



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 3 Informe prospectivo sobre el potencial en biocombustibles de segunda y tercera generación en Colombia.
Bogotá, **diciembre de 2023.**

Tecsól
Tecnología Sostenible
USAENE

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



Producto 3
INFORME PROSPECTIVO SOBRE EL POTENCIAL EN
BIOCOMBUSTIBLES DE SEGUNDA Y TERCERA GENERACIÓN EN
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.

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

Presentado por:
Consorcio Biocombustibles de Colombia



Bogotá, diciembre de 2023.

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	12
2	ESTRUCTURA Y CONTENIDO DEL ENTREGABLE.....	15
2.1	Marco de referencia internacional	15
2.2	Definición y Priorización de Biocombustibles por estudiar	15
2.3	Disponibilidad de biomasas residuales para producción de biocombustibles...	16
2.4	ESQUEMA CONCEPTUAL DE UNA BIORREFINERIA	17
2.5	Análisis de la estimación de potencial del desarrollo.....	17
2.6	Análisis Costo Beneficio	20
2.7	Evaluación Económica desde la prefactibilidad.....	21
3	MARCO DE REFERENCIA	24
3.1	Revisión de normatividad	24
3.2	Tendencias globales.....	24
4	BIOMETANO	30
4.1	EVALUACIÓN DE MATERIAS PRIMAS POR SECTOR PRODUCTIVO	31
4.1.1	Residuos Sólidos Urbanos (RSU).....	32
4.1.2	Sector Porcicola	36
4.1.3	Sector Ganadería Bovina	39
4.1.4	Sector Avícola	41
4.1.5	Arroz	42
4.1.6	Aceite De Palma (POME)	44
4.1.7	Sector de la Caña de Azúcar. Vinazas y Aguas Residuales	46
4.1.8	Sector Cafetero	47
4.2	ESTIMACIÓN DE POTENCIAL DE OFERTA	51
4.3	ESQUEMA CONCEPTUAL DE UNA BIORREFINERIA PARA BIOMETANO	57
4.3.1	Operaciones Unitarias de la biorrefinería	57
4.3.2	Coproductos obtenidos	59
4.3.3	Modelo conceptual de la biorrefinería.....	66
4.4	NORMATIVIDAD Y REQUISITOS DE CALIDAD	68

4.5	IDENTIFICACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	70
4.6	ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DESARROLLO DE BIOMETANO Y ANALISIS COSTO BENEFICIO	72
4.6.1	Situación actual del país para el fomento del biogás y el biometano.....	72
4.6.2	Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana	73
4.6.3	Evaluación económica desde la prefactibilidad	88
4.6.4	Retos y oportunidades identificados.....	89
5	BIOETANOL	91
5.1	EVALUACIÓN DE MATERIAS PRIMAS	91
5.2	ESTIMACIÓN DE POTENCIAL DE OFERTA BIOETANOL 2G.....	94
5.3	ESQUEMA CONCEPTUAL PARA LA OBTENCION DE BIOETANOL 2G	97
5.3.1	Materia Prima:	99
5.3.2	Esquema de Procesamiento	99
5.3.3	Esquema integrado Bioetanol 1G y 2G-Biometano. Caso colombiano.....	102
5.4	NORMATIVIDAD Y REQUISITOS DE CALIDAD BIOETANOL	112
5.5	IDENTIFICACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	113
5.5.1	Ventajas	114
5.5.2	Desventajas.....	114
5.6	ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DESARROLLO DE BIOETANOL 2G Y ANALISIS COSTO BENEFICIO DE LA BIOREFINERIA INTEGRADA.....	115
5.6.1	POTENCIAL DE INCLUSIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA ...	115
5.6.2	Evaluación económica desde la prefactibilidad	117
5.6.3	Retos y Oportunidades	122
6	DIÉSEL RENOVABLE 2G	124
6.1	EVALUACIÓN DE MATERIAS PRIMAS 2G:.....	124
6.1.1	Potencial disponibilidad y oferta Jatropa Curcas:	124
6.1.2	POTENCIAL DISPONIBILIDAD Y OFERTA GRASAS Y ACEITES ANIMALES: RES, POLLO, CERDO Y PESCADO	126
6.1.3	Potencialidad disponibilidad y oferta aceite usados de cocina en Colombia	127
6.1.4	Potencial disponibilidad y oferta de aceites residuales de industria de palma	130

6.1.5	Potencial disponibilidad y oferta H ₂ de bajas emisiones en Colombia para biocombustibles DR Y BIOJET-FT.	132
6.2	generalidades conceptuales de la BIORREFINERÍA DIÉSEL RENOVABLE	134
6.2.1	Balances generales	138
6.2.2	Proyecciones de potencial del país según la disponibilidad de BR	139
6.3	REQUISITOS CLAVES DE CALIDAD	140
6.4	IDENTIFICACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	141
6.5	ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DESARROLLO DE DIÉSEL RENOVABLE Y ANÁLISIS COSTO BENEFICIO.....	142
6.5.1	POTENCIAL DE INCLUSIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA. ..	142
6.5.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA DESDE LA PREFACTIBILIDAD	145
7	BIOCOMBUSTIBLE DE AVIACIÓN: BIOJET - FT	150
7.1	EVALUACIÓN DE MATERIAS PRIMAS	151
7.2	BIORREFINERÍA BIOCMBUSTIBLE DE AVIACIÓN: ASPECTOS CONCEPTUALES	153
7.3	REQUISITOS DE CALIDAD	157
7.4	IDENTIFICACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	158
7.4.1	Ventajas de la producción y uso de biojet-FT	159
7.4.2	Desventajas de la producción y uso de biojet-FT	160
7.5	ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DESARROLLO DE BIOJET Y ACB	161
7.5.1	POTENCIAL DE INCLUSIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA ...	161
7.5.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA DESDE LA PREFACTIBILIDAD	163
8	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	168
8.1	BIOMETANO.....	172
8.2	BIOETANOL.....	173
8.3	BIOREFINERIA BIOETANOL / BIOMETANO.....	175
8.4	Diésel Renovable.....	177
8.5	Biojet	178
8.6	Recomendaciones.....	180
9	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	184

LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1 Elementos ACB privado.....	21
Tabla 4-1 Composición química de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos	32
Tabla 4-2 Composición de la porcinaza medida en granjas representativas en Colombia.....	37
Tabla 4-3 Composición fisicoquímica del estiércol porcino	38
Tabla 4-4 Composición fisicoquímica del estiércol avícola	41
Tabla 4-5 Balance de rendimiento y producción de la biorrefinería de arroz	44
Tabla 4-6 Composición fisicoquímica del POME	45
Tabla 4-7 Composición fisicoquímica de la vinaza	46
Tabla 4-8 Residuos obtenidos en el proceso de beneficio de 1000 g de café cereza	48
Tabla 4-9 Proyectos de biogás enfocados en las biomásas de evaluación	51
Tabla 4-10 Demanda de BR para plantas sostenibles de biometano (25Nm ³ biogás/h)	54
Tabla 4-11 Parámetros de operación técnicas de purificación	58
Tabla 4-12 Composición típica del Biol	60
Tabla 4-13 Composición típica del Biosol.....	61
Tabla 4-14 Características de BIOSOL fresco de fermentación de estiércol vacuno	61
Tabla 4-15 Requisitos del biogás y biometano para su uso final	68
Tabla 4-16 Requerimientos de calidad del biogás/biometano para su uso en Colombia.	69
Tabla 4-17 Demanda de GN Año base 2022, valores en GBTU/día	73
Tabla 4-18 Proyecciones de consumo final de gas natural segun escenarios PEN (Millones m ³ /año)..	81
Tabla 4-19 Proyecciones de demanda de biometano para sustituir 1% de GN (PJ/año)	82
Tabla 4-20 Porcentaje de uso de disponibilidad de biometano para sustituir 1% de demanda de GN82	
Tabla 4-21 Proyecciones de demanda de biometano para sustituir el 5% de GN (PJ/año).....	83
Tabla 4-22 Porcentaje de consumo de disponibilidad de biometano para sustituir 5% de demanda de GN.....	83
Tabla 4-23 Proyecciones consumo final de biometano para sustituir el 10% del consumo final de GN (PJ/año)	84
Tabla 4-24 Porcentaje de consumo final de biometano para sustituir el 10% del consumo final GN...	84
Tabla 4-25 Proyecciones de demanda de biometano para sustituir el 15% de GN (PJ/año).....	85
Tabla 4-26 Consumo porcentual de biometano para sustituir 15% de la demanda de GN.....	85
Tabla 5-1 Potencial técnico de disponibilidad de BRL en Colombia y su composición	93
Tabla 5-2 Potencial estequiométrico de producción de bioetanol a partir de las BRL.....	95
Tabla 5-3 Caracterización BG y RAC en base seca.....	99
Tabla 5-4 Condiciones de operación Explosión de vapor.....	100
Tabla 5-5 Principales corrientes caso de estudio bioetanol 2G	101
Tabla 5-6 Rendimiento en la etapa de extracción de Jugo	104
Tabla 5-7 Rendimiento en la etapa de clarificación	105
Tabla 5-8 Rendimientos en la etapa de evaporación.....	105
Tabla 5-9 Rendimiento en la etapa de cristalización	106
Tabla 5-10 Rendimientos para la etapa de pretratamiento.....	106
Tabla 5-11 Rendimientos etapa SSF	107
Tabla 5-12 Rendimientos en la etapa de separación y concentración de bioetanol	108

Tabla 5-13 Materia prima para la cogeneración	108
Tabla 5-14 Rendimientos en el proceso de DA de Vinazas	109
Tabla 5-15. Rendimientos en el proceso de obtención de metano al 95%.....	110
Tabla 5-16 Principales Flujos para el esquema conceptual de Biorrefinería	111
Tabla 5-17 Propiedades Fisicoquímicas de Gasolina y Bioetanol	112
Tabla 5-18 Capacidad Instalada Bioetanol 1G.....	116
Tabla 5-19 Precios de biometano de referencia	117
Tabla 5-20 Precios de bioetanol de referencia	118
Tabla 5-21 Datos de entrada biometano y bioetanol	118
Tabla 5-22 Resultados	119
Tabla 5-23 Resultados biometano y bioetanol	119
Tabla 6-1 Escenarios de utilización sobre un total de 684.619 hectáreas probables (altamente aptas) de que puedan ser usadas para el cultivo de la especie Jatropha Curcas	125
Tabla 6-2 Potencial disponibilidad de grasas y aceites de origen animal en el país 2022 a 2050.	127
Tabla 6-3 Escenarios de proyección de potencial disponibilidad de UCOs en Colombia.....	129
Tabla 6-4 Resumen de posible oferta de aceites y grasas animales para producir biocombustibles..	131
Tabla 6-5 Consideraciones para el escenario de Actualización evaluado bajo las proyecciones del PEN 2022-2052	133
Tabla 6-6 Resumen del balance energético del proceso de producción de diésel renovable	138
Tabla 6-7 Proporciones de masa del diésel renovable en el proceso de hidroprocesamiento de aceites de segunda generación.	138
Tabla 6-8 Ventajas y desventajas del uso de DR	141
Tabla 6-9 Precios de referencia diésel renovable	145
Tabla 6-10 Datos de entrada	147
Tabla 6-11 Resultados caso base diésel renovable	148
Tabla 7-1 Definiciones de términos para nombrar los biocombustibles de aviación.	151
Tabla 7-2 Resumen de posible oferta de biomasa residual lignocelulósica para producir biocombustibles tipo biojet-FT en Colombia.....	153
Tabla 7-3 Resumen del balance del proceso de producción de biojet-FT	157
Tabla 7-4 Relaciones de masa y condiciones del gasificador procesos de producción del biojet-FT ..	157
Tabla 7-5 Precios de referencia diésel renovable	163
Tabla 7-6 Datos de entrada	165
Tabla 7-7 Resultados resumidos sobre biojet-FT	165

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 Tablero de análisis de sensibilidades	23
Figura 4-1. Producción, refinación y usos del biometano.....	30
Figura 4-2 Potencial técnico de BR aprovechables mediante el proceso de DA para producir metano.....	31
Figura 4-3 Disponibilidad de RSU por departamento y potencial energético para 2020 en Colombia ..	33
Figura 4-4 Tecnologías contempladas en el NAMA de RSU	35
Figura 4-5 Resultados de producción de biogás a partir de porquinaza.....	38
Figura 4-6 Distribución de los predios ganaderos por actividad y tamaño.....	39
Figura 4-7 Caracterización de la actividad ganadera por departamentos.....	40
Figura 4-8 Distribución de la producción de arroz por municipio en Colombia	43
Figura 4-9. Zonas cafeteras de Colombia	47
Figura 4-10 Potencial Técnico de Biogás de Café en Finca (TJ/año)	49
Figura 4-11 Modelo conceptual de biorrefinería para la obtención del biometano	57
Figura 4-12 Captura Almacenamiento y Uso del CO ₂ (CUAC)	63
Figura 4-13 Productos a partir de CO ₂ con CUAC.....	63
Figura 4-14 Estructura de Economía Circular en una biorrefinería.....	66
Figura 4-15 Ubicación de las posibles plantas productoras de Biometano del sector Porcicola.....	74
Figura 4-16 Ubicación de las posibles plantas productoras de Biometano del sector avícola	75
Figura 4-17 Ubicación de las posibles plantas productoras de Biometano del sector agrícola.....	76
Figura 4-18. Potencial de Generación de Energía del sector palmero.....	77
Figura 4-19. Oferta potencial de biometano sobre el SNT GN	78
Figura 4-20 Escenarios del PEN 2022 - 2052 – Gas Natural	79
Figura 4-21 Proyección de consumo final de gas natural escenarios PEN (2022-2052) (PJ/a)	80
Figura 4-22 Crecimiento de población en Colombia Pre y Post Covid.....	82
Figura 4-23 Oferta potencial de biometano a GN al suplir el 1% de proyecciones de consumo final.....	83
Figura 4-24 Oferta potencial de biometano al GN al suplir el 5% de proyecciones de consumo final ..	84
Figura 4-25 Oferta potencial de biometano respecto al GN al suplir el 10% de las proyecciones de consumo final (PJ/año).....	85
Figura 4-26 Oferta potencial de biometano respecto al GN al suplir el 15% de las proyecciones de consumo final (PJ/año).....	86
Figura 4-27 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).....	87
Figura 4-28. Reducción de emisiones de CO ₂ por sustitución de GN con biometano (t CO ₂ /año)	88
Figura 4-29 Costos de producción de biogás por tipo de biomasa residual en 2018 (a) y 2040 (b)	89
Figura 5-1 Estructura Biomasa Lignocelulósica,	91
Figura 5-2 Disponibilidad potencial energético de BR lignocelulósicas	93
Figura 5-3 Ejemplo cálculo estequiométrico para obtención de bioetanol a partir de celulosa	95
Figura 5-4 Esquema de biorrefinería de caña de azúcar actual en Colombia.....	96
Figura 5-5 Rutas para la conversión de biomasa lignocelulósica usando métodos bioquímicos e hidrotérmicos.	98
Figura 5-6 Esquema de producción bioetanol 2G. Ruta.....	98

Figura 5-7 Esquema biorrefinería conceptual-Caso Colombiano.....	103
Figura 5-8 Etapa de extracción de jugo de caña.	104
Figura 5-9 Tratamiento de jugo.....	104
Figura 5-10 Etapa de evaporación.....	105
Figura 5-11 Etapa de cristalización.....	106
Figura 5-12. Etapa de sacarificación y fermentación	107
Figura 5-13 Etapa de separación y concentración.	108
Figura 5-14 Esquema conceptual de cogeneración	109
Figura 5-15 Esquema conceptual de DA	109
Figura 5-16 Esquema conceptual tecnología de absorción con solvente para purificación de metano.....	110
Figura 5-17 Balance de materia para el esquema de procesamiento biorrefinería ingenio	111
Figura 5-18 Escenarios de gasolina	115
Figura 5-19 Inclusión del bioetanol en la matriz energética escenario de Actualización	117
Figura 5-20 Evolución de los precios colombianos de GN en la fuente	121
Figura 5-21 Algunas sensibilidades – bioetanol & biometano	121
Figura 5-22 Comparación precios de alcohol carburante con gasolina	122
Figura 6-1 Estimación de disponibilidad de las grasas animales de res, pollo, cerdo y pescado en Colombia	126
Figura 6-2 Escenarios de proyección de generación de UCOs en Colombia.....	129
Figura 6-3 Descomposición jerárquica de la producción de DR.....	134
Figura 6-4 Paso a paso de la tecnología de producción de diésel renovable.	136
Figura 6-5 Integración del proceso de producción de diésel renovable	137
Figura 6-6 Escenarios hipotéticos plantados para proyecciones de producción de DR en el país	139
Figura 6-7 Escenario de diésel.....	142
Figura 6-8 Potencial escenario de sensibilidad para la incorporación del DR.	144
Figura 6-9 Potencial reducción de emisiones en escenarios de sensibilidad para incorporación DR	145
Figura 6-10 Rangos de producción de diésel renovable comparado con el biodiésel y el diésel fósil.	147
Figura 6-11 Variación de los ingresos, costos de materia prima y CAPEX respecto al VPN, el tiempo de recuperación de la inversión (retorno de la inversión) y la escala de la biorrefinería de DR.	148
Figura 7-1 Disponibilidad de BRL en base seca para la producción de biojet-FT.....	152
Figura 7-2 Descomposición jerárquica de la producción de biojet-FT.....	154
Figura 7-3 Paso a paso de la tecnología de producción de biojet-FT.....	155
Figura 7-4 Integración del proceso de producción de biojet-FT	155
Figura 7-5 Escenarios de Consumo final del kerosene-jet (PEN 2022-2052)	162
Figura 7-6 Resultados de análisis de sensibilidad de biojet para sustituir fósil en el consumo final proyectado.	162
Figura 7-7 Cálculo de emisiones de CO2 evitadas por el uso del biojet para sustituir Jet A1 fósil según las proyecciones de producción.....	163
Figura 7-8 Rangos de producción (barras verde y gris) del biojet comparado con el jet fósil.....	164
Figura 7-9 Variación de los ingresos, costos de materia prima y CAPEX respecto al VPN, el tiempo de recuperación de la inversión (retorno de la inversión) y la escala de producción de la biorrefinería de biojet-FT.	166

ABREVIATURAS

ABC	American Biogás Council
ABE	Acetona-butanol-etanol
ACB	Análisis Costo Beneficio
ACPM	Aceite combustible para motores
AGRONET	Red de información y comunicación del sector agropecuario colombiano
AGROSAVIA	Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria (antes CORPOICA)
BC2&3G	Biocombustibles de segunda y tercera generación
Bcm	billones de metros cúbicos
BECO	Balance Energético Colombiano
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
BR	Biomasa Residual
BRA	Biomasa Residual Agrícola
BRI	Biomasa Residual Industrial
BRP	Biomasa Residual Pecuaria
BTL	Biomasa a Liquido
BTU	Unidades Térmicas Británicas
CAPAC	consumo aparente per cápita anual de carne
CDR	Combustible Derivado de Residuos
CEE	Comunidad Económica Europea
CEN	Comité Europeo de Normalización
CH ₄	Metano
C/N	Relación Carbono Nitrógeno
CNC	Compañía Nacional del Café
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
CUAC	Captura, uso y aprovechamiento de carbono
DEA	Dietanolamina
DGA	Diglicolamina
DMEA	Dimetiletanolamina
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EC	Economía Circular
Ecopetrol	Empresa Colombiana de Petróleo
EDTA	ácido etilendiaminotetraacético
EE. UU.	Estados Unidos de Norte América
EIA	Administración de la Información de Energía de Estados Unidos
ENEC	Estrategia Nacional de Economía Circular
EPM	Empresas Públicas de Medellín
EVA	Evaluaciones Agropecuarias
FEDEGAN	Federación Colombiana de Ganaderos
FENAVI	Federación Nacional de Avicultura

FER	Fuente de Energía Renovable
FNC	Federación Nacional de Cafeteros
FORSU	Fracción Orgánica de Residuos Urbanos
FT	Fisher Tropsch
GBS	Ganadería Bovina Sostenible
GBTU	Giga BTU
GdO	Garantía de Origen
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GM	Gasolina de Motor
GN	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
GNV	Gas Natural Vehicular
GTL	Gas a Liquido por sus siglas en ingles
H	hora
H ₂	Hidrógeno
H ₂ S	Sulfuro de Hidrógeno
ha	hectárea
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
IPC	Índice de precios al consumidor
IPCC	Panel intergubernamental de cambio climático (siglas en inglés)
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
Kg	Kilogramo
KBD	Miles de barriles diarios por sus siglas en ingles
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
MinEnergía	Ministerio de Minas y Energía
m.s.n.m.	metros sobre el nivel del mar
MVCT	Ministerio de Vivienda Ciudad y Territorio
MWh	Mega Watios hora
MBTU	Millón de BTU ó Mega BTU (Million British Thermal Units)
NAMA	Acciones de mitigación nacionalmente apropiadas (Sigla en inglés)
Nm ³	Metros cúbicos a condiciones normales
NPK	Nitrógeno-Fosforo y Potasio
NTC	Norma Técnica Colombiana
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
ONU	Organización de Naciones Unidas
PCI	Potencial Calorífico Inferior

PEG	Polientielen glicol
PEN	Plan Energético Nacional
PFAD	Ácidos Grasos Destilados del Aceite de palma Palma (Por sus siglas en inglés “ <i>Palm fatty acid distillate</i> ”)
PIGCCme	Plan integral de gestión del cambio climático del sector minero energético
PJ	Peta Joules
PND	Plan Nacional de Desarrollo
POME	Efluente de extractora de aceite de palma (Siglas en inglés Palm Oil mill Effluent)
POT	Plan de Ordenamiento Territorial
PRAE	Proyectos ambientales escolares
PWS	Pressurized Water Scrubbing
PSA	Pressure Swing Adsorption
PTAR	Plantas de Tratamiento de Agua Residual
RAC	Residuos agrícolas de cosecha
RAI	Residuo agrícola Industrial
REDBIOLAC	Red Colombiana de Energía de Biomasa
REDBIOLAC	Red de digestores para América Latina el Caribe
RFF	Racimo de Fruta Fresca
RSU	Residuos Sólidos Urbano
RUT	Reglamento Único de Transporte
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SGA	Sistema Globalmente Armonizado
SHF	Hidrólisis y fermentación separada
SNT	Sistema Nacional de Transporte de GN
SSF	sacarificación y fermentación simultánea
SUI	Sistema Único de Información
SuperServicios	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SV	Sólidos Volátiles
t	Tonelada
tCO _{2e}	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
TEJ	Transición Energética Justa
TMBP	producción teórica máxima de metano por sus siglas en inglés
TJ	Tera Julio
TRL	Nivel de madurez tecnológica (Technology Readiness Levels)
UAESP	Unidad Administrativa Especial de Servicios públicos
UCO	Aceite de cocina Usado, por sus siglas en inglés
UNAL	Universidad Nacional de Colombia
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
UPRA	Unidad de Planificación Rural Agropecuaria
VCO	Volumen de Cargo Orgánica
VSA	Vacuum Swing Adsorption
WWT	Planta de tratamiento de aguas residuales

1 INTRODUCCIÓN

La bioenergía es crucial, no solo para el cumplimiento de los compromisos internacionales relacionados con Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y la reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI), para combatir el cambio climático; sino que su aporte a la seguridad energética y el autoabastecimiento es fundamental para el desarrollo descentralizado de las regiones. El uso de la bioenergía aporta al bienestar de las comunidades rurales, generando empleos verdes e incrementando la competitividad del sector agroindustrial; al tiempo que reduce la descontaminación derivada de una gestión inadecuada de materiales que lejos de ser residuos se pueden transformar para integrarse a la cadena productiva mediante el aprovechamiento de su potencial energético.

Particularmente, los biocombustibles están tomando gran interés en el ámbito mundial, debido a sus aportes a la competitividad en la resiliencia de las regiones y la descarbonización de la economía y particularmente del transporte. Tal es el caso del biometano que en Europa tuvo un impulso los últimos años para garantizar el autoabastecimiento, dado la ausencia del gas natural (GN) proveniente de Rusia, durante el conflicto con Ucrania. Para el sector de la aviación el uso de biocombustibles de aviación (biojet) es una de las acciones que se está implementando para cumplir sus metas de descarbonización; lo cual ha impulsado la producción de estos biocombustibles y en varios países se están consolidando mecanismos de mercado flexibles como una estrategia de comercialización en el sector.

A este respecto Colombia tiene mucho potencial, tanto por ubicación geográfica como por riqueza de materia prima, que ha atraído a inversionistas para el fomento y desarrollo de nuevos mercados verdes. Estos biocombustibles son más eficientes si se pueden producir a partir de Biomásas Residuales (BR) y bajo el esquema de biorrefinería, lo cual conlleva al aprovechamiento integrado no solo de bioenergéticos, sino aporta al mercado nacional otros productos de valor agregado que se pueden incorporar a la cadena productiva siguiendo la Estrategia Nacional de Economía Circular (ENEC).

Colombia, dada su vocación agrícola y en línea con las tendencias internacionales, considera fomentar la participación de la biomasa en la canasta energética, para soportar procesos de cogeneración, suministro de gas combustible, incrementar la disponibilidad de biocombustibles líquidos, para la generación eléctrica y la movilidad sostenible; especialmente con el enfoque de aumentar la cobertura en zonas rurales, y el autoabastecimiento para evitar importaciones; a la vez que contribuye a reducir la dependencia de combustibles fósiles. Lo anterior, requiere la configuración de un plan estratégico de bioenergía, en armonía con otras estrategias del Plan de Desarrollo Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026 “Colombia potencia de la vida”,

como: el desarrollo sostenible del campo, basura cero y comunidades energéticas (UPME, 2020).

En el informe anterior de la consultoría (Producto 2) se realizó un análisis cualitativo y cuantitativo de la disponibilidad de BR en el país, que fueran aptas para la producción de biocombustibles de segunda y tercera generación; también, se hizo una detallada revisión bibliográfica técnica, científica y sectorial de las tecnologías para la producción de biocombustibles. Con la información recopilada se sustentó un análisis multicriterio para priorizar 4 biocombustibles con mayor potencial de aplicación en Colombia. Tales biocombustibles priorizados, todos de segunda generación, fueron: **i) biometano/biogás, ii) biojet-Fisher Tropsch (FT), iii) diésel renovable (DR), y iv) bioetanol**, estos biocombustibles aplican a diferentes matrices de combustibles en el país para ser potencialmente incluidos por la Unidad de Planeación Minero Energético (UPME) respectivamente en escenarios futuros de demanda de GN y Gas Licuado del Petróleo (GLP), Jet A1, Diésel y Gasolina respectivamente.

En este informe, se puntualizó el análisis de biocombustibles de segunda generación, y ninguno de tercera generación. Si bien, las algas constituyen una materia prima promisoría desde el punto de vista de biorrefinería, los esquemas de procesamiento existentes aún presentan barreras, que en la actualidad los hacen inviables desde el punto de vista económico y ambiental. Los esfuerzos actuales en biocombustibles de tercera generación se orientan hacia la ingeniería genética, metabólica y fenómica; además de optimizar la configuración del proceso y su logística.

El capítulo 1 corresponde a la presente introducción. El capítulo 2 es el marco de referencia del presente producto 3. Del capítulo 4 al 7 se presenta un análisis técnico económico detallado, para cada uno de estos cuatro biocombustibles priorizados, incluyendo: la disponibilidad de materias primas, criterios de calidad de cada biocombustible y la normatividad nacional e internacional que aplique al desarrollo del modelo para el país, enfatizando en criterios de calidad de cada biocombustible. En relación con las tecnologías de producción se realiza una pesquisa enmarcada en el concepto de biorrefinería, para lo que se presenta un modelo conceptual; a partir del cual se desarrolla un Análisis Costo Beneficio (ACB). También, se identifican ventajas, desventajas, retos y oportunidades en el mercado colombiano, para estimar su potencial de participación en la canasta energética nacional, haciendo una estimación de escenarios y sensibilidades. Esto permite, en el capítulo 8, concluir con algunas recomendaciones para abordar los retos y sugerir modificaciones al alcance del gobierno nacional para fomentar la inclusión de estos biocombustibles a la Matriz energética Nacional (MEN).

En el desarrollo de la consultoría se realizó acercamiento a algunos gremios y empresas con el fin de corroborar información obtenida y conocer de primera mano expectativas y barreras identificadas para el desarrollo de estos, a quienes agradecemos sus valiosos aportes.

Bajo el concepto de biorrefinería se estudiaron de manera independiente DR y Biojet-FT, mientras que el bioetanol y biometano se integró en un solo estudio de caso del sector de la caña en el país; este último caso se definió, como resultado del análisis de disponibilidad de BR y dada la probabilidad de su implementación a corto plazo en el país; para el estudio se integró la producción de bioetanol de segunda generación a la producción de bioetanol de primera generación (ya existente) y se complementó con la producción de biometano a partir de las vinazas (subproducto de la producción de bioetanol). Los tres análisis aportaron datos de interés para la evaluación de los cuatro biocombustibles priorizados.

Los resultados de la consultoría permiten escenarios costo beneficio positivos bajo concepto de biorrefinería para los cuatro biocombustibles priorizados Bioetanol, Biometano, Diésel Renovable y Biojet-FT, mostrando una altísima potencialidad para su implementación futura en el país; sin embargo, algunos escenarios de proyección bajo determinadas condiciones denotan incertidumbre comercial por parte de posibles inversionistas.

Finalmente se presenta un capítulo de conclusiones y recomendaciones relacionadas con los resultados logrados.

2 ESTRUCTURA Y CONTENIDO DEL ENTREGABLE

A continuación, se describe la estructura y contenido de referencia de las diferentes temáticas desarrolladas para cada biocombustible priorizado que hacen parte de este entregable. Se identifican además los elementos que son comunes de análisis para dar un contexto previo a abordaje en cada biocombustible.

2.1 MARCO DE REFERENCIA INTERNACIONAL

Inicialmente en producto 2 se realizó una revisión bibliográfica para explorar la situación actual en términos de normatividad, nivel de desarrollo, producción, tecnologías, estrategias de mercado y casos de éxito en países que sirvan como referencia a Colombia. Se enfatizó en un análisis detallado de los marcos regulatorios existentes en aquellos países en los que se encontró reportes en la bibliografía para los biocombustibles priorizados. Esta información se consolida en fichas presentadas en el capítulo 3; mientras que, los estándares de calidad requeridos para cada biocombustible, dada su particularidad, se presentan en los capítulos dedicados a cada biocombustible.

2.2 DEFINICIÓN Y PRIORIZACIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES POR ESTUDIAR

Como se comentó en la introducción en el producto 2 de la consultoría se hizo un análisis completo de los biocombustibles, a partir de información secundaria. Lo anterior llevo a identificar biocombustibles gaseosos susceptibles de fungir como sustitutos o complementos del GN (biogás/biometano, biopropano, gas natural sintético y biohidrógeno); líquidos con potencial de uso como sustituto o complemento de la gasolina y del diésel (bioetanol, biodiésel, diésel renovable y biobutanol), y un último grupo más especializado de biojet enfocado a su aplicación como combustible de aviación obtenido por diferentes rutas como Hidrotratamiento de esteres y aceites grasos (HEFA, por sus siglas en ingles) y FT.

Para avanzar en el conocimiento de biocombustibles de segunda y tercera generación (B2&3G) se adelantó una investigación tendiente a establecer las tecnologías disponibles para los mismos, su grado de madurez, potencial de aporte a la mitigación de cambio climático y una identificación financiera.

- GT: Gasificación térmica
- DA: Digestión Anaerobia
- HVO: Hidrotratamiento de Aceites Vegetales
- HEFA: Hidrotratamiento de esteres y ácidos grasos
- HTL: Licuefacción Hidrotérmica
- FT: Síntesis de Fischer Tropsch

Dada la amplia variedad de biocombustibles y tecnologías para su producción, se adelantó el ejercicio de priorización para definir los cuatro principales biocombustibles con mejor potencial de desarrollo en el país, para ello se recurrió a la metodología de multicriterio ponderados. Mediante panel de expertos se definieron los parámetros de evaluación y su ponderación. Como parámetros de evaluación se fijaron criterios técnicos, ambientales y económicos. En el proceso de priorización se tuvieron en cuenta tres criterios generales: el potencial estratégico relativo para el país, los riesgos comerciales y técnicos relativos. De manera específica cada criterio fue evaluado a partir de diferentes características que incluyeron aspectos como: las materias primas, la tecnología, los productos, costos (materias primas, pretratamientos, productos etc.), CAPEX, OPEX, nivel de madurez tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés) etc. De acuerdo con los resultados de la priorización, los biocombustibles de segunda generación y su respectiva tecnología fueron: Biogás/Biometano, Biojet SAF (Fisher Tropsch), Diésel renovable y Bioetanol.

Este análisis se resumió en un capítulo independiente para cada uno de los cuatro biocombustibles priorizados, que incluyó: generalidades de la tecnología, la disponibilidad de materias primas, su potencial de producción, los requisitos de calidad, un modelo conceptual para la biorrefinería, identificación de ventajas y desventajas, su potencial de inclusión en la matriz energética nacional (MEN), la evaluación económica y el desarrollo del modelo país.

En relación con las tecnologías de producción se realizó una investigación enmarcada en el concepto de biorrefinería, para lo que se presenta un modelo conceptual. En donde fue posible, se incluyó información suministrada por los gremios o empresas representativas del sector; con algunos, se realizaron reuniones virtuales para presentar la información recopilada y se incluyen sus comentarios y validación para los cálculos del modelo.

2.3 DISPONIBILIDAD DE BIOMASAS RESIDUALES PARA PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES

En Producto 2, se hizo una revisión de la potencial oferta nacional de BR, acorde con las rutas tecnológicas encontradas, agrupándolas en cuatro grupos de acuerdo con su origen:

- Biomasa residual agrícola (BRA): Que comprende residuos agrícolas de cosecha (RAC), residuo agrícola industrial (RAI)
- Biomasa pecuaria: Vacuno, porcícola, avícola
- Biomasa residual industrial. Cervecería. Láctea, plantas de beneficio animal, destilería, Aceites usados de cocina (UCO, por sus siglas en inglés),
- Biomasa residual urbana: Incluye residuos sólidos urbanos (RSU), lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR) y plazas de mercado

La oferta potencial se determinó utilizando datos oficiales de producción agropecuaria en el país, detallado a nivel departamental; publicados por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural (MADR). De otra parte, se revisó la bibliografía para identificar factores de producción de biomasa residual y sus características fisicoquímicas, con el fin de elaborar el balance de materia y energía en cada cadena productiva, y estimar el potencial energético. Se determinaron el potencial teórico y el potencial técnico de cada BR, la diferencia entre ellos se debe básicamente a restricciones de disponibilidad por otros usos que se dan a las biomásas y la facilidad de recolección.

A partir de la disponibilidad de BR encontrada para cada uno de los biocombustibles priorizados se realizó una estimación de potencial de producción de cada biocombustible y se investigaron temas relacionadas con participación de los sectores agroindustriales y proyectos específicos para las tecnologías planteadas.

2.4 ESQUEMA CONCEPTUAL DE UNA BIORREFINERIA

El concepto de biorrefinería juega un papel importante en el futuro desarrollo y viabilidad de un proyecto relacionado con combustibles renovables y los cuales están directamente relacionados con los conceptos de bioeconomía. Los estudios sobre esta temática se han centrado en la integración de biorrefinerías de primera, segunda y tercera generación. Para el caso colombiano se pueden tomar como ejemplo dos sectores históricos de producción industrial como son las industrias del aceite de palma y de la caña de azúcar; las cuales han planteado la integración en sus procesos bajo el concepto de biorrefinería, con la producción de bioenergía y biocombustibles derivados del aprovechamiento de los residuos lignocelulósicos y líquidos en su cadena de valor para obtener productos de alto valor como por ejemplo, bioelectricidad (con bagazo) y etanol combustible en caña; así como biogás (con POME) y bioelectricidad (con cuesco y fibra) y diésel en el sector de la palma de aceite.

Bajo este esquema se analizarán los biocombustibles priorizados a partir de las biomásas aptas para su producción.

2.5 ANÁLISIS DE LA ESTIMACIÓN DE POTENCIAL DEL DESARROLLO

Para el análisis de la estimación de potencial del desarrollo de cada uno de los cuatro biocombustibles se tuvo como referencia la estimación de los escenarios de demanda de cada uno de estos. La UPME publicó en junio de 2023 la actualización del Plan Energético Nacional – PEN 2022 – 2052 (UPME 2023). El PEN es un ejercicio prospectivo de planeación a mediano y largo plazo que propone diferentes escenarios energéticos de cada uno de los energéticos que hacen parte de la matriz actual (Actualización, Modernización, Inflexión, Disrupción y

Transición Energética inferior y superior). La construcción de escenarios inicia, luego del análisis detallado de la situación actual, por un mapeo tecnológico que consiste en desarrollar una clasificación de las tecnologías energéticas utilizando tres criterios fundamentales:

- Incertidumbre tecnológica – madurez tecnológica
- Potencial de mitigación del cambio climático – emisiones directas de CO₂
- Desafíos de transformación - cambio social, económico, las regulaciones necesarias y las condiciones del mercado.

Esta clasificación permite explorar diferentes caminos que el sector puede seguir para lograr la visión deseada, teniendo en cuenta el nivel de ambición y la aversión al riesgo. El mapeo tecnológico desarrollado en el PEN es un insumo muy relevante ya que se constituye en el punto de partida de la prospección para cada biocombustible. Los resultados de este mapeo para combustibles líquidos, gas y bioenergía se muestran en cada capítulo destacando la posición del combustible analizado en cada caso.

Para el presente trabajo se seleccionaron aquellos escenarios en los que se observa un potencial interesante de inclusión desde el punto de vista de madurez tecnológica, disponibilidad de materias primas, prospectivas interesantes para inversionistas privados, entre otros.

Se referencia el consumo final proyectado del combustible fósil asociado a los escenarios seleccionados; con el fin de establecer un potencial aporte del biocombustible a las demandas nacionales proyectadas y su efecto en la reducción de la demanda del energético sustituto; este análisis se presentará en el capítulo correspondiente a cada biocombustible, al contrastarlo con la potencial oferta de los biocombustibles priorizados para establecer un panorama de inserción de cada uno a la canasta energética nacional.

Una vez seleccionados los escenarios donde biometano/biogás, biojet-Fisher Tropsch (FT), diésel renovable, y bioetanol analizado en este proyecto tiene cabida, se construyó un escenario de sustitución para el energético que cada uno de estos sustituirá desde la demanda de GN, Jet A1, diésel y GM respectivamente, como un porcentaje sobre la proyección de consumo esperada para el escenario seleccionado. Este porcentaje se propone con base en la experiencia del grupo consultor, análisis de casos similares, y/o restricciones técnicas, proyección de disponibilidad de materias primas, materias primas estratégicas para el país, biocombustibles estratégicos para el país, existencia de normatividad y regulación, viabilidad técnico-económica de la implementación de tecnologías en el país, barreras de producción, experiencias en otros países, experiencias propias del país.

De la actualización del PEN (UPME, 2023), se puede obtener información secundaria base para los análisis realizados en la presente consultoría referentes al potencial que pueden aportar los biocombustibles a estas prospecciones:

- La demanda de petróleo crudo es aproximadamente de 1.000 PJ/año. Los escenarios propuestos indican que se tienen el riesgo de perder la autosuficiencia petrolera.
- Según las proyecciones del PEN la demanda nacional de GN pasaría de 345 PJ/año a valores entre 590 y 736 PJ/año, en las próximas 3 décadas. Al comparar los escenarios de oferta y demanda de GN se observan riesgos para garantizar la autosuficiencia, los cuales fueron analizados por la UPME en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural para lo cual se propusieron nuevos proyectos de infraestructura, entendiendo que el GN es el energético que soporta la TEJ.
- Dentro del mapeo tecnológico relacionado con biocombustibles para el escenario de **Actualización** se incluye: biogás doméstico. Para el sector transporte se estima una disminución en el consumo de gasolina de 115,06PJ (25,89%) y de diésel de (20,62 PJ 12,88% entre los años 2032 y 2052, debido al plan de electrificación.
- Para el escenario de **Modernización** se incluye: Aumento de la mezcla de biodiésel, biogás a partir de biodigestores centralizados, generación de energía eléctrica con biomasa, pirólisis y descontaminación térmica PET. Se estima que el consumo energético en vehículos sea de 920 PJ, con una disminución en el consumo de gasolina del 29,69%, lo que equivale a una disminución de 173,18 PJ, y una reducción del 18,29% en el consumo de diésel, lo que corresponde a una disminución de 88,44 PJ.
- Para 2052, se estima un consumo final de energía de 1.983 PJ con el escenario de **Inflexión**, en contraste con los 1.277 a 2022. se propone masificar el uso de energía eléctrica y en relación con biocombustibles se plantea un aumento en la mezcla de etanol, diésel renovable, biodiésel de segunda generación, bioenergía, biogás-biometano¹, transporte con biometano, aviones con SAF, producción de hidrógeno a partir de BR. Se proyecta disminución en el consumo de gasolina de 226,6 PJ (33,81%) y de diésel de 123,76 PJ (20%) entre 2032 y 2052.
- En **Disrupción** se da incursión a nuevas tecnologías para la matriz energética como Bio Jet, biocombustibles avanzados, biodiésel de tercera generación, calderas de biomasa, bioenergía, Captura de CO₂ con algas. Este escenario estima para el año 2052 un consumo final de energía de 1.789 PJ y en 2032 de 1.415PJ en contraste con los 1.280 PJ de 2022. El sector transporte representa el 39,9% (713PJ), 54,2% (767PJ) y 48,9 % (626PJ) para cada año respectivamente. La energía proveniente de la biomasa tiene una participación del 11% de la MEN, representando en 424 PJ.

¹ Es la estrategia con mayor aporte a la reducción de cambio climático. Según la figura 24del PEN (UPME, 2023)

- En el escenario de TEJ, se prevé un crecimiento del 0,6% en oferta energética de la biomasa, la inclusión entre 32.000 y 49.000 vehículos a GNL se espera un 10% de uso de bioenergía para el subsector cementero a 2025 y un incremento anual del 1% a 2052.
- La capacidad de refinación en Colombia, incluyendo los 419 KBD² (68.569,35 m³) que pueden procesar las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, no suplen la demanda de combustibles del país. En estas refinerías se producen por capacidad instalada 87,3 KBD (14.286,64 m³) de gasolina de motor (GM); 151,5kBD (24.792,97 m³) de Aceite Combustible para Motores (ACPM); 37,6 (6153,24 m³) de Jet Fuel y 5,2 kBD (850,98 m³) de GLP
- Las reservas probadas de GN a diciembre de 2022 alcanzaron los 2,8 Terapiés cúbicos (TPC) (79,3 Gm³) y las reservas probables y posibles se estiman en 0,6 y 0,7 TPC respectivamente.
- Los datos de referencia para el consumo de energía por sector a 2022 son: transporte 620PJ; industria 275 PJ; residencial 231 PJ; terciarios 79 PJ y ACM 68PJ para un total de 1.272 PJ. De lo anterior se aprecia que el mayor consumo energético es del sector transporte, donde los biocombustibles pueden jugar un papel fundamental en la descarbonización.

2.6 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

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).

El ACB financiero o privado incluye todos los impuestos y subsidios y toma en cuenta la estructura financiera del proyecto (financiamiento por deuda y capital). El ACB social ignora los impuestos y subsidios por considerarse transferencias dentro de la sociedad que no impactan el bienestar social. Por otro lado, incluye costos externos que no tienen un impacto directo sobre la viabilidad financiera del proyecto (por ejemplo, costos ambientales) (Helena García et al., 2013) (Helena García et al., 2013). La consultoría tiene como objeto desarrollar el ACB desde lo privado, partiendo de los datos técnicos encontrados en el modelo conceptual de la biorrefinería, con el contenido que se indica en la siguiente tabla:

² Miles de barriles diarios

Tabla 2-1 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

2.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA DESDE LA PREFACTIBILIDAD

El modelo de evaluación económica de prefactibilidad 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 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.

La estructura del modelo desarrollado por esta consultoría para realizar los análisis mencionados contiene los siguientes componentes:

Hoja de inputs y supuestos: Esta hoja contiene los valores de variables macroeconómicas que serán tenidas en cuenta para el manejo del dinero en el tiempo y para la conversión a otras unidades monetarias. Así mismo permite la inclusión y modificación de las tasas impositivas y tasas de descuento.

Beneficios: esta hoja muestra los escenarios contruidos de producción para cada biocombustible priorizado y dos escenarios de precios de venta de este, entendiendo que los beneficios serán medidos a través de los ingresos por ventas.

Si se tienen productos secundarios adicionales al biocombustible. También se genera energía eléctrica en algunos casos que, de acuerdo con las estimaciones, alcanza para consumos propios y venta de excedentes que fueron valorados a precios similares al componente de generación a nivel nacional.

Adicionalmente como beneficio ambiental esta la venta de bonos de CO_{2e}. Para ello se estima la cantidad de emisiones evitadas con referencia al producto principal que se estaría sustituyendo, que en este caso serían gasolina, diésel, GN y jet A1, y se usa la herramienta para el cálculo de emisiones por combustible del FECOC (UPME, 2016). La valoración económica se hace con base en la Resolución DIAN 012 de 2023 aplicando un margen del 20% para comercialización. Cabe resaltar que algunas biorrefinerías pueden reducir emisiones asociadas a sus otros subproductos o procedimientos, que no fueron valorados en este calculo

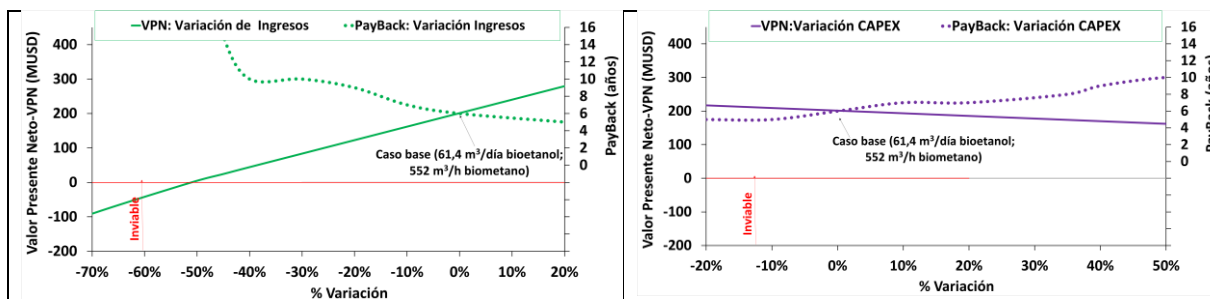
CAPEX: Investigando diversas fuentes se estableció un CAPEX; según las fuentes se identificó el año del estudio y se actualizó a 2023 con el 3% (IPC) de los Estados Unidos de Norte América (EE. UU). y luego se convirtió a pesos colombianos (COP).

OPEX: Del mismo modo, a partir del análisis de fuentes internacionales y precios nacionales se estructuró el OPEX, calculado en COP/año, considerando cuatro componentes básicos: Materias Primas, Mano de Obra, Mantenimiento y Servicios Públicos.

Flujo de caja: A partir de lo anterior se proyectó con horizonte de 30 años un flujo de caja en pesos corrientes y en pesos constantes a 2023, calculando el EBITDA, depreciación, impuesto de renta, valor de salvamento de activos y capital de trabajo. Finalmente, el flujo de caja libre del proyecto y el Flujo de caja del inversionista con un estimado de capital y deuda. Adicionalmente se tiene un escenario de un horizonte de análisis a 20 años, resultados que se presenta en cada caso de sensibilidad.

Tablero de análisis de sensibilidad: A efectos de plantear diversos escenarios se realizó un análisis con la variación de los siguientes parámetros: 1) Ingresos determinados por los precios mencionados y las cantidades del biocombustible producido según capacidad de biorrefinería. 2) Materias primas. 3) CAPEX y 4) nivel de escala de la biorrefinería a partir de la escala de referencia.

Para cada variable mencionada se elaboró una tabla y una gráfica de variación como las que se muestra a continuación a manera de ejemplo:



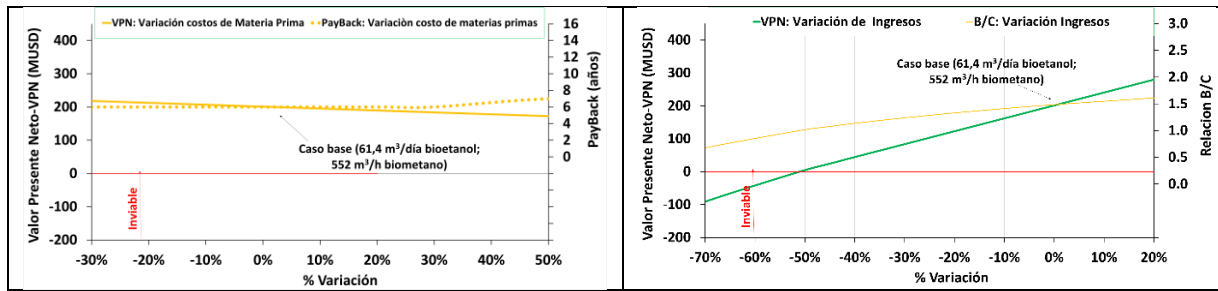


Figura 2-1 Tablero de análisis de sensibilidades

Como se observa, estas sensibilidades permiten la construcción y soporte de conclusiones enfocadas en determinar cuál de las variables resultan de mayor impacto para la viabilidad financiera del proyecto.

3 MARCO DE REFERENCIA

En este capítulo se consolida la información presentada en Producto 2, relacionada con un sondeo de la situación actual de los biocombustibles priorizados en términos de normatividad, producción, tecnologías y estrategias de mercado en países que sirvan como referencia a Colombia para estructurar un plan nacional de bioenergía.

3.1 REVISIÓN DE NORMATIVIDAD

En el *Anexo 1* se presenta un consolidado de la revisión del marco regulatorio nacional aplicable a los biocombustibles y se hace un análisis de las principales estrategias y regulaciones que promueven o ponen barreras al fomento de los biocombustibles de segunda y tercera generación.

3.2 TENDENCIAS GLOBALES

Con el fin de observar cómo ha sido el desarrollo y producción de los biocombustibles en otros países, se abordó el contexto de Brasil, para la producción de bioetanol y biometano; Argentina principal productor de biodiésel; Estados Unidos mayor productor de bioetanol y con desarrollo en otros energéticos como biogás y biodiésel; Alemania y España como representantes de la Comunidad Económica Europea (CEE) destacando la producción de biogás y biometano. De esta forma, se analizan realidades diferentes con un avance marcado en un biocombustible en particular.

Esta información se condensa en las siguientes fichas, las cuales presentan BR utilizadas y con potencial de desarrollo, el tipo de biocombustible producido, los usos finales del energético, la producción en el año 2021, los líderes del mercado nacional, las políticas públicas e incentivos generales, oportunidades en el sector de biocombustibles y algunos ejemplos de proyectos de bioenergía.



Biomásas residuales



Biocombustibles

Bioetanol
Biodiesel
Biogás

Usos finales



Producción

En 2022:

Bioetanol: 360 ML
Biodiesel: 700 ML
Biogás: 159 Mm³

Líderes del mercado

1. Ecopetrol
2. Bioenergy S.A.S.
3. Ingenios azucareros
4. Cenipalma
5. Ecodiesel

Ley 1715 de 2014: incentiva los proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable mediante la deducción especial en el impuesto de renta; exclusión de bienes y servicios del IVA; exención de gravamen arancelario y la depreciación acelerada de activos.

Resolución 240 de 2016: Establece las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano.

Decreto 1543 de 2017: Reglamenta el FENOG, fondo que financia proyectos de FNCER.

Ley 2036 de 2020: Promueve la participación de entidades territoriales en proyectos de FNCER

Resolución 40111 de 2021: Se establece la mezcla E10 y B12.

Oportunidades

Se inauguró la primera planta de producción de biometano, con una producción máxima de 720 m³/h de biometano.

Ley de Acción Climática:
Compromiso de reducir en un 51% las emisiones de GEI para el 2030 y alcanzar la carbono neutralidad en 2050.

Impuesto Nacional al Carbono:
El precio del bono de carbono oscila en 20.500 COP/ t carbono equivalente.

Proyectos de bioenergía

Grupo EPM: Cuenta con tecnología PSA para la producción de biometano utilizando el biogás producido en la PTAR San Fernando.

Ecodiesel: Planta productora de biodiesel a partir de aceite de palma. La planta entrega toda su producción a Ecopetrol que equivale al 2% de la mezcla aprobada con acpm (cerca de 150 mil toneladas/año).

Bioenergy: planta Alcaravan de producción de bioetanol a partir de caña de azúcar. La planta tiene una capacidad instalada para producir cerca de 500.000 L/día de bioetanol.

Doña Juana: Procesa el gas de relleno para la generación de energía eléctrica que se utiliza en la planta y para vender al SIN. Se llega a producir cerca de 81 Mm³/año de biogás



Residuos agrícolas



Residuos pecuarios



Gas de relleno



Energía eléctrica



Energía térmica



Brasil

Biomásas residuales



Biocombustibles

Biodiesel
Bioetanol
Biogás y Biometano

Usos finales



Producción

En 2021
Biodiesel: 6,7 Mm³ (Statista, 2023)
Bioetanol: 29,9 Mm³
(MordorIntelligence, 2023)
Biogás: 2 TWh (Raso Concha, 2021)

Líderes del mercado

1. Brasil Bio **Fuels**
2. BP Bunge Bioenergía SA
3. **Alvos** Agroindustrial Investimentos SA
4. **Raizen** SA

Políticas públicas e incentivos

- Programa Nacional del Alcohol (**Proálcool**, 1975): incentivo a la producción y uso de etanol de caña de azúcar.
- **RenovaBio**: Ley Federal No 13.576/2017, reducir las emisiones de GEI
- Incentivos fiscales a la industria automotriz que funciona con etanol o gasolina. **Ej**: reducción de impuestos, exenciones fiscales.
- Régimen Especial de Incentivos para el Desarrollo de Infraestructuras (REIDI): Proyectos de energías renovables pueden evitar determinados impuestos (PIS y COFINS)
- Mezcla de bioetanol- gasolina: Se autorizó la mezcla del 27% de etanol en gasolina. (**BioEconomía**, 2023)
- Mezcla de biodiesel- **diesel**: Se aprobó la mezcla de biodiésel al 12% (Vilela, 2023)

Oportunidades

- Brasil es el segundo líder mundial en la producción de etanol.
- Se espera que en 2029 se apruebe la mezcla del 52% de bioetanol en gasolina
- Tiene 57 plantas de producción de biodiesel autorizadas
- Diversificación de la matriz energética
- Reducción de emisiones GEI (50% para el 2030 con respecto al año base 2005)
- Mercado de aviación sostenible

Proyectos de bioenergía

Proyecto Ternium: Se utiliza el gas de relleno del relleno sanitario Seropédica, en el cual se reciben 10.000 t RSU/d. Se produce cera de 72.000 Nm³/d de biometano y se utiliza para energía térmica y la producción de acero.

Proyecto Termoverde Caleras: Se utiliza el gas de relleno proveniente de vertederos. Tiene una capacidad instalada de 29,5 MW. El uso final del biogás es electricidad.

Proyecto Itaipú Binacional: La unidad de demostración produce 4.000 m³/mes de biometano para abastecer 300 vehículos, donde 70 son de transporte público. Este proyecto está conformado por varias granjas con gallinas ponedoras y bovinos.

Proyecto Sebigas: Se procesan 5 Mt/año caña azúcar. Las vinazas se utilizan para producir biogás. La planta es capaz de procesar 9.200 m³/d de vinaza para producir 187.000 m³/d de biogás.



Aceite vegetal no comestible



Residuos orgánicos



Residuos forestales



Residuos agrícolas



Algas



Red de gas natural



Transporte



Argentina

Biomásas residuales



Biocombustibles

Biodiesel
Bioetanol
Biogás y Biometano

Usos finales



Producción

En 2021
Bioetanol: 1,0 Mm³ (Instituto Nacional de Vitivinicultura, 2022)
Biodiesel: 1,9 Mm³ (Marino Julieta, 2022)
Biogás: 378 GWh (Vilela Antonio, 2023)

Líderes del mercado

1. Aceitera General Deheza
2. Molinos Río de la Plata
3. Vicentin
4. Tecnológicas Bioenergéticas SA
5. YPF
6. Biogas Fuels Argentina
7. Algaenergy Argentina

Políticas públicas e incentivos

- Ley de Biocombustibles 26.093/2006 y 26.334/2007: Promover la producción y uso de biocombustibles. Mezcla con combustibles fósiles. Está autorizado E12, E10, B7 y B100
- Programa **Renovar**: Promueve la inversión, realización de subasta para la contratación de proyectos de energía renovable.
- Certificación de biocombustibles sostenibles: entidades autorizadas: Secretaría de Energía, Agencia Argentina de Certificación de Biocombustibles (**ArgCert**).
- Incentivos fiscales: Reducción de impuestos internos, reducción de impuestos a los combustibles líquidos (ICL), diferimiento de impuestos, créditos fiscales. Desde 2007 los biocombustibles producidos a partir de soja, maíz y caña de azúcar tienen beneficios fiscales.
- Comisión de biocombustibles 2022: La resolución 689/2022 reglamenta el registro de productores y comercializadores. (Gobierno de Argentina, 2022)

Oportunidades

- Principal productor de biodiesel a partir de soja.
- Gran productor de bioetanol a partir del maíz.
- La producción de bioetanol en 2021 es un 116% mayor al de 2013. La producción de bioetanol representa el 59% de la producción total de etanol del país. (Instituto Nacional de Vitivinicultura, 2022)
- Diversificación de la matriz energética
- Reducción de emisiones

Modelos de negocio

Proyectos de bioenergía

Proyecto Solamb Timbúes: Producción de biogás de 400 m³/h con una composición de 54% de CH₄. Biodigestor de laguna cubierta con capacidad de 11 t DQO/d. Utiliza como sustrato efluentes líquidos con alta materia orgánica. Capacidad de purificación de biogás de 400 m³/h.

Proyecto Central Térmica Citrusvil: Utiliza residuos de cosecha y producción de productos a base de limón. Tiene una potencia instalada de 3 MW para generar energía a 3.000 hogares. Aprovecha 500 m³ de efluente/h para producir cerca de 2.000 m³ de biogás/h y generar 13 t vapor/h.

Proyecto Tigonbu: realiza una integración en donde se produce maíz, bioetanol, aceite de maíz, burlanda, vinaza, biogás, energía eléctrica y biofertilizantes. Cuenta con 4.000 vacas y siembran 4.000 ha de maíz y soja

Proyecto Bioeléctrica **Biomass Crop S.A.**: Utiliza residuos de maíz para la producción de biogás como combustible para el funcionamiento de un motor generador de energía eléctrica. Los módulos van de 1MW a 2 MW.



