



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 4** Resumen para tomadores de decisiones  
Bogotá, **diciembre de 2023.**



**Tecsól**  
Tecnología Sostenible  
**USAENE**

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



***Producto 4***  
***Resumen para tomadores de decisiones***

***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.

**Presentado a:**  
Unidad de Planeación Minero Energética-UPME.

**Presentado por:**  
Consorcio Biocombustibles de Colombia



**Bogotá, diciembre de 2023.**



## Contenido

RESUMEN EJECUTIVO .....	7
1 GENERALIDADES PRODUCTO 2. ....	10
1.1 Clasificación. ....	10
1.2 Análisis de los diferentes tipos de biocombustibles:.....	11
1.3 Materias primas y biocombustibles:.....	12
1.4 Selección de biocombustibles:.....	14
2 GENERALIDADES PRODUCTO 3. ....	15
2.1 Definición costo/beneficio en materia ambiental y de rendimiento. ....	15
2.2 Biocombustibles priorizados.....	16
2.2.1. Biometano:.....	16
2.2.2.1. Sectores .....	16
Estimación de potencial de oferta.....	18
2.2.2.2. Identificación de ventajas y desventajas.....	21
2.2.2.3. Estimación del potencial desarrollo de biometano y análisis costo beneficio	23
2.2.2. Bioetanol .....	26
2.2.2.4. Oferta.....	26
2.2.2.5. Ventajas y desventajas. ....	26
2.2.3. Análisis costo beneficio de la biorrefinería integrada: bioemetano-bioetanol .	28
2.2.3.1. Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana .....	29
2.2.3.2. Evaluación económica desde la prefactibilidad .....	30
2.2.4. Diésel renovable 2G. ....	34
2.2.4.1. Potencial disponibilidad y oferta hidrógeno de bajas emisiones en Colombia.	41
2.2.4.2. Ventajas y desventajas .....	43
2.2.4.3. Estimación del potencial desarrollo de diésel renovable y análisis costo beneficio. 44	
2.2.4.4. Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana.....	45
2.2.4.5. Evaluación económica desde la prefactibilidad. ....	47
2.2.5. Biocombustible de aviación: Biojet-FT.....	52
2.2.5.1. Evaluación de materias primas.....	53

2.2.5.2.	Ventajas y desventajas .....	53
2.2.5.3.	Estimación del potencial desarrollo de biojet y análisis costo beneficio. ....	56
2.2.5.4.	Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana. ....	56
2.2.5.5.	Evaluación económica desde la prefactibilidad. ....	58
3.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	63

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla1-1.</b>	Biocombustibles, tecnologías y materias primas .....	12
<b>Tabla 1-2.</b>	Características para la producción de BC2G&3G en Colombia.....	14
<b>Tabla 2-1.</b>	Referencias para análisis de costo/beneficio.....	15
<b>Tabla 2-2.</b>	Proyectos de biogás enfocados en las biomásas de evaluación .....	19
<b>Tabla 2-3.</b>	Precios de biometano de referencia .....	30
<b>Tabla 2-4.</b>	Precios de bioetanol de referencia .....	31
<b>Tabla 2-5.</b>	Datos de entrada biometano y bioetanol .....	31
<b>Tabla 2-6.</b>	Resultados biometano y bioetanol .....	32
<b>Tabla 2-7.</b>	Escenarios de utilización sobre un total de 684.619 hectáreas probables (altamente aptas) de que puedan ser usadas para el cultivo de la especie Jatropha Curcas .....	35
<b>Tabla 2-8.</b>	Potencial disponibilidad y oferta de grasas y aceites de origen animal en el país 2022 a 2050. ....	37
<b>Tabla 2-9.</b>	Resumen de posible oferta de aceites y grasas animales para producir biocombustibles .....	40
<b>Tabla 2-10.</b>	Consideraciones para los escenarios de inflexión y Disrupción bajo las proyecciones del Plan Energético Nacional 2022-2050 .....	42
<b>Tabla 2-11.</b>	Ventajas y desventajas del uso de DR.....	43
<b>Tabla 2-12.</b>	Precios de referencia diésel renovable .....	47
<b>Tabla 2-13.</b>	Datos de entrada.....	50
<b>Tabla 2-14.</b>	Resultados caso base diésel renovable .....	50
<b>Tabla 2-15.</b>	Definiciones de términos para nombrar los biocombustibles de aviación.....	52
<b>Tabla 2-16.</b>	Resumen de posible oferta de biomasa residual lignocelulósica para producir biocombustibles tipo biojet-FT en Colombia. ....	53
<b>Tabla 2-17.</b>	Escenarios biojet (Bank -Ricardo, 2023).....	57
<b>Tabla 2-18.</b>	Precios de referencia diésel renovable .....	58
<b>Tabla 2-19.</b>	Datos de entrada.....	60
<b>Tabla 2-20.</b>	Resultados resumidos sobre biojet-FT .....	61

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1-1.</b> Resultados finales de selección multicriterio. ....	15
<b>Figura 2-1.</b> Red de SNT de GN y distribución de BR para DA en Colombia .....	24
<b>Figura 2-2.</b> Escenario de inflexión - Biometano .....	25
<b>Figura 2-3.</b> Escenario de disrupción - Biometano .....	26
<b>Figura 2-4.</b> Escenario de disrupción - Bioetanol.....	30
<b>Figura 2-5.</b> Algunas sensibilidades – bioetanol & biometano.....	34
<b>Figura 2-6.</b> Estimación de disponibilidad de las grasas animales de res, pollo, cerdo y pescado en Colombia .....	36
<b>Figura 2-7.</b> Escenarios de proyección de generación de UCOs en Colombia.....	39
<b>Figura 2-8.</b> Escenario de inflexión – Diesel renovable .....	46
<b>Figura 2-9.</b> Escenario de disrupción – Diesel Renovable.....	47
<b>Figura 2-10.</b> Rangos de producción (barras gris y verde) del diésel renovable comparado con el biodiésel y el diésel fósil. ....	49
<b>Figura 2-11.</b> Variación de los ingresos, costos de materia prima y CAPEX respecto al VPN, el tiempo de recuperación de la inversión (payback) y la escala de la biorrefinería de DR. ....	51
<b>Figura 2-12.</b> Escenario de inflexión – Biojet .....	57
<b>Figura 2-13.</b> Escenario de disrupción – Biojet .....	58
<b>Figura 2-14.</b> Rangos de producción (barras verde y gris) del biojet comparado con el jet fósil. ....	60
<b>Figura 2-15.</b> Variación de los ingresos, costos de materia prima y CAPEX respecto al VPN, el tiempo de recuperación de la inversión (payback) y la escala de producción de la biorrefinería de biojet-FT. ....	62

## ABREVIATURAS

ACB	Análisis Costo Beneficio
ABE	Acetona-butanol-etanol
AGRONET	Red de información y comunicación del sector agropecuario colombiano
Bcm	billones de metros cúbicos
BECO	Balance Energético Colombiano
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
BC2&3G	Biocombustibles de segunda y tercera generación
BR	Biomasa Residual
BRA	Biomasa Residual Agrícola
BRI	Biomasa Residual Industrial

BRP	Biomasa Residual Pecuaria
BTL	Biomasa a Liquido
CDR	Combustible Derivado de Residuos
CO	Monóxido de Carbono
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2e</sub>	Dióxido de carbono equivalente
COP	Pesos colombianos
CRA	Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico
DEA	Dietanolamina
DGA	Diglicolamina
DMEA	Dimetiletanolamina
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EC	Economía Circular
Ecopetrol	Empresa Colombiana de Petróleo
EIA	Administración de la Información de Energía de Estados Unidos
EVA	Evaluaciones Agropecuarias
FER	Fuente de Energía Renovable
FORSU	Fracción Orgánica de Residuos Urbanos
FT	Fisher Tropsch
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
GNV	Gas Natural Vehicular
GTL	Gas a Líquido por sus siglas en ingles
H <sub>2</sub>	Hidrógeno
H <sub>2</sub> S	Sulfuro de Hidrógeno
HTL	Licuefacción Hidrotérmica
HEFA	Hidrotratamiento de esteres y aceites grasos, por sus siglas en ingles
HVO	Hidrotratamiento de Aceites Vegetales por sus siglas en ingles
ICAO	International Civil Aviation Organization
IEA	International Energy Agency
IICA	Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura
IPCC	Panel intergubernamental de cambio climático (siglas en inglés)
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
Kg	Kilogramo
LCB	Lignocelulósica por sus siglas en ingles
MADR	Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MEA	Monoetanolamina

MJ	Mega Jules
Min Energía	Ministerio de Minas y Energía
MVCT	Ministerio de Vivienda Ciudad y Territorio
MWh	Mega Watios hora
MBTU	Millón de BTU ó Mega BTU (Million British Thermal Units)
NAMA	Acciones de mitigación nacionalmente apropiadas (Sigla en inglés)
Nm <sup>3</sup>	Metros cúbicos a condiciones normales
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PCI	Potencial Calorífico Inferior
PEN	Plan Energético Nacional
PFAD	Ácidos Grasos Destilados del Aceite de palma Palma (Por sus siglas en inglés es " <i>Palm fatty acid distillate</i> ")
PJ	Peta Joules
PND	Plan Nacional de Desarrollo
POME	Efluente de planta extractora de aceite de palma (Siglas en inglés)
POT	Plan de Ordenamiento Territorial
PRAE	Proyectos ambientales escolares
PWS	Pressurized Water Scrubbing
PSA	Pressure Swing Adsorption
PTAR	Plantas de Tratamiento de Agua Residual
VSA	Vacuum Swing Adsorption
REDBIOLAC	Red Colombiana de Energía de Biomasa
REDBIOLAC	Red de digestores para América Latina el Caribe
RFF	Residuos de Fruta Fresca
RSU	Residuos Sólidos Urbano
SHF	Hidrólisis y fermentación separada
SSF	sacarificación y fermentación simultánea
SUI	Sistema Único de Información
SuperServicios	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
t	Tonelada
tCO <sub>2e</sub>	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
TEJ	Transición Energética Justa
TJ	TeraJoule
UAESP	Unidad Administrativa Especial de Servicios públicos
UCO	Aceite de cocina Usado, por sus siglas en ingles
UNAL	Universidad Nacional de Colombia
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
UPRA	Unidad de Planificación Rural Agropecuaria
WWT	Planta de tratamiento de aguas residuales

## RESUMEN EJECUTIVO

La Unidad de Planeación Minero Energético (UPME), en el desarrollo de sus funciones identificó la necesidad de realizar un estudio que permitiera estimar y caracterizar el potencial de producción en Colombia de los biocombustibles de segunda y tercera generación (BC2&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 final del Estudio se presenta este **PRODUCTO 4**, cuyo alcance se estructuró siguiendo la metodología propuesta en el plan de trabajo (**PRODUCTO 1**) y los términos de referencia de la consultoría. Para tal fin se ha dividido este informe en **3 SECCIONES** en las que se resumen los contenidos de los **PRODUCTOS 2 y 3**. La información aquí presentada puede ser objeto de consulta con más detalles en los respectivos **PRODUCTOS 2 y 3**, para los diferentes lectores en el caso de que lo presentado en este **PRODUCTO 4** así lo requiera. En la **SECCIÓN 1** se presentan el resumen y resultados más importantes del **PRODUCTO 2** en el que se incluyen los aspectos más relevantes del Estudio presentados este producto que fue titulado “**Caracterización de tecnologías y análisis de biocombustibles de segunda y tercera generación**”. Tales aspectos se describen a continuación:

- Se realizó una clasificación actualizada de los biocombustibles de acuerdo con diversos reportes presentados en la literatura científica, técnica y sectorial: tal clasificación de acuerdo con el estado de agregación (sólido, líquido o gaseoso), madurez tecnológica de las rutas de procesamiento e inserción en el mercado y materia prima utilizada. Adicionalmente se presenta una descripción de las rutas tecnológicas disponibles para su producción de biocombustibles, considerando que cada una de estas se recomienda integrar bajo el concepto de biorrefinería en la búsqueda de las mejores condiciones técnico-económicas. Estas rutas se pueden clasificar en bioquímicas (digestión anaerobia, fermentación), termoquímicas (gasificación, licuefacción hidrotérmica, hidrotratamiento, pirólisis, combustión) y fisicoquímicas (transesterificación), de las cuales las dos últimas se podrían simplificar como ruta termoquímica. En el análisis se incluyeron los siguientes biocombustibles: Bioetanol, biodiesel, diésel renovable, biogás-biometano, biocombustible de aviación, gas natural sintético, biohidrógeno y biobutanol.
- Se realizó un análisis de la disponibilidad en Colombia de las materias primas para la producción de biocombustibles de segunda generación. Se incluyeron materias primas como: Biomasa Residual Agrícola (BRA), Biomasa Residual Pecuaria (BRP), Residuos Sólidos Urbanos (RSU), Biomasa Residual Industrial (BRI), Biomásas lignocelulósicas, Aceites de cocina usados (UCO por sus siglas en inglés), grasa de



animales y aceite de *Jatropha Curcas*. En tal análisis se identificó claramente que las materias primas y los respectivos biocombustibles de tercera generación están en un nivel de maduración que no le permite competir con los biocombustibles de primera y segunda generación equivalentes, en términos de costos de producción, costos energéticos, ni reducción de emisiones netas de CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, se definió para efectos del presente estudio, estudiar solo los biocombustibles de 2da generación.

- Se llevó a cabo un análisis de priorización multicriterio para seleccionar cuatro biocombustibles y sus respectivas tecnologías de producción, para lo cual se tuvieron en cuenta tres criterios generales: i) el potencial estratégico relativo para el país, ii) los riesgos comerciales relativos y iii) los riesgos técnicos relativos.
- En el análisis de priorización se incluyeron aspectos tales como las materias primas, la tecnología, los productos, costos (materias primas, pretratamientos, productos etc), CAPEX, OPEX, TRL etc. De acuerdo a los resultados de priorización de los B2G (y su respectiva tecnología), mediante el uso de la metodología de matriz multicriterio los cuatro biocombustibles seleccionados fueron: i) biometano, ii) biojet-Fisher Tropsch (FT), iii) diésel renovable, y iv) bioetanol.
- Estos cuatro (4) biocombustibles se priorizaron teniendo en cuenta las siguientes razones:
  - a) El potencial de materias primas que tiene el país: disponibilidad, cantidad, calidad.
  - b) Los cuatro biocombustibles aplican a diferentes matrices de combustibles en el país para ser potencialmente incluidos por la UPME respectivamente en escenarios futuros de demanda de gas natural, jet A1, diésel y gasolina.
  - c) La necesidad que tiene el país de complementar la actual y futura oferta de biocombustibles líquidos y gaseosos.
  - d) La amplia experiencia y lecciones aprendidas que ya tiene el país por el uso de bioetanol 1G, biodiesel 1G y biogás-biometano 2G en la matriz energética.
  - e) Las metas futuras de uso de biocombustibles en el país para reducir el uso de combustibles fósiles.

La **SECCIÓN 2** corresponde al **RESUMEN DEL PRODUCTO 3** en el que se incluyen los aspectos más relevantes del Estudio presentados, este producto que fue titulado, ***“Informe prospectivo sobre el potencial en biocombustibles de segunda y tercera generación en Colombia”***. En este **PRODUCTO 3**, se presenta un apartado con un análisis de prospectiva sobre el potencial de los 4 biocombustibles de segunda generación priorizados y se incluyeron las siguientes temáticas: i) tecnologías y materias primas; ii) oferta, sector, rendimiento iii) ventajas y desventajas; iv) descripción técnica y requerimientos de las tecnologías; v) Horizonte energético 2030-2050 de Colombia en la demanda de

biocombustibles de segunda generación; vi) Estimación de potencial de producción de biocombustibles de segunda generación proyectadas a 2050, en el país; vii) Evaluación financiera y análisis beneficio costo, costos de producción, mínimo precio de venta, precios actuales, tamaño de planta, impacto sobre el VPN y tiempo de retorno por variaciones de costos de materias primas, ingresos, tamaño de planta y CAPEX. En esta **SECCIÓN 2** se puntualizó el análisis de biocombustibles de segunda generación, y ninguno de tercera generación como ya se dijo antes.

Finalmente, en la **SECCIÓN 3**, corresponde al **RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES** del estudio global.

## 1 GENERALIDADES PRODUCTO 2.

### 1.1 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).

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. 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”, biodiésel a partir cultivos oleaginosos y grasas animales, y biogás a partir de biomasas residuales. Éstos pueden mezclarse con combustibles derivados del petróleo, o utilizarse de forma autónoma. 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; estos se producen a partir de rutas de procesamiento biológicas, bioquímicas, termoquímicas y catalíticas; las cuales se encuentran en etapas de investigación, demostración y precomercial.

Otra clasificación esta reportada teniendo en cuenta las características de materia prima utilizada para la obtención de biocombustibles; en la literatura se encuentra cuatro generaciones. Los **biocombustibles de primera generación** denominados también convencionales, se producen a partir de cultivos energéticos y 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, biodiésel y biogás/biometano se reconocen como una estrategia 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). Los **biocombustibles de segunda generación** aplican de manera directa a la clasificación de *biocombustibles avanzados*, antes mencionados los cuales son considerados sustentables teniendo en cuenta la no competencia de las materias primas con la producción de alimentos, su alta conversión energética, diversidad en los productos y la reducción de la huella de carbono; ya que se producen a partir de materias primas no alimentarias como: LCB y materiales de desecho (RAENG, 2017) y sus tecnologías de procesamiento ya alcanzan desarrollo comercial. En Colombia se ha tenido experiencia comercial con el biogás y

biomatano a partir de BR y el biodiésel obtenido a partir de aceites usados de cocina para complementar mezclas con biodiésel 1G.

Por su parte, 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, Productividad de la Biomasa y Versatilidad de productos. Colombia no tiene experiencia con el uso comercial con estos biocombustibles, sin embargo, si se reportan investigaciones sobre estos biocombustibles.

### **1.2 Análisis de los diferentes tipos de biocombustibles:**

De acuerdo con 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. De acuerdo con la información consultada se identificó claramente que las materias primas y los respectivos biocombustibles de tercera generación no logran competir con las mismas de segunda generación en términos de costos de producción, costos energéticos como tampoco con los indicadores sobre reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> netas de los biocombustibles. Por lo tanto, se definió solo evaluar el uso de las materias primas de segunda generación como el punto de referencia inicial para el establecimiento de los escenarios de priorización de biocombustibles en el marco de la presente consultoría.



### 1.3 Materias primas y biocombustibles:

Se presenta en la siguiente tabla de manera resumida los biocombustibles, tecnologías y materias primas que se estudiaron (ver Tabla1-1):

**Tabla1-1.** Biocombustibles, tecnologías y materias primas.

Biocombustible/ Tecnología	Materias primas 2G en Colombia	Comentarios
<b>Biodiésel/ Transesterificación</b>	Aceite de Jatropha Curcas, los aceites residuales de cocina, los aceites y grasas animales, y aceites residuales de la industria de la palma	<ul style="list-style-type: none"> <li>*Sostenibilidad técnico-Económica cuestionada</li> <li>*Se usa en pequeña cantidad en el país.</li> <li>*Se sugiere fortalecer la industria de estos aceites y/o grasas 2G mediante medidas regulatorias e incentivos a las mismas.</li> <li>*Tomar casos de experiencias exitosas en uso de aceites y grasas 2G para biodiésel (Europa y Estados Unidos).</li> </ul>
<b>Diésel Renovable-DR/ Hidrotratamiento</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>*No se produce aun en el país a nivel comercial.</li> <li>*Ecopetrol tiene avance de pilotos industriales independiente y con coprocesamiento; en la academia también se reportan trabajos.</li> <li>*Tiene ventajas en el uso de materias primas con menos calidad que para el biodiésel.</li> <li>*Se puede producir de manera paralela biocombustible de aviación en la misma biorrefinería.</li> <li>*Se produce a comercialmente a nivel internacional.</li> </ul>
<b>Biojet-HEFA/ Hidrotratamiento</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>*No se produce aun en el país a nivel comercial.</li> <li>*Ecopetrol tiene avance de pilotos industriales independiente y con coprocesamiento; en la academia también se reportan trabajos.</li> <li>* A nivel internacional ya existen plantas industriales de producción.</li> <li>*Se puede producir de manera paralela DR-2G en la misma biorrefinería.</li> <li>*Se oferta comercialmente a nivel internacional.</li> </ul>

<b>Biojet-FT/ gasificación-FT- Hidrotratamiento</b>	Biomاسas lignocelulósicas, RSU.	*No se produce aun en el país. Una empresa local tiene proyectada evaluación precomercial. *Hay proyectos comerciales a nivel internacional, que aún tienen ajustes de arranque.
<b>Bioetanol/ Fermentación</b>	Biomاسas lignocelulósicas.	*No se produce aun en el país. *Existen plantas precomerciales a nivel internacional * Faltan mayores estudios con las ventajas y desventajas propias de locales.
<b>Biobutanol/ Fermentación</b>	Biomاسas lignocelulósicas.	*No se produce aun en el país. *Existen plantas precomerciales a nivel internacional * Faltan mayores estudios con las ventajas y desventajas propias de locales.
<b>Biogás-Biometano/ Biodigestión</b>	Biomاسas lignocelulósicas y residuos orgánicos	*Se producen en el país a nivel precomercial y/o industrial. * En el país se tienen estudios de prefactibilidad técnica, económica y ambiental que han mostrado indicadores muy positivos.
<b>Biohidrógeno /gasificación</b>	Biomاسas lignocelulósicas, RSU, residuos industriales.	*No se produce aun en el país. * Faltan mayores estudios con las ventajas y desventajas propias de locales.
<b>Gas Natural Sintético/ gasificación- metanación</b>	Biomاسas lignocelulósicas, RSU, residuos industriales.	*No se produce aun en el país. * Faltan mayores estudios con las ventajas y desventajas propias de locales.

