%. Esta reducción es mucho mayor aún si realizamos la comparativa con otros combustibles más intensivos en carbono.

Asimismo, otra de las ventajas de este gas es que se licúa a baja presión, facilitando así su transporte y distribución por tierra y mar, y su almacenamiento. Esto permite su acceso a casas y negocios ubicados en zonas rurales que no están conectadas a la red de gas natural. Es una fuente energética limpia y al alcance de todos. Por tanto, permite a las comunidades rurales, con una población proporcionalmente más afectada económicamente, tener acceso a una energía sostenible y eficiente.

Al ser el propano y el biopropano químicamente idénticos, sustituir un producto por otro no requiere ningún cambio en la instalación. Esto es así ya que se utilizan las mismas instalaciones y equipos y se transporta y almacena en los mismos tanques. Además, también es posible mezclar los dos productos. y hacer que la cadena de suministro sea más eficiente. Así, el usuario recibe una mezcla de ambos para evitar el transporte adicional que generaría emisiones innecesarias.

La cadena de suministro puede configurarse de dos maneras: por segregación física o por equilibrio de masas. La segregación física implica que los dos productos duraderos deben mantenerse siempre separados en todos los flujos. Cuando se trata de balance de masa, los dos productos pueden mezclarse siempre que estén separados en términos administrativos.

Como referencia se tiene que en el caso Español, con el fin de limitar al máximo el impacto en la huella ambiental y la diferencia de precio entre el propano y el Biopropano lo más reducida posible, la empresa Primagas distribuidora de Biopropano de Total, ha optado por configurar la cadena de suministro de acuerdo con el principio de equilibrio de masa, de modo que se mezclen el Biopropano y el propano convencional. Obviamente, existe una distinción administrativa entre ambos. Todo esto bajo la certificación y supervisión de una tercera parte independiente. La gran ventaja de mezclar los dos productos es que no hay necesidad de espacio adicional de almacenamiento y transporte. Eso, obviamente, es mucho más eficiente y conduce a un considerable ahorro de CO₂.

Dada la versatilidad de manejo y distribución del Biopropano y propano, por red o en cilindros, el comercio en general puede beneficiarse de las ventajas de este gas, incluso aquellos que no tienen conexión a la red. Además de ser extremadamente versátiles, el propano y el Biopropano también emiten significativamente menos CO₂ que el diesel fósil y otros combustibles. De la misma forma, una caldera de gas también es más económica que una de combustible fósil líquido; por ejemplo, por la mayor eficiencia de los combustibles gaseosos sobre los líquidos. Y

no debemos olvidar la calidad del aire. Otra de las grandes ventajas del Biopropano es la casi nula emisión de partículas nocivas (SOx, NOx, PM...).

Como referencia, en España, el Biopropano producido por TOTAL (En Francia) lo comercializa en exclusiva Primagas, SHV Energy. (Primagas, 2023), Ya adelantan estudios para producción local en España. En este sentido, es claro para los Directivos de Primagas que cualquier biocombustible tiene inicialmente un costo mayor que el de un combustible fósil por el tema de economías de escala. Sin embargo, eso no debe impedir avances en la transición energética. Por esta razón, actualmente llevara de Francia a España el Biopropano es más barato que producirlo en España. Es, simplemente, por la cantidad de Biopropano que se produce en el país vecino, a pocos kilómetros de España.

En Holanda, la empresa Neste ha desarrollado la primera planta de producción de Biopropano proveniente de residuos y mantiene un sistema establecido para la trazabilidad de las materias primas de acuerdo con la legislación de la UE, en su biorrefinería en Rotterdam produce más de 800.000 t/año de diesel renovable y de 30.000 a 40.000 t Biopropano/año, allí el Biopropano es una corriente secundaria del proceso de diesel renovable y utiliza la misma base de materias primas. SHV Energy será el distribuidor exclusivo, suministrando 160.000 toneladas durante cuatro años. (NEST, 2023)

El mayor petrolero italiano ENI es el segundo más grande productor de Biopropano, con una producción de 20.000 toneladas al año y está en la planificación de otro proyecto de 20.000 tn. Los proyectos de todo tipo son unos 40, de los cuales unos 25 son comerciales, y se cree que alrededor de 10 de ellos están en funcionamiento. Todas ellas convierten bio-aceites a biodiesel y producen Biopropano como subproducto. (GLPautogas. Info, 2023)

Se estima que una completa conversión del mercado de GLP a Biopropano reduciría en un 90% las emisiones de carbono lo que, teniendo en cuenta que el GLP ya reduce ampliamente las emisiones de Diesel o Gasolina e incluso de electricidad en todo su proceso, supondría una ventana abierta a un futuro mucho más respetuoso con el medio ambiente. Figura 19

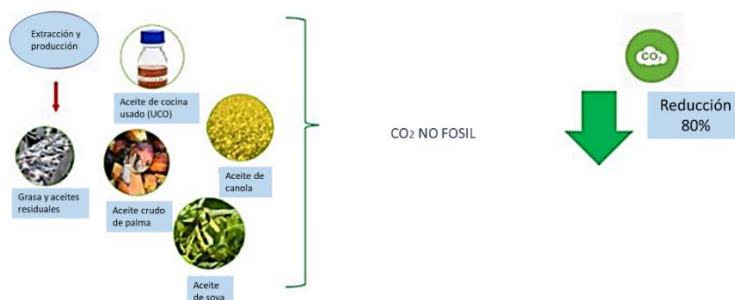


Figura 19. Reducción de emisiones de GEI por sustitución de GLP

3.6 BIOCOMBUSTIBLE DE AVIACIÓN.

Conocidos también como Biojet, son derivados de materias primas biológicas que se pueden usar en mezclas o como sustituto de combustibles para aviación convencionales de origen fósil, con el objetivo de reducir las emisiones de GEI asociadas a esta actividad, siendo la principal apuesta en las metas de descarbonización del transporte aéreo internacional., para lo que se requiere una producción en 2050 de 449 Mm³ (IICA, 2023).

De acuerdo con (IICA, 2023), se pueden identificar diferentes rutas de procesamiento para la de acuerdo con la selección de materia prima para la obtención de SAF, tal como se presenta en la Figura 20.

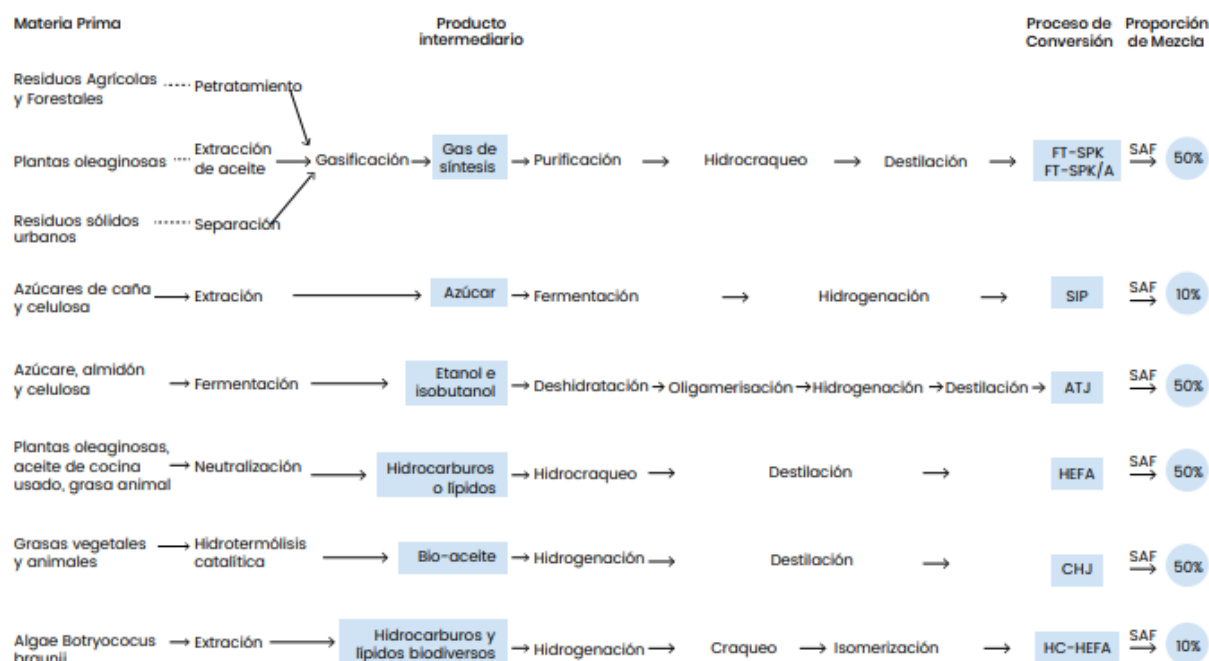


Figura 20. Materias primas y rutas tecnológicas dirigidas a la producción de biocombustibles para aviación
Fuentes: (ICAO,2023)

Otros autores analizan tres tipos de materias primas para explicar las rutas de producción como se presenta a continuación:

- Los aceites y/o grasas y/u otros residuos (tipo lípidos) de segunda y tercera generación:** los requerimientos de acondicionamiento de estas materias primas son fundamentalmente los

mismo señalados para el diesel renovable y presentados en un numeral anterior. Con estas materias primas se pueden realizar 3 rutas tecnológicas

- **Ruta HEFA**, Anexo 2 ASTM D7566 (*Hydro-processed Esters and Fatty Acids*). Se lleva a cabo proceso de hidrotratamiento de aceites, grasas y/o residuos
- **Ruta HC-HEFA**, Anexo 6 ASTM D7566 (*Hydroprocessed Hydrocarbons, Esters and Fatty Acids*); Se lleva a cabo hidrotratamiento de aceites de algas (3ra generación).
- **Ruta CHJ**, Anexo 7 ASTM D7566, (*Catalytic Hydrothermolysis Jet*). Se lleva a cabo proceso de hidrotermólisis y luego de hidrotratamiento para la producción del biocombustible de aviación.

ii. **Biomásas lignocelulósicas.** los requerimientos de acondicionamiento de estas materias primas son los mismos para el proceso de gasificación presentado en la producción del gas natural sintético en el apartado 2.3.6.

- **Ruta Fischer-Tropsch -FT**, Anexo 1 ASTM D7566, (*Synthesis Gas Fischer-Tropsch Synthesized Paraffinic Kerosene*): se produce syngas a partir de biomásas lignocelulósicas empleando reacciones de gasificación o de pirólisis. Posteriormente se lleva a etapas hidrotratamiento y mejoramiento catalítico; aquí se puede incluir la producción del biocombustible de aviación por la ruta *Power to Liquid*, que usa como materias primas el H₂ verde y CO₂ de emisiones industriales, el cual en primera instancia se debe transformar a monóxido de carbono (CO) y luego ajustar la relación H₂:CO (syngas) y posteriormente llevar a cabo la etapa de la reacción de FT descritas en el numeral xxxxx
- **Ruta ATJ**, Anexo 5 ASTM D7566, (*Alcohol-To-Jet Synthesised Paraffinic Kerosene*): Se llevan a cabo reacciones de sacarificación del material lignocelulósico de tal forma que posteriormente se puedan separar los azúcares que serán llevados a etapa de fermentación para producir etanol y este a su vez a procesos de deshidratación-oligomerización e hidrotratamiento para producir el biocombustible de aviación

iii. Azúcares a partir de biomásas lignocelulósicas:

- **Ruta SIP**, Anexo 3 ASTM D7566 (*Synthesized Isoparaffins*): En este proceso los azúcares son producidos a partir de la sacarificación de la biomasa lignocelulósica y posteriormente llevados a la etapa de fermentación cuyos productos son llevados a una etapa de deshidratación-oligomerización y posterior separación y de esta manera producir el biocombustible de aviación.

De las vías tecnológicas presentadas, en la actualidad la más utilizada es la vía HEFA. Es la misma que se aplica en la producción de diésel renovable o aceites vegetales hidrotratados (HVO), con un paso de fraccionamiento posterior (IRENA 2021).iica 2023. HEFA es la única que se encuentra

en escala 9 según el grado de desarrollo de tecnología (nivel de madurez y disponibilidad), debido a que ya se encuentra con capacidad de producción establecida; mientras que otras tecnologías como etanol lignocelulósico, gasificación/metano, Alcohol Jet y gasificación/Fisher tropics se encuentran en escala 8: Demostrativa lista para comercialización con aprobación técnica del combustible. Como se aprecia en la siguiente grafica.

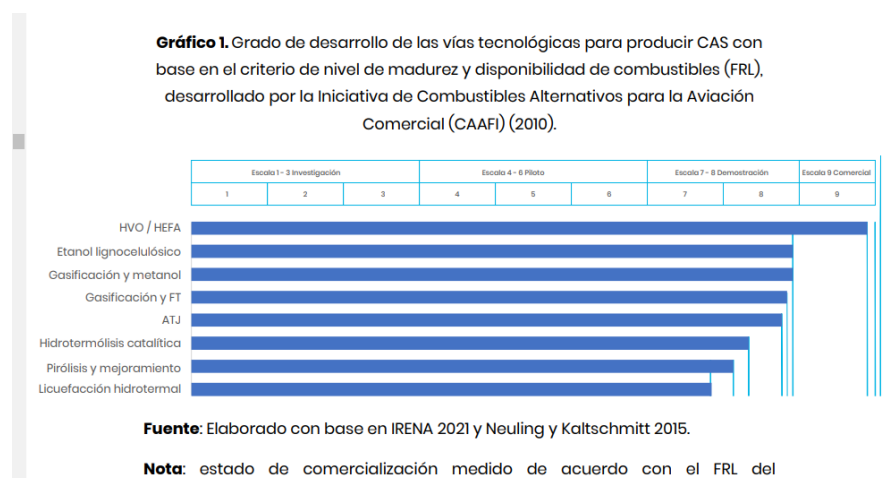


Figura 21. Desarrollo tecnológico de las rutas de procesamiento para producción de CAS. Fuente: Combustibles alternativos para la aviación comercial CAAF 2010

A nivel mundial se tiene producción xxxxxx

En Colombia se están realizando estudios de factibilidad para la producción de combustibles de aviación , uno de ellos es el proyecto xxx financiado por el Banco Mundial el cual ha concluido:

3.6.1 Información sostenibilidad preliminar

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.7** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.9** la información preliminar sobre el biocombustible de aviación de 2da y 3ra generación (rutas HEFA y FT), tomando como referencia información del respectivo biocombustible de 1era generación HEFA. Tal información será tomada como uno de los puntos de referencia para la priorización de los cuatro biocombustibles que se seleccionarán para llevar a cabo el análisis completo de beneficio/costo de acuerdo a lo establecido en el plan de trabajo de la presente consultoría.

Con las mismas razones ya planteadas para los aceites de tercera generación se define no incluirlos en el análisis fundamentalmente a los argumentos ya revisados en términos de los altos costos actuales de producción y las falencias con el ciclo de vida de estos aceites. Los indicadores ambientales de reducción de emisiones para 2da generación son muy positivos y serán un criterio favorable para la priorización de las cuatro tecnologías

Tabla 7. Información preliminar de sostenibilidad de producción de biocombustible de aviación ruta HEFA

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL Biocombustible de Aviación-HEFA (BA-HEFA) | | |
|-------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 1era (Referencia) | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| Costo aceite(USD/gal de biojet) | 2,30 (se toma como referencia el mismo valor usado para la materia prima calculada para el biodiesel de palma antes) | 2,54 (se toma como referencia el mismo valor usado para la materia prima calculada para las materias primas de 2da generación en la tabla del biodiésel) | 4,21 (se toma como referencia el mismo valor usado para la materia prima calculada para las materias primas de 3ra generación en la tabla del biodiésel) |
| Costo de producción del BA-HEFA (USD/ton) | 7,15 /1,224= 5,84(se toma como referencia estimada un valor de 22,4 % menor que el precio de venta del BA-HEFA, siendo este porcentaje una ganancia supuesta para el productor similar que con el biodiésel) | | 4*2,30 + 0,3*6,81=11,24 (se aproxima a un valor de 4 veces el costo del aceite de palma más el 30% del costo de producción del biodiesel de palma) |
| Rendimiento (kg del BA-HEFA/kg aceite) | 0.7-0.75 aproximado (Este rango estimado corresponde al escenario de una planta dedicada para la producción del BA-HEFA. Se alcanzan conversiones del 100% del aceite y/o grasa con la tecnología de hidrotretamiento; el rendimiento teórico por ejemplo en el aceite de palma es 0.83 kg de hidrocarburos por cada kg de aceite en la etapa de deoxigenación; este proceso presenta una selectividad a hidrocarburos del 100% bajo las condiciones de reacción optimizadas por la tecnología: mayoritariamente componentes insonorizados y aromáticos que le confieren al biocombustible propiedades excepcionales y que cumplen con la normatividad. | | |
| CAPEX (MUSD) | 403,5 (Escala de 0,16 Mton de alimentación de materia prima (Capaz, Guida, Seabra, Osseweijer, & Posada, 2021)) | 403,5 Se aproxima a las mismas condiciones cuando se emplea aceite de palma (Capaz et al., 2021)) | 403,5 (se toma la misma instalación a la usada en primera y segunda generación) |
| OPEX (USD/Ton-feed) | 312,8 (Escala de 0,16 Mton de alimentación de materia prima (Capaz et al., 2021)) | 316- 493 (Valores para el sebo y el aceite residual de cocina (Capaz et al., 2021)) | Mayor a 316,7 (Aproximación basada en que el aceite es 4 veces mayor que los aceites y/o grasas de 1G o 2G) |
| Precio de BA-HEFA (USD/galón) | 7,15 (Se define un precio igual para 1era y segunda generación puesto en de manera indiferente se usan los dos respectivos tipos de materias primas, con preferencia a que todos los aceites y grasas sean de segunda generación (IATA, 2023) (Giulia Squadrin, Associate Editor, 2023); se toma una densidad de 776 kg/m3. Según S&P Platts el SAF en 2021 era en promedio 3,6 veces más caro que la alternativa convencional, en 2022 fue de 2,5 veces y, en lo que va de 2023, es 2,3 veces (Dieter Holger, 2023). | | 1,15 x Costo producción B3G=12,93 (se toma como referencia un valor de 15 % mayor que el costo de producción del biodiesel de tercera generación) |
| Madurez tecnología del BA-HEFA (TRL) | 9 (Detsios et al., 2023) | | |
| Huella de carbono (g CO2e/MJ) | 34,4 (Emisiones evaluadas con materias primas que demuestran que no tienen afectación por el cambio en el uso de suelo (Capaz et al., 2021)) | 17,2 (Valor tomado para el UCO; el sebo esta reportado con un valor de 18,5 (Capaz et al., 2021)) | No factible. Varios estudios LCA sobre biocombustibles de microalgas demostraron que no son competitivos con los biocombustibles convencionales en términos de energía neta como de impacto ambiental. Sin embargo, algunos escenarios |

| | | | |
|--|--|--|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | | | planteados mostraron resultados prometedores. Por ejemplo, la valorización de coproductos (biomasa residual) y corrientes residuales (gases de combustión y aguas residuales) fue efectiva para reducir la impactos ambientales. (Gurreri et al., 2023) |
|--|--|--|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Se observa que las tecnologías de 2da generación para el caso de la ruta HEFA tiene precios a 2023 de aproximadamente 2,3 veces mayores comparados con los mismos Jet A1 comercial, sin embargo los actuales incentivos que estos biocombustibles tienen en el mercado son muy altos y por esa razón se logran comercializar.

Tabla 8. Información preliminar de las tecnologías de producción de BC2G&3G (Biocombustible de aviación ruta FT)

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL Biocombustible de Aviación-BA-FT | |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| Costo biomasa(USD/gal de biojet) | 0,2Xcosto de producción=0,42-0,76. De acuerdo a la literatura el costo de la biomasa contribuye hasta el 20% de los costos finales de producción (Batidzirai et al., 2019). | *0,4-1,8 (escenario idealizado de estanques con canales) *3,8-10 (escenario idealizado en fotoreactor) (Slade & Bauen, 2013) |
| Costo de producción del BA-FT (USD/gal) | 6,52-11,80 (ICAO ENVIRONMENT, 2023) | El potencial de la biomasa de algas como fuente de biocombustibles líquidos y gaseosos es un tema de gran actualidad, pero hasta el momento no existe ningún sistema comercial exitoso y económicamente viable que produzca biocombustibles (Milledge et al., 2014). |
| Rendimiento (kg del BA-FT/kg biomasa) | 0,31 (RSU) 0,14 (Residuos forestales) (ICAO ENVIRONMENT, 2023) | |
| CAPEX (MUSD) | 972.4 (Escala de 0,95 Mton de alimentación de materia prima (Capaz et al., 2021)) | |
| OPEX (USD/Ton-feed) | 103.6 (Escala de 0,95 Mton de alimentación de materia prima (Capaz et al., 2021)) | |
| Precio de BA-FA (USD/gal) | 7,98-14,44 (ICAO ENVIRONMENT, 2023) | |
| Madurez tecnología del BA-FT (TRL) | 7-8 (Detsios et al., 2023) | |
| Huella de carbono (g CO2e/MJ) | 7,7-32,5 (tomado literatura (ICAO ENVIRONMENT, 2023)) | No factible. Varios estudios LCA sobre biocombustibles de microalgas demostraron que no son competitivos con los biocombustibles convencionales en términos de energía neta como de impacto ambiental. Sin embargo, algunos escenarios planteados mostraron resultados prometedores. Por ejemplo, la valorización de coproductos (biomasa residual) y corrientes residuales |

| | | |
|--|--|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | | (gases de combustión y aguas residuales) fue efectiva para reducir la impactos ambientales. (Gurreri et al., 2023) |
|--|--|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Se observa que los costos de producción y costos de esta tecnología reportados por IATA e ICAO son mayores a los obtenidos respectivamente por la ruta HEFA. Se deberá tener presente que esta ruta FT a partir de biomazas lignocelulósicas, está siendo altamente promocionada en el mediano y largo plazo como una de las rutas más importantes para lograr complementar la producción del biocombustible de aviación por la ruta HEFA. Adicionalmente esta ruta FT para el país tiene grandes posibilidades de producción por las condiciones estratégicas que se tienen en la generación y producción de biomazas.

Con las mismas razones ya planteadas para los aceites de tercera generación se define no incluirlos en el análisis fundamentalmente a los argumentos ya revisados en términos de los altos costos actuales de producción y las falencias con el ciclo de vida de estos aceites. Los indicadores ambientales de reducción de emisiones para 2da generación son muy positivos y serán un criterio favorable para la priorización de las cuatro tecnologías

3.5 GAS NATURAL SINTÉTICO

El Gas Natural Sintético: se obtiene a partir de la gasificación de biomazas lignocelulósicas seguido de un proceso de metanación. La biomasa lignocelulósica se descompone primero a alta temperatura (entre 700 y 800 °C) y se produce una mezcla de monóxido y dióxido de carbono, hidrógeno y metano (Bagnoud-Velásquez et al., 2014; Brandenberger et al., 2013; Pickering, 2019; van der Meijden et al., 2010; Vogel et al., 2007; W. Zhang et al., 2015). Para producir una corriente pura de biometano, este gas de síntesis se limpia para eliminar cualquier componente ácido y corrosivo. Luego, el proceso de metanación utiliza un catalizador para promover una reacción entre el hidrógeno y el monóxido de carbono o CO₂ para producir metano. Cualquier resto de CO₂ o agua se elimina al final de este proceso. El biometano tiene un LHV de alrededor de 36 MJ/m³. Es indistinguible del gas natural y, por lo tanto, puede usarse sin necesidad de realizar cambios en la infraestructura de transmisión y distribución o en el equipo del usuario final, y es totalmente compatible para su uso en vehículos a gas natural.

Otra ruta para la producción de gas natural sintético es aquella en la que se captura CO₂ el cual es convertido a CO y luego este con la adición de H₂ verde o de bajas emisiones es convertido a metano mediante tecnología de metanación. Esta ruta ha sido también conocida como “Power to Gas” (Götz et al., 2016; Perna et al., 2020). El GNS obtenido desde la tecnología PTG en la literatura científica y técnica no está claramente definida su clasificación como un biocombustible de segunda generación, aunque podría definirse como un combustible de segunda generación bajo la definición de que sus materias primas (H₂ y CO₂): i) no son de origen alimentario; ii) el H₂ es obtenido de fuentes renovables; iii) el CO₂ es una fuente residual; iv) el GNS obtenido por la ruta PTG es considerado de baja emisión. Para efectos de la presente consultoría se considera solo el GNS obtenido por la ruta que usa biomazas lignocelulósicas.