Aceite vegetal no comestible



Residuos orgánicos



Residuos forestales



Residuos agrícolas



Algas



Electricidad



Energía Térmica



Transporte



Estados Unidos

Biomásas residuales



Biocombustibles

Biodiesel
Bioetanol
Biogás y Biometano

Usos finales



Producción

Bioetanol: 59,7 Mm³
(Bustos, 2023)
Biodiesel: 4,97 Mm³
Biogás: 61,8 Mm³

Líderes del mercado

1. [Renewable Energy Group](#)
2. [Archer Daniels Midland Company](#)
3. [World Energy](#)
4. [POET Biorefining](#)
5. [Valero Energy Corporation](#)
6. [Green Plains Inc](#)

Políticas públicas e incentivos

- [Renewable Fuel Standard \(RFS\)](#) 2007: Promueve las mezclas de biocombustibles con combustibles fósiles.
- Ley de Independencia y seguridad energética EISA 2007: busca incrementar la producción de biocombustibles.
- Programa de biocombustibles avanzados (ABP) 2008: incentiva la producción de biocombustibles avanzados como biodiesel y biogás.
- Créditos fiscales: Crédito fiscal de producción de biodiesel ([Biodiesel Production Tax](#)), y crédito fiscal para mezcla de bioetanol ([Blender's tax credit](#)).
- Programa de etanol celulósico ([Cellulosic Biofuel Program](#)): promueve la producción de bioetanol a partir de biomásas de uso no alimenticio.
- Ley de incentivos fiscales de tecnología de biocombustibles 2019: Destina recursos para educación y formación en tecnologías de biocombustibles.
- Mezcla de bioetanol-gasolina: está autorizado el E10.

Oportunidades

- Es el principal productor de bioetanol del mundo, produce cerca del 50% del bioetanol del mundo.
- La producción de bioetanol es principalmente del maíz, pero se registra producción a partir de madera y residuos de cultivos.
- Cuenta con más de 230 M de vehículos flexibles. (Bustos, 2023)
- Reducción de emisiones GEI (50% para el 2030)
- Carbono neutralidad a 2050

Proyectos de bioenergía

Proyecto Vespene Energy: Utiliza el gas de relleno de un relleno sanitario. Su uso final es la electricidad.

Proyecto POET-DSM Advanced Biofuels: Utiliza maíz y residuos agrícolas para producir cerca de 75.700 m³/año de bioetanol.
Proyecto Abengoa Bionergy: Utiliza maíz para producir alrededor de 94.600 m³/año de bioetanol.
Proyecto Pacific Ethanol: Utiliza maíz y otros cereales para producir 227.000 m³/año de bioetanol.

Proyecto Heartland Biogas: Utiliza residuos agrícolas, residuos orgánicos, y estiércol de ganado para producir cerca de 3,2 Mm³/mes. Su uso final es inyección a red de GN y producción de biometano.

Proyecto REG Grays Harbor: Utiliza aceites vegetales usados y grasas animales para producir 378.500 m³/año de biodiesel.
Proyecto World Energy: Utiliza aceites vegetales usados para producir 151.000 m³/año de biodiesel.



Aceite vegetal no comestible



Residuos orgánicos



Residuos forestales



Residuos agrícolas



Algas



Red de gas natural



Térmico



Electricidad



Alemania

Biomásas residuales



Biocombustibles

Biogás
Biometano
Biodiésel
Bioetanol

Usos finales



Producción

En 2021

Biogas: 7,9 bcm (World Biogas Association, 2021)
Bioetanol: 0,84 Mm3 (Biofuels international, 2022)
Biodiesel: 3,4 Mm3 (Knoema, 2023)

Líderes del mercado

1. Verbio AG
2. CropEnergies AG
3. BayWa r.e. Bioenergy GmbH
4. ADM Germany GmbH

Políticas públicas e incentivos

- Ley de Fuentes de Energía Renovables EEG de 2000: Esta ley establece las tarifas de electricidad para los productores de energía renovables y los *feed-in tariffs (FIT)*. Los proyectos de bioenergía hasta de 150 KW pueden recibir FIT.
- Ley de fuentes de Energía Renovable para calefacción de 2009: Busca aumentar la cobertura de calefacción a partir de energía renovable.
- Plan Nacional de Eficiencia Energética (NAPE) de 2014: Busca reducir el consumo de energía primaria del 50% al 2050. (Pelegrý & Ortiz Martínez, 2016)
- Ley de biocombustibles de 2006: Promueve el uso de biocombustibles. Las mezclas autorizadas actualmente son E10 y B7. (ePURE, 2018)
- Ley de calor Ley 1728 de 2002: esta Ley de cogeneración busca que el suministro de energía provenga de unidades de cogeneración otorgando beneficios por cogeneración.
- Política de gestión de RSU de 2005: Frena la disposición de los RSU en rellenos sanitarios con el fin de promover otros usos y la separación en la fuente.
- RePowerEU: Proyecta a corto y mediano plazo el biometano como medida para reducir las importaciones de gas natural.

Oportunidades

- Alemania es el principal productor de biogás en el mundo. (World Biogas Association, 2021).
- Cuenta con más de 8000 plantas de biogás. En 2021 el país reportó una producción de 8,35 bcm entre biogás y biometano y se espera una producción de 35 bcm para 2030. (European Commission, 2021) Se espera que el mercado de la bioenergía crezca hasta 208 GW para el 2028.
- El uso principal del biogás y el biometano es eléctrico y para cogeneración. El biometano utilizado en el sector transporte representa menos del 1% (European Commission, 2021).
- Produce biodiesel a partir de aceite de soja, canola, grasas animales y grasa reciclada.

Proyectos de bioenergía

Empresa BSR (empresa de servicios públicos): Procesa más de 60.000 t/año de FORSU. Produce biometano para alimentar 150 camiones recolectores de basura.

Proyecto Sweetethanol: promueve el uso del sorgo dulce para la producción de bioetanol.

Proyecto NILE: busca perfeccionar la tecnología de producción de bioetanol.

Modelo Jühnde: llamado aldea bioenergética, y busca la autosuficiencia energética mediante la instalación de plantas de biogás, producción de energía, y red de calefacción. Existen 80 aldeas en Alemania. (Deutschland.de, 2013)

Planta Zeitz: produce 50.000 t/año de bioetanol con la tecnología sunliquid a partir de paja. (Díaz, 2022)



estérrico



Cultivos energéticos



Residuos orgánicos



Energía térmica



Energía eléctrica

4 BIOMETANO

Según el análisis de índice relativo global, el biometano obtenido por la degradación de la materia orgánica por acción de microorganismos mediante digestión anaerobia (DA) de BR, fue el primer biocombustible priorizado como sustituto y/o complemento de GN y/o GLP. Además, el biogás (40 a 70% de metano) también sirve como sustituto de leña para cocción de alimentos en zonas rurales, donde juega un papel fundamental debido a su bajo costo, comparado con el GLP; además de los beneficios ambientales que su producción conlleva respecto el manejo de BR en un proceso de economía circular.

Adicional a las aplicaciones del **biogás** como biocombustible carbono neutral o carbono negativo, en actividades como cocción de alimentos, térmicas y de generación eléctrica; su concentración y purificación a **biometano** mediante la tecnología conocida como **Upgrading**, que le confiere composición, características y potencial energético similares al GN, amplía sus sectores de utilización en un mercado con alto potencial. Si cumple con los mismos requerimientos de calidad del GN fósil, para poder ser usado en el mismo mercado, como gas natural comprimido (GNC), gas natural licuado (GNL) y gas vehicular (GNV) para el transporte. Esto abre la posibilidad a la implementación de estaciones de servicio de biometano o en mezcla con GN, ubicadas en área de influencia de las plantas de biogás, planeadas estratégicamente según el flujo de transporte, se puede efectuar su distribución por redes del Sistema de Transporte Nacional (STN) en mezcla con GN o por “gasoducto virtual”. Con el biogás mediante redes dedicadas se pueden potencialmente abastecer poblaciones cercanas a los centros de producción del gas combustible, alejadas de los gasoductos troncales. En la Figura 4-1 se observa un esquema con las rutas de estos posibles usos.

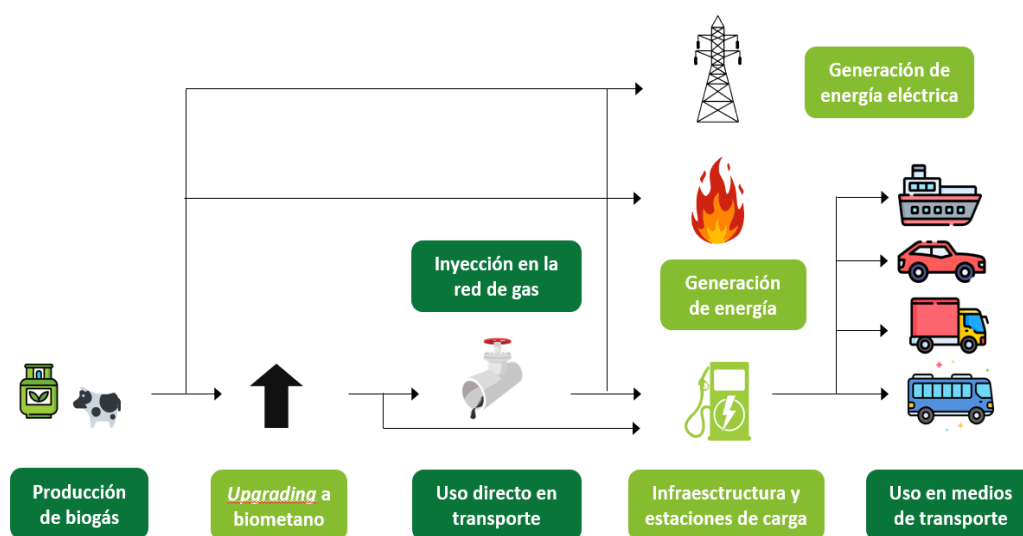


Figura 4-1. Producción, refinación y usos del biometano.

Fuente: Elaboración propia a partir (Fenosa, 2016)

4.1 EVALUACIÓN DE MATERIAS PRIMAS POR SECTOR PRODUCTIVO

Las materias primas para los procesos de DA deben ser biodegradables, la determinación de sólidos volátiles (SV) es indispensable debido a que este valor es considerado como la materia disponible para el consorcio microbiano y susceptible de ser transformada a biogás. A partir de los SV se calcula la cantidad de materia orgánica que debe introducirse al proceso con el fin de conseguir la máxima producción de biogás.

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 4-2). Este capítulo además de relacionar las materias primas identificadas, susceptibles de utilizarse para la producción de biogás se averiguan las proyecciones de uso de la biomasa y da una mirada al contexto sectorial para identificar barreras y oportunidades que permitan establecer el potencial de oferta realista para la producción del biocombustible, con un análisis acorde con la realidad de cada BR y cuando fue factible puntualizar en la visión de las asociaciones representantes de cada sector.

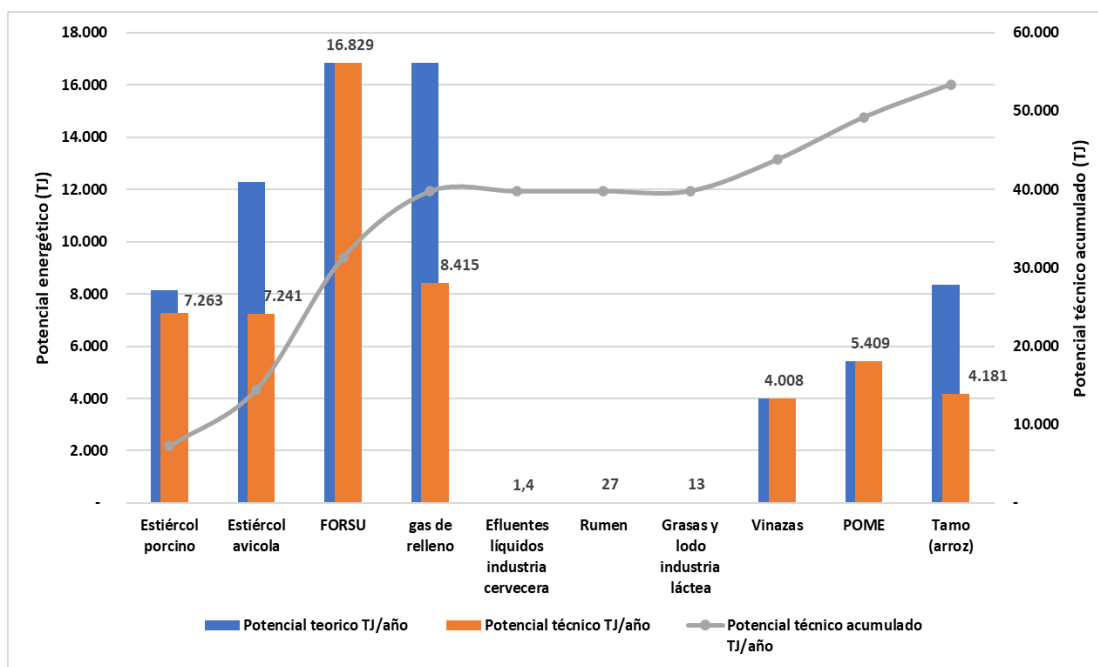


Figura 4-2 Potencial técnico de las BR aprovechables mediante el proceso de DA para producir metano.

Fuente: Elaboración propia en Producto 2

A partir de las BR presentadas en figura anterior, se observa un potencial técnico estimado para la producción de biogás/biometano es 53.39 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.

A continuación, se hace un análisis de cada uno de los sectores identificados, revisando su potencial para la producción de combustible gaseoso renovable biogás/biometano para el país y las circunstancias actuales para su fomento.

4.1.1 Residuos Sólidos Urbanos (RSU)

De las estadísticas reportadas por el Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI) en el Informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos a 2021 (actualizado en 2023), se tiene 11.801.299,3 t RSU/año dispuestas en 177 sistemas autorizados y 151.141,6 en 89 sistemas no autorizados, equivalentes aproximadamente a 21,6 Mt de CO_{2eq} (SUI, 2023). El 46% de los rellenos sanitarios autorizados tienen una vida útil menor a 6 años. A 2018, los rellenos sanitarios más grandes son: Relleno Sanitario Doña Juana en Bogotá D.C. con 6.454,66 t/día; Relleno Sanitario Regional Colombia El Guabal de Cali con 2.084,30 t/día; Medellín en el Relleno Sanitario La Pradera con 1830,36 t/día; Relleno Sanitario Los Pocitos en Barranquilla con 1.462,04 t/día; Relleno Sanitario Loma de Los Cocos de Cartagena con 1.263,39 t/día (MVCT- Anthesis Lavola, 2021).

Según (MVCT- Anthesis Lavola, 2021), la composición de los residuos sólidos, la materia orgánica (entendida como residuos de comida y cocina) alcanza un 54,1%, los plásticos llegan al 12,42%, otros residuos orgánicos llegan al 7,51%, el papel llega a un 5,73%, el cartón alcanza un 4,29%, los metales un 4,25% y otros inorgánicos un 4,21%, de igual forma el vidrio exhibe un 3,47%, los textiles un 1,72%, la madera un 0,76%, la goma un 0,53%, los higiénicos un 0,39%, el cuero un 0,22%, el poliestireno (icopor) un 0,12%, las cenizas, polvo, suciedad un 0,11%, los huesos un 0,02%. De otra parte, en la Tabla 4-1, se presenta un valor promedio de los datos importantes para establecer el potencial de metanización de FORSU.

Tabla 4-1 Composición química de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos

Parámetro	Valor
Humedad (%)	83.0
SV en base seca (%)	91.0
C (%)	45.7
N (%)	2.8
H (%)	6.7
S (%)	0.3
Lignina (%)	3.1
Glucanos (%)	40.5
Proteínas (%)	15.8
Grasas y aceites (%)	10.2
Rendimiento L _{CH4} /kg FORSU)	20-70

Fuente: adaptado de (Duran Hernández, 2020; Hou et al., 2020; Kumar et al., 2018)

Un primer cálculo de potencial técnico a partir de FORSU estimado con los datos del SUI se presenta en la Figura 4-3; asumiendo el 50% de FORSU y un potencial de metanización de 66 m³ biogás/kg FORSU. De donde se concluye que los 8 primeros departamentos congregan el 70% del potencial calculado; sin embargo, esto no limita que en las poblaciones pequeñas se puedan aprovechar esta BR para satisfacer alguna de sus necesidades energéticas, reduciendo los impactos ambientales propios de una inadecuada gestión de residuos y específicamente las emisiones de GEI asociadas a las emisiones fugitivas de metano y su transporte hasta rellenos regionales.

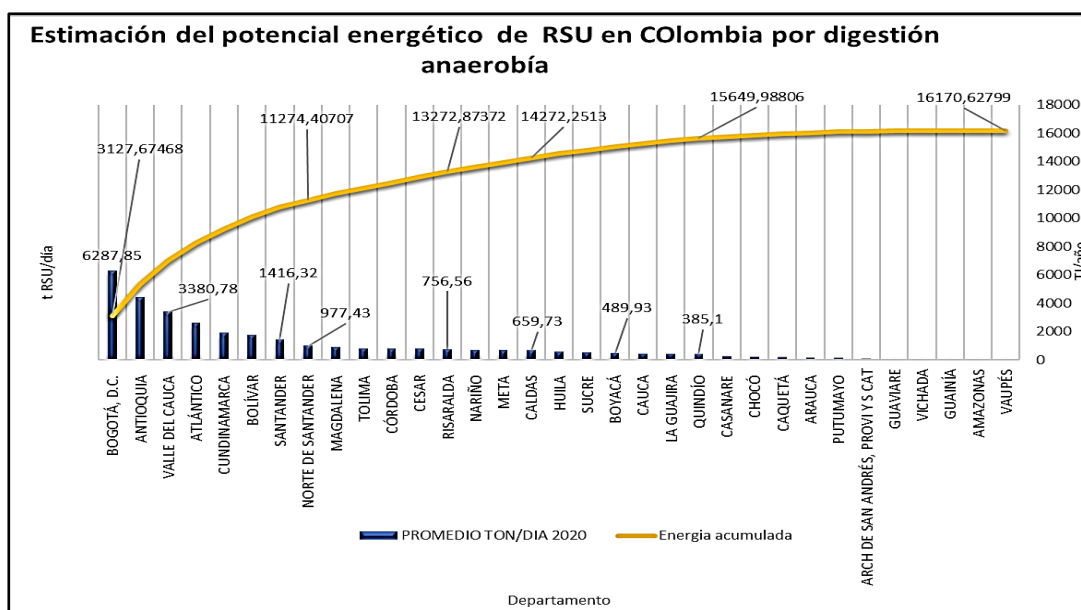


Figura 4-3 Disponibilidad de RSU por departamento y potencial energético para 2020 en Colombia

Fuente: Elaboración propia partir de datos de (SUI, 2023)

El biogás a partir de los RSU se puede obtener por 2 caminos: el primero es la recuperación de gases de relleno emitido por la descomposición de la fracción orgánica del material depositado y la otra ruta es la separación en la fuente y el aprovechamiento de la FORSU mediante DA.

Para el primero, se referencia un estudio realizado por la empresa Wagaenergy con el apoyo de la AMBASSADE DE FRANCIA EN COLOMBIE, titulado factibilidad técnica económica para producción de biometano (FASEP), tomando como caso piloto el relleno Sanitario de Manizales. De acuerdo con este estudio basándose en cálculos teóricos siguiendo la metodología del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en ingles), se tiene que en el parque tecnológico ambiental La Esmeralda de Manizales se puede obtener una producción de biogás de 1600 Nm³/h, equivalente a 211 TJ/año (200 GBTU/año) de biometano, lo que alcanzaría para abastecer 37.000 hogares con gas renovable y evitar la emisión de 10.000 tCO₂e/año. Este estudio también hace una proyección del caudal de biometano que se puede captar de los 25 rellenos sanitarios más grandes de Colombia de 2023

a 2034, estimando 8.230 TJ/año (7800 GBTU/año) aportando a la reducción de 6 millones de tCO_{2e} contemplando la captura del gas y la descarbonización de la red de GN que alimentaría 1,5 millones de hogares con gas renovable (Agudelo, 2023).

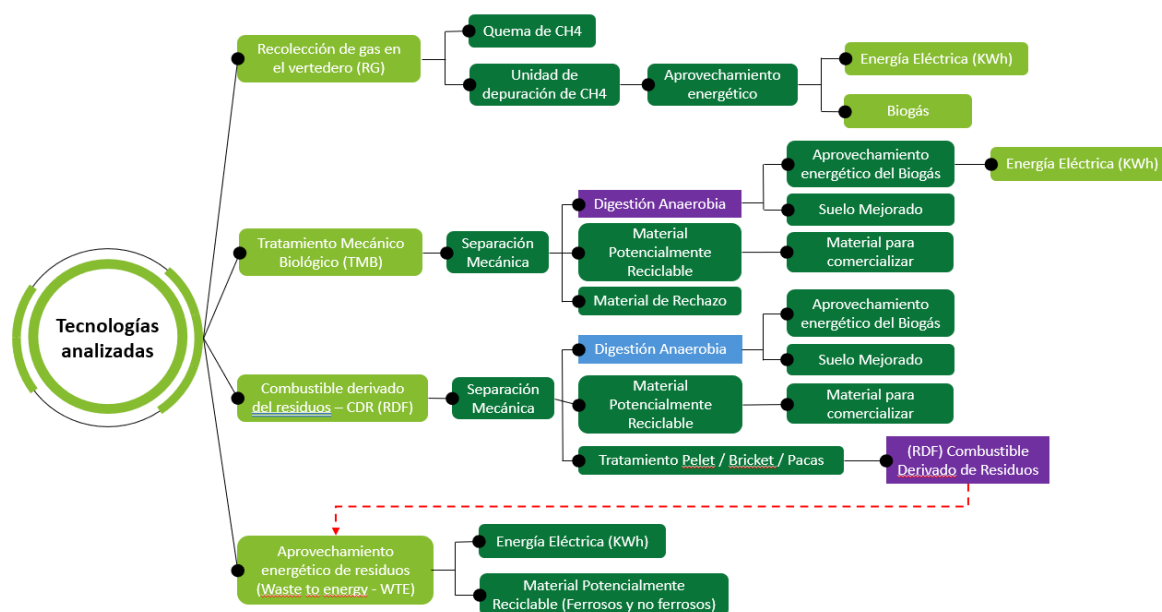
Según la Acción Nacionalmente Apropriadas de Mitigación (NAMA por sus siglas en inglés) de residuos; en los rellenos sanitarios predomina la quema de biogás en antorcha, solamente en el caso de Doña Juana en Bogotá se está aprovechando para la generación de energía eléctrica; otros rellenos como Loma de Los Cocos, Pírgua en Tunja, Loma Grande en Montería tiene proyecto de aprovecharlo en el corto plazo. De igual forma, La Pradera en el centro antioqueño, Colombia - El Guabal de Yotoco de Cali, Regional presidente de Buga y Los Pocitos de Barranquilla, tienen en su horizonte implementar tecnologías de aprovechamiento energético de biogás en el mediano plazo (MVCT- Anthesis Lavola, 2021). Del análisis de los 22 principales rellenos se estima que las emisiones actuales (2020) son de 8,26 Mt de CO_{2e}/año y ascenderán en los próximos años hasta alcanzar los 12,59 Mt de CO_{2e} anuales en 2030³.

De otra parte, el aprovechamiento mediante DA de la FORSU; presenta un amplio potencial debido a que estas BR se genera en función del número de habitantes lo que hace que tenga unas proyecciones crecientes. Si bien es cierto que esta es una de las biomásas con mayor diversidad composicional debido a su variada matriz, razón por la cual el rendimiento de biogás y biometano cambia considerablemente dependiendo de su composición, es una BR que se seguirá generando ocasionando problemas de disposición, y cuyo potencial es importante tanto para la producción de biogás en pequeñas comunidades como para la producción de biometano con grandes cantidades que garanticen su sostenibilidad especialmente en el aspecto financiero, porque ambiental y socialmente su sostenibilidad está garantizada.

Es importante destacar que el MVCT, en (MVCT- Anthesis Lavola, 2021) plantea dentro de las acciones de mitigación de GEI las siguientes tecnologías: *“Reducción de gases en vertederos (RGV), Tratamiento Mecánico Biológico (TMB) para la producción de biogás, Combustibles Derivados de Residuos (CDR) y Aprovechamiento energético de los residuos (WtE por sus siglas en inglés).”*.

Este planteamiento se presenta en la Figura 4-4, en su escenario 1 incluye el aprovechamiento del biogás de relleno en 19 de los RS estudiados, todos contemplan un tipo de valorización biológica, compost o biodigestión para la producción de biogás en el escenario 2 y el escenario 3 contempla 17 plantas de WtE.

³ Para efectos del metano (CH₄) el potencial de calentamiento global es 28 veces mayor con respecto al CO₂, según el Quinto Informe de Evaluación del IPCC: Cambio climático (AR5). Esto debido a su cálculo ponderado por ser un gas de vida corta y haciendo la equivalencia a la vida del CO₂, sin embargo, su poder de calentamiento es 80 veces más que el CO₂, durante un periodo de 20 años; por tanto y dado el inminente calentamiento, en la COP 28 se concluyó que los gobiernos deben enfocar sus esfuerzos a reducir sus emisiones.



*Figura 4-4 Tecnologías contempladas en el NAMA de RSU
Fuente adaptado de (MVCT- Anthesis Lavola, 2021)*

Actualmente se está adelantando la estructuración del programa basura cero que se puede articular con el programa de comunidades energéticas para establecer estrategias de aprovechamiento de biogás en municipios pequeños. Sin embargo, para el aprovechamiento de biometano se puede proyectar con los primeros 7 rellenos sanitarios que compilan más de 10.000 TJ/ año de potencial.

Todos los municipios estarían en capacidad de producir biogás para su aprovechamiento; se podría plantear un esquema de plantas de DA regionales que confluyan municipios cercanos reduciendo costos y huella de carbono asociados al transporte de los residuos hasta rellenos sanitarios regionales. Si bien es cierto que el país ha iniciado con el cálculo de potenciales y prefactibilidades de procesos de aprovechamiento, aún no se especifica el tamaño mínimo de planta costo-efectiva para la producción de biogás a partir de RSU, mucho menos se ha establecido este punto de equilibrio para la purificación a biometano; en donde se podría asegurar que derivado de los costos de implementación del sistema podría aplicarse a municipios grandes o rellenos regionales que sustituyan el enterramiento por su tratamiento en plantas de digestión anaerobia de rutas de orgánico que lleguen desde municipios que habitualmente disponen en ellos.

En cuanto a la recuperación de gases de relleno es importante resaltar que solo se puede recuperar una fracción y que siempre van a existir emisiones fugitivas a la atmosfera; como referencia se tomara un 66% de biogás recuperable, dadas las condiciones de operación de la mayoría de los rellenos, de acuerdo con (Stege, 2009).

4.1.2 Sector Porcicola

De acuerdo con informes que referencian a la asociación de poricultores (Porkcolombia), aunque los costos de producción suben se espera un crecimiento de 6,2% del sector en 2023, posicionándose en una de las actividades agro con mayor crecimiento. Se tienen un consumo per cápita de carne de cerdo de 13Kg en 2022 y se espera un incremento anual sostenido de 5% hasta alcanzar 16Kg en 2030. El sector aporta cerca de 14 billones de COP/año, pese a que no se exporta actualmente y se espera comenzar exportaciones antes de 2025. En términos de producción Antioquia lidera con un 46% de la producción porcina, seguido de Valle del Cauca con un 18% (GOULA, 2023).

Según el último censo de inventarios elaborado por Porkcolombia, en 2022 se sacrificaron más de 5,5 millones de cabezas y se consumió 667.694 t de carne de cerdo. Según el Censo pecuario nacional se identificaron 9.658.204 animales, de los cuales el 89,5% son animales de predios de producción comercial y tecnificada, y el restante 10,5% son animales de traspatio. El 64,3% del total de la población porcina del país se concentra en seis departamentos, Antioquia (26,6%), Valle del Cauca (14,7%), Meta (8,7%), Cundinamarca (7,3%) y Córdoba (7,0%). Estos animales se distribuyen en 192.865 predios dedicados a la porcicultura. De ellos, 788 establos tienen categoría de tecnificados, es decir, con más de 100 hembras de cría y 600 cerdos de engorde; 4.086 predios están en la categoría comercial industrial, entre 10 y 100 hembras de cría y de 100 a 600 cerdos; 37.107 predios son catalogados como comercial familiar, que tienen entre 3 y 10 hembras y de 15 a 100 cerdos; 150.884 predios en la categoría de traspatio, con menos de 3 hembras de cría y 15 animales de engorde (AGRONEGOCIOS, 2023), (ICA, 2023).

A lo largo de la cadena se pueden observar dos puntos importantes de generación de residuos, en las plantas de beneficio derivado de las aguas residuales industriales, y en las granjas por la producción de estiércol porcino, más conocida como porcinaza, que puede ascender a 4,5 Mt anuales equivalente a un potencial técnico de 7.263 TJ/año. Los impactos ambientales ocasionados por estos vertimientos pueden ser altos si no se gestionan adecuadamente, tanto al componente agua y suelo como por las emisiones de GEI asociadas a su descomposición.

En el país algunas granjas producen biogás, como subproducto de una medida de cumplimiento ambiental, destacándose en granjas pequeñas el uso de tecnologías de bajo costo, con altas ineficiencias en su operación; en contraste también existen varios casos de éxito en granjas medianas y grandes de producción de biogás como el caso de Fazenda en el Meta con una producción de biogás de 1,6 Mm³ biogás al año que se usa en la generación de energía eléctrica.

Porkcolombia, ha fomentado el uso del biogás por parte de sus afiliados, realizando acuerdos con las autoridades ambientales y programas de seguimiento, así como estudios puntuales como el realizado con la Universidad de los Andes: “Análisis del potencial de aprovechamiento de la porcínaza para obtención de biogás y evaluación de materiales adsorbentes para disminuir la concentración de ácido sulfhídrico en granjas porcícolas colombianas”, que ha arrojado, sobre el aprovechamiento de la porcínaza para producir biogás, el cual presentó resultados importantes entre los que se destacan (Becerra Norymar, 2021):

- Evaluación de sistemas de biodigestión de diferentes tamaños
- Caracterización de porcínaza de 4 granjas tipo en Colombia (Tabla 4-2).
Se midió la composición del biogás y se encontró que el porcentaje de metano estuvo alrededor del 70%;
- en las granjas se reportan altas concentraciones de ácido sulfhídrico (entre 2850 y 5200ppm) gas altamente tóxico, corrosivo;
- Se evaluaron materiales adsorbentes para remover el H_2S , encontrando porcentajes de remoción del 100%, con porcínaza+ $Fe(OH)_3$ y biochar+NaOH.

Tabla 4-2 Composición de la porcínaza medida en granjas representativas en Colombia

Descripción	Granja 1	Granja 2	Granja 3	Granja 4
	Composición Orgánica (%SV ¹)			
Grasas y Aceites	17,47	1,96	6,04	2,12
Carbohidratos	51,83	95,12	70,96	41,01
Proteínas	29,22	1,65	21,88	36,54
Fibra (Lignina)	1,48	1,27	1,11	20,33
	Composición (%)			
Carbono (C)	49,41	42,20	47,59	49,56
Hidrógeno (H)	9,17	8,11	8,14	7,96
Oxígeno (O)	32,93	41,03	38,10	37,94
Nitrógeno (N)	6,11	6,08	4,77	3,57
Azufre (S)	2,4	2,58	1,40	0,96
	Demanda Química de Oxígeno (DQO) (g O ₂ /Kg porcínaza)			
DQO en porcínaza líquida	41,04	13,21	24,17	30,34

Fuente: (Becerra Norymar, 2021)

A partir de los datos presentados en la tabla anterior, (Becerra Norymar, 2021) determinó la producción teórica máxima de metano (TMBP) y la producción real a condiciones controladas de laboratorio, reportando valores entre 165 y 380 mLCH₄/g SV. Sin embargo, a partir de las mediciones en campo se observa una baja eficiencia, entre 25%-69% del valor obtenido en laboratorio a condiciones controladas Figura 4-5. Esta baja eficiencia se atribuye a la falta de implementación de un procedimiento para controlar el tiempo de residencia de la porcínaza en el biodigestor, dada la importancia del tiempo de residencia en la producción de biogás. Adicionalmente se encontró que en las granjas del estudio no se aprovecha el biogás generado por desconocer su potencial e importancia climática y la reducción de costos de la granja.

Otro de los resultados del estudio reporta ahorros importantes en las granjas que utilizan biodigestores tipo canadiense con membrana, del orden de 25,5 millones de pesos/mes y 12 millones para fincas con 23.000 y 10.000 hembras respectivamente, asumiendo la producción de metano a condiciones controladas de laboratorio.

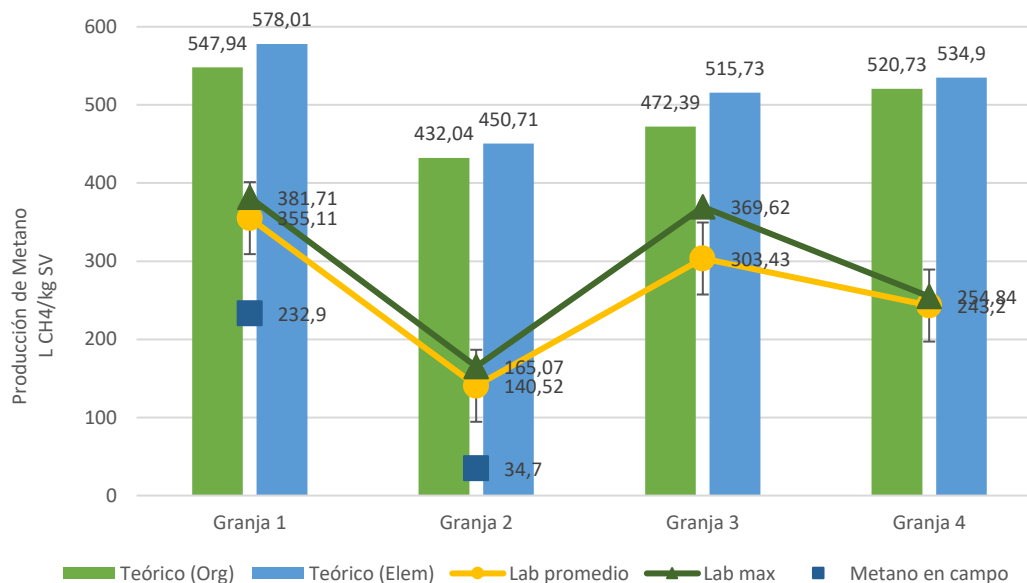


Figura 4-5 Resultados de producción de biogás a partir de porquinaza

Fuente: (Becerra Norymar, 2021)

En la Tabla 4-3 se complementa los datos anteriores con la composición fisicoquímica del estiércol porcino, su porcentaje de sólidos volátiles y materia orgánica, viabilizan su uso mediante DA, obteniéndose en promedio 70 m³ de biogás por tonelada de estiércol; lo que contrasta con los resultados obtenidos del estudio Porkcolombia, en donde el rendimiento de biogás arrojó 55-65 m³/t de estiércol fresco (Roa et al., 2020) .

Tabla 4-3 Composición fisicoquímica del estiércol porcino

Parámetro	Valor
Humedad (%)	26,2
PCI (MJ/kg)	2.870
pH	6,3
SV (%)	75,0
Materia orgánica (%)	80,8
Nitrógeno (%)	2,0
Relación C/N	13,0
Lípidos (%)	11,5
Proteínas (%)	10,9
Celulosa (%)	32,4
Lignina (%)	21,5
Rendimiento (m ³ /t _{estiércol})	70

Fuente: Adaptado de (Echiegu et al., 2013; Moreno Ayala & Cadillo Castro, 2018; Roa et al., 2020) (Echiegu et al., 2013; Moreno Ayala & Cadillo Castro, 2018; Roa et al., 2020)

4.1.3 Sector Ganadería Bovina

Los impactos de la ganadería respecto al cambio climático producto de las emisiones de metano por la fermentación entérica generada en el proceso digestivo del ganado, y las emisiones de óxido nitroso por la orina, el estiércol y la fertilización nitrogenada de las pasturas, lo que convierte esta actividad productiva en la que mayor cantidad de GEI emite en el sector agropecuario, con un 44,4% del total del sector agropecuario (MADR, 2022). Si bien, derivado de lo anterior el sector ganadero presenta el mayor potencial teórico para la producción de biogás en el país, la ganadería extensiva que se practica en Colombia reduce la posibilidad de recolección de la BR y el potencial técnico para su aprovechamiento.

En los lineamientos de la Política de Ganadería Bovina Sostenible (GBS) 2022-2050 el principio 5 MULTIFUNCIONALIDAD nombra la transferencia de materia y energía que deriven servicios y beneficios proporcionados por paisajes productivos y el Principio 6 PRODUCTIVIDAD destaca la biomasa, abriendo el camino para una interacción con el sector energético. De acuerdo con (MADR, 2022), el MADR tiene 6 meses a partir de la promulgación de la Resolución 0126 de 2023 para establecer el plan de acción de la política de GBS.

El inventario ganadero a 2022 reporta 29.634.852 bovinos y bufalinos, distribuidos según el último reporte a 2018 en doble propósito (37,3%), cría (41,4%), ceba (21,2%) y lechería especializada (0,1%). Este inventario bovino se encuentra distribuido en 615.166 predios, de los cuales el 82% lo constituyen sistemas productivos con menos de 50 animales (FEDEGAN, 2023). Las siguientes figuras (Figura 4-6 y Figura 4-7) presentan la distribución por orientación y tamaño del hato reportada en el primer ciclo de vacunación de 2021.

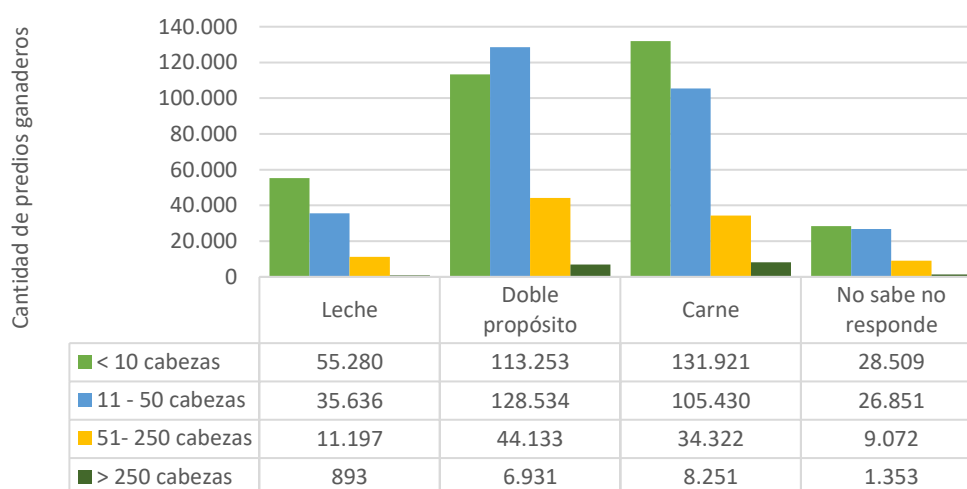


Figura 4-6 Distribución de los predios ganaderos por actividad y tamaño.

Fuente: (FEDEGAN, 2023)

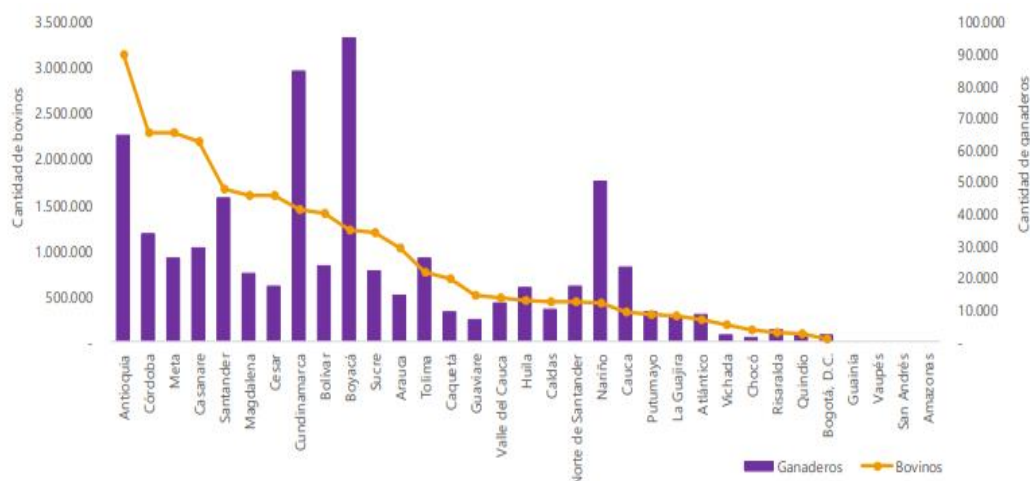


Figura 4-7 Caracterización de la actividad ganadera por departamentos.

Fuente: (FEDEGAN, 2023)

Se tienen expectativas en el sector del crecimiento que se pueda dar de la apertura del mercado chino (FEDEGAN, 2023). Esto incrementaría el potencial del sector que se da fundamentalmente en tres procesos claramente definidos e independientes a lo largo de la cadena productiva:

- La producción agropecuaria (excretas vacunas). Del cual se identificó un potencial teórico de 92.289 TJ/año, contrastado con un potencial técnico de 923 TJ/año, el cual no se aprovecha actualmente.
- La transformación de productos lácteos (Suero, aguas residuales industriales)
- Las plantas de beneficio animal (Rumen y aguas residuales industriales)

No se evidenciaron proyectos representativos del sector, ni estrategias gremiales para el fomento de la producción y aprovechamiento del biogás; por tanto, no se plantean escenarios de aprovechamiento de estas BR. Dada la distribución de los hatos ganaderos en el país, se plantea el uso del biogás generado para autoconsumo, generación eléctrica o distribución en redes de biogás. La viabilidad de producción de biometano se estima en hatos con una media ponderada aproximada de 1.893 cabezas de ganado o más, estabulados.

Considerando las proyecciones de crecimiento estimadas del sector, el alto potencial teórico para la producción de biogás y la reducción de emisiones de metano a la atmosfera asociadas a la captura y aprovechamiento del biogás; se plantea la necesidad de realizar una campaña agresiva de cambio de la cultura gremial y estrategias de aprovechamiento intersectorial, con MADR para materializar tan importante potencial del orden de los 90 000 TJ, por ahora teórico del sector.

4.1.4 Sector Avícola

La población aviar en el país está distribuida en 473.961 predios de los cuales 467.803 (98.7%) son predios de traspato y los restantes 6.158 (1,3%) corresponden a predios tecnificados. El número de aves totalizadas es de 215.217.692, disminuyendo en un 3,1%, respecto a 2022, de las cuales el 95,7% son aves de predios tecnificados y el restante 4,3%, un total de 9.208.891 son aves de traspato. El 74,5% del total de la población aviar del país se concentra en cinco departamentos, Santander (24,9%), Valle del Cauca (20,6%), Cundinamarca (17,5%), Quindío (6,6%) y Antioquia (4,9%) (ICA, 2023). El estiércol avícola supera 5,6 Mt/año equivalente a un potencial técnico de 7.241 TJ/año.

En el país existen un caso de éxito del uso de esta biomasa para la producción de biogás, este es el caso de Huevos Kikes de Incubadora Santander, ubicado en Caloto Cauca cuenta con un digestor de 4.600 m³ alimentados con gallinaza y una producción de 164 m³/d (LEDS LAC, 2021) Se destaca por comercializar un biofertilizante bajo la marca abonisa (Incubadora Santander SA, 2023). La Tabla 4-4 presenta la composición fisicoquímica del estiércol avícola. El mayor inconveniente que presentan las plantas que utilizan estiércol avícola es el contenido de nitrógeno, que en comparación con otras biomásas es alto y resulta ser un inhibidor en el proceso. La DA acepta una relación Carbono Nitrógeno (C/N) de 30 (FAO, 2011); en la mayoría de los casos es necesario ajustar la relación nutricional para favorecer el crecimiento microbiano.

Tabla 4-4 Composición fisicoquímica del estiércol avícola

Parámetro	Valor
Humedad (%)	8,5
PCI (MJ/kg)	3.423
SV (%)	69,6
Nitrógeno (%)	3,9
Relación C/N	19,0
Carbono (%)	42,7
Lípidos (%)	2,8
Proteínas (%)	9,5
Celulosa (%)	50,5
Lignina (%)	19,8
Rendimiento (m ³ /t estiércol)	60

Fuente: Adaptado de (Echiegu et al., 2013; Pandey et al., 2019)

La Federación Nacional del Avicultura (FENAVI) viene desde años atrás analizando las bondades de la DA al sector avícola, así publicó su estudio “El Biogás una alternativa poco conocida y financieramente inexplorada” (avila, 2019), en este documento analiza beneficios como: posibilidades de una avicultura sin olor; potencial de producción de biogás a partir de la gallinaza, revisa el tema de, acciones tributarias a adoptar, hace un estudio de pre viabilidad financiera en el manejo de la gallinaza con fines energéticos, y visualiza incentivos fiscales que promueven este tipo de proyectos.

En conclusión, identifican a la DA como una gran alternativa para el manejo de sus BR que tanta dificultad y costos generan por su disposición. Tomando en cuenta que la externalidad mayor que enfrentan los avicultores es la de olores ofensivos, sobre todo en regiones rurales de alta densidad poblacional, la DA ayudar a corregir esa externalidad, genera ingresos que le dan sostenibilidad al sector; sin embargo, se da competencia con la tradicional venta de gallinaza que se puede vender del orden de \$300.000/t; por tanto, el biogás y el fertilizante debe ser competitivo con esta práctica. Actualmente está proyectado el montaje de una planta piloto en Rionegro.

4.1.5 Arroz

En Colombia el arroz es el tercer producto agrícola en extensión después del café y el maíz, representando el 13% del área cosechada del país (Superintendencia de comercio, 2012) con 2 ciclos de cosecha al año diciembre- enero y julio septiembre. La producción de arroz en el país oscila entre 2.339.043 t (428.191 ha cosechadas) en 2015 y 3.415.079 t (579.972 ha) que se obtuvo en 2020, según datos de FEDEARROZ.

Se destaca la producción en los llanos orientales⁴ por encima de las 200,000 ha y con una línea tendencial creciente desde 2018 llegando a 288.345 en 2021 y ahí se estabiliza. Por su parte, la zona centro⁵ con una producción cercana a las 150.000 ha; esta zona presentó un descenso en los últimos años llegando a cerca de 120.000 ha en 2022. Se distinguen dos sistemas de producción: secano y con riego. En los últimos años la producción de arroz secano ha aumentado aproximadamente a 300.000 ha en 2022, con un rendimiento aproximado a 5 t/ha sido más usada en la zona llanos; mientras que la zona centro se utiliza principalmente con riego, lo que incrementa su rendimiento por encima de 7 t/ha (llegando a 7,6 en 2020) (FEDEARROZ, 2023).

Un estudio de productividad de la cadena del arroz en Colombia (ANDI- FEDESARROLLO, 2022) referencia que el tamaño de las unidades productoras de arroz (UPA) varía entre 13 y 63 ha aproximadamente, para sistemas con riego y 27,3 ha para sistema secano mecanizado; y la capacidad de producción de los molinos de tamaño medio entre 15.000 y 30.000 t de Paddy seco, distribuidos en el país como se presenta en la Figura 4-8⁶.

⁴ Llanos orientales comprende Arauca, Casanare, Guaviare, Meta, Vichada y el municipio de Paratebueno en Cundinamarca. Resaltándose Meta y Casanare tiene alrededor de 10% del área cosechada nacional

⁵ Zona Centro Caquetá, Cauca, Cundinamarca, Huila, Nariño, Tolima y Valle del Cauca con 10111 UPAS a 2016. Resaltándose Tolima con el 26,7% y Huila con el 12,3 % del área cosechada nacional

⁶ La base de molinos incluye únicamente a las plantas de procesamiento de empresas miembro de la Cámara Induarroz para el año 2018.

La cascarilla de arroz en ocasiones es usada como combustible para el proceso de secado o como sustrato en viveros y cultivos. El tamo debido a la amplia zona de cultivo y su dispersión, dificultan su recolección, de acuerdo con datos de FEDEARROZ se tiene que los costos de recolección equivalen aproximadamente al 10% del costo total de producción (alrededor de 700.000 COP/ha; 140.000 COP/t); se podría tomar este valor de referencia para la recolección del tamo. Los cultivos en la zona del Llano, principalmente secano, se encuentran en zonas aisladas con difíciles vías de acceso para transportar el material; sin embargo, coincide con las zonas no interconectadas del sistema de GN, constituyéndose en un combustible alternativo para la comunidad o en GNV para autoconsumo en movilidad.

Según datos de Atlas de biomasa (UPME, 2010) se genera 2,35 tamo/t arroz con un potencial energético de 3,575 MJ/t. El potencial de biometanización referenciado por una tecnología europea de 182 m³ de biogás/t, este potencial previo un pretratamiento especial para romper las cadenas lignocelulósicas. Dado lo anterior, se tiene un potencial de producción de biometano y otros subproductos en el sector arrocero del país por zona productora como se muestra en la Tabla 4-5. Para esta estimación se asumió: disponibilidad de residuos 50% se deja el resto en campo; composición del biogás (60% CH₄).

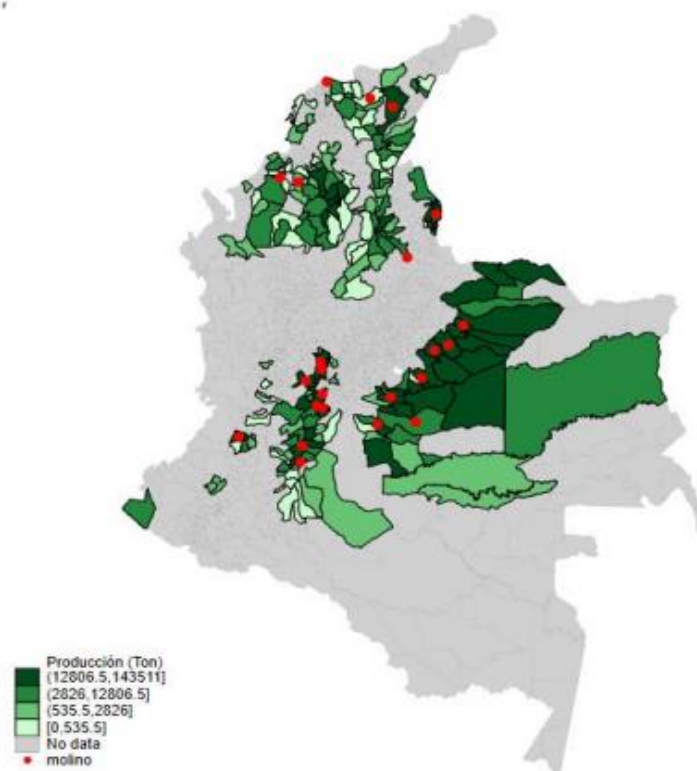


Figura 4-8 Distribución de la producción de arroz por municipio en Colombia
Fuente: (ANDI- FEDESARROLLO, 2022)

Si se toma como parámetro mínimo de referencia 25 m³/h de biogás, como se mencionó en el capítulo de metodología, de la Tabla 4-5 se puede concluir que si se viabiliza la recolección del tamo de la región centro en una planta de biometanización y máximo en 2 para la zona llanos, se puede establecer la biorrefinería para la producción de biometano a partir de tamo en estas zonas; en las otras se puede aprovechar el biogás para generación eléctrica o consumo térmico; en calderas o como suministro de biogás domiciliario en la zona.

Tabla 4-5 Balance de rendimiento y producción de la biorrefinería de arroz

Zona	Producción arroz	Tamo disponible	Biogas		Biometano CH4 95%	CO ₂	H ₂ S	Biofertilizante
	t/año	t/año	Nm ³ /año	TJ/año	Nm ³	t/año	t/año	t/año
Bajo Cauca	281.128	330.325	60.119.223	1281,74	37.970.035	45.583	1.278	1.982
Centro	892.932	1.049.195	190.953.508	4071,13	120.602.216	144.784	4.058	6.295
Costa Norte	88.763	104.297	18.981.968	404,70	11.988.611	14.392	403	626
Llanos	464.799	1.721.139	313.247.266	6678,43	97.840.379	237.509	6.657	10.327
Santanderes	210.871	247.773	45.094.763	961,42	28.480.903	34.191	958	1.487

Fuente: Elaboración propia

De la revisión realizada en páginas web de FEDEARROZ e INDUARROZ, no se evidenciaron políticas de descarbonización que incluyan estrategias de aprovechamiento energético de estos subproductos, es necesario hacer un acercamiento al sector e iniciar capacitación y divulgación del potencial energético asociado a sus BR y conocer de primera mano las barreras retos identificados, así como plantear un plan de acción para su valorización.

De acuerdo con la Organización Naciones Unidas (ONU), la ganadería (32%) y el cultivo de arroz en campos inundados (8%) representan las principales emisiones de metano asociadas a la agricultura. La alternativa planteada es sustituir el cultivo inundado por sistemas de riego controlado, sin bajar el rendimiento del cultivo, evitando la condición anaerobia en los suelos inundados (ONU, 2021); esta práctica, además, favorece la recolección del tamo para su uso energético mejorando la sostenibilidad del sector agrícola.

4.1.6 Aceite De Palma (POME)

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

Actualmente este efluente debe tratarse debido a la alta concentración de materia orgánica y sólidos suspendidos, compuestos fenólicos, nitrógeno, fósforo y trazas de otros productos químicos provenientes del proceso de extracción (Ver Tabla 4-6). La industria utiliza lagunas para su tratamiento, si son cubiertas y adecuadas para la DA, se produce biogás como producto del tratamiento del POME, para ser valorizado en la generación de energía eléctrica o como biometano para inyección a la red o GNV, dada la cantidad producida en cada extractora.

Tabla 4-6 Composición fisicoquímica del POME

Parámetro	Valor
Humedad (%)	90-95
PCI (MJ/kg)	16,99
pH	5,9
SV (g/L)	1
Azúcares reductores (g/L)	13,8
Aceite y grasa (kg)	6
Sólidos en suspensión (kg)	35
Nitrógeno total (g/L)	0,4
DBO5 (kg)	27
DQO (kg)	70
Rendimiento (m ³ /t _{POME})	25

Fuente: adaptado de (Aqualimpia, 2018; Munar et al., 2022; Soh Kheang, 2016)

CENIPALMA, estima un potencial de 68m³ de biogás/t de aceite de palma crudo, con una composición de CH₄ entre 50–60% y CO₂ entre 20–40% (Chaparro 1, 2022). Tomando datos de producción a 2022, del sistema de información estadística del sector palmero (SISPA) (FEDEPALMA, 2023) se tiene 1.769.345 t/aceite crudo, correspondiente a un potencial de producción nacional de 120.315.460 m³ biogás/año (329.631 m³/día), asumiendo un 55% de metano se tiene un potencial energético disponible de 7.027.741 MJ/día, equivalente a 172.232 Nm³/día de biometano para inyección a la red al 95% de metano. Sin embargo, dada esta oportunidad a 2022, menos del 12% de las plantas de beneficio cuenta con biodigestores para la captura del biogás (Chaparro 1, 2022).

En un artículo publicado en la revista El Palmicultor, se dice: “estudios realizados por Cenipalma han identificado que la captura del biogás tiene un potencial de reducción de 55% de las emisiones de GEI generadas en la cadena de producción del aceite de palma crudo. Si se realizara el carpado de las lagunas de todas las plantas de beneficio de Colombia, se lograría una reducción de 1,4 millones de toneladas de CO₂e/año, ...” FEDEPALMA y CENIPALMA han trabajado en la viabilidad de biorrefinerías, para producir bioenergía (vapor, electricidad, biocombustibles) y biomateriales (biocarbón, bioplásticos, espumas, biofertilizantes) más sostenibles a partir de la BR generada (Chaparro D. y., 2022) y han explorado las tecnologías de purificación del biogás a biometano que permitan cumplir con los estándares requeridos para su inyección a la red nacional de gas o como combustible de vehículos, (Chaparro 2, 2022)

La producción de biogás a partir del POME ha sido consecuencia de su tratamiento para evitar la contaminación de fuentes hídricas o del suelo si se vierte directamente. Hoy el sector palmera cuenta con lagunas anaerobias para tratar esta BR, aproximadamente un 70% aún no realizan captura de biogás y solo 4 la usan para generar electricidad; se obtiene que el 32,2% de la captura de biogás se usa para electricidad y el 67,8 % es liberado a la atmosfera (Ramirez, 2021). Por estar concentrada la producción de biogás en las plantas extractoras se viabiliza la producción de biometano; sin embargo, actualmente el uso que se da es para generación eléctrica, es importante definir con el sector potenciales estrategias para su aprovechamiento como combustible gaseoso carbono neutral dada la estratégica ubicación de las extractoras como complemento al SNT.

4.1.7 Sector de la Caña de Azúcar. Vinazas y Aguas Residuales

La vinaza se produce durante la producción de alcohol etílico 1G, y es un residuo líquido que debe tratarse por su alto contenido de materia orgánica. Colombia tiene un potencial de producción por encima de 900.000 m³ de biogás al año proveniente del sector caña de azúcar (LEDS, 2021). La producción de biogás es 16,4 m³ Biogás/m³ vinazas, equivalente a cerca de 3.841 TJ/año. La composición típica de la vinaza se presenta en la Tabla 4-7.

Tabla 4-7 Composición fisicoquímica de la vinaza

Parámetro	Valor
Humedad (%)	90-95
PCI (MJ/kg)	16,99
pH	4,7
ST (g/L)	42,8
SV (g/L)	77,0
Sólidos en suspensión (g/L)	57,1
Sólidos disueltos (g/L)	25,9
Sólidos totales (g/L)	80,3
Proteínas (g/L)	<0,1
DBO5 (g/L)	14,5
DQO (g/L)	15,3
Compuestos orgánicos totales (g/L)	182,0
N (%)	0,73
Rendimiento (m ³ / m ³ vinaza)	16,4

Fuente: adaptado de (Camacho & Duharte, 2018)

Por otra parte, el sector de producción de azúcar/etanol genera aguas residuales en diferentes corrientes como son: las flemazas, los condensados y las aguas propias de las actividades de aseo y desinfección de los diferentes equipos del proceso que son susceptibles de ser tratadas en PTAR biológicas que también tiene un alto potencial de producción de biogás. Uniendo estas dos corrientes se puede tener un potencial importante para la producción de biogás/biometano al tenerse concentrado en pocas plantas de producción que ya producen bioetanol y energía eléctrica renovable. La producción de biogás a partir de las vinazas, al igual que el POME, es consecuencia de su tratamiento para cumplir la regulación ambiental.

Esta BR se ampliar en el estudio de caso presentado en el siguiente capítulo, al cual se incluye el potencial adicional de vinaza producida por etanol 2G.

4.1.8 Sector Cafetero

La zona cafetera colombiana se encuentra localizada en las laderas de las tres cordilleras que atraviesan el país de sur a norte, sus suelos todavía están en proceso de formación dentro de un cinturón con altitud entre los 1.300 y 1.900 msnm. El cultivo del café es de los más importantes del país. La Figura 4-9 muestra las principales zonas cafeteras del país, que se concentran en la zona andina y los Santanderes.



Figura 4-9. Zonas cafeteras de Colombia
Fuente: (ISSUU, 2023)

Según la Compañía Nacional del Café S.A.S: (CNC), todo el café cultivado en Colombia corresponde a la especie *Coffea Aarabica* L. Entre las variedades de esta especie que se cultivan en el país se tienen de porte alto como la Típica (arábigo, pajarito, nacional), la Borbón, la Maragogipe y más recientemente, la variedad Tabi. Además, se tienen variedades de porte bajo como la Caturra, la Colombia y la Castillo. (FNC, 2023).

En el proceso de transformación del café desde el fruto fresco hasta la producción de la bebida de café, se aprovecha menos del 5% de la BR generada. En el cultivo se genera la zoca, además de las otras BR de la cadena del beneficio del café como se presenta en la Tabla 4-8, (Rodríguez & Zambrano, 2010).

