

ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE
ENERGÍA A PARTIR DE BIOGÁS EN UN RELLENO SANITARIO DEL
ATLÁNTICO

*Pre-feasibility analysis of a biogas energy generation system at an Atlantic landfill
site*

WILLIAM ANDRÉS FONSECA MAZO

TRABAJO DE GRADO

Asesor, docente

ELKIN ARCESIO GÓMEZ SALAZAR

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN

MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS

MEDELLÍN

2025

RESUMEN

El presente estudio evalúa la viabilidad técnica, económica, legal, ambiental y financiera de un proyecto de generación de energía eléctrica, a partir del aprovechamiento del biogás producido en el relleno sanitario Los Pocitos, ubicado en el departamento del Atlántico (Colombia). El proyecto busca contribuir a la transición energética nacional mediante la valorización de los residuos sólidos urbanos (RSU), promoviendo la sustitución de fuentes fósiles por energías renovables firmes, despachables y de bajo impacto ambiental. Desde el punto de vista técnico, se comprobó que el relleno cuenta con condiciones óptimas de ubicación, disponibilidad de biogás y capacidad instalada proyectada de hasta 5 MW, suficientes para garantizar una operación estable y continua. El análisis de mercado evidenció un contexto de crecimiento sostenido en la demanda eléctrica de la región Caribe de un 3,9 % anual, lo que abre oportunidades para su comercialización mediante contratos PPA de largo plazo, con precios promedio de 310 COP/kWh, reduciendo la exposición a la volatilidad del mercado *spot*. En el componente legal y regulatorio, el proyecto se enmarca en las leyes colombianas 142, 143, 1715 y 2099, así como en las disposiciones de la CREG y la UPME, asegurando su conformidad con los lineamientos de política energética y los incentivos tributarios para las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). En el ámbito ambiental, la planta contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y al cumplimiento de los compromisos del

país en el Acuerdo de París y la COP26, mediante la implementación de un Plan de Manejo Ambiental (PMA) orientado a la mitigación de emisiones, control de ruido y gestión responsable de residuos. El análisis financiero demuestra la rentabilidad del proyecto, con una TIR de 12,81 %, superior al WACC del 12,24 %, y un VPN positivo de \$37.567 millones, lo que confirma su viabilidad económica. La relación beneficio costo (RBC) de 1,94 refuerza la capacidad del proyecto para generar valor sobre la inversión, manteniendo flujos estables durante 30 años. Asimismo, el análisis de riesgo evidencia una alta resiliencia: incluso en escenarios adversos, el VPN del proyecto se mantiene positivo, y los riesgos más significativos, tales como fallas en motogeneradores y disponibilidad de mano de obra técnica, pueden mitigarse mediante estrategias de mantenimiento predictivo, capacitación y gestión de repuestos. En conjunto, los resultados del estudio confirman que el proyecto es técnicamente viable, ambientalmente sostenible y financieramente rentable, aportando de manera significativa a los objetivos nacionales de transición energética, gestión integral de residuos y mitigación del cambio climático.

Palabras clave: biogás de relleno sanitario, residuos sólidos urbanos, digestión anaeróbica, generación de energía eléctrica, viabilidad financiera, comercialización de energía

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	6
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	11
2. JUSTIFICACIÓN.....	16
3. OBJETIVOS.....	20
3.1. OBJETIVO GENERAL.....	20
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
4. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL.....	22
4.1. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD	22
4.2. SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO DE BIOGÁS.....	26
5. DISEÑO METODOLÓGICO	30
5.1. ENFOQUE, ALCANCE Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	30
5.2. LUGAR DE ESTUDIO	37
6. DESARROLLO DEL ESTUDIO	38
6.1. ESTUDIO SECTORIAL	38
6.1.1. Entorno político.....	38
6.1.2. Entorno económico.....	40
6.1.3. Entorno social.....	45
6.1.4. Entorno tecnológico.....	47
6.1.5. Entorno ecológico.....	50
6.1.6. Entorno legal	53
6.2. ESTUDIO DE MERCADO	56
6.2.1. Demanda.....	56
6.2.2. Oferta	59

6.2.3.	Precio	67
6.2.4.	Canales de comercialización	70
6.3.	ESTUDIO TÉCNICO.....	73
6.3.1.	Localización.....	74
6.3.2.	Tamaño	76
6.3.3.	Recurso económico.....	77
6.3.4.	Recurso humano	83
6.4.	ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL.....	92
6.5.	ESTUDIO LEGAL	101
6.6.	ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	105
6.7.	ESTUDIO FINANCIERO.....	113
6.8.	ANÁLISIS DE RIESGO.....	119
7.	CONCLUSIONES	133
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	139

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Proyección del crecimiento de la demanda energética Colombia.....	12
Tabla 2 Matriz estrategia de desarrollo objetivos.....	34
Tabla 3. Desglose del CAPEX del proyecto.....	80
Tabla 4.Cargos y salario estimado.....	84
Tabla 5 Distribución de los costos de operación propuesto la planta de biogás....	91
Tabla 6 Matriz de Leopold de impactos ambientales de la planta de biogás.....	100
Tabla 7 Costos legales de los generadores de energía en Colombia.....	104
Tabla 8 Cálculo del WACC	116
Tabla 9 Plan de pago de préstamo	116
Tabla 10 Flujo de caja del inversionista	117
Tabla 11 Riesgos identificados por componente	125
Tabla 12 Sensibilidad TIR, Financiación – CAPEX.....	136

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Tasa de cambio Representativa del Mercado TRM.....	42
Ilustración 2 Encuesta de percepción ciudadana 2022-226.....	46
Ilustración 3 Generación media de la planta de biogás	58
Ilustración 4 Capacidad instalada en el SIN según fuente de energía – año 2022	60
Ilustración 5 Capacidad instalada en cada escenario (MW) – año 2052	61
Ilustración 6 Matriz de composición de la oferta primaria por escenario – año 2052	64
Ilustración 7 Precio histórico diario de contratos.....	69
Ilustración 8 Precio de contrato modalidad PLG.....	70
Ilustración 9 Ubicación relleno sanitario Parque Ambiental Los Pocitos.....	74
Ilustración 10 Layout esquemático de planta de biogás de cinco unidades de generación	76
Ilustración 11 Vista lateral de proyecto	77
Ilustración 12 Proceso de conversión del biogás a energía eléctrica.....	88
Ilustración 13 Formulario único nacional del solicitud de permiso de emisiones ...	96
Ilustración 14 Organigrama de la empresa	105
Ilustración 15 Histograma del VPN del riesgo vs VPN del proyecto	126
Ilustración 16 Valor esperado de los riesgos	128
Ilustración 17 Contribución en VERI	129
Ilustración 18 Riesgo de fallas en los motogeneradores.....	131

INTRODUCCIÓN

El sector energético en Colombia enfrenta desafíos significativos, derivados del crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, los costos elevados de la energía y los efectos del cambio climático. En particular, la región Caribe ha experimentado un incremento considerable en su consumo de electricidad, influenciado por factores climáticos y el desarrollo de sectores productivos clave (UPME, 2024a). Esta situación exige la diversificación de la matriz energética a través de alternativas sostenibles, entre las cuales el biogás generado en los rellenos sanitarios se perfila como una solución viable y estratégica dentro del contexto de transición energética del país.

El biogás, compuesto principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), es un subproducto del proceso de descomposición anaerobia, también conocido como digestión anaeróbica, de los residuos sólidos urbanos (RSU). Su aprovechamiento permite la generación de energía eléctrica y térmica, al tiempo que contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) (Abbasi y otros, 2012). En Colombia, la disposición final de residuos ha ido en aumento, lo que amplifica la emisión de metano a la atmósfera y resalta la necesidad de estrategias de mitigación. De acuerdo con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD, 2023), en el país se disponen anualmente alrededor de 12 millones de toneladas de residuos sólidos, lo que representa un alto potencial de producción de biogás para diferentes aplicaciones energéticas.

En particular, el aprovechamiento del biogás para la generación de energía eléctrica en el mercado colombiano requiere un análisis integral sobre su viabilidad, considerando los aspectos técnicos, económicos y ambientales que determinan su implementación. En este sentido, el marco normativo en Colombia ha establecido la regulación para la prestación del servicio de energía eléctrica y su comercialización a través de las Leyes 142 y 143 de 1994 (Congreso de Colombia, 1994a; 1994b) (2021), y ha promovido la integración de fuentes renovables en el sistema energético nacional, a través de la Ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia, 2014).

Adicionalmente, mecanismos tales como la regulación de las actividades de la autogeneración, la generación distribuida y las subastas de energía han creado oportunidades para que proyectos como la generación de biogás puedan incorporarse de manera más eficiente al mercado eléctrico colombiano (CREG, 2021). Esta realidad normativa y de política pública configura un entorno favorable para explorar alternativas energéticas innovadoras. Bajo este contexto, resulta pertinente evaluar con mayor profundidad la viabilidad del biogás como opción real de generación de energía eléctrica, particularmente en regiones con alto potencial como el departamento del Atlántico.

Finalmente, el presente estudio tiene como objetivo evaluar la prefactibilidad técnica, económica y ambiental de la implementación de un sistema de

aprovechamiento del biogás generado en un relleno sanitario del departamento del Atlántico, para la generación y comercialización de energía en Colombia.

A través de la metodología ONUDI, se analizan los factores determinantes para su viabilidad, abordando la regulación aplicable, las tecnologías disponibles y los posibles esquemas de comercialización, con lo cual se busca aportar información relevante para diferentes inversionistas y para el desarrollo de estrategias que permitan consolidar el biogás como una fuente energética sostenible, contribuyendo así a la reducción de impactos ambientales y al fortalecimiento del sector eléctrico colombiano.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El análisis de la viabilidad de un sistema de aprovechamiento del biogás generado en un relleno sanitario en el departamento del Atlántico, para la generación y venta de energía eléctrica en el mercado eléctrico colombiano, surge, entre otras razones, como respuesta a la creciente demanda de energía eléctrica (UPME, 2024a); a los altos costos de la energía eléctrica en Colombia, en especial en el Caribe colombiano; a la disponibilidad actual del biogás generado por los residuos sólidos en el Atlántico; y a los efectos del cambio climático asociados a la emisión de gases como metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera (Abbasi y otros, 2012). En este sentido, es importante analizar los diferentes factores que vienen impulsando el crecimiento de la demanda en la región, en especial los asociados a las condiciones climáticas y el consumo de energía eléctrica.

De acuerdo con el último informe de proyección de la demanda publicado por la UPME para el período 2024-2038, el crecimiento de la demanda para un escenario medio se alojaría entre el 1,98 % y el 4,34 % anual. En zonas como la región Caribe, se viene presentado un aumento significativo en la demanda energética, debido en gran medida al fenómeno de El Niño registrado en 2023 y a las condiciones asociadas al aumento en el uso de ventiladores, aires acondicionados y sistemas de refrigeración (UPME, 2024a). Este aumento en la demanda energética no solo refleja el impacto de factores climáticos, sino también una tendencia de crecimiento

nacional asociada a las diferentes actividades económicas que han venido presentando aumento en la demanda de la electricidad.

En el período 2022-2024, la demanda energética del país ha venido en constante crecimiento, tal como se evidencia en la

Tabla 1.

Tabla 1

Proyección del crecimiento de la demanda energética Colombia

Año	Demanda anual (GWh-mes)
2022	6.388
2023	6.665
2024*	6.837

Nota. información obtenida de *Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038* (UPME (2024a, p. 21).

En la tabla anterior puede identificarse que, si bien la demanda no tiene un factor constante de crecimiento, sí es notable su tendencia. Para el 2023, la demanda creció en un 4,33 % en comparación con la demanda del país en el 2022, pero, para el 2024, la demanda se incrementó en un 2,58 %.

De acuerdo con lo indicado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), para marzo de 2024 la demanda de la región Caribe se ubicó en 1.731 GWh-mes,

registrando un crecimiento de 5,35 % con respecto a marzo de 2023. Dentro las actividades económicas que más contribuyen con el incremento de la demanda, se destacan, entre otros, el sector de la construcción, el sector de industrias manufacturera, la distribución de agua, el alojamiento y los servicio de comida (UPME, 2024a). Este crecimiento en la demanda energética evidencia la necesidad de considerar otras alternativas sostenibles de generación de energía que contribuyan a la diversificación de la matriz energética y a la mitigación de los impactos ambientales. En este sentido, el biogás generado en los rellenos sanitarios se presenta como una fuente de energía con potencial de aprovechamiento, ofreciendo una solución viable dentro del marco de transición energética del país.

En Colombia, los rellenos sanitarios que operan legalmente generan un compuesto químico llamado biogás, compuesto normalmente por CH_4 y CO_2 , cuyas composiciones en volumen oscilan entre 50-70 % y 30-50 %, respectivamente. De igual manera, pueden contener algunas cantidades muy pequeñas de gases tales como el sulfuro de hidrógeno (H_2S), entre otros (Abbasi y otros, 2012). Este biogás, compuesto en un alto porcentaje por metano y dióxido de carbono, representa un subproducto de la disposición de residuos sólidos con alto potencial energético; sin embargo, su emisión descontrolada constituye una fuente significativa de gases GEI, que contribuyen en gran medida al calentamiento global (Abbasi y otros, 2012).