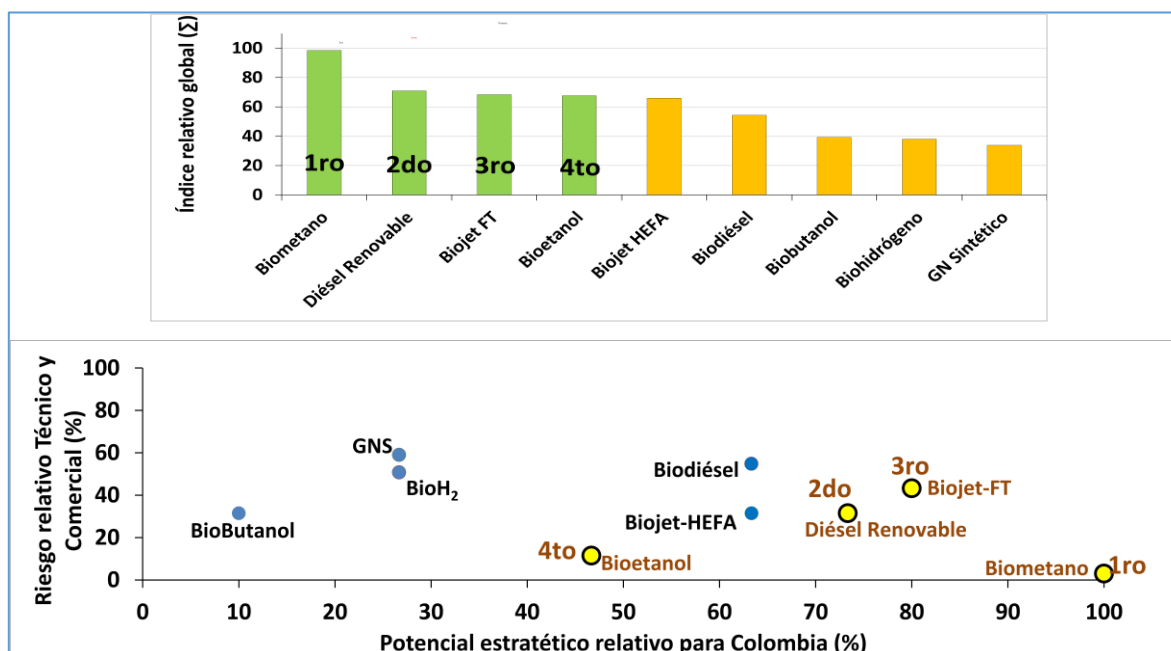
#### 1.4 Selección de biocombustibles:

Para la selección de los 4 biocombustibles la metodología se desarrolló teniendo presente los criterios y características presentados en la siguiente tabla, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** aplicada a los ocho biocombustibles de segunda generación definidos.

**Tabla 1-2.** 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 biomasas
	Actual producción industrial local de biocombustibles de primera generación

Los resultados de priorización multicriterio son presentados de manera resumida en la **Figura 1-1**



**Figura 1-1.** Resultados finales de selección multicriterio.

Por lo tanto, de acuerdo al análisis<sup>1</sup> antes señalado llevado a cabo los 4 biocombustibles de segunda generación numerados en la **Figura 1-1**, fueron: 1ero biometano, 2do Diésel Renovable, 3ro biojet-FT y 4to bioetanol.

## 2 GENERALIDADES PRODUCTO 3.

### 2.1 Definición costo/beneficio en materia ambiental y de rendimiento.

En el presente estudio el análisis costo/beneficio-ACB se enfocó en evaluar la rentabilidad financiera de un proyecto, es decir de examinar las ganancias privadas que recibe la entidad encargada de ejecutar el proyecto o de quienes invierten en el mismo (Castro, Rosales, & Rahal, 2008); también se incluyen todos los impuestos y subsidios y toma en cuenta la estructura financiera del proyecto; este es denominado como un análisis privado el cual no incluye los componentes sociales y/o ambientales, el contenido de tal análisis se indica en la siguiente **Tabla 2-1**:

**Tabla 2-1.** Referencias para análisis de costo/beneficio

Elemento	ACB Privado
Criterio de decisión del proyecto	Tasa Interna de Retorno TIR

<sup>1</sup> Para más detalles ver apartado de selección de biocombustibles PRODUCTO 2.



Tasa de Descuento	Refleja los costos del préstamo, retornos deseados (normalmente mayor a la tasa de descuento económica)
Precios de la energía (beneficio)	Precio de mercado
Costos	Privados, precio de mercado
Impuestos y subsidios	Se consideran
Infraestructura social	No se considera
Impactos externos	No se consideran

## 2.2 Biocombustibles priorizados.

### 2.2.1. Biometano:

Fue el biocombustible priorizado de primero. A continuación, se hace un análisis de cada uno de los sectores identificados, revisando su potencial para la producción de combustible gaseoso renovable biometano para el país y las circunstancias actuales para su fomento. Se deberá tener presente que el biometano obtenido por DA se produce a partir de un intermedio, biogás que también es ampliamente usado para generar calor y electricidad. Para los propósitos del presente estudio, se usará solo la información del biometano (y no el biogás) para la participación de este biocombustible en los escenarios de demanda que se plantean en este documento.

#### 2.2.2.1. Sectores

- **Residuos Sólidos Urbanos (RSU):**

De las estadísticas reportadas en el informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos a 2021 (actualizado en 2023), se tiene 11.801.299,3 t RSU/año dispuestas en 177 sistemas autorizados y 151.141,6 en 89 sistemas no autorizados, equivalentes aproximadamente a 21,6 Mt de CO<sub>2eq</sub> (SUI, 2023). El 46% de los rellenos sanitarios autorizados tienen una vida útil menor a 6 años. A 2018, los rellenos sanitarios más grandes son: Relleno Sanitario Doña Juana en Bogotá D.C. con 6.454,66 t/día; Relleno Sanitario Regional Colombia El Guabal de Cali con 2.084,30 t/día; Medellín en el Relleno Sanitario La Pradera con 1830,36 t/día; Relleno Sanitario Los Pocitos en Barranquilla con 1.462,04 t/día; Relleno Sanitario Loma de Los Cocos de Cartagena con 1.263,39 t/día (MVCT- Anthesis Lavola, 2021). Se espera aprovechar este potencial a mediano y largo plazo. Hoy más del 80% del RSU es dispuesto en rellenos sanitarios, y solo el 20% es recuperado. A mediano plazo (2032) se espera que cerca del 30% se aproveche energéticamente mediante procesos de DA y a largo plazo aproximadamente el 50% se destine para biometano. En cuanto a la recuperación de gases de relleno es importante resaltar que solo se puede recuperar una fracción y que siempre van a existir emisiones fugitivas a la atmosfera; para este estudio se tomara un 60% de biogás recuperable y de este aprovechar a mediano plazo un 40% y a

largo plazo un 30% adicional, considerando rellenos sanitarios muy pequeños que, aunque se plantea sustitución de disposición final de FORSU, pueden seguir recibiendo con bajas posibilidades de recuperación.

- **Sector Porcícola:**

De acuerdo con informes que referencian a Porkcolombia, aunque los costos de producción suben, se espera un crecimiento de 6,2% del sector en 2023, posicionándose como una de las actividades agro con mayor crecimiento.

La composición de la porquinaza permite que esta biomasa sea apta para aprovecharse mediante procesos de DA. Se espera que a corto plazo el 40% de la biomasa disponible pueda aprovecharse a través de esta ruta metabólica, y que a mediano y a largo plazo se consiga el 60 y el 80% del aprovechamiento. Sin embargo, se destaca que la mayoría de la producción es en pequeñas granjas y dispersas por lo que no se considera producción de biometano para este sector.

- **Sector Avícola:**

El estiércol avícola supera los 5,6 Mt anuales equivalente a un potencial técnico de 7.241 TJ/año. La Federación Nacional del Avicultura (FENAVI) han identificado a la DA como una gran alternativa para el manejo de sus residuos que tanta dificultad y costos generan por su disposición, costos que son transferidos al producto final. Tomando en cuenta que la externalidad mayor que enfrentan los avicultores es la de olores ofensivos, sobre todo en regiones rurales de alta densidad poblacional, la DA ayudar a corregir esa externalidad, genera ingresos que le dan sostenibilidad al sector; sin embargo, se da competencia con la tradicional venta de gallinaza que se puede vender del orden de \$300.000/t.

- **Aguas residuales de la industria de la palma (POME):**

Se estima que por cada tonelada de racimo de fruta fresca (RFF) procesada se genera cerca de una tonelada de POME (Aqualimpia, 2018). Por tanto, una producción de 10 Mt RFF representan cerca de 10 Mt POME que deben tratarse, este valor corresponde a la producción para el año 2021 (AGRINET & Ministerio de Agricultura, 2021). El potencial técnico de esta biomasa alcanza los 6.500 TJ/año.

CENIPALMA, estima un potencial de 68m<sup>3</sup> de biogás/t de aceite de palma crudo, con una composición de CH<sub>4</sub> entre 50–60% y CO<sub>2</sub> entre 20–40% (Chaparro D. y., 2022). Tomando datos de producción a 2022, del sistema de información estadística del sector palmero (SISPA) (FEDEPALMA, 2023) se tiene 1.769.345 t aceite crudo/año, correspondiente a un potencial de producción nacional de 120.315.460 m<sup>3</sup> biogás/año (329.631 m<sup>3</sup>/día), asumiendo un 55% de metano se tiene un potencial energético disponible de 7.027.741 MJ/día, equivalente a 172.232 Nm<sup>3</sup>/día de biometano para inyección a la red al 95% de metano.

Las estimaciones realizadas en el presente estudio, indicaron que a mediano plazo se espera un uso del 70% para la producción de biogás y 30% para la producción de biometano; y a largo plazo un 80% destinado a procesos de DA y metanización y el 20% restante para reformado seco con el fin de producir gas de síntesis, precursor del hidrogeno o síntesis de amoníaco, metanol, entre otros productos químicos.

- **Sector de la Caña de Azúcar:**

Colombia produce por encima de 900.000 m<sup>3</sup> de biogás al año proveniente del sector caña de azúcar (LEDS, 2021). La producción de biogás proveniente de las vinazas es 16,4 m<sup>3</sup> Biogás/m<sup>3</sup> vinazas, equivalente a cerca de 3.841 TJ/año. La producción de biogás a partir de las vinazas, al igual que el POME, es consecuencia de su tratamiento para cumplir la regulación ambiental. A corto plazo se espera utilizar el 15% de las vinazas para la producción de biogás, y a mediano plazo el 50% en DA, con la finalidad de que a largo plazo alrededor del 85% pueda utilizarse para la producción de biometano. La composición de las vinazas, a diferencia de otros efluentes líquidos, presenta menos contaminantes, mejorando la calidad del biogás y abriendo mayores posibilidades a su purificación y uso en la red de GN.

- **Sector Cafetero:**

Se reporta una producción de biogás con un contenido de metano entre el 52% y el 62% de orden de 250 a 300 L/kg de solidos volátiles de la borra, que representan un 99.8% de la materia seca. Lo que equivale a un poder calorífico como biogás de 5.90 MJ/kg de borra seca. (Rodriguez & Zambrano, 2010). Tomando como factor de generación de residuo el 10% de borra a partir del fruto fresco y 5,6 MJ/Kg de borra seca asociado al biogás producido (FNC, 2023); con los datos de producción de café soluble en 2016, se tiene una oferta energética de 151,2 TJ/año, a partir de 27000 t de borras; lo que permite la reducción de 8.476 tCO<sub>2</sub>/año como sustituto de GN.

### **Estimación de potencial de oferta**

Pese a su potencial, Colombia no se destaca por ser un alto productor de biogás, a 2023 solo existe una planta piloto de purificación a biometano de Empresas Públicas de Medellín (EPM), se han desarrollado diferentes proyectos de biogás, algunos de tamaño mediano y grande se describen en la **Tabla 2-2**.

**Tabla 2-2.** Proyectos de biogás enfocados en las biomásas de evaluación

Proyecto	Descripción
<b>PTAR San Fernando</b>	Planta de producción de biometano obtenido de la purificación del biogás de tratamiento de las aguas residuales de la PTAR San Fernando, ubicada en Itagüí. Se procesan cerca de 1200 m <sup>3</sup> /h de biogás que posteriormente es refinado a biometano mediante la tecnología PSA con una capacidad de 720m <sup>3</sup> /h para inyectar al sistema domiciliario de gas natural que cubre la demanda de alrededor de 40.000 familias. El costo de producción es comparable con el costo de GN puesto en la ciudad (EPM, 2023)
<b>Ingenio Azucarero</b>	Planta de procesamiento de caña de azúcar, ubicada en el Cerrito- Valle del Cauca. Se procesan mediante digestión anaerobia en un reactor UASB los subproductos del proceso de destilación como vinazas y flemaza. Cuenta con una producción de cerca de 1407 m <sup>3</sup> /d de biogás.
<b>Ingenio Azucarero</b>	Planta de procesamiento de caña de azúcar, ubicada en Palmira- Valle del Cauca. Se procesan mediante digestión anaerobia en un reactor UASB los subproductos del proceso de destilación como vinaza y flemaza que suman por encima de 650.000 Kg/d para la producción de biogás.
<b>Ingenio Azucarero</b>	Planta de procesamiento de caña de azúcar, ubicada en Candelaria- Valle del Cauca. Se procesan mediante digestión anaerobia en un reactor UASB los subproductos del proceso de destilación como vinaza y flemaza que suman por encima de 890.000 Kg/d, y que producen aproximadamente 1.100 m <sup>3</sup> /d de biogás.
<b>Ingenio Azucarero</b>	Planta de procesamiento de caña de azúcar, ubicada en La Paila/Zarzal- Valle del Cauca. Se procesan mediante digestión anaerobia en un reactor UASB los subproductos del proceso de destilación como vinaza y flemaza que suman por encima de 5.00.000 Kg/d, y que producen aproximadamente 3.500 m <sup>3</sup> /d de biogás.
<b>Ingenio Azucarero</b>	Planta de procesamiento de caña de azúcar, ubicada en Ortigal- Cauca. Se procesan mediante digestión anaerobia en un reactor UASB los subproductos del proceso de destilación como vinaza y flemaza que suman por encima de 1.70.000 Kg/d para la producción de biogás.
<b>Planta extractora de aceite</b>	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en Aracata- Magdalena. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de laguna cubierta los efluentes del proceso de extracción de aceite de palma (POME) para generar cerca de 160.000 m <sup>3</sup> /mes de biogás para la generación de energía eléctrica.
<b>Planta extractora</b>	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en San Alberto- Cesar. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de laguna cubierta el POME para generar cerca de 90.000 m <sup>3</sup> /mes de biogás.
<b>Planta extractora</b>	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en Sabana de Torres- Santander. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de contacto con paredes en tierra el POME para generar cerca de 100.000 m <sup>3</sup> /mes de biogás.
<b>Planta extractora</b>	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en Cumaral- Meta. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de laguna cubierta el POME para generar cerca de 120.000 m <sup>3</sup> /mes de biogás.
<b>Planta extractora</b>	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en San Carlos de Guaroa- Meta. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de contacto con paredes en tierra el POME para generar cerca de 580.000 m <sup>3</sup> /mes de biogás para la generación de energía eléctrica y térmica.
<b>Planta extractora</b>	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en San Martín- Meta. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de laguna cubierta el POME para generar cerca de 210.000 m <sup>3</sup> /mes de biogás para la generación de energía eléctrica.
<b>Palmeras del llano</b>	Planta de extracción de aceite de palma. Biodigestor de hormigón de capacidad de 750 m3. Uso del biogás para electricidad. Instalado en 1987.



<b>Palmar Santa Elena</b>	Planta de extracción de aceite de palma. Biodigestor de hormigón de capacidad de 500 m <sup>3</sup> . Uso del biogás para electricidad. Instalado en 1991.
<b>Palmearas</b>	Planta de extracción de aceite de palma. Biodigestor tipo laguna de carpa cubierta de capacidad de 7.000 m <sup>3</sup> . Uso del biogás para electricidad. Instalado en 1999.
<b>Cervecería Barranquilla</b>	Planta de producción de cerveza ubicada en Barranquilla- Atlántico. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor UASB las aguas residuales de la planta. El tratamiento anaerobio de los efluentes de la planta produce cerca de 3.000 m <sup>3</sup> /d de biogás.
<b>Bavaria Santander</b>	Planta de producción de cerveza ubicada en Bucaramanga- Santander. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor UASB las aguas residuales de la planta. El tratamiento anaerobio de los efluentes de la planta produce cerca de 1.400 m <sup>3</sup> /d de biogás para la generación de energía térmica.
<b>Bavaria Tibasosa</b>	Planta de producción de cerveza ubicada en Tunja- Boyacá. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor UASB las aguas residuales de la planta. El tratamiento anaerobio de los efluentes de la planta produce cerca de 800 m <sup>3</sup> /d de biogás para la generación de energía térmica.
<b>Cervecería Tocancipá</b>	Planta de producción de cerveza ubicada en Tocancipá- Cundinamarca. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor UASB las aguas residuales de la planta. El tratamiento anaerobio de los efluentes de la planta produce cerca de 7.000 m <sup>3</sup> /d de biogás.
<b>Cervecería Yumbo</b>	Planta de producción de cerveza ubicada en Yumbo- Valle del Cauca. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor UASB las aguas residuales de la planta. El tratamiento anaerobio de los efluentes de la planta produce cerca de 3.600 m <sup>3</sup> /d de biogás.
<b>PTAR Cañavalejo Cali</b>	Proyecto MDL: Autogeneración eléctrica con biogás del tratamiento de lodos para la PTAR Cañavalejo de EMCALI
<b>Pasto</b>	Proyecto MDL: Construcción, operación y mantenimiento del sistema de colección y quema de biogás en el relleno sanitario Antanas.
<b>Puerto Leguizamo (Putumayo)</b>	Planta piloto de biogás para generación de energía.
<b>San Carlos de Guaroa</b>	Aceites Manuelita. 2 biodigestores de capacidad de 19.000 m <sup>3</sup> . Se procesa 300.000 t/año de material.
<b>Sabana de Torres (Santander)</b>	Oro Rojo, grupo Indupalma. Biodigestor de capacidad 16.000 m <sup>3</sup> . Se procesa 150.000 t/año.
<b>Porcícola</b>	Granja porcícola ubicada en Sabanagrande y Rapelon en el Atlántico. Cuenta con dos biodigestores tipo Taiwán para procesar estiércol porcino que aporta la producción de cerca de 450 m <sup>3</sup> /mes de biogás.
<b>FAZENDA</b>	Granja porcícola a gran escala ubicada en Puerto Gaitán- Meta. Cuenta con biodigestores de tipo laguna cubierta para procesar cerca de 1.200.000 Kg/d de efluentes porcícolas, los cuales impactan en la producción de 600 m <sup>3</sup> /h de biogás para la generación de energía eléctrica.
<b>Comunidad NASA</b>	Granja porcícola de la comunidad indígena NASA ubicada en Santander de Quilichao- Santander. Procesa los efluentes porcícolas en un reactor anaerobio de contacto con paredes en tierra para producir cerca de 200 m <sup>3</sup> /d de biogás para la generación de energía eléctrica, térmica y cocción de alimentos.
<b>Huevos Kikes</b>	Planta de producción de huevos ubicada en Caloto- Cauca. Procesa cerca de 164 m <sup>3</sup> /d de gallinaza en un biodigestor de tecnología alemana con capacidad 5.000 m <sup>3</sup> para la

	generación de cerca de 800 KW. Cuenta con registro ICA para comercialización del fertilizante producido en el biodigestor
<b>Doña Juana-Biogás Colombia</b>	Planta ubicada en Bogotá D.C en la cual se hace el aprovechamiento de gas de relleno. Este gas es utilizado para la generación de energía eléctrica para el SIN evitando así cerca de 800.000 t CO <sub>2eq</sub> a la atmósfera cada año. El proyecto cuenta con alrededor de 290 pozos por los cuales se captura por encima de 11.600 m <sup>3</sup> /h de biogás.
<b>Alpina</b>	Planta de tratamiento de aguas residuales de la empresa Alpina ubicada en Sopo-Cundinamarca. Procesa el agua residual en un reactor UASB para la producción de biogás utilizado en la generación de energía eléctrica para cubrir cerca del 38% de la demanda de la planta.

*Fuente: adaptado de (Acosta & Pasqualino, 2014), (LEDS LAC, 2021) y otros*

Este panorama general de los proyectos de biogás y biometano en Colombia permiten conocer el avance de la tecnología de digestión anaerobia. Las principales industrias con importante producción de biogás se centran en el sector palmero, caña de azúcar, porcícola, avícola, y urbano. Existen otros proyectos a pequeña escala en granjas pecuarias que aprovechan el biogás para la cocción de alimentos o como energía térmica principalmente. La mayoría de los proyectos relacionados en la tabla anterior surgen como tratamiento a los residuos generados en cada sector, obteniéndose como subproducto el biogás. El reconocimiento de la importancia de este energético ha llevado a la creación de más plantas de procesamiento de biomasa en las cuales se aproveche el biogás.