Tabla 4-8 Residuos obtenidos en el proceso de beneficio de 1000 g de café cereza

Proceso	Residuo Obtenido	Perdida (gr)
Despulpado	Pulpa fresca	436
Desmucilaginado	Mucilago	149
Secado	Agua	171
Trilla	Pergamino	42
	Película plateada	
Torrefacción	Volátiles	22
Preparación bebida	Borra	104
Pérdidas acumuladas		924

Fuente: (Rodríguez & Zambrano, 2010)

En el proceso de beneficio se identifican tres posibles fuentes de BR susceptibles de ser sometidas al proceso de DA con buen potencial de generación de biogás: La pulpa, el Mucilago y la Borra del café, en el proceso de recolección y beneficio en el campo se generan los dos primeros normalmente, en tanto que en la producción del café soluble la borra es el residuo industrial o doméstico. Los datos de producción de la BR y sus potenciales como fuente de biogás se resumen a continuación:

Pulpa De Café. Es el principal residuo que se obtiene en el proceso del café, y es del orden del 43,58% del peso bruto del fruto, en base húmeda.

Diferentes estudios han llegado a establecer que por cada millón de sacos de 60 kg de café almendra que Colombia exporta, se generan 162.900 t de pulpa fresca, que pueden producir una contaminación equivalente a la generada por una población de 868 736 habitantes durante un año, en excretas y orina. Se reportan rendimientos de 25 l de biogás por kg de pulpa fresca alimentada a los biodigestores. (Rodríguez & Zambrano, 2010). El poder calorífico del biogás, con un contenido de metano del 60% es de 21.46 kJ/L

Mucilago del Café. Se produce durante el desmucilaginado, es del orden del 14.85% del peso del fruto fresco en base húmeda. Así, por cada kilogramo de café cereza sin seleccionar se producen 91 ml de mucilago fermentado. Por cada millón de sacos de 60 kg que Colombia exporta, se generan aproximadamente 55.500 t de mucilago fresco, que si no se utilizan adecuadamente producirían una contaminación equivalente a la generada en un año, en excretas y orina, por una población de 310.000 habitantes. (Rodríguez & Zambrano, 2010)

Según (Rodríguez & Zambrano, 2010) una producción de 287 l de metano/kg de DQO suministrado, con un 85% de eficiencia en la remoción de DQO por lo que se calcula que la energía contenida en el biogás generado a partir de la descomposición de 1 kg de mucilago fresco es del orden de 2,00 MJ.

Borra de Café. Como ya se dijo, este es un residuo industrial de la producción de café soluble y es la fracción insoluble del grano tostado, representa cerca del 10% del peso del fruto fresco. Se reporta una producción de biogás con un contenido de metano entre el 52% y el 62% de orden de 250 a 300 l/kg de sólidos volátiles de la borra, que representan un 99.8% de la materia seca. Lo que equivale a un poder calorífico como biogás de 5.90 MJ/kg de borra seca. (Rodríguez & Zambrano, 2010).

La producción nacional de café soluble para el año 2022 en Colombia fue de 669.858 t de café cereza; a partir de la cual se obtienen 294.737t de pulpa (44%) y 100.478,7 t de mucilago (15%); con potencial de producir 158 TJ/año y 201 TJ/año, en el biogás asociado respectivamente.

Los departamentos de Huila, Antioquia, Cauca, Tolima, Caldas, Santander, Valle del Cauca y Risaralda suman el 82% de la potencial oferta nacional de residuos de café. Teniendo en cuenta que la pulpa y el mucilago se generan en el proceso de beneficio del café, a partir de los factores de generación presentados por (Rodríguez & Zambrano, 2010) se calcula la cantidad de residuos generados en los departamentos seleccionados, y el potencial energético del biogás con un equivalente energético de 293 TJ/año ver Figura 4-10. El empleo del biogás como sustituto del GN con un factor de emisiones de 56,06 kg CO₂/GJ (ACCEFYN, 2010) representa la reducción de emisiones para estos departamentos de 16.434t/CO₂ evitadas

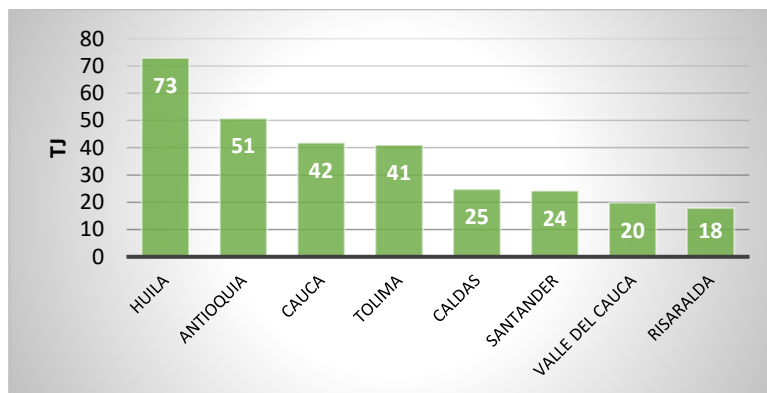


Figura 4-10 Potencial Técnico de Biogás de Café en Finca (TJ/año)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Agronet

Cenicafe viene impulsando la adopción del beneficio ecológico, cuyo principal objetivo es reducir el consumo de agua y mejorar su calidad, para lo cual construyó y patentó la tecnología para control de calidad CER/PER2, que establece en pocos minutos la calidad del café pergamino a obtener a partir del café cerezo que se recibe, esto resulta vital para el impulso de las centrales de beneficio de café regionales, que viene promoviendo Cenicafe, como alternativa técnico ambiental y económica, a las cuales el caficultor debe llevar su café cerezo y así puede negociarlo a precio de café pergamino a obtenerse. Esto se complementa con la construcción de centrales de beneficio como la de Chaparral del municipio de Andes en el Suroeste antioqueño; con una producción estimada de 3,37 millones de kg de café y la Planta de beneficio para 185 mil kilos diarios de café cereza en Pitalito entre otras. Dada esta dinámica

de centralización para el beneficio del café que viene promoviendo el gremio; si bien es cierto que actualmente se usa la BR para la producción de compost, la dispersión de esta biomasa es menor, al igual que sus impactos ambientales. En busca del aseguramiento de la calidad y la sostenibilidad del negocio cafetero, las centrales de beneficio de café cereza se han convertido en una alternativa, económica y ambientalmente viables; que adicionalmente potencializa la producción de biogás. Es decir que en este lugar se concentra el café de una región determinada, lo que permite homogenizar todo el proceso de postcosecha en la búsqueda de la calidad física y sensorial del grano. (Federación Nacional de Cafeteros (FNC), 2023).

De acuerdo con la FNC, las centrales de beneficio son un modelo comercial nuevo para poder vender un café en mejores condiciones, de tal manera que en el precio se reconozca la labor del caficultor. Para el éxito de este tipo de proyectos, es necesario el compromiso de las comunidades cafeteras, pues son ellas las que permiten que un beneficiadero comunitario se mantenga para el servicio de una región.

Además de la calidad, el aporte de las centrales de beneficio al medio ambiente es evidente, pues en un solo lugar se dispone de la pulpa y mieles para ser tratadas técnicamente, con lo cual se reduce la contaminación en finca y se cumple con las exigencias ambientales vigentes en Colombia.

En el departamento de Antioquia funcionan en la actualidad seis centrales de beneficio las cuales procesan al año un promedio de 9 millones de kilos de café cereza, un promedio de 30.000 kg/día. En el municipio de Pitalito Departamento del Huila se cuenta con la planta de beneficio de café más grande y moderna del mundo con capacidad de procesar 185.000 kg café cereza/día. (El Tiempo, 2023). En Cundinamarca se tienen ocho.

Bajo este nuevo modelo de beneficio del café cerezo, las BR, provenientes del beneficio (Pulpa y mucilago) que anteriormente eran muy difícil de aprovechar por su dispersión en la finca, se tienen concentradas en las plantas de beneficio centralizado, lo que permite un aprovechamiento eficiente. Por lo anterior se hace el ejercicio de estimar el potencial de generación de biogás de una planta de beneficio pequeña (30.000 kg/d de café cereza).

Para el caso de la borra, este residuo se produce en la elaboración del café liofilizado. En el municipio de Chinchiná, se ubica una de las fábricas más grandes y modernas del mundo, dependencia de la Federación Nacional de Cafeteros, es la única planta de liofilización existente en Colombia. (Federación de Cafeteros, 2023), la producción en 2022 fue de 13.500t (FNC, 2023).

Tomando como factor de generación de residuo el 10% de borra a partir del fruto fresco y 5,6 MJ/Kg de borra seca asociado al biogás producido (FNC, 2023); con los datos de producción de café soluble en 2016, se tiene una potencial oferta energética de 151,2 TJ/año, a partir de 27000 t de borras; lo que permite la reducción de 8.476 tCO₂/año como sustituto de GN.

4.2 ESTIMACIÓN DE POTENCIAL DE OFERTA

De las 22,1 Mha, con vocación agrícola se utilizan tan solo 5,3 Mha a 2012 (Perfetti, 2013). Según (Ramirez, 2021) de sus 114 Mha, Colombia tienen restricciones de uso para 74 Mha (por ejemplo, bosques naturales, páramos, rondas hídricas, cuerpos de agua, humedales, parques naturales, zonas urbanas y zonas de protección cultural) quedando disponibles 40Mha, de las cuales a 2018 se usaban para la agricultura 7,6 Mha.

Según la planificación del ordenamiento agropecuario (UPRA, 2022), la frontera agrícola en Colombia se establece en 39,6 Mha (34,7%) del área del territorio continental, del cual actualmente se usa menos del 20%, lo que implica con un ordenamiento productivo tener más cultivos, especialmente de plantaciones forestales, palma de aceite, cebolla, cacao, caucho, maíz y pimentón y ampliar el sector pecuario. Es importante aclarar que el potencial técnico estimado en el presente estudio (Figura 4.2), se realizó a partir de los datos de la actual frontera agrícola y que este se incrementa en relación directa con el crecimiento de la frontera agrícola del país.

Pese a su potencial, Colombia no se destaca por ser un alto productor de biogás, a 2023 solo existe una planta piloto de purificación a biometano de Empresas Públicas de Medellín (EPM), se han desarrollado diferentes proyectos de biogás, algunos de tamaño mediano y grande se describen en la Tabla 4-9 y que están incluidos dentro de la estimación del potencial presentado.

Tabla 4-9 Proyectos de biogás enfocados en las biomásas de evaluación

Proyecto	Descripción
PTAR San Fernando	Planta de producción de biometano obtenido de la purificación del biogás de tratamiento de las aguas residuales de la PTAR San Fernando, ubicada en Itagüí. Se procesan cerca de 1200 m ³ /h de biogás que posteriormente es refinado a biometano mediante la tecnología PSA con una capacidad de 720m ³ /h para inyectar al sistema domiciliario de gas natural que cubre la demanda de alrededor de 40.000 familias. El costo de producción es comparable con el costo de GN puesto en la ciudad (EPM, 2023)
Ingenio Azucarero	Planta de procesamiento de caña de azúcar, ubicada en el Cerrito- Valle del Cauca. Se procesan mediante digestión anaerobia en un reactor UASB los subproductos del proceso de destilación como vinazas y flemaza. Cuenta con una producción de cerca de 1407 m ³ /d de biogás.
Ingenio Azucarero	Planta de procesamiento de caña de azúcar, ubicada en Palmira- Valle del Cauca. Se procesan mediante digestión anaerobia en un reactor UASB los subproductos del proceso de destilación como vinaza y flemaza que suman por encima de 650.000 Kg/d para la producción de biogás.
Ingenio Azucarero	Planta de procesamiento de caña de azúcar, ubicada en Candelaria- Valle del Cauca. Se procesan mediante digestión anaerobia en un reactor UASB los subproductos del proceso de destilación como vinaza y flemaza que suman por encima de 890.000 Kg/d, y que producen aproximadamente 1.100 m ³ /d de biogás.

Proyecto	Descripción
Ingenio Azucarero	Planta de procesamiento de caña de azúcar, ubicada en La Paila/Zarzal- Valle del Cauca. Se procesan mediante digestión anaerobia en un reactor UASB los subproductos del proceso de destilación como vinaza y flemaza que suman por encima de 5.00.000 Kg/d, y que producen aproximadamente 3.500 m ³ /d de biogás.
Ingenio Azucarero	Planta de procesamiento de caña de azúcar, ubicada en Ortigal- Cauca. Se procesan mediante digestión anaerobia en un reactor UASB los subproductos del proceso de destilación como vinaza y flemaza que suman por encima de 1.70.000 Kg/d para la producción de biogás.
Planta extractora de aceite	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en Aracata- Magdalena. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de laguna cubierta los efluentes del proceso de extracción de aceite de palma (POME) para generar cerca de 160.000 m ³ /mes de biogás para la generación de energía eléctrica.
Planta extractora	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en San Alberto- Cesar. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de laguna cubierta el POME para generar cerca de 90.000 m ³ /mes de biogás.
Planta extractora	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en Saba de Torres- Santander. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de contacto con paredes en tierra el POME para generar cerca de 100.000 m ³ /mes de biogás.
Planta extractora	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en Cumaral- Meta. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de laguna cubierta el POME para generar cerca de 120.000 m ³ /mes de biogás.
Planta extractora	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en San Carlos de Guaroa- Meta. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de contacto con paredes en tierra el POME para generar cerca de 580.000 m ³ /mes de biogás para la generación de energía eléctrica y térmica.
Planta extractora	Planta de procesamiento de aceite de palma, ubicada en San Martín- Meta. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor de laguna cubierta el POME para generar cerca de 210.000 m ³ /mes de biogás para la generación de energía eléctrica.
Palmeras del llano	Planta de extracción de aceite de palma. Biodigestor de hormigón de capacidad de 750 m ³ . Uso del biogás para electricidad. Instalado en 1987.
Palmar Santa Elena	Planta de extracción de aceite de palma. Biodigestor de hormigón de capacidad de 500 m ³ . Uso del biogás para electricidad. Instalado en 1991.
Palmeiras	Planta de extracción de aceite de palma. Biodigestor tipo laguna de carpa cubierta de capacidad de 7.000 m ³ . Uso del biogás para electricidad. Instalado en 1999.
Cervecería Barranquilla	Planta de producción de cerveza ubicada en Barranquilla- Atlántico. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor UASB las aguas residuales de la planta. El tratamiento anaerobio de los efluentes de la planta produce cerca de 3.000 m ³ /d de biogás.
Bavaria Santander	Planta de producción de cerveza ubicada en Bucaramanga- Santander. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor UASB las aguas residuales de la planta. El tratamiento anaerobio de los efluentes de la planta produce cerca de 1.400 m ³ /d de biogás para la generación de energía térmica.
Bavaria Tibasosa	Planta de producción de cerveza ubicada en Tunja- Boyacá. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor UASB las aguas residuales de la planta. El tratamiento anaerobio de los efluentes de la planta produce cerca de 800 m ³ /d de biogás para la generación de energía térmica.
Cervecería Tocancipá	Planta de producción de cerveza ubicada en Tocancipá- Cundinamarca. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor UASB las aguas residuales de la planta. El tratamiento anaerobio de los efluentes de la planta produce cerca de 7.000 m ³ /d de biogás.

Proyecto	Descripción
Cervecería Yumbo	Planta de producción de cerveza ubicada en Yumbo- Valle del Cauca. Se procesa mediante digestión anaerobia en un reactor UASB las aguas residuales de la planta. El tratamiento anaerobio de los efluentes de la planta produce cerca de 3.600 m ³ /d de biogás.
PTAR Cañavalejo Cali	Proyecto MDL: Autogeneración eléctrica con biogás del tratamiento de lodos para la PTAR Cañavalejo de EMCALI
Pasto	Proyecto MDL: Construcción, operación y mantenimiento del sistema de colección y quema de biogás en el relleno sanitario Antanas.
Puerto Leguizamo (Putumayo)	Planta piloto de biogás para generación de energía.
San Carlos de Guaroa	Aceites Manuelita. 2 biodigestores de capacidad de 19.000 m ³ . Se procesa 300.000 t/año de material.
Sabana de Torres (Santander)	Oro Rojo, grupo Indupalma. Biodigestor de capacidad 16.000 m ³ . Se procesa 150.000 t/año.
Porcícola	Granja porcícola ubicada en Sabanagande y Rapelon en el Atlántico. Cuenta con dos biodigestores tipo Taiwán para procesar estiércol porcino que aporta la producción de cerca de 450 m ³ /mes de biogás.
FAZENDA	Granja porcícola a gran escala ubicada en Puerto Gaitán- Meta. Cuenta con biodigestores de tipo laguna cubierta para procesar cerca de 1.200.000 Kg/d de efluentes porcícolas, los cuales impactan en la producción de 600 m ³ /h de biogás para la generación de energía eléctrica.
Comunidad NASA	Granja porcícola de la comunidad indígena NASA ubicada en Santander de Quilichao- Santander. Procesa los efluentes porcícolas en un reactor anaerobio de contacto con paredes en tierra para producir cerca de 200 m ³ /d de biogás para la generación de energía eléctrica, térmica y cocción de alimentos.
Huevos Kikes	Planta de producción de huevos ubicada en Caloto- Cauca. Procesa cerca de 164 m ³ /d de gallinaza en un biodigestor de tecnología alemana con capacidad 5.000 m ³ para la generación de cerca de 800 KW. Cuenta con registro ICA para comercialización del fertilizante producido en el biodigestor
Doña Juana- Biogás Colombia	Planta ubicada en Bogotá D.C en la cual se hace el aprovechamiento de gas de relleno. Este gas es utilizado para la generación de energía eléctrica para el SIN evitando así cerca de 800.000 t CO _{2eq} a la atmósfera cada año. El proyecto cuenta con alrededor de 290 pozos por los cuales se captura por encima de 11.600 m ³ /h de biogás.
Alpina	Planta de tratamiento de aguas residuales de la empresa Alpina ubicada en Sopo- Cundinamarca. Procesa el agua residual en un reactor UASB para la producción de biogás utilizado en la generación de energía eléctrica para cubrir cerca del 38% de la demanda de la planta.

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

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

El reconocimiento de la importancia de este energético ha llevado a la creación de más plantas de procesamiento de biomasa en las cuales se aproveche el biogás. Se destaca el único proyecto de biometano en el país liderado por EPM y cuyo propósito es atender la demanda de gas natural de 40.000 familias.

El desarrollo del biogás en el país ha mantenido y aumentado la presencia y el servicio local de empresas dedicadas al mercado de este energético como Sistema Biobolsa, Aqualimpia, Novatio, Rotoplast, Agrogaz, Biotec, Geosoluciones, Aguamarket y Warren Group las cuales ofertas tecnologías del biodigestor. Así mismo, otras empresas que aportan con equipos auxiliares y tecnologías para la limpieza del biogás como Plexa, Pavco, Genia Bioenergy, Condorchem Envitech, BgasTech, Bibogas, entre otras.

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/l ⁷ y los resultados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4-10 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

⁷ 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 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.

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

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

A partir de la tabla anterior se plantea el siguiente análisis de la oferta por sector agropecuario del país para la producción de Biometano.

- Promedio Bovinos 2.031 cabezas. Dada la cultura nacional de ganadería extensiva, no es común el manejo estabilizado de esta cantidad de cabezas de ganado bovino, por lo que este aprovechamiento no se ve viable, a menos que se haga una estrategia de sensibilización de sector ganadero nacional sustentado en estudios de viabilidad técnico económico y ambiental o con programa conjuntos Min Agricultura-Min Energía; incluyendo este tema en la NAMA de ganadería sostenible.

- Porcinos 5.195 cabezas. En este sector hay antecedentes de producción de biogás a partir de porquinaza, en empresas grandes y medianas, las de más de 5000 cabezas se clasifican como grandes, en las cuales se pueden plantear este tipo de proyectos.
- El número de aves requerido es de 111.111; un ejemplo del sector es Huevos KIKES en Caloto Cauca que se incluye en el cuadro resumen de proyectos.
- En el caso de la palma de aceite se emplea el factor de generación de biogás por tonelada de aceite producido y se calcula el número de hectáreas necesarias para la normal operación de la planta de biometano a partir del POME. considerando los rendimientos de biogás por POME y la producción de aceite por hectárea de cultivo-. La planta de biometano demanda una capacidad de producción de 3.221 t aceite crudo/año, equivalente a procesar 14.640 t RFF/año, correspondiente a procesar 1.7 t RFF/h, (provenientes de la cosecha anual de 964 hectáreas como proveedoras), en la práctica la capacidad de proceso de las extractoras esta entre 30 y 45 t RFF/h, por lo que todas tiene potencial para implementar proceso de Biometano.
- En el sector de la caña de azúcar, se tiene la vinaza proveniente de las destilerías productoras de etanol como fuente para el biogás, con un factor de 11 m³ vinaza/m³ de etanol y 16,4 m³ biogás/m³ vinaza, se requiere una capacidad mínima de planta para producir 1.214.000 l etanol/año. Dada que la producción nacional, en siete destilerías, es de 400 millones de litros de etanol por año, se ve claramente que todas tiene potencial para implementar plantas de biometano.
- Para el cultivo del arroz se toma el tamo. Este tamo dado su carácter lignocelulosico se debe someter a un proceso de hidrotratamiento previo para facilitar su DA, llegando así a un rendimiento de 182 m³ biogás/t tamo (Genia Bioenergy, 2023). Con un rendimiento de 2,35 t tamo/t arroz y de 5,4 t arroz/ha año, con 2 ciclos anuales de producción, los requerimientos para la producción sostenible de biometano son de 95 ha/año de arroz, por lo que, en los departamentos productores, los cultivos tecnificados de arroz fácilmente se pueden implementar plantas de biometano.
- En el caso del café, la pulpa y el mucilago, producido en plantas centralizadas con capacidad entre 30.000 y 185.000 kg de café cerezo/d, con un rendimiento de 11 m³ biogás/t café cerezo para la pulpa y de 14 m³ biogás/ t café cerezo para el mucilago, se tiene que para disponer de los 25 m³ de biogás/h la planta debe procesar 1 t de café cerezo/h, es decir 24 t/d (24.000 kg/d), equivalente a 8760 t /año proveniente de 7.122 ha de cultivo, dado un rendimiento de 1,23 t de café ha/año. En este caso también las plantas cuentan con capacidad superior a la requerida para poder implementar plantas de biometano de forma sostenible.
- Con una producción de 0,64 kg RSU/habitante-día, y un rendimiento de biogás de 66 m³ biogás/t RSU, se tiene que regiones con una población superior a 14000 hab, están en condiciones de desarrollar proyectos de biometano de manera sostenible.

4.3 ESQUEMA CONCEPTUAL DE UNA BIORREFINERÍA PARA BIOMETANO

Como resultado del análisis presentado, este numeral recopila conceptos de las etapas y tecnologías necesarias para desarrollar de una biorrefinería en donde se obtiene biometano a partir de BR y sus coproductos. Se presenta un análisis de operaciones unitarias

4.3.1 Operaciones Unitarias de la biorrefinería

En la Figura 4-11, se presentan las principales etapas involucradas en el esquema de procesamiento y los productos a valorizar, los cuales se describen a continuación:

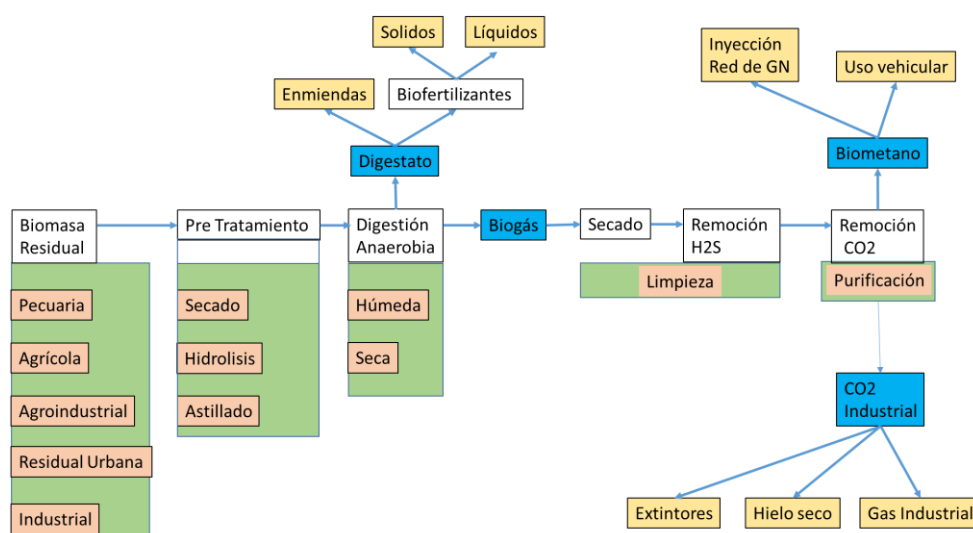


Figura 4-11 Modelo conceptual de biorrefinería para la obtención del biometano

Fuente: Elaboración propia

- **Pretratamiento de BR:** Como se aprecia en la ilustración puede ser de diferentes procedencias, las principales; pecuarias, agrícolas, agroindustriales, industriales y residuos urbanos. De acuerdo con las condiciones de recepción de la BR y sus características fisicoquímicas puede ser necesario un tratamiento previo a la DA, que tiene por objeto adecuar la BR a los requerimientos del proceso de DA. Puede ser; secado, astillado, hidrolisis, entre otros.
- **Tecnologías de DA:** Es el corazón del proceso se puede efectuar por vía húmeda o seca, de acuerdo con las características de la BR a gestionar. La planta debe disponer del Biodigestor adecuado, el cual puede ser; de techo flotante, techo fijo, laguna cubierta, biobolsa, etc. Para el dimensionamiento del biodigestor es necesario considerar la cantidad de sustrato, relación C/N, volumen de carga orgánica (VCO), necesidades de dilución, tiempo de residencia, el rendimiento de producción de biogás entre otros

- **Secado del biogás.** Como primera etapa del proceso de limpieza del biogás se dispone de tecnologías como: la condensación, adsorción en sílica gel o alúmina y absorción con glicol para retirar la humedad del biogás.
- **Remoción de H₂S.** Esta etapa completa el proceso de limpieza del biogás. La planta debe estar equipada con el correspondiente sistema de remoción de H₂S de acuerdo con la técnica seleccionada para esta operación. Puede ser: 1) un dosificador de aire/oxígeno, 2) un dosificador de cloruros férricos con sus sistemas de disolución y bombeo al tanque de remoción. 3) Torre de adsorción y reacción química empacada con el material adsorbente (Óxidos e hidróxidos férricos) y el sistema de regeneración, 4) Torre de adsorción con carbón activado y sistema de regeneración del carbón activado. 5) Filtro biológico debe contar con un sistema soporte para la fijación y crecimiento de los microorganismos, 6) Limpieza con agua, debe disponer de una torre de lavado que opera a baja temperatura y presión moderada para obtener buenos porcentajes de remoción, con el correspondiente sistema de bombeo, el agua no se regenera. 7) Absorción química (NaOH, FeCl₃) o (Fe (OH)₃, (Fe-EDTA), se opera con torres empacadas, los sistemas de preparación del agente absorbente y de ser posible el sistema de regeneración. 8) uso de membranas Gas-Líquido (NaOH).
- **Remoción de CO₂ (Purificación).** Con etapa se lleva el gas combustible a concentraciones de CH₄ superiores a 95%; con el fin de que sus propiedades se asimilen al GN, para permitir su mezcla, complementarlo o sustituirlo. Después de esta etapa se conoce con el nombre de biometano. Para la remoción de CO₂ se dispone comercialmente de tecnologías (Genia Bioenergy, 2023), (REPSOL, 2023) como: absorción con agua, absorción con polietilenglicol, absorción química con aminoalcoholes, adsorción (PSA), membranas y criogenia, que se presentaron en Producto 2.

El sistema debe contemplar equipos que garanticen las condiciones de operación, tal como disponibilidad de agua, control de temperatura y presión, todo en función de los requerimientos de la técnica adoptada. Los parámetros de operación de cada tecnología se comparan en la Tabla 4-11.

Tabla 4-11 Parámetros de operación técnicas de purificación

TÉCNICA	Consumo compuestos químicos	Consumo de agua	Temperatura de operación (°C)	Presión de operación (bar)	Temp. Regener. (°C)
Absorción con agua	NO	SI	5-25	4-10	-
Absorción física orgánica:	SI	NO	20-40	4-7	70-80
	SI	NO	0-40	>20	55-80
Absorción química: MEA	SI	SI (Bajo)	10-15	1,05-1,5	160
	SI	SI (Bajo)	20-55	8-70	160

TÉCNICA	Consumo compuestos químicos	Consumo de agua	Temperatura de operación (°C)	Presión de operación (bar)	Temp. Regener. (°C)
DEA MDEA	SI	SI (Bajo)	50-70	>10	120
PSA	SI	NO	10-20	4-8	-
Membrana: Gas-Líquido	SI	SI	Ambiente	Presión atm.	-
Gas-Gas	NO	NO	Ambiente	6-30	-
Criogenia	NO	NO	-80 / -110	>60	-

Fuente: (Siso & Gil Martinez, 2013)

4.3.2 Coproductos obtenidos

Adicional a lo presentado, que corresponde a la infraestructura básica para el proceso de purificación de biogás, la planta debe contar con infraestructura adecuada para el manejo de los coproductos, como el CO₂ industrial y los biofertilizantes. En el caso del CO₂ se puede requerir un sistema de tanques de almacenamiento y sistema para llenado de cilindros para su distribución y venta, o sistemas de producción hielo seco, si se quiere comercializar. A continuación, se presentan alternativas para la valorización de los coproductos del biometano producido en una biorrefinería, digestato y CO₂.

4.3.2.1 Valorización del digestato.

El digestato, es un producto de la DA. Presenta un alto valor nutricional, ya que la mayoría de los nutrientes contenidos en la BR quedan en él y puede ser utilizado como biofertilizante, promoviendo la recirculación de nutrientes que pueden reemplazar parcial o totalmente el uso de fertilizantes sintéticos; evitando así, problemas de contaminación por uso excesivo de químicos y sus emisiones de GEI asociadas. (Plan de Bioeconomía, 2016).

Este digestato de alta calidad agronómica, que en proporción del peso y volumen con los residuos entrantes es 0,9 a 1. (Plan de Bioeconomía, 2016), es un excelente biofertilizante que puede ser aplicado como: (Armanni Marcos D, Maezari, & Amin, 2018):

- **Acondicionador:** restituye al suelo la materia orgánica estable. Apoya el desarrollo de microorganismos que transforman los nutrientes en una forma útil para las plantas.
- **Biofertilizante:** aporta elementos minerales, especialmente, nitrógeno. Se presenta en forma líquida (**Biol**) o sólida (**Biosol**), dependiendo de los pasos posteriores de acondicionamiento. Se puede usar como base para la formulación de biofertilizantes complejos.

- **Lodos de digestión anaeróbica:** este sustrato surge de algunos biodigestores que forman un lodo en su interior y que requieren el vaciado periódico. Este tipo de sustrato puede ser utilizado como biofertilizante, pero sus características biológicas y químicas son distintas de los biofertilizantes, que provienen de la operación regular del biodigestor. Tanto la fracción sólida como la líquida tienen extraordinarias cualidades agronómicas beneficiosas para los cultivos. El valor de los nutrientes (P, K, N, Mg, etc.) del biofertilizante en comparación a los residuos alimentados al biodigestor es casi 1:1, dependiendo del sustrato y del método de separación empleado (Aparcana, 2008).
- **Biol:** Aproximadamente el 90% del material que ingresa al biodigestor se transforma en BIOL. Es muy útil para ser aplicado en los sistemas de riego. El BIOL mejora el rendimiento de los cultivos hasta un 30%. Puede usarse como fertilizante foliar, o directamente sobre la tierra, como pretratamiento sobre las semillas. Su principal uso es como promotor del crecimiento de la planta, raíces, flores y frutos, gracias al contenido de **hormonas vegetales**, que son generados por el metabolismo de las bacterias propias de la fermentación anaeróbica (no se producen en el compost). Una composición típica se presenta en la Tabla 4-12.

Tabla 4-12 Composición típica del Biol

Componentes	[%]
Agua	15,7
Sustancia orgánica seca	60,3
Ph	7,6
Nitrógeno total	2,7
Fósforo P ₂ O ₅	1,6
Potasio K ₂ O	2,8
Calcio (Ca O)	3,5
Magnesio (Mg O)	2,3
Sodio (Na)	0,3
Azufre (S)	0,3
Boro (B) ppm	64,0

Fuente: (Armanni Marcos D, Maezari, & Amin, 2018)

- **Biosol:** Es el resultado de separar la parte sólida del lodo resultante de la DA dentro del Biodigestor. Dependiendo de la tecnología empleada, puede contener entre un 10 y un 25% de humedad, que es en sí misma BIOL residual. Su composición depende del sustrato para su elaboración. Es un fertilizante sólido similar al compost, que puede usarse solo o en combinación con compost, humus o con fertilizantes químicos. Su dosificación varía de 2 a 4 t/ha dependiendo del tipo de cultivo y análisis de suelo. La Tabla 4-13 y Tabla 4-14 presentan una composición típica de Biosol y un caso particular obtenido de fermentación de estiércol vacuno, respectivamente.

Tabla 4-13 Composición típica del Biosol

Componentes	Cantidad [ng/g]
Ácido Indol Acético	9,0
Giberelinas	8,5
Purinas	9,3
Citoquininas	No detectado
Tiamina (Vit B1)	259,0
Riboflavina (Vit B12)	56,4
Adenina	No detectado
Ácido Fólico	7,7
Ácido Pantoténico	142,0
Triptófano	26,0
Inositol	No detectado
Biotina	No detectado
Niacina	No detectado
Cianocobalamina (Vit B12)	4,4
Piridoxina (Vit B6)	8,6

Fuente: (Armanni Marcos D, Maezari, & Amin, 2018)

Tabla 4-14 Características de BIOSOL fresco de fermentación de estiércol vacuno

Componentes	[%]
Agua	15,7
Sustancia orgánica seca	60,3
Ph	7,6
Nitrógeno total	2,7
Fósforo P2 O5	1,6
Potasio K2 O	2,8
Calcio (Ca O)	3,5
Magnesio (Mg O)	2,3
Sodio (Na)	0,3
Azufre (S)	0,3
Boro (B) ppm	64,0

Fuente: (Armanni Marcos D, Maezari, & Amin, 2018)

Una aproximación al valor del digestato como producto comercializable surge de su análisis en cuanto al contenido de los principales macronutrientes, Nitrógeno, Fósforo y Potasio (NPK) y del resto de los nutrientes presentes en su composición (secundarios, micronutrientes y traza), comparándolo con el precio de las mismas cantidades de nutrientes; macro, micro y traza, suministradas a través de fertilizantes químicos que estén a disposición en el mercado. Es de anotar que, en esta valoración, falta ponderar la materia orgánica que contiene el efluente y de la cual carecen los fertilizantes sintéticos.

Es fundamental entender que no es correcto atribuir la misma influencia sobre el terreno y el cultivo a cantidades equivalentes de elementos químicos aplicados a través de un fertilizante sintético y uno orgánico, debido a que este último tiene una marcada influencia sobre otros factores, como la estructura, la capacidad de retención de agua y de intercambio del suelo. Todos factores benéficos. (Plan de Bioeconomía, 2016).

Los principales beneficios directos derivados de la aplicación de la biodigestión pueden incrementarse a bajo costo, si el efluente se seca y se vende como fertilizante sólido a otros establecimientos a un mejor precio. La filtración y/o hidratación, respectivamente, del digestato dan como resultado formas sólidas o líquidas que pueden concentrarse, homogenizarse y fácilmente ser transportadas y aplicadas a la tierra a través de los sistemas de riego por goteo existentes o el equipo para extenderlo en la superficie, de igual forma que hacen con los sintéticos.

Una aproximación al posible precio de los biofertilizantes en el mercado es calcularlo en base a los contenidos nutricionales de los fertilizantes evaluados y a sus precios de mercado, así se calcula el valor de una mezcla de fertilizantes que aporte la misma cantidad de nutrientes que una tonelada de digestato seco o líquido. De esta forma, en atención a sus contenidos y valores de mercado por unidad de nutrientes, así se obtuvo un precio que oscila entre los USD\$ 120-170 por tonelada de enmienda (Erlwein & Sotomayor, 2020). Estos precios se calcularon considerando un escenario realista con una liberación al primer año del 50% de Nitrógeno, 95% de Fósforo y 90% de Potasio; y un escenario “optimista”, con entrega total.

4.3.2.2 VALORIZACIÓN CO₂

La Captura, uso y aprovechamiento de carbono (CUAC) es una alternativa estratégica para reducir los impactos de la combustión en una economía circular que permite reutilizar una y otra vez los mismos átomos de carbono, contribuyendo a la seguridad energética y a la reducción de impactos ambientales de diversa índole. (Vega, 2023).

CUAC es una ruta interesante para incorporar energía renovable al flujo global de combustibles y productos químicos. Los procesos “Power-to-X”, donde X puede ser metano, metanol, combustibles líquidos sintéticos o químicos intermedios, se necesitan CO₂, además de hidrógeno.

La conversión de CO₂ en productos químicos y combustibles supone un cambio tecnológico importante para la industria química y petroquímica con procesos en vía de desarrollo que aún no alcanzan la escala comercial; lo que supone costos de inversión y operación no competitivos aún; en donde la regulación, la neutralidad tecnológica, al igual que el costo del CO₂ y del hidrógeno son determinantes para estos nuevos desarrollos. (Vega, 2023). El potencial y las capacidades son evidentes para contribuir a las estrategias de descarbonización a largo plazo, como se aprecia en la Figura 4-12.

Concepto

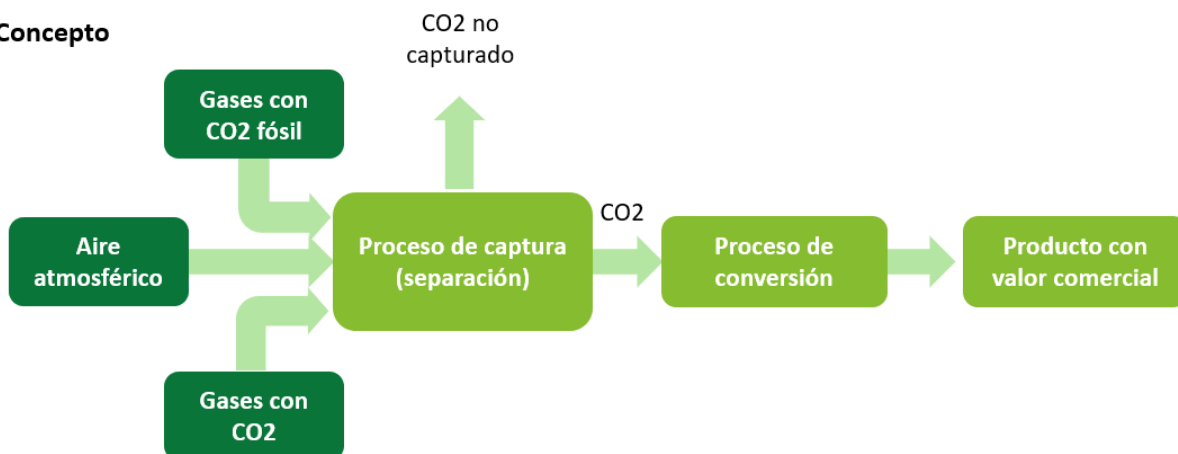


Figura 4-12 Captura Almacenamiento y Uso del CO₂ (CUAC)

Fuente: (AOP.ES, 2023)

Hay más de 40 productos derivados del CO₂ y más de 70 posibles rutas para su obtención, por vías biológicas, químicas y de mineralización, con niveles de desarrollo desde tecnologías emergentes hasta procesos productivos operando a escala industrial (caso de la urea). También es conocido su uso como refrigerante (hielo seco), horticultura, bebidas carbonatadas, aunque estos últimos no se consideran dentro de la CUAC (AOP.ES, 2023).

Más de 40 productos con 70 rutas de obtención

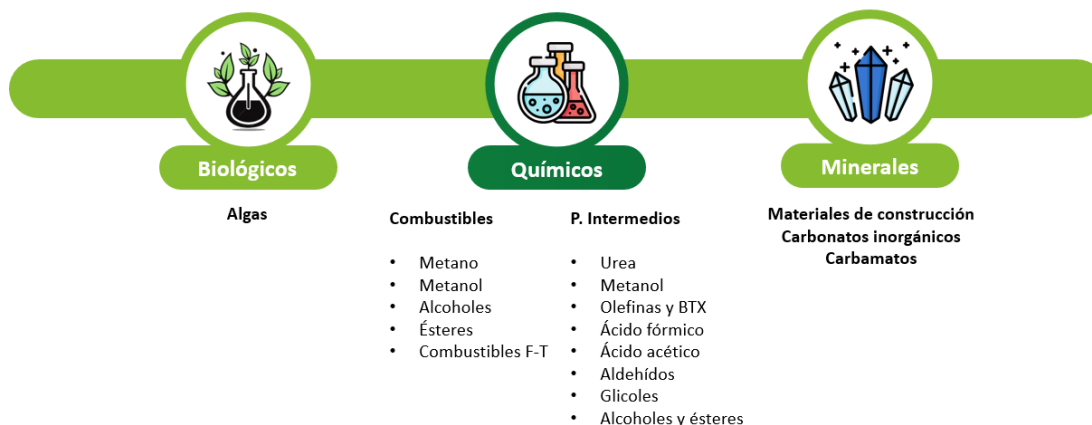


Figura 4-13 Productos a partir de CO₂ con CUAC

Fuente: (AOP.ES, 2023)

Los productos de mayor potencial y por consiguiente constituyen una prioridad para su desarrollo e implementación a escala industrial a medio plazo (2030) (Vega, 2023) son:

- **Metanol:** Utilizado como combustible y en pilas de combustible. Es un bloque de construcción “building block” de un amplio portafolio de productos químicos y combustibles.
- **Combustibles líquidos** (e-fuels) y gaseosos (metano): la opción más atractiva de uso de CO₂ dada la magnitud de su mercado. Las primeras unidades de demostración en el Puerto de Bilbao (España,) avanzan rápidamente en la curva de aprendizaje aportando a la reducción de costos y fomento de tecnologías validadas.

A continuación, se resumen algunos usos actuales del CO₂ y que pueden ser cubiertos mediante CUAC (AOP.ES, 2023)

- **Producción de hielo seco:** Es un producto sólido y frío usado en varias industrias. El proceso de fabricación de hielo seco comienza con la extracción de CO₂ de fuentes naturales o mediante la captura de gases de combustión, en el caso del biometano, la corriente de CO₂ extraída del biogás es ideal. Luego, el CO₂ se comprime y se enfría hasta pasar a estado líquido. A continuación, se libera el CO₂ líquido en una cámara de expansión, donde a consecuencia de la disminución brusca de presión, se provoca su expansión y enfriamiento, ha estado sólido, formándose hielo seco, listo para su uso en diversas aplicaciones, como:
 - En la industria alimentaria, se usa para enfriar y congelar alimentos y bebidas, tanto para almacenamiento como para el transporte de alimentos congelados.
 - En la industria médica, se utiliza para el almacenamiento y transporte de muestras y productos médicos que deben mantenerse a bajas temperaturas.
 - En la industria del petróleo y gas, se emplea para la eliminación de residuos y para la limpieza de tuberías y equipos.
 - En la industria de la limpieza, se utiliza el método de criogénica, que utiliza hielo seco para eliminar la suciedad y el polvo de superficies.
- **Sintetizar aspirinas.** El ácido salicílico, uno de los productos fundamentales para sintetizar aspirinas, se obtiene haciendo reaccionar fenóxido sódico con CO₂ a una temperatura de 125 grados y muy altas presiones.
- **Producir bebidas carbonatadas.** La soda o agua con gas, no es más que agua con CO₂. También aparece en bebidas alcohólicas, como la cerveza. Se añade de manera artificial en los barriles para enfriar la bebida y mantener el gas necesario en el barril para que salga a presión en el sifón.

- **Sacrificio de animales.** Para evitarles un sufrimiento innecesario, los animales son aturdidos antes de sacrificarse. La inhalación del CO₂ deja insensibles a los animales sin dejar rastros de residuos en la carne y se puede hacer en grupo.
- **Fabricar combustible.** Diversos proyectos intentan utilizar bacterias para producir combustible a partir de este gas. El Instituto Tecnológico de Massachusetts (EE. UU.), modificó los genes de una bacteria del suelo, la 'Ralstonia eutropha', para que a partir de CO₂ fabrique isobutanol, un alcohol que puede sustituir a la gasolina.
- **Conservar la leche.** Inyectar CO₂ en leche cruda refrigerada, y mantenerla así cinco días antes de quitarle el gas, ayuda a prologar su durabilidad, conservando sus propiedades sensoriales. Además, la leche refrigerada y conservada por acidificación con CO₂ puede ser utilizada para la fabricación de quesos.
- **Cultivar algas como fuente de energía renovable.** Para crecer, las algas requieren agua, nutrientes, luz del sol y CO₂. Una vez secas, pueden ser una fuente de energía renovable. Para ello se emplean microalgas, capaces de llevar a cabo la fotosíntesis con excelentes rendimientos.
- **Fabricar cemento más sostenible.** El 5% de las emisiones mundiales de GEI se debe a la producción de cemento. Algunos proyectos buscan crear eco-cemento a partir de este gas en forma de carbonato, materia prima para la generación de este material, precipitado por la acción de bacterias.
- **Apagar incendios.** El CO₂ se emplea en extintores de incendios debido a sus propiedades: "no es combustible, no reacciona químicamente con otras sustancias, permite ser comprimido dentro del extintor de incendios, no conduce electricidad y no deja ningún tipo de residuo".
- **Conservar frutas y verduras en la postcosecha.** La vida útil de estos alimentos puede llegar a triplicarse si son envasados en una atmósfera protectora, diferente a la terrestre, con un mínimo de 20% de CO₂ para controlar el desarrollo de bacterias y mohos, lo que permite retrasar su degradación y posibilita su comercialización y transporte.

- **Limpiar de insectos los alimentos.** Para evitar el uso de insecticidas, nocivos para la salud, el uso de CO₂ es una gran alternativa porque produce la desecación de los insectos, al estimular la apertura de sus orificios respiratorios, que afectan la industria alimentaria, como los gorgojos, polillas y escarabajos, entre otros.

4.3.3 Modelo conceptual de la biorrefinería

Las biorrefinerías juegan un papel importante dentro de los esquemas de economía circular, ya que permiten convertir la biomasa en bioenergía y productos de interés comercial optimizando recursos en operación, combinando la viabilidad económica con el cuidado del medio ambiente. Un esquema general se presenta en la Figura 4-14.

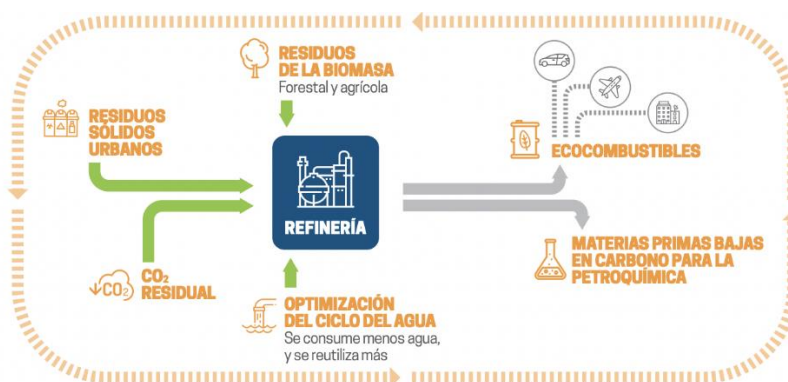


Figura 4-14 Estructura de Economía Circular en una biorrefinería

Fuente: (AOP, 2023)

A partir del potencial evidenciado en las secciones 4.1.7.; la presente consultoría definió como caso de estudio el sector de la caña de azúcar, debido a la posibilidad de integrar la producción de bioetanol, biometano y energía eléctrica en una biorrefinería, dada la viabilidad técnica, económica y ambiental al poder maximizar el uso de servicios auxiliares como vapor, agua y energía. Adicionalmente, algunas destilerías de bioetanol ya cuentan con plantas embotelladoras de CO₂, y con la infraestructura para aprovechar el biofertilizante que se puede producir con la DA; generando productos de valor agregado que viabilizan aún más el proceso en la biorrefinería.

Se puede considerar como un caso particular, pero se encontró que es un modelo conceptual de alto potencial de desarrollo a corto plazo en el país; dadas las condiciones antes mencionadas puede ser pionero para fomentar la producción de biometano bajo el concepto de biorrefinería para los otros sectores agroindustriales y de residuos.

El modelo conceptual correspondiente al biometano contempla la unidad de DA para la obtención de biogás y biodigestato a partir de la vinaza (subproducto de la producción de bioetanol 1G y 2G) y posteriormente la unidad de purificación del biogás, usando la tecnología de absorción con solventes orgánicos para la obtención de biometano con calidad óptima para ser inyectado al SNT o su uso como GNV. Además, la infraestructura existente permite el embotellado de CO₂ para uso industrial. Esta se acoplará a la producción de bioetanol 2G como se muestra en el próximo capítulo donde se desarrollará la biorrefinería, una vez se aborde el tema de bioetanol. Por ahora se explica brevemente las tecnologías seleccionadas para la producción de los gases renovables.

4.3.3.1 DA de vinazas

Algunos ingenios en Colombia tienen integrada la producción de azúcar y bioetanol. Ambas plantas de producción generan efluentes líquidos que pueden ser tratadas para cumplir la regulación ambiental mediante DA y aprovechar su potencial energético. Uno de los efluentes identificados con alta carga orgánica son las vinazas las cuales dado su alto contenido de humedad pueden ser gestionadas en un biodigestor.

4.3.3.2 Purificación de Biometano

Revisadas y analizadas las diferentes opciones tecnológicas tanto para limpieza como purificación del biogás a biometano, se identifica a la absorción con polietilenglicol como la más adecuada para este caso particular, considerando que es una tecnología madura aplicada en otros sectores industriales. La barrera del alto consumo de energía en la regeneración del polietilenglicol para su recirculación está superada, porque el proceso de los ingenios y destilerías tienen energía térmica residual por encima de los 80°C necesarios para esta recirculación. Al no tener que invertir en generación de vapor, su costo está al nivel de otras tecnologías como: Adsorción con Presión Oscilantes (PSA por sus siglas en inglés) y membranas. Adicionalmente esta tecnología no requiere remoción previa del H₂S ni humedad.

Como absorbente se usa un solvente orgánico (Polietilenglicol -PEG- o aminas como el ácido etilendiaminotetraacético (EDTA)) el cual tiene mayor capacidad de absorción de CO₂ y H₂S que el agua, lo que hace que los equipos sean más pequeños. El principio de esta tecnología se fundamenta en que el CO₂ y el H₂S son más solubles que el CH₄, eliminando totalmente contaminantes incluyendo la humedad, el NH₃ y los hidrocarburos halogenados. del biogás para obtener biometano de muy buena calidad y concentraciones superiores a 95%. La operación se realiza a contracorriente, en una torre de lavado rellena de un material inerte de alta superficie específica, para aumentar el área de contacto gas-líquido. El líquido se introduce por la parte superior de la torre y el biogás por la parte inferior. A medida que el gas asciende por la torre se va enriqueciendo en CH₄ y el CO₂ junto con los otros contaminantes quedan absorbidos en el líquido.

La regeneración del solvente orgánico se realiza en una torre similar, en la cual se calienta la mezcla de solvente con CO₂ y los otros contaminantes, a una temperatura de 80°C, empleando calor residual. El solvente regenerado se recupera por el fondo de la torre listo para su recirculación al proceso. Todo esto se realiza en un circuito cerrado evitando el contacto de esta sustancia química con los humanos y el ambiente, se hace una carga al inicio del proceso y se hacen pequeñas reposiciones periódicas por pérdidas de material (inferiores a 1%). Su manejo debe estar alineado con el Sistema Globalmente Armonizado (SGA) por ser una sustancia peligrosa.

4.4 NORMATIVIDAD Y REQUISITOS DE CALIDAD

Una vez establecida la composición fisicoquímica de las biomásas de interés, es importante definir el uso del biogás o biometano. La composición de la biomasa puede ser un limitante a la hora de decidir el uso final, debido que una relación C/N inadecuada, o un alto contenido de azufre o lignina requiere de adecuaciones en el proceso para garantizar el correcto funcionamiento de la planta y la estandarización en la calidad del biogás y biometano. En la Tabla 4-15 se presentan los requisitos del biogás para su uso final y las sustancias que deben eliminarse en su totalidad y las que no son necesarias de eliminar.

Tabla 4-15 Requisitos del biogás y biometano para su uso final

Aplicación	CO ₂ (%)	H ₂ S (ppm)	H ₂ O	Siloxanos	Otros compuestos
Calderas (calor)	No es necesario eliminar	<1.000	No es necesario eliminar	Eliminar	No es necesario eliminar
Motor de combustión interna (CHP)	No es necesario eliminar	<1.000	Evitar condensación	Eliminar	Eliminar
Turbina de gas	No es necesario eliminar	<70.000	Si	Eliminar	Eliminar
Pila de combustible	No es necesario eliminar	<0.1	No es necesario eliminar	Eliminar	Eliminar
Combustible vehicular	Eliminar	Eliminar	Eliminar	Eliminar	Eliminar
Inyección red de GN	<2.0	<5	Eliminar	Eliminar	Eliminar. Especialmente el O ₂

Fuente: adaptado de (FAO, 2011)

En Colombia, la normatividad para el uso del biogás se describe en la Resolución CREG 240 de 2016. Esta establece que el transporte del biogás que no cumple con el Reglamento Único de Transporte (RUT) debe ser transportado en tuberías aisladas exclusivas de biogás. En los casos donde el biometano cumpla con la calidad requerida en el RUT podrá utilizarse para inyección en la red. Para uso vehicular, Colombia está regulado por la Norma Técnica Colombiana (NTC) 4826 de 2001 y los sistemas de transporte terrestre de GN comprimido por la NTC 57 de 2010.

En la Tabla 4-16 se presentan los requerimientos de calidad del biometano para su uso en inyección a la red y vehicular en el territorio colombiano (GREG, 2016).

Tabla 4-16 Requerimientos de calidad del biogás/biometano reglamentado en Colombia para su uso.

Parámetro	BIOGAS	RUT	NTC 4826
	>18		
Poder calorífico (MJ/m ³)	>16	35,4-42,8	30.2
Presión (psig)		>60	
Temperatura (°C)		4.5-49	
Metano (% mol CH ₄)	>50	>95.8	
Dióxido de carbono (% mol CO ₂)	<45	<2.0	
Nitrógeno (% N ₂)		<3.0	
Total, inertes (%)		<5.0	
Oxígeno (% O ₂)		<0.1	<0.5
Sulfuro de hidrogeno (mg H ₂ S /m ³)	<20	<6.0	
Azufre total (mg/m ³ S)		<23.0	<120.0
Humedad (mg/m ³ H ₂ O)		<97.0	
Siloxanos (mg/m ³)	<10	<10.0	
Compuestos halogenados(mgCl/m ³)	<1		
Uso final		Inyección a la red	Vehicular

Fuente: Adaptado de CREG, 1999, 2016

La verificación de la calidad de gas, las condiciones de entrega y la responsabilidad de los agentes, tanto en el punto de entrada como en el punto de salida del SNT, se realiza de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Único de Transporte (RUT) contenido en la Resolución CREG 071 de 1999. Igualmente, se aplica el RUT cuando se hace entrega directamente de la fuente de producción a un sistema de distribución interconectado al SNT. El servicio de biometano a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT para atender usuarios regulados y no regulados deberá cumplir con las especificaciones de calidad del GN, establecidas en el RUT y además con las especificaciones sobre siloxanos y compuestos halogenados para biogás. La verificación de las variables adicionales a las especificadas en el RUT, correspondientes a siloxanos y cloro, solo se miden a la salida de la planta de producción, en el punto de transferencia de custodia. Dicha certificación es responsabilidad exclusiva del productor. En el caso de zonas aisladas, la verificación de la calidad del gas es responsabilidad del productor, quien debe instalar al menos un punto de verificación de calidad del biogás a la salida de la planta de producción, con analizadores portátiles o en línea que permitan determinar, como mínimo, poder calorífico del gas; CH₄; H₂S; CO₂.

Para el biogás generado con residuos urbanos, adicionalmente se deberá determinar: siloxanos y cloro. En el punto de verificación, el productor debe estar en capacidad de garantizar e informar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes la calidad del gas entregado, en reportes semestrales a la SuperServicios. Cuando el biogás no cumple con las condiciones de calidad mínimas pactadas en los respectivos contratos, el comercializador debe responder por todas las obligaciones que posea con los demás agentes de la cadena.

De otra parte, según la legislación colombiana e internacional presentada en producto 2; se puede decir que el biometano está íntimamente ligado al GN como combustibles con un amplio espectro de aplicaciones, su regulación normalmente corresponde con la de GN que circula por las redes de transporte y distribución, Colombia no es la excepción y los requisitos de calidad en esencia son los mismos que para el GN adicionando los parámetros de siloxanos y cloro. La tendencia mundial es promover el uso de biometano como combustible alterno, sustituto o complemento del GN, ya que un biometano que cumple los requisitos de calidad es compatible 100% con el GN en todas sus presentaciones; GNL, GNC. Con la misma logística de almacenamiento, transporte, operación y manejo.

De los principales parámetros de la Resolución CREG 240, es quizá el oxígeno (máximo 0,1 en el RUT y 0,5 en la NTC 4826) el que presenta controversia, ya que limita el aprovechamiento del gas de relleno, corriente de amplia importancia térmica y ambiental como se analizó en la sección 4.1.1. Muchos países establecen este parámetro en 0,5%; algunos son Dinamarca, Brasil y España; este último, con la Resolución 8 de 2018 modificó las especificaciones de calidad de gas procedente de fuentes no convencionales para introducir al sistema de gas, estableciendo, entre otros: el mínimo contenido de Metano en 90 % mol, máximo de CO₂, en 2%mol. En relación con el O₂ para la red de transporte se acepta hasta 0,3% mol y 1% para la red de distribución (BOE España, 2018).

Otro factor importante, que se evidenció en la normatividad española, mediante el Real Decreto 376/2022, es la creación del Sistema de Garantías de Origen (GdO) de los gases renovables como el biometano y el hidrógeno verde. (BOE, 2022).

En las definiciones de la Ley 2128 de 2021, no se incluye el biogás ni el biometano como gas combustible, no es claro si las disposiciones de esta ley aplican para usos dedicados o en mezcla de biogás y/o biometano. Igualmente, la Resolución MinEnergía 40177 de 2020 “por la cual se definen los energéticos de bajas o cero emisiones...” Esta Resolución no incluye el biogás ni el biometano siendo unos gases combustibles de cero emisiones que entre otros usos puede ser en el transporte terrestre.

4.5 IDENTIFICACIÓN DE 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 negativos al entorno. En concordancia, el aprovechamiento comercial de este combustible carbono neutral o incluso carbono negativo; por ejemplo, el proveniente de rellenos sanitarios, el tratamiento selectivo de FORSU y las actividades pecuarias, propician un impacto benéfico en materia ambiental al reducir emisiones de GEI (principalmente metano y óxidos nitrosos), así como afectaciones al suelo y corrientes de agua derivado de una inadecuada gestión de las BR.

