



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

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 de resultados del Estudio
Bogotá, **diciembre de 2023.**




Tecnología Sostenible
USAENE

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



Contrato CO1.PCCNTR.5336454

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

Producto 4

Resumen de resultados del Estudio

Presentado a:

Unidad de Planeación Minero-Energética-UPME.

Presentado por:

Consorcio Biocombustibles de Colombia



Bogotá, diciembre de 2023.

Contenido

1.	RESUMEN EJECUTIVO	8
2.	ETAPA 1: Identificación de materias y biocombustibles 2G y 3G	11
2.1	Clasificación de biocombustibles.....	11
2.2	Análisis de los diferentes tipos de biocombustibles:.....	12
2.3	Materias primas y biocombustibles:.....	12
2.4	Selección de biocombustibles:.....	14
3.	ETAPA 2: Determinar características de biocombustibles priorizados	15
3.1	Biometano.....	15
3.1.1	Sectores y disponibilidad de materias primas.....	15
3.1.2	Ventajas y desventajas	20
3.2	Bioetanol.....	22
3.2.1	Sectores y disponibilidad de materias primas.....	22
3.2.2	Ventajas y desventajas	24
3.2.3	Costos de producción y precios de venta.....	¡Error! Marcador no definido.
3.3	Diésel Renovable.....	25
3.3.1	Sectores y disponibilidad de materias primas.....	25
3.3.2	Ventajas y desventajas	28
3.3.3	Costos de producción y precios de venta.....	29
3.4	BioJet-FT.....	31
3.4.1	Sectores y disponibilidad de materias primas.....	31
3.4.2	Ventajas y desventajas	33
3.4.3	Costos de producción y precios de venta.....	35
4.	ETAPA 3: Análisis financiero de los cuatro biocombustibles priorizados	37
4.1	Evaluación económica desde la prefactibilidad de Biometano y bioetanol: Caso estudio Caña de azúcar Colombia	38
4.1.1	Datos de entrada	38
4.1.2	Resultados	38

4.1.3	Análisis de sensibilidad	39
4.1.4	Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana en horizonte 2024-2052	41
4.2	Diésel Renovable.....	45
4.2.1	Datos de entrada	45
4.2.2	Resultados	45
4.2.3	Análisis de sensibilidad	46
4.2.4	Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana en horizonte 2024-2052	47
4.3	Biojet	51
4.3.1	Datos de entrada	51
4.3.2	Resultados	51
4.3.3	Análisis de sensibilidad	52
4.3.4	Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana en horizonte 2024-2052	53
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	56
5.1	Conclusiones	56
5.2	Recomendaciones.....	58
6.	Referencias	60

LISTA DE TABLAS

Tabla2-1. Biocombustibles, tecnologías y materias primas.	13
Tabla 2-2. Características para la producción de B2G en Colombia.	14
Tabla 3-1 Potencial estequiométrico de producción de bioetanol a partir de las BRL.....	22
<i>Tabla 3-2 Datos de entrada biometano y bioetanol</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Tabla 3-3 Resultados</i>	¡Error! Marcador no definido.
<i>Tabla 3-4 Resultados biometano y bioetanol</i>	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 3-5 Resumen de posible oferta de aceites y grasas animales para producir biocombustibles	26
Tabla 3-6 Ventajas y desventajas del uso de DR	28
Tabla 3-7 Resumen de posible oferta de biomasa residual lignocelulósica para producir biocombustibles tipo biojet-FT en Colombia.	32
Tabla 3-8 Precios de referencia diésel renovable	36
Tabla 4-1 Elementos ACB privado	37
<i>Tabla 4-2 Datos de entrada biometano y bioetanol</i>	38
<i>Tabla 5-22 Resultados</i>	38
<i>Tabla 4-4 Resultados biometano y bioetanol</i>	38
<i>Tabla 4-5 Capacidad Instalada Bioetanol 1G</i>	43
Tabla 4-7 Datos de entrada	45
Tabla 4-8 Resultados caso base diésel renovable	45
Tabla 4-9 Datos de entrada	51
Tabla 4-10 Resultados resumidos sobre biojet-FT	51
Tabla 4-10 Escenarios biojet (Bank -Ricardo, 2023)	54

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 Resumen de propósitos y resultados del Estudio	9
Figura 2-1. Resultados de selección multicriterio.	14
Figura 3-1 Potencial técnico de las biomásas aprovechables mediante el proceso de digestión anaerobia para producir biogás y refinación a metano y metanización.....	15
<i>Figura 3-2 Evolución de los precios colombianos de GN en la fuente</i> ¡Error! Marcador no definido.	
<i>Figura 3-3 Algunas sensibilidades – bioetanol & biometano ..</i> ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 3-4 Rangos de producción (barras gris y verde) del diésel renovable comparado con el biodiésel y el diésel fósil.	30
Figura 3-5 Rangos de producción (barras verde y gris) del biojet comparado con el jet fósil.	36
<i>Figura 4-1 Algunas sensibilidades – bioetanol & biometano</i>	41
Figura 4-2 Escenarios UPME 2023 – Gas Natural	41
<i>Figura 4-3 Escenarios de gasolina</i>	43
<i>Figura 4-4 Inclusión del bioetanol en la matriz energética escenario de Actualización</i>	44
Figura 4-5 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.	46
Figura 4-6 Escenario de diésel	48
Figura 4-7 Potencial escenario de sensibilidad para la incorporación del DR.....	50
Figura 4-8 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.....	52
Figura 4-9 Escenarios de Consumo final del kerosene-jet (PEN 2022-2052)	54
Figura 4-10 Resultados de análisis de sensibilidad del biojet para sustituir diésel fósil en el consumo final proyectado.....	55

ABREVIATURAS

ACB	Análisis Costo Beneficio
ABC	American Biogás Council
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
CEN	Comité Europeo de Normalización
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
CO _{2e}	Dióxido de carbono equivalente
COP	Pesos colombianos
CRA	Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico
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 Liquido por sus siglas en ingles
H ₂	Hidrógeno
H ₂ 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 o Mega BTU (Million British Thermal Units)
NAMA	Acciones de mitigación nacionalmente apropiadas (Sigla en inglés)
Nm ³	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 (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 _{2e}	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

1. 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 generación (B2G) y tercera generación (B3G), 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.

El presente documento es un resumen de los resultados más importantes del Estudio titulado, *“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”*. Derivado de los propósitos del estudio, dichos resultados son presentados secuencialmente en **TRES ETAPAS** de la siguiente manera:

De la **1era ETAPA** se presentan los resultados de la identificación actualizada de la clasificación y análisis de biocombustibles y las respectivas materias primas; se identificó que los biocombustibles de tercera generación no son viables actualmente en términos ambientales y económicos. Adicionalmente y de manera conjunta con la UPME se definió la priorización de cuatro B2G que pueden ser considerados para ser usados en la matriz energética nacional (MEN) en mezclas con los combustibles fósiles, gas natural (GN), diésel, gasolina y jet A1.

En la **2da ETAPA** para los cuatro biocombustibles priorizados se determinó bajo concepto de biorrefinería algunas características claves de tales biocombustibles, sobre los cuales se logró documentar información tal como la relacionada con los sectores de producción de materias primas, ventajas/desventajas, costos de producción y precios de venta.

En la **3ra ETAPA** a partir de los resultados de la etapa anterior, se llevó a cabo un análisis financiero a los cuatro biocombustibles priorizados bajo los modelos de biorrefinería definidos para cada uno. En esta etapa se calcularon costos de producción y precios de venta, indicadores tales como, escala de planta, CAPEX, OPEX, impacto de la venta de bonos CO₂, TIR, incentivos y análisis beneficio/Costo (B/C); paralelamente se plantearon escenarios de sensibilidad de tal forma que al horizonte 2022-2052 se tenga identificados los potenciales que el país puede llegar a tener con estos B2G.

De manera simplificada en la Figura 1-1 se presentan los propósitos y respectivos resultados más importantes del estudio. Finalmente, de acuerdo con los resultados del Estudio, son presentadas a continuación las conclusiones y recomendaciones más importantes.

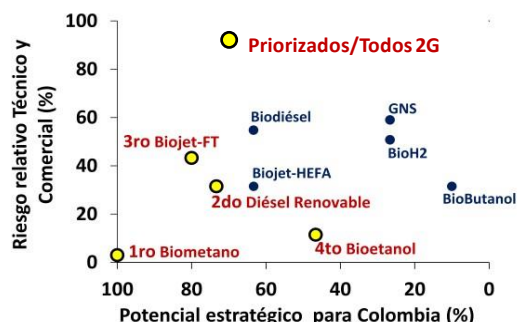
PROPÓSITO ESTUDIO UPME		ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3																																																												
		Identificar: -Materias primas de segunda y tercera generación (2G y 3G), -Clasificación Biocombustibles 2G (B2G) y 3G (B3G). -Tecnologías	Determinar: -Concepto de biorrefinería -Sectores y disponibilidad materias primas -Ventajas/desventajas	Análisis financiero -Escala de Planta -CAPEX -OPEX -Bonos CO ₂																																																												
		Priorización Multicriterio: *4 biocombustibles 2G y 3G para Colombia	Potencial inclusión en Matriz Energética *Horizonte 2024-2052	-TIR -Incentivos -Sensibilidad -Análisis Beneficio/Costo (B/C)																																																												
RESULTADOS	Materias primas 2G/3G: Biomasa Residual, (Agrícola, Pecuaria, Urbana, Industrial, lignocelulósica) y aceites/grasas. Hoy: i) 2G viable; ii) 3G inviable Tecnologías: Digestión anaerobia, gasificación, hidrotratamiento, fermentación Priorización B2G Colombia:		Tres biorrefinerías conceptuales: 1) Diésel Renovable-DR; 2) biojet-FT; 3) biometano+bioetanol (Caso Sector Caña).																																																													
			<table><tr><th>B2G</th><th>TRL</th><th>Producción en Colombia en 2024 ?</th><th>*Costo Producción /MPV/Precio</th></tr><tr><td>Biometano</td><td>9-10</td><td>Si. Comercial (+ Biogás)</td><td>5,5/7,2/12 (USD/MBTU)</td></tr><tr><td>DR</td><td>9-10</td><td>No**</td><td>3,5/3,6/4,14 (USD/galón)</td></tr><tr><td>Biojet-FT</td><td>8-9</td><td>No**</td><td>6,0/6,9/7,7 (USD/galón)</td></tr><tr><td>Bioetanol</td><td>7-9</td><td>No**</td><td>1,7/2,2/3,6 (USD/galón)</td></tr></table> <p>*Del análisis financiero **Con avances sectoriales</p> <p>Normatividad/calidad: Existe en el país, se debe ajustar</p>		B2G	TRL	Producción en Colombia en 2024 ?	*Costo Producción /MPV/Precio	Biometano	9-10	Si. Comercial (+ Biogás)	5,5/7,2/12 (USD/MBTU)	DR	9-10	No**	3,5/3,6/4,14 (USD/galón)	Biojet-FT	8-9	No**	6,0/6,9/7,7 (USD/galón)	Bioetanol	7-9	No**	1,7/2,2/3,6 (USD/galón)																																								
B2G	TRL	Producción en Colombia en 2024 ?	*Costo Producción /MPV/Precio																																																													
Biometano	9-10	Si. Comercial (+ Biogás)	5,5/7,2/12 (USD/MBTU)																																																													
DR	9-10	No**	3,5/3,6/4,14 (USD/galón)																																																													
Biojet-FT	8-9	No**	6,0/6,9/7,7 (USD/galón)																																																													
Bioetanol	7-9	No**	1,7/2,2/3,6 (USD/galón)																																																													
		<table><tr><th colspan="5">Análisis financiero</th></tr><tr><td></td><td>Biometano</td><td>Bioetanol</td><td>DR</td><td>Biojet**</td></tr><tr><td>Escala</td><td>552 m³/h</td><td>61 m³/día</td><td>220 MW</td><td>190 MW</td></tr><tr><td>CAPEX</td><td colspan="2">89*</td><td>112</td><td>1060</td></tr><tr><td>OPEX</td><td colspan="2">15*</td><td>189</td><td>212</td></tr><tr><td>VPN</td><td colspan="2">201*</td><td>214</td><td>308</td></tr><tr><td>B/C</td><td colspan="2">1,48*</td><td>1,09</td><td>1,07</td></tr><tr><th colspan="5">Horizonte 2024-2052 (sustitución fósil, %)</th></tr><tr><td>PEN</td><td colspan="4">Escenario de Actualización con inclusión de B2G</td></tr><tr><td>2024</td><td>0,1</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>2052-A***</td><td>12,4 (sectorial)</td><td>3 (Caña)</td><td>13,5</td><td>23</td></tr><tr><td>2052-B***</td><td>36 (sectorial)</td><td>3**** (Caña)</td><td>43,5</td><td>57,5</td></tr></table> <p><small>*Incluye generación electricidad+ biofertilizantes. **Materia prima sector palma, solo Orinoquia ***Escenarios con uso de materias primas MP potencialmente disponibles: A-conservador (Presente Estudio) y B-ideal (MP ~ 100%) ****Valor está asociado % de mezcla del 10% de etanol afectado por crecimiento proyectado para consumo de gasolina</small></p>			Análisis financiero						Biometano	Bioetanol	DR	Biojet**	Escala	552 m³/h	61 m³/día	220 MW	190 MW	CAPEX	89*		112	1060	OPEX	15*		189	212	VPN	201*		214	308	B/C	1,48*		1,09	1,07	Horizonte 2024-2052 (sustitución fósil, %)					PEN	Escenario de Actualización con inclusión de B2G				2024	0,1	0	0	0	2052-A***	12,4 (sectorial)	3 (Caña)	13,5	23	2052-B***	36 (sectorial)	3**** (Caña)	43,5	57,5
Análisis financiero																																																																
	Biometano	Bioetanol	DR	Biojet**																																																												
Escala	552 m³/h	61 m³/día	220 MW	190 MW																																																												
CAPEX	89*		112	1060																																																												
OPEX	15*		189	212																																																												
VPN	201*		214	308																																																												
B/C	1,48*		1,09	1,07																																																												
Horizonte 2024-2052 (sustitución fósil, %)																																																																
PEN	Escenario de Actualización con inclusión de B2G																																																															
2024	0,1	0	0	0																																																												
2052-A***	12,4 (sectorial)	3 (Caña)	13,5	23																																																												
2052-B***	36 (sectorial)	3**** (Caña)	43,5	57,5																																																												

Figura 1-1 Resumen de propósitos y resultados del Estudio

Colombia presenta un potencial muy importante para la producción de los 4 biocombustibles 2G priorizados, según los resultados de BR disponibles en este estudio a corto y mediano plazo se puede tener:

- 53,39 PJ de Biometano/año; calor que corresponde aproximadamente al 15% del consumo del país en 2022 según el BECO
- 4.232 millones de litros/año de bioetanol 2G al procesar todas las BRL disponibles en el país; específicamente con la disponibilidad de BRL en el sector sucroenergético se podrían tener 1228,84 millones de litros /año (104 PJ/año), sin embargo, siendo más conservadores en este estudio se realizó una estimación del potencial de producción de bioetanol 2G asociado a la capacidad de planta de las destilerías de bioetanol 1G del país que actualmente no se está usando (39%) y se obtiene un potencial de 334 millones de litros de bioetanol 2G/año,
- Respecto a DR se tiene un potencial teórico de 58,41 PJ con escenarios conservadores se plantea para los años 2030, 2040 y 2050 una potencial energético que podría aportar el DR a la MEN de 8,4, 20 y 44,6 PJ aproximadamente
- Para el biojet FT, se encuentra que con las BRL exceptuando la del sector de la caña de azúcar se tiene un potencial estimado de 213,7 PJ, 2420 Kt de Biojet equivalente a 778 millones de galones /año. de Biojet. Comparado con el consumo a 2022 de 665 millones de galones según el BECO podría suplir toda la demanda.

Adicionalmente en línea con las evidencias presentadas en los productos 2 y 3 del estudio se presenta al final de este informe, una sección de las conclusiones y recomendaciones más relevantes

2. ETAPA 1: Identificación de materias y biocombustibles 2G y 3G

2.1 Clasificación de biocombustibles.

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. 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 la materia con la producción de alimentos, su alta conversión energética, diversidad en los productos y la reducción de la huella de carbono; se producen a partir de materias primas no alimentarias como: LCB y materiales de desecho (RAENG, 2017) y sus tecnologías de procesamiento ya alcanzan desarrollo comercial. En Colombia ha tenido experiencia comercial con el biogás y biometano 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.

2.2 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 CO₂ 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.

2.3 Materias primas y biocombustibles:

Se presenta en la siguiente tabla de manera resumida de los biocombustibles, tecnologías y materias primas que se estudiaron (ver Tabla2-1):

Tabla2-1. Biocombustibles, tecnologías y materias primas.