Se calcula que la biodegradación natural de los RSU en condiciones anaeróbicas emite anualmente entre 590 y 800 toneladas de metano, que son lanzadas a la

atmósfera (Rincón y Castiblanco, 2021). El metano, por su composición, es considerado uno de los gases que más contribuyen a acelerar el cambio climático que hoy vive el mundo (IPCC, 2021). Estas emisiones de metano que resultan de los RSU evidencian la magnitud del problema que enfrenta hoy el país. Este impacto, que se ve acentuado por el incremento constante de los residuos, resalta la importancia de analizar el proceso de disposición final y potencial de aprovechamiento.

Se estima que una persona en Colombia genera diariamente en promedio alrededor de 0,74 kg de residuos (Ramón y otros, 2023). Esta cifra se complementa con lo indicado en el *Informe Nacional Disposición Final de Residuos Sólidos 2022*, de la SSPD, en donde se indica que en Colombia se disponen anualmente en promedio alrededor de unos 12 millones de toneladas de residuos sólidos al año. Para el caso específico del departamento del Atlántico, este informe presenta un aumento en el número de toneladas/día de residuos sólidos dispuesto del 1,75 % en relación con el 2021 (SSPD, 2023). El crecimiento en la cantidad de residuos dispuestos anualmente en Colombia, en particular en la zona del Atlántico, presenta una tendencia que no solo aumenta la presión sobre la operación de los rellenos, sino que también amplifica los efectos negativos de la emisión de metano al ambiente, debido a este alto potencial de influencia en el calentamiento global (Rincón y Castiblanco, 2021). Por tanto, adquiere gran relevancia la necesidad de diseñar estrategias de mitigación, y el aprovechamiento del biogás se convierte en un aspecto crucial para la sostenibilidad y la gestión eficiente de los residuos.

Esta liberación de metano proveniente del proceso que tiene lugar en los rellenos sanitarios contribuye significativamente al aumento del calentamiento global y tiene un impacto negativo en el medio ambiente. El componente de calentamiento global del metano es 21 más nocivo que el del dióxido de carbono (Guevara, 2021). Esta situación resalta la importancia de implementar estrategias que permitan reducir este impacto negativo no solo desde el componente ambiental, sino desde la oportunidad, al tener la posibilidad de considerar este potencial como una importante fuente energética renovable, acompañada de una manera sostenible de la gestión de los residuos.

En consecuencia, el contexto expuesto evidencia la pertinencia de analizar, desde una perspectiva integral, la viabilidad técnica, económica, ambiental y regulatoria de implementar un sistema de aprovechamiento del biogás generado en un relleno sanitario del departamento del Atlántico, con el fin de transformar este subproducto en una fuente efectiva de generación y comercialización de energía eléctrica en el mercado eléctrico colombiano.

2. JUSTIFICACIÓN

El incremento de la demanda energética a nivel mundial ha llevado a replantear tanto la capacidad instalada como su eficiencia en la cobertura de esta necesidad. En tal contexto, las fuentes de generación de energía renovable han adquirido un papel fundamental como alternativa sostenible para atender la creciente demanda (IPCC, 2021); sin embargo, el país enfrenta hoy una barrera importante derivada, entre otros, del tema social. Si bien la ubicación geográfica de Colombia permite tener gran diversificación de su matriz energética, con alto potencial en el recurso del viento, con parques eólicos, y del sol, con granjas solares. A menudo, el desarrollo tanto de los proyectos eólicos como de los solares se ve limitado por diversas razones, que hacen inviable económicamente su desarrollo. En el caso de los proyectos eólicos, ocurre con las comunidades Wayuu, y en el caso de los proyectos solares, estos cada vez requieren áreas mayores para su implementación.

Este tipo de tecnologías presentan, además, un problema importante, y es que solo pueden atender la demanda de energía durante un tercio de las horas del día, por lo cual su eficiencia está condicionada en gran medida a las condiciones climáticas de la zona (Bueno, 2019). En este escenario, es necesario reconocer que, aunque energías renovables como la solar y la eólica representan una gran promesa para el país, su aprovechamiento pleno requiere superar barreras estructurales que hoy limitan su expansión. Esto refuerza la urgencia de identificar fuentes

complementarias que, sin depender de condiciones tan variables, puedan integrarse de forma eficaz en la matriz energética nacional.

A pesar de los avances del país en el desarrollo de las energías renovables, las restricciones sociales y técnicas han limitado el aprovechamiento óptimo del potencial de generación tanto solar como eólica, lo que resalta la necesidad de explorar alternativas complementarias para la diversificación de la matriz energética (Bueno, 2019). En este contexto, el potencial del biogás de los rellenos sanitarios, un recurso con alto potencial para diversificar la oferta energética y para contribuir a la reducción de emisiones de gases GEI), representa para el país una oportunidad subutilizada para la generación de energía.

Colombia cuenta con un importante potencial energético subutilizado, en la generación de electricidad a partir del biogás producido en los rellenos sanitarios. Por medio del tratamiento de los RSU, este recurso puede ser aprovechado para la producción de energía térmica y eléctrica, e incluso, bajo condiciones específicas, ser inyectado en redes de gas natural domiciliario y[o] vehicular. Cualquiera de estas aplicaciones representa una estrategia efectiva para la reducción de emisiones de GEI (Rincón y Castiblanco, 2021).

El biogás producido en los rellenos sanitarios representa una fuente energética con múltiples aplicaciones, lo que refuerza la necesidad de considerar su aprovechamiento como parte de la matriz energética del país (Abbasi y otros, 2012).

De igual manera, su potencial energético; su integración al sistema eléctrico puede beneficiarse de incentivos regulatorios diseñados para fomentar el uso de fuentes no convencionales de energía.

En la actualidad, Colombia cuenta con alto potencial en la generación a partir de las fuentes no convencionales de energía; asimismo, cuenta con una regulación que permite obtener beneficios tributarios y arancelarios, y promueve la integración de nuevas tecnologías de generación al Sistema Interconectado Nacional (SIN), como la Ley 1715 de 2014, que viabiliza las inversiones durante el desarrollo y construcción de proyectos a partir de FNCER (Congreso de Colombia, 2014). El marco normativo del país ha facilitado el desarrollo de proyectos basados en energías renovables, estableciendo condiciones favorables para la inversión. En este contexto, los avances tecnológicos en la extracción y purificación del biogás han tenido una reducción significativa en los costos, permitiendo así que su aplicación en la generación de electricidad sea más competitiva y eficiente.

Con la reducción en los costos de las tecnologías de extracción, purificación y aprovechamiento del poder calorífico del gas a nivel global, y en materia de importación, con los beneficios de la Ley 1715, se abre una gran oportunidad y se envía un mensaje para la inversión en este tipo de tecnologías de generación energía eléctrica en el país (Congreso de Colombia, 2014). Por tanto, la optimización de los costos en el pretratamiento del biogás refuerza su viabilidad como una fuente energética alternativa; asimismo, con las políticas energéticas, que

hoy permiten esquemas de comercialización más flexibles, se ha facilitado la integración de proyectos de biogás al mercado eléctrico mediante mecanismos que agilizan su conexión a la red.

Estas políticas energéticas, contenidas en la Resolución 174 de 2021 (CREG, 2021a), abren una gran oportunidad para la comercialización de energía eléctrica a la red bajo esquemas tales como la generación distribuida y la autogeneración a pequeña y gran escala (de 2021), que permiten procesos de conexión más rápidos y ágiles para la viabilidad de este tipo de proyectos.

Por último, el aprovechamiento del biogás como fuente de generación de energía eléctrica no solo se presenta como una solución viable a los desafíos energéticos y ambientales del país, sino también como una alternativa estratégica dentro del marco regulatorio actual. Evaluar su prefactibilidad técnica, económica y ambiental permite identificar su potencial real de implementación y los beneficios que podría aportar al desarrollo sostenible del sector energético en Colombia.

3. OBJETIVOS

3.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar la prefactibilidad de implementar un sistema de aprovechamiento del biogás generado en un relleno sanitario del departamento del Atlántico, para la generación y comercialización de energía en Colombia.

3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar las condiciones actuales del entorno y del sector energético en el que se desarrollará el proyecto, considerando factores económicos, sociales, políticos y regulatorios.
- Desarrollar un estudio de mercado enfocado en la generación eléctrica a partir de biogás, que caracterice la oferta y la demanda energética, y que evalúe su inserción en el mercado eléctrico colombiano.
- Elaborar un estudio técnico detallado para definir el tipo de tecnología y la cantidad de recurso disponible para la producción eficiente de energía eléctrica a conectar a la red.
- Establecer la estructura organizacional óptima para el desarrollo y operación del proyecto, identificando los roles y perfiles necesarios.

- Validar el cumplimiento de todos los requisitos legales y regulatorios aplicables para el proyecto de generación de energía a partir del biogás.
- Desarrollar un análisis financiero en el que se identifiquen los posibles riesgos e impactos asociados, con el propósito de determinar la viabilidad económica del proyecto.
- Analizar los riesgos e impactos asociados al desarrollo del proyecto.

4. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

El marco conceptual de este estudio tiene como objetivo proporcionar una base conceptual sólida, que abarca un estudio de prefactibilidad y el análisis de los sistemas de aprovechamiento de biogás, para analizar la viabilidad de aprovechar el biogás que se genera en los rellenos sanitarios en el departamento del Atlántico, para la producción y comercialización de energía eléctrica en el mercado colombiano. Para ello, se abordan aspectos relevantes en el contexto energético del país, como el potencial del biogás como fuente de energía, el marco regulatorio vigente de la comercialización de la energía en el país y las tecnologías disponibles para el aprovechamiento de este potencial, que permitan hacer un análisis completo y cuidadoso de los resultados y la información documental vigente.

4.1. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

El estudio de prefactibilidad implica un análisis más detallado, basado principalmente en información secundaria, con el propósito de estimar las principales variables del mercado, las opciones técnicas de producción y la capacidad financiera de los inversionistas. Además, permite proyectar inversiones, costos operativos e ingresos esperados, proporcionando criterios más sólidos para descartar alternativas menos viables (Sapag y otros, 2014). Su propósito es reducir la incertidumbre y facilitar la toma de decisiones informadas en la ejecución de proyectos de infraestructura y energía (BID, 2019). Esta fase resulta crucial, ya que

permite identificar riesgos, analizar oportunidades y definir estrategias para optimizar los recursos disponibles, asegurando que el proyecto pueda desarrollarse de manera eficiente y sostenible.

Para desarrollar este tipo de estudios, se dispone de varias metodologías, cada una con su enfoque particular, ampliamente utilizadas en la evaluación de proyectos de inversión, que permiten abordar su viabilidad desde distintas perspectivas. Para el presente trabajo, se seleccionaron tres metodologías descritas a continuación.

4.1.1. Metodología del marco lógico (MML)

La metodología del marco lógico (MML) es una herramienta utilizada para organizar objetivos y definir indicadores de desempeño de manera clara y coherente, estructurada para la planificación, el monitoreo y la evaluación de proyectos (Ortegón y otros, 2018). Su aplicación es usual en proyectos financiados por organismos internacionales, ya que permite tener una visión integral de los resultados esperados, asegurando que los objetivos del proyecto se alineen con las necesidades identificadas.

4.1.2. Metodología ZOPP

La metodología Planificación de Proyectos Orientada a Objetivos (ZOPP, por sus siglas en alemán *ZielOrientierte ProjektPlanung*), desarrollada por la Agencia de

Cooperación Alemana (GTZ), se basa en la planificación participativa, que permite identificar problemas, establecer objetivos estratégicos y definir medidas de intervención adecuadas (Helming y Göbel, 1995). Su enfoque es bastante útil en los proyectos que tienen alto nivel de interacción con comunidades y grupos de interés, lo que permite asegurar una gestión participativa del proceso de implementación.

4.1.3. Metodología ONUDI

Esta metodología, desarrollada por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI), se enfoca en la evaluación de proyectos industriales y energéticos, integrando criterios técnicos, financieros, ambientales y de sostenibilidad, en la fase de análisis de factibilidad (Behrens y Hawranek, 2020). Se especializa en proporcionar herramientas para estructurar los proyectos con un enfoque de eficiencia y optimización de recursos, asegurando que sean económicamente viables y ambientalmente sostenibles.

Si bien cada una de estas metodologías aporta enfoques valiosos en la evaluación de proyectos, la metodología ONUDI presenta una mejor alineación con los objetivos de esta investigación, ya que está diseñada específicamente para proyectos industriales y energéticos. Su enfoque integral permite evaluar el impacto técnico, financiero y ambiental de manera estructurada, facilitando, entre otras cosas, la toma de decisiones estratégicas en proyectos de energías renovables (Behrens y Hawranek, 1994).

En concordancia con lo anterior, es importante destacar que, dentro del ciclo de desarrollo de la metodología ONUDI (Behrens y Hawranek, 1994), se consideran tres fases esenciales, que serán abordadas en este proyecto:

1. **Fase de preinversión.** Comprende los estudios de perfil, prefactibilidad y factibilidad (Behrens y Hawranek, 1994). En esta etapa se identifican las características del proyecto, los costos asociados y el impacto ambiental y social, asegurando una base sólida para la toma de decisiones.

2. **Fase de inversión.** Incluye el diseño técnico, la selección de equipos, la planificación de construcción y la evaluación de costos operativos (Behrens y Hawranek, 1994). La metodología considera aspectos clave, como son la optimización de la infraestructura y la eficiencia energética en la implementación del sistema de aprovechamiento de biogás.