Cabe indicar que desde hace varias décadas el biogás es un combustible que en Colombia se utiliza para el autoconsumo, tanto en pequeñas fincas como en grandes complejos agroindustriales. Con la expedición de la regulación CREG 240 de 2016 se podrá comercializar; sin embargo, esta norma no se ha implementado y se tiene mucha incertidumbre respecto a su aplicabilidad y especialmente del modelo comercial de estos gases renovables.

Los escenarios de oferta y demanda de GN plantean el riesgo de llevar al país a depender de importaciones perdiendo su autonomía energética. En este escenario surge la tecnología de la DA como un salvavidas, pues además del uso directo del biogás obtenido, este puede ser procesado para limpiarlo y purificarlo a Biometano, que es comparable con las características del GN y puede sustituirlo o complementarlo en los usos actuales fortaleciendo el autoabastecimiento de gas y por tanto la independencia energética del país.

Se espera que la implementación del piloto de biometano de EPM, impulse esta tecnología en el país, pues dada la ubicación geográfica de Colombia en la zona intertropical, la producción de BR 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 y la reducción de emisiones del sector agrícola.

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 citan: *i)* el desconocimiento de la tecnología en el país, que genera un sinnúmero de incertidumbres al respecto y retrasa su desarrollo, por lo cual es importante promover 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. *ii)* la poca formación de capital humano en operación y mantenimiento de la tecnología que permita su desarrollo ha generado adicionalmente la creencia, especialmente en aplicaciones económicas de baja capacidad que son ineficientes, es un gas corrosivo y que se dañan fácilmente. *iii)* La producción de H₂S que es un elemento corrosivo en presencia de agua por tanto es importante retirarlo adecuadamente. *iv)* si al producirse no se aprovecha efectivamente o se presentan fugas, se generan emisiones de GEI como emisiones fugitivas principalmente de etano.

4.6 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DESARROLLO DE BIOMETANO Y ANALISIS COSTO BENEFICIO

El biometano se priorizó como complemento del GN y el biogás como complemento o sustituto del GLP; además de su importante aporte en la sustitución de leña para cocción de alimentos en zonas rurales. Por tanto, en este numeral se hace inicialmente una recopilación de los principales indicadores y prospectiva de estos combustibles fósiles en el país a partir de los datos de la UPME y otras entidades oficiales; se investigan los programas gubernamentales alineados con su desarrollo como la TEJ, el plan basura cero, economía circular entre otros.

En el segundo subnumeral se contrasta esta información con el potencial de oferta del biocombustible obtenido en la sección 4.2 a partir de la disponibilidad de las BR en el país, con el fin de establecer el potencial de desarrollo y su inclusión en la matriz energética nacional. Para finalmente hacer una evaluación económica a modo de factibilidad.

4.6.1 Situación actual del país para el fomento del biogás y el biometano

Tomando datos del BECO de la UPME, el consumo GN, para 2022 en el país fue de (1.056,63 GBTU/día) o (405,15 PJ/año); este consumo se detalla por región y por uso en la Tabla 4-17 (UPME, 2022). Según información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), a diciembre de 2022 las reservas probadas de GN son 2,8 Terapiés cúbicos (TPC), con tendencia decreciente.

De otra parte, la demanda nacional en 2022 es de 345 PJ/año y se espera que aumente entre 590 PJ y 736 PJ a 2052 según la última actualización del PEN. Es de resaltar que este valor incluye todo el consumo de GN del país incluso uso en termoeléctricas y petróleo

Comparando oferta y demanda de GN, se evidencia riesgo en la autosuficiencia; que no puede ser compensada con la capacidad de la infraestructura de importación de Cartagena (147 PJ/año), si continua la tendencia de las reservas de GN (UPME, 2023).

Tabla 4-17 Demanda de GN Año base 2022, valores en GBTU/día

	Centro	Costa Atlántica	Costa interior	CQR	Magdalena medio	Nororiente	Nor occidente	Sur occidente	Tolima Huila	Total Nacional
Sector residencial	71,67	31,04	2,56	11,91	3,44	11,99	17,43	14,92	10,55	175,51
Sector industrial	102,8	56,18	0,06	12,61	37,53	0,86	28,05	38,1	6,8	282,99
Sector terciario	19,41	11,05	0,05	3,56	0,71	1,97	11,2	6,42	1,73	56,1
Gas natural comprimido	26,02	9,4	0,17	3,34	0,22	1,63	4,65	8,47	2,03	55,93
Sector petrolero	40,77	83,74	0	0	93,49	35,82	0	0	0	253,82
Sector termoeléctrico	36,99	136,6	0	0	31,42	0	0	0,27	0	205,28
compresores SNTGN	9,6	2,21	1,37	1,59	6,44	0	0	0	0,4	21,61
Agregado nacional	307,49	335,38	4,22	33,01	173,25	52,26	61,33	68,18	21,51	1056,63

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de BECO- UPME

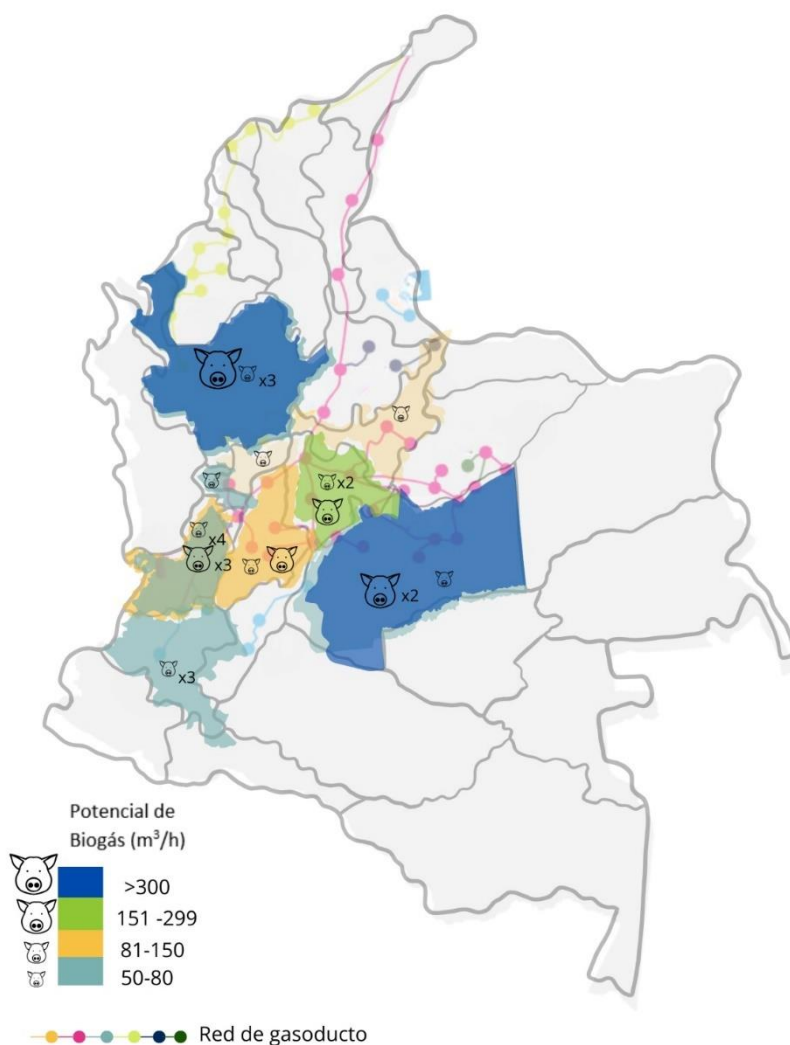
La tabla anterior permite cruzar la demanda de GN con la producción de biometano que se estimó en los numerales 4.1 y 4.2. De otra parte, el plan de sustitución de leña de la UPME se cruza con la producción de biogás en pequeñas granjas agroindustriales y el tratamiento de los FORSU por DA para estimar la inclusión en la matriz energética.

4.6.2 Potencial de inclusión en la matriz energética colombiana

Actualmente el potencial energético de biogás instalado asciende a los 175 Mm³/año, consolidando de los proyectos presentados en la Tabla 4-9 y de biometano se tienen 6Mm³/año, siendo EPM la única planta de biometano en el país. Con base en lo anterior se retoma el análisis de la sección 4.2 y para las BR priorizadas con mayor potencial se identifica su ubicación y un rango promedio de producción técnica de biometano.

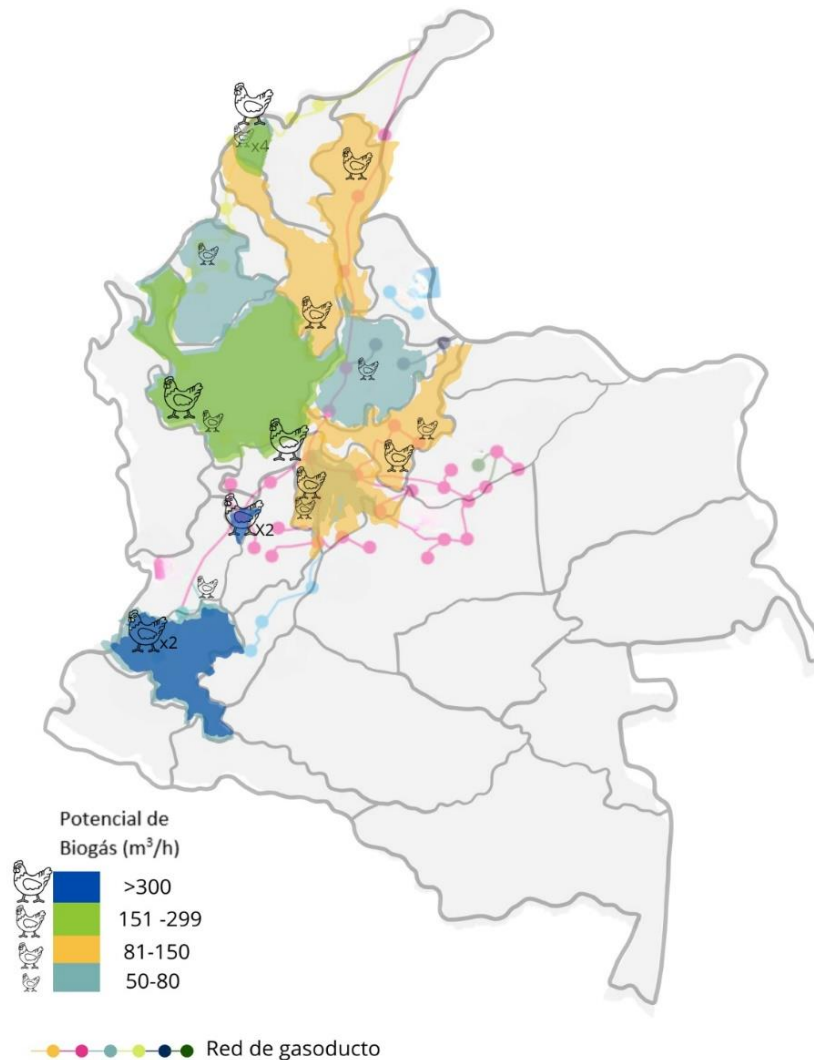
El sector pecuario se aborda con base en el número de predios reportados en EVA y Agronet. El potencial técnico de biogás se dividió en el número de predios en cada municipio para obtener un valor promedio de la producción de biogás en cada granja. Se resalta la premisa de que las granjas tienen el mismo número y tipo de animales es aceptable para el análisis general

del potencial de biometano. De este modo, se obtiene que ningún hato con bovinos supera la producción mínima viable de biogás (25 m³/h). En el sector porcícola, únicamente las granjas tecnificadas alcanzan el umbral, el sector comercial familiar y comercial industrial no superan los 8 m³/h (valor por granja). Por su parte, el sector tecnificado cuenta con 95 municipios donde sería posible la producción de biometano. Se destaca el potencial en Ebéjico- Antioquia, Puerto López y Puerto Gaitán en Meta, Ricaurte-Cundinamarca; Zarzal, Candelaria y la Unión en Valle del Cauca y Lérída en Tolima, los cuales superan los 100 m³/h. En general, el sector porcícola dispondría de cerca de 160 Mm³ de biogás/año para ser purificados a biometano. Su ubicación relacionada con el sistema de transporte de GN se presenta en la Figura 4-15.



*Figura 4-15 Ubicación de las posibles plantas productoras de Biometano del sector Porcicola
Elaboración propia*

Las granjas avícolas de carne, postura y reproducción también aplican para utilizarse en la producción de biometano. En la sección aves de carne existen alrededor de 39 municipios con la producción viable, donde el 10% se concentra en Mahates-Bolívar, Guayabetal-Cundinamarca y San Alberto-Cesar. Esa categoría avícola aporta aproximadamente 51 Mm³biogás/año. La categoría aves de postura es viable en 15 municipios y agrupa el 82% de la producción en 4 municipios siendo el de mayor producción Caloto-Cauca, actual planta de biogás de la empresa Incubadora Santander – Huevo Kikes. El total anual aportado por esta categoría alcanza los 43 Mm³. Por último, la categoría de aves reproductoras tiene 20 municipios aptos y los municipios Quimbaya y Calarcá en Quindío entregan el 50% del potencial, siendo el 100 % de 24 Mm³/año. En este sentido, el potencial total del sector avícola que podría utilizarse para biometano es 118 Mm³/año. (Ver mapa figura 4-16)



*Figura 4-16 Ubicación de las posibles plantas productoras de Biometano del sector avícola
Elaboración propia*

El análisis para el sector agrícola fue particular para cada biomasa. Por ejemplo, el tamo de arroz se evaluó por municipio, pero no se considera el número de predios, debido a que no se cuenta con la información específica. Para el caso de Casanare, este cuenta con cerca de 1000 productores de arroz y producen cerca del 27% de la oferta del país. En consecuencia, se obtiene que alrededor de 29 municipios tendrían la disponibilidad para producir los 25 Mm³/h. Los municipios de Paz de Ariporo, San Luis de Palenque y Maní en Casanare superan los 100 Mm³/h. En resumen, este sector podría contribuir con 197 Mm³/año de biogás para la biometanización.

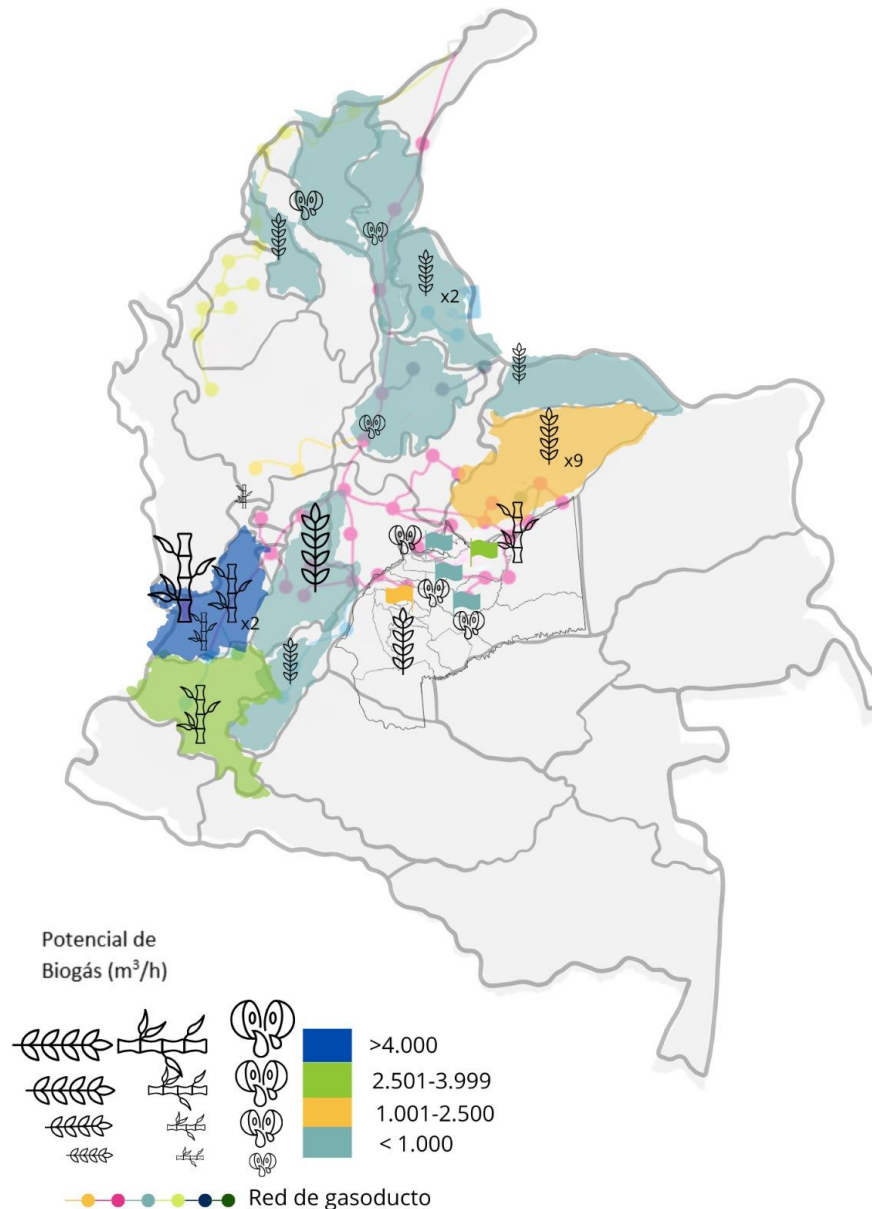


Figura 4-17 Ubicación de las posibles plantas productoras de Biometano del sector agrícola
Elaboración propia

ZONA NORTE
92 MW

ZONA CENTRAL
95 MW

ZONA SUROCCIDENTAL
17 MW

ZONA ORIENTAL
136 MW

El sector industrial conformado por las destilerías de las que se obtiene la vinaza fue analizado de la misma forma que el POME de la palma. Se cuenta con la información específica de cada destilería que en conjunto pueden producir 186 Mm³/año de biogás. Todas las destilerías superan los 900 m³/h de biogás, siendo la más alta de cerca de 5000 m³/h en la planta Manuelita.

El presente análisis fue abordado independientemente para cada BR es importante la complementariedad, debido a que cuando se analice cada caso de estudio, existen zonas con presencia de diferentes BR aptas para la producción de biogás y de biometano. Adicionalmente, se cruzó con el sistema nacional de transporte de GN, con el fin de correlacionar la infraestructura existente para considerar la mejor opción de uso del biometano generado. Esta información se consolidó en los mapas presentados en las figuras 4-16 a 4-20. En donde las líneas del fondo corresponden al trazado del SNT de GN. Inicialmente 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 4-16).

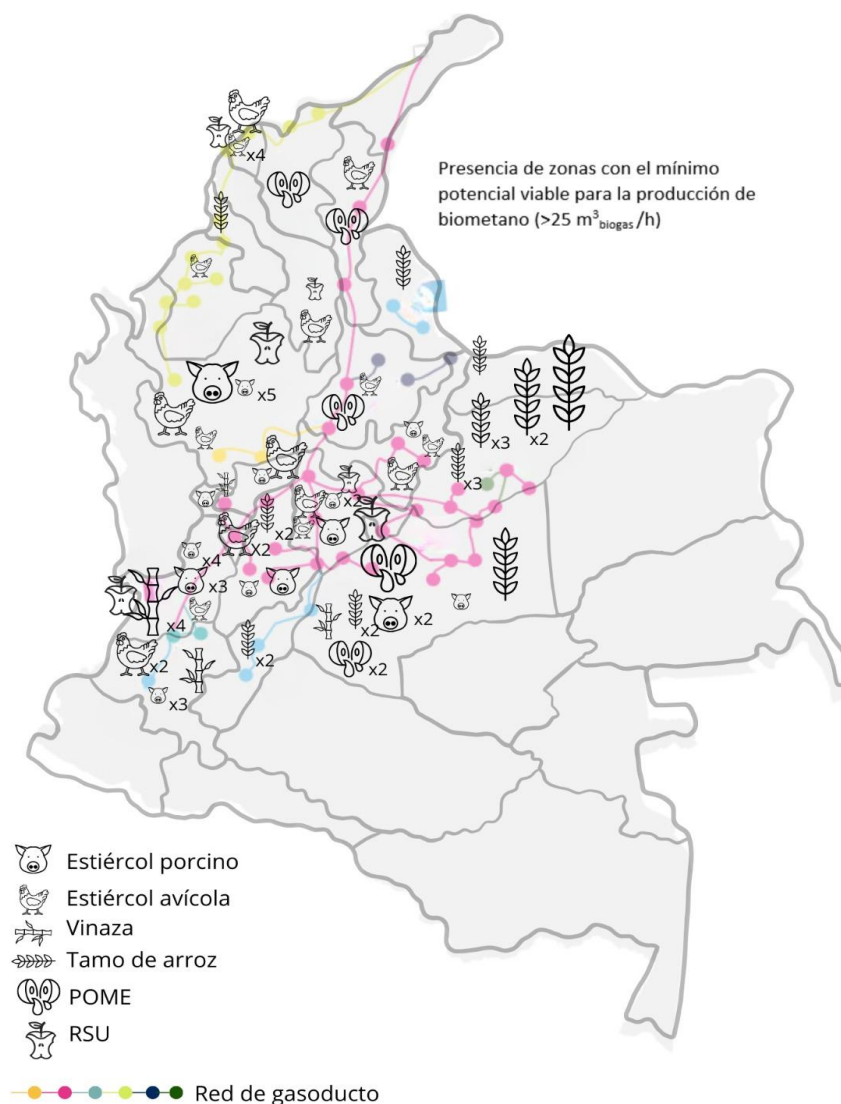


Figura 4-19. Oferta potencial de biometano sobre el SNT GN
Fuente: Elaboración propia

Los mapas anteriores permiten observar cómo el sector de la palma de aceite y avícola complementan la región de costa atlántica y costa interior del SNT. Arroz, palma y cerdo se encuentran en zona no interconectada y la caña de azúcar al estar en el sector occidental, complementa el sistema disminuyendo los costos de transporte del sistema interconectado. Lo anterior, indica que el aprovechamiento de las BR del sector agroindustrial para la producción de biogás/biometano permite ampliar cobertura, aporta a la TE, a metas del IPSE y del PND.

Por su parte, los rellenos sanitarios aportan en los principales departamentos como se muestra en el mapa. Cabe anotar que el aprovechamiento del FORSU no se incluyó en este mapa pese que se pueden tener plantas grandes, sin embargo, es necesario definir un tamaño de planta que, de viabilidad mientras tanto se puede manejar como el aprovechamiento de biogás en comunidades energéticas.

4.6.2.1 Escenarios de penetración

Ahora bien, tomado como referencia los escenarios de la actualización del PEN (UPME, 2023); como se mencionó en el capítulo 2, se procede a analizar la forma como el biometano podría aportar en cada uno de ellos desde el punto de vista energético y ambiental, considerando que el biometano es un combustible gaseoso carbono neutral y compatible con el GN. Para esto inicialmente se muestra en la Figura 4-20 la proyección de los escenarios planteados en el PEN.

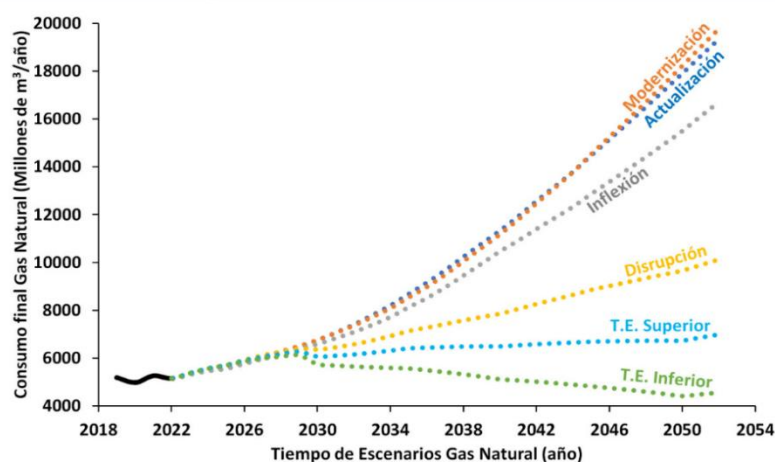


Figura 4-20 Escenarios del PEN 2022 - 2052 – Gas Natural
Fuente elaboración propia a partir de (UPME, 2023)

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

También se observa lo estimado en escenarios de Transición Energética Inferior que supone electrificación de la MEN y una transformación acelerada en su forma de producción, consumo y participación. En este escenario el GN deja de usarse en el sector industrial y pasa a ser sustituido por la electricidad que proviene del SIN, así como la adopción de 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 GN (UPME, 2023).

La demanda a 2022 de GN según las tablas por energético de los diferentes escenarios del PEN parten de 190 PJ/año. Para el escenario de TE inferior se espera que para 2052 se haya reducido a 174 PJ/año, lo que supone una disminución en consumo del energético que se espera sea, desde los planteamientos de política, el energético que apalanca la TE. Los demás escenarios presentan incremento en mayor o menor intensidad dependiendo de las medidas de TE propuestas.

La *Figura 4-21* permite visualizar las proyecciones planteadas en los anexos del PEN y la tendencia del comportamiento del consumo final proyectado de GN en los diferentes escenarios, mientras que la Tabla 4-18, muestra estos consumos expresados en volumen. Tal consumo final en los sectores: Transporte, Industria, Residencial, Terciario, Agropecuario, Construcción y Minería (ACM) y No energético. Estos datos se tomarán como referencia para los análisis de inclusión del biometano en la MEN puntualizando en los años 2024, 2030, 2040 y 2052.

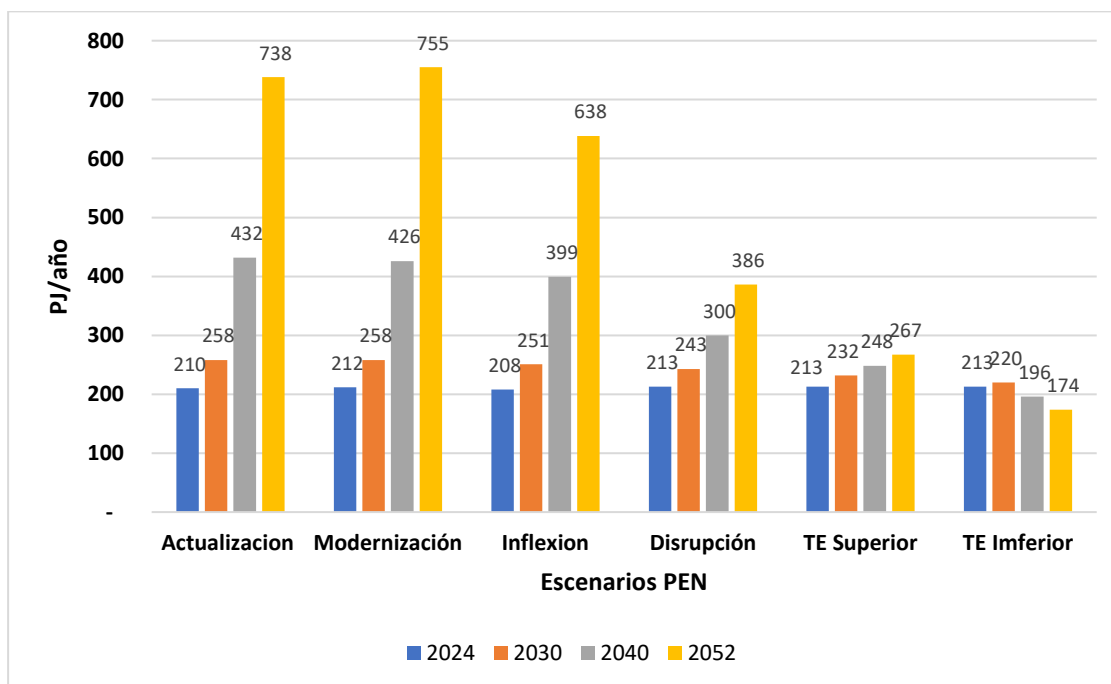


Figura 4-21 Proyección de consumo final de gas natural escenarios PEN (2022-2052) (PJ/a)
Fuente Elaboración propia a partir de (UPME, 2023)

Tabla 4-18 Proyecciones de consumo final de gas natural segun escenarios PEN (Millones m³/año)

AÑO	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción	TE Superior	TE Inferior
	Mm ³ /año	Mm ³ /año	Mm ³ /año	Mm ³ /año	Mm ³ /año	Mm ³ /año
2024	5.504	5.558	5.455	5.566	5.567	5.565
2030	6.743	6.750	6.580	6.355	6.069	5.751
2040	11.309	11.152	10.445	7.853	6.492	5.131
2052	19.323	19.756	16.700	10.114	6.992	4.562

Fuente Elaboración propia

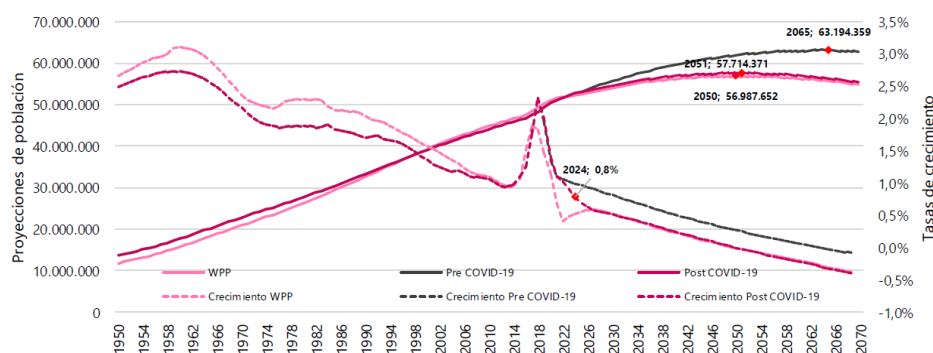
De acuerdo con el análisis realizado con disponibilidad de BR a 2022 en el numeral 4.1 (Figura 4-2), con las biomazas seleccionadas se tiene una oferta potencial de biometano estimada en 53,39 PJ/año (1.395 Mm³/a considerando un PCI de 38,2 MJ/Nm³). Con el dato de referencia para 2022 que toman los escenarios (190 PJ/año) sería posible sustituir hasta el 28% del GN en condiciones ideales, por lo que se plantea una sustitución del 15% del GN de manera gradual como una medida conservadora; iniciando con un 1% de sustitución e ir incrementando hasta llegar al 15% en un lapso de 15 años y desde allí se mantiene este porcentaje.

Es importante resaltar que el potencial teórico que tiene el sector bovino no se incluye en esta estimación dada la práctica ineficiente de ganadería extensiva; sin embargo, si el país toma medidas para hacer acuerdos con el sector, promover el manejo estabulado o semiestabulado que permita la recolección de la BR, esta sustitución puede aportar hasta 90 PJ; sin embargo, siendo conservadores podría plantearse un escenario de inclusión del 20% adicional.

Tomando como referencia la disponibilidad de biometano de 53,39 PJ/año, se hace el ejercicio de establecer la capacidad de satisfacer la demanda de GN, considerando suplir el 1%, 5%, 10% y 15% de los requerimientos de cada escenario con la oferta potencial de biometano preestablecida. En este ejercicio se asume que el biometano tiene una composición tal que sustituye uno a uno al GN, en términos de masa, volumen y energía.

Por su parte, la disponibilidad futura de BR necesarias para la producción del biometano, está ligada a la demanda de alimentación humana, la cual se asume directamente proporcional al crecimiento de la población; por tanto, se hace una proyección de disponibilidad con la misma curva de crecimiento de la población (Ver Figura 4-22) de acuerdo a las estadísticas y proyecciones del DANE (DANE, 2023), asumiendo que los hábitos de consumo alimentario no cambian drásticamente.

Así con una tasa media de crecimiento anual del 1,8%, la oferta energética de BR para Biometano en 2030 se proyecta a 61,5 PJ/año, en 15 años será de 69,8 PJ/año y para el año 2052 se estima en 91,0 TJ/año (133 Mm³ biometano/año). En el evento de superar esta barrera indica que hay déficit de BR y se deben replantear los programas de sustitución, de igual manera se deja la nota que a partir de 2051 se prevé inicio de decrecimiento poblacional.



- La población estimada de Colombia para el año 2035 pasa de 57,804,147 en la serie proyectada antes de la pandemia a 55,990,158 en la serie ajustada con los efectos del COVID-19. El crecimiento negativo que inicialmente se proyectaba para 2065 se adelanta 14 años e inicia en 2051.

Figura 4-22 Crecimiento de población en Colombia Pre y Post Covid

Fuente: DANE Proyección de población (DANE, 2023)

Para el cálculo del porcentaje de inclusión del biometano, en primera instancia y como punto de partida se explora la necesidad energética para suplir el 1% de la demanda de GN para cada escenario, presentada anteriormente en la Figura 4-21. El resultado obtenido para este 1%, se presenta en la Tabla 4-19. Con estos requerimientos energéticos y considerando la oferta potencial de biometano, incluyendo las proyecciones de crecimiento de disponibilidad de BR, se calcula el porcentaje del requerimiento frente a la oferta potencial de biometano, con el fin de proyectar el impacto sobre la disponibilidad de biometano, resultados presentados en la Tabla 4-20.

Tabla 4-19 Proyecciones de demanda de biometano para sustituir 1% de GN (PJ/año)

	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción	TE Superior	TE Inferior
2024	2,10	2,12	2,08	2,13	2,13	2,13
2030	2,58	2,58	2,51	2,43	2,32	2,20
2040	4,32	4,26	3,99	3,00	2,48	1,96
2052	7,38	7,55	6,38	3,86	2,67	1,74

Tabla 4-20 Porcentaje de uso de disponibilidad de biometano para sustituir 1% de demanda de GN

	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción	TE Superior	TE Inferior
2024	3,9%	4,0%	3,9%	4,0%	4,0%	4,0%
2030	4,2%	4,2%	4,1%	4,0%	3,8%	3,6%
2040	6,2%	6,1%	5,7%	4,3%	3,6%	2,8%
2052	8,1%	8,3%	7,0%	4,2%	2,9%	1,9%

Fuente Elaboración propia

De acuerdo con los cálculos obtenidos para sustituir el 1% de la demanda de GN en todos los escenarios previstos, el biometano disponible satisface este requerimiento con un máximo 8,3% de su disponibilidad para el escenario de modernización en el año 2052. De acuerdo con esto la Figura 4-23 presenta la composición de la oferta potencial de gases combustibles biometano – GN para satisfacer la demanda tomando como referencia el año 2052.

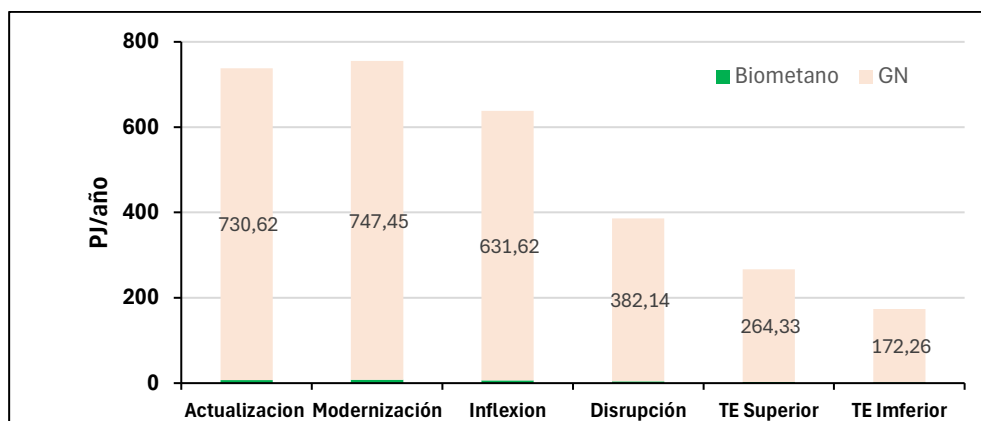


Figura 4-23 Oferta potencial de biometano respecto al GN al suplir el 1% de las proyecciones de consumo final
Fuente Elaboración propia

De igual manera se realizan los cálculos para sustituir el 5% de la demanda de GN para cada escenario y los resultados para consumo energético de biometano se presentan en la Tabla 4-21; mientras que la Tabla 4-22 presenta el porcentaje de uso del biometano disponible según las proyecciones de disponibilidad de la BR.

Tabla 4-21 Proyecciones de demanda de biometano para sustituir el 5% de GN (PJ/año)

	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción	TE Superior	TE Inferior
2024	10,50	10,60	10,40	10,65	10,65	10,65
2030	12,90	12,90	12,55	12,15	11,60	11,00
2040	21,60	21,30	19,95	15,00	12,40	9,80
2052	36,90	37,75	31,90	19,30	13,35	8,70

Fuente Elaboración propia

Tabla 4-22 Porcentaje de consumo de disponibilidad de biometano para sustituir 5% de demanda de GN

	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción	TE Superior	TE Inferior
2024	19,7%	19,9%	19,5%	20,0%	20,0%	20,0%
2030	21,0%	21,0%	20,4%	19,8%	18,9%	17,9%
2040	30,9%	30,5%	28,6%	21,5%	17,8%	14,0%
2052	40,5%	41,5%	35,1%	21,2%	14,7%	9,6%

Fuente Elaboración propia

Para esta sustitución del 5% al igual que para el 1%, el biometano disponible suplir los requerimientos con un máximo de 21% de su disponibilidad en los escenarios de modernización y actualización para el año 2052. La demanda energética oscila entre 10,5 PJ/a para el año 2024 bajo el escenario de actualización hasta 37,75 PJ/año para el año 2052 en el escenario de modernización. La composición del consumo final de gas combustible para los diferentes escenarios en el año 2052 con el 5% de biometano se presenta en la Figura 4-24

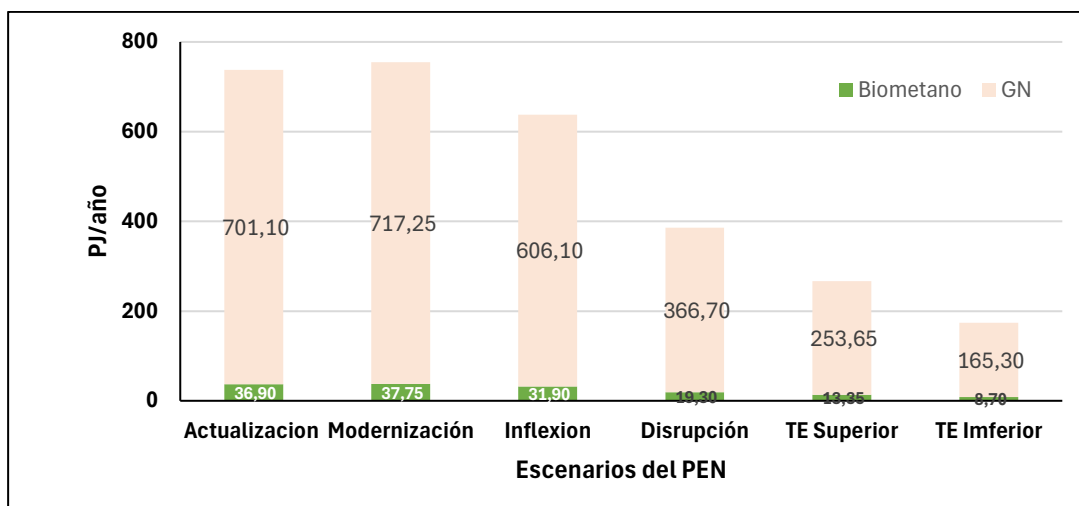


Figura 4-24 Oferta potencial de biometano respecto al GN al suplir el 5% de las proyecciones de consumo final (PJ/año)
Fuente Elaboración propia

Siguiendo el esquema propuesto se hace la prospección para la sustitución del 10% de la demanda de GN en los escenarios del PEN. El consumo final energético proyectado de este requerimiento se presenta en la Tabla 4-23 y la Tabla 4-23 presenta el porcentaje de uso del biometano disponible según las proyecciones de disponibilidad de la BR para este 10% de sustitución.

Tabla 4-23 Proyecciones consumo final de biometano para sustituir el 10% del consumo final de GN (PJ/año)

	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción	TE Superior	TE Inferior
2024	21	21	21	21	21	21
2030	26	26	25	24	23	22
2040	43	43	40	30	25	20
2052	74	76	64	39	27	17

Fuente Elaboración propia

Tabla 4-24 Porcentaje de consumo final de biometano para sustituir el 10% del consumo final de GN

	Actualización	Modernización	inflexión	Disrupción	TE Superior	TE Inferior
2024	39%	40%	39%	40%	40%	40%
2030	42%	42%	41%	40%	38%	36%
2040	62%	61%	57%	43%	36%	28%
2052	81%	83%	70%	42%	29%	19%

Fuente Elaboración propia

Como se aprecia en la Tabla 4-23 el porcentaje de consumo final proyectado de biometano para todos los escenarios y años analizados está por debajo del 83% de su disponibilidad por lo que no hay inconveniente para atender la sustitución del 10% de la demanda proyectada en cada escenario. En la Figura 4-25 se presenta la composición del consumo final de gas combustible con el 10% de biometano.

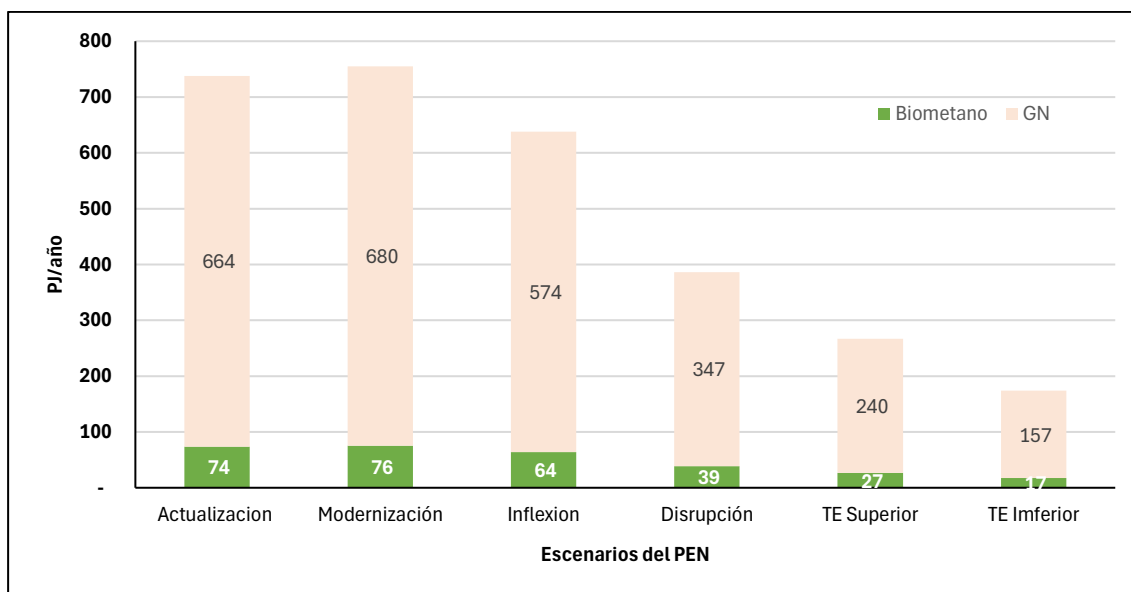


Figura 4-25 Oferta potencial de biometano respecto al GN al suplir el 10% de las proyecciones de consumo final (PJ/año)
Fuente Elaboración propia

Finalmente, siguiendo el procedimiento descrito, se presenta el impacto de sustituir el 15% de GN por biometano en los diferentes escenarios, resultados que se presentan en la Tabla 4-25 y Tabla 4-26.

Tabla 4-25 Proyecciones de demanda de biometano para sustituir el 15% de GN (PJ/año)

	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción	TE Superior	TE Inferior
2024	32	32	31	32	32	32
2030	39	39	38	36	35	33
2040	65	64	60	45	37	29
2052	111	113	96	58	40	26

Fuente Elaboración propia

Tabla 4-26 Consumo porcentual de biometano para sustituir 15% de la demanda de GN

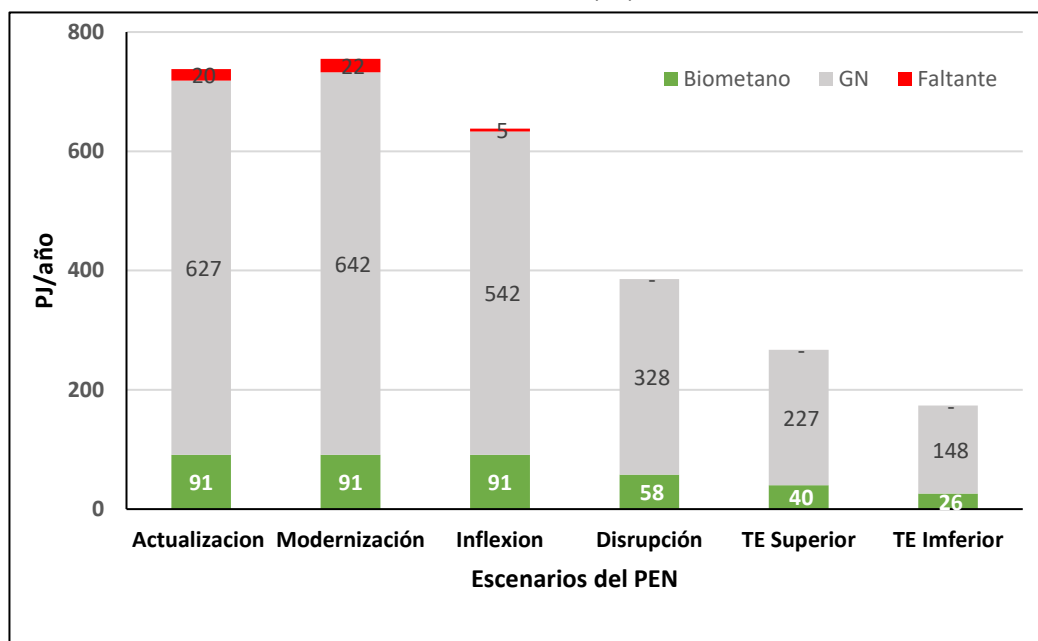
	Actualización	Modernización	Inflexión	Disrupción	TE Superior	TE Inferior
2024	59%	60%	58%	60%	60%	60%
2030	63%	63%	61%	59%	57%	54%
2040	93%	92%	86%	64%	53%	42%
2052	122%	124%	105%	64%	44%	29%

Fuente Elaboración propia

Con este porcentaje de sustitución se observa que, para los escenarios de Actualización, Modernización e Inflexión en el año 2052, la oferta potencial de biometano a partir de las BR analizadas en el presente estudio no es suficiente para satisfacer la demanda. Se tiene un requerimiento máximo de 113 PJ/año en el escenario de modernización, cantidad que supera los 91 PJ/año de biometano proyectado para ese año en un 24%; por lo que se requiere buscar alternativas, con otras BR, por ejemplo, plantear políticas que promuevan el aprovechamiento

del potencial energético del sector bovino o PTAR municipales para suplir como mínimo los 22, 20 y 5 PJ/año que faltarían en los escenarios de Modernización, Actualización e Inflexión, como se muestra en la Figura 4-26.

Figura 4-26 Oferta potencial de biometano respecto al GN al suplir el 15% de las proyecciones de consumo final (PJ/año)
Fuente Elaboración propia



En conclusión, para el año 2052, los escenarios de Actualización, Modernización e Inflexión, la disponibilidad de biometano considerando las BR estudiadas es insuficiente para satisfacer el 15% de la demanda proyectada de GN. De otra parte, para el escenario de Disrupción se tiene disponibilidad de biometano para satisfacer el 23,5% de la demanda total de GN; para TE superior se cubriría un 34,1% de la demanda total y para el escenario de TE inferior se satisfacerla con biometano el 52,3% de la demanda total. Este escenario permite reducir la demanda de energía eléctrica y sus costos asociados para el país al encontrar una alternativa carbono neutral para el sector transporte usando gases limpios para la TEJ de manera costo efectiva con los beneficios sociales y ambientales que ya se han presentado anteriormente.

La Figura 4-27 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.

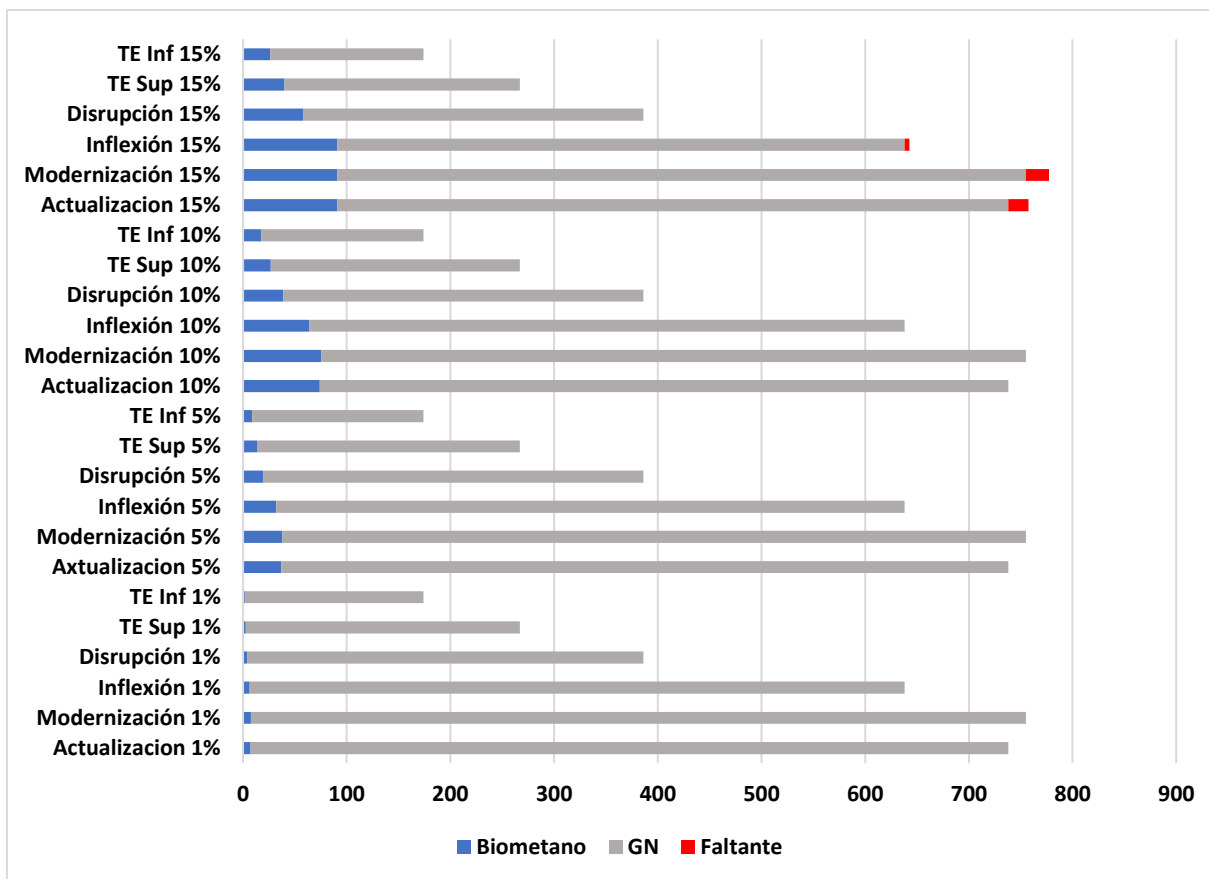


Figura 4-27 Oferta potencial de biometano proyectada al año 2052 respecto al GN al suplir las proyecciones de consumo final según los porcentajes de sustitución analizados para cada escenario del PEN (PJ/año)
Fuente Elaboración propia

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 4-28; 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.

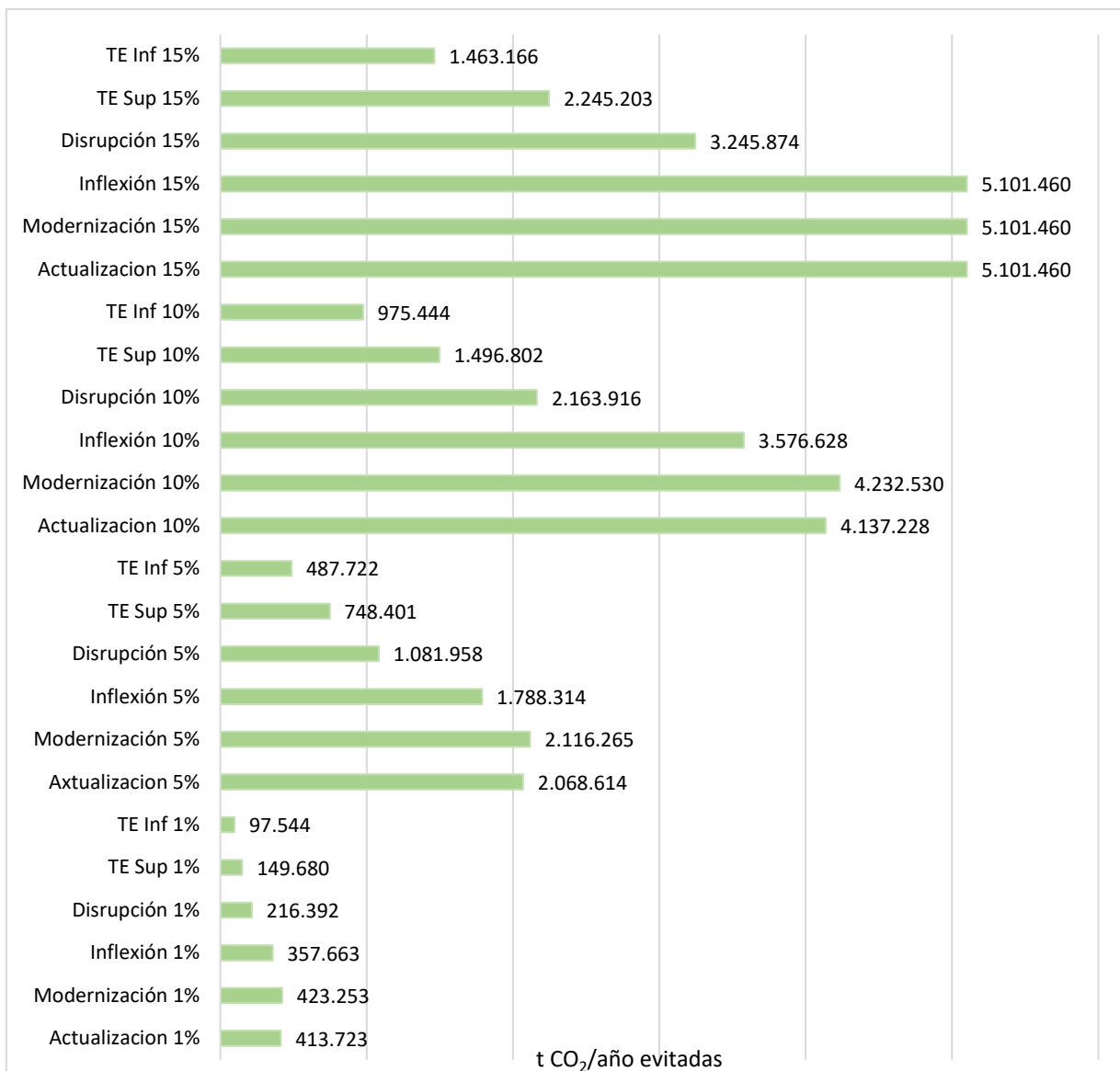


Figura 4-28. Reducción de emisiones de CO₂ por sustitución de GN con biometano (t CO₂/año)

4.6.3 Evaluación económica desde la prefactibilidad

Los costos de producción de biogás varían por la cantidad y el tipo de biomasa a digerir, la tecnología utilizada y el uso final de biogás o biometano. El mercado del biogás no está estandarizado, al punto, que es posible encontrar valores de 2 USD/MBTU hasta de 20 USD/MBTU (IEA, 2020). En la siguiente figura se observan los costos del potencial de biogás de acuerdo con la biomasa discriminado en RSU, cultivos, PTAR y estiércol para el año 2018 y el 2040, evidenciándose en una disminución de costos por MBTU, siendo esto una señal positiva para el sector del biogás que busca la reducción de costos para viabilizar los proyectos energéticos.

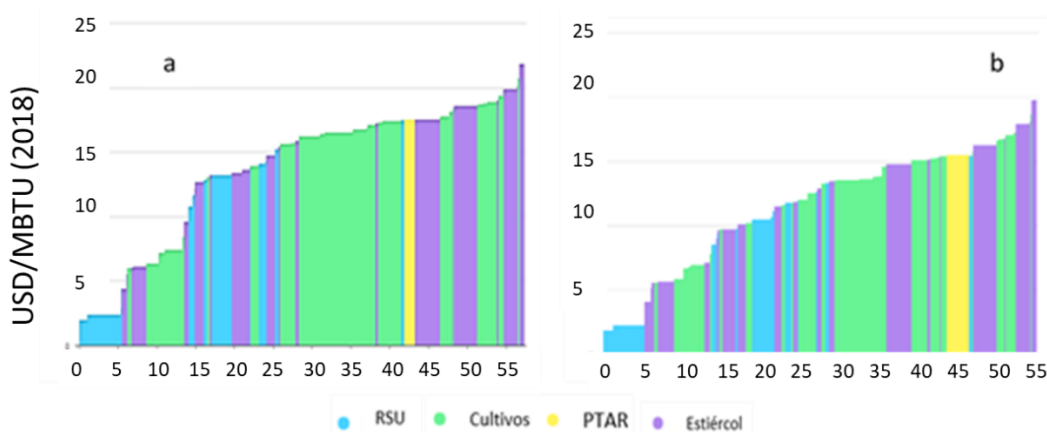


Figura 4-29 Costos de producción de biogás por tipo de biomasa residual en 2018 (a) y 2040 (b)
Fuente: (IEA, 2020)

Esta información se alinea con lo encontrado en la sección 4.2, en donde para Colombia los sectores que presenta mayor potencial de desarrollo son: RSU, palma de aceite, arroz y caña. Como se comentó en la sección 4.3.3. el modelo conceptual de la biorrefinería se estableció para metano y etanol por tanto la evaluación económica se presenta conjuntamente en la sección 5.5.2., una vez se analice el bioetanol.

4.6.4 Retos y oportunidades identificados

Los actores sectoriales contactados para el desarrollo del proyecto proponen algunos retos y oportunidades que fueron analizadas por el equipo consultor encontrando los siguientes puntos en común:

- Hay que trabajar para convertir biomasa y excremento animal en biogás, como generar planes de ordenamiento que lleven a que haya concentraciones territoriales de producción avícola y porcícola que permitan agregar fácilmente la producción de excremento y así disminuir la inversión en digestores para producción de biogás por economía de escala, conformando comunidades energéticas que puedan abastecer al territorio de manera descentralizada.
- Promover y gestionar la inversión en digestores para la producción de biogás, la mayoría de los productores de materia orgánica no tienen recursos ni conocimiento para dichas inversiones.
- Analizar la posibilidad de reducir las exigencias de calidad para inyección a red de GN, parámetros extraídos del reglamento único de transporte de gas en Colombia (RUT), especialmente en relación con el oxígeno, particularmente cuando el porcentaje de biometano a inyectar es bajo comparado con la cantidad de gas transportada en la red

(circuito). Esto permitiría un mayor desarrollo basado en la reducción de inversiones y que porcentajes bajos de biometano, no deberían tener efecto sobre la infraestructura ni en los clientes (EPM, 2023) y aprovechar el potencial de recuperación de los rellenos sanitarios.