#### 2.2.2.2. Identificación de ventajas y desventajas

- El biogás y el biometano son biocombustibles que ofrecen soluciones energéticas de gas combustible doméstico e industrial, combustible vehicular y electricidad utilizando una misma tecnología de producción. Esta característica los convierte en una alternativa viable para regiones apartadas con poblaciones rurales y urbanas que no tienen acceso a la red eléctrica ni al servicio de gas domiciliario del país. Su producción parte de BR agroindustriales, pecuarias, FORSU y lodos de tratamiento de aguas residuales, muchas de ellas ubicadas en zonas no interconectadas.
- En concordancia, el aprovechamiento comercial de este combustible tiene impactos positivos ambientales al reducir emisiones de GEI (principalmente metano) y afectaciones al suelo y corrientes de agua derivado de una inadecuada gestión de las BR.
- Cabe indicar que desde hace varias décadas el biogás es un combustible que en Colombia se utiliza para el autoconsumo, tanto en pequeñas fincas como en grandes complejos agroindustriales. Con la expedición de la regulación CREG 240 de 2016 se podrá comercializar; sin embargo, esta norma no se ha implementado y se tiene mucha incertidumbre respecto a su aplicabilidad y especialmente del modelo comercial de estos gases renovables.

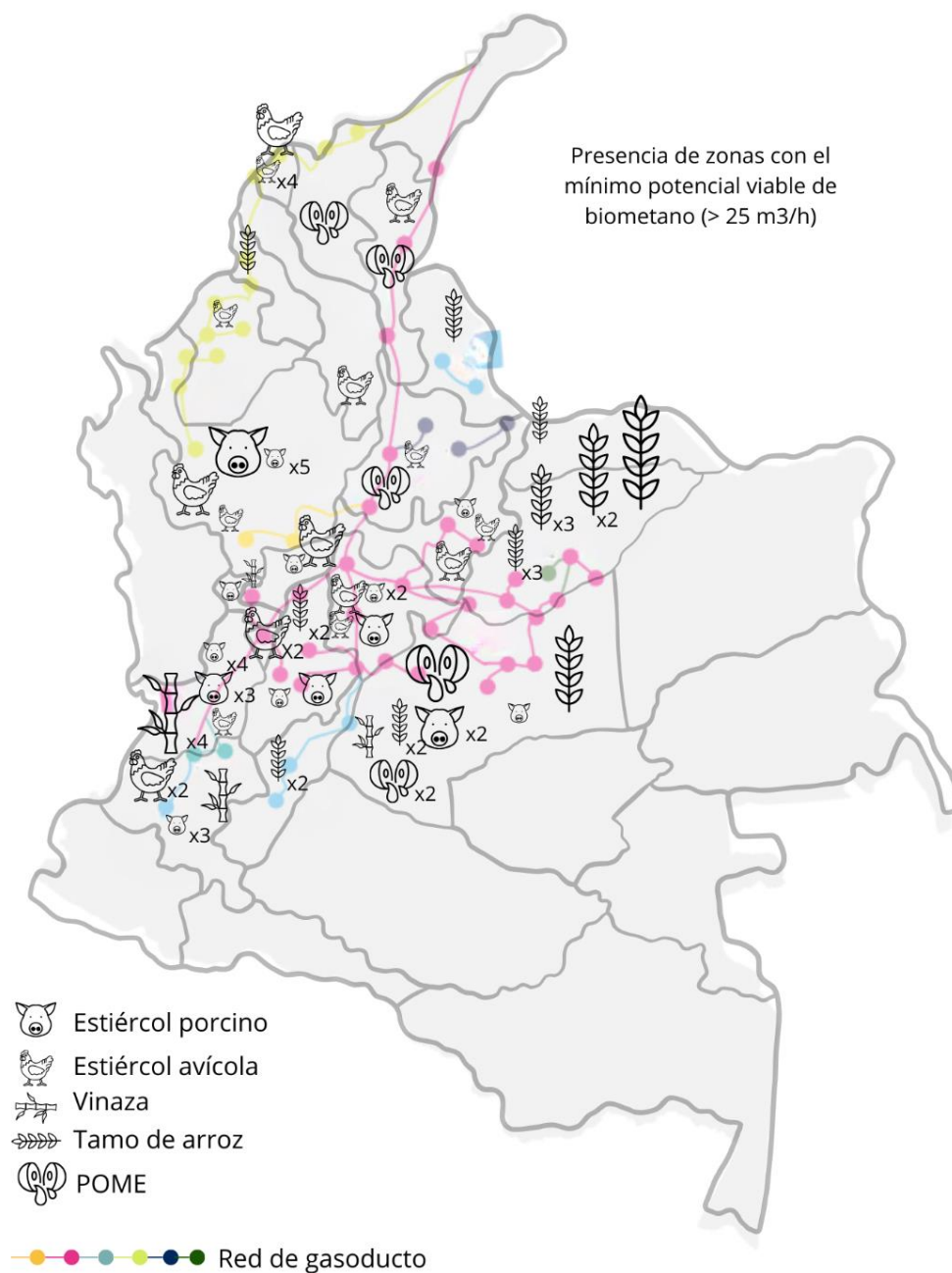
- Los escenarios de oferta y demanda de GN plantean el riesgo de llevar al país a depender de importaciones perdiendo su autonomía energética. En este escenario surge la tecnología de la DA como un salvavidas, pues además del uso directo del biogás obtenido, este puede ser procesado para limpiarlo y purificarlo a Biometano, que es comparable con las características del GN y puede sustituirlo o complementarlo en los usos actuales.
- La implementación del piloto de biometano de EPM, impulse esta tecnología en el país, pues dada la ubicación geográfica de Colombia en la zona intertropical, la producción de biomasa tiene una tasa de generación de las más altas del mundo al contar con buena radiación solar, abundante agua y no padecer el tema climático de las estaciones, todos factores positivos para el desarrollo de biomasa garantiza la disponibilidad de BR durante todo el año en suficiente cantidad y calidad para abastecer este tipo de proyectos.
- Al desarrollar el biometano a partir de BR bajo el concepto de biorrefinería se tiene el aporte adicional de los coproductos que son fácilmente valorizables en el país, pues Colombia como país de vocación agrícola tiene una demanda permanente de fertilizantes, que actualmente son de origen químico, los cuales pueden ser sustituidos o complementados mediante la formulación de biofertilizantes tomando como materia prima el digestato de la DA, con grandes ventajas agronómicas pues además de aportar elementos nutrientes, que son los mismos que se han aplicado al suelo durante el cultivo, se están reintegrando al suelo con la gran ventaja que van acompañados de materia orgánica con todos los beneficios que esto representa para el desarrollo del cultivo, así como la conservación y estructuración del suelo.
- El otro coproducto el CO<sub>2</sub> tiene igualmente un mercado importante en diferentes aplicaciones, siendo el aspecto más importante resaltar que el que se comercializa actualmente en el país en gran parte es producido a partir de gases de combustión provenientes de la quema de gas natural, por lo cual además de las ventajas económicas que puede representar el aprovechamiento de una corriente residual de CO<sub>2</sub> está el aspecto ambiental al sustituir consumo de gas natural en el proceso.
- Como desventajas se cita el desconocimiento de la tecnología en el país, que genera un sinnúmero de incertidumbres al respecto y retrasa su desarrollo, por lo cual es importante apoyar el desarrollo de proyectos piloto demostrativos que impulsen su desarrollo, pues la disponibilidad de BR aptas para la DA es abundante y se debe aprovechar, en beneficio del país, sus habitantes y medio ambiente.

### **2.2.2.3. Estimación del potencial desarrollo de biometano y análisis costo beneficio**

- **Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana**

El presente análisis fue abordado independientemente para cada BR, es importante la complementariedad, debido a que cuando se analice cada caso de estudio, existen zonas con presencia de diferentes biomásas aptas para la producción de biogás y de biometano. Adicionalmente, se cruzó con el sistema nacional de transporte de GN, con el fin de correlacionar la infraestructura existente para considerar la mejor opción de uso del biometano generado. Esta información se consolidó en los mapas presentados en las siguientes figuras. En donde las líneas del fondo corresponden al trazado del SNT de GN. Inicialmente se presenta consolidado la oferta de las diferentes BR destacando el número de proyectos acorde con el potencial de generación de biometano en cada región y luego se desglosa por actividad para evitar solapamientos.





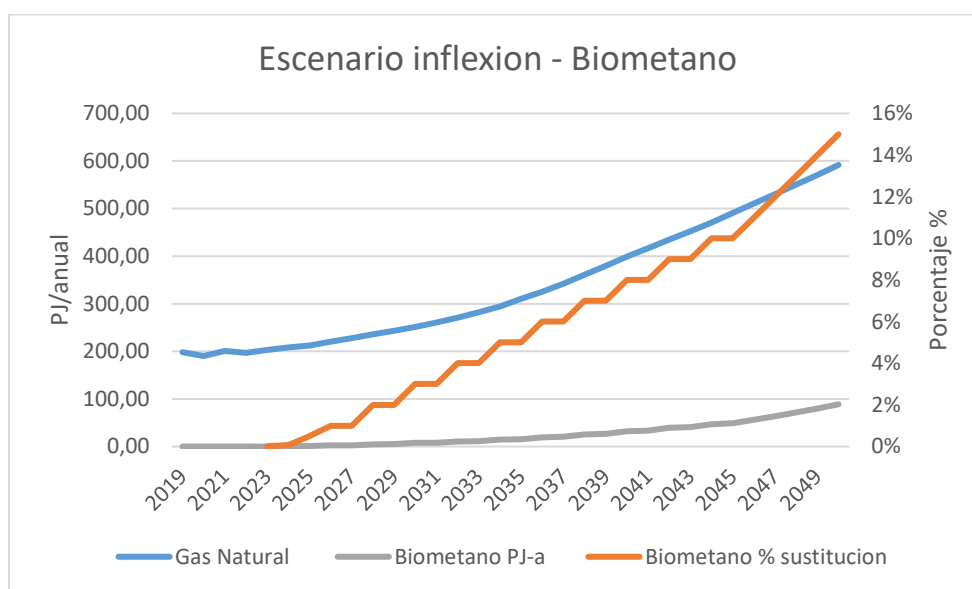
**Figura 2-1.** Red de SNT de GN y distribución de BR para DA en Colombia

El mapeo tecnológico desarrollado en el PEN se constituye en el punto de partida de la estimación de demanda futura del biometano. Los resultados de este mapeo indican que el biometano fue clasificado en el numeral 18 del mapeo tecnológico establecido en el PEN,

el cual de acuerdo al cluster de combustibles presentado en el PEN 2022-2052, se puede ubicar dentro de los escenarios de modernización e inflexión.

En el escenario de inflexión, de acuerdo con el PEN para el 2052, el país experimenta un cambio significativo en la tendencia histórica de consumo de combustibles fósiles, gracias a una inversión masiva y acelerada en nuevas tecnologías que hacen posible masificar el uso de energía eléctrica, y de acuerdo con las iniciativas del clúster de inflexión el PEN muestra la inclusión del biometano – biogás en la matriz energética.

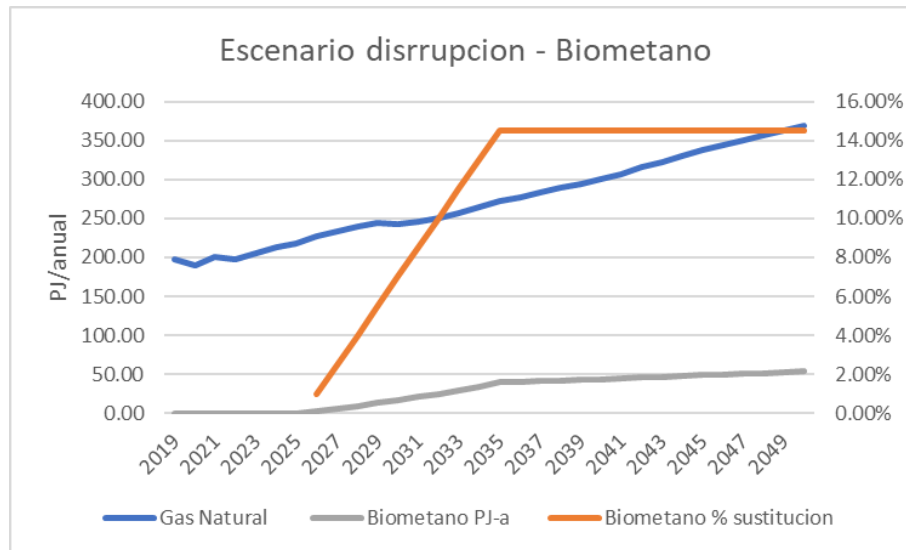
Basándose en esta información se define un escenario conservador, sobre los futuros porcentajes de sustitución que inicia con el 0.01% en 2023.



**Figura 2-2.** Escenario de inflexión - Biometano

Actualmente el biometano se encuentra en etapa de desarrollo en el país en términos de implementación. La industria ha planteado proyectos futuros de producción de biometano a partir de las materias primas ya planteadas en el presente documento. Es por lo anterior que en 2023 ya se incluye la primera planta de biometano de EPM que genera con lodos al tratar aguas residuales que genera 720 m<sup>3</sup>/h de biometano (EPM, 2023)(EPM, 2023).

De la misma manera, se define plantear la participación del biometano en el escenario Disrupción toda vez que se espera una reducción fuerte en la producción de petróleo y gas natural. Teniendo esta apreciación se elaboró un escenario de sustitución de GN por biometano menos conservador.



**Figura 2-3.** Escenario de disrupción - Biometano

Para este escenario se plantea un crecimiento más rápido de la demanda de biometano que alcanza su máximo porcentaje de participación en 2037, pero que luego será sustituido por otras tecnologías como el hidrogeno, el cual está muy presente en este escenario, por lo que se mantiene en 15% su participación hasta el 2050, con un crecimiento continuo paralelo al crecimiento de la demanda.

## 2.2.2. Bioetanol

### 2.2.2.4. Oferta.

Se identificó un potencial de producción estimado de bioetanol 2G de 4.232 millones de litros/año; considerando el máximo rendimiento en la conversión de celulosa a glucosa y glucosa a etanol. Este potencial estequiométrico a nivel industrial no se puede alcanzar debido a que cada etapa del proceso tiene rendimientos propios de la tecnología seleccionada; por tanto; para la planeación nacional se puede tomar un rango de 60-80%; a modo de ejemplo para el caso seleccionado descrito en el numeral 5.3 se obtuvo un rendimiento del 81% con respecto al estequiométrico.

### 2.2.2.5. Ventajas y desventajas.

El integrar los procesos presentados inicialmente por separados bajo el concepto de biorrefinería permite identificar las siguientes ventajas y desventajas.

### Ventajas

- La integración de corriente-reacción permite la reducción de servicios industriales, valoriza las corrientes denominadas desperdicios y aumenta rendimientos.
- El esquema de biorrefinería permite obtener en una misma plataforma biocombustibles y productos de alto valor agregado, lo cual diversifica la oferta de productos en el mercado y viabiliza económicamente los esquemas de procesamiento.
- De acuerdo con comportamientos en el mercado, es posible favorecer la producción del compuesto de interés, manteniendo equilibrio en costos de producción.
- Particularmente para el caso de bioetanol, el aprovechar BR, permite optimizar la capacidad instalada y poder estabilizarla producción de etanol, compensando las fluctuaciones de cosecha o incremento en la producción de azúcar. Esto a su vez permite mantener más estable los % de mezcla en la gasolina.
- El esquema de economía circular planteado incrementa la eficiencia del proceso, analizando los resultados por tonelada de caña procesada como se presenta en la siguiente figura



Actual	1	Tonelada
Bioethanol	56	litros etanol / t caña
azucar	0,089	t de azucar / t caña
Energía Generada	11	kw

Caso1	1	t
Bioethanol	127	litros etanol / t caña
azucar	0,089	t azucar/t caña
Energía Generada	5	kw
Biometano	0,4099827	MBTU/t caña
Biodigestato	80,01	t/t de caña

Caso 2	1	Tonelada
Bioethanol	102,835443	litros etanol / t caña
azucar	0,089	t de azucar
Energía Generada	11,8	kw
	0,3319745	MBTU/t caña
	64,78632911	t/t de caña

- Se cumple de manera costo efectiva la regulación ambiental al reducir costos de tratamiento para su cumplimiento.
- Se genera empleos verdes para la logística de recolección y transporte de las BR hasta la biorrefinería. Empleos que pueden tener un impacto a la sostenibilidad social de la agroindustria con las comunidades del área de influencia.

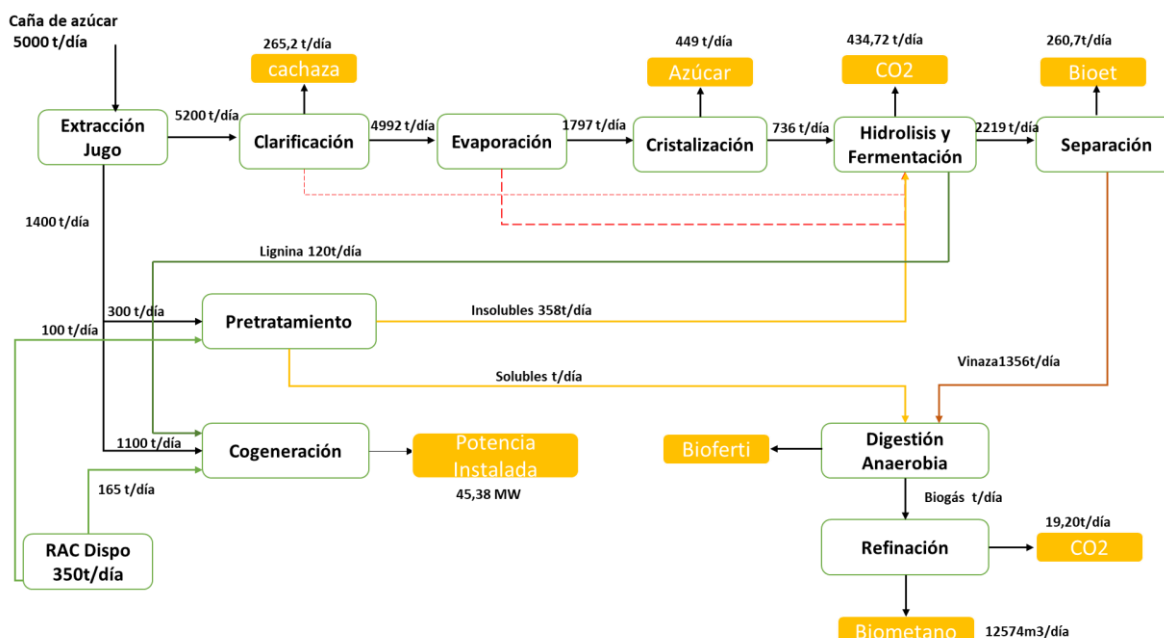
- Descarbonización de la agroindustria. Al reducir emisiones de GEI directas e indirectas, al incrementar el uso de FNCER, sustituir fertilizantes de matriz química, evitar descomposición de la BR de manera natural, sustituir combustibles fósiles (diésel por biometano) en el transporte y maquinaria agrícola.

### ***Desventajas***

- La regularidad de la materia prima es una de las desventajas en los esquemas de biorrefinerías, ya que en la actualidad no existe un esquema logístico de recolección y almacenamiento lo cual afecta la disponibilidad para su procesamiento pese al amplio potencial de la BR en campo, lo que se refleja en un alto costo de materia prima.
- Algunas tecnologías de procesamiento no han alcanzado suficiente madurez tecnológica por lo tanto se evidencia altos costos de procesamiento y riesgos para los inversionistas. Por tanto, se hace necesario el desarrollo de pilotos para validar los cálculos teóricos y afinar la viabilidad con el fin de reducir el riesgo.
- No se puede aplicar a incentivos tributarios de Ley 1715, debido a que en la Ley 2099 de 2021 la limitó los incentivos de FNCER a la generación de energía eléctrica, no aplican para la producción de biocombustibles, pese a que estos tienen mayor impacto en la descarbonización de la MEN.

### **2.2.3. Análisis costo beneficio de la biorrefinería integrada: biometano-bioetanol**

En la siguiente figura se plantea el esquema conceptual de la biorrefinería para el sector azucarero, integrando etanol 1G con etanol2G y biometano.



### 2.2.3.1. Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana

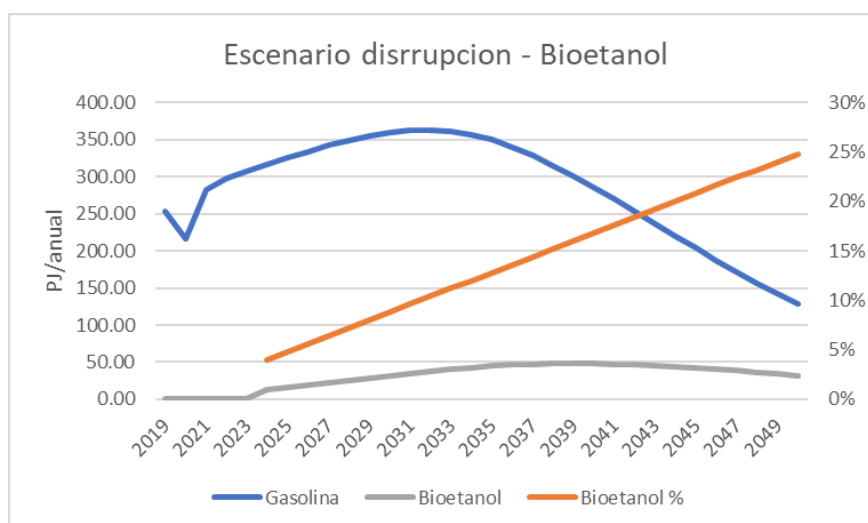
El mapeo tecnológico desarrollado en el PEN se constituye en el punto de partida de la estimación de demanda futura del etanol. Los resultados de este mapeo indican que el bioetanol fue clasificado en el numeral 5 del mapeo tecnológico establecido en el PEN, el cual de acuerdo al cluster de combustibles presentado en el PEN 2022-2052, se puede ubicar dentro de los escenarios de modernización e inflexión. Se define no incluir el escenario de modernización.