Biocombustible/ Tecnología	Materias primas 2G en Colombia	Observaciones
Biodiésel/ Transesterificación	Aceite de Jatropha Curcas, los aceites residuales de cocina, los aceites y grasas animales, y aceites residuales de la industria de la palma	<p>*Sostenibilidad técnica, económica y ambiental.</p> <p>*Se usa en mezclas del 10% con diésel en el país.</p> <p>*Tomar casos de experiencias exitosas en uso de aceites y grasas 2G para biodiésel (Europa y Estados Unidos) para completar la industria de la palma.</p>
Diésel Renovable-DR/ Hidrotratamiento		<p>*No se produce aun en el país a nivel comercial.</p> <p>*Ecopetrol tiene avance de pilotos industriales independiente y con coprocesamiento; en la academia también se reportan trabajos.</p> <p>*Tiene ventajas en el uso de materias primas con menos calidad que para el biodiésel.</p> <p>*Se puede producir de manera paralela biocombustible de aviación en la misma biorrefinería.</p> <p>*Se produce comercialmente a nivel internacional.</p>
Biojet-HEFA/ Hidrotratamiento		<p>*No se produce aun en el país a nivel comercial.</p> <p>*Ecopetrol tiene avance de pilotos industriales independiente y con coprocesamiento; en la academia también se reportan trabajos.</p> <p>* A nivel internacional ya existen plantas industriales de producción y oferta comercial.</p> <p>*Se puede producir de manera paralela DR-2G en la misma biorrefinería.</p>
Biojet-FT/ gasificación-FT- Hidrotratamiento	Biomásas lignocelulósicas, RSU.	<p>*No se produce aún en el país. Una empresa local tiene proyectada evaluación precomercial.</p> <p>*Hay proyectos comerciales a nivel internacional, que aún tienen ajustes de arranque.</p>
Bioetanol 2G/ Fermentación	Biomásas lignocelulósicas.	<p>*No se produce aun en el país.</p> <p>*Existen plantas precomerciales a nivel internacional</p> <p>* Faltan mayores estudios con las ventajas y desventajas propias a nivel local.</p>
Biobutanol/ Fermentación	Biomásas lignocelulósicas.	<p>*No se produce aun en el país.</p> <p>*Existen plantas precomerciales a nivel internacional</p> <p>* Faltan mayores estudios con las ventajas y desventajas propias a nivel local.</p>
Biogás-Biometano/ Biodigestión	Biomásas herbáceas, con alta carga orgánica y humedad. Fracción orgánica de residuos urbanos	<p>*Se producen en el país a nivel precomercial y/o industrial. A nivel mundial se dispone de 2 rutas DA seca y húmeda. La seca específicamente utilizada para RSU.</p> <p>* En el país se tienen estudios de prefactibilidad técnica, económica y ambiental que han mostrado indicadores muy positivos para biometano.</p> <p>*Se dispone de BR para la producción de biogás, hay experiencia a pequeña y mediana escala; la producción de biometano no se ha masificado pese al gran potencial que tiene.</p>
Biohidrógeno /gasificación	Biomásas lignocelulósicas, RSU, residuos industriales.	<p>*No se producen aun en el país.</p> <p>* Faltan mayores estudios con las ventajas y desventajas propias a nivel local.</p> <p>*Hay muchas publicaciones académicas sobre su producción y evaluación técnica, económica</p>
Gas Natural Sintético/ gasificación-metanación	Biomásas lignocelulósicas, RSU, residuos industriales.	<p>*Se ha explorado la gasificación hasta la obtención de Syngas; sin llegar a la obtención de gas natural sintético</p> <p>*Se tienen proyectos a nivel comercial de gran escala en el ámbito internacional.</p> <p>*Gran potencial para el país</p>

2.4 Selección de biocombustibles:

Para la selección de los cuatro biocombustibles se utilizó la metodología multicriterio ponderado; teniendo presente los criterios y características de la Tabla 2-2 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** aplicada a los ocho biocombustibles de segunda generación (B2G) definidos.

Tabla 2-2. Características para la producción de B2G en Colombia.

Criterio	Características para la producción de B2G en Colombia
Potencial estratégico relativo para Colombia	Desarrollo sostenible de materias primas
	Desarrollo sostenible de producción de B2G
	Desarrollo de tecnología: Corto, mediano y largo plazo
Riesgos relativos comerciales	Disponibilidad de materias primas para la producción de B2G
	Disponibilidad de materias primas para la producción de H ₂ u otras materias primas necesarias
	Costos de materias primas
	Costos de pretratamiento
	CAPEX
	OPEX
Riesgos relativos técnicos	TRL
	Procesos de conversión probados
	Actual producción industrial local de biomásas
	Actual producción industrial local de biocombustibles de primera generación

Los resultados de priorización multicriterio son presentados de manera resumida en la Figura 2-1:

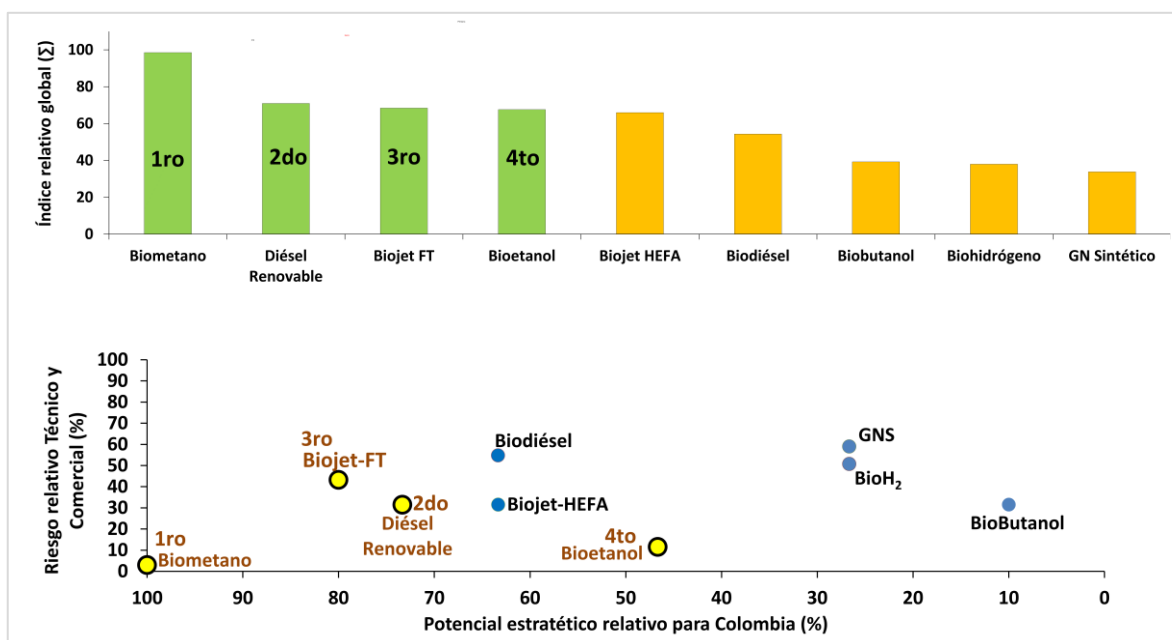


Figura 2-1. Resultados de selección multicriterio.

Por lo tanto, de acuerdo con el análisis¹ antes señalado llevado a cabo los 4 biocombustibles de segunda generación numerados en la Figura 2-1, fueron: **1ero biometano, 2do Diésel Renovable, 3ro biojet-FT y 4to bioetanol.**

3. ETAPA 2: Determinar características de biocombustibles priorizados

3.1 Biometano

A continuación, se presenta el análisis de materias primas, sus ventajas y desventajas.

3.1.1 Sectores y disponibilidad de materias primas

Se evaluaron diferentes BR, su disponibilidad, potencial teórico y técnico. Este último basado en el uso actual de la biomasa, su disponibilidad y facilidad de aprovechamiento derivada de la logística de recolección principalmente (ver Figura 3-1).

¹ Para mas detalles ver apartado de selección de biocombustibles PRODUCTO 2.

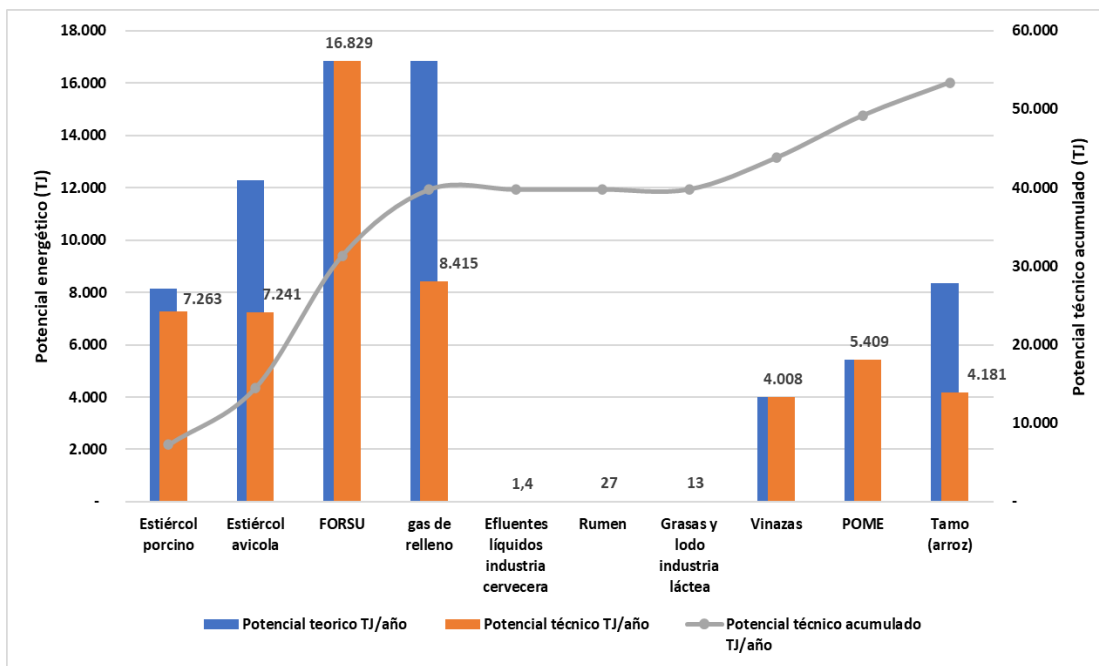


Figura 3-1 Potencial técnico de las biomásas aprovechables mediante el proceso de digestión anaerobia para producir biogás y refinación a metano y metanización.

Fuente: Elaboración propia en Producto 2

A partir de las BR presentadas en figura anterior, se observa un potencial estimado para la producción de biogás/biometano es 53,34 PJ/año; las biomásas con mayor potencial técnico son: la Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos (FORSU), efluentes de planta extractora de aceite de palma (POME por sus siglas en inglés), el tamo de arroz, estiércol porcino, estiércol avícola y vinazas. El estiércol bovino pese a tener un alto potencial teórico, superior a los 90.000 TJ/año, no se incluye debido a que la disponibilidad de la BR es del orden del 1% debido a la ganadería extensiva que se acostumbra en Colombia.

La TEJ se fundamenta en el fomento de gases combustibles y acá el biometano juega un papel protagónico. Por tanto, es importante, determinar el potencial de producción de biometano para la mezcla con GN o su uso como GNV. Para esto, se establece un límite de 25 m³ de biogás/h como mínimo para lograr la viabilidad económica de producción de biometano, fundamentado en valores consultados con proveedores de tecnología para la purificación de biometano y la experiencia del grupo consultor. En este ejercicio se toman las diferentes BR y a partir de sus factores de generación y potencial de biogás, se calcula la demanda mínima de BR para abastecer el proceso de purificación con la capacidad mencionada. Para los balances se considera un biogás del 60% de CH₄ con un PCI de 21,46 kJ/l² y los resultados se presentan en la siguiente tabla.

² Para calcular los requerimientos de BR de la planta de biometanización, con capacidad de proceso de 25 Nm³ biogás/h, para el ganado bovino, se revisan los datos de factores de producción de BR y de biogás por cabeza de semoviente para cada uno de los diferentes estados

Tabla 3-1 Demanda de BR para plantas sostenibles de biometano (25Nm³biogás/h)

Bimasa Residual (BR)	Factor producción BR	Unidad	Factor producción Biogás	Unidad	Cantidad requerida	Unidad
Bovino < 1 año	4	kg/d bovino	0,16	m ³ biogás/d bovino	3750	Bovinos
Bovino 1-2 años	8	kg/d bovino	0,32	m ³ biogás/d bovino	1875	Bovinos
Bovino 2-3 años	10	kg/d bovino	0,4	m ³ biogás/d bovino	1500	Bovinos
Bovino < 3 años	15	kg/d bovino	0,6	m ³ biogás/d bovino	1000	Bovinos
Promedio	9,25	kg/d bovino	0,37		2031,25	Bovinos
Lechón <60 d	0,365	kg/d cerdo	0,07	m ³ biogás/d cerdo	8571	Porcinos
Lechón < 120 d	0,548	kg/d cerdo	0,11	m ³ biogás/d cerdo	5455	Porcinos
Lechón <180 d	0,548	kg/d cerdo	0,14	m ³ biogás/d cerdo	4286	Porcinos
Hembra reemplazo	0,73	kg/d cerdo	0,14	m ³ biogás/d cerdo	4286	Porcinos
Hembra cría	0,73	kg/d cerdo	0,14	m ³ biogás/d cerdo	4286	Porcinos
Macho reproductor	0,73	kg/d cerdo	0,14	m ³ biogás/d cerdo	4286	Porcinos
Promedio	0,61	kg/d cerdo	0,12	m ³ biogás/d cerdo	5195	Porcinos
Ave Traspatio	0,035	kg/ave d	0,003	m ³ biogás/ave d	200.000	Aves
Ave Postura	0,105	kg/ave d	0,009	m ³ biogás/ave d	66.667	Aves
Ave Reproductoras	0,105	kg/ave d	0,009	m ³ biogás/ave d	66.667	Aves
Promedio	0,08	kg/ave d	0,007	m ³ biogás/ave d	111.111	Aves
Palma aceite POME	0,22	t aceite/t RFF	68	m ³ biogás/t aceite crudo	8,8	t aceite crudo/día
					40	tRFF/día
					964	ha palma/año
Caña Azúcar Vinaza	11	m ³ vinaza/m ³ bioetanol	16,4	m ³ biogás/m ³ vinaza	1.214	m³ etanol/año
Arroz Tamo	2,35	t tamo/t arroz	182	m ³ biogás/t tamo	1.203	t tamo/año
					95	ha arroz/año
Café. Pulpa	0,44	t pulpa/t café cerezo	25	m ³ biogás/t pulpa	8.760	t café cerezo/año
			11	m ³ biogás/t café cerezo		
Café Mucilago	0,15	t mucilago/t café cerezo	2	GJ/t mucilago	7.122	ha café
			14	m ³ biogás/t café cerezo		
RSU	66	m ³ biogás/ t RSU	0,645	kg RSU/hab d	14.094	habitantes

Fuente: Elaboración propia a partir de bibliografía consultada. Ver Producto 2.

de desarrollo de estos y finalmente se hace un promedio nacional ponderado, de igual manera se procede para los cerdos y las aves. En el caso de residuos de origen agrícola se toman factores de generación por unidad e BR y se correlacionan con el rendimiento respecto al producto principal y al área sembrada.

Se presenta consolidado la potencial oferta de las diferentes BR destacando el número de proyectos acorde con el potencial de generación de biometano en cada región relacionándolo con el tamaño de la representación de la cadena productiva asociada a la BR (Figura 3-2).