Antes de las etapas de gasificación-metanación los requerimientos de acondicionamiento de las biomasa lignocelulósicas están relacionados esencialmente con procesos de secado y de reducción de tamaño. Independientemente de la aplicación objetivo, la reducción de tamaño es un paso inevitable involucrado para transformar la biomasa lignocelulósica porque su tamaño en el momento de la cosecha suele ser varios órdenes de magnitud mayor que el requisito de tamaño óptimo para las plantas de bioprocesamiento. Algunos investigadores han utilizado equipos de reducción de tamaño tradicionales, como molinos de martillos y molinos de cuchillas, mientras que otros han desarrollado y utilizado equipos de reducción de tamaño más nuevos, como molinos de corte de derivación rotativos y rejillas de cuchillas lineales

Para el caso de la gasificación el tamaño de partículas recomendado es de 0,2 a 1,5 mm. También se ha demostrado que la reducción de tamaño altera las configuraciones físicas y estructurales de la biomasa lignocelulósica, incluida la relación área de superficie-volumen, forma, número de enlaces entre partículas y cristalinidad de la celulosa. La trituración y la molienda son las dos operaciones de reducción de tamaño más comunes aplicadas a la biomasa lignocelulósica, siendo la trituración la más destacada. El término "molienda" se utiliza habitualmente de forma intercambiable con todas las formas de reducción de tamaño en la industria de la bioenergía. Sin embargo, la molienda implica específicamente fracturar la biomasa lignocelulósica en formas particuladas, típicamente con diámetros medios inferiores a 2 mm. La reducción de tamaño es un proceso que consume mucha energía debido a su baja eficiencia energética. Hasta el 99% de la energía total consumida durante la reducción del tamaño de las partículas y la creación de nuevas superficies puede perderse en forma de calor, sonido y fricción. En consecuencia, investigadores e ingenieros han explorado muchas tecnologías y estrategias para reducir el tamaño de la biomasa lignocelulósica de una manera que minimice la energía y el costo y maximice la calidad de la molienda resultante. (Oluwafemi Oyedejia, Philip Gitmanb, Jun Quc, 2023).

3.5.1 INFORMACIÓN PRELIMINAR PARA ANALISIS ECONOMICO

Se presenta en la siguiente Tabla 9, la información preliminar para el ABC sobre el Gas Natural Sintético.

Tabla 9. Información preliminar de las tecnologías de producción de BC2G&3G (biometano x gasificación)

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL GNS-GASIFICACIÓN | |
|-----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| Costo biomasa (Euros/ Nm ³ GNS) | 0,2Xcosto de producción=0,14-0,18. De acuerdo a la literatura el costo de la biomasa contribuye hasta el 20% de los costos finales (Batidzirai et al., 2019). | *0,4-1,8 (escenario idealizado de estanques con canales) *3,8-10 (escenario idealizado en fotoreactor) |

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL GNS-GASIFICACIÓN | |
|----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| | | (Slade & Bauen, 2013) |
| Costo de producción (Euros/Nm ³ GNS) | 0,7-0,9 (Gerald Weber, 2015) | 0,9 (se toma el mayor valor reportado para el biocombustible de 2da generación) |
| Rendimiento % | 73 (se calculó una eficiencia de conversión del 73% con un 10% de contenido de humedad de la biomasa (Batidzirai et al., 2019)) | 73 (se estima un rendimiento similar al sistema de segunda generación) |
| CAPEX (MEuros) | 2,8 (Planta de 1MW, (Katla et al., 2022)) | 2,8 (se estima un rendimiento similar al sistema de segunda generación) |
| OPEX (MEuros/año) | 0,6 (Planta de 1MW, (Katla et al., 2022)) | 0,6 (se estima un rendimiento similar al sistema de segunda generación) |
| Precio del biocombustible (Euros/Nm ³) | 1,224XCosto de producción=0,86-1,10 (se toma un precio del 22,4 % mayor a los costos de producción de manera similar a lo supuesto con el biodiesel de 2da generación. En octubre de 2023 se reportó un precio del gas natural fósil de 0,65 Euros/Nm ³) | 1,10 (se define tomar el mayor valor del GNS de segunda generación) |
| Madurez tecnología (TRL) | 7 (Schildhauer & Biollaz, 2016) | 7 (se supone una tecnología que aplica de manera igual para todo tipo de biomasa previamente preparada) |
| Huella de carbono (g CO ₂ e/MJ) | 17-31 aprox (Batidzirai et al., 2019) | No factible. Varios estudios LCA sobre biocombustibles de microalgas demostraron que no son competitivos con los |

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL GNS-GASIFICACIÓN | |
|------------------------------|--------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| | | biocombustibles convencionales en términos de energía neta como de impacto ambiental. Sin embargo, algunos escenarios planteados mostraron resultados prometedores. Por ejemplo, la valorización de coproductos (biomasa residual) y corrientes residuales (gases de combustión y aguas residuales) fue efectiva para reducir los impactos ambientales. (Gurreri et al., 2023) |

3.5.2 EMISIONES DE GEI ASOCIADAS AL PROCESO

3.6 BIOHIDRÓGENO 2G Y 3G

3.6.1 PROCESAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- Requerimientos de acondicionamiento de las materias primas para producir biohidrógeno

El porcentaje de H₂ en la biomasa es aproximadamente del 6% en masa, lo que equivale a 0,672 m³ de H₂ gaseoso generado por kg de biomasa, y representa más del 40% de la energía total de la biomasa. Los procesos termoquímicos, biológicos y electrolíticos son las formas más comunes de producir H₂ a partir de biomasa en este momento (Eloffy et al., 2022). Si bien la producción biológica y electrolítica de H₂ es difícil de ampliar y proporciona cantidades limitadas de H₂, la generación termoquímica de H₂ está ganando popularidad. Los requerimientos de acondicionamiento de la biomasa lignocelulósica para producir biohidrógeno son los mismos ya presentados para los procesos de producción por ejemplo como el bioetanol, el biojet, biometano etc.

3.6.2 CARACTERÍSTICAS DE PROCESO:

A continuación, se presentan de manera general las características de proceso de cada una de las rutas para producir biohidrógeno a partir de biomasa, de acuerdo a las rutas presentadas en la Figura 22:

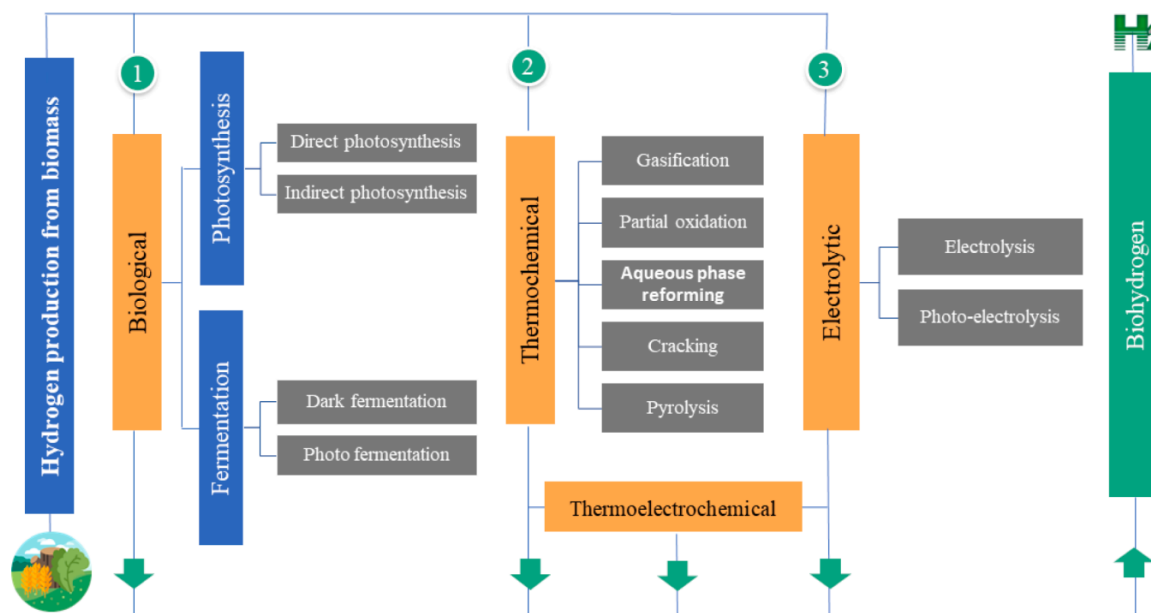


Fig. 3. The main pathways for H₂ production based on biomass.

Figura 22. Rutas de producción de biohidrógeno a partir de biomasa.

Fuente (Eloff et al., 2022)

***Ruta de producción biológica:** La generación de H₂ a partir de la conversión de biomasa biológica es otro componente crítico de los futuros sistemas de biorefinería. Este proceso ganó popularidad a mediados de la década de 1970, cuando los problemas del petróleo afectaron la economía mundial. Se cree que las técnicas biológicas de generación de H₂ son infinitas y beneficiosas para el medio ambiente. Permite la generación de H₂ renovable y neutro en carbono. A lo largo de la década de 1970 se inventaron y utilizaron muchas técnicas biológicas para la generación de H₂, como la fermentación, biofotólisis, procesos enzimáticos y electrólisis microbiana. La fermentación para producir H₂ o gases ricos en H₂ se puede dividir en dos tipos según la necesidad de luz durante la conversión; (i) fermentación oscura (independiente de la luz) y (ii) fotofermentación (dependiente de la luz). En el proceso de fotofermentación, las bacterias fotosintéticas emplean energía solar para producir H₂ a partir de sustratos orgánicos. Además, la biofotólisis se puede subdividir en; (i) biofotólisis directa y (ii) indirecta.

Ruta de producción termoquímica: La conversión termoquímica es el método más sofisticado para producir H₂ a partir de biomasa. En términos de comercialización, estos procedimientos enfrentan aun varios desafíos. La tecnología se desarrolló basándose en enfoques comparables utilizados para biocombustibles como el biometano y SMR. La gasificación, la pirólisis y el reformado en fase acuosa son los tres métodos termoquímicos básicos.

* **Ruta de producción electroquímica.** La biomasa también se puede convertir electroquímicamente a hidrógeno. La reacción en el ánodo es lo que distingue la electrólisis del agua de la electrólisis de la biomasa. En lugar de crear O₂ gaseoso a partir del agua, la materia prima se oxida. Las Celdas de Electrólisis Microbiana (CEM) y las Celdas de Electrólisis de Membrana de Intercambio de Protones (CEMIP) son dos tecnologías que pueden utilizarse para electrolizar biomasa. Para compuestos de origen biológico como el etanol y el glicerol, se utilizan habitualmente tanto las CEMIP como CEM. La electrólisis no puede transformar directamente compuestos poliméricos como la celulosa o el aserrín de madera. Estos sistemas necesitan una o dos cámaras con un acoplamiento ánodo/cátodo. En el ánodo, la materia orgánica se convierte mediante un proceso de oxidación que libera protones. En el cátodo se produce un proceso de reducción que permite la producción de H₂.

Se deberá tener presente que las rutas de producción de hidrógeno por electrolisis directamente de agua a partir de energía eléctrica renovable solar, eólica, geotérmica etc, no son ampliadas en este documento, debido a que **en la literatura no aparecen de manera clara como rutas que apliquen a los BC2G&3G**, como si está claro para el hidrógeno a partir de biomasa. Este hidrógeno obtenido por electrolisis de agua si es considerado en la presente consultoría como un insumo de alto valor que es usado para los BC2G&3G que requieren procesos de hidrotratamiento tales como el diésel renovable y los biocombustibles de aviación. En la literatura este hidrogeno verde aparece de manera general clasificado como un **COMBUSTIBLE ALTERNATIVO** para ser usado directamente en el transporte (European Alternative Fuels Observatory-European Commission, 2023; U.S. Department of Energy (Hydrogen Alternative Fuels Data Center), 2023; US Environmental Protection Agency-Alternative Fuels, 2023). Adicionalmente en la presente consultoría se considera la producción del biohidrógeno obtenido a partir del reformado o pirolisis de biogás, como un biocombustible de segunda generación, el cual ha sido considerado también como una alternativa más de producción de este tipo de biocombustible. Por ejemplo, la EPA en Estados Unidos reporta que está pendiente aprobar la ruta de producción de biohidrógeno por reformado de biometano, lo cual ha sido presentado por empresas como Air Liquide, FuelCell Energy y LytEn (U.S. Environmental Protection Agency-EPA, 2023)

De manera particular el hidrógeno (H₂) es una opción prometedora directa o indirecta de combustible alternativo para el transporte, donde la electrificación es más difícil. En Europa han considerado, en una primera fase, la adopción temprana del hidrógeno puede ocurrir en usos de flotas cautivos, como autobuses urbanos locales, flotas comerciales (por ejemplo, taxis) o partes específicas de la red ferroviaria, donde la electrificación no es factible. Las estaciones de servicio de hidrógeno pueden ser abastecidas fácilmente por electrolizadores regionales o locales, pero

su implementación necesita un análisis claro de la demanda de la flota y los diferentes requisitos para los vehículos eléctricos de pila de combustible ligeros y pesados (European Alternative Fuels Observatory-European Commission, 2023). El hidrógeno, cuando se utiliza en una pila de combustible para proporcionar electricidad, es un combustible alternativo con cero emisiones de escape producido a partir de diversas fuentes de energía. Actualmente, en muchos países los conductores de vehículos eléctricos ligeros pueden cargar en las estaciones minoristas en menos de cinco minutos y obtener una autonomía de conducción de más de 300 millas. Se están realizando esfuerzos comerciales y de investigación para ampliar la limitada infraestructura de abastecimiento de hidrógeno y aumentar la producción de vehículos eléctricos (U.S. Department of Energy (Hydrogen Alternative Fuels Data Center), 2023)

3.6.3 INFORMACIÓN PRELIMINAR ABC

En la *Tabla 9*, la información preliminar sobre el biocombustible biohidrógeno de 2da y 3ra generación. Tal información será tomada como uno de los puntos de referencia para la priorización de los cuatro biocombustibles que se seleccionarán para llevar a cabo el análisis completo de beneficio/costo de acuerdo a lo establecido en el plan de trabajo de la presente consultoría.

Tabla 9. Información preliminar de las tecnologías de producción de BC2G&3G (biohidrógeno)

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL bioH2 | |
|-------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
| Costo biomasa (USD/kg de biomasa) | 0,14-0,18 (Se toma como referencia el valor hallado de la biomasa para el GNS que corresponde a la misma biomasa) | *0,4-1,8 (escenario idealizado de estanques con canales) *3,8-10 (escenario idealizado en fotoreactor) (Slade & Bauen, 2013) |
| Costo de producción (EUR/kg H2) | 1,15 a 9,65 (tomado de la literatura (Fanny Lamon y Mieke Decorte, 2023). De manera comparativa el costo de producción de hidrógeno verde a partir de electrólisis fluctúa entre 2,51 y 11,94 Euros/kg H2. | El potencial de la biomasa de algas como fuente de biocombustibles líquidos y gaseosos es un tema de gran actualidad, pero hasta el momento no existe ningún sistema comercial exitoso y económicamente viable que produzca biocombustibles (Milledge et al., 2014). |
| Rendimiento (kg Bio H2/kg biomasa) | 0,04 (Valor tomado de la literatura (Prestipino, Piccolo, Polito, & Galvagno, 2022)) | |
| CAPEX (Euros/MWh) | 38 (Planta de 59 MW) 12 (Planta de 473 MW) (REGlobal, 2021) | |
| OPEX (Euros/MWh), Costos operativos fijos y variables | 20 (Planta de 59 MW) 18 (Planta de 473 MW) | |

| | | |
|-------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | (REGlobal, 2021) | |
| Precio (EUR/kg) | 1,41-11,81 (se toma un precio del 22,4 % mayor a los costos de producción de manera similar a lo supuesto con el biodiesel de 2da generación) | |
| Madurez tecnología (TRL) | 7-8 | |
| Huella de carbono (g CO2e/MJ) | <p>*-20 a -100 (Desde Biometano con y sin captura de CO2)</p> <p>*16 a -143 (Desde biomasa de madera con y sin captura de CO2) (Antonini et al., 2021)</p> | <p>No factible. Varios estudios LCA sobre biocombustibles de microalgas demostraron que no son competitivos con los biocombustibles convencionales en términos de energía neta como de impacto ambiental. Sin embargo, algunos escenarios planteados mostraron resultados prometedores. Por ejemplo, la valorización de coproductos (biomasa residual) y corrientes residuales (gases de combustión y aguas residuales) fue efectiva para reducir la impactos ambientales. (Gurreri et al., 2023)</p> |

Se observa de la Tabla 10, que las tecnologías de 2da generación podrían en un futuro complementar en el país la oferta de H₂ verde en el país mayormente promocionada a partir de electricidad de fuente eólica y solar. No se considera el escenario con las biomásas de tercera generación por sus altos costos de producción, lo cual se espera se pueda superar y más adelante se puedan plantear escenarios viables de producción industrial y comercial

3.7 BIOBUTANOL2G y 3G

El biobutanol tiene propiedades combustibles comparables con la gasolina fósil y ha venido ganando mucho interés debido a que se puede obtener de biomásas lignocelulósicas que no compiten directamente con los cultivos alimenticios. La producción del biobutanol obtenido por la ruta de acetona-butanol-etanol (ABE) a partir de biomasa lignocelulósica sigue siendo problemática debido al bajo rendimiento y selectividad del producto, al alto consumo de energía y la toxicidad del butanol para inhibir los catalizadores enzimáticos usados en su producción. El desarrollo reciente de técnicas simultáneas de sacarificación, fermentación al vacío y recuperación tiene el potencial de reducir estos problemas y mejorar el rendimiento de butanol, lo cual ha ganado una atención significativa como una forma alternativa emergente para la fermentación ABE.

3.7.1 PRODUCCIÓN Y TENDENCIAS

Se han reportado costos estimados de producción de butanol, del orden de \$1,8/L. Se ha identificado que la recuperación de butanol es el parámetro más sensible, seguido de la

utilización del azúcar en el reactor de fermentación, el costo de la materia prima, la tasa de conversión de la biomasa en azúcares y la recuperación de calor. Se estima que la optimización de estos parámetros operativos podría reducir el costo de producción de biobutanol a \$0,6/L, lo que es competitivo con los precios actuales de la gasolina; sin embargo, lograr resultados significativos sobre estos considerandos requerirá más esfuerzos de investigación y desarrollo sobre la fermentación ABE (Baral & Shah, 2016; Guo et al., 2022).

Respecto a los requerimientos de acondicionamientos de la biomasa lignocelulósica para la producción de biobutanol en la práctica son los mismos que los que se usan para la producción de bioetanol, por lo tanto, se puede revisar la sección correspondiente presentada para el bioetanol.

3.7.2 CARACTERÍSTICAS DE PROCESO:

La biomasa lignocelulósica, compuesta principalmente de celulosa, hemicelulosa y lignina, ha sido planteada como el tipo de biomasa más abundante, sostenible y rentable para la producción de bio-butanol. Entre ellos, la celulosa es un homopolisacárido no ramificado que consta de unidades de D-glucopiranosilo que pueden ser se descomponen en hexosas (azúcares C-6) y la hemicelulosa son heteropolisacáridos ramificados que consisten en residuos de azúcares de hexosa y pentosa. La lignina consta de unidades de fenilpropano unidas a través de diferentes tipos de enlaces entre unidades, que desempeñan un papel cementante para conectar las células y aumentar las propiedades de resistencia mecánica, lo que hace que la lignocelulosa sea resistente contra la biodegradación por microorganismos. Por lo tanto, la eliminación de la lignina de la biomasa lignocelulosica antes de la hidrólisis de la celulosa y la hemicelulosa es deseable para una fermentación exitosa de ABE lignocelulósico. El proceso de fermentación del butanol lignocelulósico se puede resumir en cuatro pasos principales: pretratamiento (rompiendo la compleja estructura de la biomasa lignocelulósica), hidrólisis (proporcionando monómeros fermentables), fermentación y destilación Figura 23.

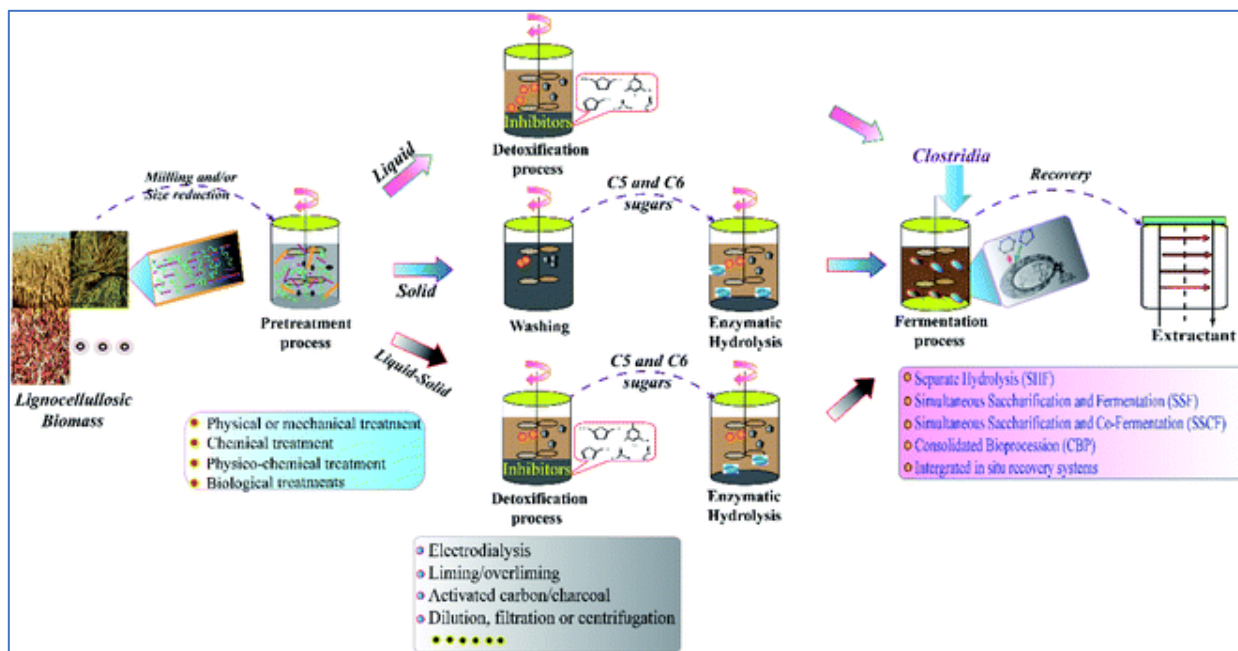


Figura 23. Diagrama de proceso de producción de biobutanol a partir de biomasa lignocelulósica

Fuente: (Guo et al., 2022)

2.2.1 Procesos de pretratamiento de biomasa lignocelulósica.

El pretratamiento es un paso crucial romper la compleja estructura de los materiales lignocelulósicos y aumenta el área de superficie y la porosidad, mejorando así la sacarificación para liberar azúcares fermentables. Los procesos se pueden clasificar en cuatro categorías generales: i) tratamiento físico o mecánico, que incluye molienda/molienda, trituración, extrusión, microondas y ultrasonificación, que descompone efectivamente la estructura física de biomasa lignocelulósica; ii) tratamiento químico, incluida la aplicación de ácido concentrado/diluido, álcali, ozonólisis, disolventes orgánicos y líquidos iónicos; iii) tratamiento fisicoquímico, que implica el uso de explosión de vapor, explosión de fibra de amonio, explosión de CO₂ y agua caliente, para liberar eficazmente monosacáridos y oligosacáridos; iv) tratamientos biológicos, que utilizan microorganismos (como hongos, bacterias o consorcios de hongos y bacterias) para degradar la lignina, la hemicelulosa y la celulosa, selectividad potencialmente alta de la hidrólisis enzimática, pero la efectividad está influenciada por la concentración del sustrato, la carga de enzimas, el pH y la temperatura

Existen varias ventajas y desventajas para los diferentes procesos de pretratamiento, lo que limita la economía y la viabilidad del butanol lignocelulósico. Por ejemplo, los pretratamientos con ácidos y álcalis diluidos se utilizan ampliamente para preparar sustratos digeribles, pero se requiere un paso de neutralización para mantener el pH antes de la hidrólisis enzimática. Más importante aún, las sales formadas en el proceso de neutralización también pueden influir en la eficiencia de la hidrólisis enzimática y la fermentación ABE. Además, también se han propuesto combinaciones de métodos de pretratamiento. Se emplea y se ha demostrado que ejerce efectos sinérgicos sobre la calidad del hidrolizado resultante, incluido un alto rendimiento de azúcares

monoméricos y bajos niveles de inhibidores. Es deseable desarrollar métodos de pretratamiento adecuados para evitar la inhibición del proceso y, por lo tanto, disminuir los costos y las demandas de energía para la producción de butanol a partir de materiales lignocelulósicos.

La celulosa, que representa aproximadamente el 40% de los materiales lignocelulósicos, es un polímero de cadena larga formado por glucosa conectada por enlaces β -1,4-glucosídicos,66 y puede hidrolizarse selectivamente a glucosa mediante enzimas celulolíticas (p. ej., exo-1,4). - β -glucanasas, endo-1,4- β -glucanasa y β -glucosidasas). La eficiencia de la hidrólisis enzimática de la celulosa se ve afectada por muchos parámetros. Por ejemplo, cuando la capacidad de unión de la celulosa es débil con una carga alta de fase sólida. Mejorar la eficiencia de la hidrólisis enzimática de la celulosa en sustratos de fermentación para obtener altos niveles de azúcares fermentables para producir butanol de celulosa es un objetivo importante.