Basándose en esta información como un ejercicio formal de planeación valioso, se toma como referencia entonces la cantidad de gasolina que para este escenario de inflexión obtiene la UPME y se selecciona un porcentaje de sustitución que inicia con 4%<sup>2</sup> de bioetanol 2G adicional al ya producido para 2024 llegando al 10% en 2050. Este límite resulta de implementación de la Resolución 40111 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía que estableció que el contenido máximo de etanol con gasolina motor corriente y extra de hasta el 10%, respondiendo a limitantes técnicas de la mezcla.

Teniendo esta apreciación se elaboró un escenario de mayor mezcla de bioetanol-gasolina un poco más agresivo que en el escenario de inflexión, que supone mayor penetración de la tecnología Flex a nivel nacional que permite aumentar la cuota de mezcla del 10% a un 25% a 2050, tomando como referencia países como Brasil en donde la mezcla actual se encuentra en el 27%. Los resultados fueron:

<sup>2</sup> Se estima que la mezcla actual de biometano-gasolina esta del orden del 6%. Quedando por cubrir un 4% para llegar la limite técnico establecido.





**Figura 2-4.** Escenario de disrupción - Bioetanol

En este escenario la UPME plantea una reducción muy importante en la demanda de gasolina, sin embargo, el escenario de sustitución de bioetanol aumenta su participación ayudando a una disminución importante en las emisiones del sector transporte.

#### 2.2.3.2. Evaluación económica desde la prefactibilidad

Se definió en el presente estudio tomar un caso base real de la industria de la caña que integra tanto al biometano como al bioetanol 2G. Desde esta premisa los indicadores financieros aplican solamente a esa parte de la adecuación y no a la planta total, que se supone existente, por cual se plantea la inversión como un capex de adicional.

Una de las variables importantes por definir son los precios de referencia o tarifas de venta del biometano, bioetanol y sus coproductos. Para ello se realizó una búsqueda de información nacional e internacional que pueda ser utilizada como referencia de este caso de estudios con similitudes en términos de tecnologías y mercados. Para biometano se presentan en la **Tabla 2-3** y para bioetanol en la **Tabla 2-4**.

**Tabla 2-3.** Precios de biometano de referencia<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Los precios originales han sido convertidos a MBTU y llevados a USD de noviembre de 2023 para efectos de comparación

España	Alemania	Colombia <sup>4</sup> (WAGA WNERGY, 2023)(WAGA WNERGY, 2023)
17 USD/MWh <sup>5</sup>	10,7 USD/MWh <sup>6</sup>	12 USD/MBTU

**Tabla 2-4.** Precios de bioetanol de referencia<sup>7</sup>

Colombia	Argentina	Brasil
\$14.373 <sup>8</sup> /gal	\$12.829/gal <sup>9</sup>	\$10.942/gal <sup>10</sup>

Se tienen productos adicionales secundarios a la producción de biometano como los **biofertilizantes**, que se valoró en \$300/ Kg, precio inferior al del mercado de biofertilizantes, considerando que se entrega como sale del proceso y es necesario acondicionarlo, formularlo y sacar el registro ante el ICA, con un alto potencial de obtener un fertilizante orgánico de calidad para uso interno que sustituya los fertilizantes de base química en el cultivo de la caña o para venta a terceros.

Con los precios presentados y la escala de la menor destilería existente en Colombia, se logra una óptima relación Beneficio/Costo junto con un corto plazo para la recuperación de la inversión, permitiendo incluso un margen prudente de disminución de ingresos vía menor precio o menor cantidad de producción.

Los datos generales de entrada para el caso base modelado se resumen a continuación (ver **Tabla 2-5**):

**Tabla 2-5.** Datos de entrada biometano y bioetanol

Productos/año	valor	Precios (COP)	Unidades
Bioetanol gal/a	5,689,590	14,373	\$/gal
Energía MWh/a	199,447	283,000	\$/MWh
Cachaza Biofertilizante t/a	27,846	600,000	\$/t

<sup>4</sup> Estudio FASEP Manizales con apoyo de la Embajada de Francia; precio para el suroccidente del país

<sup>5</sup> [Biometano, hidrógeno y gas natural para la industria: no solo el precio importa, ser sostenible tiene un sobre coste \(directorioenergetico.com\)](#)

<sup>6</sup> [Biogas Cost Reductions to Boost Sustainable Transport \(irena.org\)](#)

<sup>7</sup> Los precios originales han sido convertidos a Galones y llevados a pesos de noviembre de 2023 para efectos de comparación

<sup>8</sup> [Biocombustibles Hoy - Federación Nacional de Biocombustibles \(fedebiocombustibles.com\)](#)

<sup>9</sup> [REPORTE DE PRECIOS Bioetanol \(se.gob.ar\)](#)

<sup>10</sup> [Brasil precios del etanol, 04-dic-2023 | GlobalPetrolPrices.com](#)

<b>Biometano MBTU/a</b>	156,543	47,400	\$/MBTU
<b>Biofertilizante t/a</b>	175,659	600,000	\$/t
<b>Emisiones de GEI evitadas</b>	26,444	18,716	\$/t
<b>Ley 1715/2014</b>	No		
<b>Tasa de descuento</b>	12.0%		
<b>Horizonte de proyección (años)</b>	30		
<b>TRM COP/USD</b>	3,950		

Los principales resultados del modelo son los siguientes (**Tabla 2-6**):

**Tabla 2-6.** Resultados biometano y bioetanol

<b>Resultados</b>	<b>MCOP</b>	<b>MUSD</b>
<b>Capex adicional</b>	353,180	89
<b>Ingresos año</b>	207,187	52
<b>Opex año</b>	59,423	15
<b>VPN Beneficios</b>	2,437,527	617
<b>VPN Costos</b>	1,642,764	416
<b>VPN proyecto</b>	794,763	201
<b>VPN/CAPEX</b>	2,3	
<b>Relación B/C</b>	1,5	
<b>TIR del proyecto</b>	25,4%	
<b>Payback (años)</b>	6	

Indicadores como el VPN, que para ese caso es positivo y de una magnitud importante, muestra como la posibilidad de obtener coproductos hace viable la inversión, al igual que la alta TIR del proyecto. Igualmente, el tiempo de repago de la inversión o payback de 6 años evidencia el potencial de esta propuesta técnica. Además, si se aplican los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 se reducen el payback en un par de años.

Como sensibilidad se realizó el análisis financiero, disminuyendo el horizonte de proyección de 30 a 20 años, obviamente disminuye el VPN, pero se mantiene la viabilidad del proyecto soportada en los demás indicadores financieros.

Se realizan análisis adicionales respecto a la relación entre los costos de producción, precios de venta de referencia y los precios mínimos de venta. Los costos de producción se estimaron usando una metodología que permite comparar los costos de combustibles convencionales con los costos de biocombustibles propuesta el Instituto Federal de

Tecnología de Zúrich, Suiza en 2014<sup>11</sup> que propone los costos totales de producción como suma de los costos de materias primas, los costos de capital y los costos de conversión.

El precio mínimo de venta es aquel que se da cuando el VPN es cero, garantizando el retorno de la inversión. Es decir, es el precio mínimo al cual se puede vender el producto para que pague el costo de producción, la inversión de capital y arroje un retorno al inversionista, aunque a un largo plazo.

Para este modelo de biorrefinería, los costos de producción de bioetanol son del orden del 1,7 USD/gal, comparado con el precio de venta de referencia de 3,64 USD/gal se puede concluir que es rentable. Además, se concluye también que el costo de producción de bioetanol frente al costo de la gasolina con un precio de venta de referencia de 3,73 USD/gal<sup>12</sup> lo hace muy competitivo y teniendo en cuenta que en Colombia se posee la materia prima para producirlo como se mencionó en el análisis de potencialidades.

Al realizar el mismo análisis para el biometano se obtiene un costo de producción de 5,5 USD/MBTU frente al precio de venta para suroccidente de 12 USD/MBTU. Es relevante mencionar que los costos de producción de los coproductos no pueden ser calculados de manera directa dado que son productos que no tienen materia prima que se pueda valorar directamente porque proceden de efluentes que se valorizan con la implementación del esquema biorrefinería. Lo anterior ratifica que incluir la mejora técnica propuesta hace viable el proyecto de la planta integrada, pues los resultados financieros del proyecto integrado muestran una alta viabilidad.

Revisando la evolución de los precios colombianos del GN en la fuente<sup>13</sup>, estos varían entre 4 y 7 USD/MBTU con tendencia creciente. Se puede concluir que el precio del biometano arrojado en este esquema de biorrefinería de 5,5 USD/MBTU, puede ser competitivo con el cálculo tarifario, que adiciona a estos costos el transporte de GN desde el pozo. Por tanto, el precio de comparación con el GN se debe considerar de acuerdo con la zona donde se ubique el proyecto de biometano; para este caso se tomó el valor de referencia del suroccidente por lo que el proyecto se ubica en el Valle geográfico del río Cauca.

Ahora bien, se realizaron una serie de sensibilidades disponibles en el modelo financiero, sin embargo, se muestran a continuación algunas sensibilidades que son significativas y que podrían afectar la viabilidad del proyecto. Así, por ejemplo, una disminución de los ingresos en un 10% o 20% aumenta el payback en 1 año o 3 años respectivamente; mientras que, un

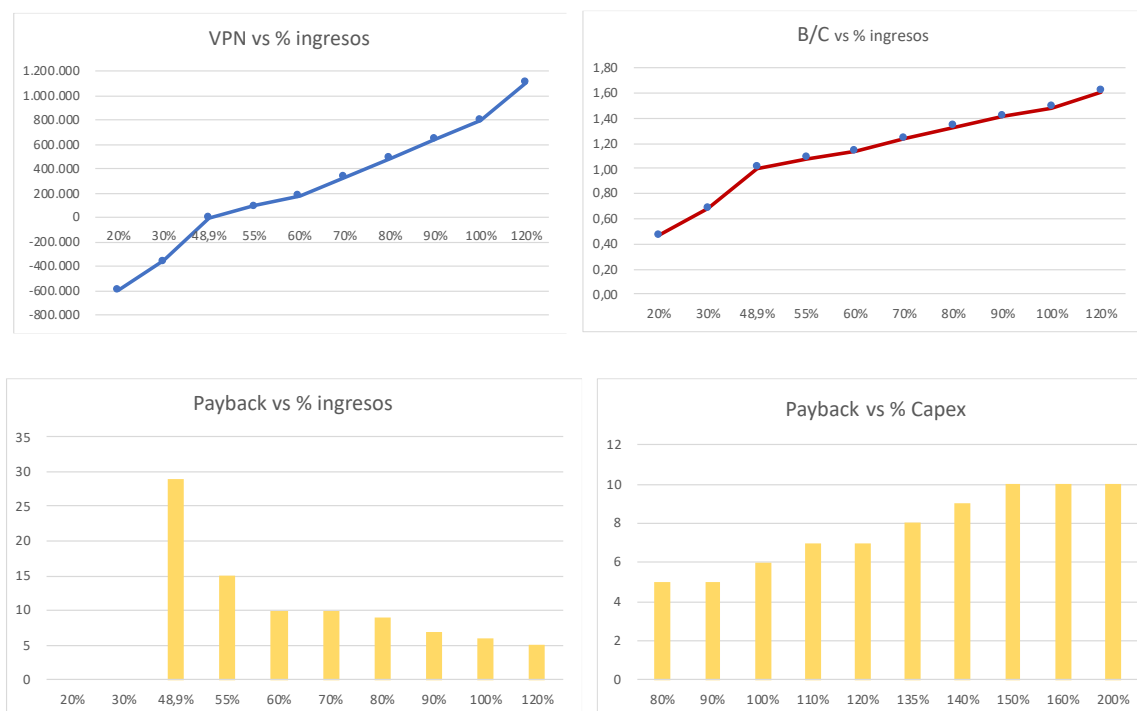
---

<sup>11</sup> [Modelling production cost scenarios for biofuels and fossil fuels in Europe - ScienceDirect](#)

<sup>12</sup> <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/se-ajusta-en-400-aproximadamente-el-precio-del-galón-de-gasolina-corriente-desde-el-2-de-septiembre-de-2023/#:~:text=En%20ciudades%20como%20Bogotá%2C%20donde%20el%20precio%20de,%2414.507%2C%20y%20en%20Villavicencio%2C%20de%20%2414.073%20a%20%2414.473>

<sup>13</sup> Fuente: Gestor del Mercado y Wood Mackenzie

aumento del Capex del 10% lo aumenta en un año; en ambos casos, la relación Beneficio/Costo no disminuye sustancialmente.



**Figura 2-5.** Algunas sensibilidades – bioetanol & biometano

Finalmente, se concluye que el esquema conceptual de biorrefinería planteado en el capítulo 4 genera un amplio margen de los ingresos respecto al OPEX y de éstos respecto al capex adicional, lo que se traduce en una inversión de alta rentabilidad. Esto lo confirma la alta relación VPN/Capex.

#### 2.2.4. Diésel renovable 2G.

Para la producción de Diésel Renovable-DR se identificaron cuatro materias primas 2G, que se definieron con altas potencialidades de disponibilidad en una futura cadena de suministro de este biocombustible en el país de acuerdo con la información consultada en la literatura científica, técnica y sectorial. Estas materias primas son el aceite de Jatropa Curcas (en adelante aceite de jatropa), las grasas y aceites animales, los aceites residuales de cocina (UCO, por sus siglas en inglés) y aceites residuales de la industria de la palma en el país como el aceite de POME (Palm Oil mill Effluent) y los ácidos grasos destilados (PFAD, por sus siglas en inglés). Estas materias primas también podrían incluirse en la oferta futura de biocombustibles de aviación (Biojet-HEFA); sin embargo, en el presente estudio este biojet-HEFA no se tiene en cuenta para el análisis de disponibilidad de materias primas, puesto que no se incluyó en la priorización de los biocombustibles por las razones ya

planteadas. Como trabajo futuro este biojet-HEFA se deberá incluir en la potencial oferta de estas materias primas de acuerdo a la futura consolidación y estructuración de proyectos en el país para la producción de diésel renovable y biojet-HEFA en la misma biorrefinería o de manera independiente. Estos aceites y/o grasas son consideradas materias primas de segunda generación ya que no son obtenidas a partir de cultivos agrícolas destinados a la alimentación humana y no compiten con la misma. Adicionalmente se presenta una descripción de la potencial oferta del hidrógeno en el país, que podría ser empleada para esta industria de producción de DR puesto que corresponde a la otra materia prima fundamental en el proceso de producción. A continuación, se presentan algunas consideraciones e información sobre la potencial disponibilidad y oferta de tales materias primas:

Relacionado con la potencialidad de cultivos de la *Jatropha Curcas* en Colombia, un estudio de 2009 identificó y proyectó la disponibilidad de áreas considerables para el cultivo de esta especie en Colombia bajo la categoría de áreas *altamente aptas sin restricciones* de aproximadamente 684.619 hectáreas como se señala en la **Tabla 2-7** (José Alberto Gaona Currea, 2009).

A continuación, en la **Tabla 2-7**, se presentan diferentes escenarios desde 2030 hasta 2050 tomando como referencia la información documentada:

**Tabla 2-7.** Escenarios de utilización sobre un total de 684.619 hectáreas probables (altamente aptas) de que puedan ser usadas para el cultivo de la especie *Jatropha Curcas*

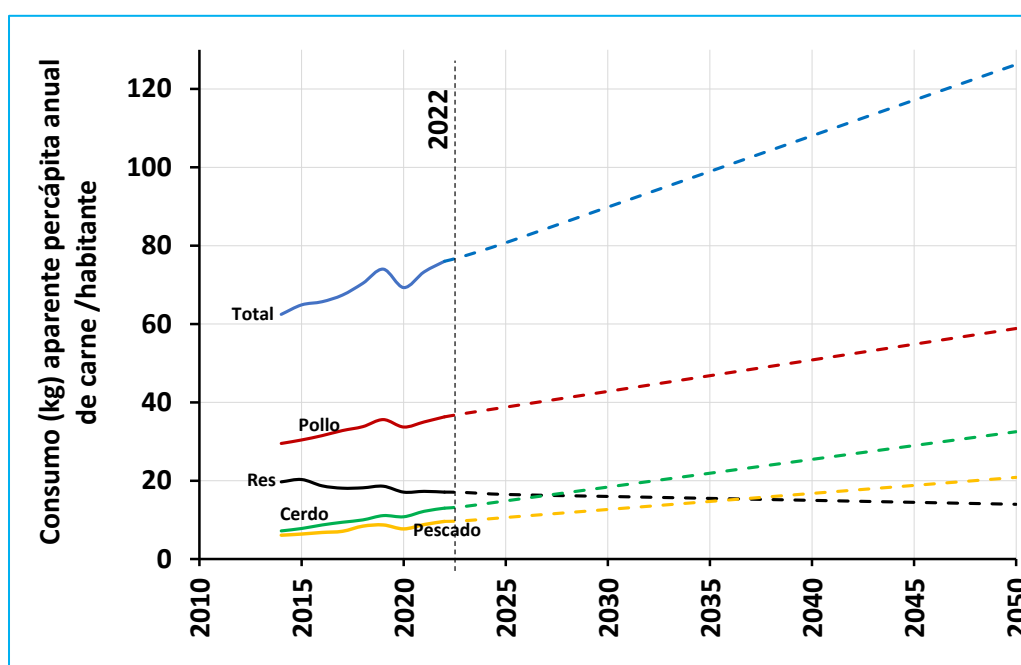
Consideraciones	Escenarios estimados		
	Año 2030	Año 2040	Año 2050
Área altamente apta *(%)	10%	20%	40%
Hectáreas sembradas (ha)	68.462	136.924	273.848
Aceite producido (ton/año)**	89.000	178.001	356.002
<p>* Escenarios que aumentan el porcentaje de área disponible teniendo presente que se puede definir y estructurar un programa de gobierno que promueva el cultivo de la <i>Jatropha Curcas</i> el cual permita la producción de biocombustibles y favorezca el sector.</p> <p>**Rendimiento estimado de 1,3 toneladas de aceite x hectárea (Campuzano Duque, 2008a)</p>			

En tal sentido, y para efectos de la disponibilidad futura de aceites de *jatropha* para la producción local de biocombustibles 2G en el país, se requieren alternativas de escenarios teniendo presente que se pueda estructurar un programa que tenga continuidad y proyectado por el gobierno nacional y sector industrial interesado, acorde a las políticas nacionales e internacionales en el uso, explotación y aprovechamiento de este tipo de



materias primas para la producción de biocombustibles, al mismo tiempo que se puedan alcanzar altos indicadores sociales, ambientales y económicos para Colombia.

Se estimó la potencial disponibilidad y oferta de las grasas animales de res, pollo, cerdo y pescado en Colombia, tomando como referencia estudios de la literatura científica (Gutiérrez & Jaimes, 2021) y a partir de la información presentada por Federación Colombiana de Ganaderos (Fedegán, 2023), sobre el consumo aparente per cápita anual de carne-CAPAC de origen animal. Sobre el CAPAC, se consultó información actualizada en la página de FEDEGAN desde el año 2014 hasta el año 2022. A partir de esta información y para cada caso sobre el CAPAC se proyectaron las tendencias de consumo de carne de res, pollo, cerdo y pescado desde 2022 hasta 2050, Ver **Figura 2-6**



**Figura 2-6.** Estimación de disponibilidad de las grasas animales de res, pollo, cerdo y pescado en Colombia

A partir del trabajo de *Gutiérrez et al*, antes citado se tomaron los siguientes factores de porcentajes de **grasa animal** 5.84, 9.68, 11.28 y 7.71 (kg de grasa/100 kg de carne animal) respectivamente para la carne de res, pollo, cerdo y pescado, los cuales fueron documentados como un promedio de varias publicaciones de la literatura científica y técnica consultada en esta tesis en el contexto nacional e internacional. Se define como una primera aproximación de cálculo, los factores presentados en este trabajo, pero teniendo presente que es una estimación.

Tomando como referencia una población en Colombia en 2022 de 51.6 millones de habitantes, se estimó para 2023 una disponibilidad potencial de **346.890 toneladas** de

aceites y grasas animales en el país en este mismo año y con una proyección de generación de **707.811 toneladas** en el año 2050 tal como se presenta en la siguiente **Tabla 2-8**.

**Tabla 2-8.** Potencial disponibilidad y oferta de grasas y aceites de origen animal en el país 2022 a 2050.

Año	Población (millones de habitantes)	Estimación de disponibilidad total estimada de grasas y aceites de origen animal (ton/año)	Consideraciones para escenarios de producción de diésel renovable hasta 2050***
2022	51.6	346.890	Se toma el 10% de la <b>disponibilidad total estimada</b> en 2022
2030	56.0*	455.348**	Se toma el 20% de la <b>disponibilidad total estimada</b> en 2030
2040	57.7*	574.925**	Se toma el 40% de la <b>disponibilidad total estimada</b> en 2040
2050	60.0*	707.811**	Se toma el 50% de la <b>disponibilidad total estimada</b> en 2050
*Población estimada en Colombia. **Cantidad de grasas animales estimadas para Colombia entre 2022-2050 ***Escenarios que aumentan el porcentaje de aceites y grasas disponibles teniendo presente que se puede definir y estructurar un programa de gobierno que promueva estas materias primas para la producción de biocombustibles y favorezca el sector.			

Los resultados de la **Tabla 2-8** indican una potencial disponibilidad y oferta de aceites y grasas de origen animal que no es despreciable para el país y por lo tanto, para canalizar este potencial sector como un agente de suministro importante de materia prima para la producción de biocombustibles tipo diésel renovable, se requiere que se pueda llevar a cabo un estudio o programa robusto y detallado en el país que permita una caracterización y cuantificación con alta precisión del potencial de suministro de materias primas relacionado con grasas y aceites de origen animal para uso local en la producción de biocombustibles 2G. Se deberá tomar como referencia el avance exitoso de otros países y regiones que utilizan las grasas animales para producir biocombustibles. También se deberá incluir el estudio del impacto que puede ocasionar a otros sectores que usan estas materias primas en el país para aplicaciones de alimentación animal y en la industria cosmética como jabones.