3. **Fase operacional.** Evaluación del desempeño del proyecto en el corto y largo plazo, considerando aspectos de mantenimiento, optimización de recursos y sostenibilidad financiera (Behrens y Hawranek, 1994). Esta etapa permite validar la efectividad del sistema implementado y realizar ajustes en función de la operatividad y el impacto ambiental.

La aplicación de la metodología ONUDI en este proyecto permite estructurar el análisis del aprovechamiento del biogás en rellenos sanitarios del Atlántico, asegurando que se aborden de manera integral los factores técnicos, financieros y

regulatorios involucrados en la generación y comercialización de energía eléctrica. Además, esta metodología ofrece un marco sólido para identificar barreras y oportunidades en la implementación de proyectos de energía renovable (Behrens y Hawranek, 1994).

4.2. SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO DE BIOGÁS

El biogás es una fuente de energía renovable generada a partir de la descomposición anaerobia de materia orgánica, principalmente en rellenos sanitarios, plantas de tratamiento de aguas residuales y residuos agroindustriales (IPCC, 2021). Su composición química puede variar levemente dependiendo del tipo de residuos, pero generalmente está conformado por 50-70 % de metano (CH_4), 30-50 % de dióxido de carbono (CO_2) y trazas de otros gases, tales como el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el oxígeno (O_2) (Abbasi y otros, 2012). Su alto potencial energético convierte al biogás en una alternativa viable para la generación de electricidad, energía térmica y biocombustibles, mitigando al mismo tiempo la emisión de GEI.

4.2.1. Tecnologías para el aprovechamiento del biogás

Para optimizar su aprovechamiento, el biogás puede ser procesado y utilizado mediante diversas tecnologías, cada una con aplicaciones específicas según la

demanda energética y las condiciones del lugar de producción, tres de las cuales se describen a continuación.

- **Generación de energía eléctrica.** El biogás se puede utilizar en motores de combustión interna, microturbinas y celdas de combustible, para la producción de electricidad (EPA, 2020). Esta es una de sus aplicaciones más extendidas, ya que permite tanto la conexión a la red eléctrica como la comercialización de la energía generada bajo esquemas tales como la generación distribuida y la autogeneración a gran escala (CREG, 2021). Este tipo de generación fortalece los modelos descentralizados y promueve el uso eficiente del recurso local, integrando el biogás como un actor clave en la diversificación energética del país. A ello se suman otras aplicaciones, tales como la generación térmica, con alto potencial en entornos industriales.

- **Generación térmica.** El biogás puede emplearse en calderas y sistemas de calefacción, para generar calor en procesos industriales. Esta aplicación es muy utilizada en plantas de tratamiento de residuos y en sectores que requieren grandes volúmenes de energía térmica (IEA, 2020). Su uso contribuye a la reducción del consumo de combustibles fósiles y permite hacer una mejor gestión del recurso energético.

- **Purificación e inyección a la red de gas natural.** El biogás puede transformarse en biometano, un gas con una composición similar al gas natural, mediante un proceso de purificación conocido como *upgrading*, que permite su inyección a las redes de distribución domiciliaria o su uso como combustible para transporte (GNV) (Genia, s. f.). Este aprovechamiento ha sido implementado con éxito en países europeos, y representaría una oportunidad clave para la diversificación energética en Colombia.

4.2.2. Beneficios del aprovechamiento del biogás

El aprovechamiento del biogás en la generación de energía presenta múltiples beneficios que lo convierten en una alternativa atractiva en el contexto energético colombiano, entre los que se destacan los que se describen a continuación.

- **Reducción de emisiones de GEI.** Al capturar y utilizar el metano se evita su liberación directa a la atmósfera, reduciendo así su impacto ambiental (IPCC, 2021). Este beneficio posiciona al biogás como una alternativa alineada con los objetivos de mitigación del cambio climático, abriendo paso al análisis de su contribución estructural al sistema energético.

- **Diversificación de la matriz energética.** El biogás contribuye a la generación de energía a partir de fuentes no convencionales, disminuyendo así la

dependencia de combustibles fósiles (UPME, 2024a). Esta característica refuerza su valor estratégico en la diversificación de la oferta energética del país, permitiendo conectar con su potencial como mecanismo de valorización de residuos.

- **Aprovechamiento de los RSU.** Su uso en rellenos sanitarios permite la valorización energética de los residuos, que promueve un modelo de economía circular (SSPD, 2023). Este enfoque destaca el doble propósito del biogás: generar energía y aportar a la gestión ambientalmente responsable de los residuos.

Estos beneficios posicionan al biogás como una solución energética integral, que responde tanto a los desafíos ambientales como a los objetivos de sostenibilidad energética del país. Su potencial para la reducción de emisiones, la diversificación de la matriz energética y la valorización de los RSU refuerza su papel dentro de las estrategias de la transición energética. No obstante, para que esta alternativa pueda materializarse de manera efectiva, es necesario comprender cómo puede integrarse en el modelo actual de generación y comercialización de energía eléctrica en Colombia, considerando el marco regulatorio vigente y los mecanismos disponibles en el mercado energético (Muñoz y otros, 2023).

5. DISEÑO METODOLÓGICO

5.1. ENFOQUE, ALCANCE Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El análisis para elaborar el presente proyecto de investigación se desarrolla mediante un enfoque metodológico mixto, que integra técnicas cualitativas y cuantitativas. Esta combinación es adecuada para abordar la complejidad del estudio, ya que permite obtener una comprensión profunda del contexto técnico, económico, social y normativo del aprovechamiento del biogás como fuente de energía renovable, al tiempo que incorpora herramientas analíticas que facilitan la evaluación de su viabilidad. El componente cualitativo permite interpretar los datos desde una perspectiva inductiva e identificar prácticas, barreras y oportunidades, mientras que el componente cuantitativo se centra en el análisis de datos técnicos, económicos y regulatorios que apoyen la toma de decisiones (Hernández y otros, 2014). Este enfoque mixto hace posible abordar el fenómeno desde distintas perspectivas analíticas, que generan una base sólida para definir el alcance de la investigación en función de sus objetivos específicos.

El alcance del estudio es de tipo descriptivo y exploratorio. En la etapa descriptiva, se documentan las tecnologías y metodologías utilizadas para el aprovechamiento de biogás a partir de residuos sólidos en Colombia, y en contextos internacionales relevantes para la generación de energía eléctrica. Esto permite identificar el estado actual y las mejores prácticas, los factores críticos de éxito y los desafíos que

enfrenta la implementación de estas tecnologías en el país y la región. En la fase exploratoria, la investigación se enfoca en evaluar la viabilidad y pertinencia de aplicar estas metodologías en Colombia, estableciendo una base teórica y práctica para la implementación de tecnologías de biogás con un enfoque en el impacto económico, ambiental y social.

Para asegurar la claridad y efectividad en la consecución de los objetivos, el proyecto se guía por los criterios: específicos, medibles, alcanzables, relevantes y con un marco de tiempo definido (SMART, por sus siglas en inglés *specific, measurable, attainable, relevant y time-bound*). Esto garantiza un enfoque estructurado, que permite evaluar los resultados frente a los objetivos planteados, e identificar los límites y oportunidades del proyecto (Stsepanets, 2021). Esta orientación metodológica contribuye a delimitar con mayor precisión los objetivos del estudio, permitiendo avanzar hacia la definición del diseño más adecuado para abordar la complejidad del fenómeno investigado.

El diseño metodológico de este estudio es descriptivo y no experimental, dado que no se manipulan variables, sino que se observan y analizan fenómenos en su contexto natural. Este enfoque es adecuado para estudios que buscan comprender procesos y estructuras existentes, permitiendo examinar en profundidad la aplicación de tecnologías de biogás sin intervenir en su desarrollo (Hernández y otros, 2014). El estudio utiliza un diseño de estudios de caso, lo que permite explorar en profundidad las tecnologías de aprovechamiento del biogás implementadas en

diferentes regiones y contextos. Se analizan tanto estudios nacionales como internacionales, para identificar prácticas exitosas y adaptables al entorno colombiano.

La investigación adopta un diseño mixto, combinando enfoques cualitativos y cuantitativos, para evaluar la viabilidad del aprovechamiento del biogás en la generación de energía eléctrica en Colombia. Este enfoque permite integrar la profundidad del análisis cualitativo con la precisión del análisis cuantitativo, proporcionando una visión integral sobre los desafíos y oportunidades del proyecto desde una perspectiva técnica, económica, social y regulatoria (Hernández y otros, 2014). Esta combinación integra la riqueza del análisis cualitativo con la precisión del análisis cuantitativo, proporcionando una visión integral de los desafíos y oportunidades del proyecto.

Con el propósito de garantizar un análisis estructurado y alineado con los objetivos del estudio, la investigación se desarrolla en cuatro fases, que se describen a continuación.

1. Revisión de la literatura y análisis documental. Recopilación de estudios previos sobre el aprovechamiento del biogás en la generación de energía, analizando los marcos teóricos y normativos que sustentan su viabilidad en Colombia (Hernández y otros, 2014).

2. Selección y análisis de casos de estudio. Identificación y análisis detallado de casos de estudio relevantes que demuestren el uso eficaz de tecnologías de biogás a partir de residuos (Hernández y otros, 2014).

3. Análisis de datos. Aplicación de técnicas de análisis cualitativo para identificar patrones, relaciones y factores críticos que influyen en la implementación exitosa de proyectos de biogás (Bernal, 2010).

4. Generación de recomendaciones. Basados en los hallazgos, se desarrollan recomendaciones prácticas y políticas para implementar tecnologías de biogás en Colombia, destacando las mejores prácticas y estrategias para superar barreras identificadas (Bernal, 2010).

Como complemento a la metodología utilizada, la Tabla 2 presenta un resumen de los métodos, enfoques e instrumentos de recolección de información aplicados a cada uno de los objetivos específicos del estudio. En esta tabla, se detallan las características clave de cada método, incluyendo los procedimientos, enfoques y justificaciones para su selección. Su estructura permite tener una visión consolidada y de fácil consulta, que propicia la comprensión del papel de cada técnica en el alcance de los objetivos de la investigación.

Tabla 2*Matriz estrategia de desarrollo objetivos*

Objetivo	Metodología	Enfoque	Instrumento
Evaluar las condiciones actuales del entorno y del sector energético en el que se desarrollará el proyecto, considerando factores económicos, sociales, políticos y regulatorios.	Análisis documental de informes de entidades del sector, gubernamentales y no gubernamentales, como ASIC, XM, CREG, UPME, MinMinas, SSPD y PESTEL.	Mixto	Revisión de informes sectoriales, legislación, regulación vigente y políticas energéticas.
Desarrollar un estudio de mercado enfocado en la generación eléctrica a partir de biogás, que caracterice la oferta y la demanda energética, y que evalúe su inserción en el mercado eléctrico colombiano.	Investigación de mercado utilizando datos e información secundaria, y análisis de bases de datos del sector energético tales como Andesco,	Cuantitativo (análisis de datos numéricos, tendencias de mercado).	Bases de datos (XM, UPME, SSPD, Ministerio de Minas y Energía, informes de mercado y estadísticas del DANE.

Objetivo	Metodología	Enfoque	Instrumento
	Presidencia de la República, XM, SICEP y SIEL.		
Elaborar un estudio técnico detallado, para definir el tipo de tecnología y la cantidad de recurso disponible para la producción eficiente de energía eléctrica para conectar a la red.	Estudio técnico basado en la revisión de tecnologías aplicables y casos de éxito documentados en otros departamentos y países de la región.	Cuantitativo (evaluación de recursos y tecnología)	Modelos técnicos, simulaciones, consultas con proveedores de tecnología.
Establecer la estructura organizacional óptima para el desarrollo y operación del proyecto, identificando los roles y perfiles necesarios.	Análisis cualitativo, mediante entrevistas con expertos en gestión de proyectos, y análisis de casos de éxito en estructuras organizacionales.	Cualitativo	Estudios de caso, análisis comparativos.

Objetivo	Metodología	Enfoque	Instrumento
Identificar y garantizar el cumplimiento de todos los requisitos legales y regulatorios aplicables para el proyecto de generación de energía a partir del biogás.	Revisión documental de normativas aplicables y consultas con especialistas legales en las gacetas de la CREG, MinMinas y UPME.	Cualitativo	Revisión de leyes (Ley 1715 de 2014, Resolución CREG 174 y 075 de 2021), guías regulatorias
Desarrollar un análisis financiero detallado, en el que se identifiquen los posibles riesgos e impactos asociados, con el propósito de determinar la viabilidad económica del proyecto.	Análisis financiero detallado con proyecciones de costos, ingresos y riesgos.	Cuantitativo	Modelos financieros (VAN, TIR), análisis de sensibilidad y riesgo.

Nota. Elaboración propia, a partir de Bernal (2010).

5.2. LUGAR DE ESTUDIO

El lugar o ámbito donde se desarrolla una investigación debe estar claramente delimitado, ya que permite ubicar espacialmente el fenómeno de estudio y contextualizar los resultados dentro del entorno específico. Este aspecto es esencial para determinar la aplicabilidad y generalización de los hallazgos (Bernal, 2010). En consecuencia, y en línea con esta orientación metodológica, el presente estudio se desarrolla a partir del análisis de información secundaria, teniendo como área principal de enfoque el departamento del Atlántico (Colombia), considerando información nacional para el análisis comparativo y contextual. Se consideran fuentes oficiales de entidades gubernamentales y no gubernamentales, tales como la UPME, la CREG, ASIC, XM, el Ministerio de Minas y Energía y la SSPD, entre otras.