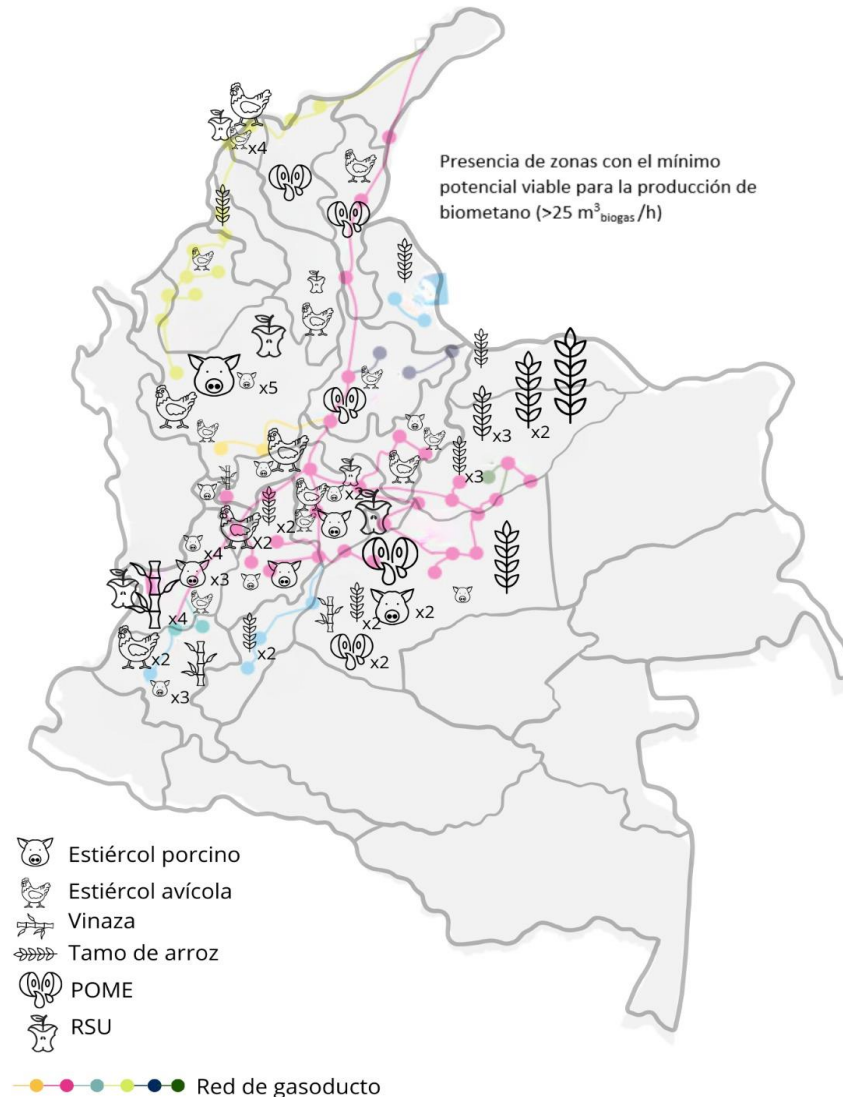


Figura 3-2 . Oferta potencial de biometano sobre el SNT GN

Fuente: Elaboración propia

La *Figura 3-3* presenta el resumen de la composición del consumo final de gas combustible de acuerdo con los porcentajes de sustitución propuestos (1%,5%, 10% y 15%) para cada escenario planteados por el PEN (2022- 2052). Es importante resaltar que para el 15% se deja el límite de la oferta potencial de biometano a 91 PJ/año para el año 2052 cuando la demanda supera la oferta potencial de biometano y se destaca en rojo la proporción faltante.

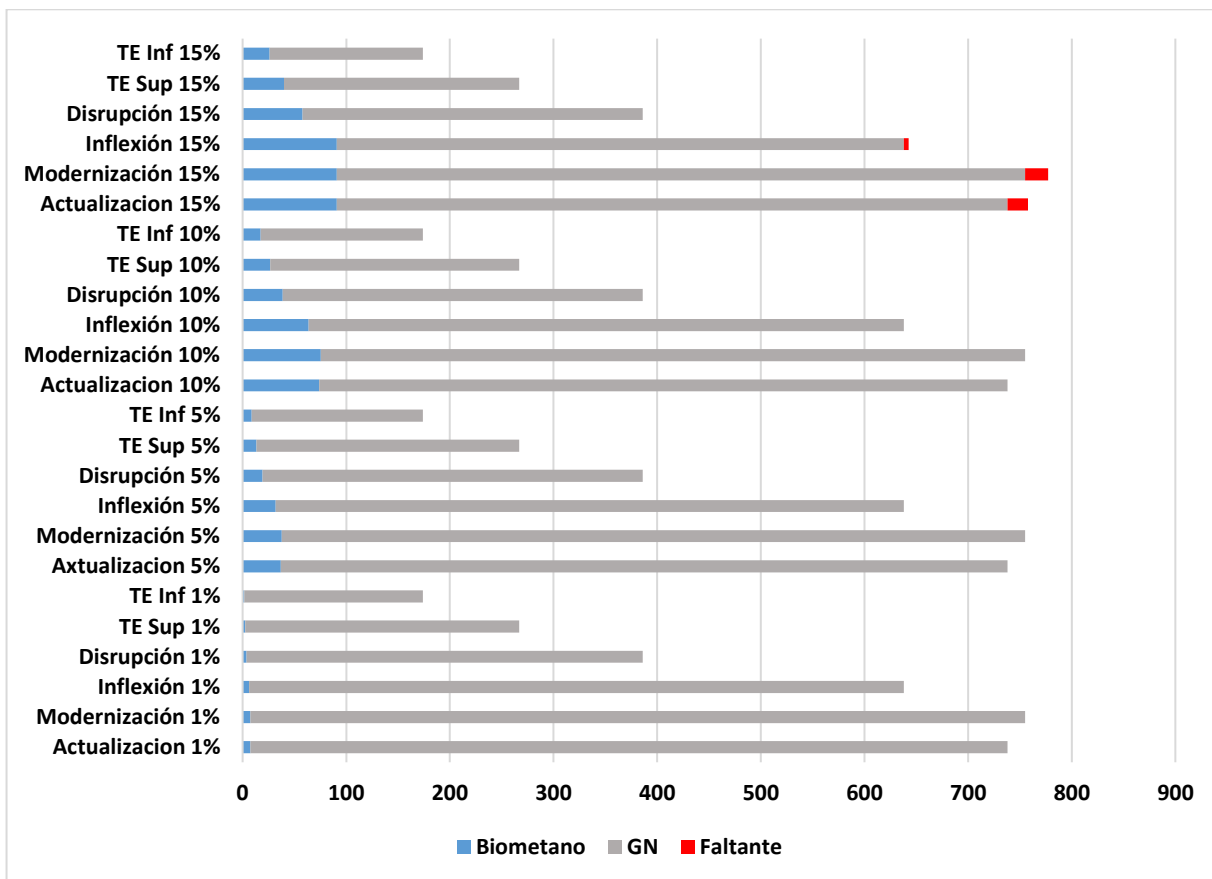


Figura 3-3 Oferta potencial de biometano proyectada al año 2052 respecto al GN al suplir las proyecciones de consumo final según los porcentajes de sustitución analizados para cada escenario del PEN (PJ/año)
Fuente Elaboración propia

Tomando como referencia el energético sustituido para cada escenario presentado en la figura anterior, se calcula las emisiones de GEI evitadas, tomando como factor de emisión del GN el reportado por el FECOC: 56,06 kg CO₂/GJ (UPME, 2016), el resultado de este cálculo se presenta en la Figura 3-4; en donde se destaca que con la oferta potencial de biometano proyectada con la disponibilidad de BR a 2052 se pueden alcanzar hasta 5,1MtCO₂e evitadas; lo que representa un aporte a la política de carbono neutralidad del sector energía aproximada del 12%; tomando como base el escenario de referencia 2050 de 40 MtCO₂e (+/-11 %) reportadas en el plan integral de gestión del cambio climático del sector minero energético 2050 (PIGCCme) (MINENERGÍA, 2021)

De este análisis, se observa que todos los escenarios planteados por la UPME en el PEN proyectan un crecimiento de consumo para el GN, excepto el escenario de TE Inferior. Esto fomenta el uso de biometano que como gas carbono neutral complementario al GN puede

sustituir este combustible fósil hasta un 52,3% en el escenario de menor demanda de GN: Por tanto, se identifica un mercado interesante para el biometano que contribuye a la reducción de las proyecciones de emisiones de la MEN que fueron realizadas con GN.

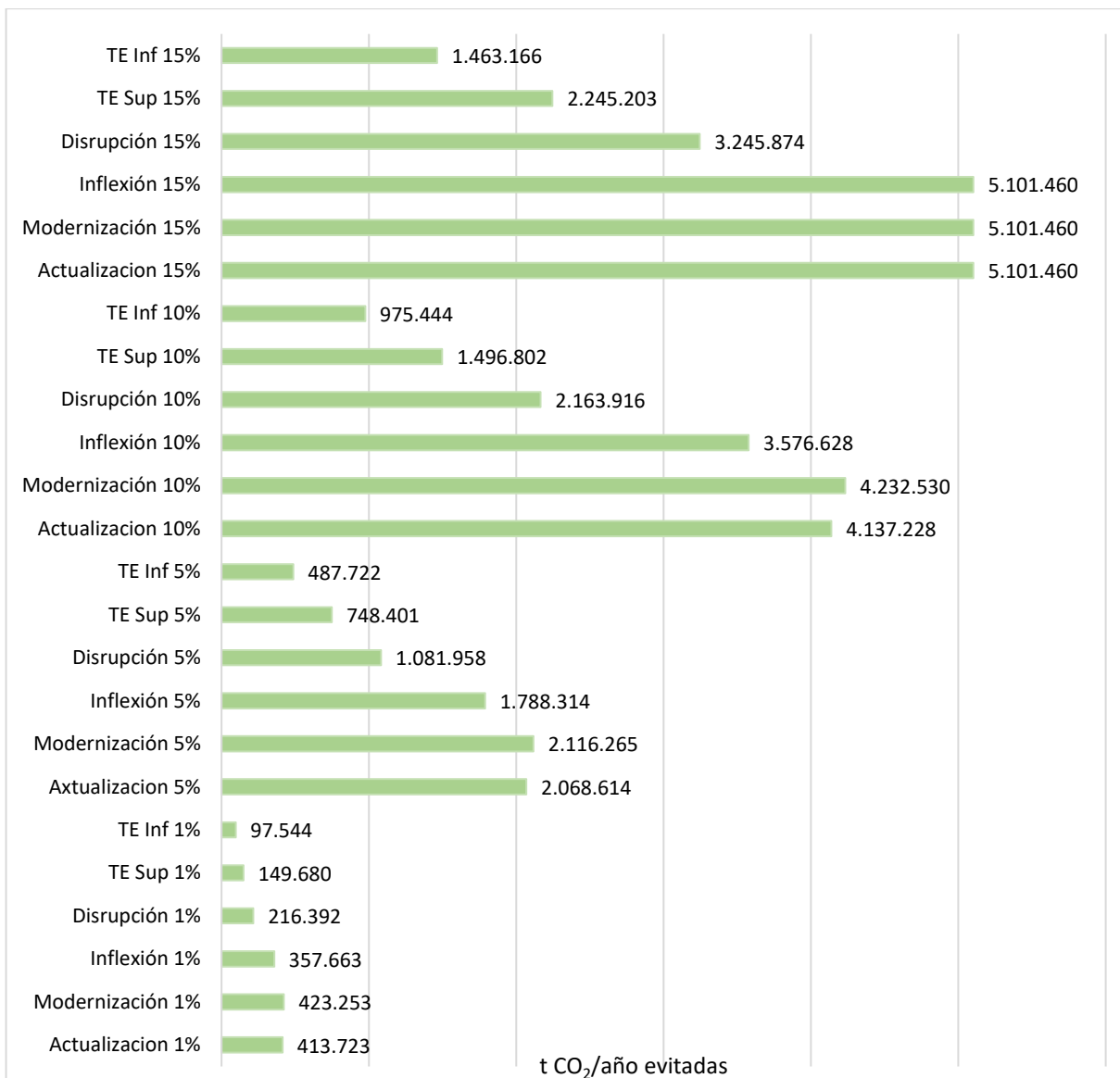


Figura 3-4. Reducción de emisiones de CO₂ por sustitución de GN con biometano (t CO₂/año)

3.1.2 Ventajas y desventajas

El biogás y el biometano 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, actualmente generando impactos ambientales. En concordancia, el aprovechamiento comercial de este combustible; por ejemplo, proveniente de rellenos sanitarios FORSU y las actividades pecuarias principalmente, propicia un impacto benéfico en materia ambiental 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 una opción, 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, impulsa 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 CO₂ 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 CO₂ está el aspecto ambiental al sustituir consumo de gas natural en el proceso.

Como desventajas se cita el desconocimiento de la tecnología de limpieza y purificación a biometano 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.

3.2 Bioetanol

A continuación, se presenta el análisis de materias primas y las ventajas y desventajas. A su vez se presentan los resultados del análisis financiero de una biorrefinería que incluye biometano y bioetanol como productos principales.

3.2.1 Sectores y disponibilidad de materias primas

En la Tabla 3-2, se presenta el potencial estequiométrico para la producción de bioetanol a partir del potencial técnico de disponibilidad de BR en cada sector estudiado.

Tabla 3-2 Potencial estequiométrico de producción de bioetanol a partir de las BRL

BR Lignocelulosica	BR bs técnica t/año	Celulosa %	Producción de Bioetanol 2G		
			t/año	TJ/año	Millones l/año
Hojas de palma	2.718.536	45	692.533,45	15.568,15	876,62
Estípote de palma	1.976.979	37	414.092,09	9.308,79	524,17
RFV palma	653.516	51	188.677,26	4.241,46	238,83
Hojas-Cogollo caña de azúcar	2.536.237	45	646.093,69	14.524,19	817,84
Bagazo de caña azúcar	1.887.081	30,4	324.756,07	7.300,52	411,08
Bagazo caña panelera	862.654	30,4	148.457,92	3.337,33	187,92
Hojas-Cogollo de caña panelera	1.766.225	45	449.936,99	10.114,58	569,54
Cascarilla café	70.335	39,2	15.608,12	350,87	19,76
Zoca café	1.048.998	33,5	198.935,65	4.472,07	251,82
Rastrojo Maíz	691.323	36,8	144.019,73	3.237,56	182,30
Cascarilla arroz	363.940	39	80.350,31	1.806,27	101,71
Vástago de banano	220.652	32,1	40.096,46	901,37	50,76

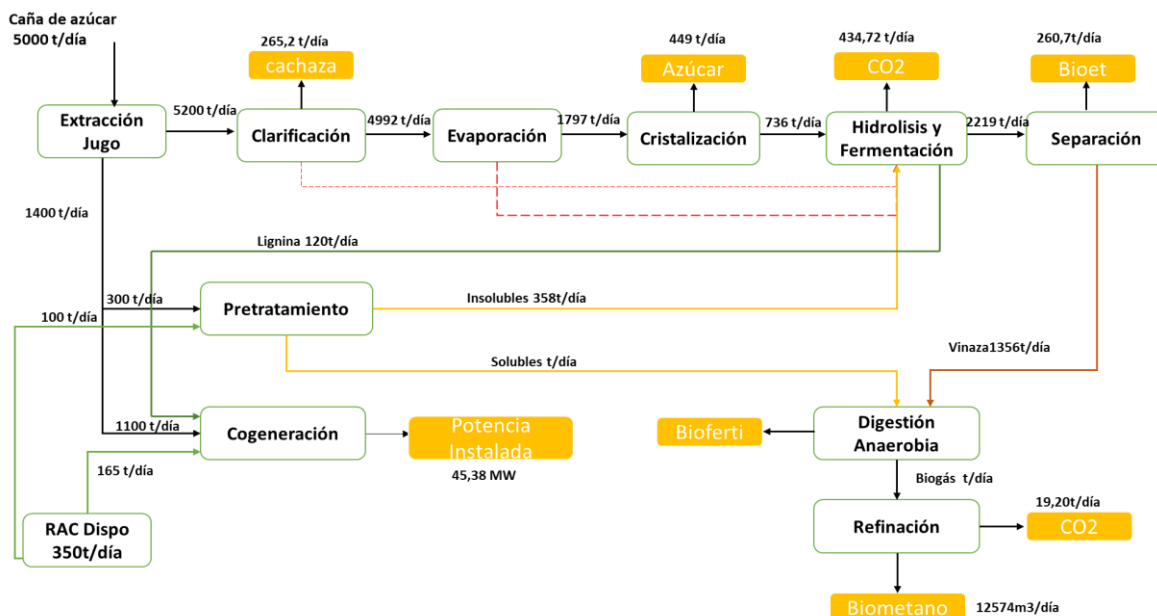
Fuente: Elaboración propia

De la anterior tabla se obtiene 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%.

Las BRL tienen otros usos potenciales algunos no energéticos y otros bioenergéticos como: combustión, gasificación y producción de Bio Jet. Para la planeación nacional y con el fin de no duplicar expectativas, es importante distribuir las BR, y corroborar con los diferentes gremios productores de BRL las proyecciones que tienen para sus BR.

Así mismo, es importante considerar que una destilería para la producción de etanol conlleva una alta inversión en infraestructura y costos de logística para la recolección y pretratamiento de la BRL, que se deben considerar en la viabilidad financiera; siendo un parámetro fundamental la concentración de las actividades agroindustriales. Por esta razón se propone una Biorrefinería acoplada a la infraestructura existente en el sector sucroenergético, analizando cada una de las operaciones con sus respectivos rendimientos para construir el balance de materia que se presenta en la *Figura 3-5*.

Figura 3-5 Balance de materia para el esquema de procesamiento biorrefinería ingenio



Fuente: Elaboración propia

La Tabla 3-3, consolida los productos obtenidos en el esquema de biorrefinería planteado; destacando la disponibilidad de biocombustibles (bioetanol y biometano), el potencial de energía instalado y productos de interés industrial como el azúcar, el CO₂ y los fertilizantes.