- Se requiere una estructura de mercado sólido y a largo plazo que, de seguridad a los inversionistas, dado el respaldo que puede tener el biometano respecto a las reservas es importante apoyar al sector agroindustrial y de recursos, como si fuera una especie de exploración de GN para consolidar las reservas nacionales.
- Incluir el biogás y biometano entre los gases combustibles cero emisiones, junto al hidrógeno; dado su aporte a las metas de descarbonización del sector energético y transporte. De tal manera que los incentivos de Ley 1715 le apliquen para todos sus usos y no solamente para la generación de energía eléctrica.

5 BIOETANOL

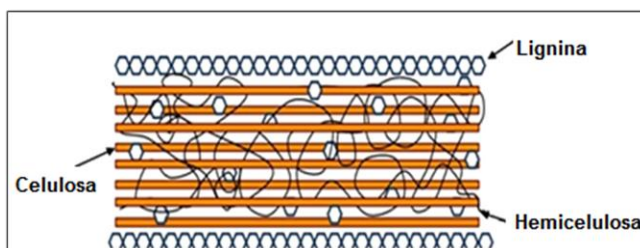
De acuerdo con el Atlas de biocombustibles (Torroba, 2022), en 2021, la producción de bioetanol fue de 104.530.000 m³; a partir de Maíz, caña de azúcar y remolacha principalmente. Particularmente, se destinaron más de 279 000 000 t de caña de azúcar durante 2021 (excluyendo la melaza), a la producción de bioetanol, principalmente en Brasil, Colombia, Paraguay, Argentina y la India. Esto corresponde al 16% de la caña procesada.

Colombia produce bioetanol de primera generación a partir de jugo de caña de azúcar para mezclarse con gasolina, aportando a reducir emisiones de GEI en el sector transporte. Las ventas nacionales de alcohol carburante reportadas por Fedebiocombustibles para 2022 fue de 317.64 millones de litros y para 2023 se tiene ventas por 427,87 millones de litros (Fedebiocombustibles, 2023) . El bioetanol de segunda generación se obtiene a partir de la transformación de biomasa residual lignocelulósica (BRL); este biocombustible 2G será el enfoque de este capítulo como complemento al actualmente producido 1G, con el fin de incrementar su sostenibilidad y reducir la competencia con la producción de alimentos.

Se inicia con un análisis de disponibilidad de BR, un análisis de los requerimientos de calidad, el planteamiento de un modelo de biorrefinería y una estimación del potencial de inclusión a la MEN a partir del ACB realizado.

5.1 EVALUACIÓN DE MATERIAS PRIMAS

La materia prima para la producción de bioetanol de segunda generación es la biomasa lignocelulósica, la cual se caracteriza por su alta disponibilidad, bajo costo, no competencia con la cadena alimentaria y altos rendimientos en su procesamiento (Zhou et al. 2018). Los materiales lignocelulósicos están compuestos principalmente por tres polímeros: celulosa, hemicelulosa y lignina tal como se muestra en la Figura 5-1.



*Figura 5-1 Estructura Biomasa Lignocelulósica,
Fuente (Haghighi Mood et al., 2013)*

La celulosa $((C_6H_{10}O_5)_n)$, es un polímero formado por glucosa unida por enlaces β -(1-4) glucosídicos. Su estructura principal es lineal y sus cadenas adyacentes forman estructuras cristalinas y amorfas dando dureza en el material. La celulosa representa usualmente, cerca del 40% en peso de la biomasa lignocelulósica (Candido et al., 2017) (Candido et al., 2017).

La hemicelulosa $((C_5H_8O_4)_n)$, es un heteropolímero que contiene principalmente unidades anhidro azucaradas como pentosas (xilosa y arabinosa), hexosas (glucosa, manosa y galactosa) y ácidos urónicos, enlazados entre sí por enlaces glucosídicos, formando estructuras ramificadas en general amorfas, usualmente representa el 25% de la composición de la biomasa lignocelulósica (Yuwa-Amornpitak, 2010)(Yuwa-Amornpitak, 2010).

La lignina $(C_9H_{10}O_2(OCH_3)_n)$, es una macromolécula orgánica tridimensional formada por unidades de fenilpropano, presente en la pared. Esta sustancia, representa usualmente, del 20 al 30% de la masa total de cualquier material lignocelulósico.

En producto 2 se presentó un análisis en donde se revisa el potencial energético teórico y técnico a partir de la disponibilidad de las BR en Colombia, partiendo de datos oficiales de producción agrícola en Colombia como AGRONET y cifras de los gremios. A partir de este estudio, la Figura 5-2 presenta un consolidado de BRL producidas en algunas cadenas agrícolas.

En general para los RAC en el análisis de potencial técnico se toma solamente un 50% del potencial teórico de producción, esto con el fin de cubrir requerimientos agronómicos relacionados con la protección del suelo y logística de recolección. Para la competencia con otros usos se toman 2 excepciones; la cascarilla del café y el bagazo de caña; si bien, actualmente se usa en combustión, se estima su potencial en la producción de bioetanol, dado que su uso en calderas puede ser compensado con otros subproductos de la cadena agroindustrial. Por tanto, se estableció para los cálculos de disponibilidad un 50% de la cantidad total de bagazo y cascarilla de café.

Considerando que el potencial de producción de bioetanol se calcula en función de la cantidad de celulosa contenida en la BRL, en la Tabla 5-1 Potencial técnico de disponibilidad de BRL en Colombia y su composiciónse presenta la caracterización química de las 10 BRL priorizadas en la *Figura 5-2*; considerando disponibilidad relacionada con otros usos que se dan actualmente y los retos logísticos para su recolección, para obtener el potencial técnico o real.

En la figura de barras donde se presenta el potencial de las BRL identificadas se aprecia un potencial energético importante del orden de 300PJ. Estas biomásas pueden ser aprovechadas por varias tecnologías de bioenergía para diferentes aplicaciones como combustión, gasificación, pirolisis, producción de bioetanol y producción de combustibles sintéticos.

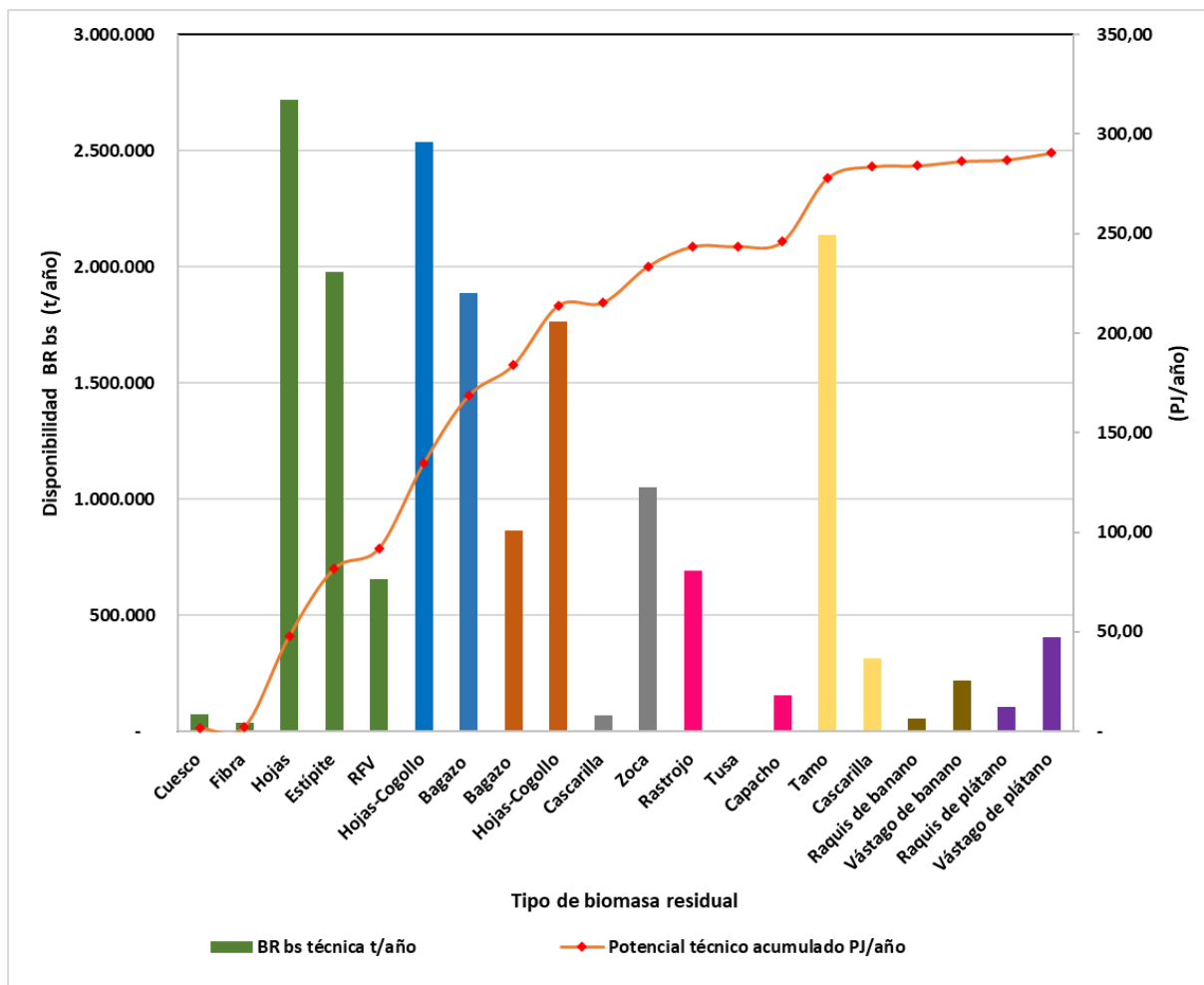


Figura 5-2 Disponibilidad potencial energética de BR lignocelulósicas
Fuente: Elaboración propia a partir de análisis de información secundaria (producto 2)

Tabla 5-1 Potencial técnico de disponibilidad de BRL en Colombia y su composición

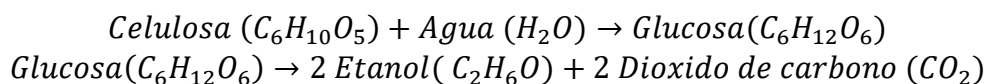
BR Lignocelulósica	BR bs técnica t/año	Contenido de lignina %	contenido de hemicelulosa%	Contenido de celulosa%	Referencia
Hojas de palma	2.718.535,56	10 al 23	17 al 23	30 al 60	(Mohtar et al., 2015)
Estípide de palma	1.976.979,47	18 al 23	12-29	29-45	(Said et al., 2021)
Hojas-Cogollo de caña panelera	1.766.224,60	27,8	18,2	30,4	(Paulose & Kaparaju, 2021a)
Hojas-Cogollo caña de azúcar	2.536.236,75	27,8	18,2	30,4	
Bagazo de caña azúcar	1.887.080,92	17	32	45	(Yadav et al., 2022)
Bagazo caña panelera	862.654,10	17	32	45	

BR Lignocelulósica	BR bs técnica t/año	Contenido de lignina %	contenido de hemicelulosa%	Contenido de celulosa%	Referencia
Cascara de cacao	13.528,11	45,61	6,40	37,61	(Wijaya & Wiharto, 2020)
Cascarilla café	0	26,2	12,6	39,2	(Piñeros-Castro, 2022)
Zoca café	1.048.997,89	17,8	24,97	33,5	(Piñeros-Castro, 2022)
Rastrojo Maíz	691.323,28	10 al 15	20 al 30	40 al 50	(Liu et al., 2023)
Cascarilla arroz	0	5 al 26	19 al 27	32 al 47	(Lo et al., 2021)
Raquis de banano	56.738,98				
Vástago de banano	220.651,60	19	8,8	32,1	
Raquis de plátano	104.575,35				
Vástago de plátano	406.681,90	19	8,8	32,1	(Piñeros-Castro, 2022)

Fuente: Elaboración propia a partir de análisis de información secundaria (producto 2)

5.2 ESTIMACIÓN DE POTENCIAL DE OFERTA BIOETANOL 2G

Para estimar el potencial de producción de bioetanol denominado de segunda generación a partir de biomasa lignocelulósica utilizando ruta bioquímica, se tomó en cuenta las reacciones estequiométricas relacionadas con la conversión de celulosa a bioetanol tal como se muestra a continuación



A manera de ejemplo, en la Figura 5-3 *Ejemplo cálculo estequiométrico para obtención de bioetanol a partir de celulosase* presenta el cálculo estequiométrico para las hojas de palma, tomando 1 tonelada de Hojas de Palma, con un contenido de celulosa del 45%. Siguiendo este cálculo estequiométrico en la Tabla 5-2, se presenta el potencial estequiométrico para la producción de bioetanol a partir del potencial técnico de disponibilidad de BR en cada sector estudiado en Producto 2. Es importante mencionar que para simplificar los cálculos se tomó el punto medio del rango de contenido de celulosa reportado en la literatura para cada BRL.

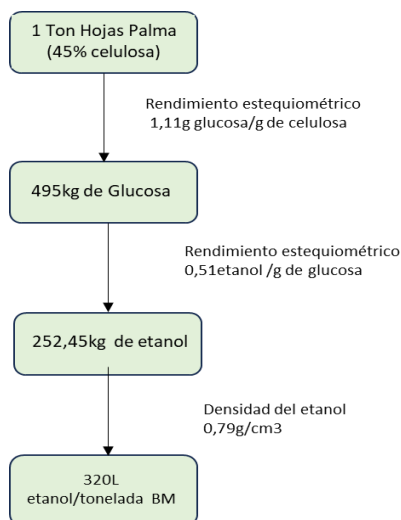


Figura 5-3 Ejemplo cálculo estequiométrico para obtención de bioetanol a partir de celulosa

Tabla 5-2 Potencial estequiométrico de producción de bioetanol a partir de las BRL

BR lignocelulósica	BR bs técnica t/año	Celulosa %	Producción de Bioetanol 2G		
			t/año	TJ/año	MI/año
Hojas de palma	2.718.536	45	692.533,45	15.568,15	876,62
Estípita 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%; a modo de ejemplo para el caso seleccionado descrito en el numeral 5.3 se obtuvo un rendimiento del 81% con respecto al estequiométrico.

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.

Actualmente en Colombia, la industria azucarera ha sido identificada como un sector sucro-energético, gracias a los avances existentes en innovación y eficiencia, junto con su participación en el sector energético a través de la producción de biocombustibles y el suministro de energía eléctrica. De esta manera en el año 2022, se destinaron cerca de 238.350 hectáreas en el valle geográfico del río Cauca, para la siembra de caña con un rendimiento aproximado de 118 toneladas de caña/ por hectárea cultivada (Cenicaña, 2023).

Tal como se muestra en la Figura 5-4, a nivel industrial se molieron alrededor de 23 millones de toneladas, logrando una producción cercana 2 millones de toneladas de azúcar y 347 millones de litros de etanol, utilizando aproximadamente un 60% de su capacidad instalada. Adicionalmente, se generaron aproximadamente 7 millones de toneladas de bagazo destinadas a la industria del papel y los sistemas de cogeneración alcanzando cerca de 1.745 GWh de energía eléctrica. Esta energía es utilizada para autoconsumo en los procesos productivos de los ingenios y sus excedentes se exportan al SIN (Asocaña 2023)

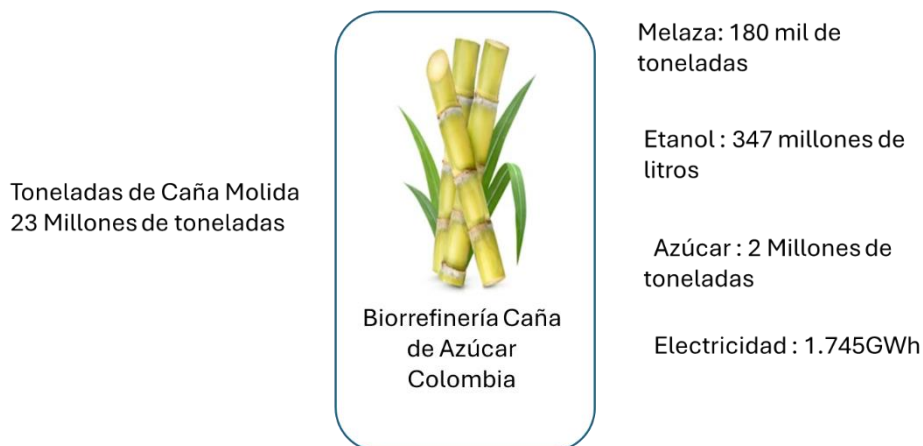


Figura 5-4 Esquema de biorrefinería de caña de azúcar actual en Colombia
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Asocaña 2023

En este contexto, a nivel nacional, la elaboración del bioetanol se lleva a cabo en destilerías anexas a los ingenios, en donde se utilizan diferentes sustratos, para su producción, provenientes de las etapas de molienda, evaporación y cristalización, lográndose un rendimiento de 70 l de etanol/t caña de azúcar procesada (Sánchez y Cardona 2005). La comercialización del biocombustible se direcciona al sector transporte, para la conformación de una mezcla máxima de 10 % etanol-gasolina. De acuerdo con estudios relacionados con análisis de ciclo de vida la inclusión de bioetanol en el sector transporte reduce las emisiones de GEI en un 74%.

Una estrategia potencial para aumentar la producción de bioetanol, sin generar competencia con la agroindustria alimentaria es hacer uso de los residuos lignocelulósicos presentados en la Tabla 5-2, los cuales muestran un alto potencial para la producción de este biocombustible. Sin embargo, es necesario ajustar el potencial técnico teniendo en cuenta parámetros como:

- Selección de tecnologías para el procesamiento
- Logística de recolección de RAC: En cultivos como el café, caña panelera y maíz se identifican gran dispersión de los residuos agrícolas.
- Enfoque hacia otros biocombustibles como el biojet, el biometano y el diésel renovable para el uso de sus BR en sectores intensivos como la palma de aceite y el arroz. Adicionalmente para el sector arrocero se identifica desconocimiento y poco interés en valorización energética de sus BR; por tanto, si se quiere aprovechar este potencial identificado se debe crear una estrategia de acercamiento a la federación o a con MinAgricultura.
- La distancia y escasez de vías de acceso en el sector bananero limitan la comercialización del biocombustible; a menos que se establezca una estrategia para el transporte o se requiera uso de este biocombustible en la zona del Urabá antioqueño.

En este estudio, se evaluó esquema conceptual para la producción de bioetanol 2G, con el propósito de cuantificar el rendimiento técnico, teniendo en cuenta las características de las tecnologías existentes en cada etapa de procesamiento. Como materia prima se utilizó el RAC y BC del sector azucarero, debido a la disponibilidad e infraestructura existente. Se escogió la ruta bioquímica para la construcción del esquema de procesamiento teniendo en cuenta la madurez tecnológica y rendimientos reportados en estas configuraciones

5.3 ESQUEMA CONCEPTUAL PARA LA OBTENCION DE BIOETANOL 2G

En la literatura los esquemas de producción de bioetanol 2G se han propuesto mediante dos vías: i) bioquímica y ii) termoquímica tal como se presenta en la Figura 5-5.

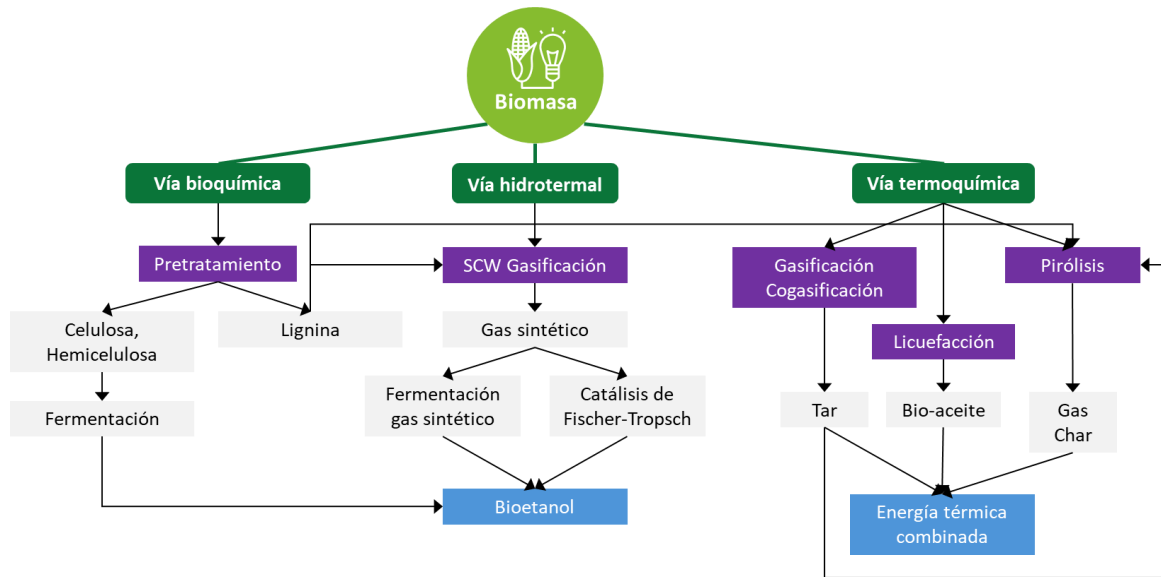


Figura 5-5 Rutas para la conversión de biomasa lignocelulósica usando métodos bioquímicos e hidrotérmicos.

Fuente:(Rodionova et al., 2022)

En la ruta bioquímica, el bioetanol se produce principalmente por fermentación microbiana de azúcar o almidón de diversas materias primas, incluyendo caña de azúcar, maíz, cereales, desechos agrícolas, desechos forestales, estiércol de ganado, etc. Debido a que la materia prima cruda generalmente tiene contenido de lignina, el proceso de hidrólisis (ácida o enzimática) generalmente se usa para la deslignificación antes de la fermentación. Con la ayuda de microorganismos (p. ej., levadura), los azúcares hidrolizados (p. ej., glucosa) se convertido en etanol (bioetanol) durante el proceso de fermentación. Luego, la destilación y la deshidratación se utilizan para producir un alcohol sin agua de alto octanaje, que también se conoce como etanol hidratado o etanol anhidro.

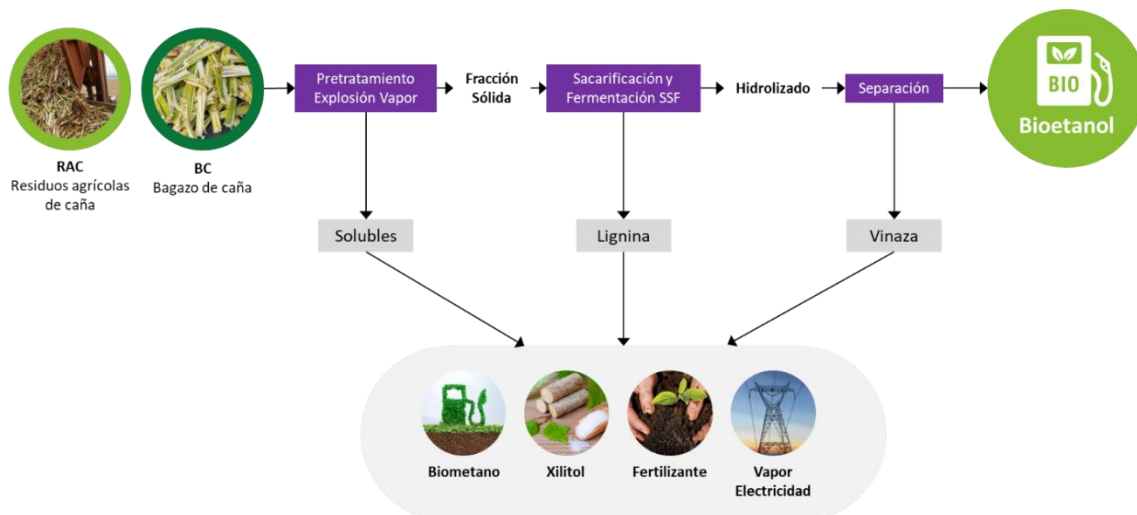


Figura 5-6 Esquema de producción bioetanol 2G. Ruta bioquímica

Fuente: Elaboración propia a partir de (Álvarez et al., 2021)

Para evaluar el potencial de producción de bioetanol 2G caso colombiano, se tomó la configuración presentada en la figura anterior, la cual corresponde a la ruta de producción bioquímica. La selección de tecnologías en cada etapa de procesamiento estuvo soportada en el tipo de materia prima, condiciones de operación e infraestructura instalada en el país.

5.3.1 Materia Prima:

Como materia prima se toma el bagazo (BC) y el residuo agrícola de caña (RAC), la caracterización fisicoquímica de estos compuestos se presenta en la *Tabla 5-3*.

Tabla 5-3 Caracterización BG y RAC en base seca

Material	RAC	BC
Celulosa	30,4	45
Hemicelulosa	18,2	32
Lignina	27,8	17
Cenizas y otros	16,9	6
PCI KJ/Kg	16.9	7,54*

*50% de humedad

Fuente: Elaboración propia a partir de (Paulose & Kaparaju, 2021b) (Yadav et al., 2022)

Para la obtención de bioetanol 2G se partió tomando como base de cálculo 5.000 t caña molida/día, información reportada por un ingenio colombiano. De acuerdo con información reportada por Cenicaña, el bagazo de caña (BC) constituye cerca del 28% en peso de la caña de azúcar, lo que significa para el caso de estudio se tiene una disponibilidad de 1400 t BC/día. Con respecto al RAC, se ha identificado una disponibilidad de 140t/1000 t de caña molida, en este sentido se tiene disponibles 700 toneladas de RAC, sin embargo, el 50% se deja en campo y el restante (350 t RAC) se direccionó a la producción de bioetanol 2G

5.3.2 Esquema de Procesamiento

Tal como se mostró en la Figura 5-6, el esquema de procesamiento comprende 3 etapas principales las cuales se describen a continuación:

Pretratamiento: Como se mencionó en Producto 2, el objetivo del pretratamiento es incrementar el área superficial de la biomasa permitiendo reducir la cristalinidad del material, optimizar la reactividad de la enzima con la celulosa, hidrolizar la hemicelulosa y deslignificar parcialmente, facilitando la formación de azúcares reductores por hidrólisis. Se han identificado diferentes alternativas tecnológicas para esta etapa de procesamiento (Aguilar, et al 2021); teniendo en cuenta criterios técnicos, económicos y ambientales, que favorecen este caso de estudio, se seleccionó la tecnología de explosión de vapor (Cantero et al., 2019; Sankaran et al., 2020).

La explosión de vapor es un pretratamiento hidrotérmico en donde la biomasa se calienta en presencia de vapor con condiciones de temperatura y presión elevadas en cortos tiempos de residencia. El agua contenida en el sustrato se evapora y se expande lo que conduce a una desintegración de la matriz reduciendo la cristalinidad de la celulosa. Esta tecnología se caracteriza por su alto rendimiento en cuanto a solubilización de hemicelulosa (Sarker et al., 2021), la cual es aprovechado para la producción de metano mediante DA.

En la *Tabla 5-4*, se presentan las condiciones de operación y rendimientos considerados en esta etapa de procesamiento. Para el entendimiento de la tabla se tiene $C_5H_8O_4$ Hemicelulosa; $C_5H_{10}O_5$ Xilosa; $C_2H_4O_2$ Ac. Acético; $C_5H_4O_2$ Furfural; Celulosa $C_6H_{10}O_5$; Glucosa $C_6H_{12}O_6$

Tabla 5-4 Condiciones de operación Explosión de vapor

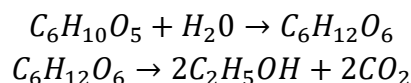
Parámetros	Valores	Referencia
Condiciones de operación		
Temperatura °C	160-280	
Presión (Mpa)	0,7-4,8	(Yadav et al., 2022)
Tiempo de Residencia (min)	10--30	
Carga de solidos %	13	
Insumos	Vapor saturado, Acido 4%p/v	
Rendimiento		
	%	
$C_5H_8O_4 + H_2O \rightarrow C_5H_{10}O_5$	82,7	
$C_5H_8O_4 + H_2O \rightarrow 2.5 C_2H_4O_2$	9,2	(Yadav et al., 2022)
$C_5H_{10}O_5 \rightarrow C_5H_4O_2 + 3H_2O$	5,1	
$C_6H_{10}O_5 + H_2O \rightarrow C_6H_{12}O_6$	4,1	

De acuerdo, con las condiciones de operación descritas para la etapa de pretratamiento, por tonelada de bagazo se puede obtener 265 kg de Xilosa ($C_5H_{10}O_5$), y 150 kg de xilosa por tonelada de RAC. Retomando la base de cálculo se cuantifica 163 t de xilosa disponibles.

Hidrolisis y Fermentación (SSF): En la configuración SSF, la hidrolisis y fermentación se realizan de forma simultánea en el mismo reactor, esto quiere decir que la fracción sólida pretratada se somete a una hidrolisis por corto tiempo a la temperatura requerida por las enzimas, luego se agregan las células de fermentación. La ventaja significativa de realizar SSF es que el azúcar liberado será consumido instantáneamente por las células en fermentación, por lo que se evita indirectamente la inhibición de la celulasa debido a la alta concentración de azúcar acumulada. El costo de capital para SSF también es menor ya que solo se utiliza un reactor para llevar a cabo ambos procesos (Afedzi & Parakulsuksatid, 2023).

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

con un rendimiento de 73.6%(Devos & Colla, 2022). Las reacciones que se llevan a cabo en esta etapa se presentan a continuación:



Considerando el rendimiento propuesto, y con una disponibilidad de 442 t celulosa se alcanza 266 m³ de bioetanol de segunda generación. Posterior a la SSF, se realiza una separación para retirar la lignina (230 t).

Destilación y Concentración de Bioetanol: Para la etapa de recuperación del bioetanol proveniente de la fermentación, se considera la destilación convencional seguida de una deshidratación con tamices moleculares. El esquema generalmente incluye tres columnas de destilación: desgasificadora, rectificadora y separadora de aldehídos. Al vino obtenido en la fermentación se le retira el CO₂ y pasa inicialmente a la columna desgasificadora para obtener vinaza diluida (87% agua) como producto de fondo, un destilado que es llevado a la columna de aldehídos y una corriente lateral que se envía a la columna rectificadora (Quintero et al., 2007) (Quintero et al., 2007). De esta última torre se obtiene un producto de fondo llamado flemazas y alcohol rectificado como destilado. El alcohol rectificado es el etanol hidratado que se envía a los tamices moleculares para retirar el agua hasta cumplir con las especificaciones del alcohol carburante, un mínimo de 99,5 % v/v.

En esta etapa se identifican como principales corrientes secundarias las vinazas y flemazas las cuales se cuantifican en una relación 10/1 y 5/1 con relación a la producción de bioetanol. Estas corrientes, de acuerdo con su caracterización fisicoquímica pueden ser direccionadas para la obtención de biometano.

En la Tabla 5-5, se presentan las principales corrientes denominadas productos para el esquema propuesto de bioetanol 2G.

Tabla 5-5 Principales corrientes caso de estudio bioetanol 2G

Toneladas de Caña molida/día	5000
Materia Prima Bioetanol 2G	
Bagazo t/día	1400
RAC t/día	350
Corrientes de Salida	
Bioetanol m ³ /día	266
Xilosa t/día	96
Energía MW	22,45
Vinaza m ³ /día	2700

A partir de la ruta de procesamiento seleccionada, se produjo 156 litros de etanol/t biomasa, cifra superior a la reportada para el bioetanol de primera generación (50,86 litros bioetanol/t de caña procesada). También se identificó la posibilidad de obtener diferentes coproductos de alto valor agregado a partir de corrientes intermedias como la xilosa. La cual puede ser aprovechada para la obtención de bioetanol, con un rendimiento de 0.51 kg etanol/kg xilosa; obtención de xilitol con un rendimiento de 0,9–3,2 g/L (Pramasari et al., 2023) y obtención de biogás con un rendimiento 620.64 mL/ (gramo de sólidos volátiles)(Jie Liu, et al.,2022).

Con respecto a la lignina, es un compuesto identificado como materia prima potencial para la obtención de productos en la industria farmacéutica, cosmética, textil entre otros. Sin embargo, en la actualidad el 95 % es usado en la producción de energía a partir de cogeneración debido a su alto poder calorífico (Carvajal et al., 2016). En este esquema se direcciono hacia la cogeneración para reemplazar el BC tomado para la producción de bioetanol. La energía producida se cuantificó en 22,45MW, cifra que permite suplir los requerimientos energéticos de un ingenio que del esquema dual azúcar y etanol; y permite la participación con el SIN.

Por último, la corriente de vinazas puede ser aprovechada de diferentes maneras teniendo en cuenta su composición fisicoquímica. Puede utilizarse como sustrato para la producción de biogás, el cultivo de microalgas o abono para suelos

5.3.3 Esquema integrado Bioetanol 1G y 2G-Biometano. Caso colombiano

En países donde existe una infraestructura instalada para el bioetanol de primera generación, la estrategia de integración de procesos denominada 1G y 2G, constituye una opción potencial que permite no solo la reducción de costos, sino un aumento en la producción de bioetanol con la misma calidad, la producción de otros biocombustibles como el biometano; disminución de requerimientos de servicios industriales y mano de obra, teniendo en cuenta la utilización de corrientes existentes dentro del esquema de procesamiento.

Teniendo en cuenta, el contexto nacional para la producción de bioetanol 1G y el potencial que presentan los residuos agrícolas (RAC) e industriales (BC) de la industria de la caña de azúcar; se propone un esquema conceptual de biorrefinería utilizando como caso de estudio las condiciones de producción un ingenio en el país.

Para la construcción del esquema conceptual de biorrefinería se tuvo en cuenta los siguientes criterios:

- Tipo de materia prima: Caña de azúcar con sus respectivos residuos: Agrícola (RAC) e industrial (BG).
- Tipo de productos: Biocombustibles (Bioetanol, Biometano), energía (Vapor y electricidad) y productos comerciales (Azúcar, CO₂ y biofertilizantes).
- Tecnologías para implementar: Los ingenios azucareros cuentan con un esquema tecnológico para la producción de azúcar, bioetanol 1G y cogeneración. En consecuencia, el esquema incluye la tecnología existente y se agregan las etapas adicionales teniendo en cuenta la madurez tecnológica y los rendimientos.
- Con los parámetros definidos anteriormente, se toma como base de cálculo, 5000 t de caña/día; el esquema consta de 10 etapas principales, tal como se muestra en la Figura 5-7, en donde se evalúa la producción de bioetanol (1G y 2G) y biogás a partir de efluentes industriales.

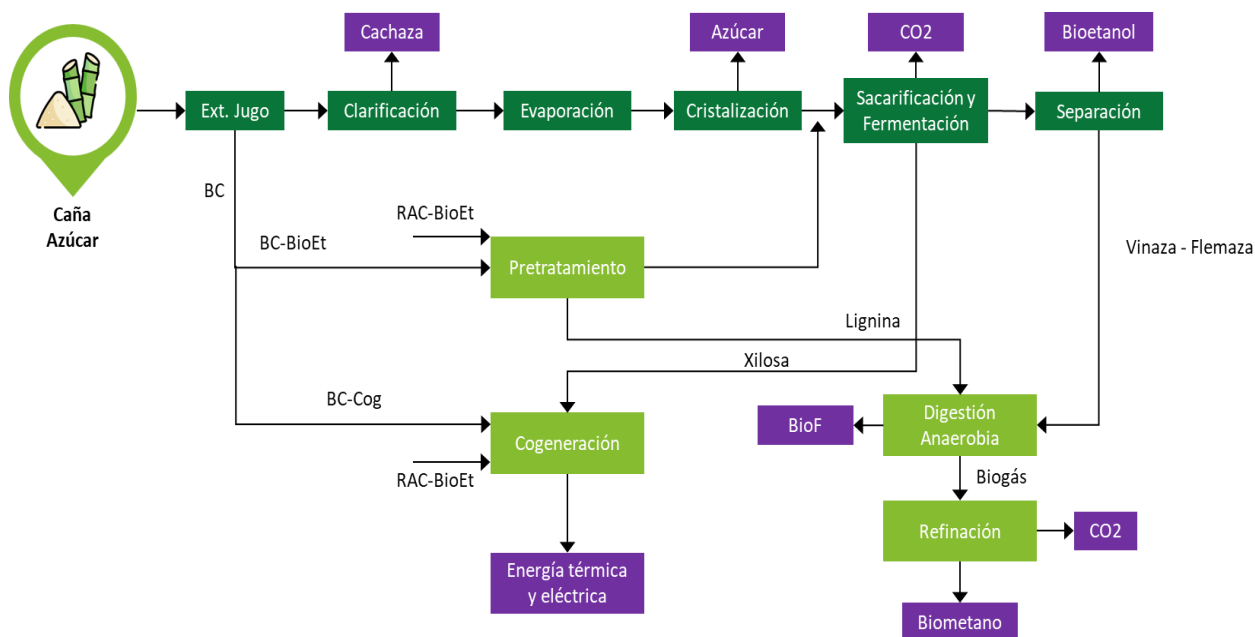


Figura 5-7 Esquema biorrefinería conceptual-Caso Colombiano

a) Extracción de Jugo:

El objetivo en esta etapa es separar los dos principales constituyentes de la caña; el jugo y la fibra, este mecanismo a nivel industrial se lleva a cabo por medio de Tándem que constituye un arreglo de molinos en serie (Rein, 2012). Como se muestra en la Figura 5-8, el bagazo va pasando de un molino a otro para extraer la mayor cantidad de jugo posible. Al material que sale de cada molino (Fb1) se le adiciona jugo del molino inmediatamente siguiente (Fj3), para lograr extraer la mayor cantidad de sacarosa de la caña. Antes que el bagazo pase por el último molino, se le agrega agua con el propósito de mejorar la extracción de jugo y sacarosa.

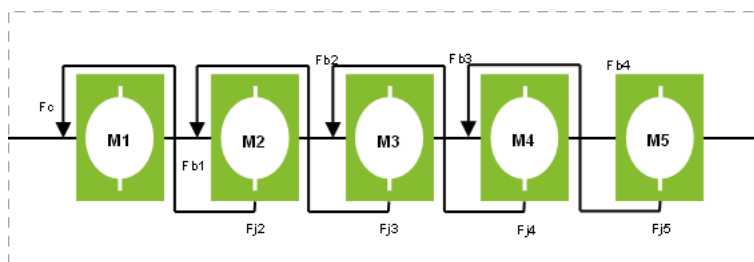


Figura 5-8 Etapa de extracción de jugo de caña.

La Tabla 5-6, presenta el balance de masa para la etapa de extracción. El jugo obtenido es enviado a la etapa de tratamiento y el bagazo se direcciona como materia prima para la producción de bioetanol teniendo en cuenta el potencial calculado 272L/ t BAC.

Tabla 5-6 Rendimiento en la etapa de extracción de Jugo

Flujos (t/día)	Entradas	Salidas
Caña	5.000	
Agua de Imbibición	1.600	
Bagazo húmedo		1.400
Jugo		5.200

b) Tratamiento del Jugo:

Conocida también como clarificación; en esta etapa se busca acondicionar el jugo obtenido en la etapa de extracción, de manera que se eliminen materiales en suspensión como arena, trozos de caña etc. y se ajuste el pH de manera que se minimice la inversión de la sacarosa durante los procesos posteriores, ver Figura 5-9.

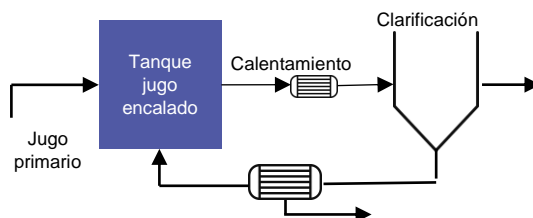


Figura 5-9 Tratamiento de jugo.

Finalmente se obtienen dos corrientes, una constituida por el jugo clarificado, de la cual se va a direccionar cerca del 5% a fermentación; y otra denominada cachaza un sólido húmedo destinado como fertilizante en suelos o alimento animal tal como se muestra en la Tabla 5-7

Tabla 5-7 Rendimiento en la etapa de clarificación

Flujos (t/día)	Entradas	Salidas
Jugo	5.200	
Agua	2.310	
Jugo a Evaporación		4.800
Jugo a fermentación		208
Cachaza		265

c) Evaporación:

El objetivo de esta etapa es concentrar el jugo proveniente de la etapa de clarificación. Tal como se muestra en la Figura 5-10, el jugo pasa a través de un arreglo de evaporadores de quintuple efecto, obteniendo una corriente denominada meladura que contiene la misma cantidad de sacarosa, pero con una reducción de agua cerca al 88.6%. Dicha corriente se divide para producción de azúcar y bioetanol (Quintero D. Viviana, 2017) (Quintero D. Viviana, 2017)

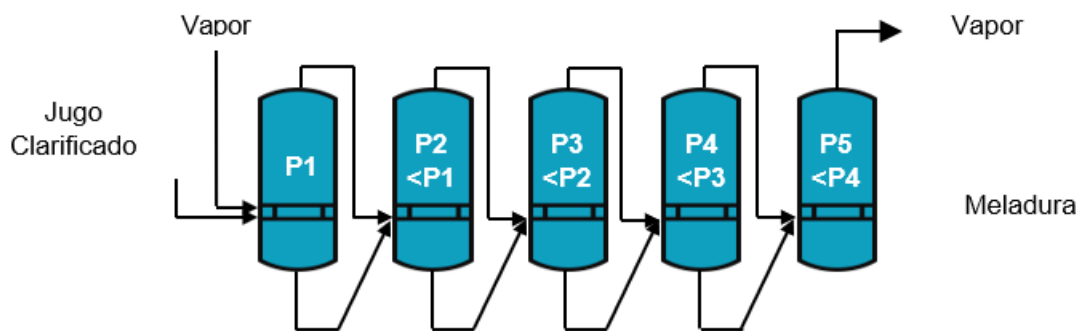


Figura 5-10 Etapa de evaporación

En la Tabla 5-8, se presentan los rendimientos obtenidos en las principales corrientes de la evaporación.

Tabla 5-8 Rendimientos en la etapa de evaporación

Flujos (t/día)	Entradas	Salidas
Jugo Clarificado	4800	
Vapor	3360	
Melad a Cristaliz		1797,12
Melad a Ferment		164,74

d) **Cristalización:**

Para esta etapa se tuvieron en cuenta tres principales y dos auxiliares en donde ocurre el crecimiento de cristales a medida que se retira la humedad, Figura 5-11. y los rendimientos de la Tabla 5-9.

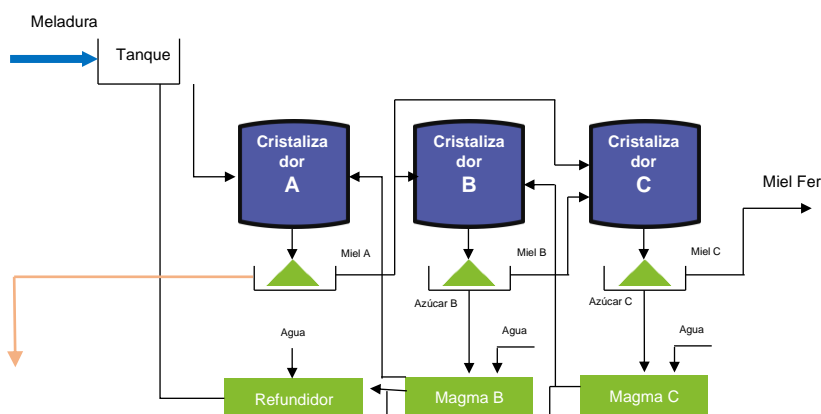


Figura 5-11 Etapa de cristalización

Tabla 5-9 Rendimiento en la etapa de cristalización

Flujos (t/día)	Entradas	Salidas
Meladura	1797,12	
Azúcar		500
Melad a Ferment		737

e) **Pretratamiento de Bagazo:**

Teniendo en cuenta las características fisicoquímicas del BC, y la capacidad instalada de los ingenios azucareros en el país, se plantea utilizar el 30% del disponible para la producción de bioetanol 2G y el restante se direcciona a cogeneración.

En la Tabla 5-4, fueron presentadas las condiciones de operación y en la Tabla 5-10 se presentan los rendimientos obtenidos para la etapa.

Tabla 5-10 Rendimientos para la etapa de pretratamiento

Flujos (t/día)	Entradas	Salidas
Bagazo 50%humedo	700	
Solido (C + L + H*)		255
Solubles		81,54

La corriente de solubles está compuesta principalmente por xilosa, furfural y ácidos siendo el 72% contenido de xilosa, dicha corriente es utilizada en la producción de biometano

f) Hidrolisis y Fermentación simultanea (SSF):

Para la etapa de hidrolisis de la celulosa y Fermentación de azúcares reductores se propone la configuración SSF explicada previamente. En la Figura 5-12, presenta en el esquema conceptual de la estrategia.

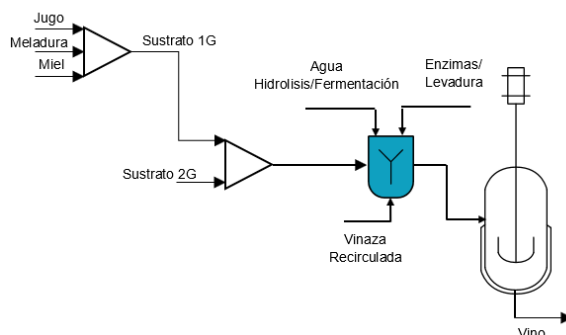


Figura 5-12. Etapa de sacarificación y fermentación

En la Tabla siguiente, se presenta los rendimientos obtenidos sobre la producción de bioetanol, se puede observar una disponibilidad cercana a las 467 toneladas de CO₂, diarios, resultantes en la reacción de fermentación.

Tabla 5-11 Rendimientos etapa SSF

Flujos (t/día)	Entradas	Salidas
Solido ($C + L + H^*$)	255	
Jugo de Clarificación	208	
Meladura evap	165	
Miel de Crist	736	
CO ₂		466,3
Vino		3.029,2

g) Etapa de Separación y concentración:

Tal como se muestra en la Figura 5-13, el vino obtenido en la etapa de fermentación se direcciona a la etapa de separación en torres destiladoras y rectificadoras y la concentración del bioetanol se realiza mediante tamices moleculares. Esta configuración es la que se encuentra instalada en los ingenios colombianos. En la Tabla 5-12, se presentan los rendimientos obtenidos para las principales corrientes

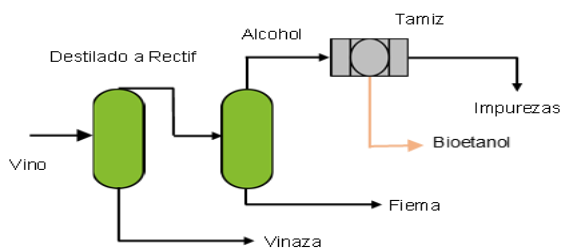


Figura 5-13 Etapa de separación y concentración.

Tabla 5-12 Rendimientos en la etapa de separación y concentración de bioetanol

Flujos (t/día)	Entradas	Salidas
Vino	3.376,25	
Bioetanol		236
Vinazas		2.692
Flemazas		500

Teniendo en cuenta la densidad del bioetanol como 0,789Kg/L y la densidad de vinazas y flemazas como 1230Kg/m³; se obtiene 300 m³ de bioetanol/ día, 2189 m³ vinaza/día y 40,6 m³ de flemaza/ día. El 40% de las vinazas son recirculadas a la etapa de hidrolisis y fermentación lo que aumenta el rendimiento en esta etapa debido a la composición del efluente y también disminuye el consumo de agua.

h) Cogeneración

La cogeneración se identifica como una etapa importante en el esquema de biorrefinería ya que permite la autosuficiencia energética a través de la generación simultanea de calor y electricidad. Se propone como corrientes de alimentación a la caldera, el bagazo, lignina y RAC. En la Tabla 5-13 se presentan las corrientes de alimentación con sus respectivos PCI.

Tabla 5-13 Materia prima para la cogeneración

Corriente	Cantidad t/día	PCI MJ/kg
Bagazo Seco	350	17,93
Lignina	115	23,91
Residuo Agrícola RAC	175	16,9

Tal como se muestra en la Figura 5-14, la mezcla de materias primas se envía a las calderas para su combustión con el propósito de obtener vapor de alta presión. En calderas convencionales se ha estimado una producción de 5.5 t de vapor a una presión de 23 bar y una temperatura de 350°C, a partir de una t de mezcla bagazo-lignina y RAC. Este vapor es direccionado a la turbina, en donde teóricamente a partir de 11 kg de vapor se puede obtener 1 kW-h (Arshad & Ahmed, 2015) (Arshad & Ahmed, 2015) y el vapor agotado es aprovechado en las diferentes etapas del proceso. De acuerdo con la configuración propuesta se tiene una disponibilidad de energía de 57.5MW

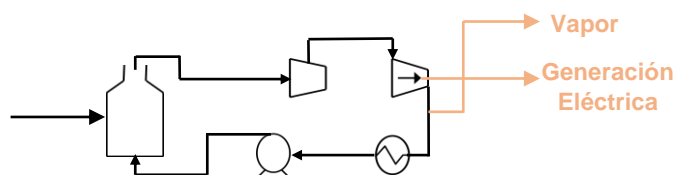


Figura 5-14 Esquema conceptual de cogeneración

i) Digestión Anaerobia (DA)

Los efluentes líquidos de ingenio y la destilería, son susceptibles de ser tratados para reducir su carga orgánica mediante una digestión microbiana en ausencia de oxígeno que da lugar a una mezcla de gases (principalmente metano y CO_2), conocida como "**biogás**" y una suspensión acuosa o "**biol**" que contiene los componentes difíciles de degradar y los minerales inicialmente presentes en la biomasa (macro y micronutrientes), denominado **digestato**, con alto potencial de ser aprovechado como enmienda orgánica o biofertilizante. Este proceso se presenta esquemáticamente en la Figura 5-15 y rendimientos obtenidos para las principales corrientes en la Tabla 5-14. Como potencial de biometanización de vinaza se usó $16,4 \text{ m}^3$ Biogás/ m^3 de vinaza y se asumió una concentración de metano en el biogás de 55%.

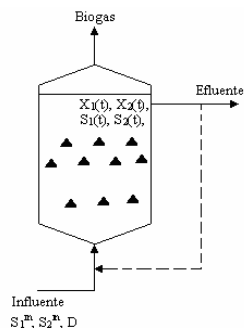


Figura 5-15 Esquema conceptual de DA

Tabla 5-14 Rendimientos en el proceso de DA de Vinazas

Corriente	Entrada	Salida	Unidades
Xilosa	38,06		t/día
Vinaza	64.816,14		t/día
Biogás		1.063.608,87	m^3 de bigas/día
Contenido de metano		55	%
Digestato		58.368,78	t/día
Tratamiento de aguas residuales			
Condensados Evaporación	3.030		t/día
Flemosas	350		t/día
Digestato		61.410,77	t/día

En este estudio de caso no se tomó la corriente de aguas residuales; ya algunos ingenios generan biogás con este efluente y lo queman en tea. También se pueden usar para el cultivo de algas y la producción de biocombustibles 3G o producto de valor agregado.

j) Purificación de Metano (Upgrading)

El biogás puede ser utilizado directamente para la generación de energía térmica o eléctrica en varios usos; sin embargo, al separarlo del CO₂ hasta alcanzar una concentración de 95% puede utilizarse como complemento o sustituto de GN, inyectándolo a la red nacional o como GNV para un transporte más sostenible carbono neutral. De otra parte, el CO₂, al ser desulfurizado puede mezclarse con la corriente de fermentación y venderse a plantas embotelladoras para uso industrial, para el proceso se seleccionó la tecnología de absorción con solventes orgánicos (ver *Tabla 5-15* y

Figura 5-16).

Tabla 5-15. Rendimientos en el proceso de obtención de metano al 95%

Flujom ³ /día	Entrada	Salida
Biogás de Vinaza	1.063.608,88	
% metano	55%	95%
Metano		584.984,88
CO ₂		454.692,79

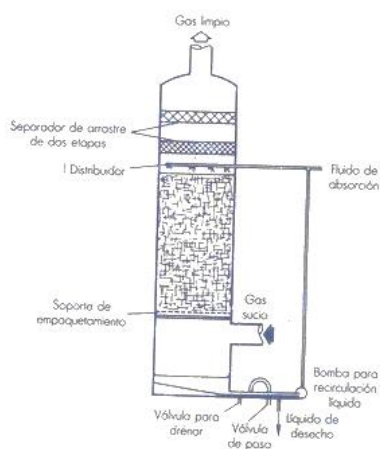


Figura 5-16 Esquema conceptual de la tecnología de absorción con solvente para purificación de metano

Fuente: Elaboración propia

Cada una de estas operaciones se analizó con sus respectivos rendimientos para construir el balance de materia que se presenta en la *Figura 5-17*. En ella se pueden ver las principales operaciones, corrientes de proceso y flujos masicos que intervienen en el esquema de biorrefinería propuesto.

[illegible]

La Tabla 5-16, 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.

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 m³/día	330
Biometano m³/día	12.575
Potencia instalada MW	45

De acuerdo, con los resultados obtenidos se puede concluir que el esquema de biorrefinería a partir de biomasa lignocelulósica constituye una estrategia promisorio en la transición energética ya que permite la diversificación de productos energéticos y de interés comercial, la valorización de corrientes denominadas residuales a través de la estrategia de integración de procesos; y por ende la disminución del impacto ambiental. Sin embargo, es importante revisar las barreras identificadas que obstaculizan la puesta en marcha de este tipo de esquemas

- a) Logística para recolección y acopio de la Biomasa residual: La mayoría de biomasa lignocelulósica residual necesita maquinaria tecnológica para la recolección, secado, densificación y transporte.
- b) Investigación y desarrollo tecnológico: Es necesario avanzar hacia tecnologías que permitan disminuir el costo de producción a gran escala.
- c) Políticas Gubernamentales: Es necesario contar con apoyo del gobierno a través de subsidios y políticas que permitan hacer competitivos los productos obtenidos bajos el esquema de biorrefinería.

5.4 NORMATIVIDAD Y REQUISITOS DE CALIDAD BIOETANOL

El bioetanol también conocido como alcohol etílico o etanol. Su fórmula molecular $CH_3 - CH_2 - OH$. Actualmente, el bioetanol es el biocombustible líquido más utilizado en el mundo. El bioetanol puede utilizarse directamente como sustituto de la gasolina en motores, en la Tabla 5-17 se presentan las propiedades fisicoquímicas de la gasolina y el bioetanol. Se ha identificado que el bioetanol tiene un LHV más bajo (21,1 MJ/L) que la gasolina (30–33 MJ/L), por lo tanto, se requiere más cantidad para obtener el mismo resultado. Sin embargo, el mayor índice de octanaje del bioetanol permite una relación de compresión del motor más alta, lo que conduce a una mejor eficiencia térmica y mayor potencia, reduciendo así algo la diferencia en el consumo de combustible.

Tabla 5-17 Propiedades Fisicoquímicas de Gasolina y Bioetanol

Propiedad	Gasolina	Etanol
Fórmula	C4 a C12	C ₂ H ₅ OH
Peso molecular	100 -105	46,07
Densidad a 15°C (kg/L)	0,69-0,79	0,79
Gravedad específica (Densidad relativa) a 15°C	91	106-110
Punto de congelación (°C)	-40	-114
Punto de ebullición (°C)	27-225	78
Presión de vapor a 38°C (kPa)	48-103	15,9
Calor específico (kJ/kgK)	2,0	2,4
Viscosidad a 20°C (mPas)	0,37-0,44	1,19
Valor calorífico inferior (MJ/L)	30-33	21,1
Punto de inflamación (°C)	-43	13
Temperatura de autoignición (°C)	257	423
Límite inferior de inflamabilidad (% en volumen)	1,4	4,3
Límite superior de inflamabilidad (% en volumen)	7,6	19,0
Relación estequiométrica aire-combustible	14,7	9,0
Número de octano de investigación	88-100	108,6
Número de octano del motor	80-90	89,7

Fuente:(Ruan et al., 2019)

También se observa que existen diferencias significativas entre las demás propiedades de los dos combustibles, por ejemplo, viscosidad, gravedad específica, punto de congelación, punto de ebullición, punto de inflamación, presión de vapor, límite de inflamabilidad, temperatura de autoignición, relación estequiométrica aire-combustible, etc.

Para mejorar la calidad del combustible, como la volatilidad, el índice de octanaje, el arranque en frío, el funcionamiento en caliente y consumo de combustible, el bioetanol se suele mezclar con gasolina, por ejemplo, mezclas de E5 (5%etanol y 95% gasolina) a E25 (25% etanol y 75% gasolina), dichas mezclas no requieren modificaciones en el equipos o ajustes del motor.

Además, el bioetanol se puede utilizar en tractores, aviones y barcos. Se puede aprovechar como potenciador de octanaje para reemplazar el tetraetilo de plomo. También, puede usarse en la obtención de productos químicos valiosos para el etileno y producción de etilenglicol. También se puede utilizar como aditivo para aumentar el porcentaje de oxígeno del combustible, lo que reduce las emisiones de CO y aromáticos (Ruan et al., 2019)

En Colombia, el uso de biocombustibles se ordena por el CONPES 3510 de 2008, la Resolución 40111 de 2021, modifica los porcentajes de mezcla y define implementar los incrementos escalonados del contenido de etanol en la mezcla con gasolina motor corriente fósil y extra fósil a nivel nacional, el cual corresponde a un 10% de porcentaje de mezcla obligatorio para el mes de septiembre de ese año (Torre, 2023). Sin embargo, periódicamente se expiden resoluciones que modifican temporalmente este porcentaje de mezcla debido a diversas situaciones de los productores de biocombustibles y la situación del orden público del país que limita la disponibilidad del biocombustible para cumplir el porcentaje estipulado en esta resolución.

La Resolución 10444 del 30 de junio de 2023, establece los parámetros y requisitos de calidad de las gasolinas básicas y de las gasolinas oxigenadas con etanol anhidro combustible, para uso en motores de encendido por chispa, y del combustible diésel (ACPM), los biocombustibles para uso en motores de encendido por compresión como componentes de mezcla en procesos de combustión y de sus mezclas, para el uso en el territorio colombiano, con el objetivo de proteger el ambiente, la salud y la calidad de los combustibles líquidos y deroga las Resoluciones 40103 de 2021, 40443 de 2021 y 40551 de 2022.

5.5 IDENTIFICACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS

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

5.5.1 Ventajas

- La integración de corriente-reacción permite la reducción de servicios industriales, valoriza las corrientes denominadas desperdicios y aumenta rendimientos.
- El esquema de biorrefinería permite obtener en una misma plataforma biocombustibles y productos de alto valor agregado, lo cual diversifica la oferta de productos en el mercado y viabiliza económicamente los esquemas de procesamiento.
- De acuerdo con comportamientos en el mercado, es posible favorecer la producción del compuesto de interés, manteniendo equilibrio en costos de producción.
- Particularmente para el caso de bioetanol, el aprovechar BRL, permite optimizar la capacidad instalada y poder estabilizarla producción de etanol, compensando las fluctuaciones de cosecha o incremento en la producción de azúcar. Esto a su vez permite mantener más estable los % de mezcla en la gasolina.
- 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 que pueden tener un impacto a la sostenibilidad social de la agroindustria con las comunidades del área de influencia.
- Descarbonización de la agroindustria. Al reducir emisiones de GEI directas e indirectas, al incrementar el uso de FNCER, sustituir fertilizantes de matriz química, evitar descomposición de la BR de manera natural, sustituir combustibles fósiles (diésel por biometano) en el transporte y maquinaria agrícola.

5.5.2 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.