6. DESARROLLO DEL ESTUDIO

6.1. ESTUDIO SECTORIAL

El estudio sectorial que se desarrolla a continuación comprende los seis entornos que integran el análisis PESTEL.

6.1.1. Entorno político

El actual entorno político colombiano presenta un marco favorable para desarrollar proyectos de generación de energía a partir de fuentes no convencionales como el biogás. Esto se ve reflejado en el impulso del gobierno nacional a la transición energética justa, una política central del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, bajo el lema "Colombia potencia mundial de la vida" (DNP, 2023a). Esta política busca diversificar la matriz energética, reducir la dependencia de los combustibles fósiles, fomentar la sostenibilidad ambiental y generar beneficios sociales en territorios vulnerables (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

Uno de los pilares clave de esta transformación energética es el fortalecimiento institucional para permitir que los proyectos de energía renovable avancen con reglas claras, respaldo técnico y articulación territorial. Entre las principales

instituciones que componen el entorno político del sector energético y ambiental de país se destacan cuatro que se describen a continuación.

- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).** La CREG es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía (2023), encargada de regular los servicios públicos de energía eléctrica, gas natural, gas licuado del petróleo y combustibles líquidos. Una de sus funciones es promover un sistema energético eficiente, confiable y de calidad. Como parte de sus funciones, la CREG ha emitido resoluciones técnicas que hoy permiten y reglamentan la integración de los generadores y autogeneradores al Sistema Interconectado Nacional (SIN), como son la Resolución 174 de 2021 (CREG, 2021a) y la Resolución 075 de 2021 (CREG, 2021b). De igual manera, han reglamentado y definido los criterios de remuneración y acceso a la red (CREG, 2023).

- **Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).** La UPME es el organismo técnico del Ministerio de Minas y Energía encargado de planificar el desarrollo del sector energético del país. Define, entre otros, los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), gestiona la Ventanilla Única de proyectos de generación y publica boletines de demanda energética que permiten anticiparse a las necesidades de capacidad futura. Para proyectos de biogás, la UPME es clave en la asignación de capacidad de conexión y en la validación del potencial regional (UPME, 2023).

- **Ministerio de Minas y Energía (MinMinas).** Es la entidad responsable de formular, coordinar y ejecutar desde el gobierno nacional la política energética del país. Entre sus funciones, incluye liderar el proceso de la transición energética y administrar los incentivos tributarios para FNCER (Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021). También es responsable de supervisar las entidades del sector (Congreso de Colombia, 2014; 2021). A través de sus programas, busca garantizar la cobertura energética en zonas no interconectadas (ZNI) y apoyar soluciones energéticas, como el biogás, en contextos rurales y periurbanos (MinMinas, 2023).

- **Corporación Autónoma Regional del Atlántico (CRA).** La CRA es la autoridad ambiental del departamento del Atlántico. Regula el uso de los recursos naturales, otorga licencias y permisos ambientales y vigila, entre otros aspectos, el cumplimiento de los planes de manejo ambiental (PMA). En el caso específico de los proyectos de biogás, es responsable de evaluar los impactos sobre el suelo, el aire y los cuerpos hídricos en su zona de influencia; además, promueve políticas de economía circular para el aprovechamiento de residuos sólidos, en su plan de acción ambiental (CRA, 2024).

6.1.2. Entorno económico

El entorno económico colombiano incide directamente en la viabilidad técnica y financiera de proyectos de generación de energía, particularmente en los proyectos

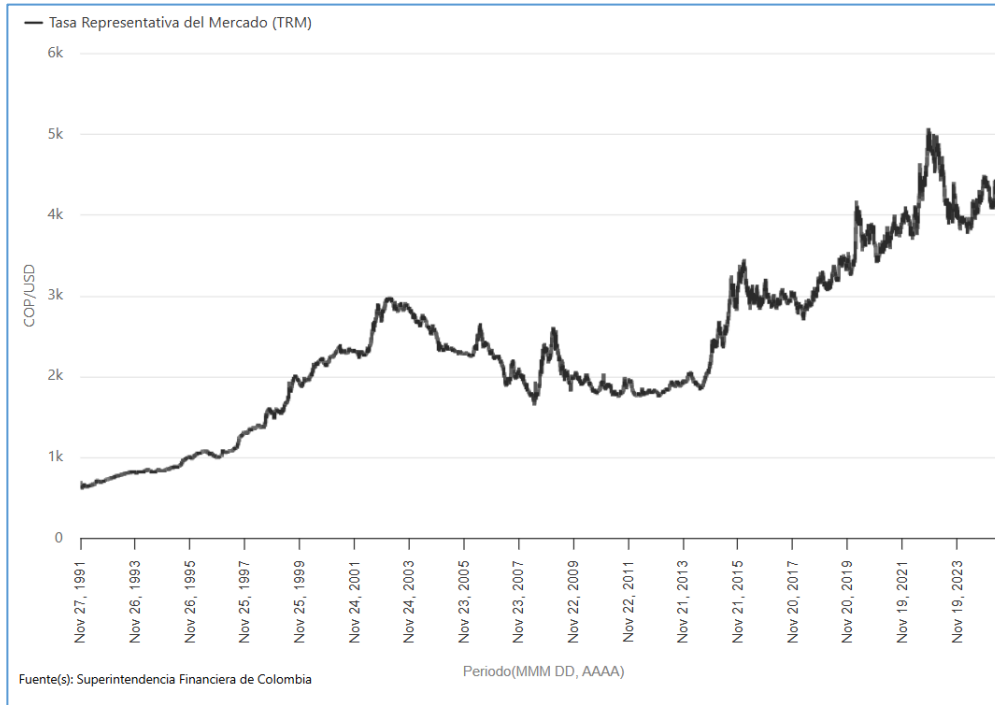
de FNCER, por su relación con los costos de importación de los equipos, construcción, operación y proyección de ingresos. En este contexto, se destacan cuatro variables económicas principales, tales como la Tasa de cambio Representativa del Mercado (TRM), la inflación, el precio de los combustibles fósiles y la demanda de energía eléctrica.

6.1.2.1. Tasa de cambio Representativa del Mercado (TRM). La TRM representa la cantidad de pesos colombianos por cada dólar estadounidense. Es calculada y certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia (SFC), con base en las operaciones de compra y venta de divisas entre intermediarios financieros registrados. Su comportamiento tiene impacto directo en el costo del presente proyecto, dado que gran parte de los equipos, componentes y servicios técnicos asociados a sistemas de biogás son importados. Una TRM alta aumenta el gasto en capital (CAPEX, por sus siglas en inglés *capital expenditure*), lo que implica una mayor necesidad de financiación o ajuste del flujo de caja (SFC, 2024).

De acuerdo con datos del Banco de la República (2025) presentados a continuación en la Ilustración 1, la TRM se ha mantenido en promedio por encima de los COP\$4.000 por USD durante gran parte del 2023 y el 2024, reflejando una presión sostenida sobre los costos de adquisición de tecnología internacional.

Ilustración 1

Tasa de cambio Representativa del Mercado TRM



Nota. Gráfico obtenido el 17 junio de 2025, de *Dólar hoy (Tasa representativa del mercado TRM). Tasa de cambio del peso colombiano* (Banco de la República, 2025).

6.1.2.2. Inflación. La inflación, medida a través del índice de precios al consumidor (IPC), afecta los precios de materiales, insumos logísticos, transporte y servicios operativos. Es publicada mensualmente por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Un incremento sostenido de la inflación repercute, entre otros, sobre los costos y gastos de la operación de los proyectos de energía, lo que compromete su rentabilidad, especialmente en contextos donde los ingresos están sujetos a tarifas reguladas o contratos a largo plazo con precios fijos (DANE, 2025).

Para marzo de 2025, la inflación interanual en Colombia se situó en el 5,09 %, siguiendo una tendencia a la baja en relación con los 12 meses anteriores, ya que, para marzo de 2024, la inflación se situaba en 7,36 % (DANE, 2025).

6.1.2.3. Costo de los combustibles fósiles. Aunque los proyectos de generación de energía a partir de biogás no dependen directamente de combustibles fósiles, el comportamiento de los precios del gas natural y del petróleo sí tienen una significativa incidencia en el mercado eléctrico colombiano, en especial para la generación de energía firme en plantas despachadas centralmente, que representan firmeza para el sistema eléctrico colombiano (UPME, 2025).

Un alza en los precios internacionales del petróleo Brent (referente internacional para el precio del petróleo) o del gas natural nacional es la señal del precio usado en condiciones críticas del sistema bajo condiciones climáticas de poco recurso hidráulico, que incrementa el precio de escasez en bolsa, lo que podría representar una oportunidad de rentabilidad para proyectos como el biogás, que se pueden generar cuando los precios marginales son elevados (XM, 2024a).

Los precios de los combustibles tienen alta incidencia en la competitividad de las tecnologías alternativas en escenarios de oferta restringida y demanda elevada (UPME, 2025). En este sentido, entender la dinámica de los precios energéticos se vuelve clave para anticipar escenarios de oportunidad, y fortalecer el

posicionamiento estratégico del biogás como una alternativa viable y competitiva en el sistema eléctrico colombiano.

6.1.2.4. Demanda de energía eléctrica. La UPME publica cada año las proyecciones de la demanda eléctrica nacional. Tal como ha ocurrido históricamente en regiones como el Caribe colombiano, un incremento sostenido de la demanda puede presionar el sistema y generar condiciones de escasez, por lo cual de manera constante se incentiva la entrada de nuevas tecnologías de generación (UPME, 2024a). La demanda creciente es un factor estructural que impulsa el desarrollo de nuevos proyectos de generación y mejora su viabilidad económica.

La UPME, en su informe de proyecciones 2024-2038 estima un crecimiento promedio anual de la demanda entre el 3,2 % y el 4,6 % para la región Caribe, donde se centra el proyecto objeto del presente análisis (UPME, 2024a). Este comportamiento creciente y sostenido de la demanda respalda la necesidad de diversificar la matriz energética colombiana, posicionando al biogás como una solución estratégica y complementaria para atender la expansión del consumo eléctrico en regiones con alta presión sobre el sistema, específicamente en zonas como el Caribe (UPME, 2024a).

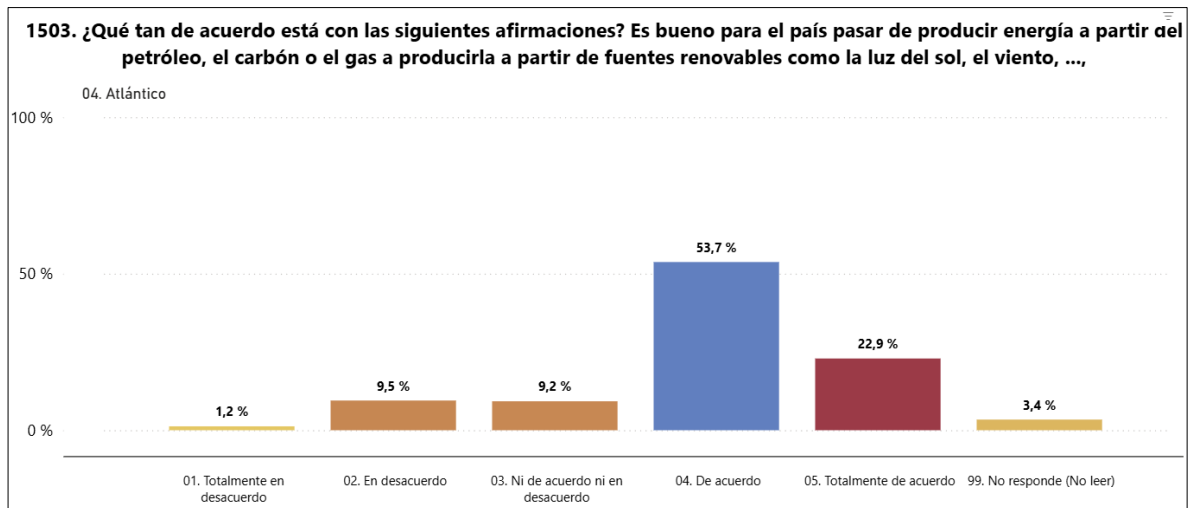
6.1.3. Entorno social

La dimensión social representa un eje fundamental en la viabilidad de proyectos de aprovechamiento de biogás, especialmente en el contexto colombiano, donde coexisten desigualdades territoriales, desafíos en la gestión de residuos y brechas energéticas. En zonas rurales y municipios de categoría 5 y 6, la implementación de tecnologías sostenibles, como la digestión anaerobia, no solo mejora la cobertura energética, sino que impulsa procesos de inclusión, empleabilidad local y economía circular (DNP, 2023a).

La aceptación social hacia proyectos de energías renovables ha aumentado considerablemente en el país en los últimos años (ilustración 2). De acuerdo con el Departamento Nacional de Planeación (DNP), el 53,7 % de los colombianos considera importante que el país priorice fuentes de energía sostenibles (DNP, 2023b). Este progresivo cambio de visión es coherente con el crecimiento que han tenido los programas de educación ambiental y de participación ciudadana promovidos por el Ministerio de Ambiente y los entes territoriales.