La hemicelulosa, otro sustrato barato y abundante, representa aproximadamente del 25 al 35% de la biomasa lignocelulósica. Es un polímero polifásico compuesto por varios tipos diferentes de monosacáridos, las principales unidades estructurales son xilosa (>50%), manosa, glucosa, arabinosa y galactosa, y la fermentación de hemicelulosa produce más butanol por unidad de masa de lignocelulosa. Por lo tanto, aunque varios clostridios pueden secretar algunas hemicelulasas, la actividad extracelular de las enzimas no es adecuada para la utilización directa de la hemicelulosa, lo que hace que la producción de butanol a partir de hemicelulosa sea relativamente ineficiente debido a los costosos procesos de pretratamiento. En la actualidad, la hidrólisis con ácido diluido, la explosión de vapor y autohidrólisis/extracción líquida con agua caliente, se han evaluado para producir azúcares hemicelulósicos fermentables. Por ejemplo, después del tratamiento de prehidrolizados hemicelulósicos mediante floculación, seguido de una desintoxicación simultánea con cocultivo de *Ureibacillus thermosphaericus* y *Cupriavidus taiwanensis* y una hidrólisis con *Paenibacillus campinasensis*, se logró una reducción de compuestos fenólicos de hasta un 56% después de la floculación, y la fermentación ABE pudo producir 6,8 g L⁻¹ de butanol.

3.7.3 INFORMACIÓN PRELIMINAR PARA ANALISIS ECONOMICO

En laTabla 10, la información preliminar sobre el biocombustible biobutanol de 2da y 3ra generación, tomando como referencia información del respectivo biocombustible etanol. Tal información será tomada como uno de los puntos de referencia para la priorización de los cuatro biocombustibles que se seleccionarán para llevar a cabo el análisis completo de beneficio/costo de acuerdo a lo establecido en el plan de trabajo de la presente consultoría.

Tabla 10. Información preliminar de las tecnologías de producción de BC2G&3G (biobutanol)

| | |
|--|--------------------------------------------|
| | CLASIFICACIÓN DE GENERACIÓN DEL biobutanol |
|--|--------------------------------------------|

| VARIABLES BENEFICIO/COSTO | 1era (Referencia etanol) | 2da (del presente estudio) | 3ra (del presente estudio) |
|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Costo biomasa (USD/kg de biomasa) | 0,47 X 2,79=1,31 (Se toma un 47% del costo de la materia prima sobre los costos de producción del biocombustible de 1ra generación, (Jonker et al., 2019)) | 0,33 X costos de producción del etanol= 0,67-1,16 (se toma un valor 33% reportado para los costos de producción del bioetanol de 2da generación (Naresh Kumar et al., 2019) (Chandel et al., 2012)). | *0,4-1,8 (escenario idealizado de estanques con canales) *3,8-10 (escenario idealizado en fotoreactor) (Slade & Bauen, 2013) |
| Costo de producción (USD/gal) | 3,41/1,224=2,79 (la misma suposición porcentual realizada para el biodiésel de 1era generación) | 2,5-7,56 (Li et al., 2019; Mahmud & Rosentrater, 2022) | El potencial de la biomasa de algas como fuente de biocombustibles líquidos y gaseosos es un tema de gran actualidad, pero hasta el momento no existe ningún sistema comercial exitoso y económicamente viable que produzca biocombustibles (Milledge et al., 2014). |
| Rendimiento (kg Biobutanol/kg biomasa) | 0,36 (tomado de la literatura para el bioetanol (Zhou et al., 2021)) | 0,33 (tomado de la literatura (Abo et al., 2019)) | |
| CAPEX (USD/L biobutanol) | 36 MUSD/año (planta 1G de 25,4 ton/h, (Petersen et al., 2021)) | 2,34 (tomado de la literatura (Mahmud & Rosentrater, 2022)) | |
| OPEX (USD/L biobutanol) | 31 MUSD/año (planta 1G de 25,4 ton/h, (Petersen et al., 2021)) | 1,81 (tomado de la literatura (Mahmud & Rosentrater, 2022)) | |
| Precio (USD/gal) | 3,41 (ver precio para el bioetanol 1G antes) | 3,06-9,25 (Se toma como referencia el costo de producción reportado para el biobutanol lignocelulósico y se hace la suposición de que el precio es 22,4% mayor que el costo de producción) | |
| Madurez tecnología (TRL) | 9 | 7-8 | No factible. Varios estudios LCA sobre biocombustibles de microalgas demostraron que no son competitivos con los biocombustibles convencionales en términos de energía neta como de impacto ambiental. Sin |
| Huella de carbono (g CO ₂ e/MJ) | 4,5 (U.S. EPA), 11,8 (CARB) (Datos de literatura para bioetanol (Liu et al., 2023)) | -12,57 (a partir de residuos sólidos urbanos (Meng et al., 2019)) | |

| | | | |
|--|--|--|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | | | <p>embargo, algunos escenarios planteados mostraron resultados prometedores. Por ejemplo, la valorización de coproductos (biomasa residual) y corrientes residuales (gases de combustión y aguas residuales) fue efectiva para reducir la impactos ambientales. (Gurreri et al., 2023)</p> |
|--|--|--|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Se observa de la Tabla 11 que las tecnologías de 2da generación podrían en un futuro complementar en el país la oferta de etanol de 1G. Para este caso se identificó que se tienen rangos de costos y precios de producción más altos que el etanol 1G. De manera destacable los costos y precios estimados en el rango inferior logran ser tan competitivos con el etanol 1G y podría ser considerado como una alternativa de mezcla que reemplace la gasolina o complemente el uso del etanol de primera generación en el país. No se identifica para el corto plazo algún escenario que permita el uso de biocombustibles de tercera generación

3.7.4 INFORMACIÓN ADICIONAL PARA LOS BC2G&3G

En la Tabla 12, se presenta de manera ilustrativa el grado de avance de cada uno de los biocombustibles en términos del desarrollo en laboratorio, piloto, industrial y comercial reportados en la literatura. Tales resultados se presentan con el objetivo de que esta sea una información de referencia para la priorización de los cuatro biocombustibles a los cuales se les hará el análisis completo de costo beneficio incluyendo el concepto de biorrefinería.

Tabla 11. Clasificación a nivel de laboratorio, piloto, industrial y comercial de las tecnologías de producción de BC2G&3G

| Nro | Biocombustible | Primera generación | | Segunda generación | | Tercera generación | |
|-----|---------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| | | Laboratorio/piloto | Industrial /comercial | Laboratorio/piloto | Industrial /comercial | Laboratorio/piloto | Industrial /comercial |
| 1 | Biodiésel (Aceite) | Si (Darnoko & Cheryan, 2000; Ishola et al., 2020; Soly Peter et al., 2020) | Si (BIOD SA, 2023; Manuelita, 2023b; Patagonia Bioenergía, 2023) | Si (Folaranmi, 2013; Gandure, Ketlogetswe, & Jonas, 2017; Maftuchah, Zainudin, Winaya, & Rahmadesi, 2020; Riayatsyah et al., 2022; Suzihaque, Alwi, Kalthum Ibrahim, Abdullah, & Haron, 2022) | Si (BioArag, 2023; Biodiesel Coalition of Missouri, 2023; Iowa Biodiesel, 2023) | Si (Demirbas & Fatih Demirbas, 2011; Khan et al., 2017; S. Zhang et al., 2022) | No |
| 2 | Diésel Renovable (Aceite) | Si (Di Vito Nolfi, Gallucci, & Rossi, 2021; Kaewtrakulchai, Fuji, & Eiad-Ua, 2022; Mahdi, Bazargan, McKay, Azelee, & Meili, 2021) | Si (Montana Renewables, 2023; Neste MY Renewable Diesel™, 2023; Renewable: New Rise Renew, 2023) | Si (Asikin-Mijan et al., 2020; De Oliveira, De França, Corrêa, Da Paixão Ribeiro, & Velasquez, 2021; Heriyanto, Murti Sumbogo, Heriyanti, Sholehah, & Rahmawati, 2018; Mahdi et al., 2021; Park et al., 2019; Ulukardesler, 2023) | Si (Diamond Green Diesel, 2023; HollyFrontier's plant, 2023; Montana Renewables, 2023; Neste MY Renewable Diesel™, 2023) | Si (Beal, Smith, Webber, Ruoff, & Hebner, 2011; Juneja, Murthy, Juneja, & Murthy, 2017; Kruger et al., 2017) | No |
| 3 | Biojet (SAF) (Aceite) | Si (Arnaldo Walter, Joaquim E. A. Seabra, Jansle Vieira Rocha Marjorie Guarengi, Desirée Dalmane, Nathália Vieira (Unicamp) & Santos, 2020; LOWA SOYBEN ASSOCIATION, 2023; Pipitone, Zoppi, Pirone, & Bensaid, 2023) | Si (Montana Renewables, 2023) | Si (Arnaldo Walter, Joaquim E. A. Seabra, Jansle Vieira Rocha Marjorie Guarengi, Desirée Dalmane, Nathália Vieira (Unicamp) & Santos, 2020; Carrasco-Suárez, Romero-Izquierdo, Gutiérrez-Antonio, Gómez-Castro, & Hernández, 2022; Chen & Wang, 2019; El-Araby, Abdelkader, El Diwani, & Hawash, 2020; Ranucci et al., 2018; Tongpun, Wang, & Srinophakun, 2019) | Si (CEPSA, 2023; Montana Renewables, 2023; Neste MY Sustainable Aviation Fuel, 2023) | Si (Bwapwa, Anandraj, & Trois, 2017; Nair & Paulose, 2014; Prussi, Weindorf, Buffi, Sánchez López, & Scarlat, 2021; Rony et al., 2023; Yang, Guo, Xue, & Wang, 2016) | No |
| 4 | Bioetanol | (Barros-Rios, Romani, Garrote, & Ordas, 2015; C. Hernández et al., 2019; Mohanty & Swain, 2019) | (Manuelita, 2023a), (Ingenio Risaralda, 2023), (EIA, 2023) | (Bušić et al., 2018; Pascual et al., 2022; Tran et al., 2019) | (Renewable Fuel Association, 2023) | (Chandrasekhar et al., 2023; de Farias Silva & Bertucco, 2016, 2019; Sulfahri et al., 2019) | No |
| 5 | Biobutanol | (Buehler & Mesbah, 2016; Schiel-Bengelsdorf, Montoya, Linder, & Dürre, 2013; Veza, Muhamad Said, | (Ni & Sun, 2009)(Kujawska, Kujawski, Bryjak, & Kujawski, 2015) | (Abo et al., 2019; Birgen, Dürre, Preisig, & Wentzel, 2019; Guo et al., 2022b) | No | (Cheng et al., 2015; Hestekin, Jamie, Bevan, Elizabeth, Carter, Ethan, Nakao, Hiroko, Stout, | No |

| Nro | Biocombustible | | Primera generación | | Segunda generación | | Tercera generación | |
|-----|----------------|---------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| | | | Laboratorio/piloto | Industrial /comercial | Laboratorio/piloto | Industrial /comercial | Laboratorio/piloto | Industrial /comercial |
| | | | & Latiff, 2021; Xue et al., 2016) | | | | Jeremy , Ivey, Jill , Rakestraw, Kylan , Rostro, Lizbeth , Huslig, Megan , Beitle, Robert , Penney, 2011; Kongjan et al., 2021; Phillips, 2020) | |
| 6 | Biometano | Digestión anaerobia (Gas Natural Renovable) | No | No | (Aworanti et al., 2023; European Biogas Association, 2013; IEA, 2020; Pavičić, Mavar, Brkić, & Simon, 2022) | (International Energy Agency (IEA), 2023)(“EUROPEAN INFRASTRUCTURE FOR BIOMETHANE PRODUCTION 2023,” 2023)(Air Liquide, 2022) | (Abusweireh, Rajamohan, Sonne, & Vasseghian, 2023; Ma, Li, Zhao, Yu, & Frear, 2021; Malik, Sanjeev Kumar, 2015; Serrano et al., 2022) | No |
| 8 | | Gasificación (Gas Natural Sintético) | No | No | Si (Hacatoglu, Mclellan, & Layzell, 2010; Naz et al., 2020; Wu et al., 2022) | No | Si (Magdeldin et al., 2016; Raheem et al., 2021) | No |
| 7 | Biohidrógeno | | -- No | - No | (Eloffy et al., 2022; Gangadhar et al., 2021; M. A. Hernández et al., 2018; Susmozas, Iribarren, Zapp, Linßen, & Dufour, 2016) | No | (Arimbrathodi, Javed, Hamouda, Aly Hassan, & Ahmed, 2023; Lam, Loy, Yusup, & Lee, 2019; Sharma & Arya, 2017; Wang & Yin, 2018) | No |

Los resultados presentados esta tabla indican y confirman que el mayor desarrollo de los biocombustibles de segunda y tercera generación corresponden a aquellos en los que ya se tienen amplias experiencias a nivel de laboratorio, piloto, industrial y comercial. Sin embargo, los otros biocombustibles que tienen un menor grado de desarrollo deberán ser considerados como potenciales en escenarios futuros de largo plazo

4 MATERIAS PRIMAS UTILIZADAS EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE BC2G&3G

De acuerdo con la clasificación presentada en el capítulo anterior, los biocombustibles de segunda y tercera generación, son aquellos elaborados a partir de materias primas que no compiten con la producción de alimentos. Se identifican como disponibles en primera instancia:

- Biomasa Residual Agrícola
- Biomasa Residual Pecuaria
- Residuos Sólidos Urbanos (RSU)
- Biomasa residual industrial
- Biomasas lignocelulosicas
- Aceites de cocina usados (UCO por sus siglas en ingles)
- Grasa de animales
- Biomasa Algal
- Otras.

Por lo anterior esta sección del informe se centra en identificar la oferta a nivel nacional de este tipo de materias primas, con miras a ser usadas en las biorrefinerías. Las cuales se cualifican y cuantifican a fin de establecer su real potencial y poder estimar el tipo y cantidad de biocombustible de segunda y tercera generación (BC2G&3G), junto con los co-productos generados, así como identificar la tecnología más adecuada a aplicar en la biorrefinería para su elaboración.

4.1 Biomasa Residual Agrícolas.

Para establecer la oferta nacional de biomas residuales (BR) provenientes del sector agrícola, se parte de la selección de cultivos adelantada en el Atlas de Biomas de la UPME (UPME, 2010), que recopila los cultivos más representativos del agro colombiano, las BR generadas en cada uno de ellos y su potencial energético.

Así, siguiendo la metodología planteada en el Atlas citado, en primera instancia se actualiza la información de producción de los cultivos en estudio para el último año (2022), para ello se consultan fuentes como AGRONET (Agronet, 2023), Evaluaciones Agropecuarias Municipales (EVA SUPRA) (UPRA, 2023), con la información recopilada se estima la producción de BR y su oferta energética a nivel nacional. En la tabla del Anexo 1 se puede observar la producción nacional de la cual se parte el análisis, el factor de residuo, la humedad, el potencial energético por unidad de masa de la BR y el potencial energético teórico que se puede esperar por año de cada BR. De otra parte, la figura 24, presenta en barras la masa de BR obtenida teóricamente por año, especificándose según el color del cultivo del que se obtiene, la línea roja presenta los TJ acumulados que puede obtenerse teóricamente con las BR estudiadas.

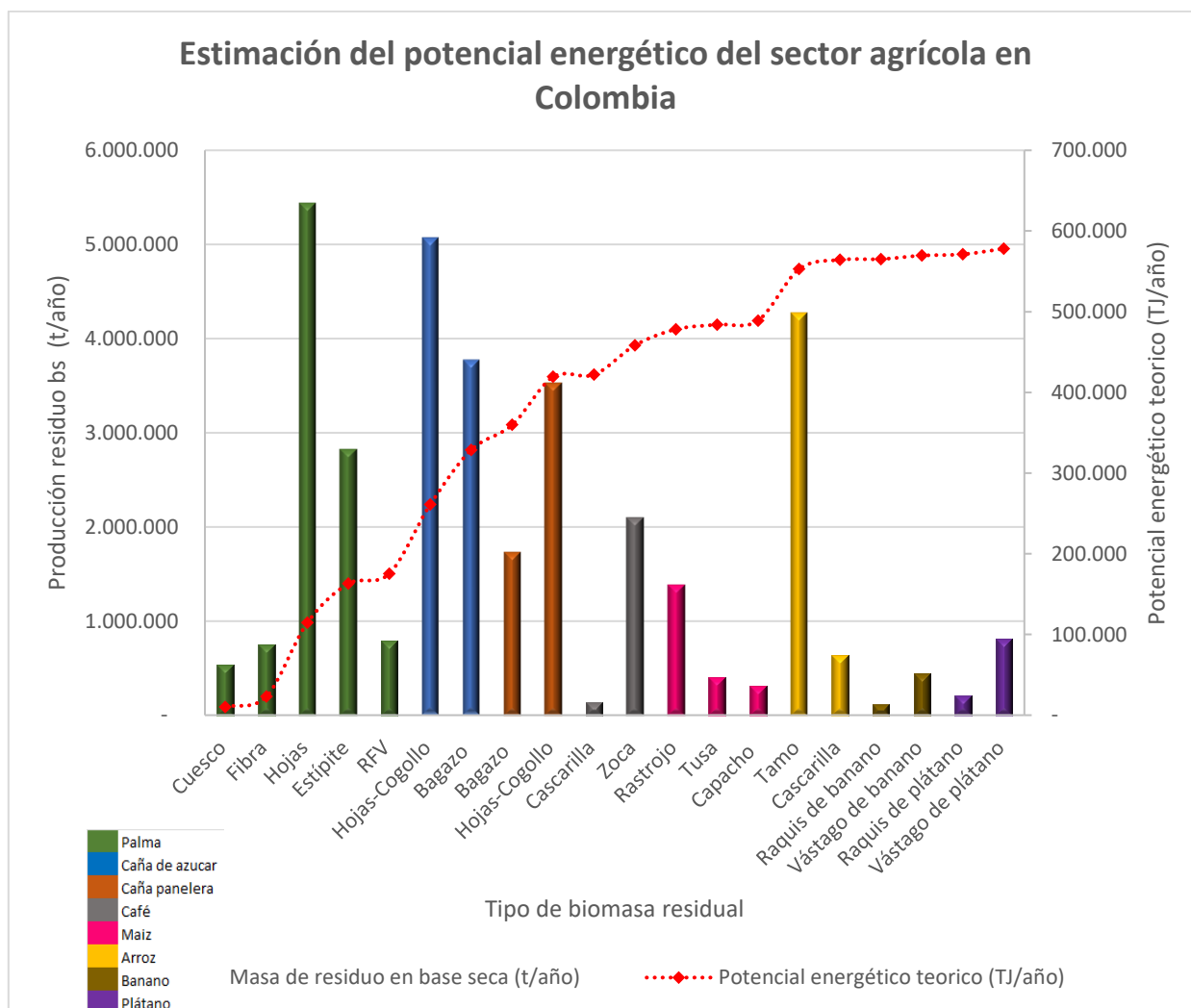


Figura 24 Biomosas residuales del sector agrícola y su potencial energético teórico en Colombia 2022
 Fuente: Elaboración propia adaptada de (UPME, 2010), a partir de AGRONET 2022.

De la figura anterior se puede concluir que con las BR presentadas se puede obtener teóricamente un potencial de cerca de 578 055 00 TJ/año. Las hojas y estípites (tallo) de palma, las hojas de caña tanto panelera como caña de azúcar y el tamo de arroz, son las BR que más producción teórica tienen. Sin embargo, es importante precisar la disponibilidad real de cada BR, para esto se investigó con los gremios los usos que tienen y su facilidad de recolección para obtener un dato más acercado a la realidad de la disponibilidad de cada BR; con el fin de disponer de información confiable para definir las tecnologías, ya que este parámetro es fundamental para la selección y priorización de las mismas. Para llegar a este valor se tuvieron en cuenta los criterios presentados en la Tabla 12, con los cuales se asignó un porcentaje de disponibilidad. Los cálculos tanto de potencial técnico como teórico se presentan en las tablas del Anexo de cálculos de potencial y se entregará la base de datos en Excel.

Tabla 12. Consideraciones para calcular el factor para el cálculo del potencial técnico

| Sector/ Cultivo | Biomasa | Factor Biomasa disponible (%) | Criterios de disponibilidad |
|-----------------|---------------|-------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Palma de aceite | Cuesco | 14% | Se considera el 14% disponible, el resto ya tiene uso. |
| Palma de aceite | Fibra | 5% | Se considera el 5% disponible, el resto ya tiene uso. |
| Palma de aceite | Hojas | 50% | Se considera aprovechable el 50% de las hojas, lo demás se deja en campo para enmienda del suelo. |
| Palma de aceite | Estípite | 70% | Se considera el 70% disponible, el resto ya tiene uso. |
| Palma de aceite | RFV | 83% | Se considera el 83% disponible, el resto ya tiene uso. |
| Caña de azúcar | Hojas-Cogollo | 50% | Se toma 50% de RAC para conservar cobertura vegetal y nutrientes en campo, por tanto, se considera disponible el 50% |
| Caña de azúcar | Bagazo | 0% | No hay de disponibilidad de bagazo, actualmente los ingenios lo utilizan para cogenerar. |
| Caña Panelera | Bagazo | 50% | 50% de disponibilidad de bagazo. Mejora de eficiencia energéticas en las hornillas |
| Caña Panelera | Hojas-Cogollo | 50% | Se toma 50% de RAC para conservar cobertura vegetal y nutrientes en campo, por tanto, se considera disponible el 50%; |
| Cacao | Vaina | 100% | Se considera el 100% de disponibilidad, actualmente no tienen ningún uso |
| Cacao | Cascara | 100% | Se considera el 100% de disponibilidad, actualmente no tienen ningún uso |
| Café | Cascarilla | 0% | Existe disponibilidad de cascarilla, pero solo se comercializa al interior del gremio, por tanto, se considera 0%. |
| Café | Zoca | 50% | Se considera el 50% dado que el otro 50% se dispone es campo como enmienda del suelo |
| Maíz | Rastrojo | 50% | Se considera el 50% dado que el otro 50% se dispone es campo como enmienda del suelo |
| Maíz | Tusa | 0% | Se considera cero, dado que la tusa se encuentra dispersa y se ubica principalmente en el sector residencial. |
| Maíz | Capacho | 50% | Se considera el 50% dado que el otro 50% se dispone es campo como enmienda del suelo |
| Arroz | Tamo | 50% | Se considera el 50% dado que el otro 50% se dispone es campo como enmienda del suelo |

| Sector/ Cultivo | Biomasa | Factor Biomasa disponible (%) | Criterios de disponibilidad |
|---------------------|--------------------|-------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Arroz | Cascarilla | 0% | Actualmente es utilizado como cama en caballerizas, galpones, y para hacer compostaje |
| Banano | Raquis de banano | 50% | Se considera el 50% dado que el otro 50% se dispone es campo como enmienda del suelo |
| Banano | Vástago de banano | 50% | Se considera el 50% dado que el otro 50% se dispone es campo como enmienda del suelo |
| Plátano | Raquis de plátano | 50% | Se considera el 50% dado que el otro 50% se dispone es campo como enmienda del suelo |
| Plátano | Vástago de plátano | 50% | Se considera el 50% dado que el otro 50% se dispone es campo como enmienda del suelo |
| Bovino | Estiércol bovino | 1% | Se considera que solo el 1% esta estabulado, el resto es ganadería extensiva y de difícil aprovechamiento |
| Porcino | Estiércol porcino | 89% | Este porcentaje de disponibilidad no considera los cerdos de traspatio. |
| Avícola | Estiércol avícola | 59% | Este porcentaje de disponibilidad no considera las aves de traspatio |
| Urbano | RSU | 60% | Se tomó como un valor conservador descartando los municipios de muy baja producción y alejados cuya disponibilidad de BR no permite la sostenibilidad de una planta |
| Cervecería | Lodos | 17% | Solo existe una cervecería que no utiliza sus residuos actualmente, el resto actualmente produce biogás y lo utilizan para autogeneración |
| Lácteos | Grasas | 60% | Se toma 60% de la oferta nacional de lodos y grasa se descarta el suero por su empleo en cría de cerdos |
| Planta de beneficio | Rumen | 100% | Se utiliza todo el rumen dado que está disponible y centralizado en las plantas de beneficio animal. Se considera el 100% de disponibilidad del rumen en las plantas de beneficio animal |
| Destilería | Vinazas | 100% | Se considera el 100% de disponibilidad de las vinazas de las destilerías |
| Forestal | Viruta | 20% | Se toma 20% de BR; el 50% de cosecha se deja en campo, y el 50% de la industrial se aprovecha en las calderas, el 30% tiene usos para pulpa, tableros, carbón vegetal y otros. |

Con los datos presentados en la tabla anterior se presenta en la figura 25 la disponibilidad real de biomasa y se calcula el potencial técnico energético asociado a las BR priorizadas.