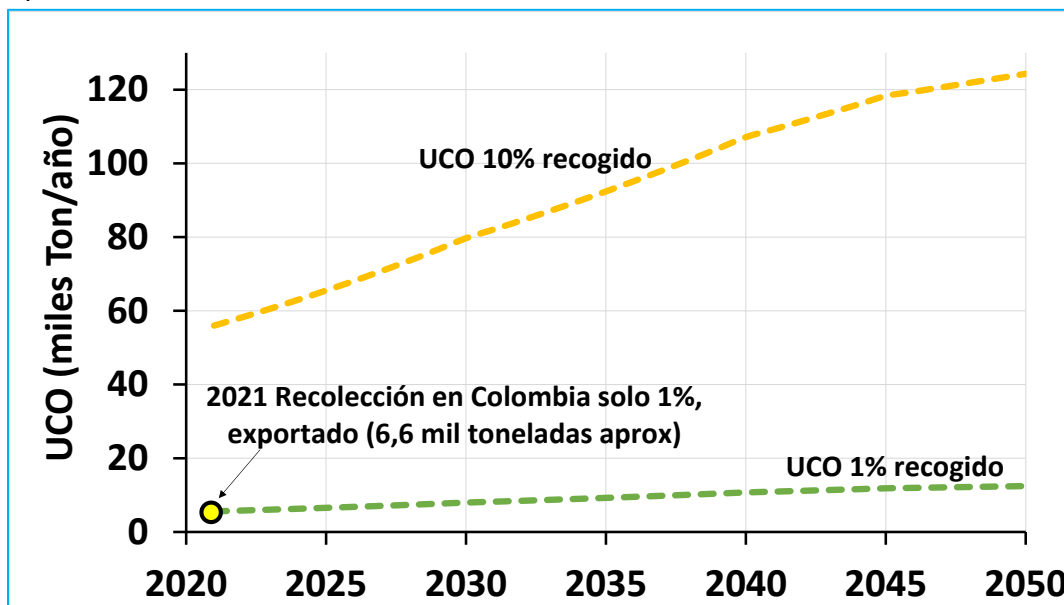
De acuerdo a lo reportado en la literatura (Rincón et al., 2019) sobre la disponibilidad de UCOs en el país, en 2019 del consumo anual de las industrias tradicionales de grasas y aceites, 704 mil toneladas correspondieron a aceites de cocina de uso doméstico (90%), *Hotels, Restaurants and Catering* (HORECA) (7%) e industrial (3%). Por lo tanto, la generación total de UCOs en el país a partir de estas industrias tradicionales, se estimó en 2019 en 225 mil toneladas por año. Para el caso de Bogotá se estimó una generación correspondiente de UCOs en 45 mil toneladas por año, y se verificó que la mayoría de estos residuos son vertidos a través de sistemas de alcantarillado. Además, se estableció que

aproximadamente 11,4 mil toneladas al año de UCO se recolectan para la producción de biodiésel.

De acuerdo con la información más reciente consultada sobre los aceites de cocina usados en el país, los datos de consumo per cápita del Ministerio de Agricultura muestran que Colombia consumió en 2021 cerca de 1,6 millones de toneladas de aceite al año. El aumento del consumo de los aceites ha sido relacionado de manera proporcional con el aumento de la población. Se ha estimado en la literatura sectorial que cerca del 35% de estos aceites comestibles comercializados se conviertan en UCOs, lo cual indica que aproximadamente 560.000 toneladas de estos aceites residuales fueron generadas en Colombia en 2021. Lo anterior indica que en 2021 (población de 51,52 millones de habitantes), la generación de aceites residuales *per cápita* fue aproximadamente de 10.87 kg de aceite residual/habitante. En este mismo año 2021, según datos de la DIAN, la cantidad de UCO que se exportó fue de 6.688 toneladas (ECOGRASCOLOMBIA, 2023; Mascolombia, 2023). Bajo la hipótesis de que todo este aceite residual que tiene formalmente un registro de recolección y que este a su vez es mayoritariamente exportado, se podría estimar que en Colombia se está haciendo una recolección del 1,2% del total generado; esta conclusión bajo la aproximación que la cantidad de aceite residual que se recolecta para consumo local es muy baja comparada con la cantidad de UCO que se exporta. Tal porcentaje de recolección en el país es considerado un valor muy bajo si se compara con países como España que tiene ratas de recolección de aproximadamente el 10% (información del año 2019) y en donde en 2024 será obligatoria la recolección (ABC Andropia, 2023; GAVE S.L., 2023), lo cual se plantea como un primer punto de referencia en Colombia bajo la perspectiva de que estos aceites residuales de cocina puedan ser aprovechados de manera prioritaria en el país por la industria local.

En tal sentido, para presentar y proyectar la posible oferta de los UCOs en el país y los posibles biocombustibles que se pueden producir como el diésel renovable, se tomó como referencia un **escenario conservador** de la generación de estos aceites con una rata positiva de crecimiento anual variable desde 2022 hasta 2050 de la siguiente manera: i) periodo 2022 a 2030: rata de crecimiento anual igual al 4%, similar al comportamiento anual relacionado con la generación de grasas animales entre los años 2014 a 2022 ; ii) para el periodo 2031 a 2040, una rata de crecimiento anual del 3%; iii) en el periodo de 2041 a 2045, una rata de crecimiento anual del 2%; iv) en el periodo de 2046 a 2050, una rata de crecimiento anual del 1%. La anterior es considerada una estimación conservadora que estará asociada principalmente al crecimiento poblacional, a las mejores condiciones de los habitantes en el país, los mayores cuidados en la salud de las personas (más información de las personas, programas de gobierno en salud etc.), y la proyección positiva del PIB del país. En tal sentido, se presentan a continuación diferentes escenarios de proyección estimada de generación de UCOs para el país que pueden hacer parte de la potencial oferta de estos

para la producción de biocombustibles como el diésel renovable (**Figura 2-7**). Se presentan escenarios de recolección porcentual de los aceites residuales que pueden estar disponibles en el país desde el 1 % hasta el 100%.



**Figura 2-7.** Escenarios de proyección de generación de UCOs en Colombia.

Al igual que las grasas animales, los resultados de la **Figura 2-7** indican una disponibilidad de UCOs en el país no despreciable que debería ser tomada en cuenta en el sector de biocombustibles como el diésel renovable.

En la presente consultoría se planteará un escenario supuesto que a 2030 el país tiene una industria que recolecta el 6% (47.820 toneladas/año) del potencial presentado en **Figura 2-7**, y a partir de este año aumentará de manera proporcional hasta 10% en 2040 y hasta 20% en 2050 respectivamente hasta 2040 y 2050.

En 2022 se procesaron en el país aproximadamente 8.030.242 toneladas de fruto fresco y se produjeron 1.768.000 toneladas de aceite crudo. En los procesos de extracción del aceite crudo de palma se estima que por cada tonelada de fruto fresco se puede recuperar un 1% de aceite (conocido como aceite de POME) presente en las aguas residuales de tal proceso de extracción. Por lo tanto, se estima que en 2022 se tuvo una potencial disponibilidad de aproximadamente 80 mil toneladas de aceite de POME. Bajo un estimado de crecimiento de la producción de aceites de palma a 2050 correspondiente a 3 veces la actual producción se podría estimar también que a 2050 este residuo de aceite de POME también aumentará aproximadamente por 3 veces, es decir a 2050 se puede tener un residuo de aproximadamente 240 mil toneladas de aceite de POME que pudieran estar disponibles para la producción de biocombustibles que puedan ser usados en el país.

Otra materia prima procedente de la industria de los aceites vegetales son los ácidos grasos destilados (PFAD, por sus siglas en inglés *Palm Fatty Acid Distillate*), los cuales para el interés del presente estudio se estimarán a partir de la industria de la palma, teniendo presente que el país tiene una alta producción de este aceite y es uno de los mayores productores a nivel mundial. De acuerdo a la literatura, en general en los procesos de refinación de los aceites vegetales se pueden obtener valores entre el 2 al 5% en peso de PFAD (NESTE, 2022). Para el caso de Colombia en el presente estudio se tomará como referencia un mercado disponible de PFAD con un valor del 2.5% en peso del aceite crudo de palma lo cual equivaldría a tener una potencial disponibilidad aproximada de 44.200 toneladas de PFAD. Bajo la misma consideración de crecimiento de la producción de aceite de palma a 2050, se estima una producción de PFAD de aproximadamente 132.000 toneladas disponibles para diferentes aplicaciones químicas incluida la industria de los biocombustibles como el diésel renovable y el biocombustible de aviación.

De acuerdo con los planteamientos anteriores sobre la posible oferta futura de aceites y grasas de que se pueden clasificar como de segunda generación, se tendrían los siguientes escenarios posibles de oferta de materias primas (ver **Tabla 2-9**) para producción de biocombustibles, teniendo presente que sería deseable y necesario soportar un estudio de mercado detallado que permita validar las consideraciones aquí presentadas con estas materias primas. Tal estudio orientado a identificar oportunidades y beneficios sociales, económicos y ambientales para el país.

**Tabla 2-9.** Resumen de posible oferta de aceites y grasas animales para producir biocombustibles

Aceites y grasas 2da generación	Posible oferta de aceites y grasas 2da generación para producir diésel renovable (ton/año)				Observaciones y consideraciones
	2025	2030	2040	2050	
<b>Jatropha Curcas</b>	0	8.900	142.401	284.802	<p>*Se requiere hoja de ruta y/o programa nacional para fomentar la producción y oferta de biocombustibles en Colombia.</p> <p>*En 2030, 2040 y 2050 se plantean respectivamente escenarios que emplearían el 10%, 20% y 40% del área clasificada como altamente apta para cultivo de esta especie.</p> <p>*En 2030, 2040 y 2050 se plantean respectivamente escenarios que emplearían el 10%, 80% y 80% del aceite disponible.</p>
<b>Aceites y grasas animales</b>	34.689	91.070	229.970	353.906	<p>*Se requiere hoja de ruta y/o programa nacional para fomentar la oferta de biocombustibles en Colombia.</p> <p>*En 2025 se supone el uso del 10% del total oferta disponible en 2022.</p> <p>*En 2030, 2040 y 2050 se plantean respectivamente escenarios que emplearían respectivamente 20%, 40% y 50% de los aceites y grasas de origen animal disponibles para usos industriales</p>
<b>Aceites de Cocina Usados</b>	6.550	47.820	107.100	248.600	<p>*Se requiere hoja de ruta y/o programa nacional para fomentar la oferta de biocombustibles en Colombia.</p>

Aceites y grasas 2da generación	Posible oferta de aceites y grasas 2da generación para producir diésel renovable (ton/año)				Observaciones y consideraciones
	2025	2030	2040	2050	
					*Se emplearían respectivamente en 2025, 2030, 2040 y 2050 el 1%, 6%, 10%, y 20% de los aceites UCO con posibilidades de ser recolectados para producir biocombustibles en Colombia.
Aceites residuales industria palma (Aceite de POME)	8.000	52.000	80.000	192.000	*Se requiere hoja de ruta y/o programa nacional para fomentar la oferta de biocombustibles en Colombia *En 2025 se supone el uso del 10% del total disponible en 2022. *En 2030, 2040 y 2050 se plantean respectivamente escenarios conservadores que emplearían el 50%, 80%, y 80% los aceites POME de la industria de la palma colombiana.
Aceites residuales industria palma (Ácidos grasos destilados- PFAD)	4.200	27.300	42.000	100.800	*Se requiere programa nacional para fomentar la oferta de biocombustibles en Colombia *En 2025 se supone el uso del 10% del total disponible en 2022. *En 2030, 2040 y 2050 se plantean respectivamente escenarios conservadores que emplearían el 50%, 80% y 80% los PFAD de la industria de la palma colombiana.
Total disponibilida d de aceites y grasas 2da generación en el país(ton/año)	53.439	227.090	601.471	1.180.107	Bajo estas consideraciones se estima que se pueda tener disponible suficiente materia prima para la producción de diésel renovable de segunda generación en el país y bajo escenarios de oferta de biocombustibles tipo diésel para mezclas hasta el 20% complementaria a la oferta y mezcla con biodiésel del 10% en volumen. Lo anterior alineado a los escenarios de inflexión y disrupción planteados en el PEN actualizado 2022-2050

#### 2.2.4.1. Potencial disponibilidad y oferta hidrógeno de bajas emisiones en Colombia.

En 2023 la Agencia Internacional de Energía publicó una revisión actualizada sobre la producción global del hidrógeno (International Energy Agency, 2023). En este informe se señaló que actualmente las tecnologías para la producción de hidrógeno emplean mayoritariamente materias primas de procedencia fósil: 62% a partir del reformado de gas natural sin captura de CO<sub>2</sub>, 21% de carbón y 16% a partir de subproductos de refinación. Se presentó también, que en 2022 la producción de H<sub>2</sub> a partir de electricidad y uso de combustibles fósiles con CCUS que tuvieron respectivamente una participación del 0,1 % y 0,6%. Se estimó en este informe que bajo el escenario NZE 2030 una participación importante de la producción de H<sub>2</sub> con electricidad y el uso de tecnologías de CCUS de aproximadamente 5 Millones de toneladas-Mt (aproximadamente el 14%) y 30 Mt (86%) a partir de combustibles fósiles sin captura de CO<sub>2</sub>.



En el contexto colombiano, la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia (2020) del Ministerio de Minas y Energía (Ministerio de Minas y Energía, 2021), señaló y estimó que desde 2020 hasta 2050 los costos nivelados (LCOE) del hidrógeno azul se mantendrán prácticamente constantes (aproximadamente USD 2.4/kg H<sub>2</sub>) debido a que es esperada la reducción de costos de las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub>, la cual se verá compensada con gran probabilidad por el aumento de los precios del gas y del carbón. También se resalta, que el aprovechamiento de las infraestructuras existentes de las industrias minera, petrolífera y gasista podría dar lugar a valores de LCOE azul aún más competitivos.

De esta manera, se estima que la producción de hidrógeno azul en Colombia puede favorecer las siguientes consideraciones:

- i) La descarbonización temprana de determinadas aplicaciones industriales, como el sector de refinación.
- ii) Se puede implementar en todas las regiones de Colombia que cuenten con recursos fósiles, abasteciendo la demanda local y garantizando el suministro de hidrógeno a largo plazo.
- iii) Es una alternativa de bajas emisiones para la transición progresiva de los sectores mineros y gasistas del país a la vez que se aprovechan las grandes reservas de gas y carbón y el know-how experto de la industria colombiana.
- iv) El hidrógeno azul servirá de base para iniciar la ampliación de la cadena de valor del hidrógeno en Colombia hasta el desarrollo competitivo a gran escala del hidrógeno verde

En el documento de Hoja de Ruta del Hidrogeno (2020) en el país, se muestra la evolución proyectada de los costos nivelados de producción-LCOE de hidrogeno verde entre 2020 y 2050 en distintas regiones del país considerando los incentivos de la ley 2099 de 2021. Se observa que a partir de 2030 será posible producir hidrógeno verde en algunas regiones a un costo comparable al hidrógeno azul, lo cual se estima dará lugar a una mezcla de producción con diferentes posibilidades técnico-económicas.

Adicionalmente, en tal documento de Hoja de Ruta se proyectaron metas nacionales de producción de H<sub>2</sub> de bajas emisiones hacia el año 2030 con capacidades a partir de electrolisis que pueden alcanzar entre 1 a 3 GW. En el presente estudio y para el escenario más conservador de 1 GW en hidrógeno verde se hicieron las siguientes estimaciones para los escenarios de inflexión y disrupción sobre la producción de diésel renovable y biojet por ruta FT bajo el concepto de biorrefinería (ver **Tabla 2-10**):

**Tabla 2-10.** Consideraciones para los escenarios de inflexión y Disrupción bajo las proyecciones del Plan Energético Nacional 2022-2050

Escenarios		2030	2040	2050
Inflexión	Diésel Renovable, %	2	6	10
	H <sub>2</sub> necesario para DR (ton/año)	9.625	28.785	36.073
	Biojet FT, %	7	15	22
	H <sub>2</sub> necesario para biojet FT (ton/año)	1.932	5.142	9.780
Disrupción	Diésel Renovable, %	2	6	20
	H <sub>2</sub> necesario para DR (ton/año)	9.47	28.890	50.291
	Biojet FT, %	9	17	24
	H <sub>2</sub> necesario para biojet FT (ton/año)	2.615	5.925	10.476

Bajo el escenario antes mencionado de capacidad de 1 GW se estima una disponibilidad de 262 826 Toneladas de H<sub>2</sub> año, lo cual indica que aun con este escenario bajo de disponibilidad de H<sub>2</sub> verde en 2030, cualquiera de los escenarios de producción anual de diésel renovable y biojet-FT hasta 2050, podrían ser sustentados con esta potencial oferta sin incluir la futura oferta del H<sub>2</sub> de bajas emisiones como el H<sub>2</sub> azul. Lo anterior sin tener en cuenta el crecimiento esperado de esta industria del H<sub>2</sub> en el país después de 2030. En el caso más extremo se observa en la **Tabla 2-10**, que a lo sumo bajo la producción más alta de diésel renovable en 2050, se tendría un porcentaje de H<sub>2</sub> de 19,1 % que se necesitaría sin tener en cuenta el crecimiento esperado de la oferta del H<sub>2</sub> de bajas emisiones y tampoco sin tener en cuenta las posibilidades de producir H<sub>2</sub> internamente la biorrefinería a partir de subproductos, lo cual indica que la futura industria de diésel renovable se proyectaría como un cliente/consumidor de H<sub>2</sub> en el país garantizando y fomentando de manera positiva oferta e industria futura de H<sub>2</sub> en el país.

#### 2.2.4.2. Ventajas y desventajas

Se deberán tener en cuenta como punto de referencia las ventajas y desventajas de los biocombustibles priorizados de tal forma que sean un insumo fundamental para la determinación y la identificación de retos y oportunidades para su implementación en el país (ver **Tabla 2-11**).

**Tabla 2-11.** Ventajas y desventajas del uso de DR

BC2G&3G	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<b>DIÉSEL RENOVABLE</b>	*Las especificaciones de calidad son superiores a las mismas del biodiésel y el diésel fósil.	*Actualmente es un biocombustible que no se produce en el país y por lo tanto no se comercializa. *Técnicamente tiene limitaciones en propiedades como la lubricidad puesto que requiere aditivos

	<p>*Es un biocombustible tipo diésel de alto crecimiento en producción, comercialización y consumo a nivel internacional.</p> <p>*Se puede producir de manera simultánea en la misma planta con el biocombustible de aviación como producto principal o como producto secundario.</p> <p>*Actualmente en el contexto internacional tiene gran interés su producción y en algunos países como Estados Unidos se supera la actual oferta del biodiésel.</p> <p>*Tiene altos indicadores ambientales que el país puede aprovechar,</p> <p>*Su uso en mezclas con diésel se puede hacer de manera simultánea con las actuales mezclas de biodiésel de primera generación.</p> <p>*Se puede lograr su producción en mezclas de aceites y grasas de primera generación con segunda generación.</p> <p>*Las materias primas usadas tienen ventajas competitivas económica y ambientales comparados los aceites y grasas de primera generación.</p> <p>*Un exceso de producción puede ser candidato de exportación puesto en el mercado internacional teniendo presente que se produzca a partir de aceites y grasas de segunda tercera generación.</p> <p>*Existen plantas comerciales a nivel mundial.</p> <p>*Los costos de producción actuales ya están en el mismo rango que los del biodiésel.</p> <p>* Flexibilidad de la materia prima puesto que se pueden emplear diferentes fuentes de aceites y grasas vegetales, animales y residuales</p> <p>*Operación que se puede ajustar a los requerimientos de propiedades de flujo en frío lo cual es una gran ventaja para un país como Colombia puesto que se podría definir la producción de un biocombustible con propiedades similares de flujo en frío o ligeramente superiores que el biodiésel de palma. Esto reduce los costos de producción del biocombustible final puesto que no se requieren condiciones extremas de hidroisomerización para el país.</p> <p>*Puede llegar a ser una industria con grandes posibilidades de desarrollo simultaneo con la del hidrogeno verde y de bajas emisiones</p>	<p>para cumplir con los requerimientos de la normativa.</p> <p>*El CAPEX y OPEX puede llegar a ser ligeramente más alto que para una planta de biodiésel.</p> <p>*No existe aún una hoja de ruta para este biocombustible.</p> <p>*Técnicamente es un proceso complejo porque se requieren altas presiones y de temperatura comparado con el proceso del biodiésel que en general se lleva a cabo a baja temperatura y presión atmosférica</p> <p>*Bajo los escenarios de no autoabastecimiento de H<sub>2</sub> en la misma biorrefinería sería dependiente de una fuente de hidrógeno de bajas emisiones lo cual en el país aún está en proceso de evolución para garantizar volúmenes de producción a precios que favorezcan los respectivos costos de producción del biocombustible.</p> <p>*Bajo algunos escenarios de oferta puede ser considerado como una competencia para el biodiésel de palma en el país lo cual no es deseable para los intereses del país puesto que:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>el país requiere y debe aprovechar el conocimiento y experiencia de esta industria del biodiésel de palma.</li> <li>en lugar de buscar reemplazar la producción de biodiésel de palma, el país debe consolidar esta industria que ha demostrado ser exitosa desde los indicadores ambientales, sociales y económicos.</li> <li>esta industria de biodiésel en el país servirá de guía para identificar esta nueva industria del diésel renovable y en algún momento el país podrá aprovechar la sinergia de utilizar de manera complementaria aceites y grasas de primera y segunda generación y/o el uso de los dos biocombustibles de manera independiente con el diésel fósil.</li> </ol>
--	---	--

#### 2.2.4.3. Estimación del potencial desarrollo de diésel renovable y análisis costo beneficio.

La estimación de los escenarios de demanda del diésel renovable resulta de la revisión y análisis realizado sobre los resultados obtenidos en la Actualización del Plan Energético Nacional 2022, en la cual se presentan cuatro escenarios de proyección de uso y producción de cada uno de los energéticos que hacen parte de la matriz energética.