Tabla 3-3 Principales Flujos para el esquema conceptual de Biorrefinería

FLUJO	CANTIDAD
Caña Procesada t/día	5000
Azúcar producida t/día	449
Cachaza como Fertilizante t/día	265
CO ₂ t/día	454
Bioetanol 1GY2G m ³ /día	330
Biometano m ³ /día	12.575
Potencia instalada MW	45

Fuente: Elaboración propia

3.2.2 Ventajas y desventajas

El integrar los procesos presentados inicialmente por separados bajo el concepto de biorrefinería permiten 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 coproductos 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 BRL, permite optimizar la capacidad instalada y poder estabilizar la producción de etanol, compensando las fluctuaciones de cosecha o incremento en la producción de azúcar. Esto a su vez permite mantener más estable los porcentajes de mezcla en la gasolina.
- 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 BRL hasta la biorrefinería. Empleos con impacto positivo 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 BRL 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.

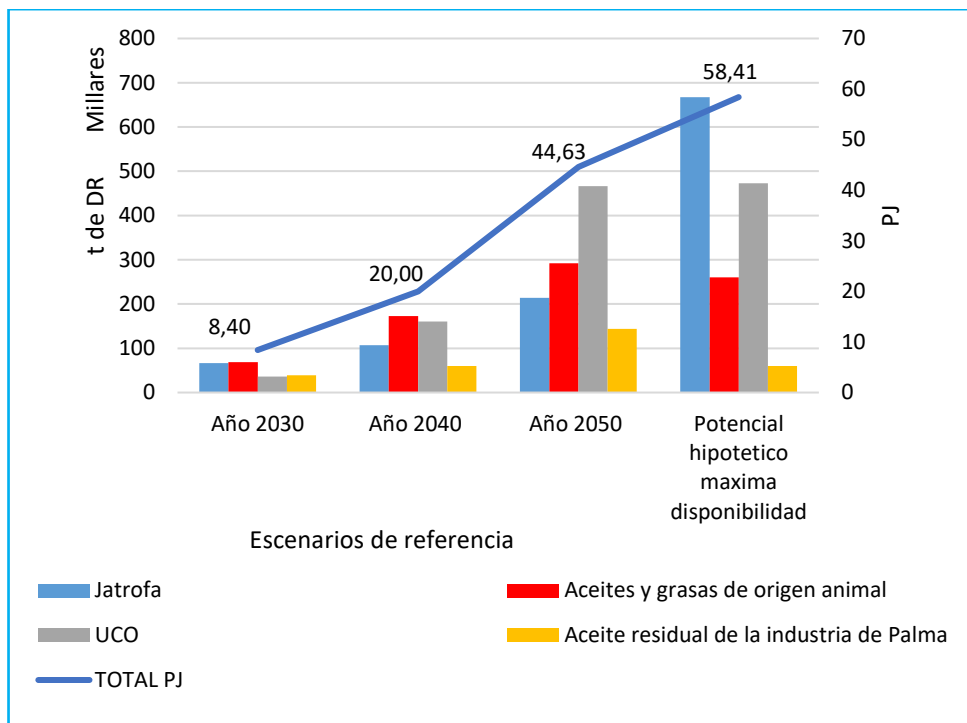
3.3 Diésel Renovable

A continuación, se presenta el análisis de materias primas, las ventajas y desventajas, así como los costos y su análisis financiero.

3.3.1 Sectores y disponibilidad de materias primas

Para la producción de Diésel Renovable-DR de segunda generación DR-2G, se identificaron cinco materias primas 2G, con alto potencial 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 *Jatropha Curcas* (en adelante aceite de *jatropha*), 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), cuyo potencial se presenta en la siguiente figura



Estas materias primas también se usan en la producción de biocombustibles de aviación (Biojet-HEFA); sin embargo, en el presente estudio biojet-HEFA no fue priorizado. En un futuro se debe considerar que estas materias deben competir según la rentabilidad de estos biocombustibles en el mercado de acuerdo con 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.

Sobre la posible oferta futura de aceites y grasas, que se pueden clasificar como de segunda generación, se tendrían los escenarios de oferta de materias primas para producción de biocombustibles presentados en la Tabla 3-4. Sería deseable y necesario soportar un estudio de mercado detallado que permita validar las consideraciones aquí presentadas con estas materias primas, orientado a identificar oportunidades y beneficios sociales, económicos y ambientales para el país.

Tabla 3-4 Resumen de posible oferta de aceites y grasas animales para producir biocombustibles

Aceites y grasas 2G	Posible oferta de aceites y grasas 2G para producir diésel renovable (t/año)				Observaciones y consideraciones
	2025	2030	2040	2050	
Jatropha Curcas	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>
Aceites y grasas animales	34.689	91.070	229.970	389.296	<p>*Se requiere hoja de ruta y/o programa nacional para fomentar la oferta de biocombustibles.</p> <p>*En 2025 se supone el uso del 10% de la oferta disponible en 2022.</p> <p>*En 2030, 2040 y 2050 se plantean respectivamente escenarios que emplearían respectivamente 20%, 40% y 55% de los aceites y grasas de origen animal disponibles para usos industriales</p>
Aceites de Cocina Usados UCO	6.550	47.820	160.650	248.600	<p>*Se requiere hoja de ruta y/o programa nacional para fomentar la oferta de biocombustibles.</p> <p>*Se emplearían respectivamente en 2025, 2030, 2040 y 2050 el 1%, 6%, 15%, y 20% de los aceites UCO con posibilidades de ser recolectados para producir biocombustibles en Colombia.</p>
Aceites residuales industria palma (Aceite de POME)	8.000	52.000	80.000	192.000	<p>*Se requiere hoja de ruta y/o programa nacional para fomentar la oferta de biocombustibles.</p> <p>*En 2025 se supone el uso del 10% del total disponible en 2022.</p> <p>*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.</p>
Aceites residuales industria palma (Ácidos grasos destilados-PFAD)	4.200	27.300	42.000	100.800	<p>*Se requiere programa nacional para fomentar la oferta de biocombustibles en Colombia</p> <p>*En 2025 se supone el uso del 10% del total disponible en 2022.</p> <p>*En 2030, 2040 y 2050 se plantean respectivamente escenarios conservadores que emplearían el 50%, 80% y 80% los PFAD de la palma colombiana.</p>
Total disponibilidad de aceites y grasas 2G en el país (t/año)	53.439	227.090	655.021	1.215.498	<p>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. Los planteamientos anteriores indican que tal disponibilidad de aceites/grasas potencialmente estará disponible para el año 2052, que es el año de las proyecciones del PEN 2022-2052 que ha sido tomado como referencia en el presente estudio</p>

Del análisis anterior, se tiene que con las plantas de producción de DR se estima una sustitución de diésel fósil equivalente a las emisiones presentadas en la siguiente gráfica.

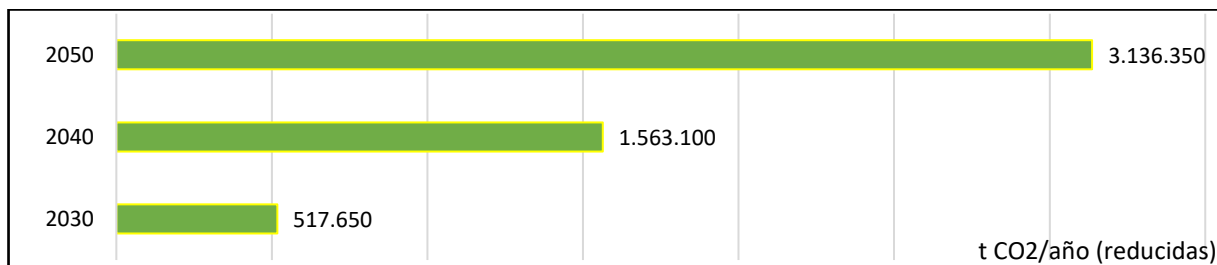


Figura 3-6 Potencial reducción de emisiones según los escenarios de sensibilidad para la incorporación del DR.

3.3.2 Ventajas y desventajas

Como punto de referencia se presentan las ventajas y desventajas de la producción de DR, de tal forma que sean un insumo fundamental para la determinación y la identificación de retos y oportunidades para su implementación en el país.

Tabla 3-5 Ventajas y desventajas del uso de DR

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
DR	<ul style="list-style-type: none"> *Las especificaciones de calidad son superiores a las mismas del biodiésel y el diésel fósil. *Es un biocombustible tipo diésel de alto crecimiento en producción, comercialización y consumo a nivel internacional. *Se puede producir de manera simultánea en la misma planta con el biocombustible de aviación como producto principal o como producto secundario. *Actualmente en el contexto internacional tiene gran interés su producción y en algunos países como Estados Unidos se supera la actual oferta del biodiésel. *Tiene altos indicadores ambientales que el país puede aprovechar, *Su uso en mezclas con diésel se puede hacer de manera simultánea con las actuales mezclas de biodiésel de primera generación. *Se puede lograr su producción en mezclas de aceites y grasas de primera generación con segunda generación. *Las materias primas usadas tienen ventajas competitivas económica y ambientales comparados los aceites y grasas de primera generación. *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. 	<ul style="list-style-type: none"> *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 para cumplir con los requerimientos de la normativa. *El CAPEX y OPEX puede llegar a ser ligeramente más alto que para una planta de biodiésel. *No existe aún una hoja de ruta para este biocombustible. *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 *Bajo los escenarios de no autoabastecimiento de H₂ 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. *Bajo algunos escenarios de oferta puede ser considerado como una competencia para el

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> *Existen plantas comerciales a nivel mundial. *Los costos de producción actuales ya están en el mismo rango que los del biodiésel. * Flexibilidad de la materia prima puesto que se pueden emplear diferentes fuentes de aceites y grasas vegetales, animales y residuales *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. *Puede llegar a ser una industria con grandes posibilidades de desarrollo simultáneo con la del hidrógeno verde y de bajas emisiones 	<p>biodiésel de palma en el país lo cual no es deseable para los intereses del país puesto que:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) el país requiere y debe aprovechar el conocimiento y experiencia de esta industria del biodiésel de palma. ii) 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. iii) 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.

3.3.3 Costos de producción y precios de venta

Para el análisis financiero se tomó el precio de ingreso al productor del biodiésel de palma del mes de noviembre de 2023, el cual equivalía a USD 4,14/gal (USD 115/MWh) y bajo la consideración que el DR 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.

De acuerdo con la estimación de costos de producción del DR en el presente análisis financiero, se calculó un MSP de USD 3,63/gal (o 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.

Respecto a los costos de producción anuales, estos se estimaron comparando la metodología propuesta por *Festel, et al* (Festel, Würmseher, Rammer, Boles, & Bellof, 2014) presentada anteriormente y el LCOE, utilizadas en el sector eléctrico, arrojando resultados similares. También se estimó el impacto de los incentivos tributarios y esquemas de financiación. Los valores de precio de venta y precio mínimo de venta, lo mismo que los costos de producción estimado en el presente estudio para el DR se presentan en la siguiente **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**

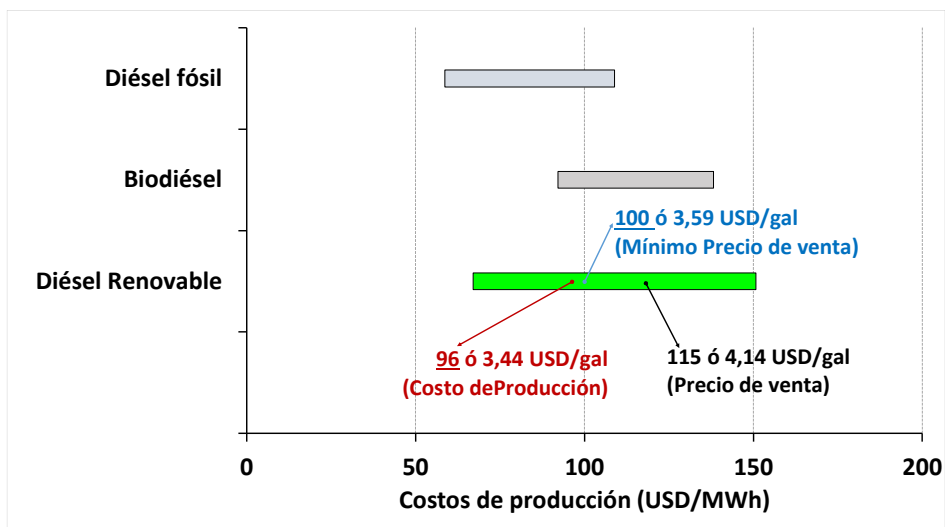


Figura 3-7 Rangos de producción (barras gris y verde) del diésel renovable comparado con el biodiésel y el diésel fósil.

En la figura anterior las barras corresponden a los rangos de costos de producción reportados en la literatura (ENEA Consulting, 2021) y de manera comparativa del DR, 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 con el balance financiero realizado en el presente estudio, se identificó un costo de producción de 3,44 USD/gal (o 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 3-7 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 CO₂ equivalentes.

Para este caso, los costos de producción fueron de 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 3,6 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.

3.4 BioJet-FT

A continuación, se presenta el análisis de materias primas, las ventajas y desventajas, así como los costos y análisis financiero

3.4.1 Sectores y disponibilidad de materias primas

En el producto 2 se estimó, la disponibilidad en t/año de BRL y se identificaron los departamentos con mayor potencial de aprovechamiento: Meta, Casanare, debido a la alta presencia de cultivos de Palma y Arroz; seguidos de departamentos como Tolima, Santander, Norte de Santander Cundinamarca, Cesar, Boyacá, Antioquía y Huila. Cabe resaltar que para la producción de BioJet, no se contempló la caña de azúcar dado que en el capítulo de producción de bioetanol 2G se definió aprovechar esta BRL para su producción. Por tanto, con el fin de no duplicar potenciales y luego generar competencia por las BR para diversos combustibles, en la siguiente figura se presenta la disponibilidad de BRL sin la caña, obteniendo un potencial técnico de 213,7 PJ/año

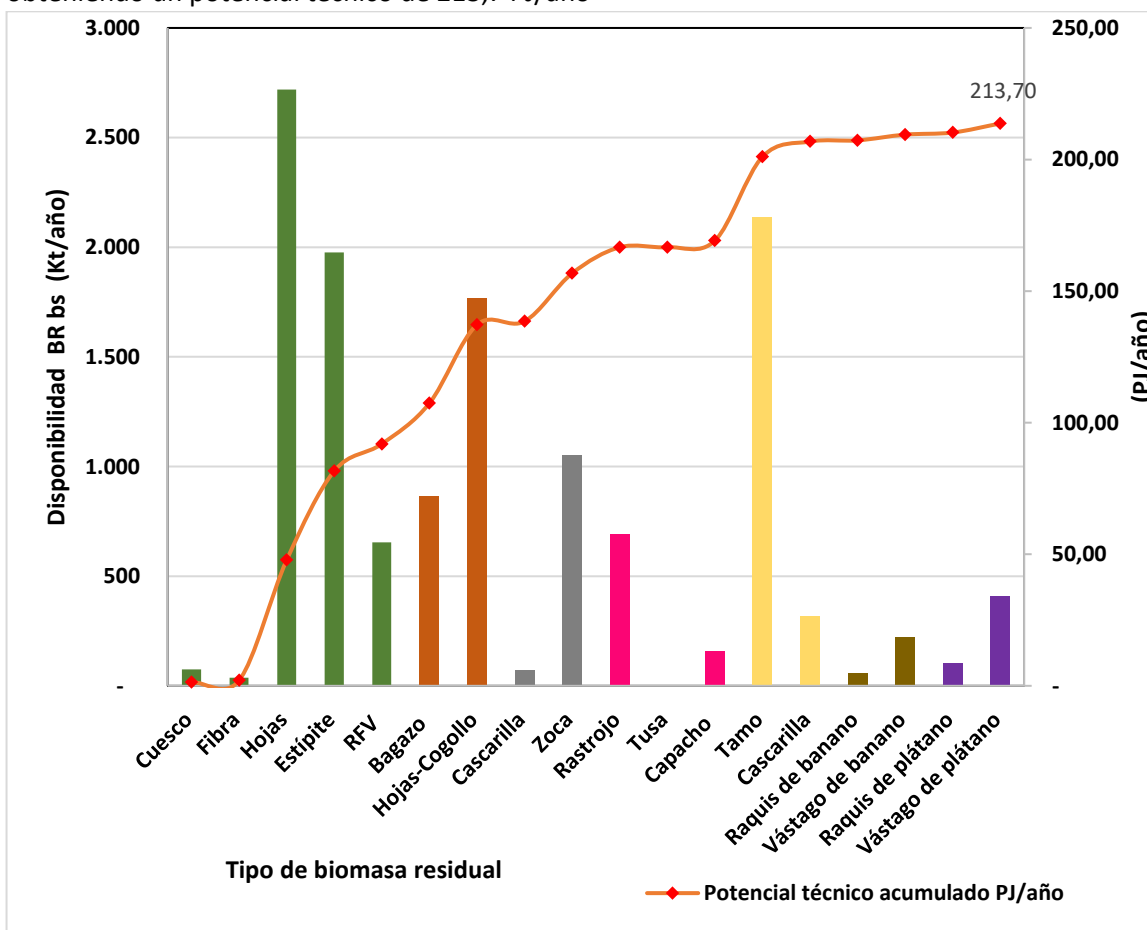


Figura 3-8 Disponibilidad de BRL en base seca para la producción de biojet-FT.