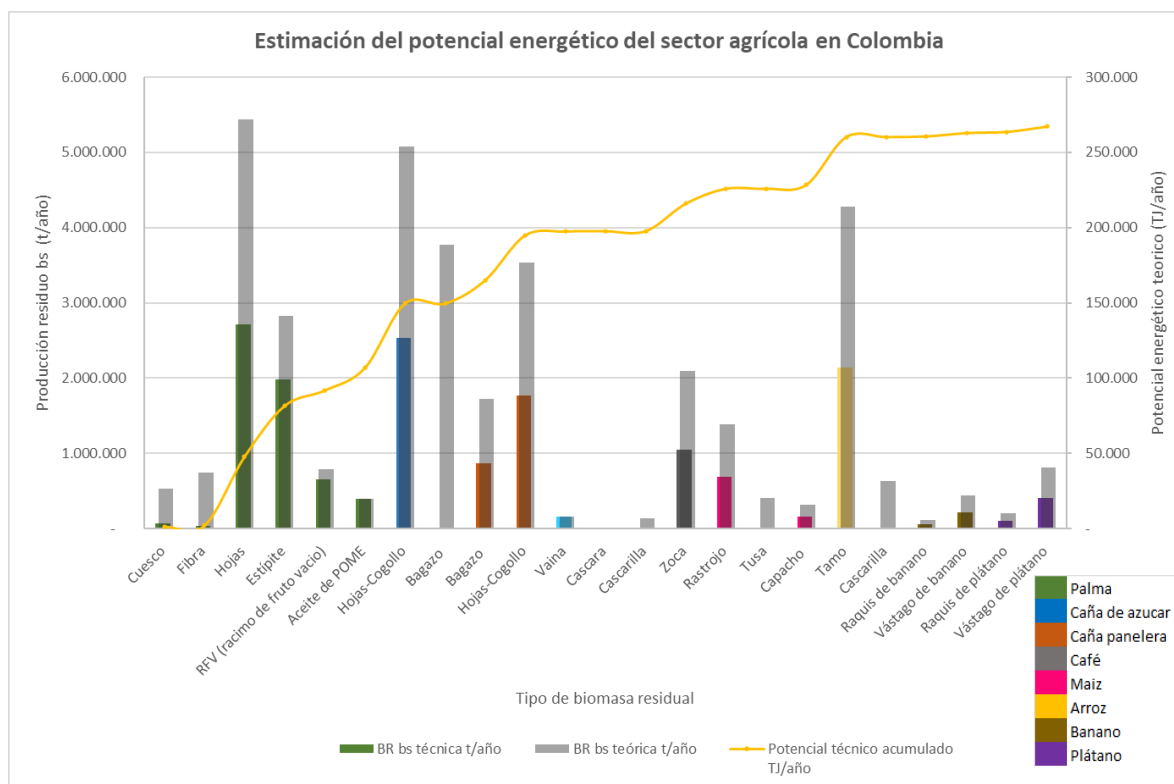


Figura 25. Biomosas residuales teóricas y técnicas en el sector agrícola y su potencial energético técnico en Colombia 2022

Fuente: Elaboración propia adaptada de (UPME, 2010), a partir de AGRONET 2022.

De la gráfica anterior se puede concluir que la disponibilidad de materia prima para procesos de producción de biocombustibles se encuentra principalmente en el sector de la palma de aceite, la caña panelera, ya que la totalidad del bagazo se usa actualmente en el sector azucarero, la zoca de café y el tamo de arroz. Para aprovechar el tamo hay que abordar 2 barreras principales que es el acercamiento al gremio para mejorar prácticas agrícolas de su recolección en campo y la distancia donde se encuentran los cultivos a un centro poblado. Con las consideraciones de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se tiene un nuevo valor que corresponde al potencial energético técnico equivalente a 252,248 TJ/año.

Para avanzar en el establecimiento del potencial energético de estas BR y la factibilidad de su aprovechamiento, es importante su localización, para ello se hace el mismo ejercicio pero más en detalle, así para cada tipo de cultivo se identifican los departamentos en los cuales se desarrolla la mayor actividad del cultivo estudiado, jerarquizándolos de mayor a menor productor y se preseleccionan aquellos departamentos mayores productores cuya producción acumulada representa el 80% de la oferta nacional para las BR analizadas (Ver Anexo 1). En la Figura 26, se consolida la información de disponibilidad de biomosas por departamentos a partir de la información recopilada en los balances para establecer la oferta energética de las diferentes BR en los principales departamentos y seleccionar la tecnología para la biorrefinería que logre la mejor valorización energética de las BR y obtenga el mejor rendimiento de sus co-productos, ya sea procesándolas de manera individual o de ser compatible el co-procesamiento conjunto de varias de ellas. Basado en los anterior, se cruza la información y se presenta

la disponibilidad real de biomasa junto con el potencial técnico asociada a ellas en los departamentos con mayor producción agrícola y pecuaria.

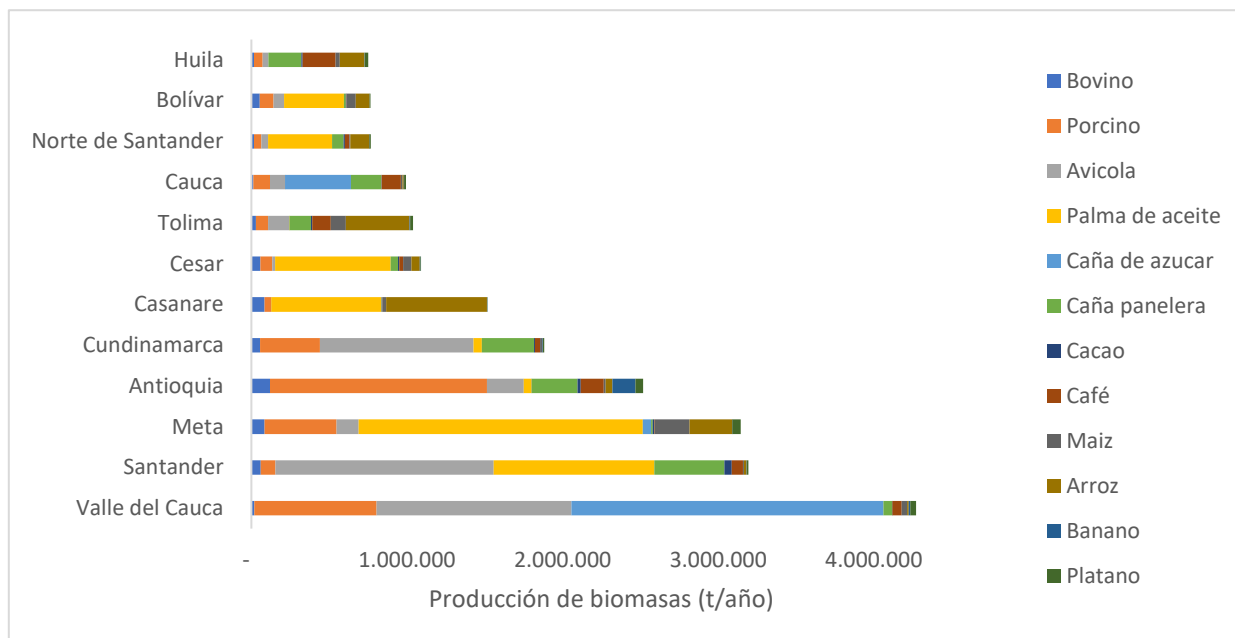


Figura 26. Producción acumulada de biomasa residual disponible por departamento para la estimación de potencial técnico

La anterior gráfica se construyó tomando como referencia el totalizado de las biomásas por departamento y priorizando el 80% del acumulado, sin embargo, se presenta como excepción que el departamento con mayor disponibilidad de BR del cultivo de plátano es Arauca.

El Valle del cauca se destaca por la disponibilidad de hojas-cogollo provenientes del cultivo de caña de azúcar. Antioquia lidera en el sector bovino, porcícola y de banano. Santander por su parte, es el mayor productor en el sector avícola, caña panelera y cacao. El meta sobresale por la disponibilidad de BR del cultivo de palma y maíz. Casanare es el mayor productor de arroz del país. Huila reporta la mayor disponibilidad de BR proveniente de cacao. La disponibilidad de biomasa técnica por departamento se presenta en el Anexo 1.

4.2 SECTOR PECUARIO

Co el fin de establecer la oferta nacional de biomas residuales (BR) provenientes del sector pecuario, se analiza la producción nacional de ganado vacuno, cerdo y aves mediante consulta a fuentes como AGRONET (Agronet, 2023), Evaluaciones Agropecuarias Municipales (EVA SUPRA) (UPRA, 2023). Siguiendo la metodología desarrollada en el numeral anterior para el sector agrícola, se establece el factor de residuo, el potencial de generación de energía y el porcentaje de aprovechamiento. Estos cálculos se presentan en las tablas del Anexo 1 y se resumen en la figura 27 y la Figura 28.

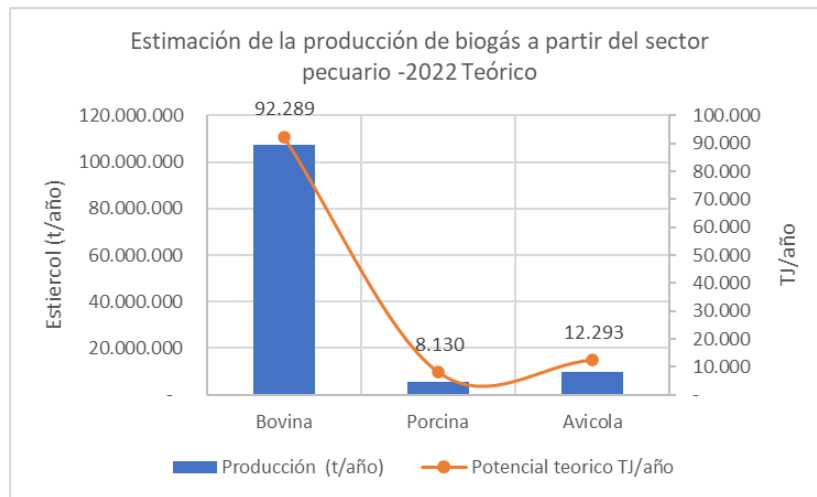


Figura 27. Biomosas residuales del sector pecuario y su potencial energético teórico en Colombia 2022

De la gráfica anterior se tiene un potencial teórico para el sector ganado vacuno de 92.289 TJ/año; sin embargo, dada la cultura nacional de ganadería extensiva es imposible aprovechar este potencial debido a la dispersión del material en los campos ganaderos y en contraste está el resultado de la figura 28 que corresponde al 1% representado en el ganado estabulado en Colombia. De los otros sectores se descontaron únicamente los cerdos y aves de traspatio. En las barras de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se representa en tono claro el cálculo teórico de disponibilidad de BR mientras que en el tono oscuro de la barra (parte inferior) se presenta lo que se puede recuperar y aprovechar energéticamente para calcular el potencial energético técnico que se representa en línea gris de forma acumulada, para obtener la disponibilidad de energía total acumulada en el país, este valor se calculó en 15.428 TJ/año. Es importante hacer acercamiento con el Ministerio de Agricultura y establecer políticas para el aprovechamiento de la BR del sector ganadero dado que representa teóricamente un importante potencial para el país.

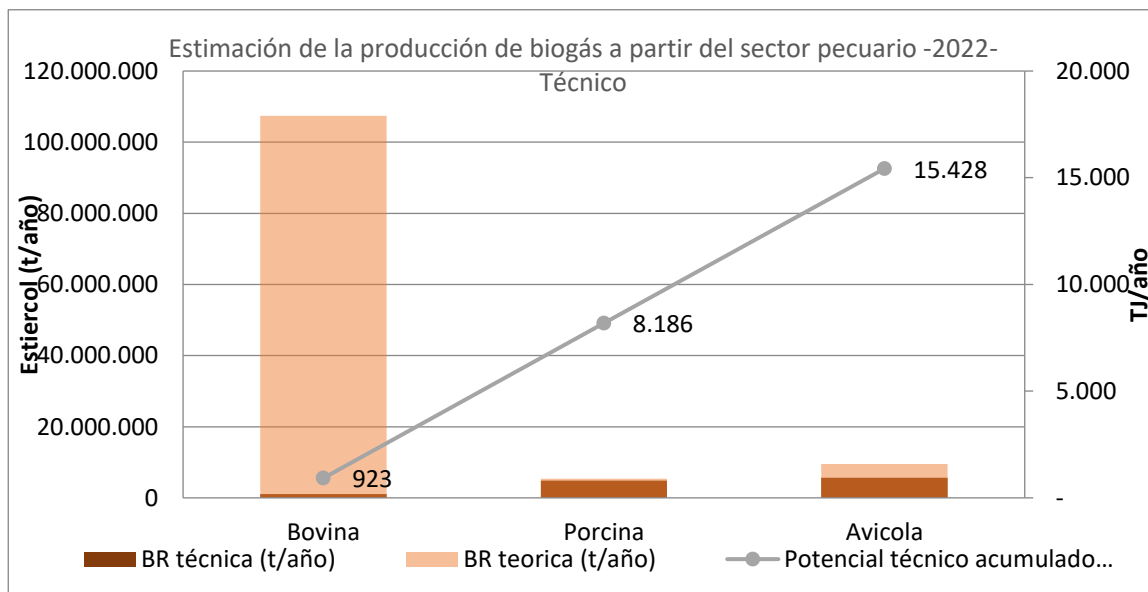


Figura 28. Biomosas residuales del sector pecuario y su potencial energético teórico en Colombia 2022

Fuente: Elaboración propia adaptada de (UPME, 2010), a partir de AGRONET 2022.

Por su parte, del sector porcino se puede aprovechar cerca del 89% de la biomasa residual y del sector avícola el 59%, que en conjunto aportarían con 23 614 TJ/año.

4.3 RESUDIOS SOLIDOS MUNICIPALES (RSU).

A partir de la recopilación de información efectuado por el Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) a través del aplicativo Sistema Único de Información (SUI) (SUI, 2022), fuente oficial de país, es posible conocer la generación de residuos sólidos de los municipios en los 32 departamentos del territorio colombiano, así como la caracterización de los mismos por departamento. La información de base y las tablas en donde se estimó el balance de materia de esta BR se presenta en el Anexo 3. A partir de esta información, se calcula la composición media de los RSU en Colombia, como se presenta en la Figura 29.

Usando un factor de metanización de 66 m3 biogás/t de RSU (Fenosa, 2016); y tomando los datos de disposición de RSU reportado en el SUI para el año 2020 en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la disponibilidad de RSU por departamento en las barras y la línea presenta el potencial teórico por digestión anaerobia de la Fracción Orgánica de los residuos sólidos Urbanos (FORSU).

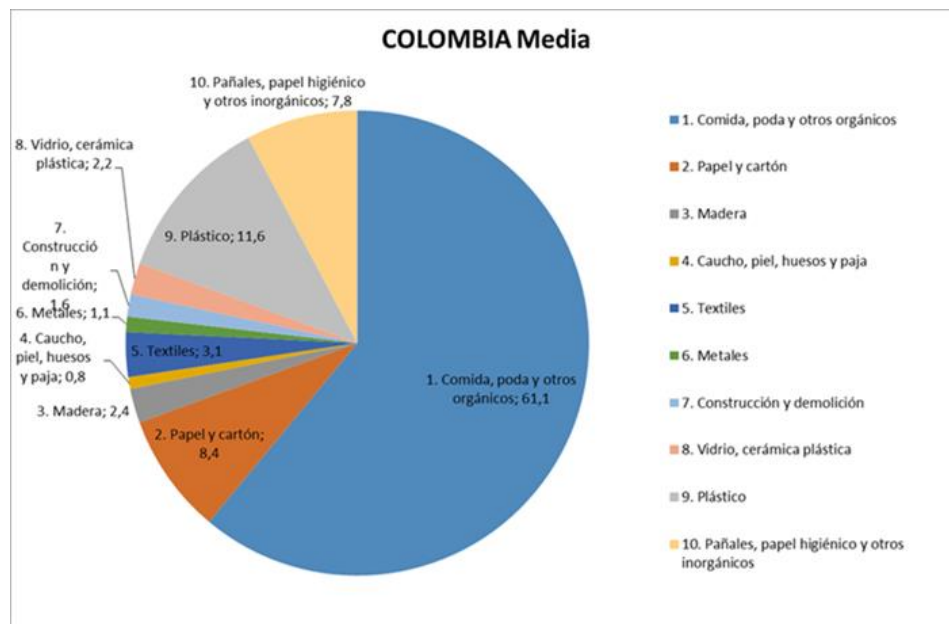


Figura 29. Composición media de RSU en Colombia

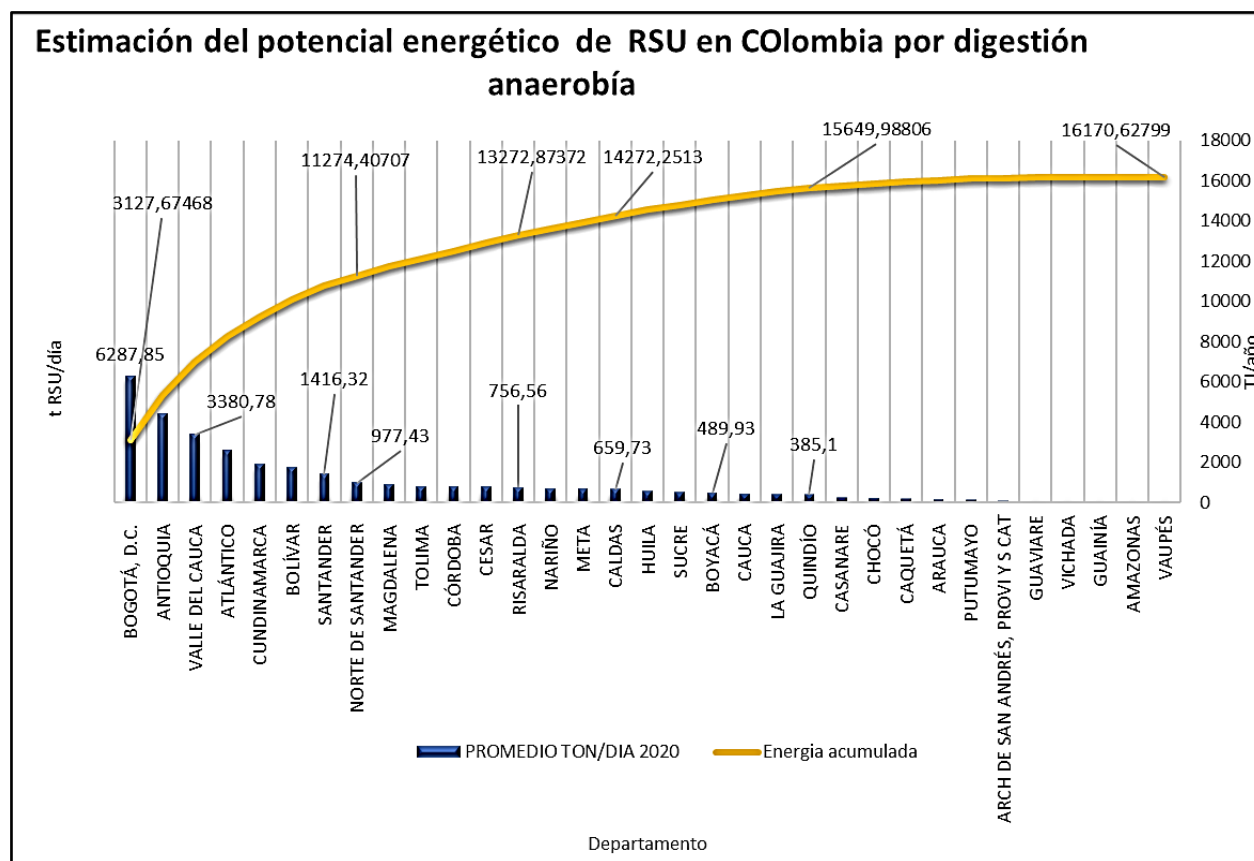


Figura 30. Disponibilidad de RSU por departamento y potencial energético para 2020 en Colombia
Fuente: Elaboración propia partir de datos del SUI

De acuerdo con la información reportada por la Super Intendencia de Servicios Públicos, en el año 2020 se dispusieron 32.580,96 t/día de residuos sólidos presentados en el marco del servicio público de aseo en el país, de los cuales se podría recuperar mediante digestión anaeróbica de la fracción orgánica 16.170 TJ/año. Es importante resaltar que aparte de la fracción orgánica putrescible que se aprovecha mediante digestión anaerobia es posible aprovechar otros materiales como plástico, textil y madera que no han surtido un proceso de aprovechamiento para reincorporación a la cadena de valor. También se destaca que a los rellenos sanitarios está llegando mucho material vegetal proveniente de podas municipales que no se aprovecha y que por cuestiones de tarifa se debe disponer en el relleno.

A continuación, se identifican los departamentos donde se concentra la mayor generación de RSU en Colombia, se toman aquellos que acumulan el 80% de la producción como base para su evaluación (14). En este caso la producción de RSU está directamente relacionado con la población por departamento, en este sentido, se relacionan los departamentos con mayor población en el país y que representan una fuente importante de biomasa residual para la producción de biogás.

Tabla 13 Principales Departamentos de Colombia productores de RSU

| Departamento | RSU t/d | % Producción Nacional | % Acumulado |
|-----------------------------|------------------|-----------------------|-------------|
| Bogotá D.C. | 6.287,85 | 19% | 19% |
| Antioquia | 4.421,48 | 14% | 33% |
| Valle del Cauca | 3.380,78 | 10% | 43% |
| Atlántico | 2.580,50 | 8% | 51% |
| Cundinamarca | 1.885,08 | 6% | 57% |
| Bolívar | 1.716,53 | 5% | 62% |
| Santander | 1.416,32 | 4% | 67% |
| Norte Santander | 977,43 | 3% | 70% |
| Magdalena | 891,83 | 3% | 72% |
| Tolima | 806,71 | 2% | 75% |
| Córdoba | 792,64 | 2% | 77% |
| Cesar | 769,96 | 2% | 80% |
| | | | |
| Total Nacional (t/d) | 32.509,29 | | |

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (SUI, 2022)

4.4 BIOMASAS INDUSTRIALES

Las biomasas industriales se caracterizan por venir de una industria y estar centralizadas, lo que facilita su aprovechamiento. En este informe se priorizó las biomasas de industrias cervecera, lácteos, plantas de beneficio animal y destilerías, siendo la biomasa residual lodos, grasas y lodos, rumen y vinazas respectivamente. Al igual que el resto de las biomasas, se establece un porcentaje de aprovechamiento basado en el uso actual que tienen. En la Figura 31, se presenta el acumulado de la biomasa industrial real disponible para aprovechar en la producción de biocombustibles.

En los siguientes numerales se presenta el detalle el potencial técnico de cada una de estas industrias.

4.4.1 Cervecería

La industria de la cervecería deja como residuos los lodos PTE. Este es utilizado para la producción de biogás. Las plantas de cerveza utilizan como tratamiento del agua residual procesos anaerobios, que como resultado produce biogás. Por lo anterior, hay disponibilidad del 17% de la biomasa de esta industria. En la Figura 32, se presenta el potencial teórico, en este

caso, es importante aclarar que el 83% de la biomasa es utilizada actualmente para la producción de biocombustibles, específicamente biogás para la generación de energía térmica. De acuerdo a conversaciones con el gremio la única planta que no aprovecha su biogás por temas técnicos es la del Atlántico.