Para el presente trabajo se seleccionaron aquellos escenarios en los que se concluye que el diésel renovable tiene posibilidades de aporte a las proyecciones energéticas del país, de acuerdo con el mapeo realizado por los expertos que colaboraron en la elaboración del PEN.

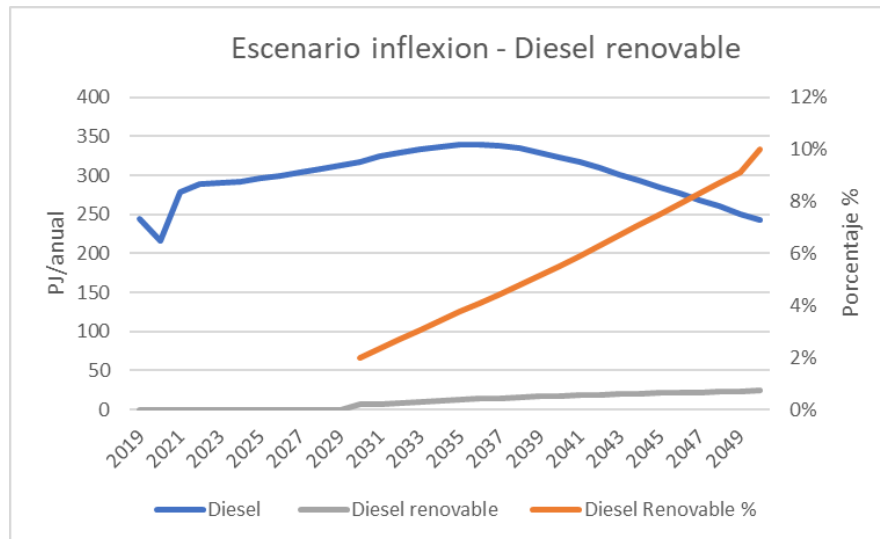
Una vez seleccionados los escenarios donde el diésel renovable tiene cabida, se construyó un escenario de sustitución para el diésel fósil, como un porcentaje sobre la proyección de consumo esperada para el escenario seleccionado. Este porcentaje se propone con base en la experiencia del grupo consultor, la potencia disponibilidad de materias primas planteada antes, el análisis de casos similares, las bondades y restricciones técnicas y las proyecciones de las políticas energéticas y ambientales del país a 2050.

Finalmente, se muestra la forma y resultados del análisis costos beneficio del diésel renovable en Colombia.

#### **2.2.4.4. Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana.**

El diésel renovable aparece como parte del escenario de inflexión, que de acuerdo con el PEN para el 2052, el país experimenta un cambio significativo en la tendencia histórica de consumo de combustibles fósiles, gracias a una inversión masiva y acelerada en nuevas tecnologías. Además, el escenario de inflexión prevé un cambio modal de transporte privado a público, lo que permite concluir la necesidad de contar con diésel renovable para satisfacer parte de esta demanda de manera más limpia. De acuerdo con las iniciativas del clúster de inflexión el PEN muestra la inclusión del diésel renovable en la matriz energética.

Basándose en esta información como un ejercicio formal de planeación valioso, se toma como referencia entonces la cantidad de diésel que para este escenario de inflexión se proyectó y se asume un porcentaje de sustitución que resulta de las expectativas del grupo consultor con base en su experiencia:

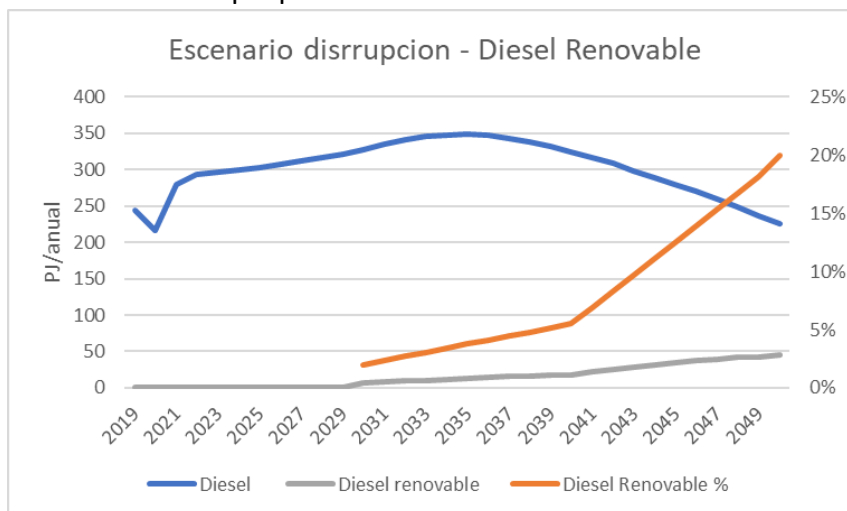


**Figura 2-8.** Escenario de inflexión – Diésel renovable

La demanda del biodiésel se ha mantenido constante en Colombia en los últimos 10 años oscilando entre 40.000 y 60.000 toneladas mensuales que están satisfaciendo la mezcla actual que corresponde al 10%. Lo que el grupo consultor plantea para este escenario es que se permitirá un porcentaje de mezcla entre el diésel fósil y biodiésel más diésel renovable que aumente al 20% (10% biodiésel 1G de palma y 10% DR), en donde se siga mantenido la cuota de participación del biodiésel y a la diferencia será suplido por el diésel renovable. Es por ello por lo que en las proyecciones se ve un porcentaje de sustitución pequeño a partir 2030 del 2%, con una tendencia de crecimiento lenta pero sostenida que llega al 10% de sustitución de gas natural para 2050. La estimación propositiva de mantener la mezcla del 10% de biodiésel 1G de palma y no aumentarlo tiene las siguientes consideraciones: i) Aumentar la participación de otro biocombustible como el DR 2G que incluirá materias primas 2G de la industria de la palma en el país; ii) Potencial producción adicional de DR 1G a partir del aceite de palma proyectado para producir biodiésel; iii) No aumentar las mezclas al 10% de biodiésel de palma 1G hasta que se defina para el país una normatividad de calidad nacional para mezclas diésel-biodiésel superiores basada en las normativas internacionales de tal forma que se de tranquilidad a todos los agentes de la cadena de combustibles en país; la industria nacional del biodiésel también deberá lograr mejoras notables de desempeño en el almacenamiento y filtrabilidad del biodiésel de palma lo cual debe ser tener un acompañamiento y seguimiento progresivo del Ministerio de Minas y Energía que permitan mayor tranquilidad a potenciales mezclas arriba del 10% de biodiesel 1G. Un programa como el QA-QC será de gran ayuda para avanzar en el futuro en la inclusión del DR en mezclas con diésel fósil y biodiésel.

Continuando con el análisis de los escenarios propuestos por la UPME en el PEN 2022-2052 se observa que para el escenario llamado de Disrupción también va a requerir del DR como sustituto toda vez que se espera una reducción fuerte en la producción de diésel. Teniendo esta apreciación se elaboró un escenario de sustitución de diésel por diésel renovable

menos conservador que le planteado para el escenario de Inflexión, en el cual se plantea una cuota de mezcla más ambiciosa en donde el diésel renovable llegará a 2050 a aportar el 20% del total de la mezcla que podrá estar alrededor del 30%.



**Figura 2-9.** Escenario de disrupción – Diésel Renovable

Bajo los razonamientos anteriores, este escenario de disrupción es más amplio y con mayores posibilidades para el DR y también para el biodiésel de palma 1G en el país. Para ambos escenarios de inflexión y disrupción se deberá de manera paralela consolidar la estrategia energética de uso de este biocombustible mediante la elaboración y actualización detallada de hojas de ruta nacionales que fomenten la producción y comercialización de las materias primas y los respectivos biocombustibles que el país puede producir; en estas incluir los debidos temas relacionados con la experiencia de otros países y también garantizar y blincar la política energética desde aspectos normativos, regulatorios, sectoriales, ambientales, sociales y económicos.

#### 2.2.4.5. Evaluación económica desde la prefactibilidad.

El modelo de evaluación económica de prefactibilidad se describió en la metodología.

El precio de referencia de venta es relevante para el análisis financiero. A continuación, en **Tabla 2-12** se muestra la recopilación de precios realizada y usados en el modelo.

**Tabla 2-12.** Precios de referencia diésel renovable

Precios de referencia	Valor
-----------------------	-------

Colombia	\$16.349/gal <sup>14</sup>
Estados Unidos	\$17.681/gal <sup>15</sup>
Brasil	\$18.643/gal <sup>16</sup>

Para el balance financiero se definió tomar el precio de ingreso al productor del biodiésel de palma del mes de noviembre de 2023, el cual equivalía para tal mes a USD 4,14/gal (USD 115/MWh) y bajo la consideración que el diésel renovable entraría en el mismo mercado del biodiésel y cumpliría en esencia el mismo papel en términos de sustituir una fracción del uso del diésel fósil en el país. Tal precio de ingreso al productor se definió como el precio de venta del DR en el presente estudio.

Se llevó a cabo también el cálculo del precio mínimo de venta el cual se halló llevando el VPN a cero garantizando el retorno de la inversión. Es decir, es el precio mínimo al cual se puede vender el producto, generando un punto de equilibrio respecto a los costos de producción e inversión de capital.

De acuerdo con la estimación de costos de producción del DR en el presente análisis financiero, se calculó un mínimo precio de venta de USD 3,59/gal (ó USD 100/MWh), cuyo resultado fue menor al precio de venta definido para el modelo; estos resultados sugieren un buen punto de referencia para todos los agentes de la cadena de combustibles líquidos en el país, en términos del planteamiento de escenarios de producción futuros viables, bajo las diferentes consideraciones del análisis financiero aquí presentadas. Un ligero mayor precio del DR comparado con el actual biodiésel en el país podría ser razonable, y que sea parte de un incentivo fiscal; el argumento para tal incentivo partiría de que el país requiere la promoción de nuevos biocombustibles comerciales en el país como el DR, el cual tiene justificaciones técnicas, económicas y ambientales. Lo anterior puede ser parte de un análisis amplio de sensibilidad y de la promoción que requieren tanto el biodiesel como el diésel renovable en el país.

Respecto a los costos de producción anuales, estos se estimaron usando una metodología que permite comparar los costos de combustibles convencionales con los costos de biocombustibles propuesta el *Festel, et al* (Festel, Würmseher, Rammer, Boles, & Bellof, 2014) que define los costos totales de producción como suma del precio de materias primas y sus costos de conversión. Tales costos de conversión definidos como la suma anualizada de los costos de operación y la depreciación, que también fue publicado por el mismo autor en otra referencia el mismo año (Festel, Würmseher, & Rammer, 2014).

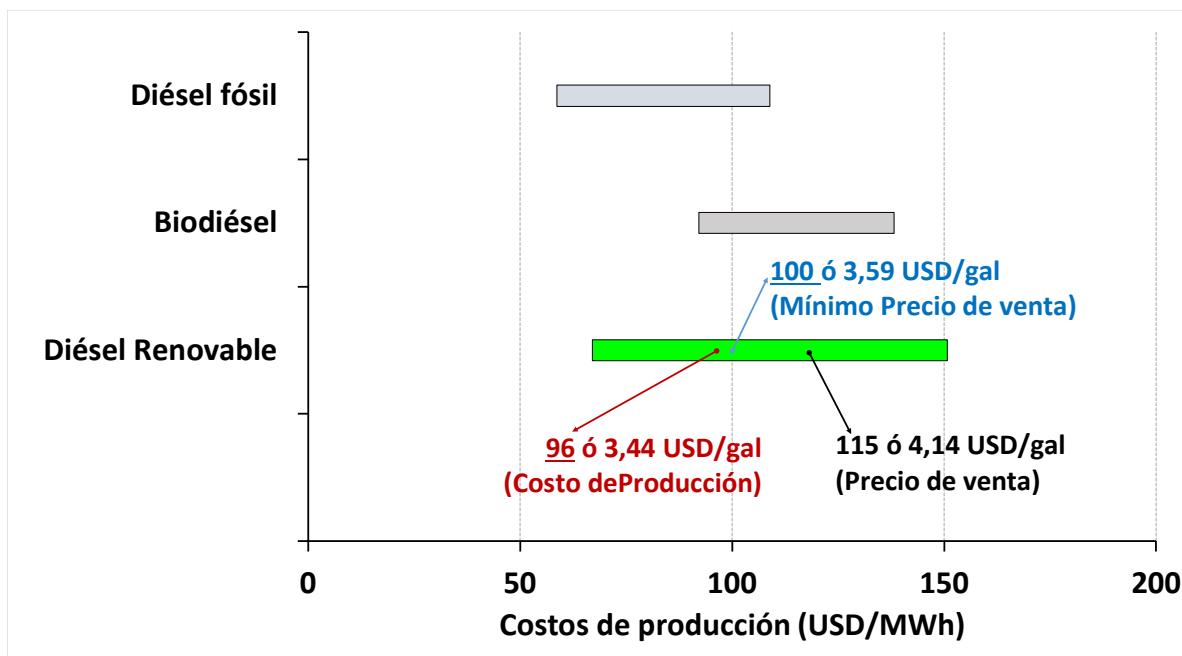
Los valores de precio de venta y precio mínimo de venta, lo mismo que los costos de producción estimados en el presente estudio para el DR se presentan en la siguiente **Figura 2-10**.

<sup>14</sup> [HOME - Federación Nacional de Biocombustibles \(fedebiocombustibles.com\)](https://fedebiocombustibles.com)

<sup>15</sup> [Alternative Fuels Data Center: Fuel Prices \(energy.gov\)](https://energy.gov/alternative-fuels-data-center/fuel-prices)

<sup>16</sup> [Brasil precios del diésel, 04-dic-2023 | GlobalPetrolPrices.com](https://globalpetrolprices.com/brasil-precios-del-diesel-04-dic-2023/)





**Figura 2-10.** Rangos de producción (barras gris y verde) del diésel renovable comparado con el biodiésel y el diésel fósil.

En la **Figura 2-10** las barras corresponden a los rangos de costos de producción reportados en la literatura (ENE A Consulting, 2021) y de manera comparativa del diésel renovable, biodiésel y diésel fósil. A partir de la información de la literatura científica, técnica y sectorial que reporta rangos de producción del DR, se hicieron las conversiones teóricas del caso para llevar tales costos a valores de 2023. Adicionalmente, de acuerdo al balance financiero realizado en el presente estudio, se identificó un costo de producción de **3,44 USD/gal** (ó 96 USD/MWh) el cual está dentro del rango de los costos de producción reportados en la literatura, tal como se presenta en la misma **Figura 2-10** en al cual se muestra de manera comparativa el mínimo precio de venta calculado y el precio de venta definido tal como se señaló antes. Los resultados para el DR hallados en el presente estudio son considerados claves para el país, pues claramente se identifica que hay una alternativa importante con este biocombustible para la futura producción y comercialización de biocombustibles tipo diésel de tal forma que sea un complemento a la industria del biodiésel para cumplir con las metas ambientales comprometidas por el país a 2050 en términos de la reducción del uso del combustibles fósiles, asociado esto a menores emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes.

Para este caso, los costos de producción diésel renovable son del orden del **3,44 USD/gal**, comparado con el precio de venta de referencia de 4,14 USD/gal muestra un margen de comercialización al productor del 20%. Al comparar el costo de producción de 3,44 USD/gal con el precio mínimo de venta estimado de 3,59 USD/gal se observa que el primero es

menor al segundo garantizando así que financieramente es un proyecto viable que incluso aún en el punto de equilibrio los costos logran cubrir los costos de producción dejando incluso un pequeño margen para el productor.

A continuación en la **Tabla 2-13**, se presentan algunos datos de entrada fundamentales del modelo:

**Tabla 2-13.** Datos de entrada.

Datos de entrada	
Proyección demanda, MW	220
Diésel renovable - producto principal MWh/a	1.848.000
Diésel renovable - producto principal COP/MWh	455.545
Diésel renovable - otros aprovechamientos MWh/a	240.670
Diésel renovable - otros aprovechamientos COP/MWh	182.218
Tasa de descuento, %	12
Horizonte de proyección, años	30
TRM, COP/USD	3.950
Ley 1715/2014	No

- **Resultados y discusión**

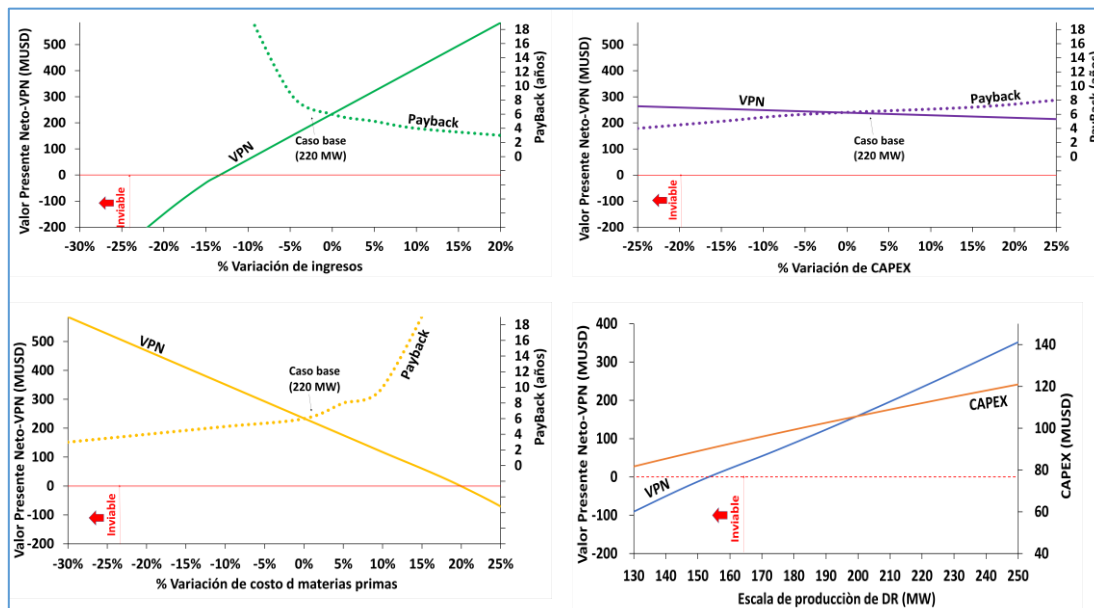
A continuación, se presentan los resultados financieros para el caso base (ver **Tabla 2-14**):

**Tabla 2-14.** Resultados caso base diésel renovable

Resultados	MCOP	MUSD
Capex	442.429	112
Ingresos año	922.676	234
Opex año	746.896	189
VPN Beneficios	10.742.143	2.720
VPN Costos	9.816.220	2.485
VPN proyecto	925.923	234
VPN/CAPEX	2,1	
Relación B/C	1,1	
TIR del proyecto	24,7%	
Payback (años)	6	

Los resultados indicaron que la escala de producción debe ser una escala superior a los 160 MW para garantizar la viabilidad del proyecto desde el punto de vista del VPN. Lo anterior implica que un indicador recomendado es la relación VPN/Capex, que está sujeta al tamaño o escala de producción de la biorrefinería, el cual debe ser mayor a la unidad.

Como se presenta en la Figura 2-11, el proyecto es muy sensible a la disminución de ingresos, dado que, si se presenta una disminución mayor a aproximadamente el 13% no se logra el retorno de la inversión, lo que indica que existe una alta sensibilidad a las tarifas de venta del producto principal, como el mayor aportante a los ingresos, y que por lo tanto garantizar tarifas y ventas constantes es un factor importante en el negocio; esta misma reducción afectan negativamente el payback del proyecto que puede alcanzar valores cercano a 30 años solo con una disminución aproximada del 13% de los ingresos (Figura 2-11).



**Figura 2-11.** Variación de los ingresos, costos de materia prima y CAPEX respecto al VPN, el tiempo de recuperación de la inversión (payback) y la escala de la biorrefinería de DR.

*De otro lado, como se muestra en la misma Figura 2-11, contar con contratos de compra a largo plazo que garanticen precios y cantidades daría estabilidad al negocio. De otro lado, disminuciones de los costos de la materia prima del orden de mismo 10% no afectan en gran medida el playback y solo mejora muy poco el indicador VPN.*

Con los productos, precios presentados y la escala de producción se definió una escala de biorrefinería de DR de 220 MW con la cual se logra una relación Beneficio/Costo superior a la unidad junto con un plazo para la recuperación de la inversión razonable para este tipo de proyectos; en la Figura 2-11 se presenta el impacto de la escala y el VPN:

De acuerdo a los resultados presentados en la Figura 2-11 fue esperado que a mayor escala de producción el VPN y el CAPEX fueran mayores, resaltando una variación aproximada entre la escala de 160 MW a 220 MW de aproximadamente MUSD 214 y MUSD 19 respectivamente, a partir de lo cual se identifican indicadores financieros positivos.

Es importante mencionar que si se aplican las bondades fiscales existentes en el país, por ejemplo de las Leyes 1715/2014 y 2277 of 2022, se tendrán escenarios que favorecerán el desarrollo de esta industria del DR, puesto que se tendrán indicadores financieros mejores a los considerados en el presente estudio. Se aclara que dadas las fuentes de información no se identificó claramente si se incluían o no incentivos de ley propios de cada país. Como una evaluación de sensibilidad adicional se realizó el análisis financiero a 20 años y se observa una disminución del 23% en el VPN respecto al horizonte a 30 años planteado en los datos de entrada del modelo; los demás indicadores se mantienen similares.