Tomando como valor de referencia 0,182 Kg de Biojet FT/ Kg de BRL y una densidad de 0,85, con el fin de hacer una estimación gruesa del potencial de producción nacional, se obtiene un valor estimado de

2420 Kt de Biojet equivalente a 778 millones de galones /año. De las estadísticas del BECO de la UPME se obtiene un valor aproximado de 16000 KBL de combustibles de aviación para el año 2022, equivalente a 665 millones de galones. Comparando los datos anteriores se puede estimar que con la disponibilidad de la BRL estudiadas se podría cubrir la demanda actual.

De la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se evidencia que el cultivo de la Palma presenta la mayor disponibilidad, aprovechando BR como la nervadura de la hoja de palma, el estípite y el RFV; seguido del tamo de arroz, BR que se encuentran en los llanos orientales principalmente. Esto puede ser una alternativa de aprovechamiento de esta BR para este sector agroindustrial; es conveniente hacer un estudio con un mayor alcance de disponibilidad de estas materias primas que involucre los sectores potenciales para establecer bajo qué condiciones técnico económicas se puede disponer de estas para la producción de biocombustibles. Lo anterior en el marco de la consolidación de una hoja de ruta de biocombustibles de aviación para el país.

La Tabla 3-6 presenta un análisis de producción de biocombustibles de aviación mediante ruta FT usando las BR del sector agroindustrial de la palma, considerando sus proyecciones de crecimiento.

Tabla 3-6 Resumen de posible oferta de biomasa residual lignocelulósica para producir biocombustibles tipo biojet-FT en Colombia.

Biomasa residuales	Posible oferta de biomasa residual para producir biocombustible de aviación por ruta FT (t/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 biomasa residual para la producción de biocombustibles en Colombia, cuyo alcance sea la identificación de lo que requiere en el país para que efectivamente estas biomasa 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 el escenario de Actualización plateados en el presente estudio. Se toma como referencia la industria de la palma, sin embargo, esta disponibilidad de biomasa puede ser complementada con otras industrias que puedan generar residuos lignocelulósicos de alto valor agregado.</p>
Biomasa definida para	0	1.014.092	1.964.804	2.928.192	Se logra aprovechar el 40%, 45% y 55% respectivamente en los años 2030, 2040 y 2050

Biomasa residuales	Posible oferta de biomasa residual para producir biocombustible de aviación por ruta FT (t/año)				Observaciones y consideraciones
	2025	2030	2040	2050	
escenario de sensibilidad					de la potencial disponibilidad; lo anterior solamente de la biomasa lignocelulósica potencial de la industria de la palma en los departamentos antes señalados.

3.4.2 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.

3.4.2.1 Ventajas de la producción y uso de biojet-FT

- Se ha planteado que las materias primas usadas tienen ventajas competitivas económicas y ambientales comparados con los aceites y grasas de primera generación usados, 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 internacional.
- El biojet-FT se puede producir de manera simultánea en una misma biorrefinería con el DR, 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 orientados 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:

- 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 Diésel (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 la 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.

3.4.2.2 Desventajas de la producción y uso de biojet-FT

- Actualmente y debido a suTRL los costos de producción del biojet-FT son más altos que el Jet fósil y a su vez que el biojet-HEFA.
- Actualmente los valores de CapEx y OpEx relativos de manera comparativa, son más alto en la ruta biojet-FT que la ruta BIOJET-HEFA, a nivel internacional; sin embargo, no se han adelantado estudios ni pilotos demostrativos para la realidad nacional.
- El país no tiene experiencia comercial en la producción de biocombustibles de aviación.
- No existe aún una hoja de ruta para biocombustibles de aviación en el país.
- En los países donde se producen biocombustibles de aviación (generalmente por ruta HEFA) existen beneficios fiscales que los viabilizan; en Colombia apenas se están planteando escenarios futuros y no es clara la aplicabilidad de los Incentivos tributarios de Ley 1715 a los biocombustibles, ya que la Ley de transición energética los restringió a FNCER para generación eléctrica.
- Para producir el biojet-FT, es considerado un proceso técnicamente complejo porque se requieren altas presiones y temperatura.
- Los requerimientos de calidad y de sostenibilidad para los biocombustibles de aviación son muy exigentes, además de la trazabilidad de sus materias primas.
- Es dependiente de una fuente de hidrógeno de bajas emisiones, el país tiene una hoja de ruta para el hidrógeno que presenta muchos usos y aún no se han explorado todas las tecnologías de producción. Esto puede plantear escenarios de competencia entre las diferentes aplicaciones que no garanticen volúmenes demandados y precios altos.
- 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 SAF. En esto Biojet FT por partir de BRL es aceptada.

3.4.3 Costos de producción y precios de venta

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 MEDIA³ que es organización de medios independiente que hace evaluaciones de precios y análisis de mercados internacionales de energía y otros productos básicos transables. A continuación, se presenta dicha información:

³ <https://www.argusmedia.com/>

Tabla 3-7 Precios de referencia diésel renovable

Precios ARGUS Biojet	USD/gal
Máximo	10,10
Mínimo	6,30
Nov-23	6,69
Precio recomendado	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 3-7); este precio probablemente correspondía al precio de un biojet-HEFA comercial; adicionalmente se debe tener presente que 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 internacional⁴.

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 MSP de USD 6,86/gal (o USD 194/MWh), lo cual sugiere que el precio de venta definido de USD 7,69/gal (o USD 217/MWh). 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.

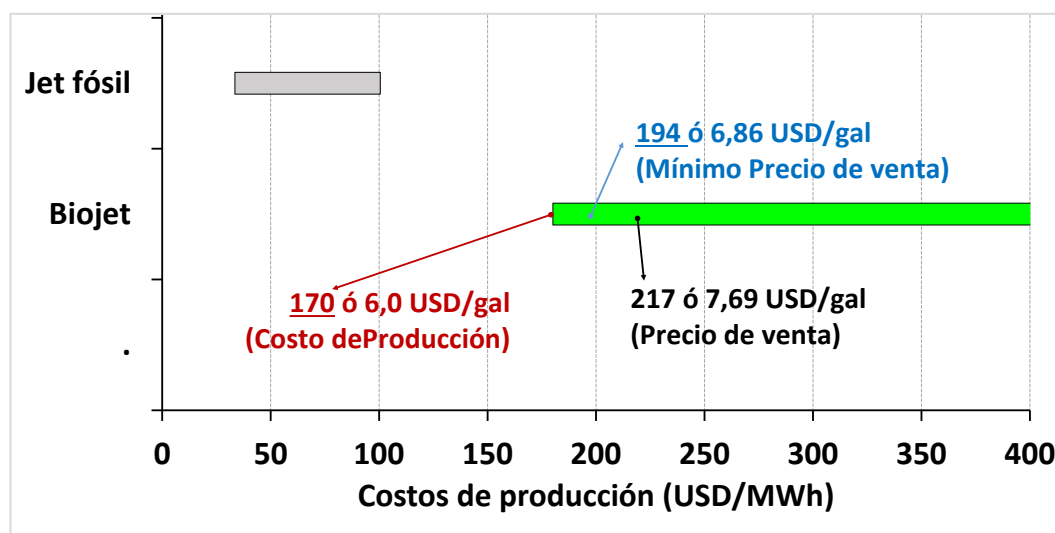


Figura 3-9 Rangos de producción (barras verde y gris) del biojet comparado con el jet fósil.

⁴ 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

Estos resultados se presentan de manera comparativa en la Figura 3-9, con diferentes reportes de la literatura (ENEA 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 (o 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 USD 6,0 /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 aún en el punto de equilibrio los costos logran cubrir los costos de producción dejando incluso un margen interesante para el productor.

4. ETAPA 3: Análisis financiero de los cuatro biocombustibles priorizados

El ACB es una herramienta analítica que pone en una balanza los costos y beneficios de un proyecto. Puede aplicarse a proyectos privados y a proyectos públicos. Desde un punto de vista privado, el análisis costo beneficio consiste en evaluar la rentabilidad financiera de un proyecto, es decir examinar las ganancias privadas que recibe la entidad encargada de ejecutar el proyecto o de quienes invierten en el mismo (Castro, Rosales, & Rahal, 2008).

A continuación, se presentan los elementos incluidos en el análisis siempre que es una evaluación privada de costo/beneficio:

Tabla 4-1 Elementos ACB privado

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

Fuente: Elaboración propia

Para ello se desarrolló un modelo de evaluación económica de prefactibilidad que consistió en varias etapas: la estimación de la inversión total del proyecto, la estimación de los costos de operación, el cálculo del flujo descontado, cálculo de indicadores de rentabilidad y un análisis de sensibilidad. Es importante mencionar que los datos usados se obtuvieron a partir de casos

de estudio en referencias bibliográficas internacionales y que en varios casos fueron escalados para que guardaran coherencia con el caso hipotético que se construyó. Sin embargo, los datos usados tienen limitaciones asociadas a su origen. El ejercicio realizado se soporta en un modelo de Excel, entregado con el Producto 3, que responde a un ejercicio preliminar que busca rescatar elementos claves con una visión general de los que sería una planta de esta tecnología en Colombia. Adicionalmente se elaboraron análisis de sensibilidad sobre los principales elementos.

4.1 Evaluación económica desde la prefactibilidad de Biometano y bioetanol: Caso estudio Caña de azúcar Colombia

El modelo conceptual de la biorrefinería se estableció para la producción de biometano y bioetanol 2G, adaptándolo a la infraestructura ya existente de bioetanol 1G por tanto la evaluación económica se presenta conjuntamente a continuación.

Una de las variables importantes por definir son los precios de referencia o tarifas de venta del biometano, bioetanol y sus coproductos, previamente definidos.

4.1.1 Datos de entrada

Los datos generales de entrada para el caso base modelado se resumen a continuación:

Tabla 4-2 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	300.000	\$/t
Biometano MBTU/a	156.543	47.400	\$/MBTU
Biofertilizante t/a	175.659	600.000	\$/t
Emisiones de GEI evitadas	26.444	18.716	\$/t
Ley 1715/2014	No		
Tasa de descuento	12%		
Horizonte de proyección (años)	30		
TRM COP/USD	3.950		

4.1.2 Resultados

Los principales resultados del modelo son los siguientes:

Tabla 4-4 Resultados biometano y bioetanol

Resultados	MCOP	MUSD
------------	------	------

CapEx adicional	353.180	89
Ingresos año	207.187	52
OpEx año	59.423	15
VPN Beneficios	2.437.527	617
VPN Costos	1.642.764	416
VPN proyecto	794.763	201
VPN/CAPEX	2,3	
Relación B/C	1,5	
TIR del proyecto	25,4%	
Retorno de la inversión (años)	6	

Indicadores como el VPN, que para ese caso es positivo y de una magnitud importante, muestra cómo, la posibilidad de obtener coproductos hace viable la inversión, al igual que la TIR del proyecto. Igualmente, el tiempo de repago de la inversión o retorno de la inversión 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 retorno de la inversión en un par de años.

4.1.3 Análisis de sensibilidad

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. 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 por *Festel* (Festel, 2014) que define los costos totales de producción como suma del precio de materias primas y sus costos de conversión. También se calculan los costos de producción siguiendo metodologías utilizadas para el LCOE, utilizada en el sector eléctrico, arrojando resultados similares y que permite también estimar el impacto de los incentivos tributarios y esquemas de financiación.

El MSP 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 a largo plazo.

Para este modelo de biorrefinería, los costos de producción de bioetanol 2G 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/gal⁵ 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; además, su característica de combustible carbono neutral les da ventaja frente a los combustibles fósiles para el cumplimiento de las metas de la NDC y otros compromisos internacionales.

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 fuente⁶ 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 retorno de la inversión en 1 o 3 años respectivamente; mientras que, un aumento del CapEx del 10% lo aumenta en un año; en ambos casos, la relación Beneficio/Costo no disminuye sustancialmente.

⁵ <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>

⁶ Fuente: Gestor del Mercado y Wood Mackenzie

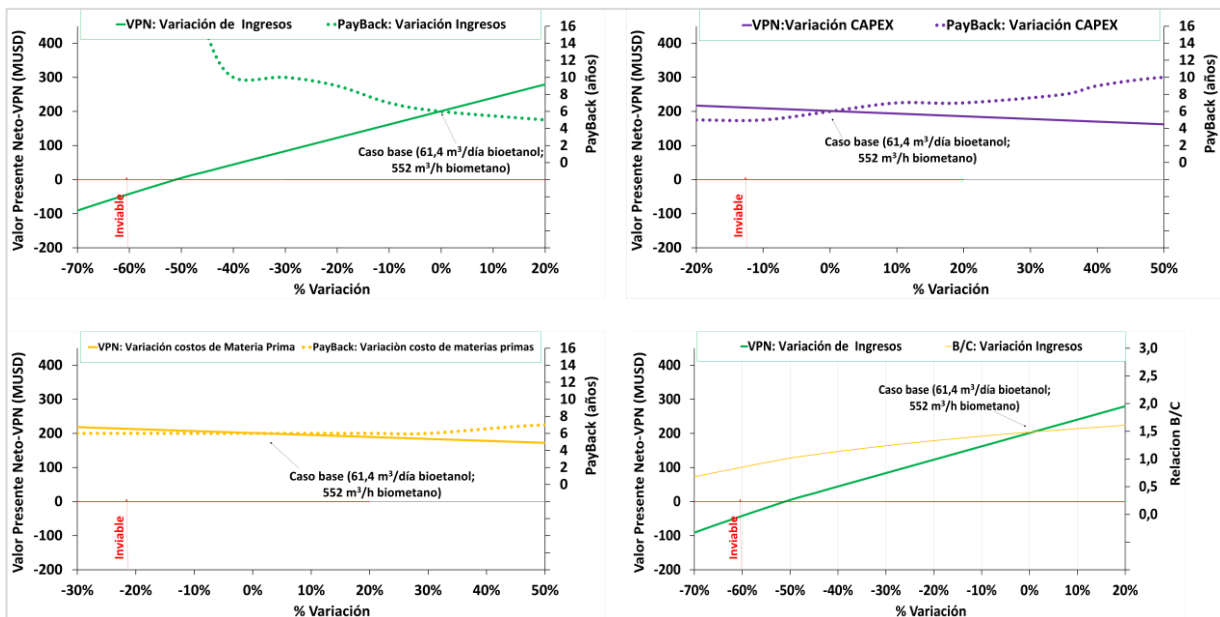


Figura 4-1 Algunas sensibilidades – bioetanol & biometano

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.

4.1.4 Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana en horizonte 2024-2052

Ahora bien, tomado como referencia los escenarios de la UPME ya mencionados se procede a analizar la forma como el biometano podría aportar en cada uno de ellos. Para ello inicialmente se muestra en la Figura 4-2 los seis escenarios planteados en el PEN.

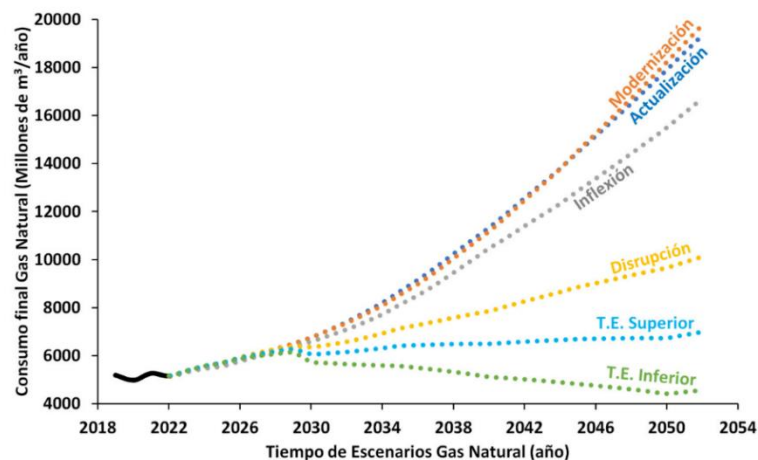


Figura 4-2 Escenarios UPME 2023 – Gas Natural

Fuente elaboración propia a partir de PEN 2022 - 2052

Es importante observar el comportamiento de la demanda total de gas natural en el escenario de modernización, que supone que Colombia adopta nuevas tecnologías de menor impacto ambiental, y además busca gasificar otros usos, lo que aumenta la demanda esperada.