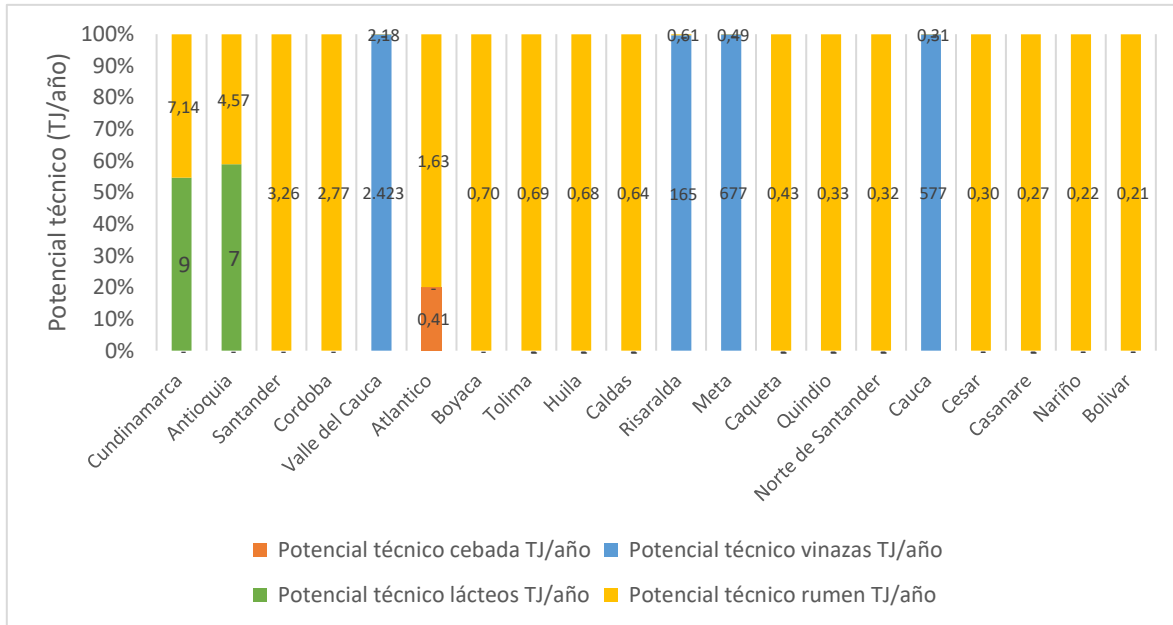


Figura 31. Producción acumulada de biomasa residual industrial disponible por departamento para la estimación de potencial técnico

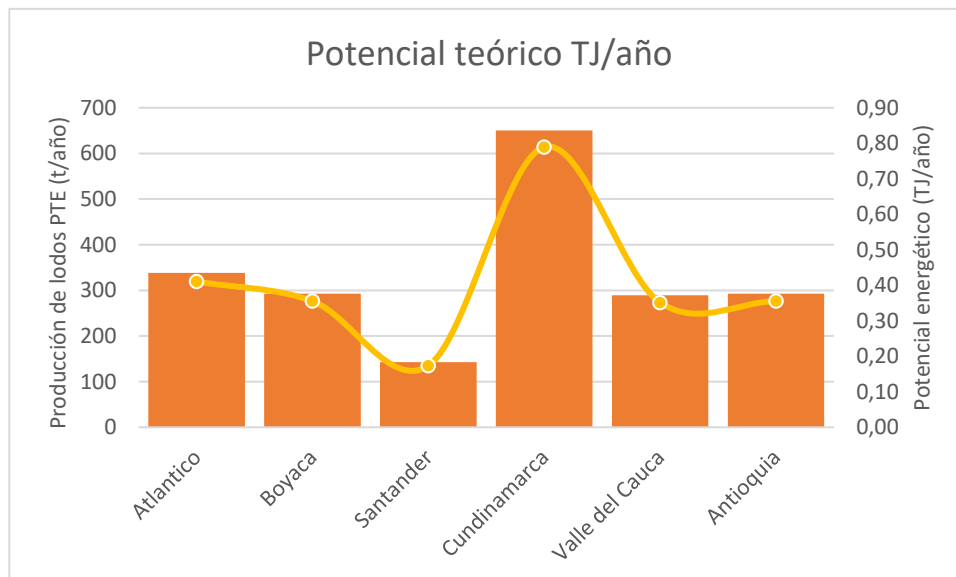


Figura 32. Producción total de lodos PTE y potencial teórico proveniente de los residuos de la industria cervecera

La industria de lácteos genera como subproductos el suero y grasas y lodos. El primero puede ser utilizado como alimento animal o para la fabricación de otros productos alimenticios, por tanto, esta biomasa se descarta. De esta forma, el potencial técnico que cubre el 60% del potencial teórico está basado principalmente en las grasas y lodos. La biomasa disponible es cerca de 7 760 t/año.

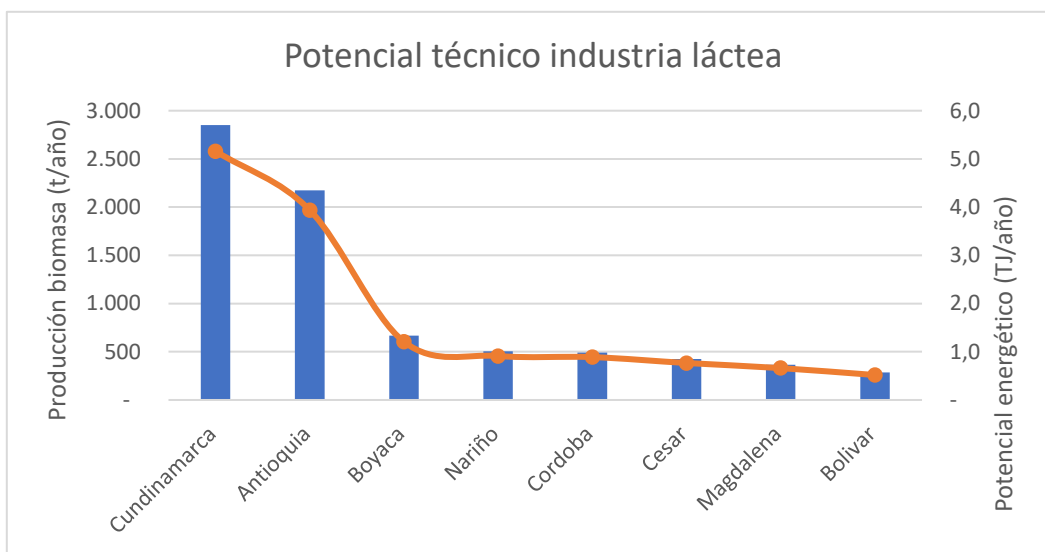


Figura 33. Producción de biomasa residual disponible de lodos PTE y su potencial técnico proveniente de la industria láctea

El potencial técnico nacional de esta industria asciende a 14 TJ/año. Los departamentos con cuentan la disponibilidad de esta biomasa son Cundinamarca, Antioquía, Boyacá, Nariño, Córdoba, César, Magdalena y Bolívar.

4.4.2 Plantas de beneficio animal

Las plantas de beneficio animal generan rumen y otros tipos de residuos como sangre, huesos, entre otros. De estos residuos, se considera el rumen como un potencial recurso para la producción de biogás. El porcentaje de disponibilidad del rumen se considera en 100%, por tanto, se dispone de cerca de 76 000 t/año equivalente a 28 TJ/año. La Figura 34, presenta por departamentos la disponibilidad de biomasa y su potencial energético. Estos valores están condicionados por la capacidad de cada matadero, la lista la encabeza Cundinamarca con el 25% de la producción, seguido de Antioquia con el 16%.

El rumen es considerado una biomasa apta para la digestión anaerobia, y en particular es utilizado como inóculo de estos procesos, dado que presenta una población microbiana diversa que crece en condiciones anaerobias.

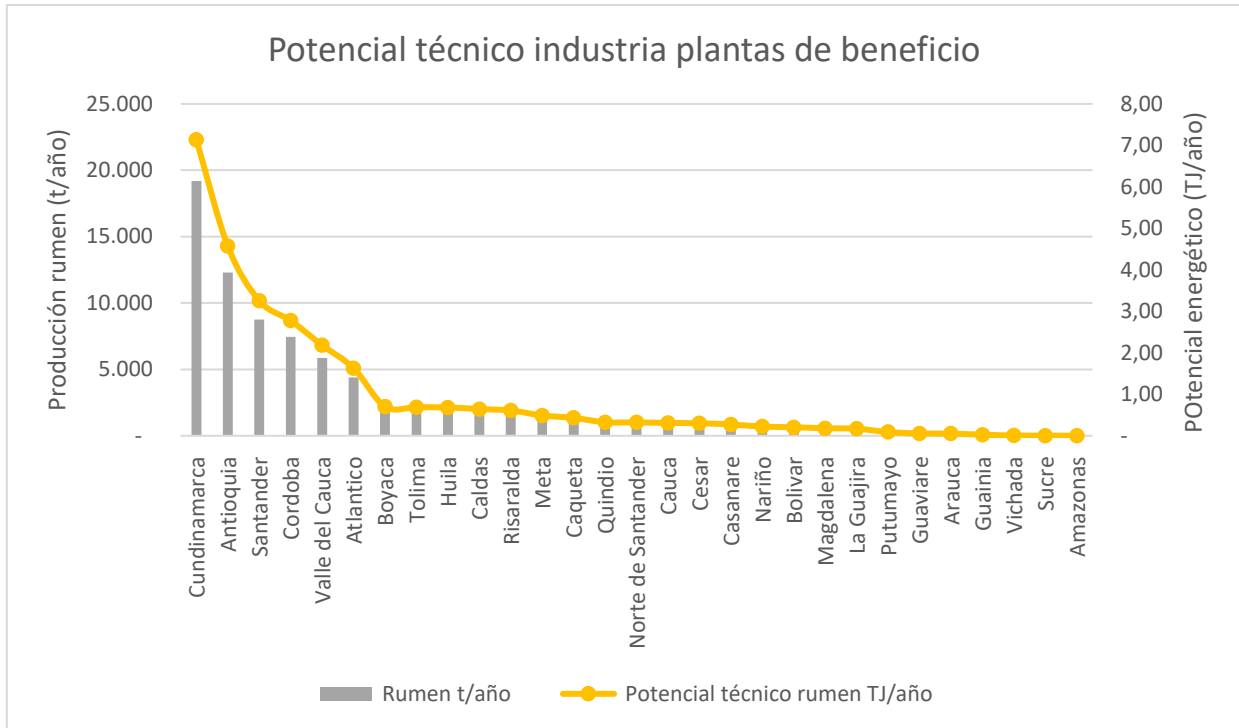


Figura 34. Producción de biomasa residual disponible de rumen y su potencial técnico proveniente de la industria de plantas de beneficio animal

4.4.3 Destilería

Por su parte la destilería genera vinazas que son un subproducto líquido con compuestos orgánicos y subproductos del proceso de fermentación. Este tipo de residuos se considera apto para ser aprovechado por procesos de digestión anaerobia, en el cual se produce biogás. El porcentaje de aprovechamiento de este residuo se considera del 100%, es decir, que su potencial técnico es igual a su potencial teórico. La centralización de esta biomasa está en el Valle del Cauca con 7 Mm³/año de vinaza equivalente a cerca de 2 400 TJ/año, representando aproximadamente el 60% del potencial disponible. Meta, Cauca y Risaralda representan el otro 40%, lo cual debe considerarse teniendo en cuenta las características del proyecto como demanda energética y uso final de la energía.

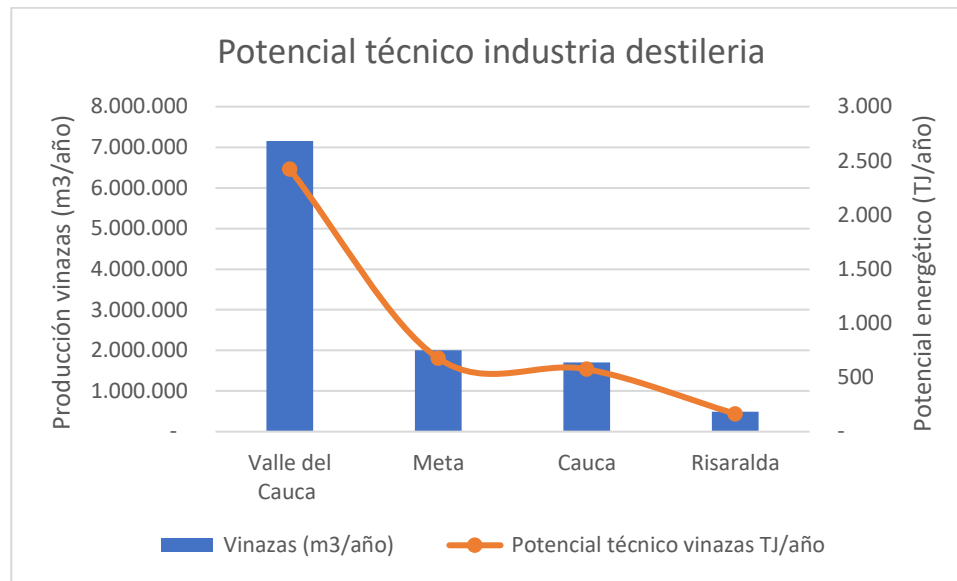


Figura 35. Producción de biomasa residual disponible de vinazas y su potencial técnico proveniente de la industria de destilería

Una vez analizadas, cualificadas y cuantificadas las biomazas y su potencial técnico, se debe establecer la ruta de aprovechamiento, por ejemplo, si se va a utilizar en procesos térmicos, biológicos, químicos o en sistemas híbridos. Para ello, es fundamental la caracterización de la biomasa de interés. Existen rutas de decisión basadas en la humedad de la biomasa, en donde se recomienda para biomazas con una humedad superior al 60% ser aprovechada por procesos físicos o bioquímicos como fermentación y digestión anaerobia. La biomasa con una humedad menor al 60% puede utilizarse en procesos termoquímicos como combustión, pirolisis, gasificación o licuefacción.

Se pretende que la biomasa disponible pueda aprovecharse en su totalidad, sin embargo, existen diversas barreras técnicas, logísticas, legales, normativas, entre otras, que dificultan su aprovechamiento al 100%. Además, es fundamental que, en la planificación de la producción de biocombustibles o biorrefinerías no se proyecten con las mismas biomazas, generando conflictos entre varios usuarios, por la demanda de la biomasa para 2 o más proyectos diferentes.

Es por esto, que fundamentado en la experiencia de los consultores se plantea un primer ejercicio de posibles usos de las biomazas residuales disponibles por sector agroindustrial, a modo de escenarios a corto, mediano y largo plazo con unas proyecciones de aprovechamiento basadas en la capacidad instalada, las preferencias de mercado y las barreras anteriormente mencionadas. Cabe resaltar que este primer acercamiento se validará durante la realización de producto 3 con los algunos sectores agroindustriales como insumo para el ejercicio de sensibilización de escenarios. Las siguientes figuras presentan un ejemplo de estos escenarios propuestos por el equipo consultor.

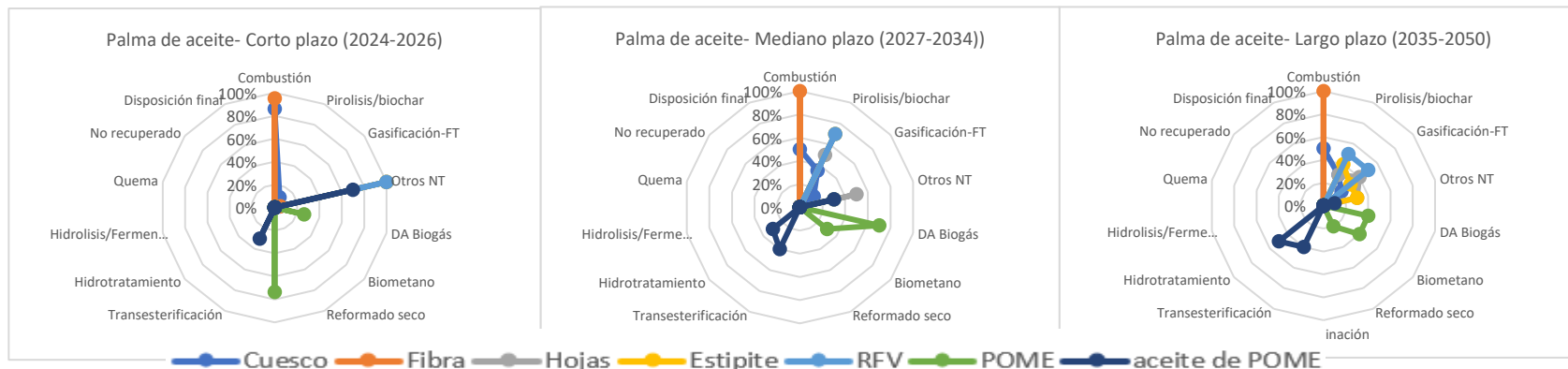


Figura 36. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de palma a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país.

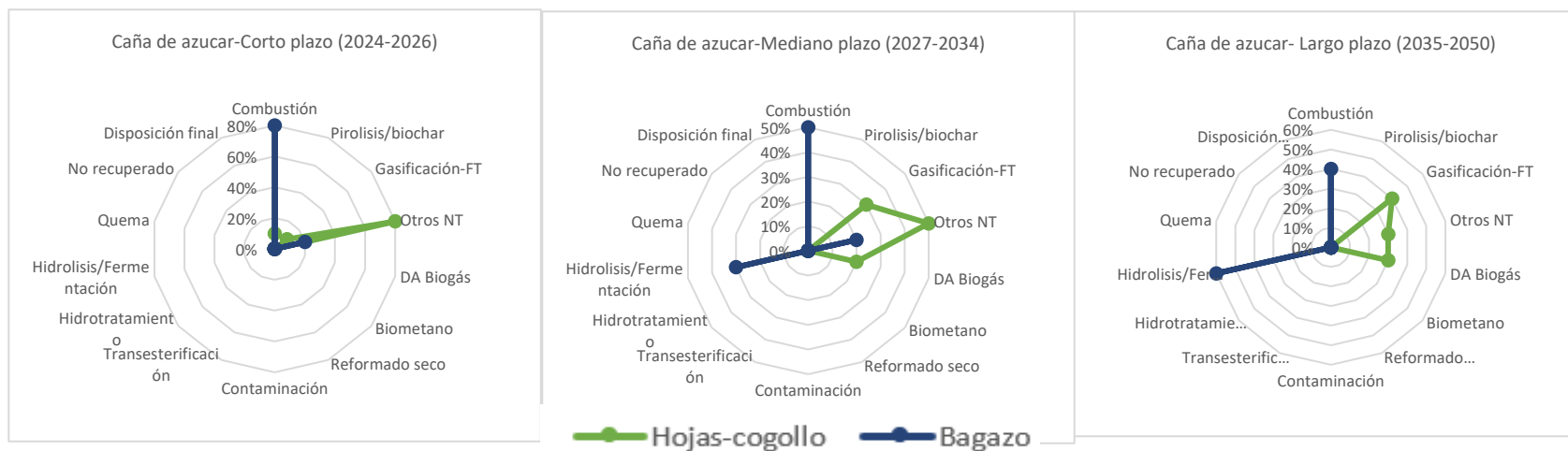


Figura 37. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de caña de azúcar a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país.

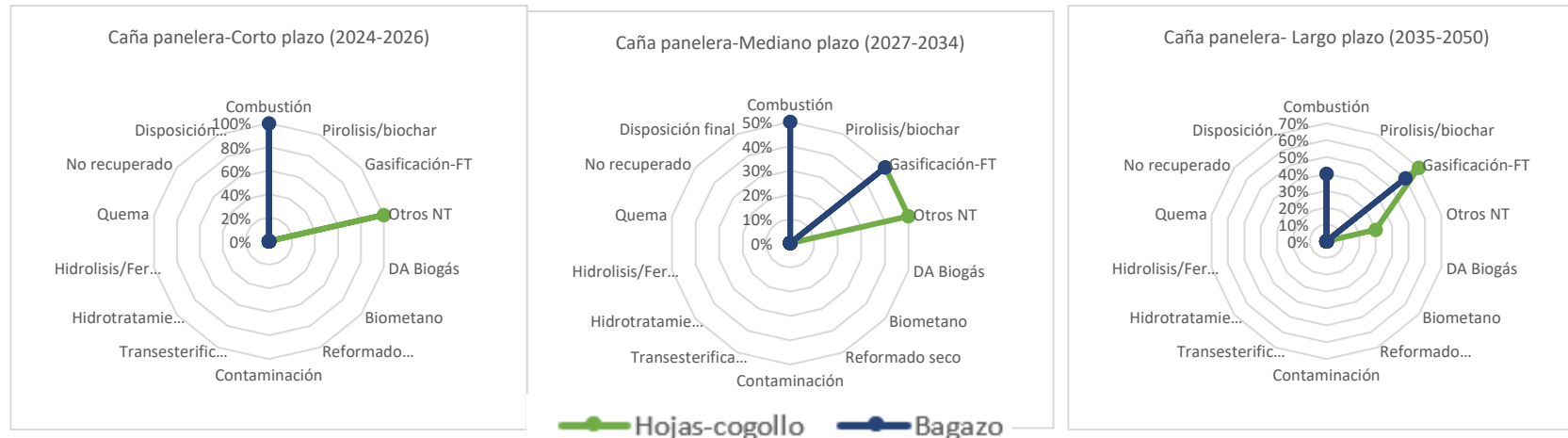


Figura 38.. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de caña panelera a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país.

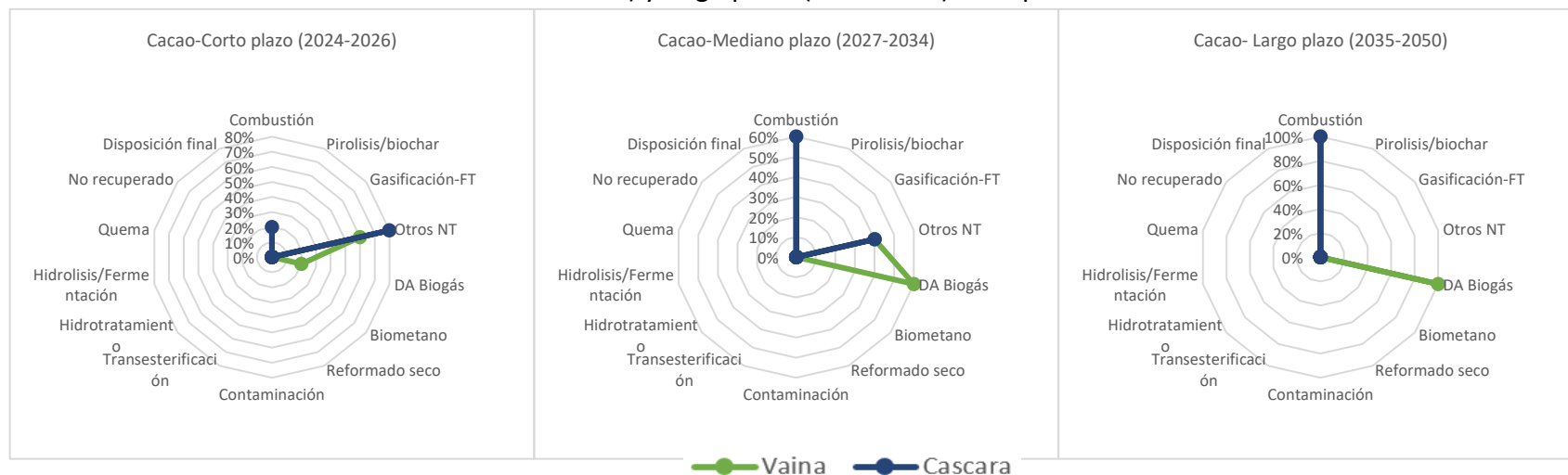


Figura 39. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de cacao a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país.

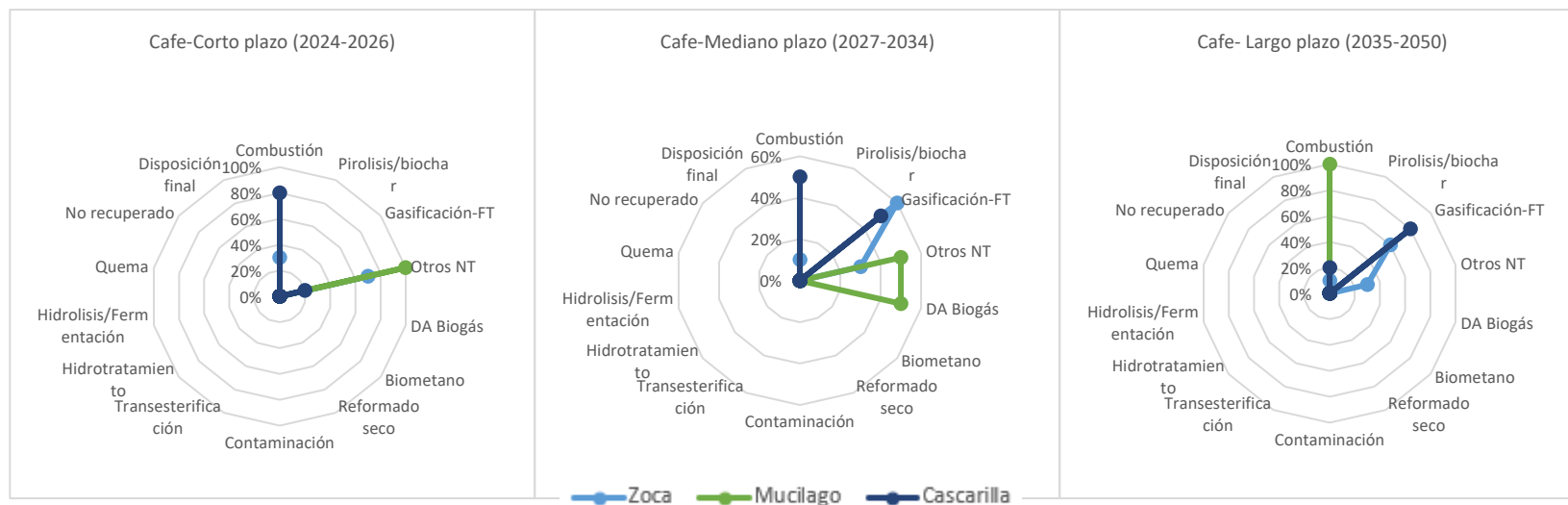


Figura 40. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de café a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país.