### 2.2.5. Biocombustible de aviación: Biojet-FT.

En el presente estudio se definió utilizar el acrónimo Biojet-FT para hacer referencia al biocombustible de aviación obtenido por la ruta Fischer-Tropsch-FT. Al respecto se presenta el siguiente argumento al respecto: El término SAF debería ser usado solo cuando en su contexto se incluya y se pueda probar la certificación como combustible sostenible de aviación bajo los requerimientos establecidos por CORSIA. Para hacer referencia al biocombustible de aviación sobre cualquier otro aspecto que no incluya la sostenibilidad con verificación de CORSIA (por ejemplo, producción, calidad, tecnologías etc) se sugiere utilizar otro término diferente a SAF a cualquiera de los 7 productos avalados en la norma ASTM D7566 y a los cuales no se ha evaluado y verificado el cumplimiento de los requerimientos de CORSIA. Ver **Tabla 2-15** con posibles acrónimos recomendados en el presente estudio.

**Tabla 2-15.** Definiciones de términos para nombrar los biocombustibles de aviación.

Anexos ASTM D7566:	Acrónimo usado en ASTM D7566 (sin evaluación de CORSIA)	Posibles Acrónimos**		
		Acrónimo 1* (sin evaluación de CORSIA)	Acrónimo 2 (sin evaluación de CORSIA)	Acrónimo 3*** (Con evaluación y cumplimiento de CORSIA)
<b>Anexo 1</b>	FT-SPK	<b>Biojet-FT.</b>	SBC-FT	SAF-FT
<b>Anexo 2</b>	HEFA-SPK	Biojet-HEFA	SBC-HEFA	SAF-HEFA
<b>Anexo 3</b>	SIP	Biojet-SIP.	SB-SIP	SAF-SIP
<b>Anexo 4</b>	SPK/A	Biojet-SPK/A	SBC - SPK/A	SAF - SPK/A
<b>Anexo 5</b>	ATJ-SPK	Biojet-ATJ	SBC-ATJ	SAF-ATJ
<b>Anexo 6</b>	CHJ	Biojet -CHJ	SBC -CHJ	SAF -CHJ
<b>Anexo 7</b>	HC-HEFA SPK	Biojet-(HC-HEFA)	SBC-(HC-HEFA)	SAF-(HC-HEFA)
<p>*<b>Terminología adaptada y</b> usada en el presente estudio (Ejemplo, Biojet-FT es el biocombustible de aviación producido por la ruta Fischer-Tropsch).</p> <p>**<b>Significado de acrónimos:</b> FT: Fischer-Tropsch; HEFA: Hydroprocessed Esters and Fatty Acids; SIP: Synthesized Iso-Paraffins; SPK/A: Synthesized Paraffinic Kerosine plus Aromatics ; ATJ: Alcohol to Jet; CHJ: Catalytic Hydrothermolysis Jet; HC-HEFA: Hydroprocessed Hydrocarbons, Esters And Fatty Acids; SPK: Synthesized Paraffinic Kerosine; SBC: Synthetic Blend Component; Biojet: Biocombustible de aviación; SAF: Sustainable Aviation Fuel.</p> <p>***También puede ser simplemente SAF y el contexto permitirá de manera indirecta que ruta pudo haberse llevado a cabo.</p>				

### 2.2.5.1. Evaluación de materias primas

La disponibilidad de biomasas residuales para producir biocombustibles de aviación mediante ruta FT se presenta en la **Tabla 2-16**.

**Tabla 2-16.** Resumen de posible oferta de biomasa residual lignocelulósica para producir biocombustibles tipo biojet-FT en Colombia.

Biomasas residuales	Posible oferta de biomasa residual para producir biocombustible de aviación por ruta FT (ton/año)				Observaciones y consideraciones
	2025	2030	2040	2050	
Biomasa residual disponible estimada	2.535.231	2.535.231	3.929.608	5.323.985	<p>*Se estima un crecimiento de la industria de la palma a 2050 de 2,13 veces mayor a la del 2019 (Keith Wiebe and Maria Garcia, 2019)</p> <p>*Se requiere una hoja de ruta y/o programa nacional para fomentar la producción y oferta de biomasas residuales para la producción de biocombustibles en Colombia, cuyo alcance sea la identificación de lo que requiere en el país para que efectivamente estas biomasas puedan tener una participación progresiva en el tiempo para la producción industrial de los biocombustibles por ejemplo de aviación.</p> <p>*En 2030, 2040 y 2050 con las estimaciones de la biomasa residual de la industria de la palma disponible de los departamentos de Meta y Casanare se podrían cubrir los escenarios de inflexión y disrupción planteados en el presente estudio. Se toma como referencia la industria de la palma, sin embargo, esta disponibilidad de biomasas puede ser complementada con otras industrias que puedan generar residuos lignocelulósicos de alto valor agregado.</p>

### 2.2.5.2. Ventajas y desventajas

Al igual que con los demás biocombustibles priorizados se deberán tener en cuenta como punto de referencia las ventajas y desventajas de los biocombustibles de aviación de tal forma que sean un insumo fundamental para la determinación y la identificación de retos y oportunidades para su implementación en el país.

#### ❖ Ventajas de la producción y uso de biojet-FT:

\*Se ha planteado que las materias primas usadas tienen ventajas competitivas económicas y ambientales, comparados los aceites y grasas de primera generación usadas, por ejemplo, en la ruta HEFA.

\*Se proyecta en el corto plazo el biojet-FT como un complemento a la oferta del biojet-HEFA de acuerdo con la potencial futura demanda nacional y mundial de biocombustibles de aviación.

\*Un futuro exceso de producción de biojet-FT, puede ser ofertado en el mercado de exportación internacional.

\*El biojet-FT se puede producir de manera simultánea en una misma biorrefinería con el biocombustible diésel renovable como producto principal o secundario, lo cual sugiere que se puedan presentar en la práctica escenarios de fomento tanto a la industria de los biocombustibles de aviación como a la industria de los biocombustibles tipo diésel.

\*En el contexto nacional, el país viene ejecutando acciones y estrategias orientadas a la identificación de barreras y retos que puedan ser un punto de referencia para estructurar una hoja de ruta nacional para la producción y uso de biocombustibles de aviación en el país en la cual se incluye el biojet-FT. Dentro de estas acciones y estrategias se destacan:

i) **Estudio técnico integral del Ministerio de Minas y Energía** para analizar, diagnosticar y formular la hoja ruta que promueva el uso de biocombustibles alternativos en Colombia, producidos a partir de materias primas de origen vegetal, animal y/o renovables y/o residuales y/o materias primas sintéticas u otros productos. Tal estudio está aún en proceso de publicación de resultados e incluirá además a los biocombustibles de aviación los otros tres biocombustibles priorizados en el presente estudio, lo cual indica que ambos estudios están alineados y se complementarán en los resultados finales.

ii) **Los estudios técnicos y ambientales terminados en 2023** financiados por el Banco Mundial a saber:

\*El estudio titulado, “Life Cycle Assessment of the Production of Sustainable Aviation Fuels (SAF) and Renewable Diesel (RD) from Oil Palm and its Crop Residues in Colombia”. Los resultados de este estudio revelaron una perspectiva positiva para la producción colombiana de biocombustibles de aviación y diésel renovable sostenibles a partir del aceite y residuos de la industria de la palma. Las conclusiones claves incluyeron la identificación de una baja deforestación, estrategias de reducción de emisiones y la necesidad de una hoja de ruta estratégica.

\*El estudio titulado, “Assessing the feasibility of SAF as a green market opportunity for oil palm in the Orinoquia”. Los resultados de este estudio tienen información relevante sobre: a) La evaluación del potencial de los derivados del aceite de palma como materia prima para la producción de SAF; b) Se hizo modelo sobre la producción potencial de SAF a partir de aceite de palma y sus residuos al igual que el potencial de mitigación de emisiones de GEI; c) se presentaron escenarios de mezcla entre SAF y combustible fósil para aviones en Colombia; d) se evaluaron escenarios de demanda potencial de SAF con materia prima de origen nacional; e) se evaluaron los impactos de la implementación de

diversas medidas de política pública para acelerar la producción de SAF; f) se propusieron elementos para promover la producción y uso a gran escala de SAF en Colombia, lo cual incluyó recomendaciones específicas al gobierno y a las partes interesadas de la cadena de valor para desarrollar una industria SAF en Colombia.

- iii) **Las mesas técnicas lideradas por el Banco Interamericano de Desarrollo y la Aerocivil de Colombia:** a la fecha en la página web de la Aerocivil se tienen publicadas las socializaciones de 3 mesas técnicas cuyo objetivo ha sido socializar las perspectivas de los actores involucrados, recoger la opinión de los participantes y recopilar la información pertinente. Tales mesas técnicas respectivamente han tocado temáticas relacionadas con a) Materias primas y producción de SAF, b) Cadena de suministro de combustibles de aviación y c) Operadores aéreos y fabricantes.
- iv) **Hoja de ruta del Hidrogeno en el país:** Ya se tiene un primer documento socializado desde 2020 con unas primeras proyecciones de producción de hidrógeno verde y azul en el país. Esta hoja se espera sea periódicamente actualizada para ajustar a la medida las potencialidades del país en términos de producción, oferta, demanda y consumo. Se deberá tener presente como ya se dijo que el hidrógeno es unas materias primas fundamentales para la producción de biocombustibles de aviación en el país entre los cuales se incluye el biojet-FT.
- v) **El presente estudio de la UPME.**

❖ **Desventajas de la producción y uso de biojet-FT:**

- \*Los Costos de producción del biojet-FT son más altos que el Jet fósil y a su vez que el biojet-HEFA.
- \*Los valores de CAPEX y OPEX relativos de manera comparativa, son más alto en la ruta biojet-FT que la ruta BIOJET-HEFA.
- \*El país no tiene experiencia comercial en la producción de biocombustibles de aviación ni biojet-HEFA (comercialmente domina el mercado internacional), ni con el biojet-FT.
- \*No existe aún una hoja de ruta para estos biocombustibles de aviación en el país.
- \*En los países donde se producen biocombustibles de aviación (generalmente por ruta HEFA) los beneficios fiscales son considerable altos y nuestro país apenas está planteando escenarios futuros.
- \*Para producir el biojet-FT, es considerado un proceso técnicamente complejo porque se requieren altas presiones y de temperatura.
- \*Los requerimientos de calidad de los biocombustibles de aviación son muy exigentes



\*Es dependiente de una fuente de hidrógeno de bajas emisiones, lo cual en el país aún está en proceso de evolución para garantizar volúmenes de producción a precios que favorezcan los respectivos costos de producción del biocombustible.

\*Para su comercialización como combustible sostenible de aviación se requiere soportar que el biocombustible producido en toda su cadena debe tener certificación bajo los requerimientos establecidos por CORSIA y de esta manera pueda ser denominado como SAF.

#### **2.2.5.3. Estimación del potencial desarrollo de biojet y análisis costo beneficio.**

La estimación de los escenarios de demanda del biojet resulta de la revisión y análisis realizado sobre los resultados obtenidos en la Actualización del Plan Energético Nacional 2032 – 2052, en la cual se presentan cuatro escenarios de proyección de uso y producción de cada uno de los energéticos que hacen parte de la matriz energética.

Para el presente trabajo se seleccionaron aquellos escenarios en los que se concluye que el biojet tiene espacio de acuerdo con el mapeo realizado por los expertos que colaboraron en la elaboración del PEN.

Una vez seleccionados los escenarios donde el biojet tiene cabida, se construyó un escenario de sustitución para el jet 1, como un porcentaje sobre la proyección de consumo esperada para el escenario seleccionado. Este porcentaje se propone con base las mismas consideraciones planteadas anteriormente para los demás biocombustibles biometano, bioetanol y DR.

Finalmente, se muestra la forma y resultados del análisis costos beneficio del biojet en Colombia.

#### **2.2.5.4. Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana.**

Los biocombustibles de aviación hacen parte del escenario de Disrupción y no desde el escenario de Inflexión. Sin embargo, esta consultoría considera que dados avances recientes es posible que el biojet tenga una participación en escenarios menos drásticos. Por eso se prevé su participación desde el escenario de inflexión.

Para la construcción de los escenarios del biojet se tomaron como referencia los resultados del estudio Valoración de la factibilidad de biojet como una oportunidad verde para el aceite de palma de la Orinoquia de 2023 (Bank -Ricardo, 2023), que corresponde al mismo estudio antes señalado *“Assessing the feasibility of SAF as a green market opportunity for oil palm in the Orinoquia”*.

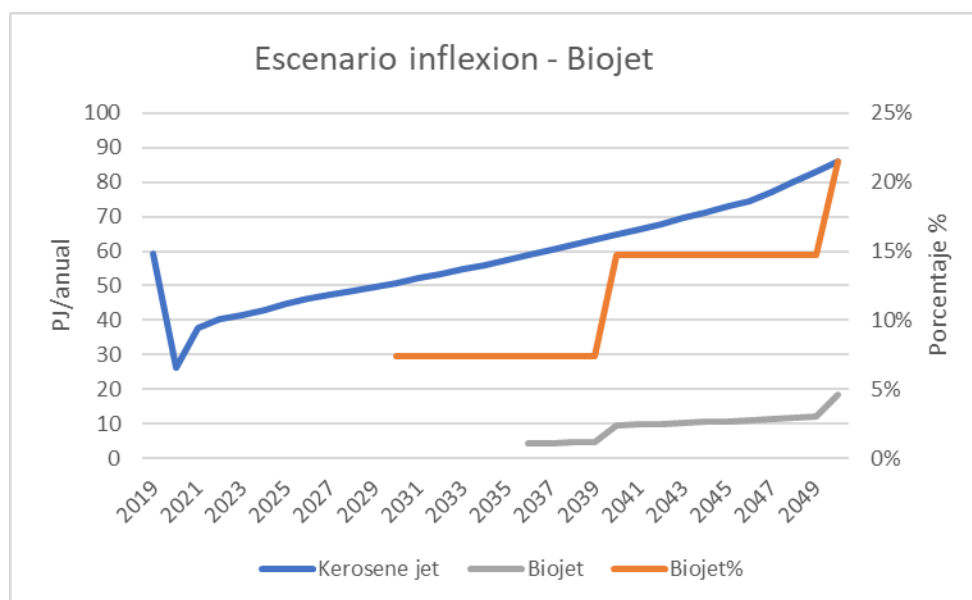
Uno de los objetivos del mencionado estudio fue la elaboración de un modelo de demanda de biojet para Colombia 2022 – 2052. Para ello se basó en la demanda actual de Jet A1 y la tasa de crecimiento aplicada es la estimada por la Organización Internacional de Aviación -

ICAO para Sur América<sup>17</sup> que se estima con un crecimiento de 4.8% y con las prospectivas de mejora en la eficiencia que prevé la Asociación Internacional de Transporte Aéreo - IATA. Los resultados del estudio muestran tres escenarios posibles de demanda de biojet en Colombia, así como se presenta en la **Tabla 2-17**:

**Tabla 2-17.** Escenarios biojet (Bank -Ricardo, 2023)

Año	Bajo	Medio	Alto
2025	0%	0%	0%
2030	2,6%	11,9%	21,6%
2035	5,2%	23,8%	43,1%
2040	12,4%	39,8%	60,8%
2045	19,7%	55,9%	78,4%
2050	26,9%	71,9%	96,1%

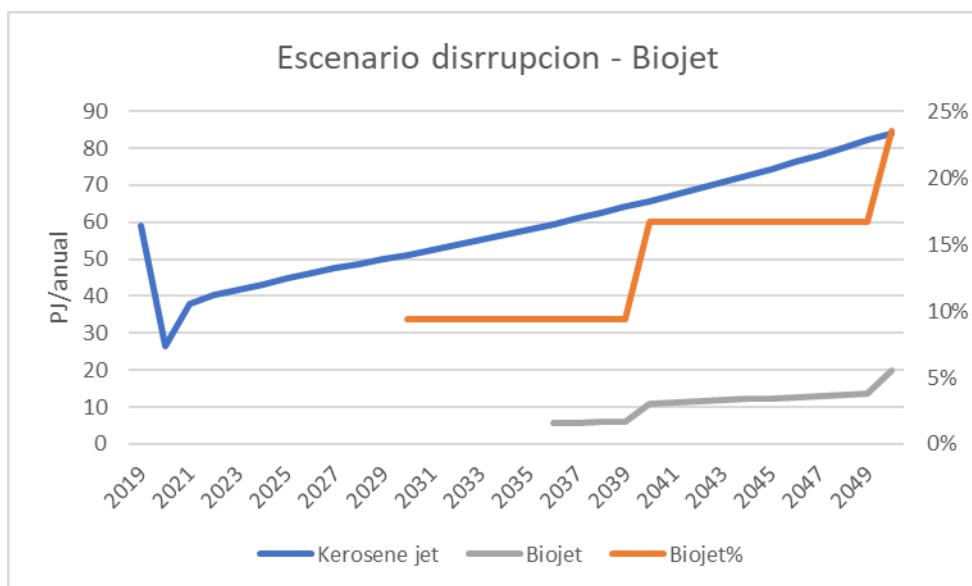
El criterio de esta consultoría es que el biojet en un escenario de Inflexión estará en capacidad de sustituir al Jet A1 cercano a lo planteado en el escenario medio, pero menos 6%, es decir un valor entre el escenario bajo y el medio del estudio del Banco Mundial. Luego se prevé un salto para el 2040 del 15% de porcentaje de participación que es algo más cercano a lo esperado en el escenario bajo mostrado, para terminar en 2050 con un porcentaje de sustitución cercano al 22%, nuevamente como un valor incluso por debajo del escenario abajo planteado por el estudio. Los resultados se muestran a continuación:



**Figura 2-12.** Escenario de inflexión – Biojet

<sup>17</sup> [Caribbean/South American Regional Traffic Forecasts, 2011-2031 \(icao.int\)](https://www.icao.int/publications/default.aspx?publicationid=9999)

Analizando ahora la evolución para un escenario Disruptivo, menos conservador que el de Inflexión, y nuevamente tomando como referencia el escenario medio del estudio del Banco Mundial se propone que para el 2030 se tenga un porcentaje de participación del 9%, que se mantiene a lo largo del periodo hasta el 2040 cuando este porcentaje se incrementa al 17% para alcanzar finalmente el 24% a 2050, tal como se ve a continuación:



**Figura 2-13. Escenario de disrupción – Biojet**

Al igual que para el DR ambos escenarios de inflexión y disrupción se deberá de manera paralela consolidar la estrategia energética de uso del biojet mediante la elaboración y actualización detallada de hojas de ruta nacionales para fomentar la producción y comercialización de las materias primas y los respectivos biocombustibles que el país puede producir; en estas incluir los debidos temas relacionados con la experiencia de otros países y también garantizar y blincar la política energética desde aspectos normativos, regulatorios, sectoriales, ambientales, sociales y económicos.

#### 2.2.5.5. Evaluación económica desde la prefactibilidad.

Una de las variables más relevantes en la modelación financiera es el precio de referencia. En este caso se usa la información que publica ARGUS MEDIA<sup>18</sup> que es organización de medios independiente que produce evaluaciones de precios y análisis de los mercados internacionales de energía y de otros productos básicos transables. A continuación, se presenta dicha información (ver **Tabla 2-18**):

**Tabla 2-18. Precios de referencia diésel renovable**

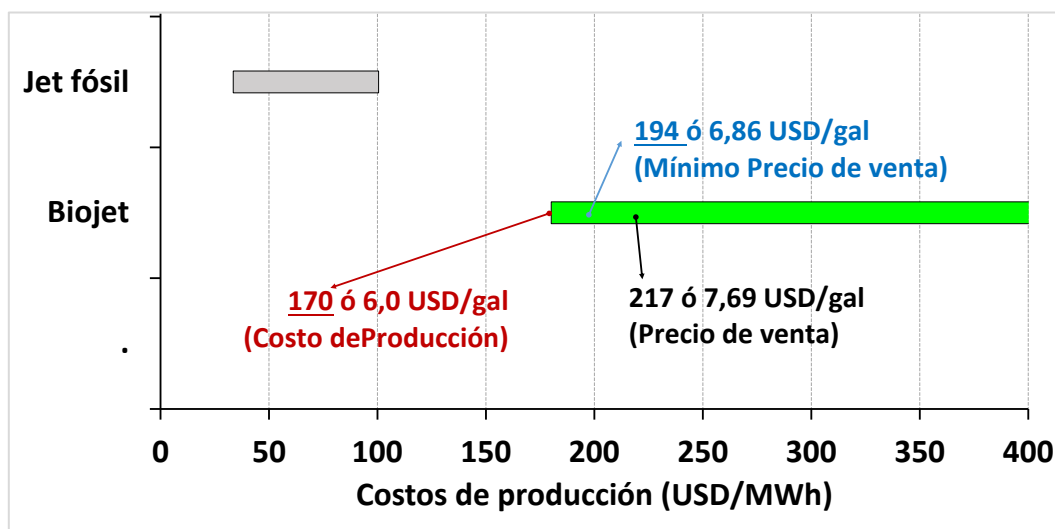
<sup>18</sup> <https://www.argusmedia.com/>

Precios ARGUS Biojet	USD/gal
<b>Máximo</b>	10,10
<b>Mínimo</b>	6,30
<b>Nov-23</b>	6,69
<b>Precio recomendado</b>	7,69

Para el presente estudio se definió tomar un precio de referencia del biojet-FT de USD 7,69/gal. Tal precio corresponde USD 1,0/gal más alto que el precio publicado por ARGUS media en el mes de noviembre de 2023 que fue de USD 6,69/gal (ver **Tabla 2-18**); este precio probablemente correspondía al precio de un biocombustible de aviación comercial biojet-HEFA, el cual es obtenido a partir de aceites y/o grasas de origen natural y/o residual; adicionalmente se debe tener presente que a diferencia de este biojet-HEFA, el biojet-FT está aún en proceso de consolidación comercial para en el futuro cercano hacer parte de la oferta del mercado de los biocombustibles de aviación internacional. Es importante señalar, que actualmente el biocombustible de aviación que se comercializa en el mundo es producido por la ruta HEFA y por lo tanto esto significa que los menores precios de producción de este tipo de biocombustibles se obtienen por esta ruta HEFA<sup>19</sup>.