Por otro lado, se observa lo estimado en escenarios como el de Transición Energética Inferior que supone una transformación acelerada en su forma de producción, consumo y participación. En este escenario el gas natural deja de usarse en el sector industrial y pasa a ser sustituido por la electricidad que proviene del SIN, así como tecnologías que faciliten el uso de microondas, ultravioleta, infrarrojos y ondas de radio para el calentamiento electromagnético en procesos industriales que requieren calor directo que hoy es proporcionado por el gas natural.

La demanda actual de gas natural es del orden de 198 PJ/a y para el escenario de TE inferior se espera que para 2052 se haya reducido a 174 PJ/a, lo que supone una disminución importante en un consumo de un energético que se espera sea, desde los planteamientos de política, como el energético que apalanca la TE.

Ahora bien, con respecto al análisis del potencial de inclusión para Bioetanol 2G en la matriz energética colombiana, se llevó a cabo teniendo en cuenta los escenarios propuestos por la UPME y la disponibilidad de biomasa residual (Residuos agrícolas (RAC) y Bagazo) en los ingenios con destilerías anexas y Bioenergy (Destilería autónoma)

En este sentido, se realizó el análisis de los seis escenarios a largo plazo propuestos por la UPME, los cuales fueron estructurados teniendo tres criterios: la incertidumbre tecnológica, el aporte a la mitigación al cambio climático y el reto de transformación. La proyección del comportamiento de dichos escenarios se presenta en la Figura 4-3, en donde se identifica un aumento lineal en el consumo de gasolina en todos los escenarios para el periodo de 2022 a 2034; posteriormente, se observa una disminución con diferentes pendientes de acuerdo con las características de cada escenario.

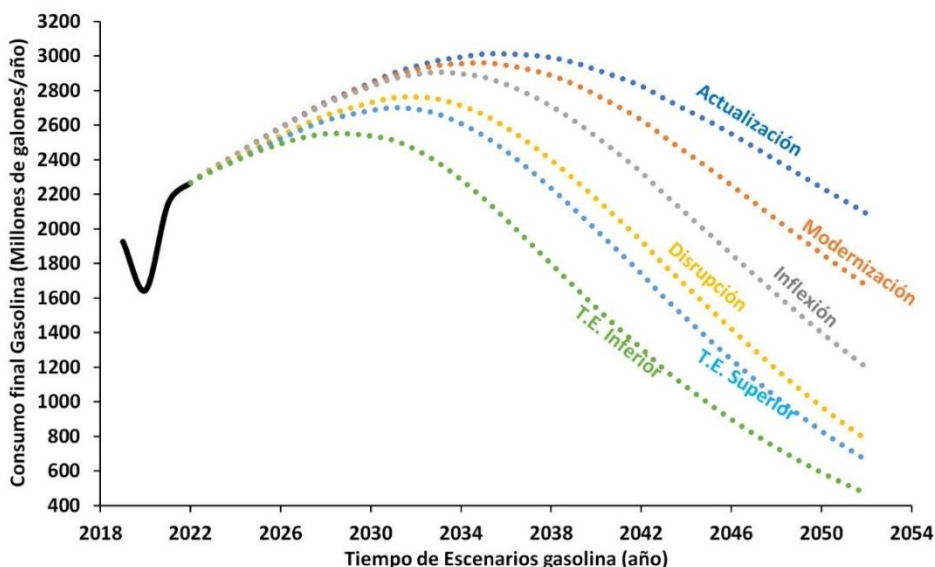


Figura 4-3 Escenarios de gasolina

Fuente: elaboración propia con datos PEN 2022-2052

El escenario de actualización se identifica como el más conservador con respecto a la disminución en el consumo de la gasolina, involucrando perspectivas de producción media de petróleo, la importación de gas natural en el corto plazo y el potencial de explotación interna de yacimientos no convencionales (YCN) en el mediano plazo. Para 2052, el país habrá realizado avances significativos en el transporte, que es el sector de mayor demanda de este energético. Así por ejemplo se adoptan tecnologías de bajas y cero emisiones, especialmente en vehículos de gas natural, híbridos y eléctricos, los cuales se espera aumenten 7% a 2023 hasta un 52.41% para 2052. Así mismo se prevé un cambio modal de transporte privado a público. De acuerdo con lo expuesto, este escenario se puede considerar potencial para la inclusión del bioetanol 2G en la matriz energética.

El análisis de inclusión para bioetanol 2G en el escenario de Actualización, se inició con la revisión de la capacidad instalada y producción actual de bioetanol 1G a nivel nacional, tal como se muestra en la Tabla 4-5, se evidencia una capacidad instalada promedio de 308 mil litros de bioetanol día, y un porcentaje de ocupación promedio de 61% aproximadamente, lo cual permite la inclusión del bioetanol 2G teniendo en cuenta que se puede utilizar la misma infraestructura.

Tabla 4-5 Capacidad Instalada Bioetanol 1G

Productor de Bioetanol	Capacidad Instalada miles litros /día	Producción diaria miles de litros/día*	Fuente
Incauca	350	230	(INCAUCA, 2022)
Providencia	300	191	(Providencia, 2022)

Productor de Bioetanol	Capacidad Instalada miles litros /día	Producción diaria miles de litros/día*	Fuente
Manuelita	250	170	(Ingenio Manuelita, 2022)
Mayaguez	250	213	(Mayaguez, n.d.)
Riopaila	400	115	(Rio Paila Castilla, 2023)
Risaralda	100	74	(Ingenio Risaralda, 2022)
Bioenergy	504	205	(Bioenergy, n.d.)

- Aproximada

Para cubrir el 39% de la capacidad disponible, se requiere aproximadamente 6.000 t de BR, con lo cual se puede producir alrededor de 955.000 litros de bioetanol 2G/día. Con la información sobre disponibilidad de bioetanol 2G y teniendo en cuenta las cifras proyectadas en el escenario de Actualización por la UPME con respecto al consumo de gasolina se pudo establecer que, en los años 2024, 2030 y 2052, se puede sustituir un 3% de la gasolina por bioetanol 2G.

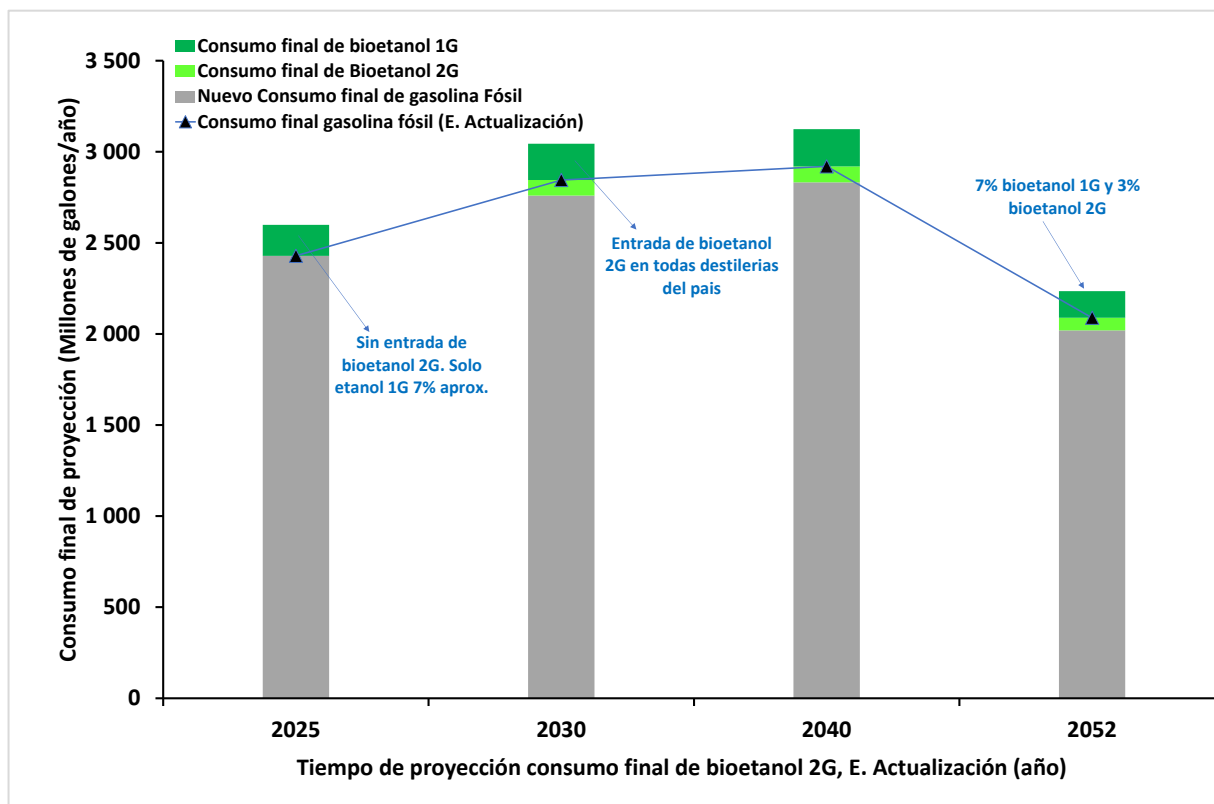


Figura 4-4 Inclusión del bioetanol en la matriz energética escenario de Actualización

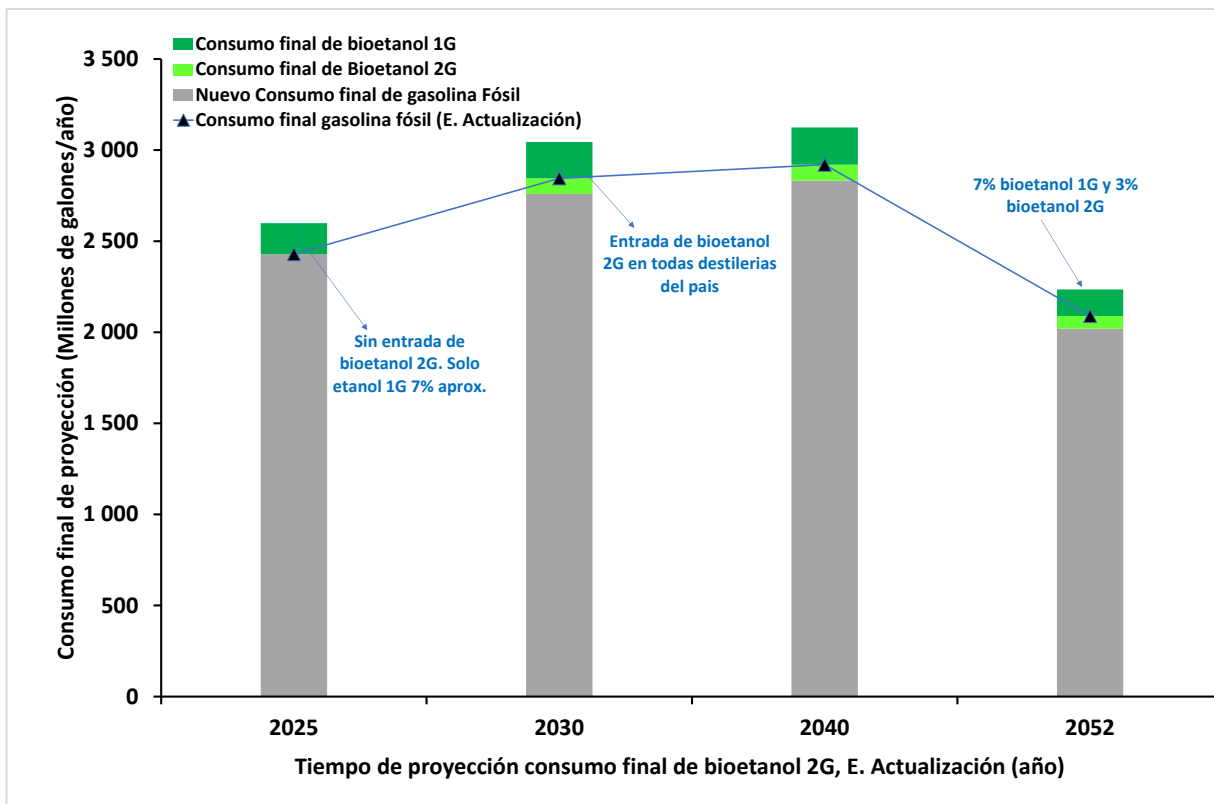


Figura 4-4, se presenta el comportamiento en cuanto a cantidad de bioetanol 1G y 2G necesario para cubrir el 3% de sustitución a la gasolina. Es así como se identifica que para el año 2025 se tiene una proporción de mezcla E-7 caso actual y en los otros periodos se proyecta la inclusión de 2G, alcanzando una proporción E-10 con biocombustible producido en el país. En este contexto, es importante tener en cuenta que la materia prima utilizada para la producción de bioetanol 2G, actualmente es utilizada por los ingenios para otros fines como la cogeneración de esta forma se podría considerar la utilización de la lignina como materia prima para la cogeneración; De acuerdo con las proyecciones realizadas en el PEN, el consumo de gasolina disminuirá en el 2052, lo cual implica también una disminución en el biocombustible

4.2 Diésel Renovable

4.2.1 Datos de entrada

A continuación, se presentan algunos datos de entrada fundamentales del modelo:

Tabla 4-6 Datos de entrada

Datos 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	181.053
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

4.2.2 Resultados

A continuación, se presentan los resultados financieros para el caso base:

Tabla 4-7 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 indica que se debe disponer de 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 se recomienda mayor a la unidad.

4.2.3 Análisis de sensibilidad

Como se presenta en la Figura 4-5, 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 4-5). Se observa menor sensibilidad a aumentos del CapEx.

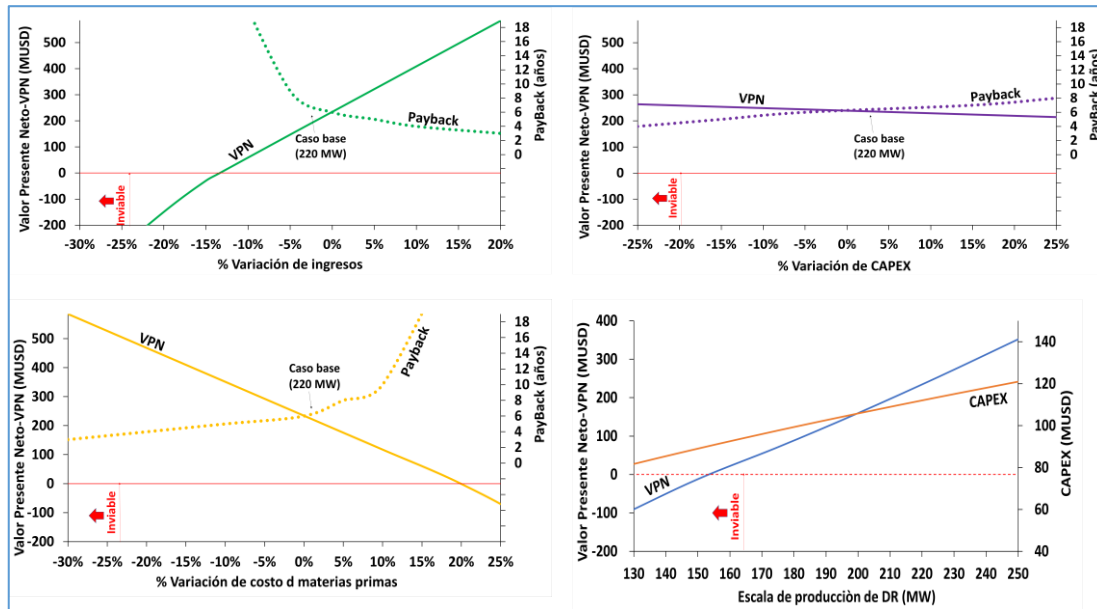


Figura 4-5 Variación de los ingresos, costos de materia prima y CAPEX respecto al VPN, el tiempo de recuperación de la inversión (payback) y la escala de la biorrefinería de DR.

De otro lado, como se muestra en la misma Figura 4-5, 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% mejoran el payback en un par de años y mejora 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 4-5 se presenta el impacto de la escala y el VPN.

De acuerdo con los resultados presentados en la Figura 4-5 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 de 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.

4.2.4 Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana en horizonte 2024-2052

A continuación, se presentan los escenarios de consumo final planteados por la UPME para el diésel fósil en su ejercicio más reciente del PEN 2022 – 2052.