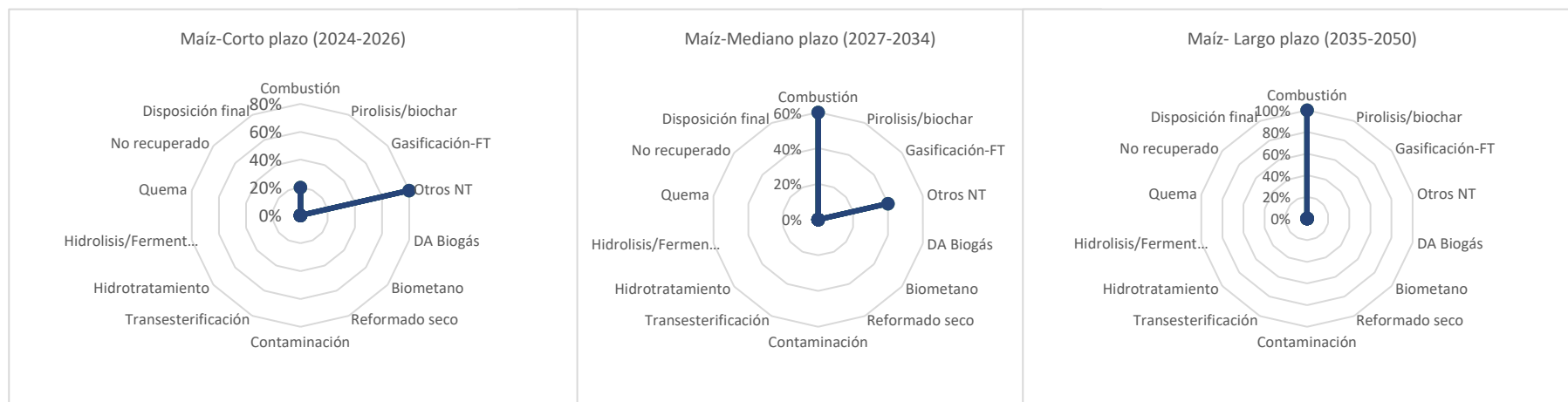


Figura 41. Proyección del uso de la biomasa residual por maíz a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país.

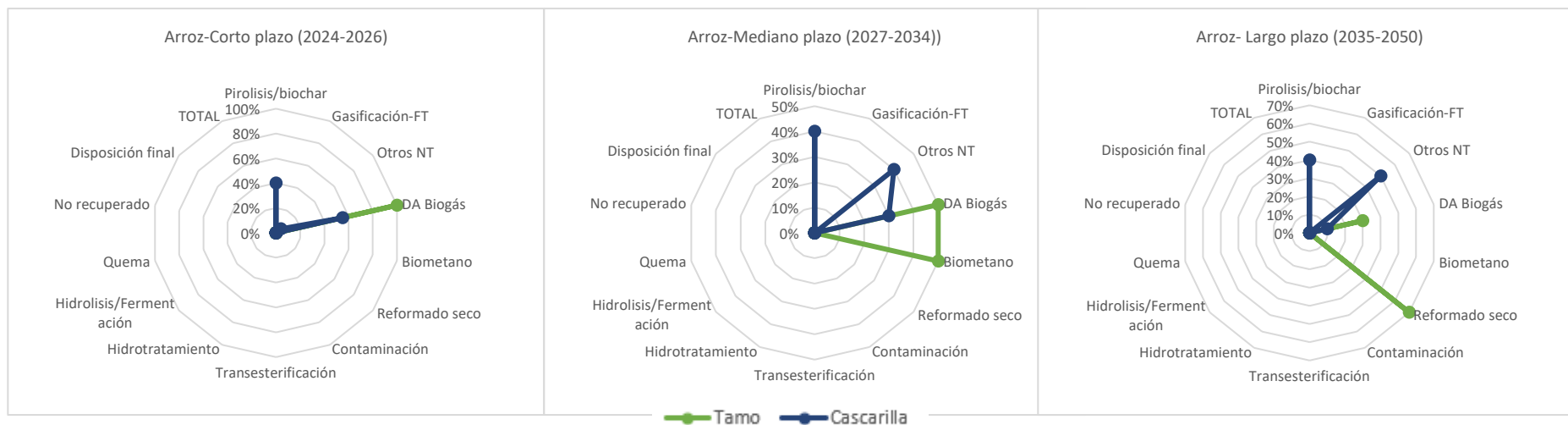


Figura 42. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de arroz a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país.

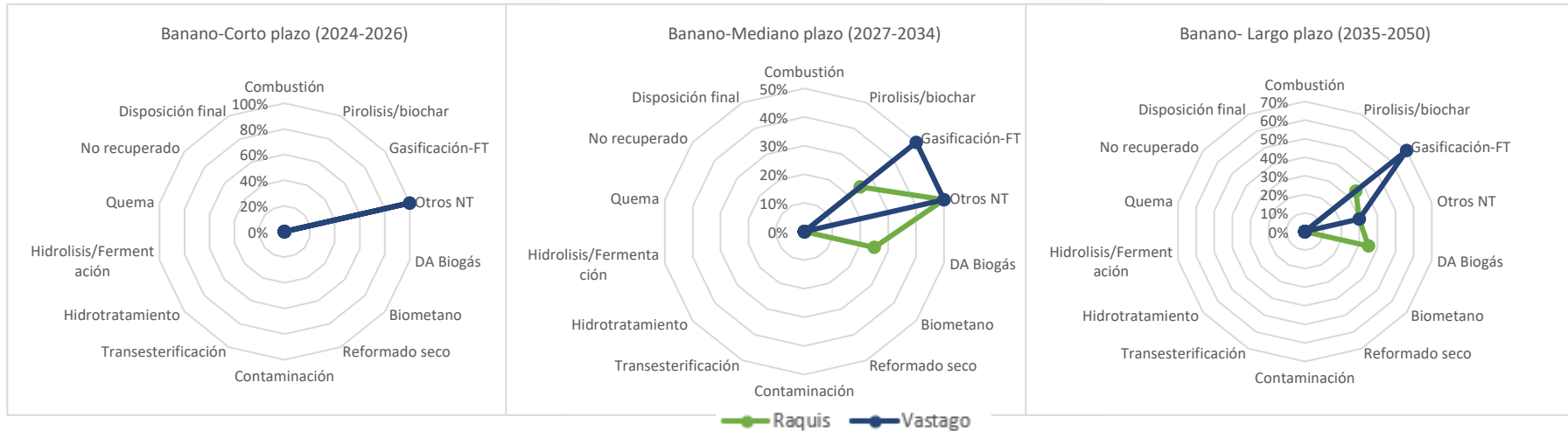


Figura 43.. Proyección del uso de la biomasa residual proveniente del cultivo de banano a corto (2024-2026), mediano (2027-2034) y largo plazo (2035-2050) en el país.

5 PRIORIZACIÓN DE B2G&3G Y TECNOLOGÍAS

De acuerdo a los ocho (8) biocombustibles definidos en el plan de trabajo de la presente consultoría, a saber, biodiésel, diésel renovable, biocombustible de aviación, bioetanol, biobutanol, biometano/biogás, gas natural sintético y biohidrógeno, el equipo consultor llevó a cabo un análisis multicriterio para seleccionar cuatro biocombustibles y sus respectivas tecnologías de producción. Es importante señalar que a cada uno de los cuatro biocombustibles seleccionados se les hará una evaluación de análisis beneficio/costo bajo el concepto de biorefinería para cada proceso de producción de cada biocombustible de acuerdo a lo definido en el plan de trabajo, lo cual será documentado en el producto No 3.

Es importante hacer referencia que, de acuerdo con la información presentada en el presente informe, se observa claramente que las materias primas y los respectivos biocombustibles de tercera generación no logran competir con las mismas materias primas de segunda generación en términos de costos de producción, costos energéticos como también los indicadores sobre reducción de emisiones de CO₂ netas de los biocombustibles definidos de la presente consultoría. Por lo tanto, **se definió el uso de las materias primas de segunda generación como punto de referencia inicial para el establecimiento de los escenarios de priorización** de biocombustibles en el marco de la presente consultoría. De acuerdo con el estado del arte vigente, es importante destacar que se siguen evaluando posibilidades y desarrollos en diferentes contextos y lugares para hacer competitivos y sostenibles las materias primas y los respectivos biocombustibles de tercera generación de tal forma que se puedan incluir dentro de los escenarios posibles en el futuro en la matriz energética a nivel mundial.

En primera instancia, para cada uno de los ocho biocombustibles de segunda generación se deberán tener presente las siguientes consideraciones y puntos de referencia:

- **Biodiésel:** El biodiesel a partir de aceite residual de cocina ha sido usado para producir biodiesel en el país, pero sin mucho éxito por la consolidación técnico-económica del uso de aceite de palma. De otro lado, el aceite de Jatropha fue planteado años atrás bajo un programa agronómico liderado por Corpoica (hoy Agrosavia) como materia prima alternativa para producir biodiésel y como una alternativa a materias primas de primera generación como los aceites de palma, soya y colza. En ese momento, las evidencias alcanzadas en el país, no permitieron la continuidad y proyección de tal programa para la Jatropha. Sin embargo, la actual experiencia internacional promueve la Jatropa como una gran oportunidad para la producción de biocombustibles como el diésel renovable y el biocombustible de aviación sustentado esto en el desarrollo y continuidad de programas de este aceite en otros países. Otras materias primas consideradas en la presente consultoría como grasas animales y/o residuos industriales han sido planteados en los escenarios potenciales futuros para el país, sin embargo, para el caso del biodiesel no se han implementado, posiblemente por las mismas

razones antes mencionadas para los aceites usados de cocina; adicionalmente las grasas animales por su naturaleza química se pueden producir biocombustibles de alto punto de nube mayores al de la palma y esto es un aspecto técnico desfavorable para el sector del biodiesel. De otro lado, algunas plantas de producción de biodiésel en el país que bajo el concepto de biorrefinería, también están produciendo glicerina grado USP, no pueden usar aceites residuales puesto que los requerimientos de calidad de este subproducto aprovechable no lo permiten. Por lo tanto, el uso de estas materias primas de segunda generación para la producción de biodiesel en el país requiere que se deban hacer modificaciones en las plantas de producción actuales, lo cual es una barrera técnico-económica que no favorece el uso de las mismas. A partir de estas materias primas antes mencionadas y para el caso del biodiésel, su sostenibilidad técnico-económica ha sido cuestionada ya que se pueden generar problemas en la calidad del producto final, con las actuales tecnologías en el país. Se sugiere que en el país se pueda tener un mayor aprovechamiento de materias primas para uso local y que puedan estar disponibles en el futuro y técnicamente no generen problemas al productor, para lo cual también será necesario fortalecer la industria de estos aceites y/o grasas de segunda generación mediante medidas regulatorias e incentivos a la mismas, lo cual puede ser apropiado tomando como ejemplo la experiencia en otros países en los cuales la industria de los biocombustibles a partir de estos aceites y grasas de segunda generación haya sido exitosa.

- **Diésel Renovable:** El diésel renovable no se produce aun en el país, aunque se tiene un gran avance con los desarrollos de Ecopetrol (incluidos pilotos industriales con coprocesamiento) y los trabajos de desarrollo tecnológico llevados a cabo en diferentes Universidades colombianas. En países como Estados Unidos este biocombustible en 2023 superó la producción, oferta y consumo comparadas con el biodiésel; este biocombustible en Estados Unidos que ha sido promocionado porque emplea aceites de segunda generación, tiene un crecimiento proyectado ascendente, lo cual sugiere que sea un punto de referencia para el país en términos de complementar los biocombustibles tipo diésel que a futuro pueda disponer Colombia. Los aceites y/o grasas residuales o de segunda generación para producir diésel renovable en el país pueden ser las mismas que para el biodiesel, con la ventaja técnica comparada con el biodiésel que en la producción de diésel renovable se pueden usar aceites pre-tratados con alta acidez libre (ácidos grasos). En este caso se sugiere que el país pueda proyectar un mayor aprovechamiento de tales materias primas que puedan estar disponibles en el país para producir este tipo de biocombustibles.
- **Biojet HEFA:** Este biojet sostenible no se produce actualmente en el país, sin embargo, se tienen avances importantes por parte de Ecopetrol, como también es importante destacar el trabajo de investigación y desarrollo por parte de algunas Universidades en el país sobre esta

materia. A nivel internacional ya existen plantas industriales de producción de este biocombustible por la ruta HEFA, tiene un crecimiento proyectado ascendente, lo cual sugiere sea un punto de referencia para el país en términos de potenciar la industria de biocombustibles en Colombia. Se deberá tener en cuenta en los escenarios de prospección que estos aceites y/o grasas usadas para producir el biocombustible de aviación en el país serían las mismos que para el biodiesel y/o diésel renovable. Este proceso tiene en sus primeras etapas los mismos procesos de pretratamiento y de hidrotratamiento que el diésel renovable y en la etapa de isomerización tiene unas condiciones de proceso con mayores requerimientos técnicos. En este caso las materias primas son de segunda o de tercera generación. Al igual que el para el biodiesel y el diésel renovable, para el caso del biocombustible de aviación, falta proyectar un mayor aprovechamiento de materias primas de segunda generación que pueden estar disponibles en el país

- **Biojet FT:** Este biojet (Ruta FT) no se produce aun en el país. En la actualidad una empresa nacional tiene proyectada la evaluación pre-comercial de la producción de biocombustibles a partir de biomasa lignocelulósicas existentes en el país. De la misma manera esta ruta ha sido planteada por Ecopetrol como un posible escenario futuro de producción de biocombustibles de aviación. En este caso y por la ruta FT las materias primas pueden ser de segunda o de tercera generación de procedencia lignocelulósica e incluye una fracción de los RSU. Se estima que actualmente este biocombustible tiene un menor grado de desarrollo sostenible que el biojet-HEFA. Al igual que el para los demás biocombustibles planteados antes, para el caso del biocombustible de aviación FT, falta proyectar un mayor aprovechamiento de materias primas de segunda generación que pueden estar disponibles en el país.
- **Bioetanol:** El bioetanol a partir de materiales lignocelulósicos (segunda o tercera generación) no se produce aun en el país; si embargo, a nivel internacional ya existen plantas precomerciales de producción de este biocombustible. Se pueden usar las mismas materias primas de origen lignocelulósicos usadas para la producción del biojet por la ruta FT. En Colombia se han llevado a cabo diferentes trabajos de investigación relacionados con el bioetanol de segunda generación las cuales han indicado un futuro potencial. En el país faltan mayores soportes y estudios para sumar a los indicadores de sostenibilidad técnica y económica que se contextualicen con las ventajas y desventajas propias de Colombia. También se considera que hace falta proyectar un mayor aprovechamiento de materias primas disponibles en el país.

- **Biobutanol:** Este biobutanol mediante materiales lignocelulósicos diferentes a los azúcares no se produce aun en el país; a nivel internacional ya existen desarrollos precomerciales de producción de este biocombustible. En este caso, se pueden usar las mismas materias primas de origen lignocelulósicos usadas para la producción del bioetanol. En Colombia se han llevado a cabo diferentes trabajos de investigación relacionados con el biobutanol de segunda generación que han indicado un futuro potencial. En el país faltan mayores soportes y estudios para sumar a los indicadores de sostenibilidad técnica y económica. Se considera que su nivel de desarrollo técnico-económico es menor al del bioetanol. Al igual que los demás biocombustibles de segunda y tercera generación en el país, falta proyectar un mayor aprovechamiento de materias primas disponibles en Colombia.
- **Biometano/Biogás:** Tanto el biogás, como el biometano se producen en el país a nivel precomercial y/o industrial. El biometano es considerado una forma refinada del biogás y por lo tanto tiene un mayor valor agregado. En el país, se obtiene generalmente de desechos industriales. Se han hecho estudios de prefactibilidad técnica, económica y ambiental que han mostrado indicadores muy positivos. Falta también, proyectar un mayor aprovechamiento de materias primas disponibles para la producción de este tipo de biocombustibles en Colombia y de esta manera lograr avances proporcionales para el país con respecto a los casos de éxito ampliamente promocionados de Estados Unidos y Europa.
- **BioHidrogeno:** Este biohidrógeno se puede obtener mediante la gasificación de biomásas lignocelulósicas o RSU. Se han planteado muchos estudios de desarrollo sostenible y los resultados son muy prometedores en el mediano y largo plazo de tal manera que puede llegar a tener precios similares a las rutas de producción convencionales de electrolisis de agua con electricidad solar o eólica. También se nota que falta proyectar un mayor aprovechamiento de materias primas disponibles en el país
- **Gas Natural Sintético:** Este Gas Natural Sintético se puede obtener mediante la gasificación de biomásas lignocelulósicas o RSU. Se han planteado muchos estudios de desarrollo sostenible y los resultados son prometedores en el mediano y largo plazo con precios que puedan competir en el mercado del gas natural fósil o para consumo interno de empresas que tengan las condiciones para producirlo. Falta proyectar un mayor aprovechamiento de materias primas disponibles en el país.

En el Anexo 4 se presenta la tabla de calificación de cada una de las características consideradas para cada biocombustible. De la misma se presentan en tal anexo 4 los valores cualitativos y cuantitativos ponderados y calificados para cada criterio y cada biocombustible. Tal calificación fue llevada a cabo por parte del panel de profesionales que participan en la consultoría la cual se somete en el presente informe a consideración de la Supervisión de la UPME.

5.1 SELECCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES

Aplicada la metodología multicriterio de priorización la cual es muy útil en estos casos en los cuales se integran más de un factor de decisión como en este caso de la selección de los cuatro biocombustibles en la presente consultoría, donde se conjugan una diversidad de parámetros de tipo técnico, económico y ambiental.

Para la evaluación multicriterio se identifican aquellos más relevantes, que deben ser tenidos en cuenta para la toma de decisiones y se asignan ponderadores a cada uno de éstos para reflejar su importancia relativa, y la evaluación de cada alternativa en relación con cada uno de ellos. Normalmente se usan indicadores o patrones de medición para poder comparar los diferentes resultados en una misma base.

Para este caso el objetivo de la evaluación multicriterio fue priorizar cuatro de ocho biocombustibles de segunda generación, que puedan tener potencial de desarrollo en el país, a partir de información nacional e internacional sobre el desarrollo de estos.

Los factores de ponderación, que definen la importancia relativa de cada criterio fueron definidos por un panel de grupo de expertos del equipo consultor, *Consorcio Biocombustibles de Colombia*, con el fin de obtener un resultado global a partir de los distintos criterios considerados.

Para facilitar la integración de los diferentes parámetros que se emplean como criterios de evaluación, se recurre a la función de transformación, en la cual se emplean indicadores unitarios de cero (0) a cien (100) o sus equivalentes porcentuales, para estandarizar la variación de los valores de los criterios Y_i , en este caso, considerando dicha variación entre los valores mínimos (X_{min}) y máximos (X_{max}) encontrados, en una combinación lineal, se escoge que los valores ideales de X deben corresponder a indicadores de 100, y los valores “malos” deben corresponder a 0, así, si el valor “ideal” de X es alto, la relación con su índice será de pendiente positiva. Sin embargo, el valor “ideal” de X puede ser un valor bajo, lo que daría una pendiente negativa para la estimación del indicador, lo que requiere ajustes para su manejo

Para indicadores de pendiente positiva, el valor del índice (Y_i) para la variable X_i será (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.!**):

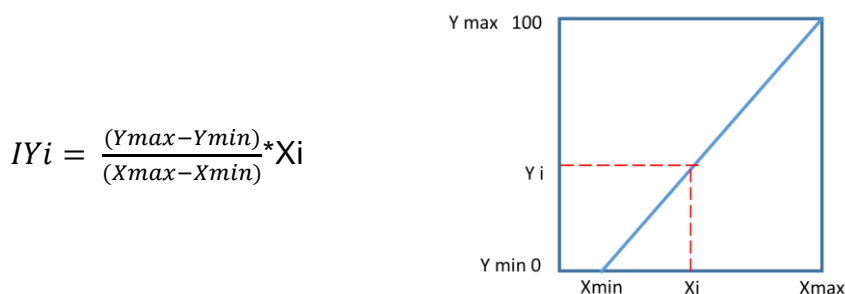


Figura 44. Pendiente Función de transformación

De forma análoga, para indicadores de pendiente negativa, el valor a emplear en la matriz, es el inverso de X, es decir $1/X$ (ver figura 45):



$$IY_i = \frac{(Y_{max} - Y_{min})}{(1/X_{min} - 1/X_{max})} * (1/X_i)$$

Figura 45. Pendiente función de transformación negativa

Se aplica cuando se tiene que tomar decisiones de selección respecto a un número finito de alternativas, se estructura en teoría de decisiones mediante las siguientes categorías de conceptos:

- Un conjunto de alternativas generalmente finito
- Una familia de criterios de evaluación o atributos
- La matriz de impactos que resume las distintas evaluaciones de las alternativas por cada criterio. Esta matriz es un tablero de doble entrada: alternativas y criterios y en su interior se encuentran las notas o evaluaciones
- Modelo de agregación de preferencias en una síntesis global o clasificación o jerarquización, que constituye el resultado final del análisis.

Se desarrolla en 5 pasos fundamentales:

- Lista de alternativas a evaluar
- Definición de criterios,
- Documentación de criterios,
- Valoración de los criterios y
- Priorización.

Una vez definidos los criterios, se procede a establecer su valor y peso y se obtiene la calificación de los criterios establecidos en el análisis mediante la multiplicación del peso por el valor. La calificación (C_t) es el resultado de la suma de las calificaciones de los criterios por alternativa. De esta manera, según la cantidad de alternativas que se evalúen se obtendrán diferentes calificaciones totales. Ver Tabla 14

Tabla 14 Forma de la Matriz Richman

| Criterio | Valor | Ponderación | Calificación |
|------------|---------|-------------|-----------------------------------------------------|
| Criterio 1 | Valor 1 | Peso 1 | $C1 = (\text{Valor 1} \times \text{Ponderación 1})$ |
| Criterio 2 | Valor 2 | Peso 2 | $C2 = (\text{Valor 2} \times \text{Ponderación 2})$ |
| Criterio n | Valor 3 | Peso n | $Cn = (\text{Valor n} \times \text{Ponderación n})$ |
| Total | | $\sum 100$ | $Ct = \sum Ci$ |

Fuente: Adaptado de (Manrique, Franco, Nuñez, & Seghezzo, 2011)

La metodología general de desarrolló teniendo presente los criterios y características presentados en la siguiente Tabla 15 para aplicarla a los ocho biocombustibles de segunda generación definidos:

Tabla 15 Características para la producción de BC2G&3G en Colombia

| Criterio | Características para la producción de BC2G&3G en Colombia |
|----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Potencial estratégico relativo para Colombia | Desarrollo sostenible de materias primas |
| | Desarrollo sostenible de producción de BC2G&3G |
| | Desarrollo de tecnología: Corto, mediano y largo plazo |
| Riesgos relativos comerciales | Disponibilidad de materias primas para la producción de BC2G&3G |
| | Disponibilidad de materias primas para la producción de H2 u otras materias primas necesarias |
| | Costos de materias primas |
| | Costos de pretratamiento |
| | CAPEX |
| | OPEX |
| Riesgos relativos técnicos | TRL |
| | Procesos de conversión aprobados |
| | Actual producción industrial local de biomásas |
| | Actual producción industrial local de biocombustibles de primera generación |

A continuación, se presentan los criterios definidos para la respectiva priorización, los cuales son presentados en el anexo 4. En tal anexo se incluye una tabla con calificaciones cualitativas y otra tabla con las respectivas calificaciones cuantitativas. De acuerdo a la calificación cualitativa realizada, se llevó a cabo una calificación cuantitativa tomando como punto de referencia los siguientes conceptos:

- Escala de Likert a los sub criterios cualitativos (valores de 1 a 5),
- Para los sub criterios cuya respuesta es Si o No, se asigna 1 para el Si y 0 para el No en situaciones positivas y al contrario para aspectos negativos
- Para los criterios de pendiente negativa se ajusta con una curva $Y1 = M \cdot 1/Xi$.
- Para criterios cuantitativos se escribe su valor sin depender de la escala

Para cada criterio las descripciones de cada una de las respectivas características cualitativas y cuantitativas evaluadas se presentan a continuación

- **POTENCIAL ESTRATÉGICO PARA COLOMBIA:**

i) Desarrollo sostenible de materias primas

Muy lejano (equivale a 1): Son materias primas que en su globalidad a la fecha los avances en el país son muy pocos; Se estima que el desarrollo sostenible de estas materias primas para su respectiva implementación en el país requiere una temporalidad más allá del año 2045.