Ilustración 2

Encuesta de percepción ciudadana 2022-226



Nota. Diagrama obtenido de *Encuesta de Percepción Ciudadana al Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 – Levantamiento I (2023)* (DNP, 2023b.).

El biogás como combustible para generar energía tiene además un efecto directo en el bienestar social, al reducir la exposición a contaminantes derivados del mal manejo de residuos y al ofrecer alternativas energéticas más limpias para hogares, centros educativos, zonas productivas y unidades agropecuarias (Barrena, y otros, 2019)).

El *Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026* estableció como prioridad reducir las desigualdades territoriales y promover la justicia ambiental, integrando el acceso a servicios públicos, salud ambiental y energía sostenible en zonas marginadas (DNP, 2023a). En este marco, los proyectos energéticos a partir de fuentes como el biogás

pueden desempeñar un rol estratégico para mejorar las condiciones de vida de comunidades vulnerables, particularmente en regiones con rellenos sanitarios o presencia de actividad agroindustrial.

6.1.4. Entorno tecnológico

La digestión anaeróbica es una tecnología para el aprovechamiento energético de residuos orgánicos consolidada a nivel mundial. De acuerdo con la International Energy Agency (IEA, 2021), esta tecnología ha alcanzado el nivel TRM 9 en la medición de la innovación mediante el Nivel de Madurez Tecnológica (TRM, por sus siglas en inglés *Technology Readiness Level*), lo que indica que es comercialmente viable, está validada y ampliamente implementada en regiones como Europa, Asia y América del Norte para la producción de biogás, tanto en entornos urbanos como rurales. Su adopción en Colombia, aunque creciente, ha sido más limitada, principalmente en aplicaciones agroindustriales y rellenos sanitarios en regiones como Antioquia, Valle del Cauca y el Caribe (IEA,2022).

6.1.4.1. Componentes principales del sistema y aplicaciones del biogás. Un sistema típico de digestión anaeróbica para producción de energía a partir de biogás incluye, entre otros, componentes tales como tanques de digestión, sistemas de agitación y control térmico, equipos de recolección y almacenamiento del biogás, unidades de limpieza o purificación (*upgrading*) y sistemas de cogeneración que transforman el biogás en energía eléctrica y térmica (EPA, 2020).

Estos componentes pueden integrarse modularmente según el tipo de sustrato y el propósito del biogás, ya sea para la generación de electricidad, calor o biometano

En la actualidad, el desarrollo tecnológico en la digestión anaeróbica ha implementado innovaciones orientadas a mejorar la eficiencia del proceso y la calidad del biogás, entre las cuales se destacan las siguientes:

- Digestores de alta tasa, con sistema de recirculación y control automático de pH y temperatura.
- Reactores anaeróbicos de flujo ascendente (UASB, por sus siglas en inglés *Upflow Anaerobic Sludge Blanket*), adaptados para residuos agroindustriales.
- Tecnologías de *upgrading*, con membranas y absorción para la producción de biometano.
- Integración con sensores IoT y plataformas de monitoreo remoto, para la optimización de procesos (IEA, 2021)

En materia de capacidades técnicas, Colombia ha avanzado mediante iniciativas de formación e investigación promovidas por instituciones como el SENA, la Universidad Nacional, la Universidad de Antioquia y la Universidad del Atlántico, entre otras, que han venido fortaleciendo las líneas de formación, investigación y desarrollo de energías renovables, incluyendo la digestión anaeróbica y los sistemas de biogás. A través de sus programas de formación, estas instituciones

vienen contribuyendo a crear capacidades locales para implementar proyectos con tecnologías limpias.

A pesar de los avances tecnológicos actuales en el mundo y en la región, Colombia enfrenta hoy brechas tecnológicas significativas, entre las que se destacan la limitada infraestructura para el aprovechamiento a gran escala y para la inyección de biometano a redes de gas, la escasa fabricación nacional de componentes clave y la necesidad de fortalecer centros regionales de validación tecnológica y desarrollo de proyectos piloto (Muñoz y otros, 2023; Cuta & González, 2019).

El desarrollo de nuevas tecnologías para biogás se alinea con los objetivos globales de transición energética y economía circular. A nivel internacional, se están explorando rutas como la codigestión con residuos lignocelulósicos, la digestión seca y la integración con sistemas fotovoltaicos e híbridos. En Colombia, si bien estas tecnologías están en etapas iniciales, se han registrado avances en el estudio de potenciales sustratos, modelamiento de procesos anaerobios y análisis de ciclo de vida de plantas de biogás (Ramón y otros, 2023), posicionando al biogás como una alternativa con alto potencial de escalabilidad en el marco de la transición energética nacional.

6.1.5. Entorno ecológico

El desarrollo de proyectos de generación eléctrica a partir de biogás tiene un impacto ambiental positivo significativo, que se alinea con los objetivos de la política ambiental colombiana, la gestión integral de residuos y los compromisos climáticos internacionales. Al aprovechar los residuos orgánicos biodegradables, esta tecnología contribuye a reducir las emisiones de GEI, mejorar la calidad ambiental urbana y rural y disminuir los impactos sanitarios derivados de la disposición inadecuada de (MinAmbiente, 2021)

6.1.5.1. Reducción de emisiones de GEI. El biogás está compuesto principalmente por metano (CH_4), un gas cuyo potencial de calentamiento global es 25 veces superior al del dióxido de carbono (CO_2) (IPCC, 2021). La captura y uso del biogás generado en rellenos sanitarios o procesos de digestión anaeróbica evita su liberación directa a la atmósfera, reduciendo significativamente las emisiones de GEI. Según la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, 2020), una planta de biogás bien operada puede mitigar entre el 60 % y el 90 % del metano emitido en condiciones naturales.

Este tipo de proyectos le aporta directamente al cumplimiento de las metas climáticas establecidas para el 2030, en la *Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia*, y al compromiso nacional de reducir en un 51 % sus emisiones netas de

GEI (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021). En consecuencia, el aprovechamiento del biogás no solo representa una estrategia efectiva de mitigación climática, sino que se vincula directamente con otros aspectos clave de la sostenibilidad ambiental, como son la gestión integral de residuos, la protección de la salud pública y el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) (Naciones Unidas, 2015).

6.1.5.2. Gestión integral de residuos en Colombia. De acuerdo con el *Informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos*, Colombia genera anualmente más de 12 millones de toneladas de residuos sólidos, de los cuales más del 50 % corresponde a residuos orgánicos potencialmente valorizables, que son depositados principalmente en rellenos sanitarios. Sin embargo, menos del 20 % de estos residuos son efectivamente aprovechados (SSPD, 2023).

El uso de la digestión anaeróbica como tecnología de aprovechamiento contribuye a transformar estos residuos en recursos energéticos, cerrando el ciclo de la economía circular. Esto favorece la descentralización del sistema de gestión de residuos, al tiempo que reduce la presión sobre los rellenos sanitarios y disminuye la generación de lixiviados y emisiones no controladas (Ortegón y otros, 2018).

6.1.5.3. Otras aplicaciones ambientales del biogás. El biogás, además de ser utilizado para la producción de energía eléctrica y térmica, puede ser tratado para obtener biometano, que puede ser inyectado a redes de gas

domiciliario o utilizado como combustible en vehículos (biogás vehicular). Este proceso reduce la demanda de combustibles fósiles y disminuye la huella de carbono del sector transporte (Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, 2017).

Asimismo, el material que queda tras la digestión anaeróbica, llamado *digestato*, como subproducto del proceso anaeróbico puede ser utilizado como fertilizante orgánico, que aporta nutrientes al suelo y reemplaza los fertilizantes químicos. Esto genera beneficios adicionales, en términos de recuperación de suelos, reducción de la eutrofización y mejora de la productividad agrícola (Ramón y otros, 2023).

6.1.5.4. Impacto en la Salud pública y contribución a los ODS. La inadecuada disposición de residuos orgánicos en zonas rurales y urbanas es una fuente relevante de vectores biológicos, malos olores y emisiones contaminantes que afectan la salud de las comunidades. La digestión anaeróbica reduce significativamente estos impactos, al controlar biológicamente la degradación de residuos en condiciones cerradas y seguras (Naciones Unidas, 2015).

En este sentido, el biogás no solo aporta a la mitigación del cambio climático (ODS 13), sino también al cumplimiento de otros Objetivos de Desarrollo Sostenible, tales como ODS 3 (Salud y bienestar), ODS 6 (Agua limpia y saneamiento), ODS 7 (Energía asequible y no contaminante) y ODS 11 (Ciudades y comunidades sostenibles) (Naciones Unidas, 2015).

6.1.6. Entorno legal

El marco normativo colombiano ofrece un conjunto de leyes, decretos y resoluciones que regulan y promueven el desarrollo de proyectos de generación de energía, a partir de fuentes no convencionales como el biogás. Estas normas incluyen desde incentivos tributarios y condiciones de conexión al sistema, hasta exigencias ambientales y de manejo de residuos. A continuación, se describen los principales instrumentos aplicables.

6.1.6.1. Ley 1715 de 2014. Incentivos tributarios para FNCER. Esta ley establece el marco para la integración de las fuentes no convencionales de energía renovable al Sistema Energético Nacional. Otorga beneficios como deducción de renta, exclusión del IVA, exención de aranceles y depreciación acelerada. Es gestionada por el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con la DIAN y la UPME (Congreso de Colombia, 2014).

6.1.6.2. Ley 2099 de 2021. Marco de transición energética. Modifica y fortalece la Ley 1715 de 2014, ampliando el alcance de los beneficios a tecnologías de hidrógeno, almacenamiento y eficiencia energética. Reafirma el compromiso del Estado con la diversificación de la matriz energética y la promoción de sistemas distribuidos. Su implementación es liderada por el Ministerio de Minas y Energía (Congreso de Colombia, 2021).

6.1.6.3. Resoluciones CREG 030 de 2018, 075 y 174 de 2021: Autogeneración y conexión. Estas resoluciones regulan el acceso y conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para proyectos de autogeneración a pequeña y gran escala, así como su operación técnica y comercial. Son expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y aplican especialmente para proyectos que buscan generar e inyectar excedentes de energía a la red (CREG, 2021a; 2021b; 2023).

6.1.6.4. Inscripción ante XM – Agente del mercado. En caso de que el proyecto contemple la comercialización de energía, es obligatorio inscribirse como agente ante XM S.A. E.S.P., operador del Sistema Interconectado Nacional y del Mercado de Energía Mayorista. Se deben cumplir los requisitos financieros, operativos y técnicos establecidos por la CREG y por el Administrador del Sistema (ASIC) (CREG, 2021a)(XM, 2024d).

6.1.6.5. Decreto 1076 de 2015. Requiere licencia ambiental (ANLA o CRA). Este decreto compila la normativa ambiental vigente y establece que los proyectos de generación energética a partir de residuos requieren Licencia Ambiental, tramitada ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) o, en el caso del Atlántico, ante la Corporación Autónoma Regional (CRA), si la competencia es delegada (República de Colombia, 2015a).

6.1.6.6. Resolución 631 de 2015. Parámetros de vertimientos líquidos. Emitida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2015), regula los parámetros y límites máximos permisibles para los vertimientos líquidos generados por actividades industriales, incluidos los procesos de digestión anaeróbica. Aplica tanto a descargas a cuerpos de agua como a sistemas de alcantarillado público.

6.1.6.7. Resolución 240 de 2004 (MinAmbiente). Subproductos orgánicos. Esta resolución del Ministerio de Ambiente establece los criterios técnicos y sanitarios para la utilización de subproductos orgánicos, tales como el *digestato*, en suelos agrícolas. Su objetivo es evitar riesgos de contaminación de aguas, suelos o cultivos, por el uso inadecuado de lodos estabilizados o residuos orgánicos tratados (MinAmbiente, 2004).

6.1.6.8. Ley 1259 de 2008 y Resolución CRA 720 de 2015. La Ley 1259 establece el régimen sancionatorio en materia de residuos sólidos. La Resolución CRA 720, por su parte, regula la disposición final y el aprovechamiento de residuos sólidos, estableciendo las condiciones técnicas para su valorización energética. Ambas son competencia de la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA) y las entidades ambientales locales (CRA, 2024).

6.1.6.9. Planes de gestión integral de residuos sólidos (PGIRS). Son instrumentos municipales obligatorios definidos por el Ministerio de Vivienda,

Ciudad y Territorio (2017), que establecen las metas, estrategias y proyectos para el manejo de residuos sólidos. Todo proyecto de biogás basado en RSU debe estar alineado con el PGIRS del municipio donde se ejecuta.

6.2. ESTUDIO DE MERCADO

El estudio de mercado tiene como propósito identificar los factores más relevantes que determinan la viabilidad comercial del proyecto de generación de energía a partir de biogás, incluyendo el análisis de la demanda, la oferta, los precios de referencia y los canales de comercialización vigentes en el mercado colombiano.

6.2.1. Demanda

El análisis de la demanda energética permite establecer el contexto de crecimiento del consumo eléctrico nacional y regional, con el fin de identificar el potencial de inserción comercial del proyecto de generación de energía a partir de biogás. Para ello, se tomaron como referencia las proyecciones oficiales de la UPME para el período 2024-2038 (UPME, 2024a).