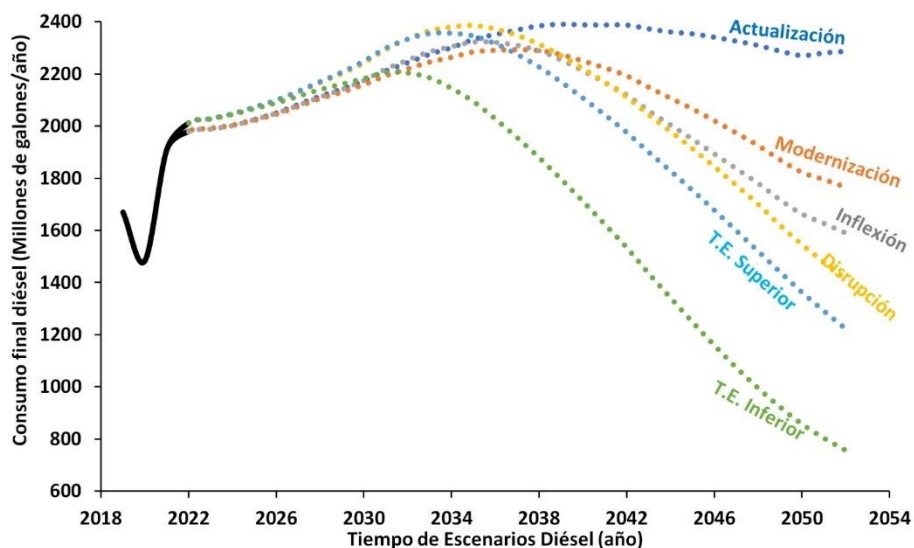


Figura 4-6 Escenario de diésel
Fuente: elaboración propia a partir de PEN 2022 – 2052

De acuerdo con la información presentado en Figura 4-6 del PEN 2022-2052, se observa que todos los escenarios de consumo final del diésel desde 2022 fueron proyectados con un crecimiento ascendente similar hasta aproximadamente 2038, con excepción del escenario de TE-Inferior que disminuye desde aproximadamente 2032. Lo anterior indica que hasta este año 2038 las mezclas de cualquier biocombustible como el DR en cualquiera de estos escenarios que crecen en el consumo son viables para una futura industria de biorrefinerías de este bio combustible teniendo presente que se alcance en cualquier caso una demanda ascendente de la mezcla de combustible/biocombustible; en el caso de que el consumo del combustible mezclado sea proyectado a la baja será incierto garantizar un aumento del consumo del

biocombustible, lo cual es altamente negativo para un futuro programa de producción de este tipo de biocombustibles como el DR 2G que tienen planteamientos de plantas a 20-30 años de financiación. Lo anterior significa que un inversionista no le interesará este tipo de proyectos por la incertidumbre que se generaría en garantizar un consumo ascendente o estable del biocombustible cuando la mezcla tienda a bajar. Este planteamiento se presenta a partir de 2038 para los escenarios Modernización, Inflexión, Disrupción y TE-Superior, como se observa en la Figura 4-6.

En el caso del escenario de Actualización se observa que el consumo de diésel después de 2038 hasta 2052 levemente disminuye lo cual si puede acomodarse de mejor manera a que se puedan llevar a cabo mezclas con diésel renovable de tal forma que estas sean estables o aumenten en consumo final. Sumado a lo anterior este escenario de Actualización, bajo la consideración de que sea incluido el diésel renovable y de acuerdo con la mezcla que se logre llevar a cabo en un futuro, el consumo neto de diésel fósil disminuirá significativamente entre mayor sea la adición de biocombustible. Lo anterior no se plantea en ninguno de los escenarios presentados en las proyecciones de la *Figura 4-4*, lo cual sugiere para los resultados del presente estudio, que la Entidad pueda considerar la inclusión de este tipo de escenarios lo cual sería muy positivo para las estrategias futuras de diversificar el uso de combustibles fósiles por biocombustibles verdes como el DR que favorecen las tecnologías de bajas emisiones, lo cual si es una consideración asertiva del escenario de Actualización para el sector transporte. Adicionalmente el DR es a la fecha un biocombustible con incertidumbre tecnológicas baja pues alcanza TRLs 9-10, lo cual es sustentado como ya se presentó en el producto 2 como una tecnología comercial y de alta producción a nivel internacional hasta el punto de que su producción y consumo en Estados Unidos sobrepasa la misma del B100. El efecto que se lograría con el uso del DR estaría enmarcado en el escenario de Actualización por el uso de combustibles líquidos tipo diésel, pero al mismo tiempo en cualquiera de los demás escenarios porque se lograría una reducción efectiva del combustible fósil.

En tal sentido y para el caso del DR 2G se define hacer una proyección de uso de este biocombustible tomando como referencia el consumo de diésel fósil del escenario de actualización.

Adicionalmente teniendo presente la potencial disponibilidad de materias primas aceites/grasas que se identificó previamente con los aceites y grasas 2G, lo cual presenta sustituciones de 2,4%, 6,5% y 13,5% en volumen respectivamente en los años 2030, 2040 y 2052. Se presenta a continuación este planteamiento lo cual puede ser tomado como un escenario de sensibilidad base que parte de una estimación conservadora de disponibilidad de materias primas de procedencia aceite/grasas para la producción de DR 2G:

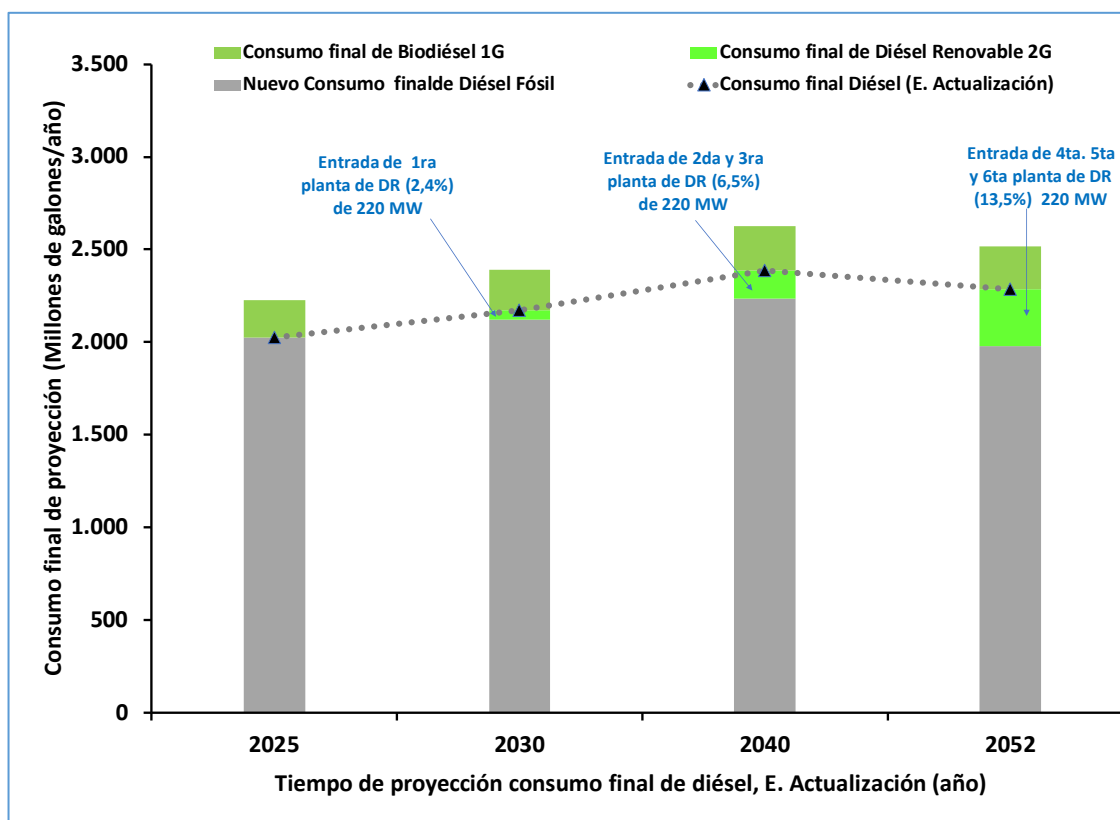


Figura 4-7 Potencial escenario de sensibilidad para la incorporación del DR.

Como ya se había planteado, con escenarios conservadores de potencial disponibilidad de aceites/grasas 2G se lograría tener una planta en 2030, dos plantas más en 2040 y otras tres plantas adicionales en 2052, lográndose de esta manera una sustitución del 15,5% en volumen en este último año. Lo anterior bajo el supuesto de que sean construidas plantas de 220 MW de DR 2G. De acuerdo con un análisis directamente con el sector de aceites y grasas se podrían plantear escenarios de mayor alcance, lo cual se recomienda sea parte de una hoja de ruta que lidere el gobierno para hacer una identificación completa con información primaria de los actores potenciales proveedores de materias primas ya mencionadas previamente. Los detalles de la evaluación financiera de este tipo y tamaño de plantas se presentan en la siguiente sección. Lo anterior es muy positivo para este potencial sector de producción de DR, sumado al importante papel del uso del B100 con una mezcla estable de 10% todo el periodo de evaluación. Respecto a este último biocombustible B100 1G, se justificó previamente que bajo ciertas condiciones el B100 también podría tener un crecimiento de mezcla. Se podría pensar a partir de los resultados aquí presentados plantear potenciales escenarios en los que la disponibilidad de materias primas para la producción de DR se pueda lograr con la participación tanto de aceites y grasas 2G como 1G.

4.3 Biojet

4.3.1 Datos de entrada

Tabla 4-8 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

4.3.2 Resultados

Los resultados obtenidos son:

Tabla 4-9 Resultados resumidos sobre biojet-FT

Resultados	MCOP	MUSD
CapEx	4.187.627	1.060
Ingresos año	1.494.254	378
OpEx año	837.752	212
VPN Beneficios	17.743.775	4.492
VPN Costos	16.525.496	4.184
VPN proyecto	1.218.279	308
VPN/CAPEX	0,3	
Relación B/C	1,1	
TIR del proyecto	14,6%	
Payback (años)	15	

Los resultados presentados en la Tabla 4-9 son soportados en el Anexo 2 entregado como parte del Producto 3. 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.

4.3.3 Análisis de sensibilidad

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 4-8, al igual que para variaciones en el costo de las materias primas.

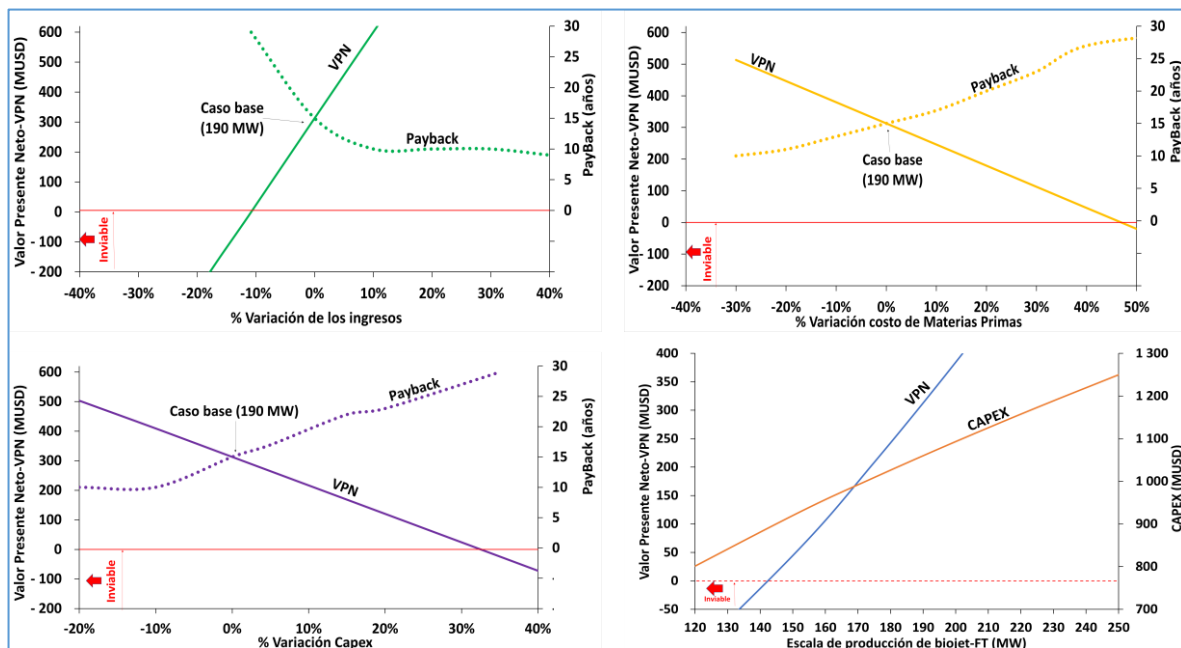


Figura 4-8 Variación de los ingresos, costos de materia prima y CAPEX respecto al VPN, el tiempo de recuperación de la inversión (payback) y la escala de producción de la biorrefinería de biojet-FT.

Se observa en la Figura 4-8 que esta biorrefinería es altamente sensible a los ingresos, hasta el punto de 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 estos 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 21 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 lograr una relación cerca de la unidad, 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 4-8. De acuerdo con los resultados del análisis financiero llevado a cabo para la biorrefinería de biojet-FT, escalas de producción por debajo de 145 MW (ver Figura 4-8) 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 con los resultados presentados en la Figura 4-8 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 300 y MUSD 158 respectivamente, a partir de lo cual se identifican indicadores financieros positivos como se presenta en el modelo financiero anexo. 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.

4.3.4 Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana en horizonte 2024-2052

Del PEN 2022-2052 se observa cómo se presenta en la Figura 4-9, que cualquiera de los escenarios planteados tiene un consumo final proyectado ascendente por lo que desde este punto de vista cualquiera de estos escenarios podría ser considerado para la implementación de cualquiera de los biocombustibles de aviación. Por lo tanto, se define plantear el análisis en el presente estudio en el escenario de Actualización, en el que se considera igual que para el DR la inclusión de este biocombustible debido a las razones tecnológicas ($TRL > 8$) y comerciales actuales de este biocombustible, que ha sido ya puesto en el mercado con la producción a través de la ruta HEFA.

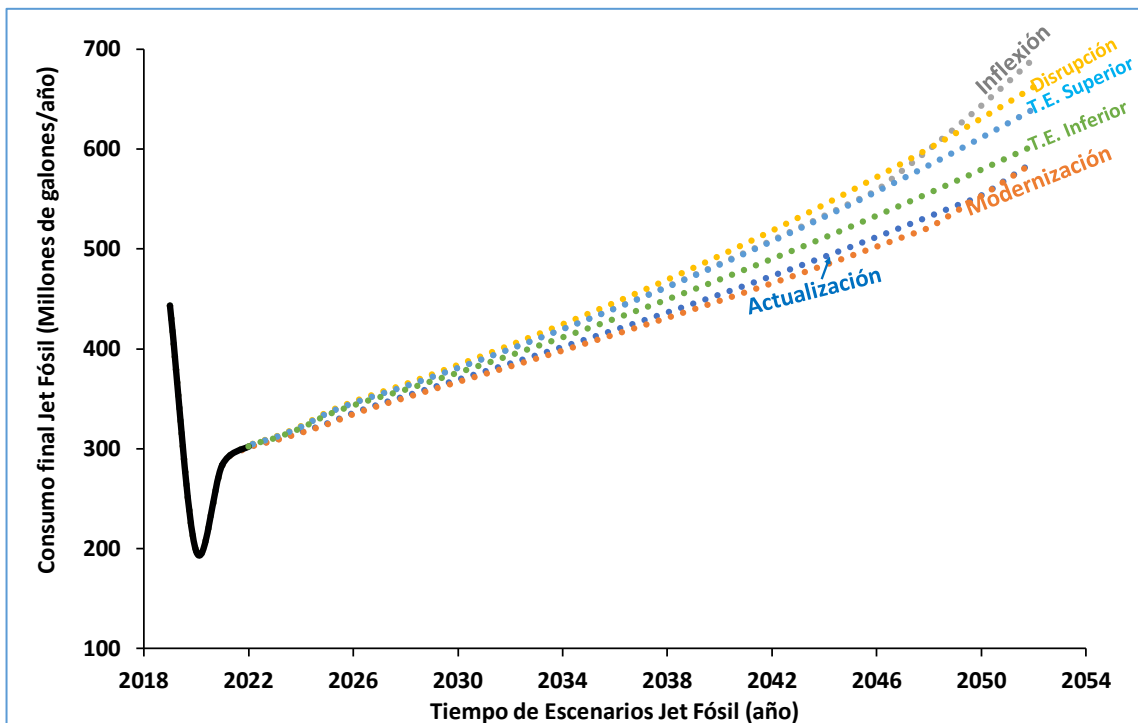


Figura 4-9 Escenarios de Consumo final del kerosene-jet (PEN 2022-2052)

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 América⁷ que se estima con un crecimiento de 4,8% y con las perspectivas 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:

Tabla 4-10 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%

⁷ [Caribbean/South American Regional Traffic Forecasts, 2011-2031 \(icao.int\)](https://www.icao.int/press/pr2011-01.htm)

Año	Bajo	Medio	Alto
2045	19.7%	55.9%	78.4%
2050	26.9%	71.9%	96.1%

En el presente Estudio se definió un escenario de sustitución basado como ya se dijo antes, en la potencial disponibilidad de materias primas para la producción del biojet-FT. En la Tabla 4-10 se planteó proyectar el empleo de la biomasa disponible en la industria de la palma solo en la región de los llanos del 30%, 40% y 40% respectivamente entre los años 2030, 2040 y 2050.