Lejano (equivale a 2): Son materias primas que en su globalidad a la fecha indican avances medianos; Se estima que el desarrollo sostenible de estas materias primas para su respectiva implementación en el país requiere una temporalidad más allá del año 2035.

Neutro (equivale a 3): Intermedio entre lejano y corto plazo

Corto plazo (equivale a 4): Son materias primas que en su globalidad a la fecha indican avances altos; Se estima que el desarrollo sostenible de estas materias primas para su respectiva implementación en el país requiere una temporalidad más allá del año 2025.

Muy corto plazo (equivale a 5): Son materias primas que en su globalidad a la fecha indican avances muy altos; Se estima que el desarrollo sostenible de alguna de las materias primas potenciales: i) está en ejecución en proyectos vigentes; ii) fueron parte de proyectos viables no implementados aun, iii) son iniciativas que hacen parte en algún sector del país para uso pre comercial y/o industrial para biocombustibles de segunda generación.

ii) Desarrollo sostenible de producción de BC2G&3G

Muy lejano (equivale a 1): Este rango corresponde a aquellos BC2G&3G que en su globalidad a la fecha, los avances en el país son muy pocos; Se estima que el desarrollo sostenible de estos BC2G&3G para su respectiva implementación en el país requiere una temporalidad más allá del año 2045.

Lejano (equivale a 2): Este rango corresponde a aquellos BC2G&3G que en su globalidad a la fecha, los avances en el país medianos; Se estima que el desarrollo sostenible de estos BC2G&3G para su respectiva implementación en el país requiere una temporalidad más allá del año 2035.

Neutro (equivalente a 3): Intermedio entre lejano y corto plazo

Corto plazo (equivalente a 4): Este rango corresponde a aquellos BC2G&3G que en su globalidad a la fecha, los avances en el país son altos; Se estima que el desarrollo sostenible de estos BC2G&3G para su respectiva implementación en el país requiere una temporalidad más allá del año 2025.

Muy corto plazo (equivalente a 5): Este rango corresponde a aquellos BC2G&3G que en su globalidad a la fecha indican avances muy altos; Se estima que el desarrollo sostenible de alguno de estos biocombustibles potenciales: i) están en ejecución en proyectos vigentes; ii) fueron parte de proyectos viables no implementados aun, iii) son iniciativas que hacen parte en algún sector del país para uso precomercial y/o industrial para BC2G&3G

iii) Desarrollo de tecnología: Corto, mediano y largo plazo

Muy lejano (equivalente a 1): Este rango corresponde a aquellas tecnologías de producción de biocombustibles que, en su globalidad a la fecha, los avances en el país son muy pocos; Se estima que estas tecnologías de producción de biocombustibles para su respectiva implementación en el país, requiere una temporalidad más allá del año 2045.

Lejano (equivalente a 2): Este rango corresponde a aquellas tecnologías de producción de biocombustibles que, en su globalidad a la fecha, los avances en el país medianos; Se estima que las tecnologías de producción de biocombustibles para su respectiva implementación en el país requieren una temporalidad más allá del año 2035.

Neutro (equivalente a 3): Intermedio entre lejano y corto plazo

Corto plazo (equivalente a 4): Este rango corresponde a aquellas tecnologías de producción de biocombustibles que, en su globalidad a la fecha, los avances en el país son altos; Se estima que estas tecnologías de producción de biocombustibles para su respectiva implementación en el país requieren una temporalidad más allá del año 2025.

Muy corto plazo (equivalente a 5): Este rango corresponde a aquellas tecnologías de producción de biocombustibles que en su globalidad a la fecha indican avances muy altos; Se estima que el desarrollo sostenible de alguna de estas potenciales tecnologías de producción de biocombustibles : i) están en ejecución y utilizadas en proyectos vigentes; ii) fueron parte de proyectos viables no implementados aun, iii) son iniciativas que hacen parte en algún sector del país para uso precomerciales y/o industrial

- **RIESGOS COMERCIALES**

- i) **Disponibilidad de materias primas para la producción de BC2G&3G**

Muy bajo (equivale a 1): En este rango se evalúan dos criterios de manera complementaria: i) Cantidad de materias primas mayor a 500 mil toneladas/año, disponibles para producir BC2G&3G; ii) La temporalidad esperada de tal disponibilidad será más allá del año 2045

Bajo (equivale a 2): En este rango se evalúan dos criterios de manera complementaria: i) Cantidad de materias primas mayor a 1000 mil toneladas/año, disponibles para producir BC2G&3G; ii) La temporalidad esperada de tal disponibilidad será más allá del año 2035

Neutro (equivale a 3): Intermedio entre bajo y suficiente

Alto (equivale a 4): En este rango se evalúan dos criterios de manera complementaria: i) Cantidad de materias primas mayor a 500 mil toneladas/año, disponibles para producir BC2G&3G; ii) La temporalidad esperada de tal disponibilidad será más allá del año 2035

Muy Alto (equivale a 5): En este rango se evalúan dos criterios de manera complementaria: i) Cantidad de materias primas mayor a 1000 mil toneladas/año, disponibles para producir BC2G&3G ; ii) La temporalidad esperada de tal disponibilidad será más allá del año 2025

ii) Disponibilidad de materias primas para la producción de H2 u otras materias primas necesarias

Muy bajo (equivale a 1): El Hidrogeno o las otras materias primas secundarias se requieren importar en su totalidad para cubrir la potencial producción de los BC2G&3G

Bajo (equivale a 2): El Hidrogeno o las otras materias primas secundarias se pueden producir en un porcentaje menor al 80% en el país para cubrir la potencial producción de los BC2G&3G

Neutro (equivale a 3): Intermedio entre bajo y Alto

Alto (equivale a 4): El Hidrógeno o las otras materias primas secundarias se pueden producir en un porcentaje superior al 80% en el país para cubrir la potencial producción de los BC2G&3G

Muy Alto (equivale a 5): El Hidrógeno o las otras materias primas secundarias se pueden producir en su totalidad en el país para cubrir la potencial producción de los BC2G&3G

iii) Costos de materias primas

Muy costoso (equivale a 1): Los actuales costos estimados de las materias primas para producir los BC2G&3G son más altos que los costos de las materias primas para producir los biocombustibles de primera generación

Costoso (equivale a 2): Los actuales costos estimados de las materias primas para producir los BC2G&3G son aproximadamente iguales que los costos de las materias primas para producir los biocombustibles de primera generación

Neutro (equivale a 3): Intermedio entre bajo y alto costo

Bajo costo (equivale a 4): Los actuales costos estimados de las materias primas para producir los BC2G&3G son menores al 50% que los costos de las materias primas para producir los biocombustibles de primera generación

Muy bajo costo (equivale a 5): Los actuales costos estimados de las materias primas para producir los BC2G&3G son menores al 10% de los costos de las materias primas para producir los biocombustibles de primera generación

iv) Costos de pretratamiento

Muy costoso (equivale a 1): Los costos de pretratamiento son muy altos y se requieren hacer estudios de factibilidad financiera de estos procesos en la biorrefinería

Costoso (equivale a 2): Se estiman costos de pretratamiento son mayores que los respectivos biocombustibles de primera generación

Neutro (equivale a 3): Intermedio entre bajo y alto costo

Bajo (equivale a 4): Se estiman costos de pretratamiento que se pueden aproximar a los respectivos biocombustibles de primera generación

Muy bajo (equivale a 5): Se estiman costos de pretratamiento muy bajos que no impactan de manera importante el costo de producción del biocombustible producido

v) CAPEX

Muy costoso (equivale a 1): CAPEX muy altos que mejoran muy poco con las escalas más altas

Costoso (equivale a 2): A bajas escalas mayor al CAPEX del respectivo biocombustible de primera generación o un CAPEX considerado bajo en la literatura científica, técnica y sectorial; a altas escalas de producción se puede alcanzar un CAPEX con un precio de producción del producto aproximadamente igual al precio de primera generación a escalas bajas o moderadas

Neutro (equivale a 3): Intermedio entre bajo y costoso

Bajo (equivale a 4): Aproximadamente igual al CAPEX del respectivo biocombustible de primera generación o un CAPEX considerado bajo en la literatura científica, técnica y sectorial

Muy bajo (equivale a 5) : Menor al CAPEX del respectivo biocombustible de primera generación o un CAPEX considerado bajo en la literatura científica, técnica y sectorial

vi) OPEX

Muy costoso (equivale a 1): OPEX muy altos que mejoran muy poco con las escalas más altas

Costoso (equivale a 2) A bajas escalas mayor al OPEX del respectivo biocombustible de primera generación o un OPEX considerado bajo en la literatura científica, técnica y sectorial; a altas escalas de producción se puede alcanzar un OPEX con un precio de producción del producto aproximadamente igual al precio de primera generación a escalas bajas o moderadas

Neutral (equivale a 3): Intermedio entre bajo y costoso

Bajo (equivale a 4): Aproximadamente, igual al OPEX del respectivo biocombustible de primera generación o un OPEX considerado bajo en la literatura científica, técnica y sectorial

Muy bajo (equivale a 5): Menor al OPEX del respectivo biocombustible de primera generación o un OPEX considerado bajo en la literatura científica, técnica y sectorial

- **RIESGOS TÉCNICOS**

i) TRL

Muy baja (equivale a 1): TRL menor a 4 en el país y/o internacional

Baja (equivale a 2) TRL 5 A 6 en el país y/o internacional

Neutra (equivale a 3): Intermedio entre baja y alta

Alta (equivale a 4): TRL 7 A 9 en el país y/o internacional

Muy alta (equivale a 5): Producción industrial. TRL 9 en el país y/o internacional

ii) Procesos de conversión aprobados

Si (equivale a 1): Procesos de producción aprobados e implementados en el país y/o a nivel internacional

No (equivale a 0): Procesos de producción en proceso de aprobación en el país y/o a nivel internacional

iii) Actual producción industrial local de biomásas

Si (equivale a 1): Hay producción local de biomásas de segunda y/o tercera generación o se puede proyectar su uso para producción de biocombustibles a escala industrial en el corto plazo

No (equivale a 0): Hay producción local de biomásas de segunda y/o tercera generación o se puede proyectar su uso para producción de biocombustibles a escala industrial en el mediano y largo plazo

iv) Actual producción industrial local de biocombustibles de primera generación

Si (equivale a 1): Ha habido producción local de biocombustibles de primera y segunda generación o se puede proyectar su uso para producción a escala industrial en el corto

No (Equivale a 0): Hay producción local de biocombustibles de primera y segunda generación o se puede proyectar su uso para producción a escala industrial en el mediano y largo plazo

Los resultados de las tablas cualitativa y cuantitativa fueron los siguientes (Tabla 16 y Tabla 17)
:

Tabla 16. Resultados cualitativos

| Criterios | Desarrollo sostenible de materias primas | Desarrollo sostenible de producción de BC2G&3G | Desarrollo de tecnología: Corto, mediano y largo plazo | Disponibilidad de materias primas para la producción de BC2G&3G | Disponibilidad de materias primas para la producción de H2 u otras materias primas necesarias | Costos de materias primas | Costos de pretratamiento | CAPEX | OPEX | TRL | Procesos de conversión aprobados | Actual producción industrial local de biomasa | Actual producción industrial local de biocombustibles de primera generación |
|-----------------------|------------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|--------------------------|----------------|----------------|----------|----------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| | Crit 1 | Crit 2 | Crit 3 | Crit 4 | Crit 4 | Crit 5 | Crit 6 | Crit 7 | Crit 8 | Crit 9 | Crit 11 | Crit 12 | Crit 13 |
| Biodiésel | Corto | Neutro | Muy corto | Muy alto | Bajo | Costoso | Costoso | Costoso | Neutro | Muy alta | Si | Si | Si |
| Diésel Renovable | Corto | Corto | Muy corto | muy alto | Muy Alto | Costoso | Costoso | Costoso | Costoso | Muy alta | Si | Si | Si |
| Biojet HEFA | Corto | Corto | Corto | muy alto | Muy Alto | Costoso | Costoso | Costoso | Costoso | Muy alta | Si | Si | Si |
| Biojet FT | Corto | Neutro | Corto | muy alto | Muy Alto | Neutro | Costoso | Costoso | Costoso | Alta | Si | Si | No |
| Bioetanol | Neutro | Neutro | Muy corto | muy alto | Alto | Bajo costo | Muy bajo costo | Neutro | Muy bajo costo | Muy alta | Si | Si | Si |
| Biobutanol: | Lejano | Lejano | Corto | muy alto | Alto | Bajo costo | Muy bajo costo | Neutro | Neutro | Alta | Si | Si | No |
| Biometano/Biogas | Muy corto | Muy corto | Muy corto | muy alto | Muy Alto | Muy bajo costo | Muy bajo costo | Muy bajo costo | Neutro | Muy alta | Si | Si | Si |
| BioHidrogeno | Neutro | Neutro | Neutro | muy alto | Neutro | Bajo costo | Muy bajo costo | Costoso | Neutro | Alta | No | si | No |
| Gas Natural Sintético | Neutro | Neutro | Neutro | muy alto | Neutro | Bajo costo | Neutro | Muy costoso | Neutro | Alta | No | Si | No |

Tabla 17. Resultados cuantitativos

| Criterios | Crit 1 | Crit 2 | Crit 3 | Crit 4 | Crit 4 | Crit 5 | Crit 6 | Crit 7 | Crit 8 | Crit 9 | Crit 10 | Crit 11 | Crit 12 |
|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|
| Biodiésel | 4 | 3 | 5 | 5 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 5 | 1 | 1 | 1 |
| Diésel Renovable | 4 | 4 | 5 | 5 | 5 | 2 | 2 | 2 | 2 | 5 | 1 | 1 | 1 |
| Biojet HEFA | 4 | 4 | 4 | 5 | 5 | 2 | 2 | 2 | 2 | 5 | 1 | 1 | 1 |
| Biojet FT | 5 | 5 | 4 | 5 | 5 | 4 | 2 | 2 | 3 | 4 | 1 | 1 | 0 |
| Bioetanol | 3 | 3 | 5 | 5 | 4 | 4 | 5 | 3 | 5 | 5 | 1 | 1 | 1 |
| Biobutanol: | 2 | 2 | 4 | 5 | 4 | 4 | 5 | 3 | 3 | 4 | 1 | 1 | 0 |
| Biometano/Biogas | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 3 | 5 | 1 | 1 | 1 |
| BioHidrogeno | 3 | 3 | 3 | 5 | 3 | 4 | 5 | 2 | 3 | 4 | 0 | 1 | 0 |
| Gas Natural Sintético | 3 | 3 | 3 | 5 | 3 | 4 | 3 | 1 | 3 | 4 | 0 | 1 | 0 |

De esta manera se obtiene la tabla xx, que ya es totalmente numérica y nos permite procesarla bajo la metodología de multicriterio para tener una idea concreta sobre cada una de las tecnologías en evaluación y que sirva como herramienta para la toma de decisiones respecto a desarrollar la consultoría

Posteriormente, se identificaron los valores máximos y mínimos de cada subcriterio, para aplicar la función de transformación, asignando 100 al máximo y 0 al mínimo y así poder integrar todos los sub criterios. Para interpolar los otros valores, se asume linealidad y se calcula la pendiente de la función de transformación.

$$M_i = (Y_i \text{ máx.} - Y_i \text{ mín.}) / (X_i \text{ máx.} - X_i \text{ mín.}) = (100 - 0) / (X_i \text{ máx.} - X_i \text{ mín.})$$

$$\text{De donde: } Y_i = M_i * X_i$$

Con estos valores se calcula la pendiente de la función de transformación, para interpolar los valores del sub criterio de las tecnologías en evaluación (ver Tabla 18)

Tabla 18. Máximos y mínimos para función de transformación

| Criterios | Crit 1 | Crit 2 | Crit 3 | Crit 4 | Crit 4 | Crit 5 | Crit 6 | Crit 7 | Crit 8 | Crit 9 | Crit 10 | Crit 11 | Crit 12 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|
| Máximo | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 1 | 1 | 1 |
| Mínimo | 2 | 2 | 3 | 4 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 4 | 0 | 0 | 0 |

La Tabla 19 presenta los resultados de aplicar la función de transformación a los valores de los criterios de evaluación.

Tabla 19. Valores de Sub Criterios aplicada función de transformación

| Criterios | Crit 1 | Crit 2 | Crit 3 | Crit 4 | Crit 4 | Crit 5 | Crit 6 | Crit 7 | Crit 8 | Crit 9 | Crit 10 | Crit 11 | Crit 12 |
|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|
| Biodiésel | 66,7 | 33,3 | 100,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 25,0 | 33,3 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Diésel Renovable | 66,7 | 66,7 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 0,0 | 0,0 | 25,0 | 25,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Biojet HEFA | 66,7 | 66,7 | 50,0 | 100,0 | 100,0 | 0,0 | 0,0 | 25,0 | 25,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Biojet FT | 100,0 | 66,7 | 50,0 | 100,0 | 100,0 | 66,7 | 0,0 | 25,0 | 50,0 | 0,0 | 100,0 | 100,0 | 0,0 |
| Bioetanol | 33,3 | 33,3 | 100,0 | 100,0 | 66,7 | 66,7 | 100,0 | 50,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Biobutanol: | 0,0 | 0,0 | 50,0 | 100,0 | 66,7 | 66,7 | 100,0 | 50,0 | 66,7 | 0,0 | 100,0 | 100,0 | 0,0 |
| Biometano/Biogas | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 66,7 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| BioHidrogeno | 33,3 | 33,3 | 0,0 | 100,0 | 33,3 | 66,7 | 100,0 | 25,0 | 66,7 | 0,0 | 0,0 | 100,0 | 0,0 |
| Gas Natural Sintético | 33,3 | 33,3 | 0,0 | 100,0 | 33,3 | 66,7 | 33,3 | 0,0 | 66,7 | 0,0 | 0,0 | 100,0 | 0,0 |

Una vez homogenizados los valores de los criterios mediante la función de transformación se procede a asignar su peso mediante panel de expertos que da a cada aspecto un peso específico, de igual manera a cada criterio y subcriterio, lo que define un porcentaje de importancia. La tabla 6 resume el peso asignado a los aspectos, criterios y subcriterios por el panel de expertos (ver Tabla 20).

Tabla 20. Asignación de ponderación a Aspectos, criterios y subcriterios (Características)

| | Potencial estratégico para Colombia , 50% | | | Riesgos comerciales, 30% | | | | | | Riesgos técnicos, 20% | | | |
|---------------------|-------------------------------------------|--------|--------|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------------------|---------|---------|---------|
| Criterios | Crit 1 | Crit 2 | Crit 3 | Crit 4 | Crit 4 | Crit 5 | Crit 6 | Crit 7 | Crit 8 | Crit 9 | Crit 10 | Crit 11 | Crit 12 |
| Porcentaje criterio | 50% | 30% | 20% | 20% | 20% | 15% | 15% | 15% | 15% | 25% | 25% | 25% | 25% |
| % importancia | 25,0% | 15,0% | 10,0% | 6,0% | 6,0% | 4,50% | 4,50% | 4,50% | 4,50% | 5,0% | 5,0% | 5,0% | 5,0% |

Estas ponderaciones se aplican a los valores de los criterios de la Tabla 15 y se suma el resultado de los diferentes criterios de cada tecnología, para obtener el índice de importancia. Columna en rojo en la Tabla 21.

Tabla 21. Calificación ponderada de los subcriterios (Características)

| | Potencial estratégico para Colombia , 50% | | | Riesgos comerciales, 30% | | | | | | Riesgos técnicos, 20% | | | |
|-----------------------|-------------------------------------------|--------|--------|--------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------------------|---------|---------|---------|
| Criterios | Crit 1 | Crit 2 | Crit 3 | Crit 4 | Crit 4 | Crit 5 | Crit 6 | Crit 7 | Crit 8 | Crit 9 | Crit 10 | Crit 11 | Crit 12 |
| Biodiésel | 16,7 | 5,0 | 10,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,1 | 1,5 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Diésel Renovable | 16,7 | 10,0 | 10,0 | 6,0 | 6,0 | 0,0 | 0,0 | 1,1 | 1,1 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Biojet HEFA | 16,7 | 10,0 | 5,0 | 6,0 | 6,0 | 0,0 | 0,0 | 1,1 | 1,1 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Biojet FT | 25,0 | 10,0 | 5,0 | 6,0 | 6,0 | 3,0 | 0,0 | 1,1 | 2,3 | 0,0 | 5,0 | 5,0 | 0,0 |
| Bioetanol | 8,3 | 5,0 | 10,0 | 6,0 | 4,0 | 3,0 | 4,5 | 2,3 | 4,5 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| Biobutanol: | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 6,0 | 4,0 | 3,0 | 4,5 | 2,3 | 4,5 | 0,0 | 5,0 | 5,0 | 0,0 |
| Biometano/Biogas | 25,0 | 15,0 | 10,0 | 6,0 | 6,0 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 3,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| BioHidrogeno | 8,3 | 5,0 | 0,0 | 6,0 | 2,0 | 3,0 | 4,5 | 1,1 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 0,0 |
| Gas Natural Sintético | 8,3 | 5,0 | 0,0 | 6,0 | 2,0 | 3,0 | 1,5 | 0,0 | 3,0 | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 0,0 |

Los resultados anteriores se resume en la Tabla 22 y se aprecia en la figura 38

Tabla 22. Resultados selección multicriterio tecnología

| | Total | Potencial estratégico para Colombia relativo | Riesgos comerciales relativos | Riesgos técnicos relativos | Riesgos técnicos + Riesgos comerciales relativos |
|-----------------------|-------|----------------------------------------------|-------------------------------|----------------------------|--------------------------------------------------|
| Biodiésel | 54,3 | 63,3 | 8,8 | 100 | 45,3 |
| Diésel Renovable | 70,9 | 73,3 | 47,5 | 100 | 68,5 |
| Biojet HEFA | 65,9 | 63,3 | 47,5 | 100 | 68,5 |
| Biojet FT | 68,4 | 80,0 | 61,3 | 50 | 56,8 |
| Bioetanol | 67,6 | 46,7 | 80,8 | 100 | 88,5 |
| Biobutanol: | 39,3 | 10,0 | 80,8 | 50 | 68,5 |
| Biometano/Biogas | 98,5 | 100,0 | 95,0 | 100 | 97,0 |
| BioHidrogeno | 38,0 | 26,7 | 65,4 | 25 | 49,3 |
| Gas Natural Sintético | 33,8 | 26,7 | 51,7 | 25 | 41,0 |

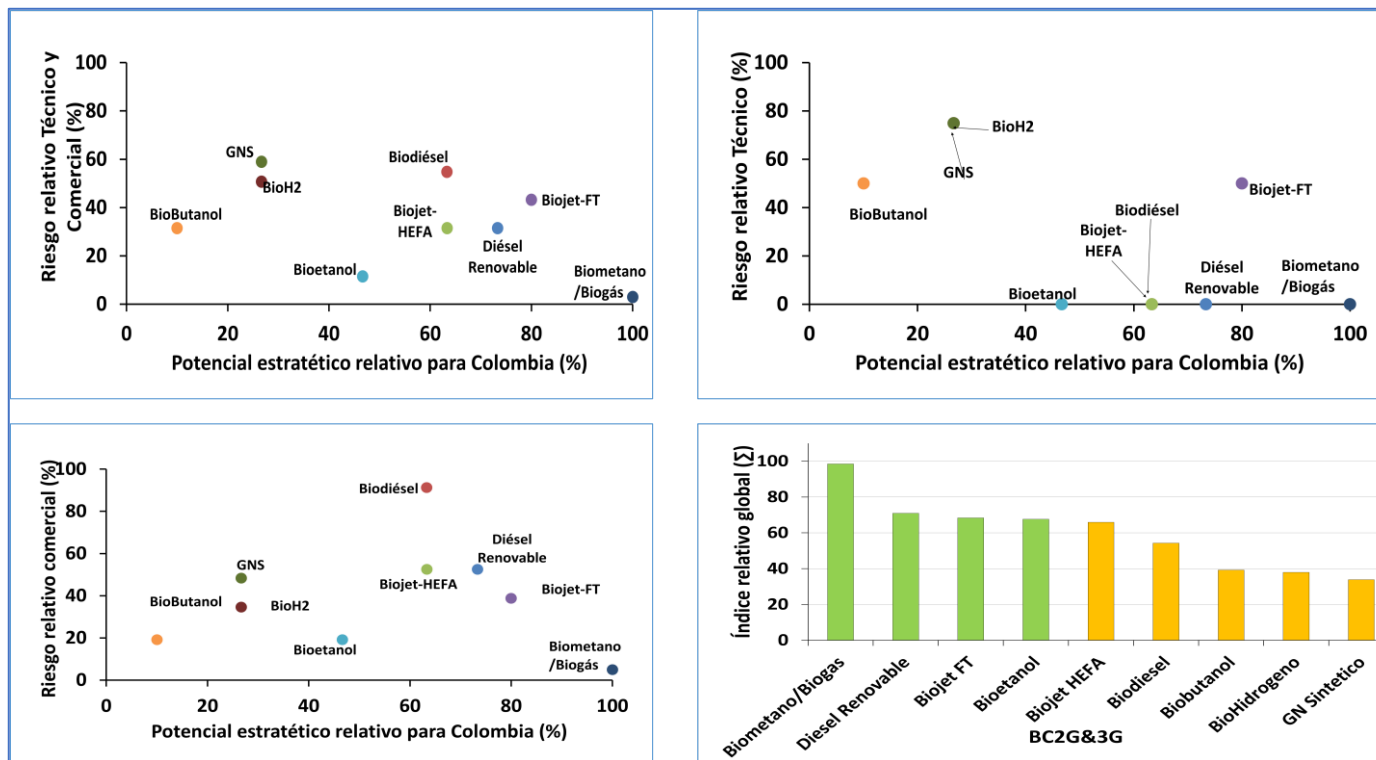


Figura 46. Resultados finales de selección multicriterio

De acuerdo a los resultados de priorización de los B2G (y su respectiva tecnología), lo cual se llevó a cabo bajo los criterios de priorización descritos antes, fueron seleccionados de la siguiente manera (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**):