Según el informe técnico publicado por la UPME, la proyección de la demanda eléctrica del país se sustenta en modelos econométricos multivariados, que integran variables como el PIB real, la población, la demanda histórica del Sistema

Interconectado Nacional (SIN) y la temperatura media por área geográfica (UPME, 2024a).

La proyección incluye, además, cuatro componentes clave: la demanda base del SIN, la demanda de grandes consumidores especiales (GCE), la demanda asociada a la movilidad eléctrica (ME) y las reducciones atribuibles a la generación distribuida (GD).

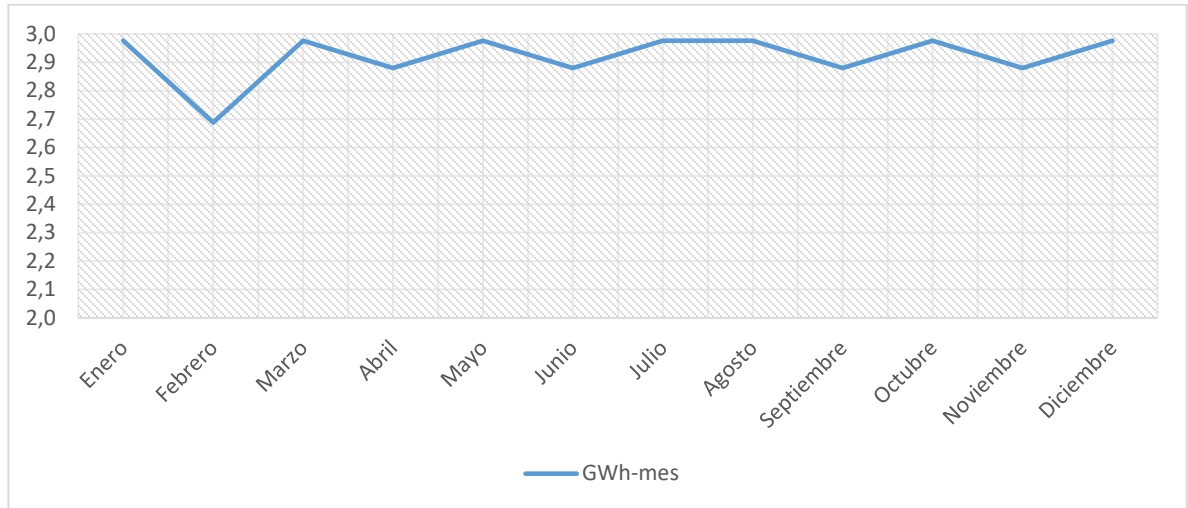
En el escenario medio nacional, se estima un crecimiento promedio anual de la demanda eléctrica total entre 1,98 % y 4,34 % entre 2024 y 2038, y una demanda mensual promedio diaria estimada para el corto plazo (2024-2025), en el rango de 202-242 GWh-día, con un crecimiento del 2,2 % anual (UPME, 2024a).

En relación con el análisis de la demanda y la capacidad de la planta de biogás de 5 MW, se estima una generación diaria 96 MWh-día, lo cual representaría solo el 0,047 % de la demanda actual, y tan solo el 2,1% de la proyección del crecimiento de lo que estaría demandado el país. La curva de generación de energía proyectada anualmente se presenta a continuación en la **Ilustración 3**

Ilustración 3.

Ilustración 3

Generación media de la planta de biogás



6.2.1.1. Proyección por área geográfica: enfoque en el Caribe. A

nivel regional, una de las zonas con mayor crecimiento proyectado es el área Caribe, que incluye al departamento del Atlántico. Para este territorio, se estima un crecimiento promedio mensual del 3,90 % en el escenario medio durante el período 2024-2038, con una contribución anual al crecimiento del SIN de 1,19 puntos porcentuales (UPME, 2024a).

En términos de demanda anual, se proyecta que el área Caribe pasará de 19.718 GWh-año en 2024 a 34.750 GWh-año en 2038, lo que representa un incremento superior al 75 % en quince años. Asimismo, se estima una potencia máxima requerida de 2.827 MW en 2024 y 4.478 MW en 2038, valores que reflejan la creciente presión sobre el sistema eléctrico de la región (UPME, 2024a).

En lo corrido de 2023 y el primer trimestre de 2024, la región Caribe registró los mayores crecimientos reales de demanda eléctrica a nivel nacional, con tasas anuales del 7,23 % en 2023 y del 5,35 % promedio mensual durante los tres primeros meses de 2024. Esta región aportó el 47 % del crecimiento total nacional durante 2023, con una participación sobresaliente del mercado regulado, especialmente en actividades como construcción, industria manufacturera, servicios de comida y agua potable (UPME, 2024a).

Dado que el departamento del Atlántico forma parte de esta área geográfica y alberga importantes centros urbanos e industriales como Barranquilla, el proyecto de generación distribuida mediante biogás se perfila como una solución estratégica para atender parte de esta demanda creciente, con una fuente firme, renovable y ambientalmente sostenible (UPME, 2024a).

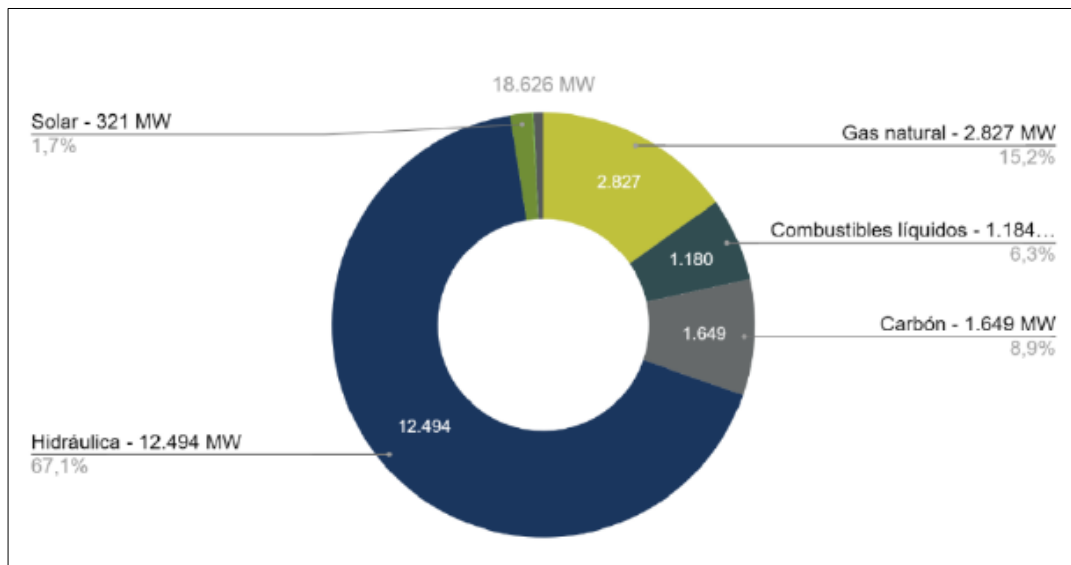
6.2.2. Oferta

En el contexto de las políticas de transición energética, Colombia proyecta una expansión significativa de su oferta de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales.

Tal como se aprecia en la ilustración 4, según el Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052 (UPME, 2024b), la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el 2022 era de 18.626 MW.

Ilustración 4

Capacidad instalada en el SIN según fuente de energía – año 2022



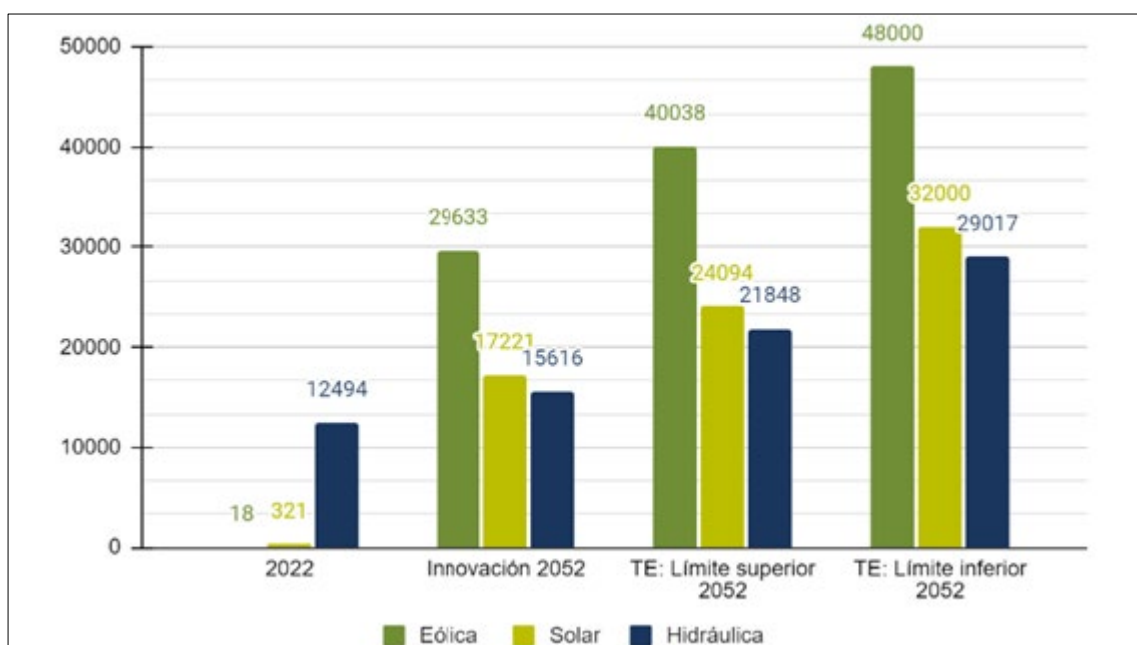
Nota. Diagrama tomado de *PEN 2022–2052* (UPME, 2024b, p. 26).

En la ilustración anterior se aprecia que, para el 2022, la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) estaba compuesta principalmente por fuentes hidráulicas (67,1 %), térmicas (30,4 %), solares (1,7 %) y eólicas (0,8 %). No obstante, los diferentes escenarios energéticos planteados en el PEN prevén una transformación progresiva de la matriz energética, en la que las FNCER, especialmente la energía solar, la eólica y la bioenergía, adquieren una participación predominante (UPME, 2024b). En el escenario de Transición Energética (TE), se

proyecta que para 2052 las FNCER representarán cerca del 60 % de la generación total, según se aprecia en la ilustración 5.

Ilustración 5

Capacidad instalada en cada escenario (MW) – año 2052



Nota. Diagrama tomado de *PEN 2022–2052* (UPME, 2024b, p. 148).

En la ilustración anterior, para el 2052, en la capacidad instalada (MW) en cada escenario se destacan la energía solar fotovoltaica, con una capacidad de hasta 17.221 MW; la energía eólica, con hasta 29.633 MW (incluyendo generación costa afuera), y la energía generada a partir de biomasa, con 412-424 PJ (PetaJulios), según el nivel de ambición de cada escenario (UPME, 2024b).

En este último grupo se integra el biogás, considerado dentro de la bioenergía como una alternativa viable para diversificar la matriz energética. Esta proyección confirma el papel creciente de las tecnologías renovables en el portafolio energético del país y destaca el potencial del biogás como fuente complementaria dentro de una matriz más diversificada, resiliente y alineada con los compromisos de descarbonización (UPME, 2024b). No obstante, para que estas tecnologías puedan consolidarse territorialmente, es necesario garantizar las condiciones técnicas y de infraestructura que faciliten su integración efectiva al sistema.

El Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) 2024-2028, por su parte, se enfoca en cerrar las brechas de cobertura, especialmente en zonas rurales no interconectadas. Si bien sus soluciones tecnológicas prioritarias están enfocadas en sistemas solares individuales y microrredes híbridas, se resalta la necesidad de adaptar la infraestructura de transmisión para permitir la incorporación eficiente de nuevas fuentes distribuidas y regionales (UPME, 2024c).

Esta orientación hacia soluciones descentralizadas abre oportunidades para fuentes alternativas de generación que puedan integrarse a estos esquemas de cobertura ampliada, siempre que cumplan con criterios de confiabilidad y adaptabilidad tecnológica.