5.6 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DESARROLLO DE BIOETANOL 2G Y ANALISIS COSTO BENEFICIO DE LA BIOREFINERIA INTEGRADA

5.6.1 POTENCIAL DE INCLUSIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA

El 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 5-18, 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.

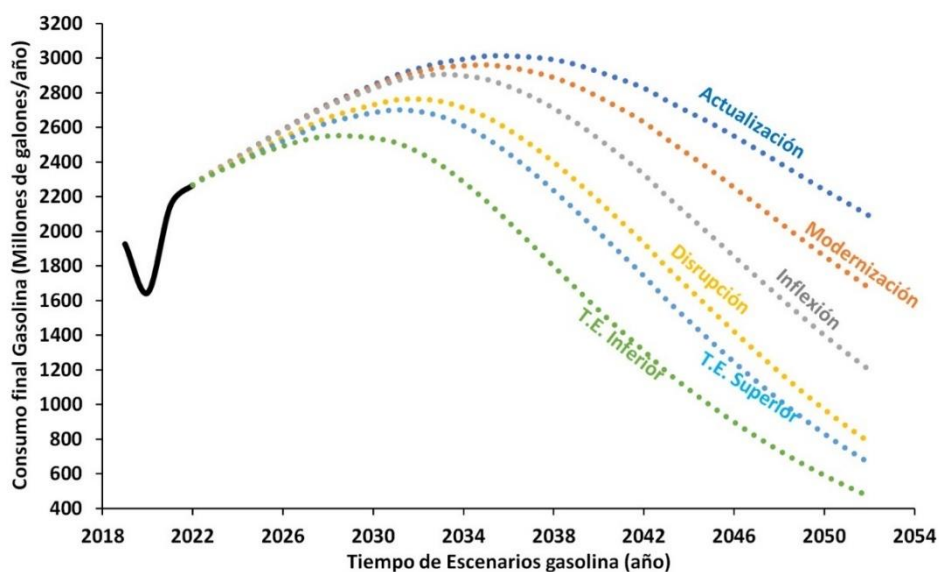


Figura 5-18 Escenarios de gasolina

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 5-18, 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 utilizando la misma infraestructura.

Tabla 5-18 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)
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	(Bionergy, n.d.)

Para cubrir el 39% de la capacidad disponible, se requiere aproximadamente 6.000 t de BR, con lo cual se puede producir 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.

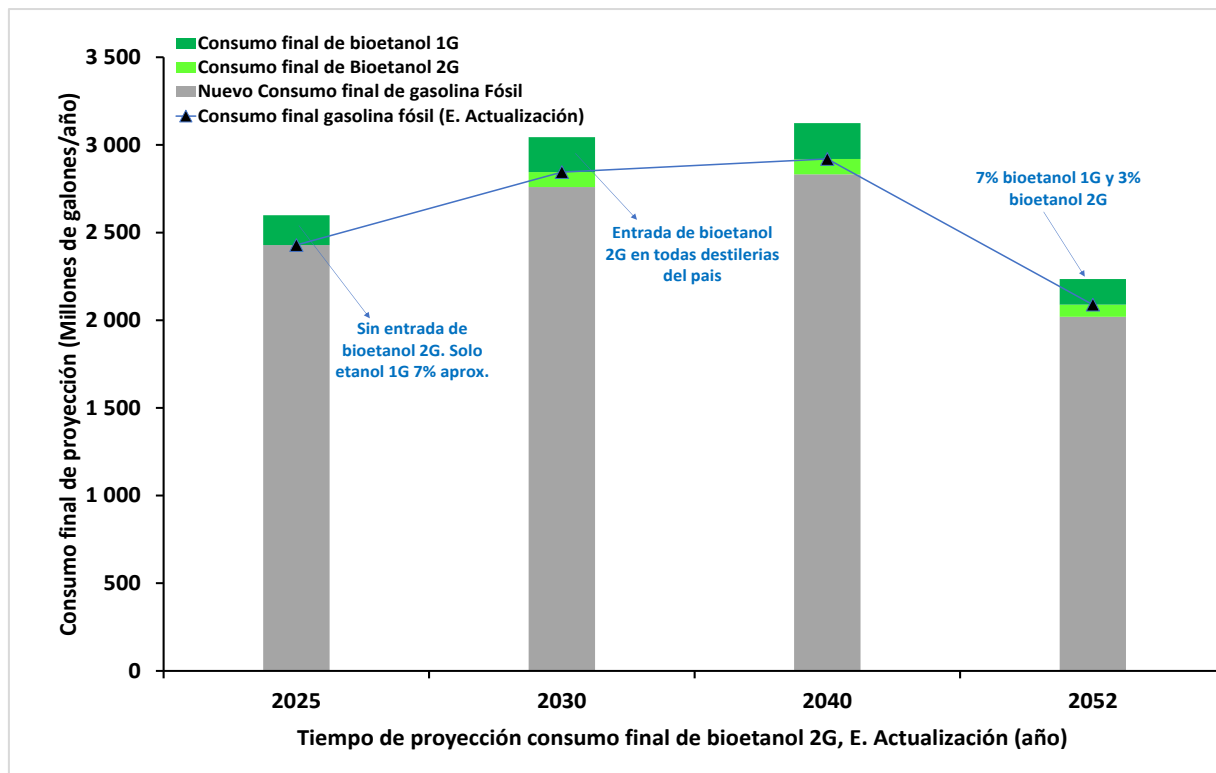


Figura 5-19, presenta el comportamiento en cuanto a cantidad de bioetanol 1G y 2G necesario para cubrir el 3% de sustitución a la gasolina. Es así como se identifica que para el año 2025 se tiene una proporción de mezcla E-7 caso actual y en los otros periodos se proyecta la inclusión de 2G, alcanzando 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.

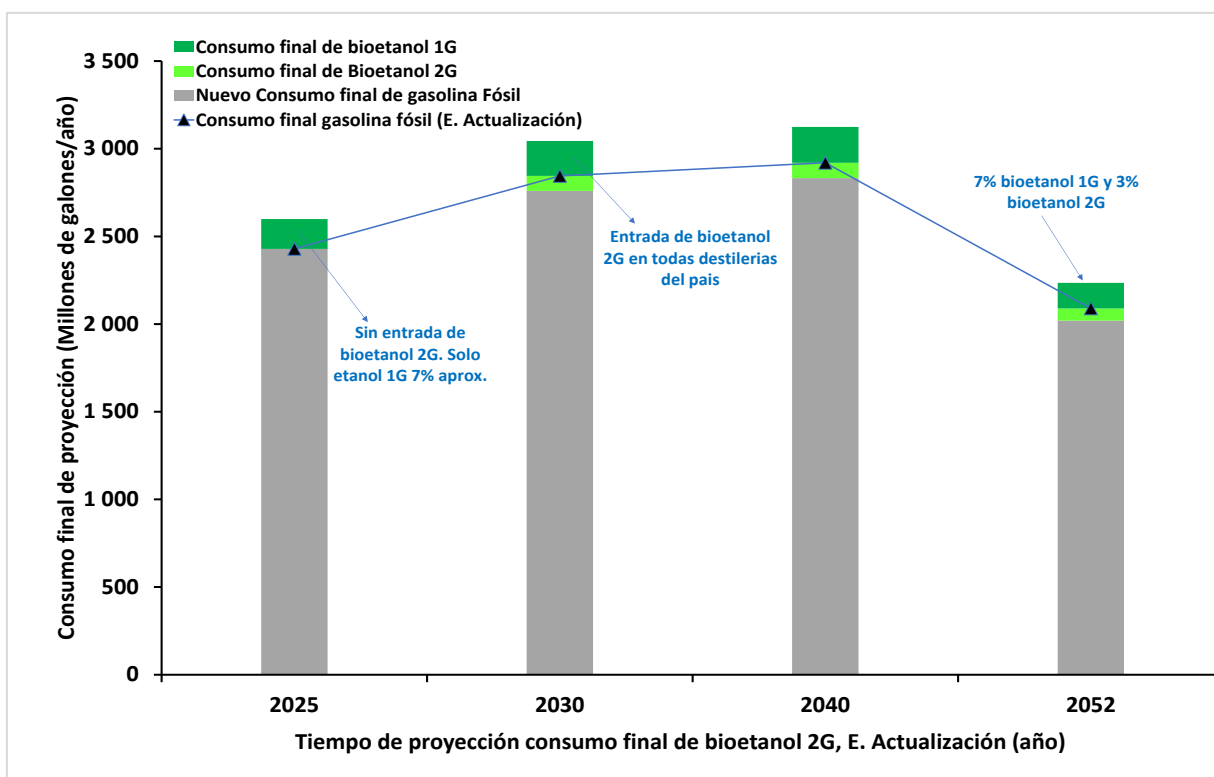


Figura 5-19 Inclusión del bioetanol en la matriz energética escenario de Actualización

5.6.2 Evaluación económica desde la prefactibilidad

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. Para ellos se realizó una búsqueda de información nacional e internacional que pueda ser utilizada como referencia de este caso de estudio por sus similitudes en términos de tecnologías y mercados. Para biometano se presentan en la Tabla 5-19 y para bioetanol en la Tabla 5-20. (Directorio Energetico Mexico, 2023).

Tabla 5-19 Precios de biometano de referencia⁸

España	Alemania	Colombia
17 USD/MWh (Directorio Energetico Mexico, 2023)	10.7 USD/MWh (IRENA, 2017)	12 USD/MBTU (WAGA WNERGY, 2023)

⁸ Los precios originales han sido convertidos a MBTU y llevados a USD de noviembre de 2023 para efectos de comparación

Tabla 5-20 Precios de bioetanol de referencia⁹

Colombia	Argentina	Brasil
\$14.373/gal	\$12.829/gal	\$10.942/gal
(https://fedebiocombustibles.com/biocombustibles-hoy/ , s.f.)	(Secretaría de Energía presidencia de la nación, 2023)	(Global PetrolPrices.com, 2023)

Se tienen productos adicionales secundarios a la producción de biometano como los **biofertilizantes**, que se valoró en \$300/Kg, precio inferior al del mercado de biofertilizantes, considerando que se entrega como sale del proceso y es necesario acondicionarlo, formularlo y sacar el registro ante el ICA, con un alto potencial de obtener un fertilizante orgánico de calidad para uso interno que sustituya los fertilizantes de base química en el cultivo de la caña o para venta a terceros. Este precio se equipará al precio de la gallinaza; el precio del biofertilizante que se puede producir es mayor, alrededor de \$600/kg, pero incluye otros costos de acondicionamiento y formulación.

Adicionalmente como beneficio esta la energía eléctrica y venta de bonos de CO₂. Para ello se estima la cantidad de emisiones evitadas con referencia al producto principal que se estaría sustituyendo, que en este caso sería gas natural y gasolina. Par el cálculo de emisiones por combustible se usa la herramienta del FECOC (UPME, 2016) . La valoración económica se hace con base en la Resolución 012 de 2023 aplicando un margen del 20% para comercialización como no causación del impuesto al carbono.

Con los precios presentados y la escala de la menor destilería existente en Colombia, se logra una óptima relación Beneficio/Costo junto con mediano plazo para la recuperación de la inversión, permitiendo incluso un margen prudente de disminución de ingresos vía menor precio o menor cantidad de producción. Los datos generales de entrada para el caso base modelado se resumen a continuación:

Tabla 5-21 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		

⁹ Los precios originales han sido convertidos a Galones y llevados a pesos de noviembre de 2023 para efectos de comparación

Los principales resultados del modelo son los siguientes:

Tabla 5-23 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	

El modelo financiero está simulando una mejora o adecuación a una planta del sector de caña de azúcar debido a la posibilidad de integrar la producción de bioetanol 1G-2G, biometano y energía eléctrica en una biorrefinería existente y poder maximizar el uso de servicios auxiliares como vapor, agua y energía eléctrica, así como los efluentes. Desde esta premisa los indicadores financieros aplican solamente a esa parte de la adecuación y no a la planta total, que se supone existente, por cual se plantea la inversión como un Capex adicional.

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.

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. Tales costos de conversión definidos como la suma anualizada de los costos de operación y la depreciación, que también fue publicado por el mismo autor en otra referencia.

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.

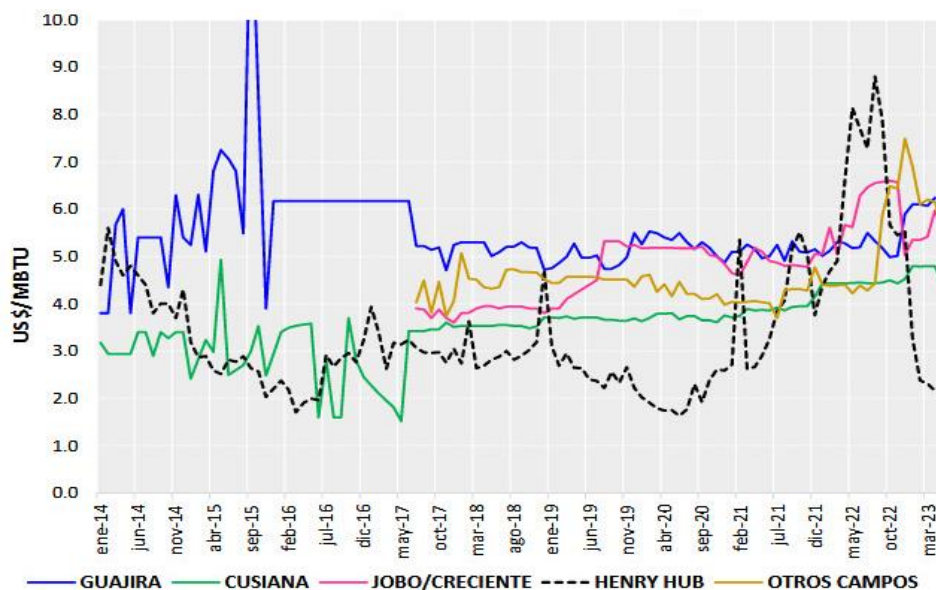
El precio mínimo de venta (MSP) es aquel que se da cuando el VPN es cero, garantizando el retorno de la inversión. Es decir, es el precio mínimo al cual se puede vender el producto para que pague el costo de producción, la inversión de capital y arroje un retorno al inversionista a largo plazo.

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/gal (Minenergía, 2023) 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.

Dentro del marco de la política de TEJ poder usar estos energéticos permitiría comenzar a reducir la dependencia de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo. Así mismo, y dentro de este mismo marco la generación de empleos verdes a nivel local es una ventaja adicional integrando la agroindustria de la caña de azúcar. Es importante, además evaluar en los escenarios de proyecciones los costos.

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

Revisando la evolución de los precios colombianos del GN en la fuente mostrada en la Figura 5-20, según (Mackenzie, 2023) estos varían entre 4 y 7 USD/MBTU con tendencia creciente. Por tanto, 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. 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 y Cauca.



Fuente: Gestor del Mercado y Wood Mackenzie

Figura 5-20 Evolución de los precios colombianos de GN en la fuente

Se realizaron una serie de sensibilidades disponibles en el modelo financiero, sin embargo, se muestran a continuación algunas 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 B/C no disminuye sustancialmente.

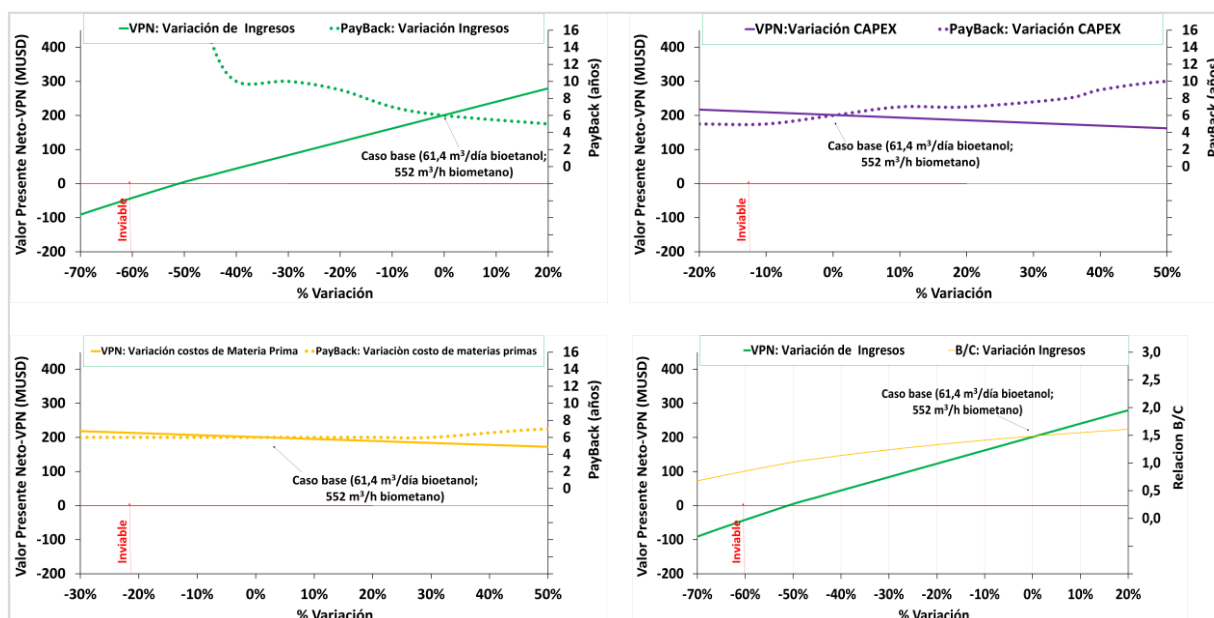


Figura 5-21 Algunas sensibilidades – bioetanol & biometano

Finalmente, se concluye que el esquema conceptual de biorrefinería integrando la producción de biometano y bioetanol, 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.

5.6.3 Retos y Oportunidades

El estudio (Leme, 2016) concluye que el biogás a partir de vinazas podría reemplazar hasta el 40% de la demanda anual de diésel en las operaciones agrícolas del ingenio en Brasil. Esto daría un mejor valor de precio de uso del biometano al reducir el consumo de diésel fósil; este estudio debe realizarse e incluir el costo de adquirir vehículos nuevos o hacer la adecuación al nuevo combustible. Cabe anotar que este uso para movilidad sostenible si aplica a reducción de incentivos tributarios de Ley 1715.

El desmonte de los subsidios a la gasolina y del fondo de estabilización de precios de los combustibles fósiles, permite a los biocombustibles ser más competitivos, En la Figura 5-22 se aprecia como se va cerrándola brecha del bioetanol en comparación con la gasolina de motor, al punto que en el segundo semestre de 2023 ya es mayor el costo de la gasolina.

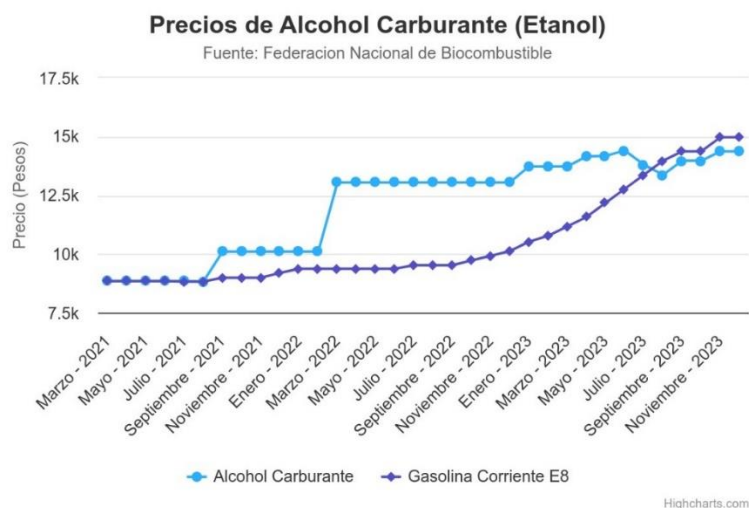


Figura 5-22 Comparación precios de alcohol carburante con gasolina
Fuente: Estadísticas Fedebiocombustibles

La integración de bioetanol 1G y 2G permite aumentar a la producción del biocombustible cerca de un 50%; disminuir los costos de producción debido a que se puede hacer uso de la infraestructura ya instalada; diversificar la oferta aprovechando corrientes disponibles como la lignina y los hidrolizados de la hemicelulosa (Xilosa). Para garantizar la viabilidad de la estrategia se deben tener en cuenta aspectos como:

- **Logística en la recolección y adecuación de la materia prima.** Actualmente los residuos denominados RAC, son dejados en el campo; en este sentido es necesario implementar una estrategia económicamente viable que garantice la disponibilidad de la materia prima dentro del proceso
- **Distribución de materias primas 2G:** Una de las materias primas para la producción de bioetanol 2G es el bagazo, el cual actualmente es utilizado en los esquemas de cogeneración; por tal razón es necesario establecer una distribución de corriente que permita mantener un equilibrio en cuanto a producción.
- **Madurez Tecnológica:** Dentro del esquema de procesamiento para el bioetanol 2G, etapas como pretratamiento de biomasa e hidrólisis de la celulosa han sido identificadas como cuellos de botella, debido a su bajo rendimiento y altos costos asociados al requerimiento de insumos específicos. En este sentido es necesario, establecer a escala las condiciones de operación con mejores resultados y direccionar los esfuerzos hacia innovaciones en la biotecnología que permitan obtener insumos como enzimas a menor precio.
- **Concepto de Biorrefinería:** El esquema de biorrefinería plantea la producción de biocombustibles y productos de alto valor agregado, en este sentido es necesario evaluar bajo el concepto de sostenibilidad las rutas tecnológicas existentes para la producción de dichos compuestos.

6 DIÉSEL RENOVABLE 2G

6.1 EVALUACIÓN DE MATERIAS PRIMAS 2G:

Para la producción de DR 2G se identificaron cuatro materias primas, que se identificaron 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 y los ácidos grasos destilados (PFAD, por sus siglas en inglés).

Estas materias primas también podrían incluirse en la oferta futura de biocombustibles de aviación (Biojet-HEFA); sin embargo, en el presente estudio este biojet-HEFA no se tiene en cuenta para el análisis de disponibilidad de materias primas, puesto que no se incluyó en la priorización de los biocombustibles por las razones ya planteadas. Como trabajo futuro este Biojet-HEFA se deberá incluir en la potencial oferta de estas materias primas de acuerdo 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. Estos aceites y/o grasas son consideradas materias primas de segunda generación ya que no son obtenidas a partir de cultivos agrícolas destinados a la alimentación humana y no compiten con la misma.

Adicionalmente se presenta una descripción de la potencial oferta del hidrógeno en el país, que podría ser empleada para esta industria de producción de DR puesto que corresponde a la otra materia prima fundamental en el proceso de producción. A continuación, se presentan algunas consideraciones e información sobre la potencial disponibilidad y oferta de tales materias primas.

6.1.1 Potencial disponibilidad y oferta Jatropha Curcas:

En la actualidad no se tiene en el país una oferta disponible del aceite de esta especie, para la producción de biocombustibles como el diésel renovable y biocombustibles de aviación. Sobre esta especie, es importante hacer referencia a los resultados de las investigaciones realizadas entre 2008 y 2014 por la Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria (CORPOICA) (hoy AGROSAVIA) en el país. Estas investigaciones tuvieron su foco en dos regiones del país, *Caribe Seco* y *Valle Interandino*, los cuales indicaron que el aceite de esta especie presentó un rendimiento acumulado de fruto de 3,6 t/ha y 6,7 t/ha, respectivamente (Luis Fernando Campuzano-Duque, 2020); estimaciones previas del contenido de aceite de jatropha encontraron valores de 1,3 toneladas de aceite por hectárea (Campuzano Duque, 2008a).

Como punto de referencia con el sector de la palma africana cultivada en el país, los rendimientos de fruto fresco son aproximadamente 15 t/ha (Nicolás Pérez Marulanda, 2022), lo cual sugiere para la *Jatropha Curcas* un escenario interesante según esta variable.

En los estudios de CORPOICA el costo estimado de un litro de aceite de *Jatropha Curcas* fue de US\$1,07 para Albania (Caribe seco) y US\$1,24 para Espinal (Valle interandino), el cual fue superior al del aceite de palma africana que tenía un costo estimado de US\$0,89. Tomando como punto de referencia las experiencias aprendidas con esta especie en el país y en el mundo, y sobre esta información de materias primas, precios, rendimiento y potencial para el país, se sugiere explorar las posibilidades reales y viables de estructurar tal programa en el corto, mediano y largo plazo orientado a tener alternativas para la autosuficiencia de materias primas y con un enfoque hacia biocombustibles avanzados o de segunda generación como el diésel renovable, especialmente en terrenos no aptos para la agricultura. Para tal fin, se puede tomar como referencia la experiencia adquirida en el país previamente como el “Programa *Jatropha Colombia*” (Campuzano Duque, 2008b) liderado por Corpoica y la participación de otras entidades y empresas del sector privado en Colombia.

Relacionado con la potencialidad de cultivos de la *Jatropha Curcas* en Colombia, un estudio de 2009 identificó y proyectó la disponibilidad de áreas considerables para el cultivo de esta especie en Colombia bajo la categoría de áreas *altamente aptas sin restricciones* de aproximadamente 684.619 hectáreas (José Alberto Gaona Currea, 2009). A continuación, en la Tabla 6-1, se presentan diferentes escenarios desde 2030 hasta 2050 tomando como referencia la información documentada.

*Tabla 6-1 Escenarios de utilización sobre un total de 684.619 hectáreas probables (altamente aptas) de que puedan ser usadas para el cultivo de la especie *Jatropha Curcas**

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

Fuente: Elaboración propia

En tal sentido, y para efectos de la disponibilidad futura de aceites de *jatropha* para la producción local de biocombustibles 2G en el país, se requieren alternativas de escenarios teniendo presente que se pueda estructurar un programa que tenga continuidad y proyectado por el gobierno nacional y sector industrial interesado, acorde a las políticas nacionales e internacionales en el uso, explotación y aprovechamiento de este tipo de materias primas para la producción de biocombustibles, al mismo tiempo que se puedan alcanzar altos indicadores sociales, ambientales y económicos para Colombia.

6.1.2 POTENCIAL DISPONIBILIDAD Y OFERTA GRASAS Y ACEITES ANIMALES: RES, POLLO, CERDO Y PESCADO

Se estimó el potencial de disponibilidad de las grasas animales de res, pollo, cerdo y pescado en Colombia, tomando como referencia estudios de la literatura científica (Gutiérrez & Jaimes, 2021) y a partir de la información presentada por la Federación Colombiana de Ganaderos (Fedegán, 2023), sobre el consumo aparente per cápita anual de carne-CAPAC de origen animal. Sobre el CAPAC, se consultó información actualizada en la página de Fedegan desde el año 2014 hasta el año 2022. A partir de esta información y para cada caso sobre el CAPAC se proyectaron las tendencias de consumo de carne de res, pollo, cerdo y pescado desde 2022 hasta 2050 (ver Figura 6-1).

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

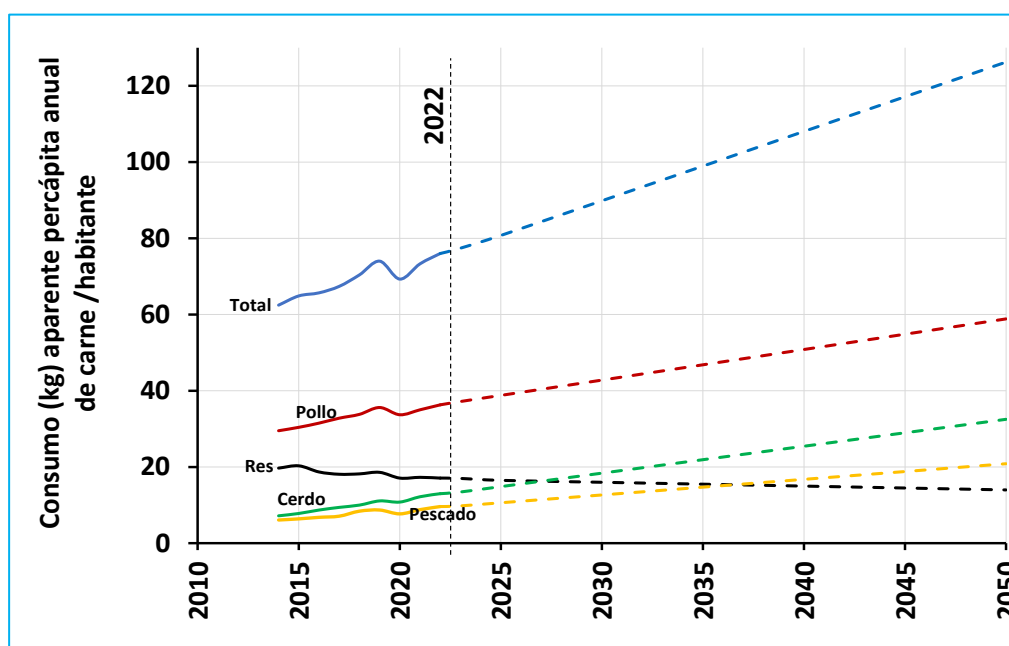


Figura 6-1 Estimación de disponibilidad de las grasas animales de res, pollo, cerdo y pescado en Colombia
Fuente: Elaboración propia a partir de (Fedegán, 2023)

Tomando como referencia una población en Colombia en 2022 de 51.6 millones de habitantes, se estimó para 2022 una disponibilidad potencial de 346.890 toneladas de aceites y grasas animales en el país en este mismo año y con una proyección de generación de 707.811 toneladas en el año 2050 tal como se presenta en la

Tabla 6-2.

Tabla 6-2 Potencial disponibilidad y oferta de grasas y aceites de origen animal en el país 2022 a 2050.

Año	Población (millones de habitantes)	Estimación de grasas y aceites de origen animal (t/año)	disponibilidad total ed Con Consideraciones	Consideraciones para escenarios de producción de DR hasta 2050***
2022	51,6	346.890	34.689	Se toma el 10% de la disponibilidad total estimada en 2022
2030	56,0*	455.348**	91070	Se toma el 20% de la disponibilidad total estimada en 2030
2040	57,7*	574.925**	229970	Se toma el 40% de la disponibilidad total estimada en 2040
2050	60,0*	707.811**	389296	Se toma el 50% de la disponibilidad total estimada en 2050
<p>*Población estimada en Colombia.</p> <p>**Cantidad de grasas animales estimadas para Colombia entre 2022-2050</p> <p>***Escenarios que aumentan el porcentaje de aceites y grasas disponibles teniendo presente que se puede definir y estructurar un programa de gobierno que promueva estas materias primas para la producción de biocombustibles y favorezca el sector.</p>				

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6-2 indican una potencial disponibilidad y oferta de aceites y grasas de origen animal que no es despreciable para el país y por lo tanto, para canalizar este potencial sector como un agente de suministro importante de materia prima para la producción de biocombustibles tipo diésel renovable, se requiere que se pueda llevar a cabo un estudio o programa robusto y detallado en el país que permita una caracterización y cuantificación con alta precisión del potencial de suministro de materias primas relacionado con grasas y aceites de origen animal para uso local en la producción de biocombustibles 2G. Se deberá tomar como referencia el avance exitoso de otros países y regiones que utilizan las grasas animales para producir biocombustibles. También se deberá incluir el estudio del impacto que puede ocasionar a otros sectores que usan estas materias primas en el país para aplicaciones de alimentación animal y en la industria cosmética como jabones.

6.1.3 Potencialidad disponibilidad y oferta aceite usados de cocina en Colombia

De acuerdo con lo reportado en la literatura (Rincón et al., 2019) sobre la disponibilidad de UCOs en el país, en 2019 del consumo anual de las industrias tradicionales de grasas y aceites, 704.000 toneladas correspondieron a aceites de cocina de uso doméstico (90%), Hoteles, Restaurantes y Catering (HORECA) (7%) e industrial (3%). Por lo tanto, la generación total de UCOs en el país a partir de estas industrias tradicionales, se estimó en 2019 en 225.000 t/año. Para el caso de Bogotá se estimó una generación correspondiente de UCOs en 45.000 t/año, y

se verificó que la mayoría de estos residuos son vertidos a través de sistemas de alcantarillado. Además, se estableció que aproximadamente 11.400 t/año de UCO se recolectan para la producción de biodiésel.

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

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

En la Tabla 6-3 y la Figura 6-2., se presentan escenarios de recolección porcentual de UCO que pueden ser disponible en el país desde el 1 % al 100%.

Tabla 6-3 Escenarios de proyección de potencial disponibilidad de UCOs en Colombia.

Año	Estimación de disponibilidad de UCO en Colombia * (miles t/año)					
	100% ¹⁰	50%	20%	10%	2%	1% r
2021	560	280,0	112,0	56,0	11,2	5,6
2022	582	291,2	116,5	58,2	11,6	5,8
2023	606	302,8	121,1	60,6	12,1	6,1
2024	630	315,0	126,0	63,0	12,6	6,3
2025	655	327,6	131,0	65,5	13,1	6,6
2026	681	340,7	136,3	68,1	13,6	6,8
2027	709	354,3	141,7	70,9	14,2	7,1
2028	737	368,5	147,4	73,7	14,7	7,4
2029	766	383,2	153,3	76,6	15,3	7,7
2030	797	398,5	159,4	79,7	15,9	8,0
2035	924	462,0	184,8	92,4	18,5	9,2
2040	1071	535,6	214,2	107,1	21,4	10,7
2045	1183	591,3	236,5	118,3	23,7	11,8
2050	1243	621,5	248,6	124,3	24,9	12,4

*Escenarios de recolección de volúmenes de aceites usados de cocina disponibles teniendo presente que se puede definir y estructurar un programa de gobierno que promueva estas materias primas para la producción de biocombustibles y favorezca el sector.

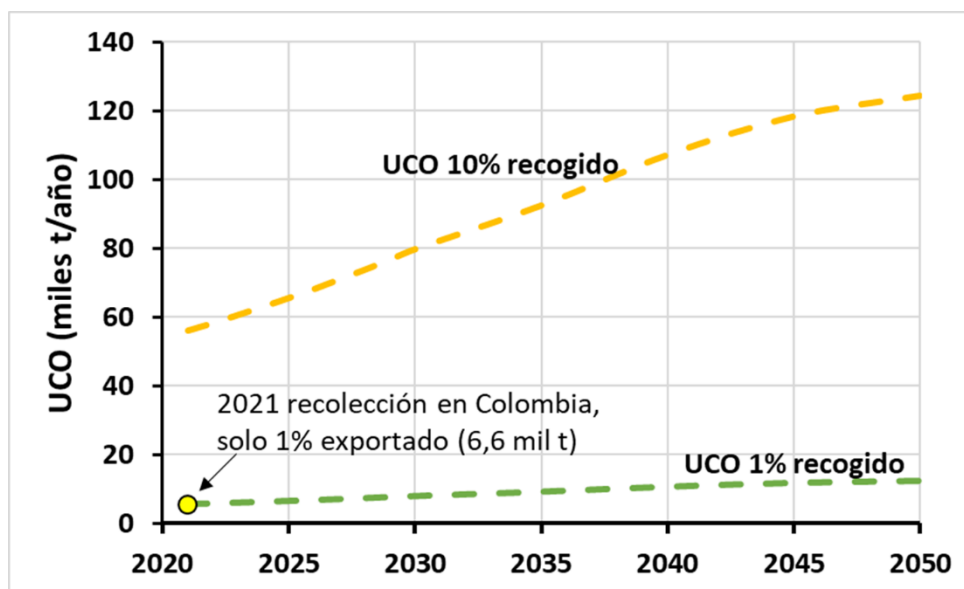


Figura 6-2 Escenarios de proyección de generación de UCOs en Colombia.

¹⁰ Cabe resaltar que este porcentaje de disponibilidad e la BR corresponde al 35% del total del aceite consumido en el país

Al igual que las grasas animales, los resultados de la Tabla 6-3 indican una disponibilidad de UCOs en el país no despreciable que debería ser tomada en cuenta en el sector de biocombustibles como el DR o SAF. Por lo tanto, se sugiere que este sector sea evaluado mediante un **estudio robusto** que permita tener información primaria real de disponibilidad y recolección, orientada como una política pública ambiental y energética urgente que cada vez sea más ambiciosa y que pueda presentar altos indicadores locales, regionales y de nación.

Por el nivel de avance con los biocombustibles 2G que usan estas materias primas en otros países como Estados Unidos, es conveniente para Colombia tenerlo como referente y establecer condiciones técnicas, regulatorias, económicas y ambientales para regular el uso de estas materias primas para la producción de biocombustibles como DR. También se deberá incluir en el estudio el impacto que puede ocasionar a otros sectores que usan estas materias primas en el país aplicaciones como, por ejemplo: alimentación animal, industria cosmética, jabones, exportaciones, de tal manera que se promueva la sana competencia y se garantice la materia prima a futuro.

En la presente consultoría se planteará un escenario supuesto que a 2030 el país tiene una industria que recolecta el 6% (47.820 t/año) del potencial presentado en la Tabla 6-3, a partir de este año aumentará de manera proporcional hasta 10% en 2040 y hasta 20% en 2050.

6.1.4 Potencial disponibilidad y oferta de aceites residuales de industria de palma

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

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

De acuerdo con los planteamientos anteriores sobre la posible oferta futura de aceites y grasas de que se pueden clasificar como de segunda generación, se tendrían los siguientes escenarios posibles de oferta de materias primas (ver Tabla 6-4) para producción de biocombustibles, teniendo presente que sería deseable y necesario soportar un estudio de mercado detallado que permita validar las consideraciones aquí presentadas con estas materias primas. Tal estudio orientado a identificar oportunidades y beneficios sociales, económicos y ambientales para el país.

Tabla 6-4 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 en Colombia.</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 en Colombia.</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 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 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 industria de la palma colombiana.</p>

Aceites y grasas 2G	Posible oferta de aceites y grasas 2G para producir diésel renovable (t/año)				Observaciones y consideraciones
	2025	2030	2040	2050	
Total disponibilida d de aceites y grasas 2G en el país (t/año)	53.439	227.090	655.021	1.215.498	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

6.1.5 Potencial disponibilidad y oferta H₂ de bajas emisiones en Colombia para biocombustibles DR Y BIOJET-FT.

En 2023 la AIE publicó una revisión actualizada sobre la producción global del hidrógeno (International Energy Agency, 2023). En este informe se señaló que actualmente las tecnologías para la producción de hidrógeno emplean mayoritariamente materias primas de procedencia fósil: 62% a partir del reformado de GN sin captura de CO₂, 21% de carbón y 16% a partir de subproductos de refinación. Se presentó también, que en 2022 la producción de H₂ a partir de electricidad y uso de combustibles fósiles con CUAC que tuvieron respectivamente una participación del 0,1 % y 0,6%. Se estimó en este informe que bajo el escenario NZE 2030 una participación importante de la producción de H₂ con electricidad y el uso de tecnologías de CUAC de aproximadamente 5 Mt (aproximadamente el 14%) y 30 Mt (86%) a partir de combustibles fósiles sin captura de CO₂.

En el contexto colombiano, la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia (2020) de MinEnergía (Ministerio de Minas y Energía, 2021), señaló y estimó que desde 2020 hasta 2050 los costos nivelados (LCOE) del hidrógeno azul se mantendrán prácticamente constantes (aproximadamente USD 2,4/kg H₂) debido a que se espera la reducción de costos de las tecnologías de captura de CO₂, la cual se verá compensada con gran probabilidad por el aumento de los precios del gas y del carbón. También se resalta, que el aprovechamiento de las infraestructuras existentes de las industrias minera, petrolífera y gasista podría dar lugar a valores de LCOE azul aún más competitivos.

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

- La descarbonización temprana de determinadas aplicaciones industriales, como el sector de refinación.

- Se puede implementar en todas las regiones de Colombia que cuenten con recursos fósiles, abasteciendo la demanda local y garantizando el suministro de H₂ a largo plazo.
- Es una alternativa de bajas emisiones para la transición progresiva de los sectores mineros y gasistas del país a la vez que se aprovechan las grandes reservas de gas y carbón y el know-how experto de la industria colombiana.
- El H₂ azul servirá de base para iniciar la ampliación de la cadena de valor del H₂ en Colombia hasta el desarrollo competitivo a gran escala del H₂ verde

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

Adicionalmente, en tal documento de Hoja de Ruta se proyectaron metas nacionales de producción de H₂ de bajas emisiones hacia el año 2030 con capacidades a partir de electrolisis que pueden alcanzar entre 1 a 3 GW. En el presente estudio y para el escenario más conservador de 1 GW en H₂ verde se hicieron las siguientes estimaciones para el escenario de Actualización sobre la producción de diésel renovable y biojet por ruta FT bajo el concepto de biorrefinería (ver Tabla 6-5):

Tabla 6-5 Consideraciones para el escenario de Actualización evaluado bajo las proyecciones del PEN 2022-2052

Escenarios		2030	2040	2052
Actualización	Diésel Renovable, %	2,4%	6,5%	13,5%
	H ₂ necesario para DR (t/año)	4.858	14.575	29.149
	Biojet FT, %	12%	20%	23%
	H ₂ necesario para biojet FT (t/año)	420	840	1.259

Los porcentajes de mezclas de los biocombustibles fueron considerados de acuerdo con la potencial disponibilidad futura de las materias primas. Bajo el escenario antes mencionado de capacidad de 1 GW se estima una disponibilidad de 262 826 t H₂/ año, lo cual indica que aún con este escenario bajo de disponibilidad de H₂ verde en 2030, cualquiera de los escenarios de producción anual de diésel renovable y biojet-FT hasta 2052, podrían ser sustentados con esta potencial oferta sin incluir la futura oferta del H₂ de bajas emisiones como el H₂ azul. Lo anterior sin tener en cuenta el crecimiento esperado de esta industria del H₂ en el país después de 2030.

En el caso más extremo se observa en la Tabla 6-5, que a lo sumo bajo la producción más alta de diésel renovable en 2052, se tendría un porcentaje de H₂ de 23 % que se necesitaría sin tener en cuenta el crecimiento esperado de la oferta del H₂ de bajas emisiones y tampoco sin tener en cuenta las posibilidades de producir H₂ internamente la biorrefinería a partir de subproductos, lo cual indica que la futura industria de diésel renovable se proyectaría como un consumidor de H₂ en el país garantizando y fomentando de manera positiva oferta e industria futura de H₂ en el país.

6.2 GENERALIDADES CONCEPTUALES DE LA BIORREFINERÍA DIÉSEL RENOVABLE

Para efectos de la presente consultoría en la biorrefinería de DR se consideraron tres conceptos principales los cuales están interrelacionados entre sí y su combinación produce un enfoque de síntesis de procesos para sistemas de biorrefinería (Moncada et al., 2014) :

- **Concepto jerárquico:** El concepto de jerarquía implica la descomposición jerárquica de elementos relevantes en las biorrefinerías, como materias primas, productos y tecnologías.

En la Figura 6-3 se esquematiza de manera general el orden jerárquico de los elementos más relevantes de una biorrefinería para la producción de diésel renovable empleando en este caso aceites y/o grasas animales de segunda generación.



Figura 6-3 Descomposición jerárquica de la producción de DR.

En el elemento de las materias primas, la jerarquía de la biorrefinería de producción de diésel renovable presenta alta flexibilidad de la materia prima y por lo tanto, la tecnología puede procesar aceites vegetales y grasas animales que están disponibles hoy en día,

aceites y/o grasas vegetales y/o animales de primera, segunda y tercera generación (en desarrollo). En el presente caso se plantea el uso de aceites y grasas 2G y de manera más específica se emplean aceites y/o grasas tales como la *Jatropha Curcas*, los aceites y grasas animales, los aceites usados de cocina y los aceites residuales vegetales (p.e de la industria de la palma tales como el aceite de POME y los ácidos grasos destilados). La otra materia prima empleada en este proceso es el hidrógeno que se puede obtener de diferentes fuentes de manera preferible que sea de bajas emisiones (azul o verde).

En este último caso, la biorrefinería, de acuerdo con las proyecciones de la Hoja de Ruta del hidrógeno en el país apuesta transicionalmente, por el uso de hidrogeno azul y posteriormente se proyectará el uso del hidrógeno verde de acuerdo con la relación costo beneficio que pueda tener la planta de producción de diésel renovable que se construya.

En el elemento tecnológico la biorrefinería de manera general emplea 4 etapas secuenciales que incluyen: *i)* el pretratamiento de los aceites y grasas que se puedan ofertar a la misma en el país; *ii)* Una etapa de desoxigenación del aceite en la cual el aceite, el hidrógeno y un catalizador bajo ciertas condiciones de presión y temperatura básicamente convierten los glicéridos en parafinas lineales ; *iii)* En la siguiente etapa de isomerización las parafinas, de manera controlada en presencia de hidrógeno y un catalizador de acuerdo al tipo de producto principal que se defina producir, será hidrotratadas en mayor o menor medida lo cual tiene un efecto directo en el producto y sus costos de producción. Para el caso de Colombia, se podría tener un biocombustible diésel renovable que tenga propiedades de flujo en frio iguales o ligeramente mejores al biodiésel de palma partiendo de la estacionalidad característica de un país tropical, **lo cual en gran medida favorecerá los costos de producción asociados al proceso general, puesto que se tendrán menos costos de energía, catalizador e hidrógeno;** *iv)* y finalmente la etapa de refinación de los productos de la etapa de isomerización en la que básicamente se separa el producto diésel renovable de las demás corrientes mayoritariamente livianas.

- **Concepto secuencial:** este concepto define una síntesis lógica paso a paso que relaciona caminos tecnológicos con productos.

Se esquematiza en la Figura 6-4 de manera simple el paso a paso de las tecnologías empleadas para la obtención de manera selectiva y mayoritaria el DR en la que también se producirán biopropano, naftas livianas, y otros gases como CO, CO₂, H₂, y agua.

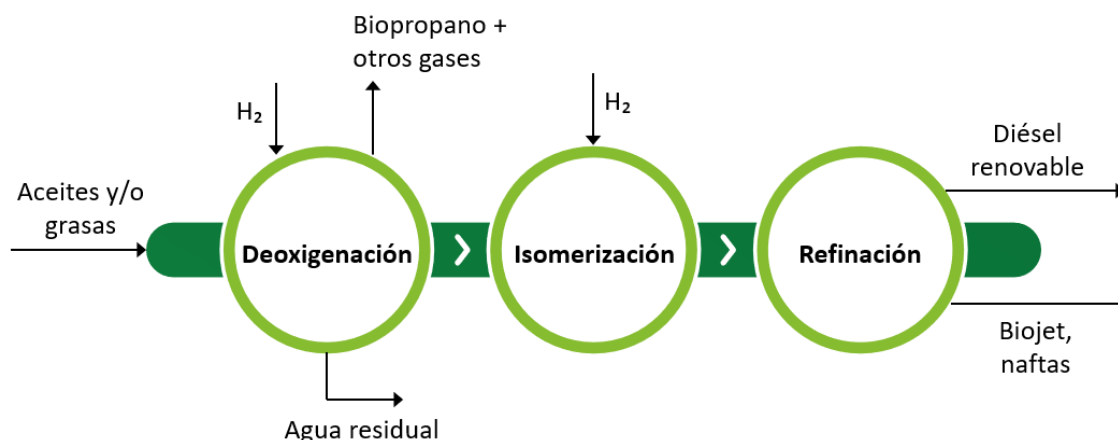


Figura 6-4 Paso a paso de la tecnología de producción de diésel renovable.

Los actuales licenciadores de tecnología adicionalmente a estos tres procesos tecnológicos de desoxigenación, isomerización y refinación también incluyen el pretratamiento de las materias primas. Se emplean catalizadores comerciales o desarrollados por los licenciadores de tecnología en las etapas de desoxigenación e isomerización. Esta última etapa de isomerización para el caso de Colombia podría no incluirse y en su lugar lograr un producto apto con una etapa única de desoxigenación que incluya algún tipo de mejoramiento del producto. Lo anterior bajo la consideración de mejorar la economía del proceso.

- **Concepto de integración:** Este tercer concepto define las posibilidades de integración de materias primas, tecnologías y productos.

En la Figura 6-5 se muestra un diagrama de flujo simplificado integral del proceso de producción de DR a partir de aceites y/o grasas y/o residuos vegetales y/o animales. Este proceso de producción incluye integralmente bajo el concepto de biorrefinería las siguientes secciones:

- **Hidrodeseoxigenación:** El aceite vegetal se desoxigena mediante hidrotratamiento catalítico a presiones elevadas con exceso de hidrógeno alimentado.
- **Hidroisomerización:** El aceite vegetal hidrotratado se isomeriza a necesidad para formar fracciones de manera selectiva y mayoritaria de diésel renovable y otras corrientes de interés como biojet y naftas. Las condiciones de presión, temperatura y catalizador en el reactor de isomerización apuntan a la máxima producción de diésel renovable. Esta etapa de hidroisomerización para el caso particular de nuestro país como ya se dijo se podría omitir u optimizar y en su lugar se puede tener la consideración de hacer algún tipo de mejoramiento en una sola etapa de hidrodeseoxigenación.

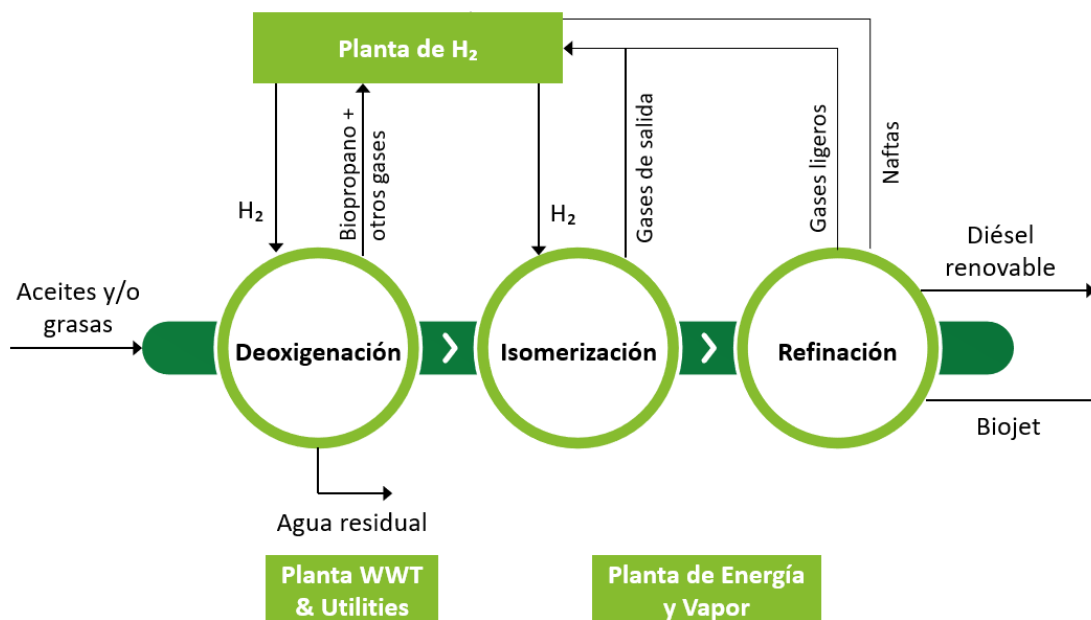


Figura 6-5 Integración del proceso de producción de diésel renovable

- **Refinación:** Los hidrocarburos del reactor de hidroisomerización se fraccionan en una fracción ligera y se mezclan stocks con rango de ebullición de bionaftas, biojet y diésel renovable. Bajo el concepto de biorrefinería una fracción de la nafta puede ser enviada a la sección de reformado para satisfacer la demanda de hidrógeno y energía eléctrica de las plantas de la biorrefinería.
- **Planta de hidrógeno:** El hidrógeno de reposición se produce mediante el reformado con vapor de una fracción del producto de nafta junto con la fracción ligera de la sección de separación. La purificación del hidrógeno, a partir del gas reformado y del gas residual del hidrotratador y del hidroisomerizador, se realiza utilizando dos unidades PSA. Alternativamente el suministro y necesidades de H₂ se pueden sustentar, proyectar y/o complementar a partir de energías renovables bajo diferentes escenarios de aprovechamiento de las naftas resultantes del proceso o la definición de no tener unidad de reformado con vapor o escenarios mixtos.
- **Planta de vapor y energía:** la energía eléctrica se produce en un generador de turbina de vapor (sin excedente). El vapor se genera a partir de diversas fuentes de calor en la planta de proceso.
- **WWT y servicios públicos:** esta sección incluye una planta de tratamiento de aguas residuales (WWT) y un sistema de agua de refrigeración.

El proceso de producción de diésel renovable actualmente es ofertado con varias tecnologías comerciales tales como Bio-Synfining, Ecofining™, HyodoFlex™, NEXBTL, Vegan® que incluyen desarrollos de catalizadores en el campo del procesamiento de aceites vegetales y animales.

La tecnología de hidrotratamiento para la producción de diésel renovable tiene muchos beneficios entre los que se encuentran:

- **El diésel renovable de alta calidad:** la unidad de proceso puede producir un componente de mezcla de diésel totalmente hidrocarbonado de alta calidad, que, como parte de la mezcla, cumple o supera los estándares de diésel más rigurosos en cuanto a rendimiento y estabilidad, como EN590 o ASTM D-975.
- **Operación ajustable:** se pueden ajustar puntos de nube del DR según las necesidades del país que pueden ser muy similares a las del biodiésel de palma de entre +16 y +10 °C según sea necesario, cumpliendo así con especificaciones de puntos de nube de todo el país. Los rendimientos del diésel renovable son una función de los objetivos de puntos de nube
- **Beneficios de la mezcla:** se pueden mejorar y optimizar las características de rendimiento de mezcla diésel/biodiésel.
- **Sostenibilidad:** Según un análisis independiente del ciclo de vida (LCA), las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del diésel renovable son más de un 80% menores que las del diésel de petróleo y ligeramente mayores que las del biodiésel.

6.2.1 Balances generales

En la Tabla 6-6, se presenta una descripción general de los balances de materia del proceso de producción de DR. usados en la plantilla del modelo financiero de esta consultoría (ANEXO 2). La

Tabla 6-7 compara la relación de masa del biocombustible DR del presente estudio con algunos reportes de la literatura que también están orientados a la producción mayoritaria de DR. Los resultados indican similitudes en los valores comparados.

Tabla 6-6 Resumen del balance energético del proceso de producción de diésel renovable

Entradas principales		
Descripciones		Flujo másico (t/año)
Materias primas principales	Aceites o grasas	202.426
	Hidrógeno	5.466
Salidas principales		
Descripciones		Flujo másico (t/año)
Productos principales	Diésel renovable	151.820
	Otros: Biojet, Naftas	14.170
	Biopropano	10.121

Tabla 6-7 Proporciones de masa del diésel renovable en el proceso de hidroprocesamiento de aceites de segunda generación.

Relación	Presente estudio	Referencia 1 (Lin et al., 2021)	Referencia 2 (Wang et al., 2014)
Rendimiento de diésel renovable/aceite de entrada (m/m)	75,0	73,9	74,8

El uso de hidrógeno del proceso de producción de DR, así como su fuente, se muestra en la Tabla 6-6 Se emplean en tal proceso bajo el concepto de biorrefinería gases ligeros de la sección de separación y una fracción del producto de nafta para satisfacer la demanda de hidrógeno del proceso.

6.2.2 Proyecciones de potencial del país según la disponibilidad de BR

En la Figura 6-6, se presenta una estimación del potencial de producción en toneladas de DR, para los años 2030, 2040 y 2050, acorde con las suposiciones y la disponibilidad de materias primas de la Tabla 6-5. Esta información se complementa con un escenario hipotético del potencial de producción de DR al 100% si se tomará el total de BR disponibles actualmente. Para estas estimaciones se asume un factor de conversión de 0,75 Kg de DR/Kg de aceite. En el eje vertical secundario, se presenta el potencial energético en PJ acumulado de las 4 biomásas estudiadas con los escenarios descritos anteriormente.

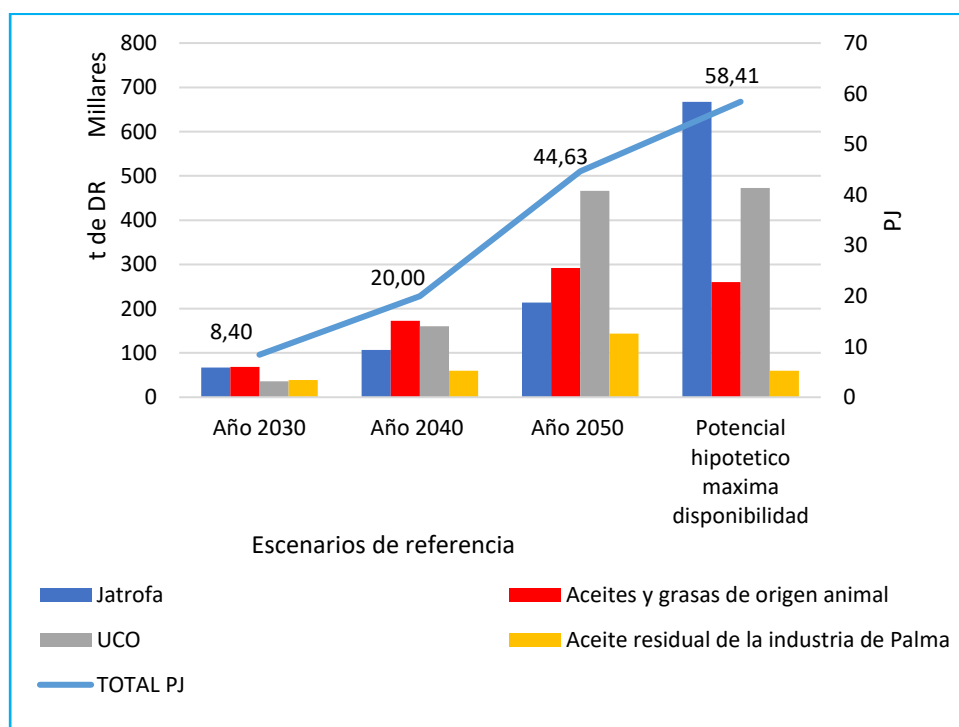


Figura 6-6 Escenarios hipotéticos plantados para proyecciones de producción de DR en el país

De la gráfica anterior, se observa con escenarios conservadores 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; que podrían aportar a la descarbonización del sector transporte; más costo-efectivos que su electrificación, si se habla especialmente el transporte de carga.