- Análisis de índice relativo Global (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.):** Se llevó a cabo, la calificación de los criterios de selección y sus características con relación al potencial estratégico para el país: en este caso se observa de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que los cuatro B2G seleccionados serían los que a continuación se presentan en el siguiente orden: **i) biometano/biogás, ii) biojet-FT, iii) diésel renovable, y iv) bioetanol.** Se deberá tener presente, que de acuerdo con los resultados para el biojet-HEFA, se podría clasificar este en la cuarta posición en lugar del bioetanol ya que las diferencias son mínimas como se logra observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Estos cuatro biocombustibles seleccionados se consideran pertinentes por las siguientes razones adicionales al resultado de priorización: a) los cuatro biocombustibles aplican a diferentes matrices de combustibles para ser potencialmente mezclados respectivamente con Gas Natural, Jet A1, Diésel y Gasolina; b) Si se selecciona el biojet-HEFA en lugar del bioetanol, entonces en los cuatro biocombustibles quedarían dos de aviación, lo cual es deseable que pueda ser uno solo para dar participación a otros matriz de combustible; c) el biojet-HEFA ya tiene en el país algunos estudios con información propios para el país que servirán a la UPME como punto de referencia para incluir su potencialidad en el país, lo cual de manera indirecta también lo incluye dentro de las posibilidades y de esta manera no se repiten esfuerzos. De acuerdo con el planteamiento anterior se considera un argumento ACEPTABLE seleccionar el bioetanol en lugar del biojet-HEFA.
- Análisis de Criterio de riesgos relativos técnicos (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.):** se incluyen sus características con relación (vs) al potencial estratégico para el país. Para este caso, los resultados indicaron que este criterio de manera independiente al riesgo comercial, sugiere priorizar los siguientes biocombustibles en el siguiente orden: i) biometano/biogás, ii) biojet FT (con riesgo relativo técnico relativamente más alto), iii) DR y iv) biojet-HEFA o biodiesel. A diferencia de los resultados del índice relativo global antes presentado, en este caso no se prioriza el

bioetanol y si se prioriza biojet-HEFA o biodiesel. Bajo la idea de no priorizar dos biocombustibles de la misma matriz entonces, en este caso si entraría a ser priorizado el bioetanol, puesto que el biodiesel aplica a la misma matriz del diésel renovable (priorizado) y el biojet-HEFA como ya se dijo aplica a la matriz del biojet-FT. Se deberá tener presente que los datos de la gráfica de “ riesgos relativos técnicos” en el eje vertical son presentados de manera inversa solamente con el objetivo de visualizar mejor la información de la palabra RIESGO (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), lo cual por ejemplo indica que a mayor valor de la escala de tal eje mayor es el riesgo; pero no afecta en lo absoluto las definiciones presentadas en los criterios y características de priorización. También es importante precisar que un valor de cero (0) para estos riesgos no indican que no haya riesgos, sino más bien que son riesgos muy bajos y acordes a las descripciones de los respectivos criterios y características antes presentados. Por lo tanto, de acuerdo a los planteamientos anteriores, en este caso los biocombustibles priorizados serían: **i) biometano/biogás, ii) biojet FT (con riesgo relativo comercial ligeramente mediano), iii) DR y iv) bioetanol**

- **Análisis de Criterio de riesgos relativos comerciales (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.):** se incluyen sus características con relación (vs) al potencial estratégico para el país. Para este caso, los resultados indicaron que este criterio de manera independiente al riesgo técnico, sugiere priorizar los siguientes biocombustibles en el siguiente orden: i) biometano/biogás, ii) biojet FT (con riesgo relativo comercial ligeramente mediano), iii) DR y iv) biojet-HEFA (también con riesgo relativo comercial ligeramente mediano). En este caso el análisis no recomienda priorizar el bioetanol y si se prioriza biojet-HEFA. Bajo la idea de no priorizar dos biocombustibles de la misma matriz entonces, se deja el bioetanol priorizado también en lugar del biojet-HEFA, con la misma idea antes presentada para los riesgos relativos técnicos. Se deberá tener presente que los datos de la gráfica de “riesgos relativos comerciales” en el eje vertical son presentados de manera inversa solamente con el objetivo de visualizar mejor la información de la palabra RIESGO, lo cual por ejemplo indica que a mayor valor de la escala de tal eje mayor es el riesgo; pero no afecta en lo absoluto las definiciones presentadas en los criterios y características de priorización. También es importante precisar que un valor de cero (0) para estos riesgos no indican que no haya riesgos, sino más bien que son riesgos muy bajos y acordes a las descripciones de los respectivos criterios y características antes presentados. Por lo tanto, de acuerdo a los planteamientos anteriores, en este caso los biocombustibles priorizados serían: **i)**

biometano/biogás, ii) biojet FT (con riesgo relativo comercial ligeramente mediano), iii) DR y iv) bioetanol

- **Análisis de Criterio de riesgos relativos técnicos y comerciales (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.):** se incluyen sus características (riesgos relativos técnicos + riesgos relativos comerciales) con relación (vs) al potencial estratégico relativo de los biocombustibles para el país. Para este caso, los resultados indicaron que los criterios de manera sinérgica riesgo relativo técnico + riesgo relativo comercial, sugiere priorizar los siguientes biocombustibles en el siguiente orden: i) biometano/biogás, ii) biojet FT (con riesgo relativo comercial ligeramente mediano), iii) DR y iv) biojet-HEFA (también con riesgo relativo comercial ligeramente mediano). En este caso el análisis no recomienda priorizar el bioetanol y si se prioriza biojet-HEFA. Bajo la idea de no priorizar dos biocombustibles de la misma matriz entonces, se deja el bioetanol priorizado en lugar del biojet-HEFA, con la misma idea antes presentada para los riesgos relativos técnicos y comerciales de manera independiente. Se deberá tener presente que los datos de la gráfica de “riesgos relativos comerciales y técnicos” en el eje vertical son presentados de manera inversa solamente con el objetivo de visualizar mejor la información de la palabra RIESGO, lo cual por ejemplo indica que a mayor valor de la escala de tal eje mayor es el riesgo; pero no afecta en lo absoluto las definiciones presentadas en los criterios y características de priorización. Por lo tanto, de acuerdo a los planteamientos anteriores, en este caso los biocombustibles priorizados serían: **i) biometano/biogás, ii) biojet-FT (con riesgo relativo comercial ligeramente mediano), iii) DR y iv) bioetanol**

6 BIBLIOGRAFIA

- Abo, B. O., Gao, M., Wang, Y., Wu, C., Wang, Q., & Ma, H. (2019). Production of butanol from biomass: recent advances and future prospects. In *Environmental Science and Pollution Research* (Vol. 26, Issue 20, pp. 20164–20182). Springer Verlag. <https://doi.org/10.1007/s11356-019-05437-y>
- Antonini, C., Treyer, K., Moiola, E., Bauer, C., Schildhauer, T. J., & Mazzotti, M. (2021). *Hydrogen from wood gasification with CCS-a techno-environmental analysis of production and use as transport fuel* †. <https://doi.org/10.1039/d0se01637c>
- Bagnoud-Velásquez, M., Brandenberger, M., Vogel, F., & Ludwig, C. (2014). Continuous catalytic hydrothermal gasification of algal biomass and case study on toxicity of aluminum as a step toward effluents recycling. *Catalysis Today*, 223, 35–43. <https://doi.org/10.1016/J.CATTOD.2013.12.001>
- Baral, N. R., & Shah, A. (2016). Techno-Economic Analysis of Cellulosic Butanol Production from Corn Stover through Acetone-Butanol-Ethanol Fermentation. *Energy and Fuels*, 30(7), 5779–5790. https://doi.org/10.1021/ACS.ENERGYFUELS.6B00819/SUPPL_FILE/EF6B00819_SI_001.PDF
- Batidzirai, B., Schotman, G. S., van der Spek, M. W., Junginger, M., & Faaij, A. P. C. (2019). Techno-economic performance of sustainable international bio-SNG production and supply chains on short and longer term. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 13(2), 325–357. <https://doi.org/10.1002/BBB.1911>
- BID. (2022, June 3). <https://idbinvest.org/es/blog/agronegocios/el-sector-de-la-cana-de-azucar-ejemplo-de-avances-en-sostenibilidad>. <https://idbinvest.org/es/blog/agronegocios/el-sector-de-la-cana-de-azucar-ejemplo-de-avances-en-sostenibilidad>
- Brandenberger, M., Matzenberger, J., Vogel, F., & Ludwig, C. (2013). Producing synthetic natural gas from microalgae via supercritical water gasification: A techno-economic sensitivity analysis. *Biomass and Bioenergy*, 51(0), 26–34. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2012.12.038>
- Chandel, A. K., da Silva, S. S., Carvalho, W., & Singh, O. V. (2012). Sugarcane bagasse and leaves: foreseeable biomass of biofuel and bio-products. *Journal of Chemical Technology & Biotechnology*, 87(1), 11–20. <https://doi.org/10.1002/JCTB.2742>
- Cortez, L. A. B. (2010). *Bioetanol de Cana-de-açúcar*.

- Devi, A., Bajar, S., Kour, H., Kothari, R., Pant, D., & Singh, A. (2022). Lignocellulosic Biomass Valorization for Bioethanol Production: a Circular Bioeconomy Approach. In *Bioenergy Research* (Vol. 15, Issue 4, pp. 1820–1841). Springer. <https://doi.org/10.1007/s12155-022-10401-9>
- Eloffy, M. G., Elgarahy, A. M., Saber, A. N., Hammad, A., El-Sherif, D. M., Shehata, M., Mohsen, A., & Elwakeel, K. Z. (2022). Biomass-to-sustainable biohydrogen: Insights into the production routes, and technical challenges. *Chemical Engineering Journal Advances*, 12, 100410. <https://doi.org/10.1016/J.CEJA.2022.100410>
- European Alternative Fuels Observatory-European Commission. (2023). *Alternative fuels / European Alternative Fuels Observatory*. <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/general-information/alternative-fuels>
- eurostat. (n.d.). *Glossary:Biofuels*. Retrieved October 20, 2023, from [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Biofuels#:~:text=Biofuels%20can%20be%20split%20up,fermentation%20and%20from%20thermal%20processes\)](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:Biofuels#:~:text=Biofuels%20can%20be%20split%20up,fermentation%20and%20from%20thermal%20processes))
- Fanny Lamon y Mieke Decorte. (2023). *Biohydrogen: affordable, green and yet overlooked / European Biogas Association*. <https://www.europeanbiogas.eu/biohydrogen-affordable-green-and-yet-overlooked/>
- Gerald Weber, B. R. (2015). *Production of second generation biofuels based on biomass gasification*.
- Götz, M., Lefebvre, J., Mörs, F., McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., & Kolb, T. (2016). Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, 85, 1371–1390. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2015.07.066>
- Guo, Y., Liu, Y., Guan, M., Tang, H., Wang, Z., Lin, L., & Pang, H. (2022). Production of butanol from lignocellulosic biomass: recent advances, challenges, and prospects. *RSC Advances*, 12(29), 18848–18863. <https://doi.org/10.1039/D1RA09396G>
- Gurreri, L., Calanni Rindina, M., Luciano, A., Lima, S., Scargiali, F., Fino, D., & Mancini, G. (2023). Environmental sustainability of microalgae-based production systems: Roadmap and challenges towards the industrial implementation. *Sustainable Chemistry and Pharmacy*, 35, 101191. <https://doi.org/10.1016/J.SCP.2023.101191>
- Hossain, A. B. M. S., Salleh, A., Boyce, A. N., Chowdhury, P., & Naquiuddin, M. (2008). Biodiesel fuel production from algae as renewable energy. *American Journal of Biochemistry and Biotechnology*, 4(3), 250–254. <https://doi.org/10.3844/AJBBSP.2008.250.254>

- IEA. (2021, November). *IEA Tracking Clean Energy Progress – biofuels/bioenergy*. <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/iea-tracking-clean-energy-progress-biofuels-bioenergy/>
- IICA. (2022). *Bioetanol y mezclas*. https://repositorio.iica.int/bitstream/handle/11324/21279/BVE22118335e_compressed.pdf?sequence=5&isAllowed=y
- Jabłońska-Trypuć, A., Wołejko, E., Ernazarovna, M. D., Głowacka, A., Sokołowska, G., & Wydro, U. (2023). Using Algae for Biofuel Production: A Review. *Energies* 2023, Vol. 16, Page 1758, 16(4), 1758. <https://doi.org/10.3390/EN16041758>
- Jonker, J. G. G., Junginger, M., Posada, J., Ioiart, C. S., Faaij, A. P. C., & van der Hilst, F. (2019). Economic performance and GHG emission intensity of sugarcane- and eucalyptus-derived biofuels and biobased chemicals in Brazil. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 13(4), 950–977. <https://doi.org/10.1002/BBB.1986>
- Kargbo, H., Harris, J. S., & Phan, A. N. (2021). “Drop-in” fuel production from biomass: Critical review on techno-economic feasibility and sustainability. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 135). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110168>
- Katla, D., Nazir, S. M., & Skorek-Osikowska, A. (2022). Techno-economic assessment of synthetic natural gas (SNG) production through improved carbon utilization from biomass. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/SSRN.4277605>
- Konur, O. (2021). Algal Biomass Production for Biodiesel Production : A Review of the Research. *Biodiesel Fuels Based on Edible and Nonedible Feedstocks, Wastes, and Algae*, 695–717. <https://doi.org/10.1201/9780367456207-18>
- LanzaJet. (2023). *LanzaJet Achieves Next Major Milestone with Innovative Sustainable Fuels Production Technology Fully Constructed at its Freedom Pines Fuels Facility | LanzaJet*. <https://www.lanzajet.com/lanzajet-achieves-next-major-milestone-with-innovative-sustainable-fuels-production-technology-fully-constructed-at-its-freedom-pines-fuels-facility/>
- Li, J., Du, Y., Bao, T., Dong, J., Lin, M., Shim, H., & Yang, S. T. (2019). n-Butanol production from lignocellulosic biomass hydrolysates without detoxification by *Clostridium tyrobutyricum* Δack-adhE2 in a fibrous-bed bioreactor. *Bioresource Technology*, 289, 121749. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.121749>

- Liu, X., Kwon, H., Wang, M., & O'Connor, D. (2023). Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Brazilian Sugar Cane Ethanol Evaluated with the GREET Model Using Data Submitted to RenovaBio. *Environmental Science and Technology*, 57(32), 11814–11822. <https://doi.org/10.1021/acs.est.2c08488>
- Lundquist, T., Woertz, I., Quinn, N., & Benemann, J. (2010). A Realistic Technology and Engineering Assessment of Algae Biofuel Production. *Energy Biosciences Institute*.
- Luque, R., Lin, C. S. K., Wilson, K., & Clark, J. (2016a). *Handbook of Biofuels Production (Second Edition) Processes and Technologies*.
- Luque, R., Lin, C. S. K., Wilson, K., & Clark, J. (2016b). *Handbook of Biofuels Production (Second Edition) Processes and Technologies*.
- Mahmud, N., & Rosentrater, K. A. (2022). Techno-economic analysis of low moisture anhydrous ammonia (LMAA) pretreatment for butanol production from oil palm frond. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 12(9), 3603–3617. <https://doi.org/10.1007/S13399-019-00564-5/METRICS>
- Marulanda, V. A., Gutierrez, C. D. B., & Alzate, C. A. C. (2019). Thermochemical, biological, biochemical, and hybrid conversion methods of bio-derived molecules into renewable fuels. In *Advanced Bioprocessing for Alternative Fuels, Biobased Chemicals, and Bioproducts: Technologies and Approaches for Scale-Up and Commercialization* (pp. 59–81). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817941-3.00004-8>
- Meena, M., Shubham, S., Paritosh, K., Pareek, N., & Vivekanand, V. (2021). Production of biofuels from biomass: Predicting the energy employing artificial intelligence modelling. *Bioresource Technology*, 340. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125642>
- Menetrez, M. Y. (2012). An overview of algae biofuel production and potential environmental impact. *Environmental Science and Technology*, 46(13), 7073–7085. https://doi.org/10.1021/ES300917R/ASSET/IMAGES/MEDIUM/ES-2012-00917R_0001.GIF
- Meng, F., Ibbett, R., de Vrije, T., Metcalf, P., Tucker, G., & McKechnie, J. (2019). Process simulation and life cycle assessment of converting autoclaved municipal solid waste into butanol and ethanol as transport fuels. *Waste Management*, 89, 177–189. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.04.003>
- Mujtaba, M., Fernandes Fraceto, L., Fazeli, M., Mukherjee, S., Savassa, S. M., Araujo de Medeiros, G., do Espírito Santo Pereira, A., Mancini, S. D., Lipponen, J., & Vilaplana, F. (2023). Lignocellulosic biomass from agricultural waste to the circular economy: a review with focus on biofuels, biocomposites and bioplastics. In *Journal of Cleaner Production* (Vol. 402). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136815>

Naresh Kumar, M., Ravikumar, R., Thenmozhi, S., Ranjith Kumar, M., & Kirupa Shankar, M. (2019). Choice of Pretreatment Technology for Sustainable Production of Bioethanol from Lignocellulosic Biomass: Bottle Necks and Recommendations. *Waste and Biomass Valorization*, 10(6), 1693–1709. <https://doi.org/10.1007/S12649-017-0177-6/METRICS>

Oluwafemi Oyedegbe, Philip Gitmanb, Jun Quc, E. W. (2023). *Understanding the impact of lignocellulosic biomass variability on size reduction process – A review*.

Perna, A., Moretti, L., Ficco, G., Spazzafumo, G., Canale, L., & Dell'isola, M. (2020). SNG Generation via Power to Gas Technology: Plant Design and Annual Performance Assessment. *Applied Sciences* 2020, Vol. 10, Page 8443, 10(23), 8443. <https://doi.org/10.3390/APP10238443>

Petersen, A. M., Okoro, O. V., Chireshe, F., Moonsamy, T., & Görgens, J. F. (2021). Systematic cost evaluations of biological and thermochemical processes for ethanol production from biomass residues and industrial off-gases. *Energy Conversion and Management*, 243, 114398. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114398>

Pickering, D. (2019). Bio-synthetic natural gas for heating and transport applications: the UK case. *Substitute Natural Gas from Waste: Technical Assessment and Industrial Applications of Biochemical and Thermochemical Processes*, 317–341. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-815554-7.00012-X>

Prestipino, M., Piccolo, A., Polito, M. F., & Galvagno, A. (2022). Combined Bio-Hydrogen, Heat, and Power Production Based on Residual Biomass Gasification: Energy, Exergy, and Renewability Assessment of an Alternative Process Configuration. *Energies* 2022, Vol. 15, Page 5524, 15(15), 5524. <https://doi.org/10.3390/EN15155524>

RAENG. (2017). *Sustainability of liquid biofuels*.

Royal Academy of Engineering. (2017). *Sustainability of liquid biofuels*.

Ruan, R., Zhang, Y., Chen, P., Liu, S., Fan, L., Zhou, N., Ding, K., Peng, P., Addy, M., Cheng, Y., Anderson, E., Wang, Y., Liu, Y., Lei, H., & Li, B. (2019). Biofuels: Introduction. In *Biomass, Biofuels, Biochemicals: Biofuels: Alternative Feedstocks and Conversion Processes for the Production of Liquid and Gaseous Biofuels* (pp. 3–43). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816856-1.00001-4>

Saravanan, A., Yaashikaa, P. R., Senthil Kumar, P., Vickram, A. S., Karishma, S., Kamalesh, R., & Rangasamy, G. (2023). Techno-economic and environmental sustainability prospects on biochemical conversion of agricultural and algal biomass to biofuels. In *Journal of Cleaner Production* (Vol. 414). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137749>

- Schildhauer, T. J., & Biollaz, S. M. A. (2016). FLUIDIZED BED METHANATION FOR SNG PRODUCTION – PROCESS DEVELOPMENT AT THE PAUL-SCHERRER INSTITUT. *Synthetic Natural Gas from Coal and Dry Biomass, and Power?To?Gas Applications*, 221–230. <https://doi.org/10.1002/9781119191339.CH8>
- Slade, R., & Bauen, A. (2013). Micro-algae cultivation for biofuels: Cost, energy balance, environmental impacts and future prospects. *Biomass and Bioenergy*, 53, 29–38. <https://doi.org/10.1016/J.BIOMBIOE.2012.12.019>
- Statista. (2022). *Statista*. Ranking Mundial de Los Principales Países Productores de Biocombustible En 2021. <https://es.statista.com/estadisticas/635730/paises-lideres-en-la-produccion-de-biocarburante/>
- SWI. (2023, January 26). https://www.swissinfo.ch/spa/colombia-combustibles_las-ventas-de-biocombustibles-en-colombia-aumentaron-un-40---en-2022/48236664. https://www.swissinfo.ch/spa/colombia-combustibles_las-ventas-de-biocombustibles-en-colombia-aumentaron-un-40---en-2022/48236664
- U.S. Department of Energy (Hydrogen Alternative Fuels Data Center). (2023). *Alternative Fuels Data Center: Hydrogen*. <https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen.html>
- US Environmental Protection Agency-Alternative Fuels. (2023). *Alternative Fuels | US EPA*. <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/alternative-fuels>
- U.S. Environmental Protection Agency-EPA. (2023). *Pending Petitions for Renewable Fuel Pathways | US EPA*. <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/pending-petitions-renewable-fuel-pathways>
- USDA. (2022). *THIS REPORT CONTAINS ASSESSMENTS OF COMMODITY AND TRADE ISSUES MADE BY USDA STAFF AND NOT NECESSARILY STATEMENTS OF OFFICIAL U.S. GOVERNMENT POLICY*.
- van der Meijden, C. M., Veringa, H. J., & Rabou, L. P. L. M. (2010). The production of synthetic natural gas (SNG): A comparison of three wood gasification systems for energy balance and overall efficiency. *Biomass and Bioenergy*, 34(3), 302–311. <https://doi.org/10.1016/J.BIOMBIOE.2009.11.001>
- Vogel, F., Waldner, M. H., Rouff, A. A., & Rabe, S. (2007). Synthetic natural gas from biomass by catalytic conversion in supercritical water. *Green Chemistry*, 9(6), 616–619. <https://doi.org/10.1039/B614601E>

- Yew, G. Y., Lee, S. Y., Show, P. L., Tao, Y., Law, C. L., Nguyen, T. T. C., & Chang, J. S. (2019). Recent advances in algae biodiesel production: From upstream cultivation to downstream processing. *Bioresource Technology Reports*, 7, 100227. <https://doi.org/10.1016/J.BITEB.2019.100227>
- Zhang, J., & Zhang, X. (2019). The thermochemical conversion of biomass into biofuels. In *Biomass, Biopolymer-Based Materials, and Bioenergy: Construction, Biomedical, and other Industrial Applications* (pp. 327–368). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102426-3.00015-1>
- Zhang, S., Zhang, L., Xu, G., Li, F., & Li, X. (2022). A review on biodiesel production from microalgae: Influencing parameters and recent advanced technologies. *Frontiers in Microbiology*, 13, 970028. <https://doi.org/10.3389/FMICB.2022.970028/BIBTEX>
- Zhang, W., He, J., Engstrand, P., & Björkqvist, O. (2015). Economic Evaluation on Bio-Synthetic Natural Gas Production Integrated in a Thermomechanical Pulp Mill. *Energies* 2015, Vol. 8, Pages 12795-12809, 8(11), 12795–12809. <https://doi.org/10.3390/EN81112343>
- Zhou, Y., Searle, S., & Anup, S. (2021). *TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF CELLULOSIC ETHANOL IN INDIA USING AGRICULTURAL RESIDUES*.