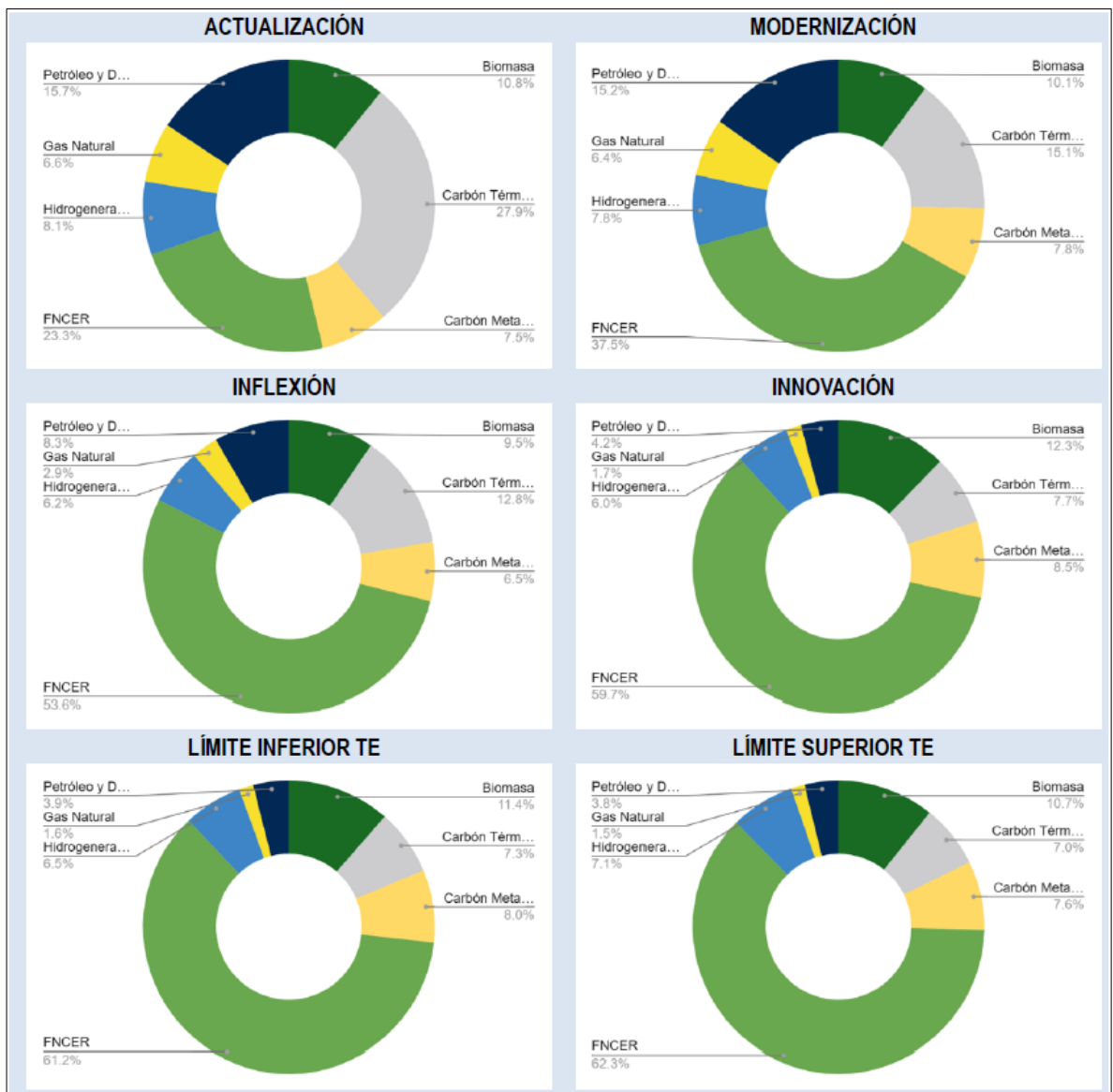
En este marco de expansión, el biogás ha sido reconocido como una tecnología con capacidad de aportar energía despachable, especialmente en zonas con disponibilidad de RSU o agroindustriales. El PEN 2022-2052 identifica explícitamente dentro de su mapeo tecnológico iniciativas como: “biogás a partir de biodigestores centralizados y descentralizados”, “recuperación de gas en vertederos” y “biogás a partir de aguas residuales” (UPME, 2024b).

Aunque la participación actual del biogás es incipiente, el Plan Energético Nacional señala que en 2022 ya existían proyectos de autogeneración con biogás conectados al SIN sumando capacidad junto con otras fuentes térmicas renovables.

En este sentido, la matriz de composición de la oferta primaria de energía incluida en el PEN, que se aprecia en la ilustración 6, introduce escenarios prospectivos bajo enfoques de actualización, modernización, inflexión e innovación, cada uno representando distintos grados de transformación del sistema energético (UPME, 2024b).

Ilustración 6

Matriz de composición de la oferta primaria por escenario – año 2052



Nota. Diagrama tomado de *PEN 2022–2052* (UPME, 2024b, p. 142).

En la matriz anterior se observa que, mientras la actualización plantea ajustes incrementales sobre la estructura existente, la modernización incorpora mejoras tecnológicas significativas. El escenario de inflexión, por su parte señala un cambio estructural en la matriz hacia una mayor penetración de renovables, y el de

innovación contempla una transformación profunda basada en la adopción acelerada de nuevas tecnologías y modelos energéticos. Estos escenarios se proyectan dentro de límites superior e inferior, que permiten visualizar la posible evolución de cada fuente en la oferta primaria, incluyendo el papel emergente del biogás como alternativa complementaria en la transición energética (UPME, 2024b).

6.2.2.1. Disponibilidad de residuos sólidos biodegradables para la producción de biogás en Colombia y la región Caribe. En el contexto del aprovechamiento energético del biogás, es fundamental considerar la disponibilidad y manejo actual de residuos sólidos orgánicos como insumo principal para la digestión anaeróbica. De acuerdo con el *Informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos 2022*, ese año en Colombia se generaron más de 12,4 millones de toneladas de RSU, de los cuales aproximadamente el 61,2 % fueron dispuestos en rellenos sanitarios con licencia ambiental vigente y en operación técnica adecuada (AAPD, 2023).

A nivel regional, la región Caribe concentra una porción significativa de estos residuos, particularmente en departamentos como Atlántico, Bolívar y Córdoba. El relleno sanitario Los Cocos, ubicado en el municipio de Luruaco (Atlántico), y el relleno El Guabal, en Sucre, destacan como infraestructuras activas de disposición final. Estos sitios reciben residuos de múltiples municipios de sus áreas de influencia, lo que representa una alta concentración de material orgánico susceptible de valorización energética (SSPD, 2023).

Específicamente en el departamento del Atlántico, el informe reporta que el relleno sanitario de Luruaco operó bajo condiciones técnicas aceptables, recibiendo en 2022 más de 240.000 toneladas de residuos, una cifra que consolida su potencial como fuente de materia prima para proyectos de biogás. La composición estimada de los residuos sólidos municipales en Colombia indica que entre el 50 % y 60 % corresponde a materia orgánica biodegradable, lo que incrementa la viabilidad técnica del aprovechamiento por digestión anaerobia (SSPD, 2023).

En este sentido, en el Atlántico la oferta de residuos sólidos biodegradables no solo es significativa en términos de volumen, sino también en concentración geográfica, lo que favorece la implementación de un sistema centralizado de producción de biogás. Esta disponibilidad representa una ventaja estratégica frente a otras regiones del país con mayor dispersión poblacional y menores volúmenes de recolección centralizada (SSPD, 2023).

6.2.3. Precio

El precio de la energía eléctrica en Colombia se determina en el marco del mercado mayorista, donde interactúan generadores, comercializadores y otros agentes autorizados, bajo un esquema de libre competencia, mediante dos modalidades principales de comercialización: contratos bilaterales de largo plazo y transacciones en la Bolsa de Energía, también conocida como el mercado *spot* (XM, 2024a).

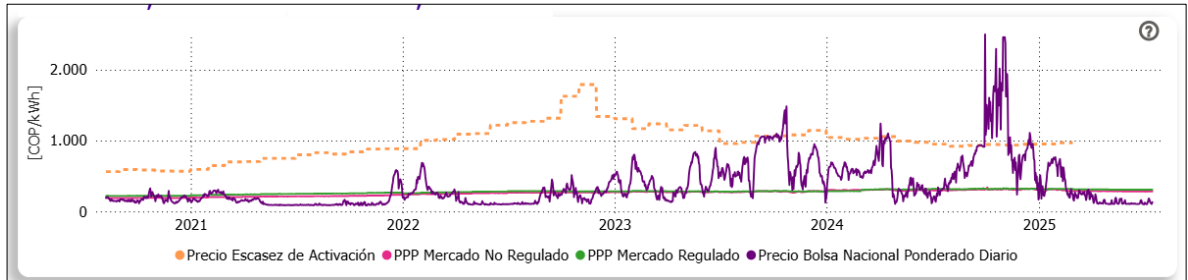
Los contratos de largo plazo representan acuerdos entre generadores y comercializadores o usuarios no regulados, a un precio previamente pactado, y permiten una mayor estabilidad de ingresos para los proyectos de generación. En contraste, la Bolsa de Energía funciona mediante la presentación de ofertas horarias de precios y cantidades por parte de los generadores, que son despachadas en orden de mérito según su competitividad. El precio resultante de estas interacciones corresponde al valor de cierre horario, limitado por un techo denominado precio de escasez, fijado por la (XM, 2024b).

Para el caso del mercado no regulado, nicho de mercado donde participaría un proyecto de generación de biogás como el aquí propuesto, el precio de venta de energía se define habitualmente a través de contratos bilaterales de largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés *power purchase agreements*). Estos contratos, suscritos entre generadores y comercializadores o usuarios no regulados, permiten fijar condiciones estables de precio y suministro, con valores que varían según la tecnología, ubicación, perfil de carga y horizonte de negociación (XM, 2024a).

En el período 2022-2024, los precios promedio ponderados de los contratos bilaterales en el mercado mayorista han oscilado entre \$230 y \$308 COP/kWh, con valores promedio de \$269 COP/kWh, en 2022; \$281 COP/kWh, en 2023; y \$308 COP/kWh, en lo corrido de 2024, según los reportes anuales publicados por XM, que se aprecian en la Ilustración 7 (XM, 2024b).

Ilustración 7

Precio histórico diario de contratos



Nota. Diagrama tomado de *Precios en contratos por tipo de mercado* (XM, 2024c).

Entre tanto, el mercado *spot* (Bolsa de Energía) presenta mayor volatilidad, ya que el precio se forma hora a hora mediante ofertas competitivas de los diferentes generadores y puede incluso alcanzar o superar el precio de escasez, fijado por la CREG (2023) como techo máximo permitido. Entre 2022 y 2024, el precio de bolsa ha fluctuado entre \$216 y más de \$670 COP/kWh. Este precio normalmente varía dependiendo de factores tales como disponibilidad hídrica, condiciones climáticas y comportamiento de la demanda (XM, 2024c).

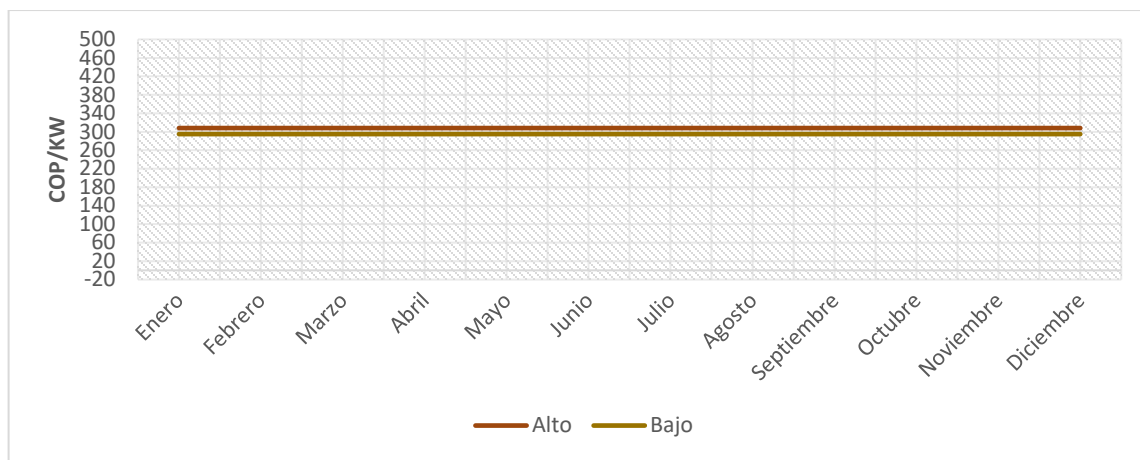
Para efectos del análisis financiero preliminar, y considerando que el proyecto busca establecer contratos directos con comercializadores puros como es el caso AFINIA S.A. E.S.P. o AIR-e S.A. E.S.P., se propone utilizar un precio base de \$305 COP/kWh, correspondiente al promedio histórico de contratos, en el 2024, en el mercado no regulado, como valor de simulación. Este valor podrá ajustarse en los

escenarios financieros definitivos de acuerdo con la evolución del mercado y las condiciones particulares de negociación (XM, 2024b).

En relación con los análisis de precios disponibles, para el caso de la planta de biogás, y dada su capacidad instalada menor a 20 MW, se propone la comercialización mediante un contrato de compraventa de energía modalidad PPA, bajo la modalidad *pague lo generado* (PLG) y una duración mínima de 10 años. De acuerdo con los análisis del mercado, el precio estaría entre \$300-\$310 COP/KW. Dicho contrato se indexaría mediante el índice de precios al productor oferta interna, de manera mensualizada, tal como se presenta en la ilustración 8.

Ilustración 8

Precio de contrato modalidad PLG



6.2.4. Canales de comercialización

En Colombia, la comercialización de energía eléctrica se articula dentro del Mercado Mayorista de Energía (MME), gestionado por XM S.A. E.S.P. y regulado por la CREG. Este mercado incluye dos segmentos: el mercado regulado, dirigido a usuarios con demandas menores a 0,1 MW (100 kW), con tarifas establecidas por la CREG, y el mercado no regulado, orientado a usuarios con consumos superiores a dicho umbral, quienes pueden negociar libremente precios y condiciones de suministro (CREG, 2023).