A partir de esta información se logró identificar la información siguiente relacionada con la cantidad del jet fósil que se puede sustituir con el potencial biocombustible de aviación:

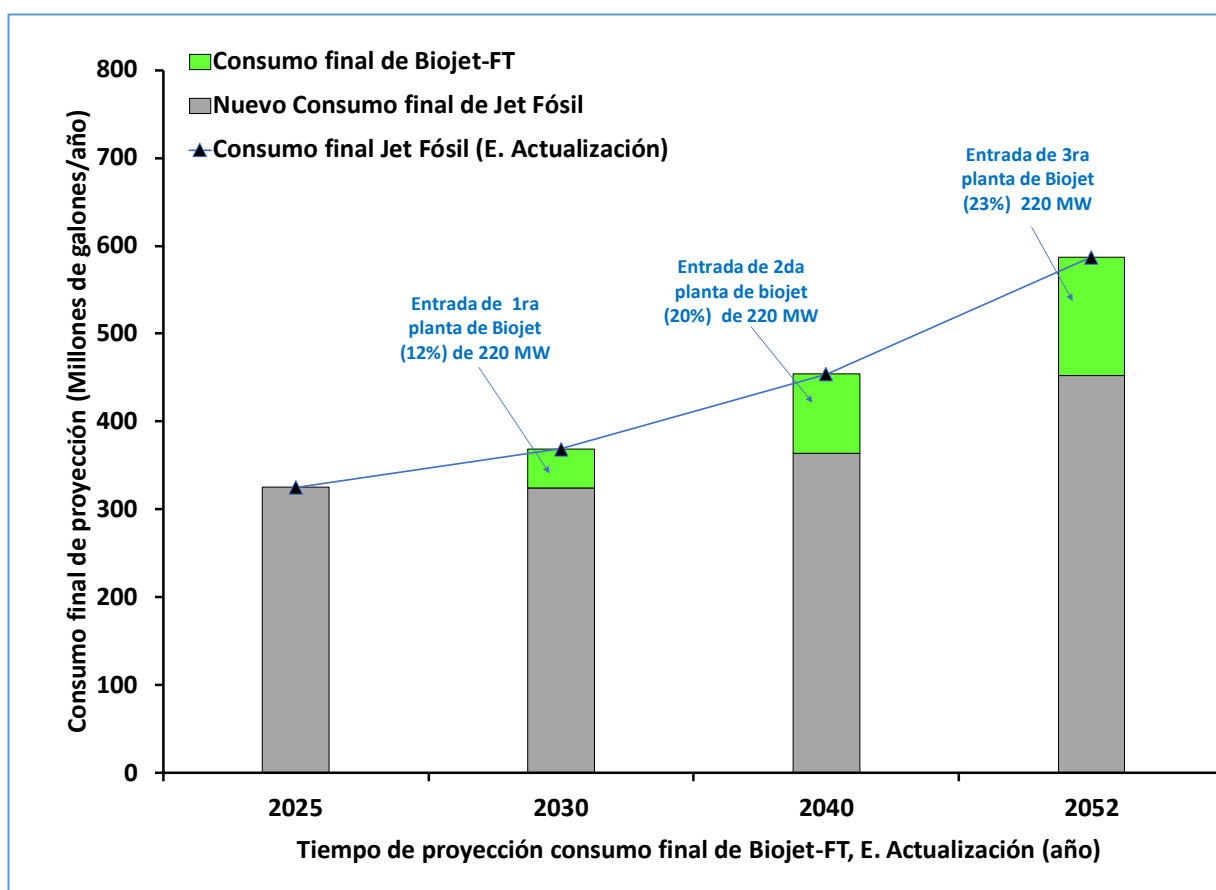


Figura 4-10 Resultados de análisis de sensibilidad del biojet para sustituir diésel fósil en el consumo final proyectado.

Los resultados presentados en esta tabla incluyeron información del modelo financiero desde la prefactibilidad y permiten hacer una estimación de reducción de emisiones al sustituir las emisiones del Jet A1 (ver Figura 4-11), para esto se usó el factor de emisión reportado en el FECOC de la UPME de 9,84 KgCO₂/gal Jet A1, según las proyecciones de producción conservadoras.

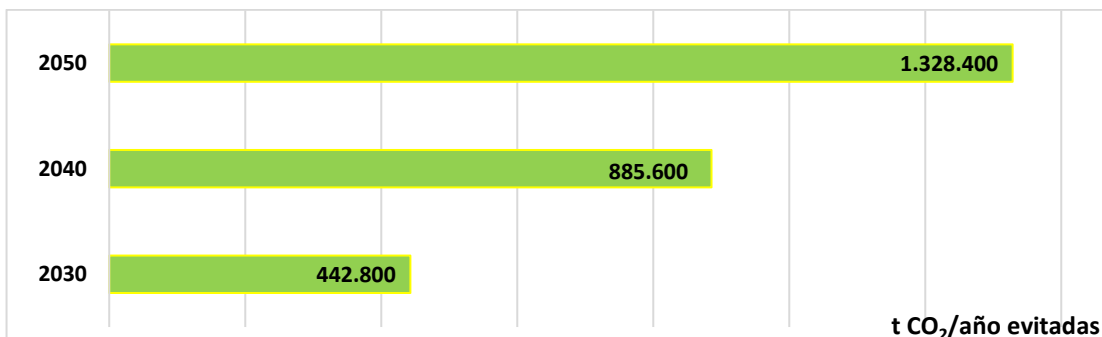


Figura 4-11 Cálculo de emisiones de CO₂ evitadas por el uso del biojet para sustituir Jet A1 fósil según las proyecciones de producción

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Los escenarios de consumo final de los combustibles fósiles gasolina y diésel, en el Plan energético Nacional (PEN) 2022-2052 en general después de 2034 hasta 2052, fueron proyectados con una tasa de decrecimiento importante, esto sugiere que tales escenarios no incentivan posibles inversiones privadas de los respectivos B2G y harían inviable esta futura industria de biocombustibles que reemplazan o complementan los combustibles fósiles. El escenario menos desfavorable es el de Actualización; lo anterior justificado en que dichos escenarios no dejan explícito que la fracción de gasolina y diésel que se deja de usar, pueda ser reemplazada por biocombustibles; adicionalmente, se observan cambios en sectores como el transporte tendiente a alternativas con vehículos y equipos que no usan combustibles líquidos. Por su parte para el GN y Jet, en general se podrían plantear escenarios de mezclas respectivamente con biometano y biojet que modificarían los actuales escenarios.
- La potencial producción de biocombustible biojet-FT es un referente que se puede proyectar paralelamente a la potencial producción de biojet-HEFA para sustituir y/o complementar el consumo final proyectado de jet fósil.
- En el país se tienen potenciales futuras fuentes de materias primas 2G para la producción de DR 2G, tales como el aceite de jatropa, aceites usados de cocina, aceites y grasas animales y residuos industriales de la palma.
- De los cuatro biocombustibles priorizados, todos tienen niveles de madurez tecnológica comercial o precomercial, lo cual sugiere que deban ser incluidos en la próxima actualización del PEN con un nivel de incertidumbre tecnológica mejor posicionados.

- Las estimaciones del modelo financiero desarrollado en el presente estudio indicaron viabilidad para cada biocombustible priorizado bajo diferentes consideraciones conservadoras y realistas para el país, lo cual, sumado a la información documentada, sugieren que se lleven a cabo acciones y medidas lo antes posible para materializar la potencial participación de los B2G en la descarbonización de la MEN y apoyen la electrificación reduciendo costos para el país especialmente en el sector transporte..
- Bajo escenarios conservadores de disponibilidad de materias primas 2G, se lograría disminuir a 2052 el uso de combustibles fósiles de la siguiente manera: i) 13,5 % de diésel fósil por uso de diésel renovable; ii) 23% de jet fósil por uso de biojet-FT (solo materia prima de industria palma de la Orinoquia) y la totalidad del consumo actual usando todas las BR menos las del sector azucarero; iii) 12,4% de GN por uso de biometano (disponibilidad sectorial) ; iv) 3% de gasolina fósil por uso de bioetanol 2G (caso de estudio caña). Lo anterior sugiere que Colombia tiene alto potencial de disponibilidad de materias primas para producir B2G que aportan significativamente a reducir el uso de combustibles fósiles.
- Todos los biocombustibles priorizados tienen resultados de B/C positivos con grandes posibilidades para el país a partir de materias primas 2G, pero se necesitará llevar a cabo estudios específicos con información primaria en lo posible suministrada por actores de la cadena de suministro y viabilizar la realización de proyectos piloto demostrativos en que participen todas las partes interesadas para el fomento de los B2G en el país. El principal objetivo de estos pilotos es determinar la real disponibilidad de BR, su potencial de conversión y especialmente nacionalizar las tecnologías para determinar los verdaderos costos con las realidades propias del país.
- Los altos costos de inversión para el caso de la tecnología biojet-FT, ha sido planteada como una barrera que se está superando de acuerdo con muchas iniciativas y proyectos precomerciales a nivel internacional con este biocombustible y su respectiva tecnología, lo cual sugiere que para el país será un biocombustible promisorio en el mediano plazo, que sea complementario o competitivo con la ruta comercial biojet-HEFA.
- Fomentar los B2G en el país no solo presenta beneficios para la autosuficiencia energética del país, la sostenibilidad, descarbonización y diversificación de la MEN y su aporte al cumplimiento de las metas de los Compromisos Nacionalmente Determinados (NDC) ; sino que conlleva co-beneficios sociales, ambientales y económicos, especialmente para las poblaciones rurales al aprovechar integralmente al agroindustria bajo un esquema de EC

- El ACB llevado a cabo para las 4 tecnologías de producción de biocombustibles 2G 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 CO₂ impactan muy poco en el ACB en la búsqueda de viabilidades financieras para los futuros proyectos.
- La producción de DR en el país puede considerar escenarios de mezclas de materias primas 1G + 2G que en etapas tempranas del desarrollo apalanquen y ayuden a consolidar la industria futura de este biocombustible.
- El análisis ACB concluye que la posibilidad de integrar la producción de biometano y bioetanol 1G-2G en un esquema de biorrefinerías existentes optimiza sus costos de producción, generando 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 y aceptable tiempo de retorno de la inversión. Esto lo confirma la alta relación VPN/CapEx.
- En términos de CAPEX los costos de inversión que se requieren para una planta de 220 MW pueden alcanzar hasta aproximadamente 112 Millones de dólares lo cual ha sido planteado como una inversión razonable, si se tiene en cuenta que es una planta que no requiere ajustar producto DR a rangos de flujo en frío de países que tienen estaciones de invierno y puede acoplarse de manera flexible hasta maximizar costos de producción en una etapa única de hidrotratamiento que no incluya otra de isomerización.

5.2 Recomendaciones

- Se recomienda que el término SAF sea usado solo cuando en su contexto se incluya y pueda probar la certificación como combustible sostenible de aviación bajo los requerimientos establecidos por CORSIA.
- Se recomienda que para usar diésel renovable y bioetanol 2G en el horizonte 2052, estos estén enmarcados en un escenario como el de Actualización (del PEN 2022-2052) modificado con el uso de estos biocombustibles y de esta manera incentivar inversiones (privadas y públicas) en etapas tempranas del desarrollo de esta industria.
- Se recomienda implementar estrategias que logren el aprovechamiento efectivo de producir B2G para el país en el corto, mediano y largo plazo, sustentado esto en: i) el uso de B2G reducen de manera efectiva las emisiones de CO₂ equivalentes; ii) los B2G por su impacto, están alineados con los alcances de los Planes Energéticos del país, como estrategia enfocada en reducir el uso de combustibles fósiles; iii) los B2G son un buen punto de referencia para lograr escenarios de abastecimiento y autosuficiencia

energética; iv) los equipos y vehículos que pueden usar B2G no requieren modificaciones especiales o nuevas, lo cual no ocurre lo mismo con otros bioenergéticos; v) las industrias que han usado combustibles fósiles han venido mejorando significativamente el desempeño de los equipos y vehículos, lo cual sumado al uso de los B2G tiene mayores beneficios para alcanzar niveles de bajas o cero emisiones; vi) existe una cadena de valor de combustibles fósiles en el país y en el mundo que tiene muchos años ganados en experiencia y que se debe aprovechar.

- Se recomienda que la próxima actualización del PEN 2022-2052 incluya la reducción del consumo final de combustibles fósiles, pero que esto sea por biocombustibles (por ejemplo, biometano, DR, biojet-FT y bioetanol); y al mismo tiempo se debe señalar esto como una estrategia que propenda por un sistema energético de bajas emisiones de GEI. En tal sentido, se sugiere que la actualización del PEN 2022-2052 no solo incluya el uso de vehículos livianos de bajas y cero emisiones (eléctricos, gas natural e híbridos), sino también aquellos equipos y vehículos que usan B2G sostenibles como los presentados en el Estudio.
- Es necesario alinear la proyección de la producción de biocombustibles con las proyecciones de consumo final de los combustibles en el país.
- Se necesitan consolidar estrategias de identificación primaria en cuanto al potencial disponibilidad de materias primas para producir biocombustibles; por ejemplo, una hoja de ruta de biomásas y residuos con real producción futura en el país será un buen punto de referencia para tener un diagnóstico adecuado que reúna diferentes agentes de la cadena que se identifique sean claves.

6. Referencias

- 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). 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)
- Directorio Energetico Mexico. (Noviembre de 2023). *Directorio Energetico* . Obtenido de Biometano, hidrógeno y gas natural para la industria: no solo el precio importa, ser sostenible tiene un sobre coste: <https://directorioenergetico.com/consultas/notas-informativas/biometano-hidrogeno-y-gas-natural-para-la-industria-no-solo-el-precio-importa-ser-sostenible-tiene-un-sobre coste>
- EPM. (diciembre de 2023). Comunicación raicado 20240130018186. *Juan Camilo Ruiz Guzman*. Medellín.
- FEDEPALMA. (DICIEMBRE de 2023). https://sisapplus.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.
- Festel, G. (2014). *Modelling production cost scenarios for biofuels and fossil fuels in Europe*. Obtenido de sciencedirect: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652613007208>

- 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 aen la red*. Obtenido de geniabioenergy.com/sistemas-de-inyeccion-de-biogas-en-la-red/
- Global PetrolPrices.com. (septiembre de 2023). *Brasil Precios del etanol* . Obtenido de https://es.globalpetrolprices.com/Brazil/ethanol_prices/#:~:text=Brasil%20Precios%20del%20etanol%20-%202027-nov-2023%20Actualizaciones%20semanales.,un%20m%C3%A1ximo%20de%205.54%20%28Brazilian%20Real%29%20a%2002-mayo-2022.
- 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/>.
- <https://fedebiocombustibles.com/biocombustibles-hoy/>. (s.f.). Recuperado el septiembre de 2023, de Fedebiocombustibles: <https://fedebiocombustibles.com/biocombustibles-hoy/>
- ICA. (11 de 2023). <https://www.ica.gov.co/areas/pecuaria/servicios/epidemiologia-veterinaria/censos-2016/censo-2018>. Obtenido de Censos pecuarios Nacionales.
- IRENA. (Marzo de 2017). *International Renewable Energy Agency*. Obtenido de Biogas Cost Reductions to Boost Sustainable Transport: <https://www.irena.org/News/articles/2017/Mar/Biogas-Cost-Reductions-to-Boost-Sustainable-Transport#:~:text=Typically%20the%20price%20of%20producing%20biogas%20range%20between,to%2040%20per%20cent%20appear%20to%20be%20realistic.>
- 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.
- Mackenzie. (2023). *Gestor de mercado de Gas Natural* .
- MADR. (2022). *Resolución 126 de2022. Lineamientos de politica para la Ganaderia Bovina Sostemible 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*.
- Minenergía. (2 de septiembre de 2023). *Noticias*. Obtenido de Se ajusta en \$400 aproximadamente el precio del galón de gasolina corriente desde el 2 de septiembre de 2023: <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/se-ajusta-en-400-aproximadamente-el-precio-del-gal%C3%B3n-de-gasolina-corriente-desde-el-2-de-septiembre-de-2023/>

- 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*.
- Secretaria de Energía presidencia de la nación. (Septiembre de 2023). *Precios de Bioetanol*. Obtenido de https://glp.se.gob.ar/biocombustible/reporte_precios_bioetanol.php
- 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>
- Super intendencia 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.
- UPME. (2016). *FECOC*. Obtenido de http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html
- UPRA. (15 de octubre de 2023). *upra.gov.co*. Obtenido de <https://upra.gov.co/es-co/Paginas/eva.aspx>