Los costos de producción fueron calculados bajo la misma metodología antes mencionada para el DR. Con el análisis financiero llevado a cabo en el presente estudio, la estimación de costos de producción del biojet-FT arrojó un precio mínimo de venta de USD 6,86/gal (ó USD 194/MWh), lo cual sugiere que el precio de venta definido de USD 7,69/gal (ó USD 217/MWh), es un buen punto de referencia sustentado esto en el más rápido desarrollo comercial de ruta HEFA (ver Figura 2-14). Definir precios de venta más bajos para el biocombustible biojet-FT, por ejemplo, como el mínimo registrado en 2023 por ARGUS MEDIA de USD 6,3/gal (valor supuesto de un biojet-HEFA comercial), corresponderá a un análisis de sensibilidad adicional que deberán incluir por ejemplo, estimaciones y beneficios fiscales mayores para el biocombustible biojet-FT comparado con el biojet-HEFA.

<sup>19</sup> [https://www.reuters.com/sustainability/us-sustainable-aviation-fuel-production-target-faces-cost-margin-challenges-2023-11-01/?utm\\_campaign=media-mentions&utm\\_content=media-mentions-2023-11-02+17%3A45%3A48-0076v43t74856l4-Board&utm\\_medium=social&utm\\_source=linkedin&utm\\_term=Board](https://www.reuters.com/sustainability/us-sustainable-aviation-fuel-production-target-faces-cost-margin-challenges-2023-11-01/?utm_campaign=media-mentions&utm_content=media-mentions-2023-11-02+17%3A45%3A48-0076v43t74856l4-Board&utm_medium=social&utm_source=linkedin&utm_term=Board)



**Figura 2-14.** Rangos de producción (barras verde y gris) del biojet comparado con el jet fósil.

Estos resultados se presentan de manera comparativa en la Figura 2-14, con diferentes reportes de la literatura (ENE Consulting, 2021); en barra gris y verde los costos de producción respectivamente del jet fósil y el biojet reportados en 2020 con precios ajustados a 2023 con la inflación de Estados Unidos.

Para este caso, se estimó en el modelo financiero un costo de producción del biojet-FT de USD 6,0/gal (ó USD 170/MWh), comparado con el precio de venta de referencia de USD 7,69/gal lo cual muestra un margen de utilidad al productor del 28%. Al comparar el costo de producción de USD6,0 /gal con el precio mínimo de venta estimado de 6,86 USD/gal se observa que el primero es menor al segundo, garantizando así que financieramente es un proyecto viable que incluso aun en el punto de equilibrio los costos logran cubrir los costos de producción dejando incluso un margen interesante para el productor.

El modelo de evaluación financiera se describió en el capítulo de Metodología. Los datos de entrada al modelo son (ver **Tabla 2-19**):

**Tabla 2-19.** Datos de entrada

Datos de entrada	
Proyección demanda MW	190
Productos/año	
Biojet FT - producto principal COP/MWh/a	857.767
Biojet FT - producto principal USD/gal	7,69
Biojet FT - otros aprovechamientos COP/MWh	343.107
Ley 1715/2014	No

Tasa de descuento	12,0%
Horizonte de proyección (años)	30
TRM COP/USD	3.950

- **Resultados y discusión.**

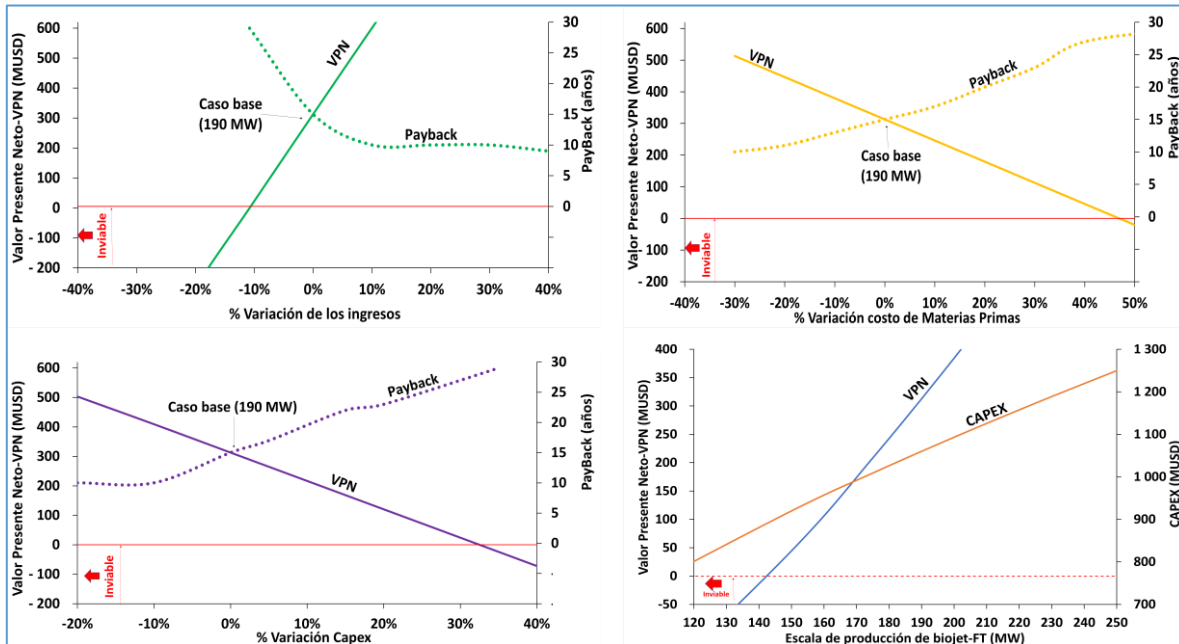
Los resultados obtenidos son presentados en la **Tabla 2-20**:

**Tabla 2-20.** Resultados resumidos sobre biojet-FT

Resultados	MCOP	MUSD
Capex	4.187.627	1.060
Ingresos año	1.496.534	379
Opex año	837.752	212
VPN Beneficios	17.770.213	4.499
VPN Costos	16.534.492	4.186
VPN proyecto	1.235.721	313
VPN/CAPEX	0,3	
Relación B/C	1,1	
TIR del proyecto	14,6%	
Payback (años)	15	

Los resultados presentados en la **Tabla 2-20** son soportados. Con los precios presentados y la escala estimada de biorrefinería de 190 MW se logra una relación Beneficio/Costo aceptable junto con los demás indicadores financieros. Al igual que con el DR, es importante aclarar que, si se aplican las bondades tributarias en el país por ejemplo de las Leyes 1715/2014 y 2277 de 2022, se tendrán escenarios que favorecerán el desarrollo de esta industria de los biocombustibles de aviación en el país. Se aclara que dadas las fuentes de información secundaria no se identificó claramente si se incluían o no incentivos de ley propios de cada país.

Se dispone de un margen no muy amplio de disminución de ingresos vía menor precio o menor cantidad de producción, como se observa en la siguiente Figura 2-15, al igual que para variaciones en el costo de las materias primas.



**Figura 2-15.** Variación de los ingresos, costos de materia prima y CAPEX respecto al VPN, el tiempo de recuperación de la inversión (payback) y la escala de producción de la biorrefinería de biojet-FT.

Se observa en la Figura 2-15 que esta biorrefinería es altamente sensible a los ingresos, hasta el punto que una reducción de ingresos (por ejemplo, por un menor precio de venta del biocombustible), abajo del 10%, hace inviable financieramente la misma en términos del VPN; de manera contraria un aumento de ingresos del 10% puede representar un aumento en el VPN de MUSD 280. Por otra parte, el aumento de costos de materias primas tiene una menor sensibilidad financiera para lo cual se necesitarían aumentos por encima del 45%, para que el proyecto sea inviable; también una reducción de costos de las materias primas de 10% representa un aumento del VPN de aproximadamente MUSD 66, lo cual confirma una menor sensibilidad que el respectivo porcentaje en los ingresos. Es esperado que el tiempo de recuperación de la inversión aumente por la reducción de los ingresos, sin embargo, el aumento de los mismos no mejora en gran medida el tiempo de recuperación de la inversión, lográndose reducir aproximadamente de 15 a 10 años el payback por aumentos de ingresos de hasta 20%. La reducción de los costos de las materias primas de hasta un 20% llega a representar también una reducción de hasta 5 años en el payback. Este mismo porcentaje de 20% en aumento de costos de materias primas representa aproximadamente un aumento de hasta 17 años en el payback.

Respecto al capex, se dispone de aproximadamente un 32% de margen, implementando una escala superior a los 190 MW para garantizar la viabilidad del proyecto. Lo anterior implica que un indicador recomendado es la relación VPN/Capex, que está sujeta al tamaño o escala de producción de la biorrefinería. En este caso se observa que esta relación es baja, (0.3), denotando un alto valor de capex y una baja rentabilidad relativa respecto a la



inversión. En este caso, para mejorar esta relación, se requiere aumentar la escala más allá de los 300 MW.

La escala de producción también fue evaluada tal como se presenta en la Figura 2-15.

De acuerdo a los resultados del análisis financiero llevado a cabo para la biorrefinería de biojet-FT, escalas de producción por debajo de 145 MW (ver Figura 2-15) son inviables, lo cual indica que esta ruta de producción está asociada a inversiones considerablemente altas que logren dar más tranquilidad a inversiones en este tipo de tecnologías.

De acuerdo a los resultados presentados en la **Tabla 2-20** fue esperado que a mayor escala de producción el VPN y el CAPEX fueran mayores, resaltando una variación aproximada entre la escala de 145 MW a 190 MW de aproximadamente MUSD 158 y MUSD 300 respectivamente, a partir de lo cual se identifican indicadores financieros positivos. Un análisis adicional que varía el tiempo de análisis del modelo de 30 a 20 años muestra una disminución en el VPN cerca al 70% aunque se mantiene positivo, la TIR baja un punto porcentual y la relación B/C llega a 1.

### 3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El cumplimiento de la NDC y otras metas internacionales también requiere la coordinación intersectorial, que se venía dando hasta mediados de 2023 en la mesa de bioenergía para la TEJ; para aunar esfuerzos coordinado acciones para promover proyectos de biocombustibles que aportan a metas de diferentes PIGCCs. Por ejemplo, la valorización de residuos municipales mediante la producción de biogás o biojet, que involucra a MinEnergía, MinVivienda y MinAgricultura. La mesa de SAF en Colombia

Una alternativa sostenible para fomentar el desarrollo de las zonas rurales es la economía circular alrededor de la bioenergía que, además, contribuye a la creación de empleo, la igualdad de género, la biodiversidad, la resiliencia y la adaptación al cambio climático. A través de una mayor penetración de las fuentes de energía renovables distribuidas, en sinergia con las actividades agropecuarias, fomentando el autoconsumo, la sustitución de leña como combustible para cocción de alimentos, conjuntamente con una gestión óptima de los residuos agrícolas y forestales se estará promoviendo acciones para el cumplimiento de la NDC tanto en mitigación como en adaptación al cambio climático, al tiempo que se logra un impacto positivo en la biodiversidad y en la salud del suelo.

Dada la importancia de estos biocombustibles y tomando en cuenta que una de las principales barreras para su implementación es la alta inversión inicial que requieren, sumada a la incertidumbre en ámbitos técnico, legal y comercial; es fundamental revisar el alcance de estrategias gubernamentales para la promoción de las FNCER, garantizar su

cobertura y expedir políticas claras alineadas con la integración de las actividades agroindustriales y de servicios de los potenciales productores de biocombustibles. Tal es el caso de los incentivos tributarios de Ley 1715

Se observa que las cadenas de valor de las materias primas para producir los biocombustibles priorizados de segunda generación tienen un altísimo potencial energético para el país. En tales cadenas de valor se identificaron las siguientes materias primas que pueden ser usados en la producción de los 4 biocombustibles priorizados: Biomasa Residual Agrícola, Biomasa Residual Pecuaria, Residuos Sólidos Urbanos (RSU), Biomasa residual industrial, Aceites de cocina usados, Aceites y grasas animales, Aceites residuales de la industria de la palma (aceites de POME, ácidos grasos destilados), Biomasa Algal (potencial).

La producción de biogás se hace con tecnologías maduras en TLR comercial; mientras que su purificación a biometano aún presenta incertidumbre técnica y económica, pese a que en Europa y otros países desarrollados ha tenido un amplio desarrollo, especialmente en los últimos años, derivado de la emergencia ocasionada por la incertidumbre en el suministro de GN. Por tanto, es fundamental promover la transferencia tecnología y la innovación y desarrollo de tecnologías local, al igual que la formación del talento humano en las regiones para su implementación, mantenimiento y operación.

Plantear una biorrefinería de caña de azúcar que integre: i) la producción de bioetanol de primera generación, ii) la producción de bioetanol de segunda generación a partir de RAC y bagazo, iii) la generación de energía eléctrica con bagazo RAC y lignina residual del proceso anterior, iv) producción de biometano a partir de las vinazas residuales de la producción de bioetanol y las aguas residuales del ingenio y la biorefinería, para consumo interno en transporte o inyección a la red de GN; v) producción de biofertilizante con el biodigestato de la DA y embotellamiento para uso industrial del CO<sub>2</sub> separado de la producción de bioetanol y biometano; es un ejemplo de Economía Circular alrededor de la producción de biocombustibles líquidos y gaseosos que aportan a la TEJ del país, siendo fundamental en la diversificación y descarbonización de la MEN. Adicionalmente aporta al desarrollo sostenible de la agroindustria nacional al reducir impactos derivados de vertimientos, emisiones de GEI y uso de fertilizantes de base química; potencializa la generación de empleo verde en zonas rurales con indicadores económicos favorables.

La estimación de costos de producción del Diesel Renovable en el presente análisis financiero arroja un mínimo precio de venta (MSP), 3,59 USD/gal, menor al precio de venta de referencia, 4,14 USD/gal, lo que sugieren un buen punto de referencia para algún inversionista y para la UPME en términos del planteamiento de escenarios de producción futuros viables. Un ligero mayor precio (por ejemplo 5 o 10% mayor) del DR comparado con

el actual biodiesel en el país parece razonable, teniendo presente que el DR tiene unas ventajas complementarias y competitivas comparado con el biodiesel en el país.

Se debe proyectar una política de gobierno que consolide claramente para todos los agentes que participen en la cadena de valor y suministro de los 4 biocombustibles de segunda generación una hoja de ruta que permita su desarrollo. Lo anterior tomando como referencia los aciertos y desaciertos con el uso histórico del biodiesel y el etanol producidos a partir de materias primas de primera generación en el país, como también las experiencias actualizadas en el contexto internacional con los biocombustibles de segunda generación.

El mapeo tecnológico actualizado en el PEN 2022-2050, de las tecnologías de los 4 biocombustibles priorizados tienen una directriz conservadora para el país en términos de los planteamientos de la madurez tecnológica para estos biocombustibles, teniendo presente que en el contexto internacional ya existen plantas comerciales y se proyecta antes de 2030 la consolidación de proyectos comerciales con todos estos biocombustibles, teniendo presente que de tiempo atrás existen plantas comerciales de diésel renovable y biometano en el contexto internacional. Lo anterior sugiere un buen punto de referencia teniendo presente que las tecnologías de los 4 biocombustibles priorizados no se están implementando en el país a nivel comercial, sin embargo, si hay intenciones y proyectos para desarrollar estas industrias.

El análisis BC llevado a cabo para las 4 tecnologías de producción de biocombustibles de segunda generación presentaron resultados muy positivos que incluyen evaluaciones de sensibilidad que sugieren costos de producción y precios de venta alineados con lo reportado en la literatura científica, técnica y sectorial. Los beneficios asociados a los análisis, por ejemplo, el ambiental por venta de bonos de carbono con precios por debajo de 5 dólares la tonelada de CO<sub>2</sub> impactan de manera muy baja en el análisis BC, en la búsqueda de viabilidades financieras para los futuros proyectos. El mayor impacto lo tiene el precio de venta que pueda llegar a tener el biocombustible. Lo anterior indica la necesidad de revisar la posibilidad de lograr a futuro un mayor beneficio ambiental por venta de bonos de carbono de tal manera que el impacto de este sobre el análisis financiero del proyecto se vea muy atractivo para los inversionistas

El biocombustible biojet-FT es un referente que se proyecta pueda complementar en el país la potencial y temprana producción de biojet-HEFA para sustituir y/o complementar la demanda futura de combustibles de aviación fósiles. En la presente consultoría la ruta de producción HEFA no fue priorizada, entre otras razones, debido a que el país ya tiene estudios recientes con esta tecnología de producción que es la que más avance en la madurez tecnológica tiene en la actualidad.

### 3 Bibliografía

- AGRONEGOCIOS. (17 de MAYO de 2023). <https://www.agronegocios.co/finca/aunque-los-costos-de-produccion-subieron-el-sector-porcicola-creceria-6-2-en-2023-3616928>.  
Obtenido de Aunque los costos de producción subieron el sector porcícola crecería 6,2% en 2023.
- Agronet. (5 de Octubre de 2023). [agronet.gov.co](https://www.agronet.gov.co/Paginas/inicio.aspx). Obtenido de <https://www.agronet.gov.co/Paginas/inicio.aspx>
- avila, F. (2019). *El Biogas una alternativa poco conocida y financieramente inexplorada. Documentos avícolas No 14*. Bogotá D.C.: FENAVI.
- Chaparro, D. y. (2022). Biogás, un impulso hacia la economía circular y la descarbonización del sector palmero colombiano. *El Palmicultor*.
- Chaparro, N. (Noviembre de 2023). Dirección de Cambio Climático de MinEnergía. (S. Duarte, Entrevistador)
- EPM. (diciembre de 2023). Comunicación raicada 20240130018186. *Juan Camilo Ruiz Guzman*. Medellín.
- FEDEPALMA. (DICIEMBRE de 2023). [https://sisapalus.fedepalma.org/Reportes\\_Publicos/Produccion\\_Rendimiento](https://sisapalus.fedepalma.org/Reportes_Publicos/Produccion_Rendimiento).  
Obtenido de SISPA Palmero.
- Fenosa. (2016). *Valorizar energéticamente los residuos: el caso del bioogás, Conceptos y tecnologías*. Santander (España): engineering - gas natural Fenosa.
- FNC. (diciembre de 2023). *Regiones Cafeteras - Colombia*. Obtenido de <https://www.cnccolombia.com.co/cafe-colombiano/regiones-cafeteras>
- Genia Bioenergy. (octubre de 2023). *Genia Bioenergy*. Obtenido de Como se obtiene el biometano a partir del biogás : <https://geniabioenergy.com>
- Genia Bioenergy. (22 de noviembre de 2023). *Sistemas de inyección de biogás a en la red*. Obtenido de [geniabioenergy.com/sistemas-de-inyeccion-de-biogas-en-la-red/](https://geniabioenergy.com/sistemas-de-inyeccion-de-biogas-en-la-red/)
- GOULA. (30 de OCTUBRE de 2023). *Elmenu de la semana*. Obtenido de <https://goula.lat/enterate/industria-porcicola-en-colombia-proyecta-crecer-5-anual-para-2030/>.
- ICA. (11 de 2023). <https://www.ica.gov.co/areas/pecuaria/servicios/epidemiologia-veterinaria/censos-2016/censo-2018>. Obtenido de Censos pecuarios Nacionales.
- Leme, R. M. (Noviembre de 2016). Evaluación técnico-económica de diferentes rutas de mejoramiento de biogás a partir de digestión anaeróbica de vinaza en la industria brasileña de bioetanol. *Energy*. doi:0360-5442/© 2016 Elsevier Ltd.
- MADR. (2022). *Resolución 126 de 2022. Lineamientos de política para la Ganadería Bovina Sostenible GBS 2022-2050*. Bogotá.
- Manrique, S., Franco, J., Nuñez, V., & Seghezze, L. (2011). *PROPUESTA METODOLOGICA PARA LA TOMA DE DECISIONES SOBRE BIOENERGIA EN UN CONTEXTO COMPLEJO Y DIVERSO. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*.

- MVCT- Anthesis Lavola. (2021). ESTRUCTURACIÓN Y FORMULACIÓN DE LA NAMA DE RESIDUOS SÓLIDOS MUNICIPALES. Informe Final. Bogotá.
- REPSOL. (2023). *Que es y como producir el biometano?*
- Rodriguez, N., & Zambrano, D. (2010). Los Sub Productos del Café: Fuente de Energía Renovable. *Avances Técnicos - CENICAFE*.
- SUI. (octubre de 2022). *Superintendencia de Servicios Publicos Domiciliarios*. Obtenido de <http://sui.superservicios.gov.co>
- SUI. (octubre de 2023). *Superintendencia de Servicios Publicos Domiciliarios*. Obtenido de <http://sui.superservicios.gov.co>
- Superintendencia de comercio. (2012). *Diagnostico del mercado del arroz*. Bogota.
- Torroba, A. (2022). *Atlas de los biocombustibles líquidos 2021 – 2022*. San Jose de Costa Rica: IICA. doi:ISBN: 978-92-9273-025-3
- UPME. (2010). *Atlas del potencial energético de biomasa residual en Colombia*. Bogotá D.C.: UPME.
- UPRA. (15 de octubre de 2023). *upra.gov.co*. Obtenido de <https://upra.gov.co/es-co/Paginas/eva.aspx>