Si se compara con aproximadamente 301 PJ de diésel fósil que se consumió en 2022 en Colombia, tenemos que los pronósticos hipotéticos de lo que se podría producir con la disponibilidad de BR para el diésel renovable se podría sustituir del orden del 20% del diésel fósil. Esto considerando los factores de emisión para el diésel fósil del FECOC de 74,2 tCO₂/TJ, se obtiene un potencial de reducción de emisiones hipotético de 4,4 MtCO₂/año

6.3 REQUISITOS CLAVES DE CALIDAD

A continuación, se presentan los parámetros claves de calidad que deben ser tenidos en cuenta de manera especial para este tipo de biocombustibles por los agentes de la cadena de producción, transporte, mezclado y regulación:

- **Número de cetano:** Es un parámetro de calidad diferenciador en el diésel renovable-DR sobre los respectivos combustibles fósiles y el biocombustible biodiésel, puesto que en general los números de cetano del DR son mayores a 70 mientras que los respectivos combustibles fósiles tienen de manera generalizada números de cetano por debajo de 55 y en muchos casos para cumplir con los requerimientos de calidad requieren aditivos mejoradores de este parámetro. Por su parte el biodiésel obtenido a partir de los aceites más conocidos tiene en general números de cetano entre 37 y 62 (Yisel Sánchez-Borroto, 2012). Lo anterior hace de este parámetro una ventaja competitiva del diésel renovable sobre el fósil y el biodiésel, teniendo presente que es deseable un mayor número de cetano en el combustible para ser usado en motores de combustión interna, puesto que es una de las propiedades más importantes para evaluar la calidad del proceso de combustión de un combustible tipo diésel.
- **Lubricidad:** Esta es una propiedad que en general el diésel renovable requiere ser mejorada bien sea con aditivos comerciales mejoradores de lubricidad o mediante el uso de mezclas con el biodiésel el cual si tiene excelentes propiedades de lubricidad.
- **Contenido de biodiésel:** La presencia de biodiésel en mezclas con el diésel renovable plantea escenarios futuros deseables de uso y remplazo 100 % del diésel fósil. En este caso se aprovecharían propiedades de ambos biocombustibles para tener una mezcla ideal para ser usada en motores de combustión interna. Una alternativa también puede ser el uso de mezclas de diésel fósil con diésel renovable y biodiésel aprovechando la disponibilidad de los biocombustibles en el mercado y las propiedades que los favorecen a cada uno.
- **Aromáticos y azufre:** El diésel renovable al tener muy bajos contenidos de aromáticos y azufre desde su proceso productivo y fuente hacen de estas propiedades en este biocombustible una ventaja competitiva con respecto al diésel fósil.
- **Contenido de agua:** De manera comparativa con el biodiésel, el diésel renovable tiene la ventaja competitiva de tener menos afinidad con el agua, lo cual es un problema que todo combustible pueda llegar a tener de acuerdo con las condiciones de producción almacenamiento y condiciones climáticas (humedad, temperatura, m.s.n.m.).

6.4 IDENTIFICACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS

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

Tabla 6-8 Ventajas y desventajas del uso de DR

BC2G	VENTAJAS	DESVENTAJAS
DIÉSEL RENOVABLE	<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. *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 simultaneo con la del hidrogeno verde y de bajas emisiones 	<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 biodiésel de palma en el país lo cual no es deseable para los intereses del país puesto que: <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.

6.5 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DESARROLLO DE DIÉSEL RENOVABLE Y ANÁLISIS COSTO BENEFICIO.

La estimación de los escenarios de demanda del diésel renovable resulta de la revisión y análisis realizado sobre los resultados obtenidos en el Plan Energético Nacional 2022-2052, en la cual se presentan cuatro escenarios de consumo final de cada uno de los energéticos que hacen parte de la matriz energética.

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

Una vez seleccionados los escenarios donde el diésel renovable tiene cabida, se construyó un escenario de sustitución para el diésel fósil, como un porcentaje sobre la proyección de consumo esperada para el escenario seleccionado. Este porcentaje se definió con base en la experiencia del grupo consultor, la potencia disponibilidad de materias primas planteada antes, el análisis de casos similares, las bondades y restricciones técnicas y las proyecciones de las políticas energéticas y ambientales del país a 2052.

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

6.5.1 POTENCIAL DE INCLUSIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA.

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.

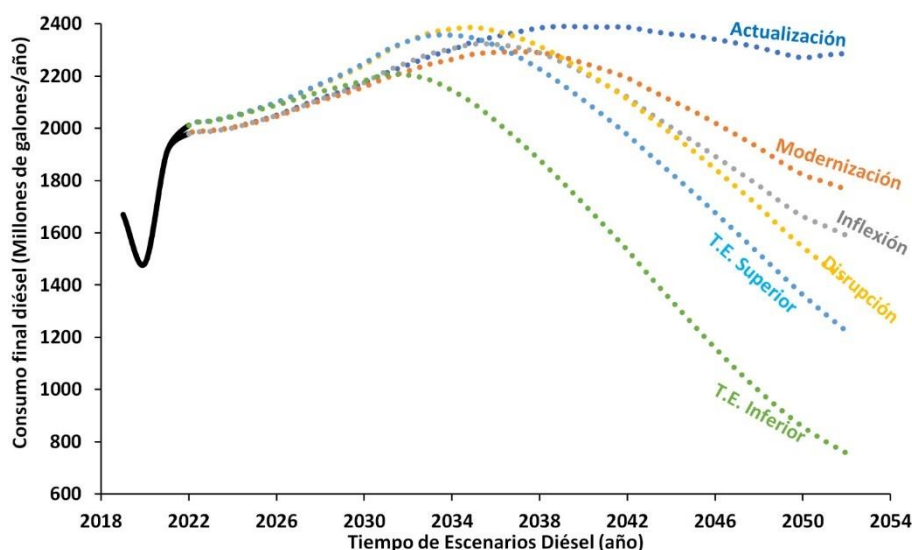


Figura 6-7 Escenario de diésel

Fuente: elaboración propia a partir de PEN 2022 - 2052

De acuerdo con la información presentada en la Figura 6-7 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 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 I DR 2G, cuyas plantas se proyectan con un horizonte de 20 a 30 años de financiación.

Lo anterior desmotiva a las inversiones en este tipo de proyectos por la incertidumbre que se generaría en garantizar un consumo ascendente o estable del producto principal 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 6-7. 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 que sea incluido el DR 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 biocombustibles 1G y 2G. Este incremento en la producción de biocombustibles no se plantea en ninguno de los escenarios presentados en las proyecciones de la

Figura 6-7, los prometedores resultados del presente estudio, sugieren considerar la inclusión de los biocombustibles en los escenarios propuestos para la planeación energética nacional, con expectativas promisorias para las estrategias futuras de diversificar la canasta energética 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 tecnológica baja pues alcanza TRLs 9-10, en calidad de tecnología comercial y de alta producción a nivel internacional, como se presentó en el producto 2; hasta el punto de que su producción y consumo en Estados Unidos sobrepasa la del biocombustible 1G. 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 costo-efectiva del uso de combustible fósil, sustituyéndolo por combustibles de bajas emisiones como alternativa complementaria a la electrificación.

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

Adicionalmente teniendo presente la disponibilidad potencial de materias primas aceites/grasas que se identificó previamente para la producción de DR 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 del aprovechamiento de materias primas:

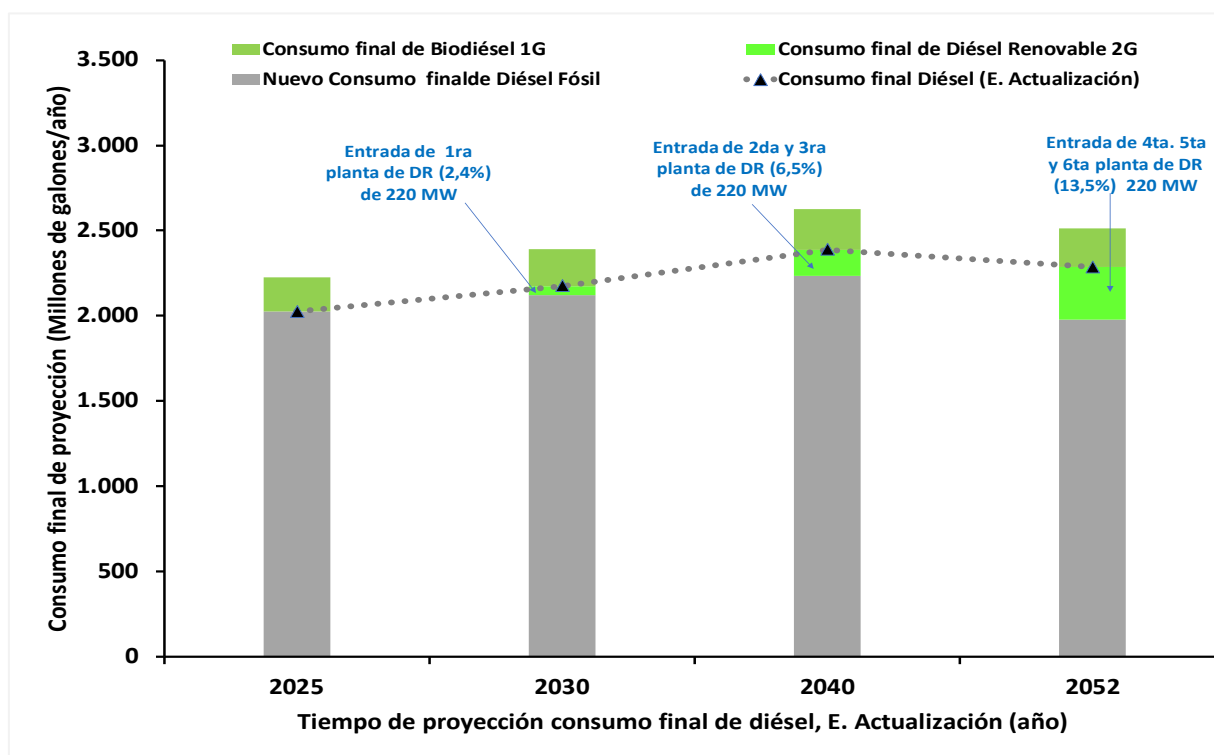


Figura 6-8 Potencial escenario de sensibilidad para la incorporación del DR.

Como ya se había planteado, con escenarios conservadores de potencial disponibilidad de aceites/grasas, 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 biodiésel 1G con una mezcla estable de 10% todo el periodo de evaluación. Respecto a este último biocombustible biodiésel 1G, se justificó previamente que bajo ciertas condiciones el biodiésel 1G 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.

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.

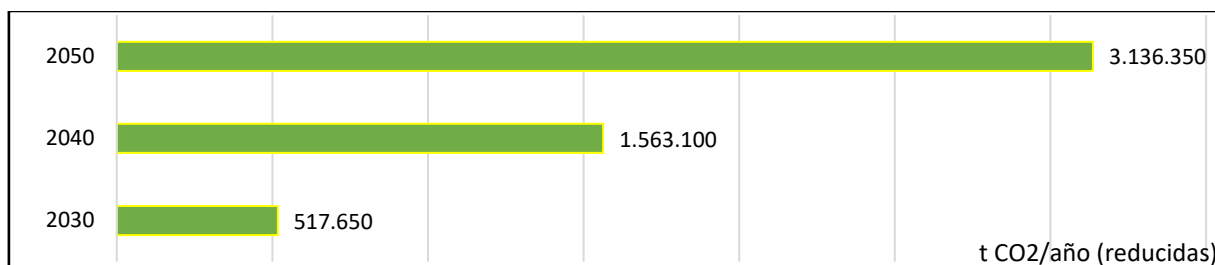


Figura 6-9 Potencial reducción de emisiones según los escenarios de sensibilidad para la incorporación del DR.

6.5.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DESDE LA PREFACTIBILIDAD

El modelo de evaluación económica de prefactibilidad se describió en la metodología y será entregado como ANEXO 2.

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

Tabla 6-9 Precios de referencia diésel renovable

Precios de referencia	Valor	Referencia
Colombia	\$16.349/gal	(Fedebiocombustibles, 2023)
Estados Unidos	\$17.681/gal	(Energy U:S., 2023)
Brasil	\$18.643/gal	(Global PetrolPrices.com, 2023)

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 para ese mes a USD 4,14/gal (USD 115/MWh) y bajo la consideración que el diésel renovable entraría en el mismo mercado del biodiésel y

cumpliría en esencia el mismo papel en términos de sustituir una fracción del uso del diésel fósil en el país. Tal precio de ingreso al productor se definió como el precio de venta del DR en el presente estudio.

Se llevó a cabo también el cálculo del precio mínimo de venta (MSP) el cual se halló llevando el VPN a cero garantizando el retorno de la inversión. Es decir, es el precio mínimo al cual se puede vender el producto, generando un punto de equilibrio respecto a los costos de producción e inversión de capital. De acuerdo con la estimación de costos de producción del DR en el presente análisis financiero, se calculó un mínimo precio de venta de USD 3,63/gal (USD 100/MWh), cuyo resultado fue menor al precio de venta definido para el modelo; estos resultados sugieren un buen punto de referencia para todos los agentes de la cadena de combustibles líquidos en el país, en términos del planteamiento de escenarios de producción futuros viables, bajo las diferentes consideraciones del análisis financiero aquí presentadas. Un ligero mayor precio del DR comparado con el actual biodiésel en el país podría ser razonable, y que sea parte de un incentivo fiscal; el argumento para tal incentivo partiría de que el país requiere la promoción de nuevos biocombustibles comerciales en el país como el DR, el cual tiene justificaciones técnicas, económicas y ambientales. Lo anterior puede ser parte de un análisis amplio de sensibilidad y de la promoción que requieren tanto el biodiésel como el DR en el país.

Respecto a los costos de producción anuales, estos se estimaron usando una metodología que permite comparar los costos de combustibles convencionales con los costos de biocombustibles propuesta por *Festel* (Festel, 2014) que define los costos totales de producción como suma del precio de materias primas y sus costos de conversión. Tales costos de conversión definidos como la suma anualizada de los costos de operación y la depreciación, que también fue publicado por el mismo autor en otra referencia. También se calculan los costos de producción siguiendo metodologías utilizadas para el LCOE, utilizadas en el sector eléctrico, arrojando resultados similares y permite también estimar 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 Figura 6-10, y se amplía en el ANEXO2: en donde, las barras corresponden a los rangos de costos de producción reportados en la literatura (Australian Renewable Energy Agency - ARENA, 2021) y de manera comparativa del diésel renovable (verde), biodiésel y diésel fósil (gris). 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 (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 6-10 en la 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 su futura producción y comercialización, de tal forma que sea un complemento a la industria del biodiésel para cumplir con las metas ambientales comprometidas por el país a 2030 en términos de la reducción del uso de combustibles fósiles, asociado a menores emisiones de CO₂ equivalentes.

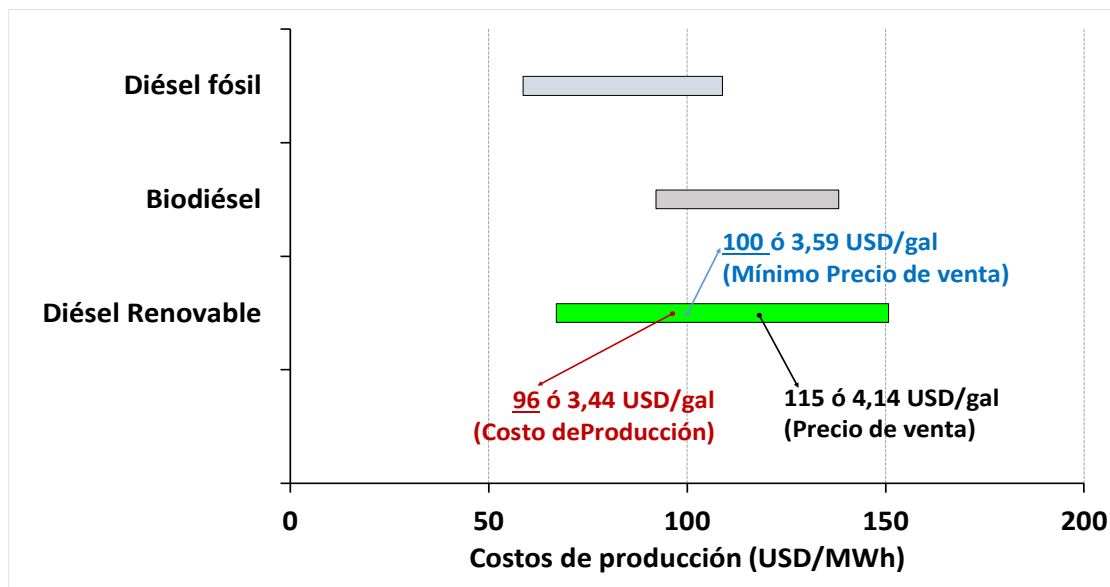


Figura 6-10 Rangos de producción de diésel renovable comparado con el biodiésel y el diésel fósil.

Para este caso, los costos de producción diésel renovable son del orden del 3,44 USD/gal, comparado con el precio de venta de referencia de 4,14 USD/gal muestra un margen de comercialización al productor del orden 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 establece que es un proyecto viable financieramente.

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

Tabla 6-10 Datos de entrada

Dato 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

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

Tabla 6-11 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%	
Retorno de la inversión (años)	6	

Los resultados indican 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.

Como se presenta en la Figura 6-11, el proyecto es muy sensible a la disminución de ingresos, dado que, si se presenta una disminución mayor a aproximadamente el 13% no se logra el retorno de la inversión, lo que indica que existe una alta sensibilidad a las tarifas de venta del producto principal, como el mayor aportante a los ingresos, y que por lo tanto garantizar tarifas y ventas constantes es un factor importante en el negocio; esta misma reducción afectan negativamente el retorno de la inversión del proyecto que puede alcanzar valores cercano a 30 años solo con una disminución aproximada del 13% de los ingresos (Figura 6-11). Se observa menor sensibilidad a aumentos del CapEx.

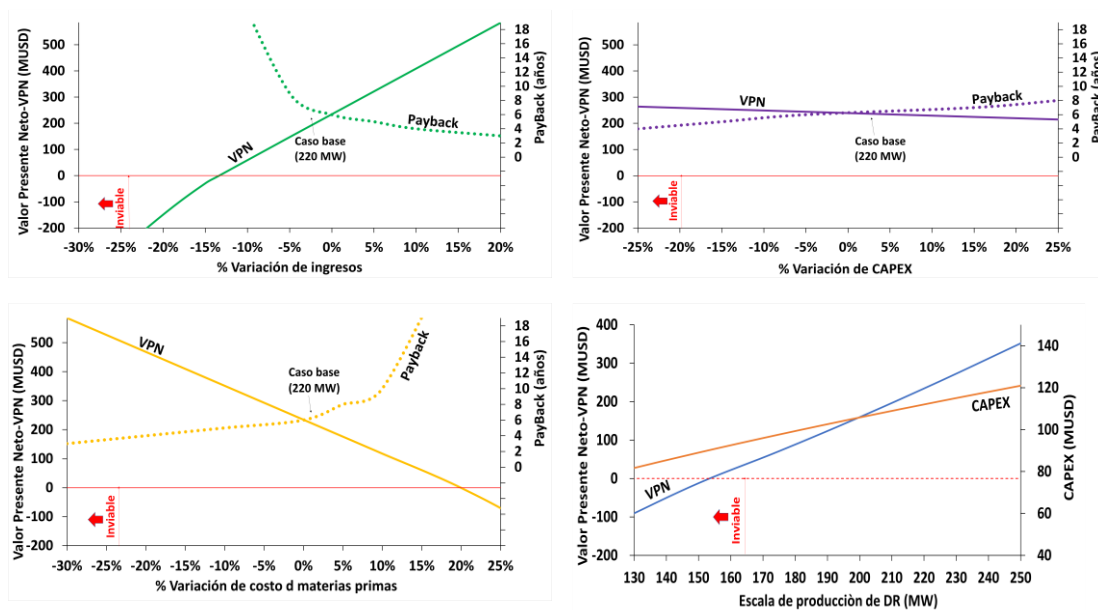


Figura 6-11 Variación de los ingresos, costos de materia prima y CAPEX respecto al VPN, el tiempo de recuperación de la inversión (retorno de la inversión) y la escala de la biorrefinería de DR.

De otro lado, como se muestra en la misma Figura 6-11, contar con contratos de compra a largo plazo que garanticen precios y cantidades daría estabilidad al negocio. De otro lado, disminuciones de los costos de la materia prima del orden de mismo 10% mejoran el retorno de la inversión 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 6-11 se presenta el impacto de la escala y el VPN.

De acuerdo con los resultados presentados en la Figura 6-11 se evidenció que a mayor escala de producción el VPN y el CAPEX son mayores, resaltando una variación en el VPN 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 como se presenta en el ANEXO 2.

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.

7 BIOCOMBUSTIBLE DE AVIACIÓN: BIOJET - FT

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

De acuerdo con el Instituto de Energía, el “biojet” es un término de marketing más que una definición técnica (Energy Institute , 2022). Este es un biocombustible de aviación que se produce en una biorrefinería y es normalmente denominado como SAF (*Sustainable Aviation Fuel, por sus siglas en inglés*); sin embargo, su definición específica de sostenibilidad está asociada a algunas certificaciones que debe cumplir a través de mecanismos aprobados de acuerdo con un conjunto de criterios determinados por la ICAO (*International Civil Aviation Organization*) y de esta manera ser un biocombustible elegible por CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*). Bajo el cumplimiento de tales requerimientos el biocombustible siempre será denominado como SAF.

Si bien, un biocombustible de aviación de segunda o tercera generación debería cumplir con tales certificaciones, se hace necesario la evaluación por parte de entidades certificadoras, tales como: ISCC (*International Sustainability and Carbon Certification*) y RSB (*Roundtable on Sustainable Biomaterials*). En tal sentido y para efectos de la terminología usada en el presente estudio se define usar el término biojet para hacer referencia al biocombustible de aviación, al no incluir evaluaciones de certificaciones de sostenibilidad.

Como ya se señaló anteriormente, en el presente estudio, fue priorizado el biocombustible de aviación obtenido mediante ruta Fischer-Tropsch-FT, el cual corresponde técnicamente al biocombustible con las especificaciones de calidad señaladas en el Anexo 1 ASTM D7566. Para producir este tipo de biocombustible primero se produce y se ajusta una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono (syngas), por ejemplo, a partir de biomasa lignocelulósicas, empleando reacciones de gasificación, pirolisis o también a partir de H₂ verde + CO₂ de emisiones industriales (ruta Power to Liquid); en esta última el CO₂ es transformado a CO. Posteriormente, se llevan a etapas hidrotratamiento y mejoramiento catalítico.

De esta manera, en el presente estudio se define utilizar el acrónimo Biojet-FT para hacer referencia al biocombustible de aviación obtenido por la ruta Fischer-Tropsch-FT. Al respecto se presenta el siguiente argumento que conlleva a tal definición: El término SAF debería ser usado solo cuando en su contexto se incluya y se pueda probar la certificación como combustible sostenible de aviación bajo los requerimientos establecidos por CORSIA. Para hacer referencia al biocombustible de aviación sobre cualquier otro aspecto que no incluya la

sostenibilidad con verificación de CORSIA (por ejemplo, producción, calidad, tecnologías etc.) se sugiere utilizar otro término diferente a SAF a cualquiera de los 8 productos avalados en la norma ASTM D7566-23b y a los cuales no se ha evaluado y verificado el cumplimiento de los requerimientos de CORSIA. Ver Tabla 7-1 con posibles acrónimos recomendados en el presente estudio.

Tabla 7-1 Definiciones de términos para nombrar los biocombustibles de aviación.

Anexos ASTM D7566:	Acrónimo usado en ASTM D7566 (sin evaluación de CORSIA)	Acrónimo 1* (sin evaluación de CORSIA)	Posibles Acrónimos**	
			Acrónimo 2 (sin evaluación de CORSIA)	Acrónimo 3 *** (Con evaluación y cumplimiento de CORSIA)
Anexo 1	FT-SPK	Biojet-FT	SBC-FT	SAF-FT
Anexo 2	HEFA-SPK	Biojet-HEFA	SBC-HEFA	SAF-HEFA
Anexo 3	SIP	Biojet-SIP	SB-SIP	SAF-SIP
Anexo 4	SPK/A	Biojet-SPK/A	SBC - SPK/A	SAF - SPK/A
Anexo 5	ATJ-SPK	Biojet-ATJ	SBC-ATJ	SAF-ATJ
Anexo 6	CHJ	Biojet -CHJ	SBC -CHJ	SAF -CHJ
Anexo 7	HC-HEFA SPK	Biojet-(HC-HEFA)	SBC-(HC-HEFA)	SAF-(HC-HEFA)
Anexo 8	ATJ-SKA	Biojet-(ATJ-SKA)	SBC-(ATJ-SKA)	SAF-(ATJ-SKA)

*Terminología adaptada y usada en el presente estudio (Ejemplo, Biojet-FT es el biocombustible de aviación producido por la ruta Fischer-Tropsch).

**Significado de acrónimos: FT: Fischer-Tropsch; HEFA: Hydroprocessed Esters and Fatty Acids; SIP: Synthesized Iso-Paraffins; SPK/A: Synthesized Paraffinic Kerosene plus Aromatics ; ATJ: Alcohol to Jet; CHJ: Catalytic Hydrothermolysis Jet; HC-HEFA: Hydroprocessed Hydrocarbons, Esters And Fatty Acids; SPK: Synthesized Paraffinic Kerosene; SKA: synthetic paraffinic kerosene with aromatics; SBC: Synthetic Blend Component; Biojet: Biocombustible de aviación; SAF: Sustainable Aviation Fuel.

***También puede ser simplemente SAF y el contexto permitirá de manera indirecta que ruta pudo haberse llevado a cabo.

7.1 EVALUACIÓN DE MATERIAS PRIMAS

De acuerdo con el análisis realizado en Producto 2 se tiene una producción de biomasa residual lignocelulósicas (BRL) con un potencial técnico energético cercano a los 300 PJ /año que se presenta en la Figura 5-2 Disponibilidad potencial energético de BR lignocelulósicas. Para mejorar el balance financiero de este biocombustible es deseable que las plantas de producción estén lo más cercanas posibles a los aeropuertos y/o a las refinerías donde se realice la mezcla con el combustible fósil. Por lo tanto, se requiere llevar a cabo un estudio detallado que permita identificar el impacto del transporte de la materia prima desde diferentes lugares en el país hasta un punto de producción del biocombustible, con criterios técnicos y ambientales.

En el producto 2 se estimó, la disponibilidad en t/año de BRL y se identificaron los departamentos con mayor potencial de aprovechamiento para la producción de biocombustibles: 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

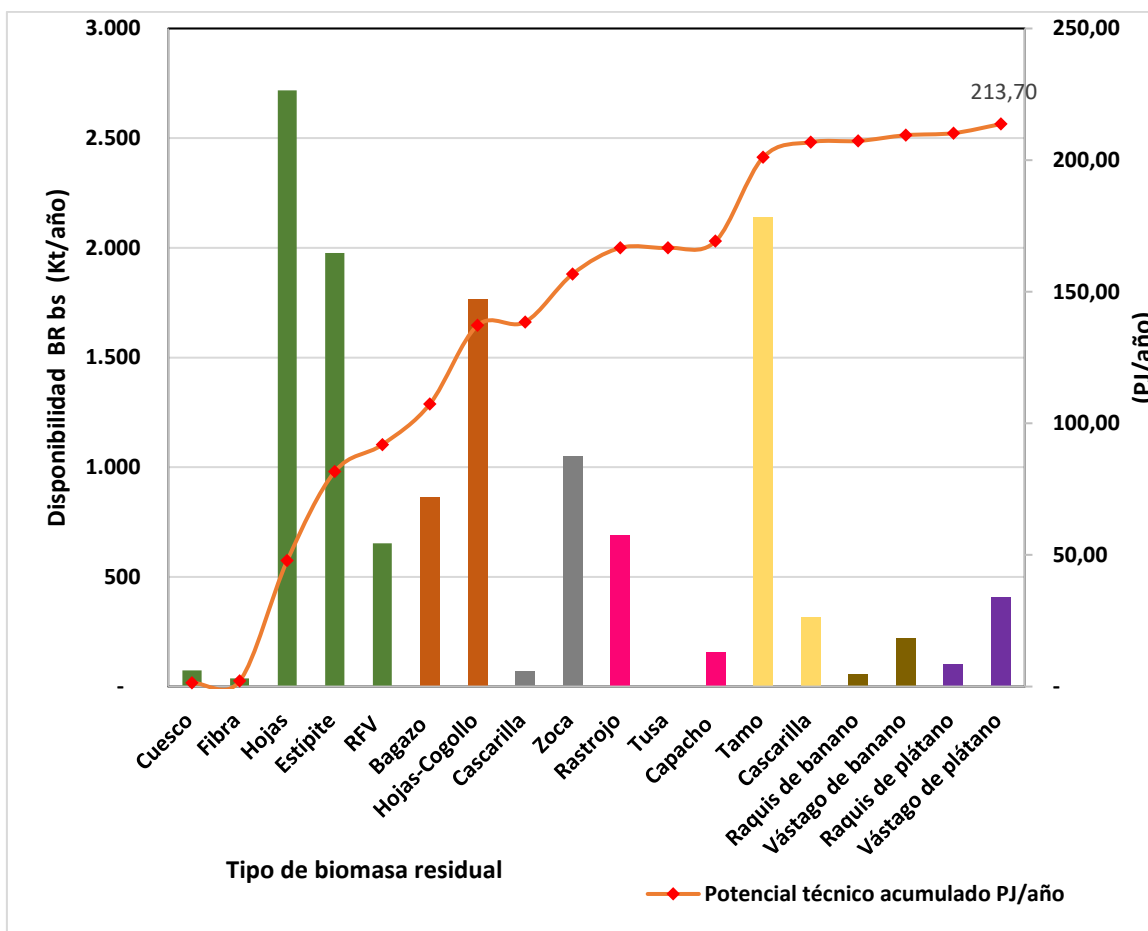


Figura 7-1 Disponibilidad de BRL en base seca para la producción de biojet-FT.

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 Figura 7-1 , se evidencia que el cultivo de la Palma presenta la mayor disponibilidad, aprovechando BR como la hoja de palma, el estípites y el RFV; seguido del tamo de arroz, BR que se encuentran en los llanos orientales principalmente.

Como alternativa de aprovechamiento de esta BR; como ya se ha dicho se debe hacer un estudio real de disponibilidad de estas materias primas que involucre los sectores potenciales **para establecer en qué condiciones técnico-económicas se puede disponer de estas materias primas para la producción de biocombustibles, incluyendo la logística y precio de compra a los proveedores.** Lo anterior en el marco de los alcances de la consolidación de una hoja de ruta para el país en términos de los biocombustibles de aviación.

Se Identifica que un tamaño de planta de producción de biojet-FT de 190 MW presenta indicadores financieros positivos de acuerdo con el modelo de cálculo presentado en el estudio. Por tanto, se presenta a continuación un análisis de proyecciones para producir biocombustibles de aviación mediante ruta FT partiendo de las BRL del sector agroindustrial del aceite de Palma, considerando las proyecciones de crecimiento y disponibilidad de las BR.

Tabla 7-2 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 escenario de sensibilidad	0	1.014.092	1.964.804	2.928.192	<p>Se logra aprovechar el 40%, 45% y 55% respectivamente en los años 2030, 2040 y 2050 de la potencial disponibilidad; lo anterior solamente de la biomasa lignocelulósica potencial de la industria de la palma en los departamentos antes señalados.</p>

7.2 BIORREFINERÍA BIOCOMBUSTIBLE DE AVIACIÓN: ASPECTOS CONCEPTUALES

En esta sección se presenta una descripción general del proceso de producción de un biocombustible de aviación a partir de BRL con alto potencial de disponibilidad en el país.

- **Concepto jerárquico biojet-FT**

Se presenta en la Figura 7-2 el orden jerárquico general de la producción de biojet por la ruta Fisher Tropst a partir de biomasa lignocelulósicas disponibles en Colombia.



Figura 7-2 Descomposición jerárquica de la producción de biojet-FT.

En el elemento de las materias primas se busca potenciar el uso de biomasas residuales que tienen alta disponibilidad en el país. Este proceso al igual que el de producción de diésel renovable, también emplea como materia prima hidrogeno el cual tiene las mismas consideraciones de disponibilidad mencionadas antes. Este proceso de producción de biojet-FT es menos demandante de hidrógeno comparado con el de producción de diésel renovable.

El elemento tecnológico contiene de manera separada la inclusión de tecnologías para el pretratamiento de las materias primas, la tecnología de gasificación, la tecnología de transformación del gas de síntesis a hidrocarburos (reacción Fischer Tropsch), etapa de hidroproceso para el mejoramiento de los productos de reacción de la etapa previa FT, y finalmente una etapa de refinación que separe de manera adecuada el biocombustible de aviación de tal forma que cumpla con las exigentes especificaciones de calidad.

- **Concepto secuencial biojet-FT**

Se esquematiza en la Figura 7-3 de manera simple el paso a paso de las tecnologías empleadas para la obtención del biocombustible de aviación en la que también se producirán naftas livianas, y otros gases como CO₂, H₂, y agua.

En el paso a paso señalado en la Figura 7-3 específicamente en la planta de gasificación se incluye una unidad de pretratamiento de las materias primas donde debe ser ajusta la humedad necesaria y se reduce de tamaño la misma para llegar al sistema propio de gasificación en el cual se produce un syngas (CO + H₂) que será llevados a una etapa de limpieza antes de ser usados en la etapa de producción FT. Posteriormente de la planta FT, el syngas es transformado a hidrocarburos bajo condiciones de proceso que se favorezca la producción del

rango de componentes para el biocombustible de aviación. Luego estos productos son llevados a una etapa de mejoramiento mediante procesos de hidrotratamiento donde se mejoran las propiedades del producto principal para finalmente ser llevados a una etapa de refinación en donde se separa el biojet-FT.

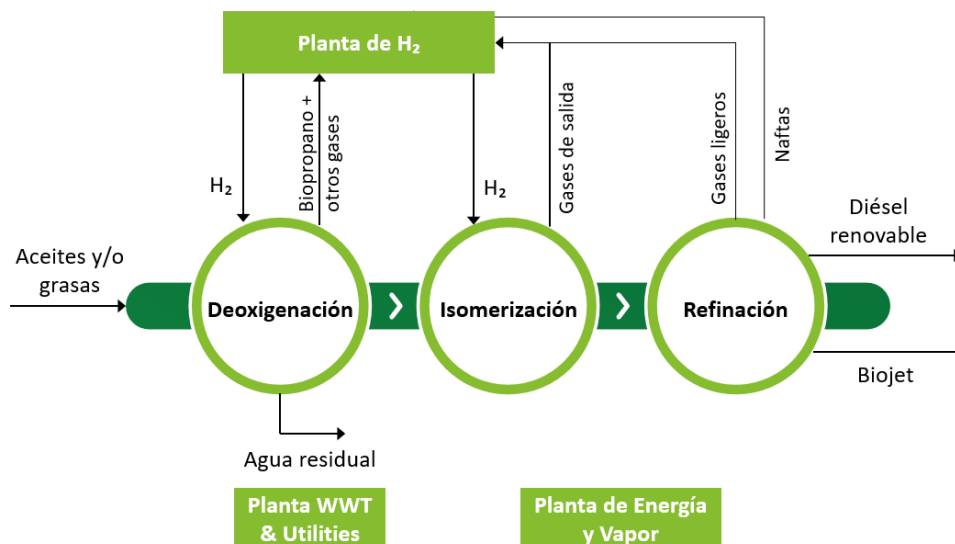


Figura 7-3 Paso a paso de la tecnología de producción de biojet-FT

- **Concepto de integración biojet-FT**

En la Figura 7-4 se muestra un diagrama de flujo de bloques simplificado integral del proceso de producción de biojet-FT a partir de biomasa lignocelulósica que pueden estar disponibles en el país. Este proceso de producción incluye integralmente bajo el concepto de biorrefinería las siguientes secciones:

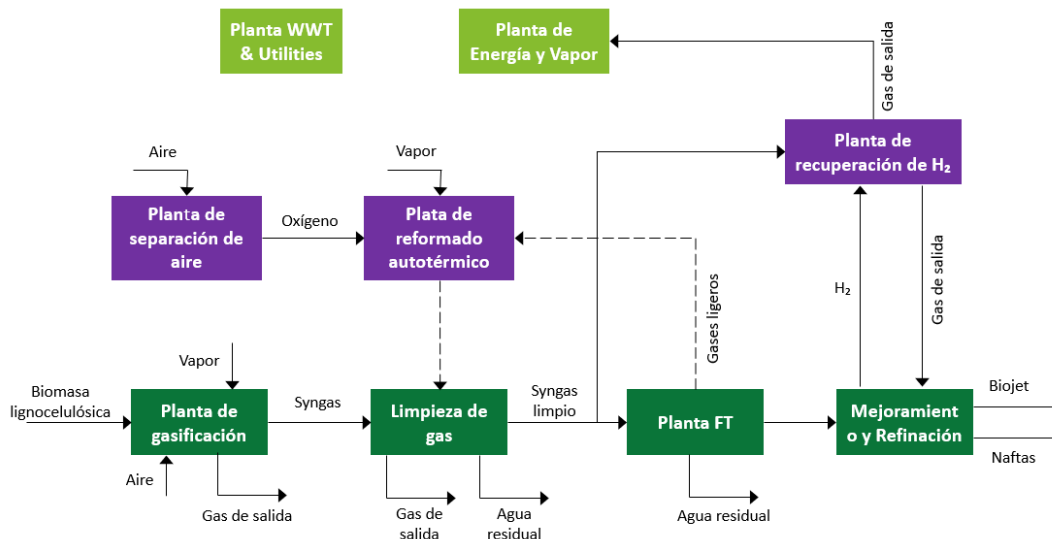


Figura 7-4 Integración del proceso de producción de biojet-FT

El proceso integral incluye las siguientes secciones:

- ✓ **Planta de gasificación:** La biomasa lignocelulósica, junto con el vapor, se convierte en gas de síntesis en un gasificador de lecho fluidizado. El gas de síntesis producto se comprime y luego es llevado a la siguiente etapa de proceso.
- ✓ **Limpieza de gases:** El gas de síntesis procedente de la planta de gasificación y del reformador autotérmico se envía a la sección de limpieza de gases. El gas de síntesis se limpia en una unidad comercial de limpieza con solvente como Rectisol, eliminando la mayor parte del CO₂.
- ✓ **Planta FT:** Una fracción del gas de síntesis se dirige a la planta de recuperación de hidrógeno, antes de que se realice la compresión final del gas de síntesis. En un reactor LTFT, el gas de síntesis se convierte en fracciones de combustible. Primero se separan las fracciones gaseosas y líquidas, seguido de la eliminación de la fase acuosa de los hidrocarburos líquidos.
- ✓ **Unidad de separación de aire:** Una unidad de separación de aire proporciona oxígeno purificado a la unidad de reformado autotérmico (unidad ATR).
- ✓ **Reformador autotérmico:** la fracción de gas de la planta FT (que consta de hidrocarburos ligeros y gas de síntesis no convertido) se reforma en un ATR con oxígeno y vapor y luego se recicla a la sección de limpieza de gas.
- ✓ **Mejora y separación:** La fracción de hidrocarburos líquidos de la planta FT se mejora en una unidad de hidrocrackeo que crackea e isomeriza los líquidos FT. El hidrógeno se alimenta conjuntamente al hidrocrackeador para permitir su mejora. Se realiza el fraccionamiento de los líquidos mejorados en hidrocarburos pesados, hidrocarburos ligeros, productos de nafta y productos del biocombustible para aviones. La fracción pesada se recicla al hidrocrackeador, mientras que la fracción ligera se envía a la planta de vapor y energía.
- ✓ **Planta de recuperación de hidrógeno:** El hidrógeno se recupera del gas de escape del hidrocrackeador y una fracción del gas de síntesis de la planta FT en dos unidades PSA sucesivas.
- ✓ **Planta de vapor y energía:** el excedente de energía eléctrica se produce en un generador de turbina de vapor. El vapor se genera principalmente a partir del enfriamiento de las corrientes de gasificación y de producto del reactor FT y de la combustión del gas de salida de la sección de mejora, el gas de salida de PSA y una corriente de purga del gas de reciclaje a la sección ATR.
- ✓ **WWT y servicios públicos:** esta sección incluye una planta WWT y un sistema de agua de refrigeración.
- **Generalidades de balances de masa y relaciones de rendimiento**
El balance de masa del proceso descrito se presenta en la Tabla 7-3,

Tabla 7-3 Resumen del balance del proceso de producción de biojet-FT

Entradas principales			
Descripciones			Flujo másico (kg/h)
Materias primas principales	Biomasa lignocelulósica residual		181.199
	Hidrógeno		580
Salidas principales			
Descripciones			Flujo másico (kg/h)
Productos principales	Biojet		25.368
	Otros hidrocarburos: Diésel renovable+ Naftas		5.556

La Tabla 7-4 compara la relación de masa de combustible del proceso general y las condiciones del gasificador del proceso de producción del biojet-FT con algunos reportes de la literatura. Esta tabla muestra que las diferencias en las relaciones de masa de combustible están fuertemente influenciadas por las condiciones del gasificador empleadas en los diversos estudios.

Según (Higman & Van der Burgt, 2008) el uso de oxígeno como medio de gasificación puede aumentar la eficiencia de conversión, mientras que (Swanson et al., 2010) encontraron que se lograban mayores eficiencias de conversión a temperaturas más altas.

Tabla 7-4 Relaciones de masa y condiciones del gasificador de procesos de producción del biojet-FT

Descripciones	Presente estudio	Referencia 2 (Yamashita & Barreto, 2004)	Referencia 3 (Swanson et al., 2010)	
			Escenario 1	Escenario 2
Relación combustible producido/biomasa alimentada	0,14	0,14	0,15	0,19
Presión (bar)	Atm	Atm.	27,6	26,6
Agente gasificante	Aire	Aire	Oxígeno	Oxígeno
Temperatura (°C)	900	--	870	1300

Los principales contribuyentes a la carga del agua de refrigeración (y, por tanto, a la pérdida de agua de refrigeración) son la turbina de condensación y la sección de refrigeración del gas de síntesis.

7.3 REQUISITOS DE CALIDAD

Revisión de requisitos de calidad que deben cumplir este tipo de biocombustibles, describiendo los parámetros fisicoquímicos y los métodos de ensayo bajo la normatividad de los estándares internacionales.

- **Acidez:** comparado con el combustible fósil Jet que tiene un límite de acidez de 0,1 mg de KOH/g, el biocombustible de aviación por la ruta FT tiene un requerimiento de mayor exigencia de 0,015 mg de KOH/g. Se deberá hacer seguimiento de los límites de este parámetro tanto en ambos combustibles teniendo presente que el límite de los

combustibles independientes se puede cumplir, pero los de las respectivas mezclas se pueden presentar problemas de cumplimiento.

- **Aromáticos:** Se deberá prestar especial atención a este parámetro en los procesos de producción teniendo presente que bajo ciertas condiciones de proceso en la producción de los respectivos biocombustibles de aviación se pueden presentar la formación de componentes aromáticos lo cual puede generar problemas en el cumplimiento del límite máximo de 0,5 % masa y de igual manera en el momento de hacer la mezcla con el combustible fósil Jet o con otros componentes sintéticos de origen no renovable que cumplan con la normativa.
- **Composición de parafinas:** Es un parámetro que puede ser crítico de manera indirecta para lograr temperaturas de congelación por debajo de -40 °C cuando se tienen altos contenidos de parafinas lineales. Este parámetro se deberá controlar muy bien en los procesos de producción y refinación del biocombustible de aviación.
- **Contenido de humedad:** Es un parámetro crítico que se controla en desde los procesos de producción y refinación del biocombustible de aviación lo mismo que en el transporte y distribución. Para mantener este parámetro debajo de los exigentes límites menor a 75 ppm es necesario garantizar una cadena de distribución con una robusta configuración de filtración coalescente.
- **Temperatura de congelación:** El exigente límite de mínimo -40 °C de temperatura de congelación para estos biocombustibles de aviación hacen de este un verdadero reto tecnológico que garantice en la producción de este, estas temperaturas extremas, teniendo presente que la primera etapa de los procesos productivos presenta componentes parafínicos lineales que tienen malas propiedades de flujo en frío.
- **Metales:** En vista de que los límites de metales están por debajo de 0,1 ppm (100 ppb) por cada metal, se deberá garantizar el cumplimiento de este teniendo presente que la tecnología de producción emplea catalizadores sólidos que están en contacto directo todo el tiempo con los catalizadores.

7.4 IDENTIFICACIÓN DE 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.

7.4.1 Ventajas de la producción y uso de biojet-FT

- Se ha planteado que las materias primas usadas para biocombustibles 2G tienen ventajas competitivas económicas y ambientales comparados los aceites y grasas que se usan para producir biocombustibles de primera generación usadas, por ejemplo, en la ruta HEFA.
- Dada la disponibilidad de BRL en el país, las cuales no compiten con alimentos, ni causan deforestación y se consideran de cero emisiones, este combustible es más fácil de certificar por parte de CORSIA.
- Debido a su vínculo con el sector agroindustrial su impulso ayudaría al desarrollo del sector agroindustrial colombiano y de paso a generar empleo y mejorar la calidad de vida en las zonas rurales del país.
- 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; debido al interés de las aerolíneas, dado que la sustitución por biocombustibles es la principal medida de reducción de emisiones del sector aeronáutico..
- El biojet-FT se puede producir de manera simultánea en una misma biorrefinería con el biocombustible diésel renovable como producto principal o secundario, lo cual sugiere que se puedan presentar en la práctica escenarios de fomento tanto a la industria de los biocombustibles de aviación como a la industria de los biocombustibles tipo diésel.
- En el contexto nacional, el país viene ejecutando acciones y estrategias 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:
 - i) **Estudio técnico integral del Ministerio de Minas y Energía** para analizar, diagnosticar y formular la hoja ruta que promueva el uso de biocombustibles alternativos en Colombia, producidos a partir de materias primas de origen vegetal, animal y/o renovables y/o residuales y/o materias primas sintéticas u otros productos. Tal estudio está aún en proceso de publicación de resultados e incluirá además a los biocombustibles de aviación los otros tres biocombustibles priorizados en el presente estudio, lo cual indica que ambos estudios están alineados y se complementarán en los resultados finales.
 - ii) **Los estudios técnicos y ambientales terminados en 2023** financiados por el Banco Mundial a saber: El estudio titulado, “Life Cycle Assessment of the Production of Sustainable Aviation Fuels (SAF) and Renewable 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; y

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 una materia prima fundamental para la producción de biocombustibles de aviación en el país entre los cuales se incluye el biojet-FT.

7.4.2 Desventajas de la producción y uso de biojet-FT

- Los Costos de producción del biojet-FT son más altos que el Jet fósil y a su vez que el biojet-por ruta HEFA. Sin embargo, a medida que el grado de madurez tecnológico aumente los precios serán más competitivos.
- El país no tiene experiencia comercial en la producción de biocombustibles de aviación.
- No existe aún una hoja de ruta para estos biocombustibles de aviación en el país.
- En los países donde se producen biocombustibles de aviación (generalmente por ruta HEFA) los beneficios fiscales son considerablemente altos y nuestro se debe evaluar los que se pueden aplicar por ejemplo los beneficios de la Ley 1715/2014 y Ley 2277 de 2022.
- Para producir el biojet-FT, es considerado un proceso técnicamente complejo porque se requieren altas presiones y de temperatura.

- Los requerimientos de calidad de los biocombustibles de aviación son muy exigentes
- Es dependiente de una fuente de hidrógeno de bajas emisiones, lo cual en el país aún está en proceso de evolución para garantizar volúmenes de producción a precios que favorezcan los respectivos costos de producción del biocombustible.
- Para su comercialización como combustible sostenible de aviación se requiere soportar que el biocombustible producido en toda su cadena es certificable bajo los requerimientos establecidos por CORSIA y de esta manera pueda ser denominado como SAF.

7.5 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DESARROLLO DE BIOJET Y ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

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

Para el presente trabajo se seleccionaron aquellos escenarios en los que se concluye que el biojet tiene espacio de acuerdo con el mapeo realizado por los expertos que colaboraron en la elaboración del PEN. Una vez seleccionados los escenarios donde el biojet tiene cabida, se construyó un escenario de sustitución para el jet A1, como un porcentaje sobre la proyección de consumo esperada para el escenario seleccionado. Este porcentaje se propone con base en las consideraciones planteadas anteriormente para los demás biocombustibles biometano, bioetanol y DR.

Del PEN 2022-2052 se observa cómo se presenta en la Figura 7-5, 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.

7.5.1 POTENCIAL DE INCLUSIÓN EN LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA

En este estudio se definió un escenario de sustitución basado en la potencial disponibilidad de materias primas 2G como ya se dijo antes para la producción del biojet-FT. En la Figura 7-6 se planteó proyectar el empleo de la biomasa disponible en la industria de la palma solo en la región de los llanos del 40%, 45% y 55% respectivamente en los años 2030, 2040 y 2050. A partir de esta información se logró identificar la cantidad del jet fósil que se puede sustituir.

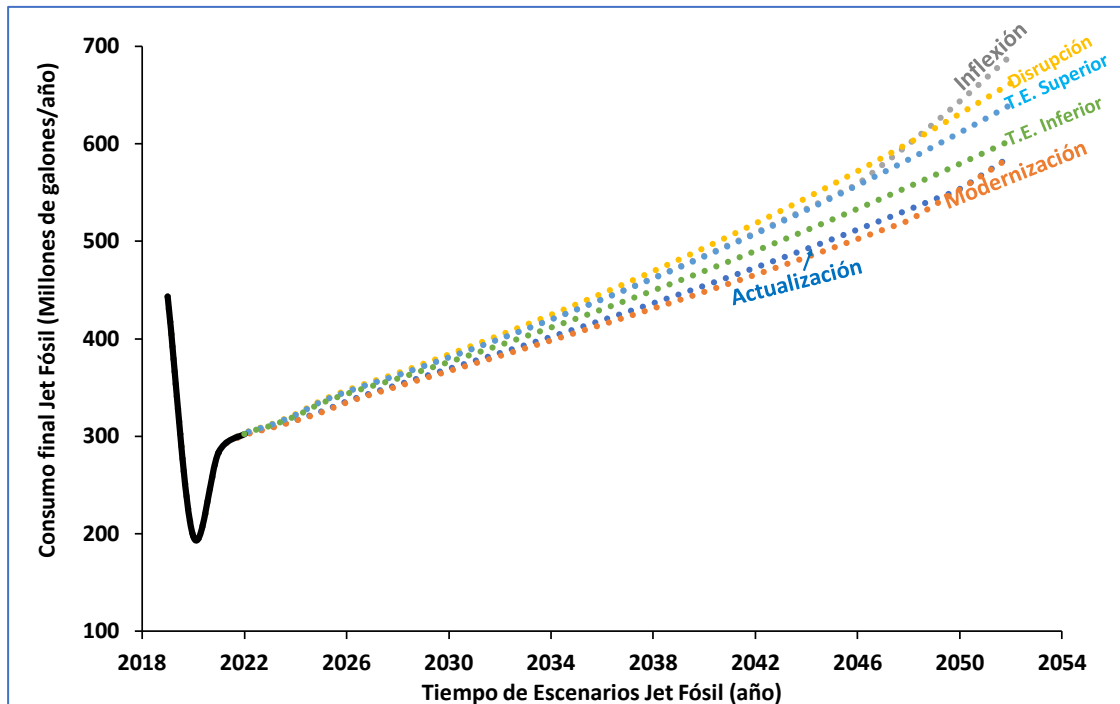


Figura 7-5 Escenarios de Consumo final del kerosene-jet (PEN 2022-2052)

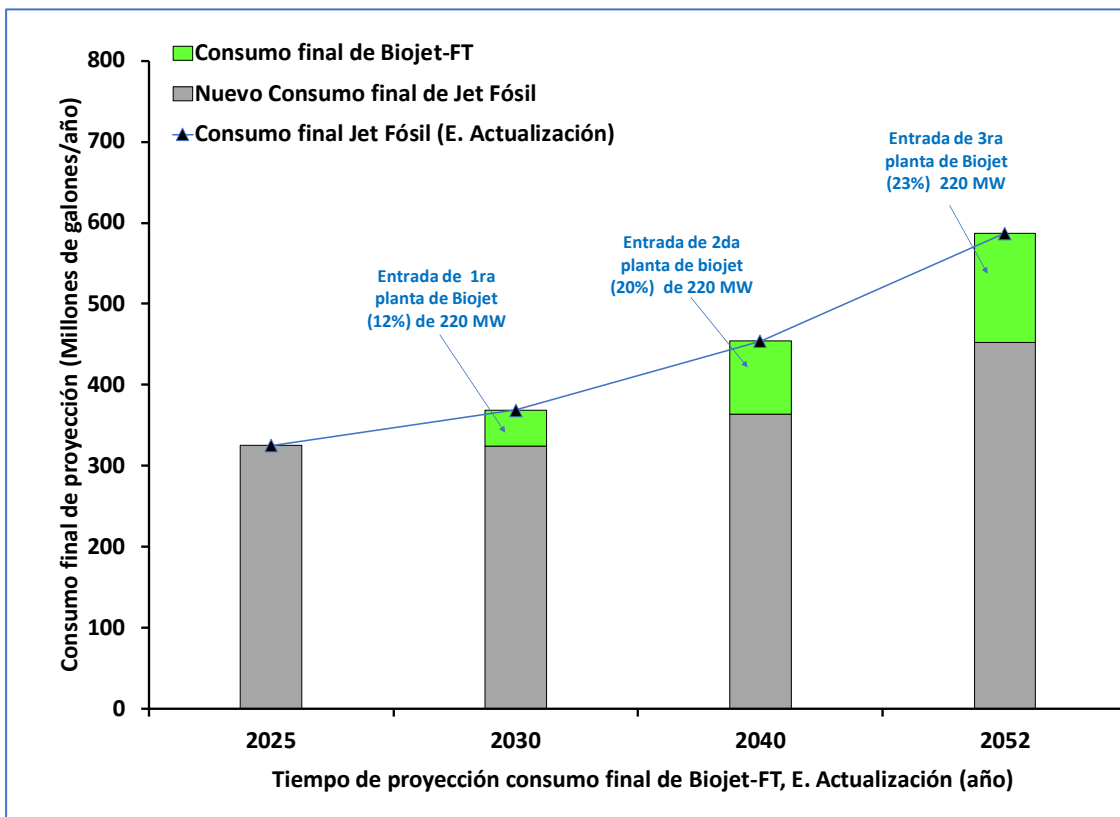


Figura 7-6 Resultados de análisis de sensibilidad del biojet para sustituir diésel fósil en el consumo final proyectado.

Los resultados presentados en esta tabla incluyeron información del modelo financiero que a continuación se presentará en el capítulo de evaluación económica desde la prefactibilidad y permiten hacer una estimación de reducción de emisiones al sustituir las emisiones del Jet A1 (ver Figura 7-7), 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.

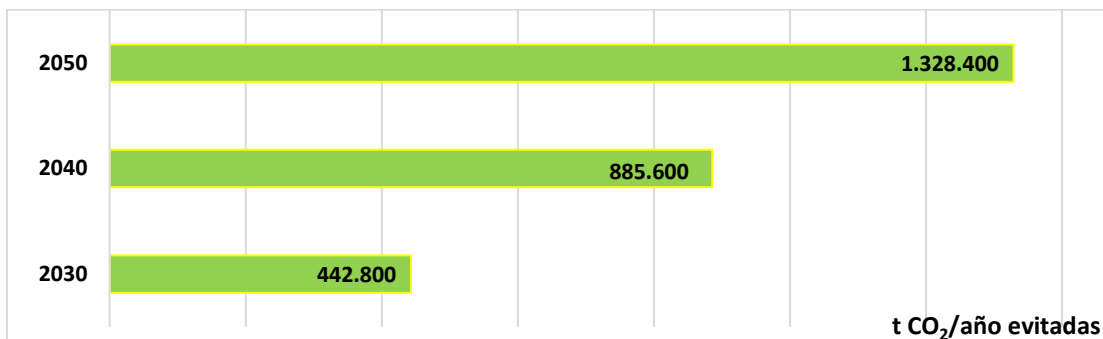


Figura 7-7 Cálculo de emisiones de CO₂ evitadas por el uso del biojet para sustituir Jet A1 fósil según las proyecciones de producción

7.5.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DESDE LA PREFACTIBILIDAD

Una de las variables más relevantes en la modelación financiera es el precio de referencia. En este caso se usa la información que publica ARGUS MEDIA que es organización de medios independiente que produce evaluaciones de precios y análisis de los mercados internacionales de energía y de otros productos básicos transables (ARGUS, 2023). A continuación, se presenta dicha información:

Tabla 7-5 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 7-5); este precio probablemente correspondía al precio de un biocombustible de aviación comercial biojet-HEFA, el cual es obtenido a partir de aceites y/o grasas 1G o 2G. Adicionalmente se debe tener presente que a diferencia de la ruta biojet-HEFA, el biojet-FT está aún en proceso de consolidación comercial para en el futuro cercano hacer parte de la oferta del mercado de los biocombustibles de aviación internacional. (Reuters, 2023).

Los costos de producción fueron calculados bajo la misma metodología antes mencionada para el DR. Con el análisis financiero llevado a cabo en el presente estudio, la estimación de costos de producción del biojet-FT arrojó un precio mínimo de venta de USD 6,86/gal (USD 194/MWh), lo cual sugiere que el precio de venta definido de USD 7,69/gal (USD 217/MWh), es un buen punto de referencia sustentado esto en el más rápido desarrollo comercial de ruta HEFA (ver Figura 7-8). Definir precios de venta más bajos para el biocombustible biojet-FT, por ejemplo, como el mínimo registrado en 2023 por ARGUS MEDIA de USD 6,3/gal (valor supuesto de un biojet-HEFA comercial), corresponderá a un análisis de sensibilidad adicional que deberán incluir, por ejemplo, estimaciones y beneficios fiscales mayores para el biocombustible biojet-FT comparado con el biojet-HEFA.

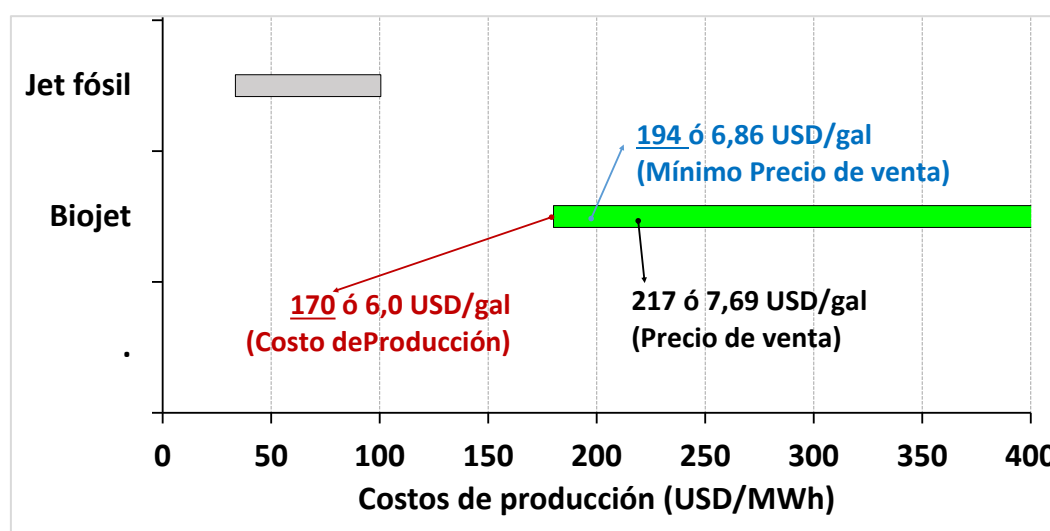


Figura 7-8 Rangos de producción (barras verde y gris) del biojet comparado con el jet fósil.

Estos resultados se presentan de manera comparativa en la Figura 7-8 , con diferentes reportes de la literatura (Australian Renewable Energy Agency - ARENA, 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 (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.

El modelo de evaluación financiera se describió en el capítulo de Metodología y se entrega como ANEXO 2. Los datos de entrada al modelo son:

Tabla 7-6 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

Los resultados obtenidos son:

Tabla 7-7 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%	
Retorno de la inversión (años)	15	

Los resultados presentados en la Tabla 7-7 son soportados en el ANEXO 2. Con los precios presentados y la escala estimada de biorrefinería de 190 MW se logra una relación Beneficio/Costo aceptable junto con los demás indicadores financieros. Al igual que con el DR, es importante aclarar que, si se aplican las bondades tributarias en el país por ejemplo de las Leyes 1715/2014 y 2277 de 2022, se tendrán escenarios que favorecerán el desarrollo de esta industria de los biocombustibles de aviación en el país. Se aclara que dadas las fuentes de información secundaria no se identificó claramente si se incluían o no incentivos de ley propios de cada país.

Se dispone de un margen no muy amplio de disminución de ingresos vía menor precio o menor cantidad de producción, como se observa en la siguiente Figura 7-9, al igual que para variaciones en el costo de las materias primas.

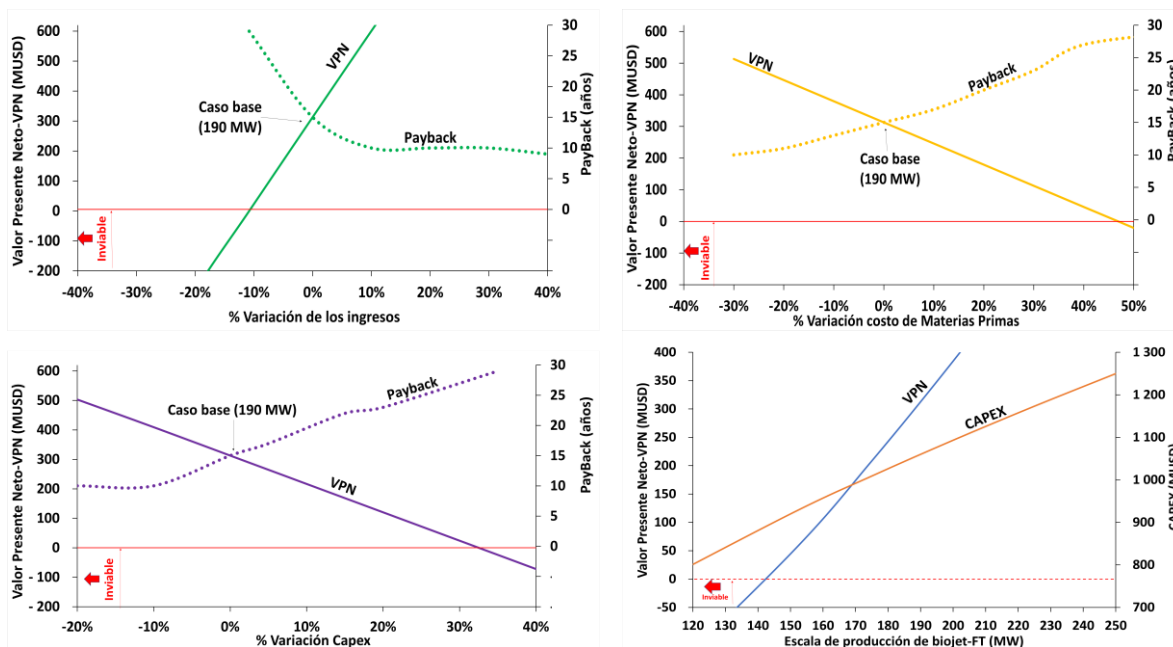


Figura 7-9 Variación de los ingresos, costos de materia prima y CAPEX respecto al VPN, el tiempo de recuperación de la inversión (retorno de la inversión) y la escala de producción de la biorrefinería de biojet-FT.

Se observa en la Figura 7-9 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 retorno de la inversión 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 retorno de la inversión. Este mismo porcentaje de 20% en aumento de costos de materias primas representa aproximadamente un aumento de hasta 21 años en el retorno de la inversión.

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 7-9. 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 7-9) 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 7-9 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.

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los biocombustibles biometano, diésel renovable, biojet-FT y bioetanol fueron priorizados sobre un total de ocho diferentes tipos biocombustible que incluyeron el biodiésel, biojet-HEFA, el biobutanol, el biohidrógeno y el gas natural sintético. Cada uno de ellos se seleccionó como sustituto parcial o complemento de su correspondiente combustible de origen fósil respectivamente: gas natural, diésel, jet 1A y gasolina. Lo anterior sugiere que estos biocombustibles priorizados pueden ser una alternativa futura para incluir en la matriz energética colombiana y complementar los escenarios de proyección.

Sí bien es cierto, que la electrificación y el GN en Europa y otras partes del mundo se ha constituido como un pilar fundamental para la Transición Energética, el reciente conflicto geopolítico ha posicionado la bioenergía y particularmente al biometano, los biocombustibles y los combustibles sintéticos como una alternativa para diversificar la matriz y garantizar la autonomía energética. Colombia presenta un potencial importante para la producción de estos biocombustibles, según los resultados de BR disponible 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. 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 concluir que con la disponibilidad de la BRL estudiadas se podría cubrir la demanda actual.

En conjunto los biocombustibles estudiados pueden aportar un potencial, que no puede ser desestimado de 430 PJ; sin embargo en los escenarios del PEN, fundamentados en la electrificación de la MEN y el uso de GN, no considera los biocombustibles en las proyecciones y por el contrario reducen el consumo de los combustibles fósiles asociados a cada uno de los

biocombustibles estudiados; por tanto al utilizar estos escenarios como un marco de referencia para ver la participación de los biocombustibles en la MEN, se encuentran que constituyen una señal poco atractiva para el inversionista privado. Se sugiere que se analice la posibilidad de incluir en los escenarios el uso de biocombustibles basados en el potencial encontrado en este estudio para la sustitución de fósiles y no solo hacer proyecciones en los escenarios de reducir el consumo de los combustibles líquidos de la MEN.

Colombia en su NDC (Contribución Nacionalmente Determinada) planteó el objetivo de reducción de emisiones de GEI a un máximo de 169 millones de toneladas de CO₂ equivalente para el año 2030. Los biocombustibles de segunda generación, al ser bajos en carbono, carbono neutrales o incluso carbonos negativos, aportan significativamente de manera costo efectiva a la reducción de emisiones en el sector transporte y los usos térmicos en la industria; usos considerados carbonos intensivos. Es fundamental antes de iniciar los proyectos de mitigación de GEI contar con una línea base consistente con el escenario de referencia nacional (escenario de referencia de la NDC) y con los datos de actividad, factores de emisión y potenciales de calentamiento global utilizados por el IDEAM en el Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero (INGEI), de forma que se dé cumplimiento de los principios del Sistema MRV de acciones de mitigación, lo más integral posible de tal manera que mida la mitigación como un ejercicio de economía circular contabilizando todos los aportes y no solo la sustitución del energético.

Según el inventario de GEI del IDEAM tomando como base el año 2004, el consumo de combustibles fósiles en el sector transporte es responsable de 21,77 MtCO_{2e}, aproximadamente (12,1% de las emisiones nacionales) y el consumo de combustibles fósiles con fines energéticos en otros sectores aporta 6,01 MtCO_{2e} (3,4%); para 2014 estos mismos sectores aportaron 28,96 y 7,01 MtCO_{2e}, respectivamente. De los cálculos realizados en el presente estudio se tiene que el potencial de biometano identificado puede reducir hasta 5,5 MtCO_{2e}, solamente considerando el factor de sustitución de combustible, sin incluir las reducciones asociadas a otros sectores debido al proceso de DA. Por su parte con el bioetanol obtenido del total de BRL disponibles del sector de caña de azúcar, se tiene el potencial de reducción de 7,2 MtCO_{2e}, con la disponibilidad máxima en el escenario hipotético el DR 4,4 MtCO₂/año y con el biojet 18,8 si se usarán todas las BRL disponibles. Sin embargo, dentro de las estrategias de mitigación del PIGCCme, los biocombustibles 2G no tienen un rol acorde con su potencial de reducción de emisiones, encontrado en este estudio.

Se observa que las cadenas de valor de las materias primas para producir los biocombustibles priorizados de segunda generación tienen un alto potencial de disponibilidad en el país. En tales cadenas de valor se identificaron biomásas residuales que pueden ser usados en la producción de los 4 biocombustibles priorizados, sin ser competencia entre sí:

- Para la producción de **biometano**, biomásas con alto contenido de humedad como la proveniente del sector pecuaria, vinazas y aguas residuales industriales y domésticas, así como Residuos Sólidos Urbanos (RSU).
- Para **bioetanol** biomásas lignocelulósicas del sector agroindustrial de la caña de azúcar.
- Para la producción de **diésel renovable**, se utilizan aceites 2G como aceites de cocina usados, aceites y grasas animales, aceites residuales de la industria de la palma (aceites de POME, ácidos grasos destilados) y cultivos de Jatrofa
- Para **biojet-FT** se seleccionaron las biomásas lignocelulósicas provenientes de los otros sectores agroindustriales como arroz, café, podas, reforestación y madera, palma de aceite, caña panelera entre otros

Para los cuatro biocombustibles priorizados del estudio, los costos de producción, siguiendo las metodologías utilizadas para el cálculo de LCOE y utilizadas en el sector eléctrico, arrojan resultados similares a la metodología propuesta por *Festel* (Festel, 2014) agregando que el cálculo del LCOE a partir del flujo de caja con el horizonte del proyecto permite también estimar el impacto de los incentivos tributarios y esquemas de financiación. Debe mencionarse que el modelo financiero desarrollado permite esta estimación con ambas metodologías tanto en pesos corrientes como en constantes.

Las biorrefinerías aumentan la viabilidad económica al valorizar los co-productos. Lo que en muchos casos no se obtiene al valorizar únicamente el biocombustible. Esto se verificó con el caso de estudio propuesto para el sector de la caña de azúcar que además de integrar dos de los biocombustibles priorizados biometano/ bioetanol y generar productos de valor agregado como la lignina para producir bioenergía, el biodigestato como materia prima para la producción de fertilizante y el CO₂ que se embotella para usos industriales, llega incluso a generar valores de precio mínimo de venta inferiores al valor de costo debido al aporte financiero de estos subproductos.

Este caso de estudio permite visualizar como la visión de economía circular y bioeconomía combinados con la optimización de infraestructura y servicios industriales permiten obtener procesos industriales muy competitivos y carbono eficientes. Si bien es cierto, que el desarrollo de una biorrefinería requiere inversiones iniciales altas, para materializar los beneficios energéticos, ambientales, técnicos y sociales que proyectos de esta naturaleza proponen especialmente con su aporte hacia la descarbonización del sector energético; es necesario el trabajo coordinado entre el gobierno nacional, el sector privado, la academia e incluso la cooperación internacional. Por ejemplo, para el desarrollo de proyectos piloto que demuestren su viabilidad, con estudios de políticas y modelos comerciales que den seguridad al inversionista en el tiempo. Así alineados con la E2050 y el PIGCCme, en donde se plantean convenios del gobierno con el sector privado para aportar conjuntamente al logro de las metas de la NDC.

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

Con la aplicación de la Ley 1715 de 2014 se logra reducir en dos años el período de recuperación de la inversión en biorrefinerías de Bioetanol & Biometano y Diésel renovable y en 5 años para el Biojet; además los costos de producción se reducen del orden de 10% para Bioetanol y Biometano, 3% para Diésel renovable y 5% para Biojet. Actualmente no está claro la aplicabilidad de los incentivos de esta ley para usos no eléctricos, por tanto, es necesario revisar su aplicabilidad para el sector transporte y usos térmicos de las energías renovables y de ser necesario hacer las modificaciones necesarias para fomentar el desarrollo de biorrefinerías y biocombustibles para usos no eléctricos que apunten a la sustitución de usos carbono intensivos de la MEN de manera costo efectiva.

En Colombia, dada sus características geográficas, la disponibilidad de BR y la infraestructura existente para la distribución de los combustibles, así como la oportunidad de abastecer zonas no interconectadas, los biocombustibles de segunda generación se posicionan como una alternativa complementaria y más costo efectivo que la electrificación para la descarbonización del transporte y de los usos térmicos en sectores diferentes a la producción de electricidad. Además, aporta a la diversificación, descentralización y autonomía energética del país. Por tanto, es conveniente hacer estudios que permitan comparar si promover su fomento demanda menos inversión pública, que la requerida para adecuar la infraestructura de transmisión y distribución eléctrica, o de importación de GN. Adicionalmente la producción nacional de biocombustibles favorece el desarrollo agroindustrial de comunidades rurales alineada con las metas de la TEJ de Colombia, la E2050, el plan basura cero y los ODS.

El cumplimiento de la NDC y otras metas internacionales también requiere la coordinación intersectorial, que se venía dando hasta mediados de 2023 en la mesa de bioenergía para la TEJ; que permitía aunar esfuerzos y coordinar acciones para promover proyectos de biocombustibles que aportan a metas de diferentes PIGCCs y de diversos actores regionales. Esta interacción requiere una estructuración clara de línea base para que en estos proyectos transectoriales se asegure el correcto diseño e implementación del MRV de la iniciativa o acción de mitigación a desarrollar. Por ejemplo, la valorización de residuos municipales mediante la producción de biogás o biojet, que involucra a MinEnergía, MVCT y MADR.

A continuación, se destacan algunos de los hallazgos encontrados en la presente consultoría para cada biocombustible estudiado.

8.1 BIOMETANO

La versatilidad del biogás para producción a pequeña, media y gran escala hacen de este un combustible limpio carbono neutral fundamental para la TEJ y la meta de reducción de emisiones del 51% a 2030 y la carbono neutralidad a 2050, planteada en la NDC. Además de aportar a otras estrategias nacionales como la sustitución de leña, el Crecimiento Verde, la Bioeconomía, la Estrategia Nacional de Economía Circular (ENEC). También se alinea con programas de gobierno como Comunidades Energéticas y Programa Basura Cero. Mientras que su purificación a biometano se puede pensar en proyectos de mediana y gran escala, para este estudio se estableció un mínimo con viabilidad financiera de 25t de biogás/h encontrado en los sectores de: FORSU en poblaciones superiores a 14000 habitantes, todas las extractoras de palma de aceite del país, y todas las destilerías de bioetanol, plantas de beneficio centralizadas de café¹¹ de 1t/h de capacidad y 95 ha de arroz, como se detalla en la tabla 4-10.

El biometano al ser un complemento renovable a las reservas de gas natural, favoreciendo el autoabastecimiento del país y por ende alejando el fantasma de la importación de este combustible fósil. Es de anotar que las importaciones de productos como el gas natural tienen riesgos asociados como lo son la dependencia energética de terceros y el pago de estas importaciones en divisas extranjeras con volatilidades asociadas a eventos externos a Colombia, lo que puede sumar incertidumbre energética e incrementa la huella de carbono de la matriz energética desfavoreciendo su sostenibilidad. Es por tanto fundamental que el país, compare las implicaciones financieras, ambientales y sociales de promover una planta Regasificadora en el pacífico o promover el aprovechamiento de efluentes con alta carga orgánica para la producción de biometano especialmente en los sectores de caña, palma, café, ganado bovino estabulizado, arroz, porcicultura y avícola; así como el aprovechamiento energético de la fracción orgánica de los residuos sólidos y las PTAR municipales.

La producción de biogás se hace con tecnologías maduras en TLR comercial; mientras que su purificación a biometano aún presenta incertidumbre técnica, comercial y económica en el país, a pesar de fundamentarse en operaciones unitarias básicas y que en Europa y otros países desarrollados ha tenido un amplio desarrollo, especialmente en los últimos años, derivado de la emergencia ocasionada por la incertidumbre en el suministro de GN. Por tanto, es fundamental promover la transferencia tecnología, la innovación y desarrollo de tecnologías

¹¹ Con la nueva dinámica de beneficio ecológico que viene adoptando el sector liderado por Cenicafe al promoverla construcción de plantas de beneficio centralizado para sustituir el beneficio en cada finca, promueve el uso de biometano en este sector agroindustrial representativo.

local, al igual que la formación del talento humano en las regiones para su implementación, mantenimiento y operación; lo que reduciría los costos de CAPEX y OPEX e incrementaría la generación de empleos verdes.

El tratamiento de aguas residuales domestica tiene un gran potencial para la producción de biometano. Es el caso de la primera planta piloto de producción de biometano, implementada en 2023 por EPM, ubicada en la PTAR de San Fernando que inyecta a red de GN con una capacidad de 720 m³/h de biometano. Sin embargo y pese a que la regulación ambiental obliga a que cada municipio cuente con sistemas de tratamiento, la cobertura de este sistema se da en un bajo porcentaje de los municipios a nivel nacional, básicamente derivado de los costos de implementación y operación que no se encuentran al alcance de las finanzas de los municipios.

Los sectores pecuarios debido a su dispersión tienen potencial para la producción de biogás como sustituto de leña en zonas rurales y en algunos casos que puedan concurrir varios productores se puede pensar en proyectos regionales que consoliden la BR en un solo lugar; se produzca el biogás en plantas de mediano tamaño y tenga una red de distribución de biogás para consumo doméstico, comercial o industrial con baja demanda, en zonas aisladas no interconectadas al sistema de GN.

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.

8.2 BIOETANOL

De acuerdo con los resultados obtenidos en el presente estudio se pudo identificar el potencial en cuanto a materias primas para la producción de bioetanol 2G, soportado en la alta disponibilidad y composición de los residuos agroindustriales identificados. Con respecto a la disponibilidad se cuantificaron cerca de 14 millones de toneladas/año y con respecto a la composición fisicoquímica se tiene un rango entre 40-60% de celulosa y 20-35% de hemicelulosa los cuales son carbohidratos identificados como materia prima para la obtención de bioetanol. Sin embargo, actualmente en el país no se cuenta con estrategias claras para la recolección y almacenamiento de esta materia prima, lo cual debe ser un punto de partida, en la implementación de BR como materia prima como plataforma energética ya que de acuerdo con estudios reportados en la literatura esta actividad constituye cerca del 20 y 30% del costo total de producción.

En este estudio se realizó la evaluación de producción de bioetanol 2G utilizando como materia prima solo la celulosa, el otro carbohidrato disponible (hemicelulosa) se direccionó hacia la producción de biometano, dicha estrategia permite la diversificación de productos y la implementación de tecnologías maduras a nivel industrial, lo que conlleva a sostenibilidad en el proceso. En este sentido es necesario precisar que dentro del esquema de procesamiento de bioetanol 2G, existen condiciones de operación como rendimiento en el pretratamiento, y selectividad de enzimas en la etapa de hidrólisis las cuales necesitan fortalecimiento a escala industrial.

La agroindustria de la caña azúcar en Colombia, presenta potencial para la producción de bioetanol 2G, debido a su infraestructura instalada y disponibilidad de BR como bagazo y RAC (residuos agrícolas de caña). En este estudio se identificó un 40% de disponibilidad en la capacidad instalada de destilerías anexas a los ingenios azucareros, lo cual permite una producción cercana a los 343 millones de litros bioetanol 2G/año, cifra que representa el 87% del bioetanol utilizado en el sector transporte a nivel nacional en el año 2022. En consecuencia, la inserción de bioetanol 2G permitiría una disponibilidad neta de bioetanol cercana a los 703 millones de litros lo que permitiría no solo cubrir el porcentaje de importación actual (9%) sino también extender la oferta en el país y reducir la competencia con la producción de alimentos controversia generada con el bioetanol denominado 1G.

Para la evaluación del bioetanol caso colombiano en este estudio se escogió un ingenio tipo como caso de estudio y se aplicó la metodología de integración de procesos lo cual viabilizó el esquema de procesamiento en términos técnicos y económicos, ya que se aprovecha infraestructura instalada y corrientes secundarias las cuales se valorizaron en biocombustibles como metano y productos de interés industrial como fertilizantes. Indicadores como el VPN, que para ese caso es positivo y de una magnitud importante, mostrando como los coproductos hacen 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.

Con las características identificadas en este estudio en cuanto a disponibilidad de materia prima, rendimiento y viabilidad económica (litros de bioetanol/ tonelada de celulosa); sumado a resultados reportados en la literatura para el ACV (análisis de ciclo de vida) en donde se evidencia una disminución significativa de emisiones en el proceso y la combustión del bioetanol, se puede considerar este biocombustible como un aliado a la descarbonización sostenible del sector transporte a corto plazo, abriendo la posibilidad de incrementar la proporción de mezcla, que hoy está en E-10 y/o la utilización como combustible autónomo; sin embargo, esto implica para el país una actualización en su parque automotor

El análisis de inserción del bioetanol 2G en la matriz energética nacional se realizó teniendo en cuenta los escenarios proyectados en el PEN, mostrando una participación en el escenario de actualización en donde se logra sustituir el 3% de la demanda de la gasolina proyectada para los años comprendidos entre el periodo 2025-2050, dicha cifra se logra utilizando solo la infraestructura ya existente en el país y con BR proveniente de la agroindustria azucarera.

La agroindustria de la caña de azúcar representa un pilar importante para esta transición energética, a través de la producción de biocombustibles a base de caña de azúcar, ya que representa uno de los sectores productivos con mayor potencial para cumplir este compromiso a nivel nacional, integrando la producción de varios biocombustibles y energía eléctrica adicionalmente.

8.3 BIOREFINERIA BIOETANOL / BIOMETANO

Como caso de estudio se planteó una biorrefinería de caña de azúcar que integre: *i)* la producción de bioetanol de primera generación, *ii)* la producción de bioetanol de segunda generación a partir de RAC y bagazo, *iii)* la generación de energía eléctrica con bagazo RAC y lignina residual del proceso anterior, *iv)* producción de biometano a partir de las vinazas residuales de la producción de bioetanol y las aguas residuales del ingenio y la biorrefinería, para consumo interno en transporte o inyección a la red de GN; *v)* producción de biofertilizante con el biodigestato de la DA y *vi)* embotellamiento para uso industrial del CO₂ separado de la producción de bioetanol y biometano. Permitiendo incrementar el rendimiento por tonelada de caña cortada y por ende por hectárea, aumentando la productividad del sector.

Esta biorrefinería se constituye en un ejemplo sostenible de Economía Circular alrededor de la industria sucroenergética que potencializa biocombustibles líquidos y gaseosos que aportan a la TEJ del país, siendo fundamental en la diversificación y descarbonización de la MEN. Adicionalmente aporta al desarrollo sostenible de las poblaciones rurales mediante la generación de empleo verde, al potencializar la agroindustria nacional y reducir impactos derivados de vertimientos, emisiones de GEI y uso de fertilizantes de base química, con indicadores económicos favorables.

En este modelo de biorrefinería integrada, Biometano&Bioetanol, los costos de producción comparados con los precios de venta de referencia son rentables y con buen margen de comercialización para el productor; es decir, que son productos muy competitivos, teniendo en cuenta que en Colombia se dispone todo el año de la materia prima. Además, esta integración permite márgenes amplios de variación de los ingresos, costos de las materias primas y CapEx. Si se considera que algunas biorrefinerías ya cuentan con plantas embotelladoras de CO₂, y la infraestructura para aprovechar el biofertilizante que se puede

producir con la DA; generando productos de valor agregado que viabilizan aún más en conjunto todos los productos de la biorrefinería, especialmente los biocombustibles-

La agroindustria de la caña de azúcar representa un pilar importante para la transición energética justa, ya que aporta biocombustibles sostenibles y otros productos de valor agregado, que como se observa en el ejercicio realizado, tiene viabilidad técnica, económica y ambiental al poder maximizar el uso de servicios auxiliares como vapor, agua y energía. Para esto se requiere el trabajo coordinado de los diferentes actores públicos y privados, especialmente en la construcción del primer piloto del modelo de biorrefinería que permita evaluar sus riesgos y así constituirse en un caso de referencia demostrativo que promueva que otros sectores agroindustriales repliquen este modelo para ser más competitivos y aportar al cumplimiento de las metas nacionales.

Claramente para el país cumplir la meta de reducción del 51% de emisiones de GEI a 2030 planteado en la NDC necesita el compromiso del sector privado y que mejor que materializar con la confluencia de los diferentes actores (comunidad, agroindustria, entidades gubernamentales, academia y entidades financieras) iniciativas como esta, que en la prefactibilidad desarrollada en este estudio arroja valores de sostenibilidad tan favorecedores como retorno de la inversión 3 años, TIR de 25%.

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/gal lo hace muy competitivo y teniendo en cuenta que en Colombia se posee la materia prima para producirlo como se mencionó en el análisis de potencialidades.

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

Adicionalmente los indicadores de relación B/C es de 1,5 indicando que el beneficio es mayor que el costo y la relación de VPN/CaPex es del del 2,2 mostrando que el proyecto es financieramente viable.

8.4 DIÉSEL RENOVABLE

En el país se tienen potenciales 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. En el estudio bajo supuestos conservadores se estimó a 2052 que si se logrará aprovechar **solo el 33%** de la potencial disponibilidad global de estos aceites/grasas se podría producir 309 millones de galones de DR/año. Con esta producción el escenario de Actualización modificado (inclusión del DR) se podría bajar aproximadamente el consumo final proyectado de diésel en un 13,5% en volumen. Medidas menos conservadoras seguro mejorarán estos indicadores en términos de reducir el consumo final del diésel proyectado.

Para efectos de la disponibilidad futura de aceites de jatropa para la producción local de biocombustibles 2G en el país, se requieren alternativas de escenarios teniendo presente que se pueda estructurar un programa que tenga continuidad para su producción. Para esto se deben garantizar un modelo legal y comercial proyectado por el gobierno nacional que genere interés en el sector industrial, acorde con los casos de éxito nacionales e internacionales referentes al uso, explotación y aprovechamiento de este tipo de materias primas para la producción de biocombustibles, al mismo tiempo que se puedan alcanzar altos indicadores sociales, ambientales y económicos para Colombia.

Actualmente el país no cuenta con un programa que permita el aprovechamiento del uso de grasas y aceites de segunda generación (aceite de Jatropa, grasas animales y UCO) como materias primas en la producción local de biocombustibles. Se requiere en primera instancia identificar disponibilidad teórica y técnica de oferta de estas grasas y aceites y de esta manera plantear metas y calcular indicadores para el país con un enfoque social, ambiental y económico. Para esto se sugiere tomar como referencia las lecciones aprendidas y el avance en tecnologías que usan estas materias primas, en países como Estados Unidos y Europa. Dada la importancia de la disponibilidad de materias primas para el desarrollo de estos negocios verdes, es fundamental plantear estrategias que controle posibles especulaciones garantizando estabilidad del mercado a lo largo de toda la cadena de valor proporcionando seguridad al inversionista y al usuario final.

La proyección a 2052 del presente Estudio de producción de DR 2G en el país, está alineada con el PEN 2022-2052, puesto que es una alternativa tecnológica internacionalmente probada en producción y consumo, el cual tiene un prometedor impacto futuro de aporte en el abastecimiento, competitividad y sostenibilidad de la MEN.

La futura producción de DR 2G en el país es viable en términos técnicos y económicos si se logran materializar escenarios futuros de materias primas (H₂ y aceites/grasas 2G) que sean competitivos nacional e internacionalmente en precio y calidad. El análisis financiero llevado a

cabo en el Estudio arroja un costo de producción de 3,54 USD/galón de DR, un mínimo precio de venta de 3,6 USD/gal y un precio de venta de 4,14 USD/gal, lo que sugieren un buen punto de referencia para algún inversionista y para la UPME en términos del planteamiento de escenarios de producción futuros viables.

La producción de DR 2G es significativamente sensible a la disminución de ingresos vía menor demanda y/o tarifas de venta por lo tanto garantizar tarifas y ventas constantes es un factor importante en el negocio. Por ejemplo, del estudio una planta de 220 MW y demás consideraciones del modelo indican que el proyecto no es viable si se reducen los ingresos abajo del 13%; en tal sentido, es muy importante bajo el concepto de biorrefinería la valorización de los supproductos como el biopropano y naftas, ya que en el modelo impactan aproximadamente un 10% los ingresos. Por lo que se recomienda implementar esquemas de tarifas tipo FIT y control de costos en las materias primas como compensación. Se observa menor sensibilidad a aumentos del CapEx.

Para el DR se debe disponer de una escala mayor a los 200 MW para garantizar la viabilidad del proyecto de acuerdo con las consideraciones presentadas en el modelo financiero.

- 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.
- 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.

8.5 BIOJET

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 la presente consultoría la ruta de producción HEFA se definió no incluir en la priorización puesto que el país ya cuenta con estudios recientes que relacionan esta tecnología y teniendo presente que a nivel internacional la ruta biojet-FT se proyecta a mediano y largo plazo con una mayor producción alcanzable debido a la cantidad de materias primas que se pueden potencialmente disponer, comparada con la ruta biojet-HEFA que a mediano y largo plazo se plantea un limitante de disponibilidad de aceites de primera y segunda generación.

A partir del uso del 55% de la BRL disponible en el país en 2052 (solo de la industria de la palma en Meta y Casanare) se estima una producción conservadora del biojet-FT de 135 millones de galones/año. Esto plantea, un escenario de Actualización modificado (que incluya biocombustibles de aviación) que iniciaría en 2030 con una mezcla máxima de 12% con el jet fósil y llegaría a 2050 en una mezcla del 23%. La producción del biojet-FT será complementaria a la producción del biojet-HEFA en el país de acuerdo con los planteamientos de producción de estos biocombustibles en el país.

En el Estudio bajo supuestos conservadores se estimó a 2052 que si se logra aprovechar solo el 55% de la potencial disponibilidad global de la biomasa de la palma de la Meta y Casanare se alcanzaría en el escenario de Actualización modificado (inclusión del biojet-FT) bajar aproximadamente el consumo final proyectado de jet fósil mayor al 23% en volumen; lo anterior sin incluir biomasa de otros sectores con alta potencial disponibilidad diferente a las biomasa de la industria de la palma. Medidas menos conservadoras seguro mejorarán estos indicadores en términos de reducir el consumo final proyectado del jet fósil.

En el contexto nacional, el país viene ejecutando acciones y estrategias orientados a la identificación de oportunidades, barreras y retos que deben 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.

El análisis financiero arroja costos de producción del Biojet-FT del orden de 6,0 USD/gal, que comparado con el precio de venta de referencia definido de 7,69 USD/gal muestra un adecuado margen de utilidad al productor, incluso se estima un precio mínimo de venta (punto de equilibrio) de USD 6,9/gal (MSP), lo que garantiza la viabilidad financiera del proyecto.

Es importante señalar, que actualmente el biocombustible de aviación que se comercializa en el mundo es producido por la ruta HEFA y por lo tanto esto significa que los menores precios de producción de este tipo de biocombustibles se obtienen por esta ruta HEFA. Precios de venta del Biojet-FT como el mínimo presentado por ARGUS MEDIA de USD 6,3/gal requieren un análisis diferente que comparativamente incluya información actualizada de ambas rutas lo cual no hizo parte del alcance definido en el Estudio.

Para la biorrefinería de producción de biojet se dispone de un margen no muy amplio de disminución de ingresos vía menor precio o menor cantidad de producción y de variaciones en el costo de las materias primas. Esto se menciona dado que la disminución de ingresos superiores al 10% acerca el proyecto al no retorno de la inversión; sin embargo, el aumento de estos en esa misma magnitud no mejora en gran medida el tiempo de recuperación de la inversión, lográndose reducir aproximadamente de 15 a 10 años el retorno de la inversión. La reducción de costos de las materias primas de hasta un 30% llega a representar una

disminución de 5 años en el retorno de la inversión y este mismo porcentaje de aumento de costos de materias primas representa un retorno de la inversión de hasta 23 años; es decir 8 años más.

En términos de CAPEX los costos de inversión que se requieren para una planta de 190 MW pueden alcanzar hasta aproximadamente 1000 Millones de dólares lo cual ha sido planteado como una barrera que debe ser tenida en las proyecciones con este biocombustible y que inversiones más altas que las reportadas para la tecnología biojet-HEFA.

Respecto al CapEx, se dispone de aproximadamente un 30% 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.

Un análisis adicional variando el tiempo de análisis del modelo de 30 a 20 años muestra una disminución en el VPN, aunque se mantiene positivo junto con los demás indicadores financieros lo que hace adecuado un horizonte mayor, recomendado 25 o 30 años.

El análisis financiero arroja una relación VPN/CapEx baja (0.3) por el alto valor de CapEx, lo que sugiere una escala de producción superior a los 200 MW, incluso 300 MW para garantizar la rentabilidad del proyecto respecto a su inversión. Esto implica incentivos más allá de la Ley 1715 para incentivar la inversión, en específico hacer más atractiva la productividad financiera entendida como ingresos por unidad de inversión.

8.6 RECOMENDACIONES

- Se sugiere 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.
- Para el caso del DR se sugiere enmarcarlo en un escenario de Actualización modificado que aumente desde la actual mezcla al 10% biodiésel+90% diésel fósil hasta un 13,5% diésel renovable+10% biodiésel+76,5% diésel fósil, lo cual se proyectó teniendo como base escenarios muy conservadores de disponibilidad de materias primas aceites/grasas 2G. De esta manera, se sugiere seguir manteniendo la cuota de participación del biodiésel y la diferencia será suplida por el diésel renovable.

- Se sugiere al gobierno que mediante el ajuste de las actuales medidas de política pública y energética, se logre incentivar la producción y aprovechamiento local de las respectivas materias primas de segunda y tercera generación (potencial futuro) para la producción de biocombustibles de tal forma que se proyecte la producción comercial e industrial para sustentar escenarios de sustitución o complemento de la demanda nacional de combustibles fósiles líquidos y gaseosos en el corto, mediano y largo plazo. Lo anterior es un requisito fundamental para que en el país se puedan producir biocombustibles de segunda o tercera generación a escala comercial.
- Se propone proyectar políticas que reúnan a la mayoría los agentes quienes puedan participar de manera activa en la cadena de valor y suministro de los 4 biocombustibles seleccionados en el presente estudio; incluir como ya se dijo una hoja de ruta que sea el punto de referencia, en cuya formulación se sugiere incluir los aciertos y desaciertos con el uso histórico del biodiésel y el bioetanol de caña producidos localmente, como también las experiencias actualizadas en el contexto internacional con los biocombustibles de segunda generación.
- Se sugiere complementar y actualizar el actual mapeo tecnológico del PEN 2022-2052, y de manera especial en las tecnologías de los 4 biocombustibles priorizados en el presente estudio. Lo anterior se justifica en:
 - i) Comercialmente el caso de las tecnologías de producción son una realidad a nivel internacional y no tienen niveles de incertidumbre tecnológica deficientes; si bien en el caso del biojet el mercado a nivel internacional esta mayoritariamente sustentado a partir de aceites/grasas (Biojet-HEFA), la ruta propuesta en el presente estudio (Biojet-FT) tiene ya proyectos precomerciales a nivel internacional que en el corto plazo entrarán en operación; el caso del DR es hoy por hoy una realidad en Estados Unidos hasta el punto que a la fecha la producción y consumo complementa y supera la demanda de B100 en este país; por lo tanto, estos dos biocombustibles podrían estar clasificados e incluidos en cualquiera de los escenarios del PEN 2022-2052.
 - ii) En ese sentido se deben ajustar las consideraciones de tal forma que efectivamente **el alcance sea cada vez buscar un menor uso de los combustibles fósiles, pero al mismo tiempo se vea claro que se aumenta el uso de estos biocombustibles sin depender exclusivamente de la electrificación.** Se debe garantizar que las otras medidas proyectadas en todos los sectores promuevan el uso de tecnologías de bajas emisiones que estén alineadas por el uso de estos biomcombustibles aprobadas por los respectivos fabricantes. Con escenarios que **incluyan estas consideraciones será viable** en el país desarrollar proyectos de inversión (generalmente privados, de acuerdo a la experiencia nacional con el B100 y bioetanol) con este tipo de biocombustibles puesto que se debe dejar una señal clara para cualquier inversionista en términos de que esta sea una industria que tiene unas metas de gobierno que favorezcan el desarrollo del sector de estos biocombustibles que fundamentalmente sean ascendentes en la producción y consumo final.

- iii) Para el caso del biometano, hay proyectos comerciales en todo el mundo, incluido Colombia lo cual indica favorablemente que este biocombustible pueda ser incluido en cualquiera de los escenarios energéticos a largo plazo (incluido el de Actualización modificado) presentado en el PEN 2022-2052. Bajo el mismo planteamiento para el DR y Biojet, se debe garantizar que los proyectos de biometano en el país tengan garantizado una producción y consumo final ascendente. Se debe tener complementariedad con las medidas tomadas en todos los sectores de tal forma que se favorezca su uso, aprovechando en gran medida que el respectivo combustible fósil está siendo considerado como una apuesta de transición.
- iv) Para el caso del bioetanol 2G se observa que a nivel internacional se está promocionando su uso comercial, lo cual puede ser aprovechado en primera instancia por la industria del bioetanol 1G en el país, ya que en el presente proyecto se edificaron escenarios de prefactibilidad económica positivos en términos de costos de producción de bioetanol 2G bajo el concepto de biorrefinería de tal forma que este sea un producto de alto valor agregado a otros tales como el biometano, biofertilizantes y electricidad renovable. La favorabilidad del desarrollo de esta industria del bioetanol 2G al igual que los otros tres biocombustibles, debe garantizar una producción y consumo final ascendente para que las inversiones que desarrollen esta industria así lo permitan.
- v) Los desarrollos que se están promocionando a nivel internacional con el bioetanol 2G será otro punto de referencia para el país y el desarrollo viable de esta industria que complemente el mercado del bioetanol 1G y sustituya la fracción de gasolina fósil que se defina teniendo como limitante el máximo de contenido de 3,6% en peso del oxígeno con las actuales tecnologías usadas en el país, pero en un futuro no limitadas al desarrollo y proyección con tecnologías de vehículos que permiten mezclas superiores de etanol en gasolina.
- vi) Las consideraciones y supuestos de los 4 biocombustibles de segunda generación del presente estudio están alineados con el propósito del PEN 2022-2052, puesto que se lograron identificar alternativas tecnológicas en producción y consumo de energía renovable, con un prometedor impacto futuro de aporte en el en abastecimiento, competitividad y sostenibilidad.

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. El mayor impacto lo tiene el precio de venta que pueda llegar a tener el biocombustible y para el biometano la participación por la venta del biodigestato. Lo anterior indica la necesidad de revisar la posibilidad de lograr a

futuro un mayor beneficio ambiental por venta de bonos de carbono de tal manera que el impacto de este sobre el análisis financiero del proyecto se vea muy atractivo para los inversionistas.

De iguala manera, es importante revisar la Ley de Transición Energética para que proyectos de esta magnitud y con los beneficios energéticos, ambientales y sociales ya mostrados puedan acceder a los beneficios tributarios como fuentes renovables no convencionales de energía que por ahora están limitados única y exclusivamente a proyectos de generación de energía eléctrica.

El PIGCCme y la E2050, tienen establecidos un mecanismos para el desarrollo de convenios con sectores privados que favorezcan la descarbonización y autonomía de la matriz energética, que pueden ser activados con los sectores agroindustriales para fomentar el desarrollo de un plan de biocombustibles, calculando la línea base y cuantificando los impactos potenciales que se pueden obtener derivados del fomento de la producción de biocombustibles en el país; fundamentados en los potenciales encontrados en esta consultoría.

Si bien es cierto que para las proyecciones en este estudio se tomaron datos conservadores y se evaluaron BR disponibles y cuyos sectores productores ya están alineados con procesos de producción energética; es fundamental que desde el estado, en trabajo integrado y coordinado como se venía desarrollando con la mesa de bioenergía, se planteen estrategias para potencializar sectores como la ganadería, la producción de arroz, la recolección de aceite usado y el sector residuos, que poseen un alto potencial teórico que debe ser aterrizado mediante acuerdos sectoriales, políticas agroenergéticas e incentivos para materializar este importante potencial energético.

9 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABiogás. (2023). *ABiogás*. Legislación. <https://abiogas.org.br/legislacao>
- Abril, A., & Navarro, E. A. (2012). *Etanol a partir de biomasa lignocelulosa*. Valencia (España): Aleta Ediciones.
- ACCEFYN. (2010). *Factores de emisión de los combustibles colombianos*. Bogotá: ACCEFYN.
- Acosta, M., & Pasqualino, J. (2014). TEKNOS. *Potencial de Uso de Biogás En Colombia*. <https://www.revistas-tecnologicocomfenalco.info/index.php/teknos/article/view/468/372>
- AGRONET, & Ministerio de Agricultura. (2021). *Estadísticas home*. <https://www.agronet.gov.co/estadistica/Paginas/home.aspx?cod=1>
- 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>
- AgroNet. (noviembre de 2023). *Estadísticas cultivo de café. Colombia 2022*. Obtenido de <https://www.agronet.gov.co>
- Agudelo, D. (2023). Ecosistemas institucionales que impulsan la generación y uso de biogás y biometano. En WAGAENERGY (Ed.), *Webinar de Biogas para la coacción limpia en los territorios. MinEnergía Colombia*. Bogotá.
- American Biogas Council. (2023). *American Biogas Council*. Biogas Market Snapshot.
- Andersen, F. E. (octubre de 2023). *Producción de Etanol a Partir de Biomasa Lignocelulósica: Estimación Dinámica de Parámetros con Enfoque Simultáneo*.
- ANDI- FEDESARROLLO. (2022). *LA COMPETITIVIDAD DE LA CADENA DEL ARROZ EN COLOMBIA*. Bogotá.
- AOP. (2023). *Biocombustibles*. Obtenido de www.aop.es: <https://www.aop.es/blog/2021/06/03/biocombustibles-de-primera-segunda-y-tercera-generacion-que-son-como-contribuyen-a-reducir-emisiones/#:~:text=El%20bioetanol%20puede%20ser%20de%20primera%20generaci%C3%B3n%20si,degradaci%C3%B3n%20del%20material%20le%C3%B>
- AOP.ES. (noviembre de 2023). *Captura y uso del carbono. Análisis estratégico técnico y económico*. Obtenido de [Uso del carbono](https://www.aop.es): <https://www.aop.es/blog/2020/11/11/captura-uso-co2-analisis-estrategico-tecnico-economico/#%C2%BFQu%C3%A9%20Productos%20Se%20pueden%20obtener?>
- Aparcana, S. (2008). *Estudio sobre el valor fertilizante de los productos del proceso de fermentación anaeróbica para producción de biogás*. Lima Perú.
- Aqualimpia. (2018). *Aqualimpia Engineering*. Aqualimpia Engineering
- ARGUS. (2023). Obtenido de <https://www.argusmedia.com/>

- Armanni Marcos D, Maezari, R., & Amin, S. (2018). *Iso de biodigestato como biofertilizante de rizado de la generación de biogás*. Tucuman (Argentina): Facultad de Agronomía y veterinaria . Univesrsidad Nacional de Rio Cuarto.
- Australian Renewable Energy Agency - ARENA. (Noviembre de 2021). *Australian's Bioenergy Roadmap*. Obtenido de enea consulting : https://www.enea-consulting.com/static/b119b7c746b5b8162bf7cd8a323c254e/586548-australia-s-bioenergy-roadmap_short-report_web.pdf
- avila, F. (2019). *El Biogas una alternativa poco conocida y financieramente inexplorada. Documentos avícolas No 14*. Bogotá D.C.: FENAVI.
- Becerra Norymar, e. a. (Septiembre-Octubre de 2021). Análisis del potencial de aprovechamiento de la porcínaza para obtención de biogás y evaluación de materiales adsorbentes para disminuir la concentración de ácido sulfhídrico en granjas porcíneas colombianas. *Revista Pork Colombia*(ED Digital 261). Recuperado el 20 de Noviembre de 2023, de ISSN 0122-4220
- Biogas World. (2019). *ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL RENOVABLE EN AMÉRICA DEL NORTE*. <https://www.biogasworld.com/news/renewable-natural-gas-quality-specifications-in-north-america/>
- BOE. (18 de mayo de 2022). *Doletín Oficial del Estado Num 118 sec 1 pag 68400*. Obtenido de Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de GdO: <https://www.boe.es/boe/dias/2022/05/18/pdfs/BOE-A-2022-8121.pdf>
- BOE España. (23 de octubre de 2018). *Boletín Oficial del Estado Num. 256 SecIII Pag 102917. Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06, NGTS-07* . Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2018/10/23/pdfs/BOE-A-2018-14557.pdf>
- Bolsa de Comercio de Rosario. (2010). *Bolsa de Comercio de Rosario*. Bioetanol: Comparación Entre EE.UU. y Brasil. <https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/bioetanol>
- Camacho, R., & Duharte, L. (2018). caracterización fisicoquímica de vinazas de destilerías. *CIGET*. <https://www.redalyc.org/journal/1813/181358410001/html/>
- Chaparro 1, D. y. (2022). Biogás, un impulso hacia la economía circular y la descarbonización del sector palmero colombiano. *El Palmicultor*.
- Chaparro 2, D. y. (27 de Diciembre de 2022). Biometano, combustible renovable para la transición energética y la descarbonización de la economía en Colombia. *El Plmicultor*. <https://elpalmicultor.fedepalma.org/biometano-combustible-renovable-transicion-energetica/>. Obtenido de <https://elpalmicultor.fedepalma.org/biometano-combustible-renovable-transicion-energetica/>.

- Chaparro, D. y. (18 de Octubre de 2022). <https://elpalmiticultor.fedepalma.org/biorrefineria-una-buena-alternativa-para-una-industria-sostenible/>. Obtenido de EL PALMITICULTOR.
- Chaparro, N. (Noviembre de 2023). Dirección de Cambio Climático de MinEnergía. (S. Duarte, Entrevistador)
- CREG. (1999). *Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural- (RUT)*. Resolución 071 de 1999. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG071-99#:~:text=Reglamento%20Unico%20de%20Transporte%20de%20Gas%20Natural%20\(RUT\)%3A%20Conjunto,interrelaci%C3%B3n%20con%20los%20dem%C3%A1s%20Agentes.](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1999-CREG071-99#:~:text=Reglamento%20Unico%20de%20Transporte%20de%20Gas%20Natural%20(RUT)%3A%20Conjunto,interrelaci%C3%B3n%20con%20los%20dem%C3%A1s%20Agentes.)
- CREG. (2016). *Resolucion 240 de 2016*. [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/dafe4d4fc83940e2052580bf005b67d0/\\$FILE/Creg240-2016.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/dafe4d4fc83940e2052580bf005b67d0/$FILE/Creg240-2016.pdf)
- DANE. (enero de 2023). *Proyeccion poblacion Colombia*. Bogotá D.C.: DANE.
- 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 sobrecoste: <https://directorioenergetico.com/consultas/notas-informativas/biometano-hidrogeno-y-gas-natural-para-la-industria-no-solo-el-precio-importa-ser-sostenible-tiene-un-sobrecoste>
- Duran Hernandez, D. M. (2020). Aprovechamiento energético de la codigestión anaeróbica de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos y residuos de cosecha de plátano para la producción de biogás [Universidad Nacional de Colombia]. <chrome-extension://oemmndcblldboiebfnladdacbfmadadm/https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/79232/1118556228.2021.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- EBA. (2023). *Boletin de estadisticas de Biogas Europa*.
- Echiegu, E. A., Obinwanne Ugwuishiwu, B., Echiegu, E. A., Nwoke, O. A., Ugwuishiwu, B. O., & Opara, I. N. (2013). Calorific Value of Manure from some Nigerian Livestock and Poultry as Affected by Age. *Article in International Journal of Scientific and Engineering Research*. <http://www.ijser.org>
- EPA. (2022). *Livestock Anaerobic Digester Database*. <https://www.epa.gov/agstar/livestock-anaerobic-digester-database>
- El Tiempo. (diciembre de 2023). *En Huila funciona la planta de beneficio de café mas grande y moderna del mundo*. Obtenido de <https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/en-huila-funciona-la...>
- Energy Institute . (2022). *Energy Institute* . Obtenido de 1533 Quality assurance requirements for semi-synthetic fuel and syntethic blending componets : <https://publishing.energyinst.org>
- Energy U.S. (septiembre de 2023). *Centro de datos de combustibles alternativos*. Obtenido de Energy EfficiencyRenewable Energy: <https://afdc.energy.gov/fuels/prices.html>
- EPM. (diciembre de 2023). Comunicación raicado 20240130018186. *Juan Camilo Ruiz Guzman*. Medellín.

- Erlwein, A., & Sotomayor, E. (2020). *Análisis técnico económico de alternativas de gestión del digestato y producción de fertilizantes - Brief Report*. Santiago de Chile (Chile): LEDS, LEDA LAC, Universidad de Chile.
- FAO. (2011). Manual de biogás. In Proyecto CHI/00/G32 (Ed.), *Proyecto CHI/00/G32 "Chile: Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables"* (Issue 6). <https://doi.org/10.1073/pnas.0703993104>
- FEDEARROZ. (2023). <https://fedearroz.com.co/es/fondo-nacional-del-arroz/investigaciones-economicas/estadisticas-arroceras/area-produccion-y-rendimiento/>.
- Fedebiocombustibles. (2023). *Estadísticas Fedebiocombustibles*. Obtenido de <https://fedebiocombustibles.com/statistics/#>
- FEDEGAN. (Octubre de 2023). <https://www.fedegan.org.co/analisis-inventario-ganadero>. Recuperado el 24 de Noviembre de 2023
- FEDEPALMA. (DICIEMBRE de 2023). https://sisapplus.fedepalma.org/Reportes_Publicos/Produccion_Rendimiento. Obtenido de SISPA Palmero.
- Federación de Cafeteros. (2023). *Comportamiento de la industria cafetera colombiana*. Federación de cafeteros.
- Federación Nacional de Cafeteros (FNC). (Diciembre de 2023). *Centrales de beneficio de café en Colombia*. Obtenido de <https://www.eje21.com.co/2017/11/centrales-de-beneficio-otra-opcion-para-mejorar-la-calidad-del-cafe-y-la-rentabilidad-del-negocio/>
- 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](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>
- Gases Renovables. (Octubre de 2023). *BioPropano Gas renovable para la transición ecológica*. Obtenido de <https://gasesrenovables.info/biopropano-gas-renovable-para-la-transicion-ecologica/>
- Genia Bioenergy. (octubre de 2023). *Genia Bioenergy*. Obtenido de [Como se obtiene el biometano a partir del biogás : https://geniabioenergy.com](https://geniabioenergy.com)
- Genia Bioenergy. (22 de noviembre de 2023). *Sistemas de inyección de biogás a 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-%2027-nov-2023%20Actualizaciones%20semanales,un%20m%C3%A1ximo%20de%205.54%20%28Brazilian%20Real%29%20a%2002-mayo-2022

- GLPautogas. Info. (octubre de 2023). *El Biopropano es una fuente energética limpia*. Obtenido de <https://www.glpautogas.info/es/que-es-el-bio-glp.html>
- 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/>.
- GREG. (2016). rESOLUCIÓN 240 DE 2016.
<https://fedebiocombustibles.com/biocombustibles-hoy/>. (s.f.). Recuperado el septiembre de 2023, de Fedebiocombustibles: <https://fedebiocombustibles.com/biocombustibles-hoy/>
- Hou, T., Zhao, J., Lei, Z., Shimizu, K., & Zhang, Z. (2020). Synergistic effects of rice straw and rice bran on enhanced methane production and process stability of anaerobic digestion of food waste. *Bioresource Technology*, 314(July), 123775. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2020.123775>
- ICA. (11 de 2023). <https://www.ica.gov.co/areas/pecuaria/servicios/epidemiologia-veterinaria/censos-2016/censo-2018>. Obtenido de Censos pecuarios Nacionales.
- IEA. (2020). *Outlook for biogas and Prospects for organic growth World Energy Outlook Special Report biomethane*. <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth/sustainable-supply-potential-and-costs>
- IEA. (2022). *IEA BIOENERGY REPORT 2023. How bioenergy contributes to a sustainable future*. Published by IEA Bioenergy. doi:ISBN 979-12-80907-19-6
- IICA. (2023).Descarbonizando los cielos
- Incubadora Santander SA. (2023). *Abonisa*. ABONISSA FERTILIZANTE ORGÁNICO MINERAL SÓLIDO. <https://www.abonissa.com/fertilizante-solido>
- 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>.
- ISSUU. (diciembre de 2023). *Areas de cafe cultivadas en Colombia*. Obtenido de <https://issuu.com/lapatria/docs/cafecolombia>
- Kumar, V., Fdez-güelfo, L. A., Zhou, Y., Álvarez-gallego, C. J., & Garcia, L. I. R. (2018). Anaerobic co-digestion of organic fraction of municipal solid waste (OFMSW): Progress and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93(June 2017), 380–399. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.051>
- LEDS. (2021). Proyecto De la práctica a la política: análisis de las barreras a la inversión en biogás en Colombia y las medidas para abordarlas, a partir de la experiencia de los desarrolladores y otros actores relevantes.

- 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.
- Lin, T. S., Kheshgi, H. S., Song, Y., Vörösmarty, C. J., & Jain, A. K. (2023). Which crop has the highest bioethanol yield in the United States? *Frontiers in Energy Research*, 11. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1070186>
- Mackenzie. (2023). *Gestor de mercado de Gas Natural*.
- MADR. (2022). *Resolución 126 de 2022. Lineamientos de política para la Ganadería Bovina Sostenible GBS 2022-2050*. Bogotá.
- Manrique, S., Franco, J., Nuñez, V., & Seghezzi, 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. (2021). *PLAN INTEGRAL DE GESTIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO DEL SECTOR MINERO ENERGÉTICO 2050*. Bogotá.
- 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/>
- Moreno Ayala, L., & Cadillo Castro, J. (2018, December 29). Uso del estiércol porcino sólido como abono orgánico en el cultivo del maíz chala. *Anales Científicos*, 79(2), 415. <https://doi.org/10.21704/ac.v79i2.914>
- Munar, D., Ramirez, N., & García, J. (2022). Biocarbón como producto de la biomasa residual de palma de aceite en un concepto de economía circular. www.cenipalma.org
- MVCT- Anthesis Lavola. (2021). *ESTRUCTURACIÓN Y FORMULACIÓN DE LA NAMA DE RESIDUOS SÓLIDOS MUNICIPALES*. Informe Final. Bogotá.
- NEST. (octubre de 2023). *Que es el Bio GLP*. Obtenido de <https://www.glpautogas.info/es/que-es-el-bioglp>
- ONU. (20 de Agosto de 2021). *Las emisiones de metano están acelerando el cambio climático ¿Como podemos reducirlas*. Obtenido de <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/reportajes/las-emisiones-de-metano-estan-acelerando-el-cambio-climatico->
- Pandey, D. S., Katsaros, G., Lindfors, C., Leahy, J. J., & Tassou, S. A. (2019). Fast pyrolysis of poultry litter in a bubbling fluidised bed reactor: Energy and nutrient recovery. *Sustainability (Switzerland)*, 11(9). <https://doi.org/10.3390/su11092533>
- Perez, A. (diciembre de 2023). *Biocombustibles en SUDAMERICA: referentes normativos*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/277260351_Biocombustibles_en_Suramerica_referentes_normativos

- Perfetti, J. J. (2013). *Políticas para el desarrollo de la agricultura en Colombia*. Fedesarrollo, Sociedad de Agricultores de Colombia (SAC), Incoder, Finagro, Banco Agrario, Boota. doi:978-958-57092-8-7
- Plan de Bioeconomía. (2016). *Manual de Biogás. Conceptos básicos*. Buenos Aires (Argentina): Dirección de sustentabilidad medio ambiente y cambio climático.
- Primagas. (octubre de 2023). *Biopropano: Gas propano renovable*. Obtenido de <https://www.primagas.es/gas/biopropano>
- Ramírez, N. E. (abril -junio de 2021). Emisiones de GEI y desempeño económico del sector palmero en Colombia: escenario actual y perspectivas a largo plazo. *Palmas*, 42 (2), 15 a 48. Obtenido de <https://publicaciones.fedepalma.org/index.php/palmas/article/view/13502/13243>
- Raso Concha. (2021). *El economista*. Europa Produce La Mitad Del Biometano y El Biogás Mundial. <https://revistas.economista.es/energia/2021/diciembre/europa-produce-la-mitad-del-biometano-y-el-biogas-mundial-NA9983582>
- REPSOL. (2023). *Que es y como producir el biometano?*
- Reuters. (Noviembre de 2023). *www.reuters.com*. Obtenido de U.S. sustainable aviation fuel production target faces cost, margin challenges: 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=
- Rincón Martínez, J. M., Durán Hernández, D. M., Quintero Montoya, O., Duarte González, C. S., Guevara Patiño, P. O., & Velásquez Lozano, M. E. (2018). *Disponibilidad de biomasa residual y su potencial para la producción de biogás en Colombia*. 16–25. <http://revista.cidet.org.co/>
- Rincón Martínez, J. M., Durán Hernández, D. M., Quintero Montoya, O., Duarte González, C. S., Guevara Patiño, P. O., & Velásquez Lozano, M. E. (2018). *Disponibilidad de biomasa residual y su potencial para la producción de biogás en Colombia*. 16–25. <http://revista.cidet.org.co/>
- Rodríguez, N., & Zambrano, D. (2010). Los Sub Productos del Café: Fuente de Energía Renovable. *Avances Técnicos - CENICAFE*.
- Sanchez, R. (2023). *Aprovechamiento de la biomasa*. Madrid: UNIR.
- Secretaría de Energía presidencia de la nación. (Septiembre de 2023). *Precios de Bioetanol*. Obtenido de https://glp.se.gob.ar/biocombustible/reporte_precios_bioetanol.php
- Silva-Martínez R.D., Sanches-Pereira A., Clemente-Reyes A., & Vincoletto-Rezende M. (2020). Análisis del estado del arte de las políticas nacionales para el tratamiento de la FORSU mediante digestión anaerobia en Brasil y en México. www.redbiolac.org
- Soh Kheang, L. (2016). Biocombustibles de segunda generación de la biomasa de palma de aceite* Second Generation Biofuels from Oil Palm Biomass. *Revista Palmas*, 37, 137–

148. https://fedepalma.org/conferenciainternacional/wp-content/uploads/2022/09/M_2_14_-Biocombustibles-de-segunda.pdf
- Sierra, F., Contreras, I., & Guerreo, C. (Octubre de 2023). *Etanol lignocelulósico: Energético obtenido de Procesos Fermentativos de la Biomasa presente en el Jacinto de Agua*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/264457964_Etanol_lignocelulosico_Energético_obtenido_de_Procesos_Fermentativos_de_la_Biomasa_presente_en_el_Jacinto_de_Agua
- Silva, E., & Venturini, O. (2012). *Biocombustíveis*. Rio de Janeiro (Brasil): Editora Interciencia.
- Siso, E. L., & Gil Martinez, A. (2013). *Evaluación de las tecnologías de purificación del biogás*. Zaragoza: Universidad de Zaragoza.
- Stege, A. (2009). *Modelo Colombiano de Biogás*. Phoenix.
- SUEZ . (octubre de 2023). *SUEZ y las distintas tecnologías d enriquecimiento del biogás para obtenr el mejor Biometano*. Obtenido de <https://www.suez.com/es/aire-espana/noticias>
- 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.
- Torre, V. (Diciembre de 2023). *Normatividad Etanol Colombia*. Obtenido de <https://medioambiente.uxternado.edu.co/resolucion-40111-de-2021>
- 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 potencil 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
- UPME. (2020). *FUNDAMENTOS PARA EL DESARROLLO DE UNA POLÍTICA NACIONAL DE BIOENERGÍA*. Bogotá: SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS .
- UPME. (2022). *Balance Energetico Colombiano*. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>
- UPME. (Junio de 2023). *PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

- UPRA. (2022). *Así se integra la frontera agrícola con el desarrollo sostenible del territorio colombiano*. Bogotá. Obtenido de Así se integra la frontera agrícola con el desarrollo sostenible del territorio colombiano
- UPRA. (15 de octubre de 2023). *upra.gov.co*. Obtenido de <https://upra.gov.co/es-co/Paginas/eva.aspx>
- Vega, L. (Noviembre de 2023). *Diez formas de aprovechar el CO2*. Obtenido de <https://www.elheraldo.co/tendencias/diez-formas-de-aprovechar-el-co2-158386>
- .