El presente proyecto de generación de energía a partir de biogás proyecta su comercialización en el mercado no regulado, atendiendo a la capacidad que será proyectada, a la posibilidad de participar de manera activa en el mercado, a la disponibilidad horaria y el perfil de generación despachable. Este segmento permite establecer acuerdos PPA con comercializadores o grandes consumidores industriales, proporcionando, entre otras cosas, mayor flexibilidad comercial y la posibilidad de capturar mejores márgenes de precio (XM, 2024d).

Para participar en el MME, el generador debe cumplir con requisitos establecidos por la regulación y la normativa vigentes, tales como la inscripción como agente del mercado ante XM S.A. E.S.P., contar con una frontera comercial habilitada y disponer de sistemas de medición certificados de acuerdo con el código de medida para los generadores. Estos lineamientos se encuentran detallados en la Resolución CREG 131 de 1998, modificada por la Resolución CREG 030 de 2018,

en las cuales se definen las condiciones para la conexión, medición y representación comercial en el mercado (CREG, 2023).

Además del mercado *spot* y la Bolsa de Energía, en los cuales los precios se determinan hora a hora en función de la oferta y la demanda efectiva, el proyecto puede acceder a esquemas de contratación a mediano y largo plazo, mediante acuerdos PPA con comercializadores interesados en diversificar su portafolio o con empresas con objetivos de sostenibilidad energética y reducción de emisiones de GEI (CREG, 2023).

Para el caso específico del departamento del Atlántico, cuenta con presencia de comercializadores como AFINIA S.A. E.S.P. (Grupo EPM) y AIR-e S.A. E.S.P., los cuales operan las redes de distribución en la región Caribe y representan una gran oportunidad para establecer convenios contractuales estables bajo esquemas de inyección a red. Por tanto, los canales de comercialización viables para este proyecto incluyen los siguientes:

- Contratación bilateral con comercializadores regionales (por ejemplo, Afinia o AIR-e), bajo el modelo de generación para venta en el mercado no regulado.
- Acuerdos PPA con clientes industriales que buscan abastecer parte de su consumo energético con fuentes renovables, a través de esquemas de autogeneración a pequeña escala o cogeneración eficiente.

- Participación en el mercado *spot*, con despacho flexible en momentos de precios altos, aprovechando la firmeza que otorga el biogás como fuente despachable y no intermitente.

La estructuración de este portafolio comercial le permitiría al proyecto optimizar sus ingresos, reducir su exposición al riesgo de precios volátiles y aprovechar los beneficios tributarios, regulatorios y ambientales establecidos en el marco legal colombiano, como lo indican la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021 (Congreso de Colombia, 2014; 2021), que promueven la integración de FNCER en el sistema energético nacional (MinMinas, 2023).

6.3. ESTUDIO TÉCNICO

El estudio técnico tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica del proyecto de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento del biogás, producido por la descomposición anaerobia de residuos sólidos orgánicos. Este análisis contempla aspectos clave tales como la localización del proyecto, las condiciones técnicas del sitio, la infraestructura disponible para conexión al sistema eléctrico y la estimación preliminar de insumos y tecnología requeridos para la operación eficiente del sistema.

6.3.1. Localización

El proyecto se desarrollará en el relleno sanitario Los Pocitos, localizado a 15 kilómetros de Barranquilla, sobre la vía Juan Mina–Tubará. Este sitio cuenta con una extensión aproximada de 135 hectáreas, de las cuales 75 hectáreas están destinadas a la disposición diaria de cerca de 2000 toneladas de RSU procedentes del área metropolitana de Barranquilla y otros municipios del departamento del Atlántico (SSPD, 2023).

Ilustración 9

Ubicación relleno sanitario Parque Ambiental Los Pocitos



Nota. ubicación tomada de Google Maps (Relleno sanitario los Pocitos, Galapa- Atlántico).

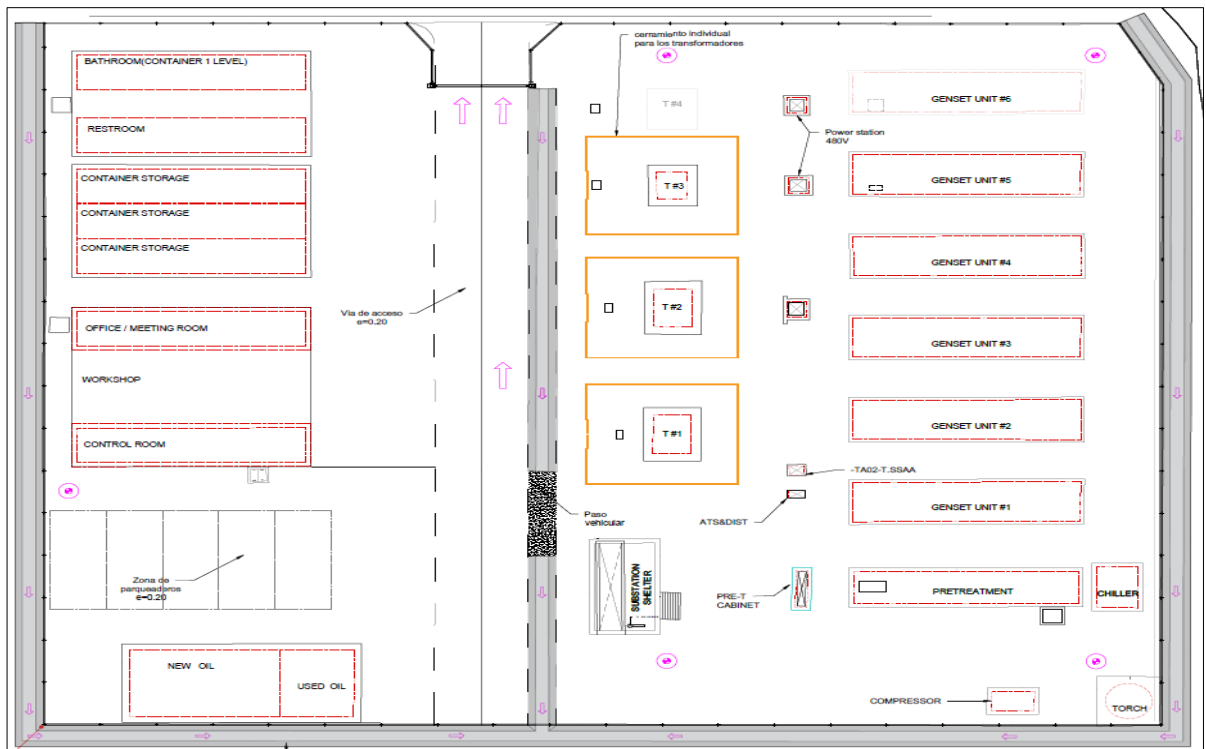
Esta ubicación presenta ventajas logísticas y técnicas clave para la implementación del sistema de digestión anaeróbica y generación eléctrica a partir de biogás. La alta tasa de disposición diaria de residuos sólidos garantiza una fuente continua y estable de materia orgánica biodegradable, esencial para mantener una producción sostenida de biogás. Asimismo, la concentración territorial de residuos favorece la operación de sistemas centralizados de captación, recolección y tratamiento de gas de vertedero. La ubicación del proyecto en las inmediaciones del área metropolitana de Barranquilla, específicamente en el relleno sanitario Los Pocitos, ofrece condiciones logísticas, topográficas y climáticas favorables para su desarrollo. El acceso por vías principales facilita la movilidad operativa; asimismo, el clima cálido del Caribe, con temperaturas promedio superiores a 27 °C, propicia una considerable eficiencia para el proceso de digestión anaerobia, según lo señala en su *Task 37*, IEA Bioenergy (2022). La planta proyectada se conectará al Sistema de Distribución Local (SDL) operado por AIR-e S.A. E.S.P., aprovechando su cercanía a la red eléctrica existente, lo cual facilita su integración comercial. La capacidad de generación firme y despachable del biogás otorga una ventaja estratégica frente a fuentes intermitentes, al ser reconocida como una fuente con alto porcentaje de respaldo en condiciones de alta demanda, ya que su recurso primario no depende directamente de un recurso natural como el sol, agua o viento.

6.3.2. Tamaño

El tamaño requerido para el desarrollo y operación del proyecto se estima en un área no mayor a una hectárea, con una capacidad de producción de energía estimada de 24 Gigavatios al año y una capacidad instalada de 5 MW. En las Ilustración 10 y 11, puede verse el esquema de distribución de los equipos de generación y tratamiento del biogás la vista en planta de un proyecto de generación de biogás con cinco unidades de generación en una relleno sanitario de un capacidad instalada de 3.1MW.

Ilustración 10

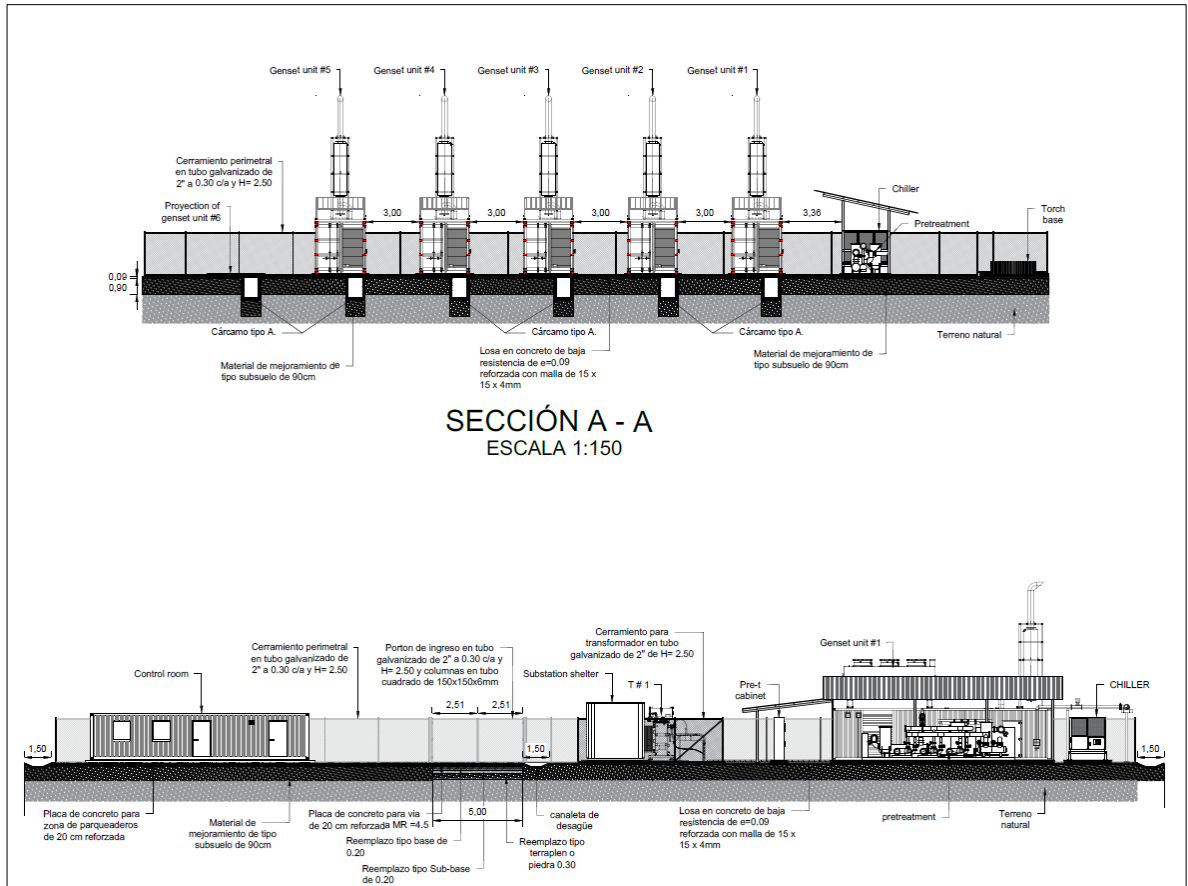
Layout esquemático de planta de biogás de cinco unidades de generación



Nota. Plano compartido por la empresa Colombiana BCCY Holding 2025.

Ilustración 11

Vista lateral de proyecto



Nota. Vista lateral compartida por la empresa Colombiana BCCY Holding 2025.

6.3.3. Recurso económico

6.3.3.1. Análisis del CAPEX. El análisis económico de la planta de generación de energía a partir de biogás en el relleno sanitario contempla la estimación detallada del CAPEX. Estos costos corresponden a la inversión inicial necesaria para poner en marcha la infraestructura de captación, tratamiento y

aprovechamiento energético del gas de relleno, así como las obras de interconexión y balance de planta. El costo de instalación de proyectos de biogás oscila entre 2500 y 3500 USD/kW, dependiendo de la tecnología y la calidad del biogás disponible, lo que ubica el rango de inversión para una planta de 5 MW en valores entre COP\$51 y COP\$72 mil millones, considerando una TRM de 4100 COP/USD del 17 junio de 2025 (Agámez (2024)).

A continuación, se presenta un desglose del CAPEX en los seis principales ítems que representan alrededor del 99 % de este componente:

1. Sistema de generación eléctrica (≈60 %). Comprende la adquisición de motogeneradores a gas, sistemas de control y sincronización, tableros de potencia y auxiliares eléctricos. Este componente representa el mayor porcentaje del CAPEX, dado que la generación es el núcleo tecnológico del proyecto, y debe garantizar altos niveles de confiabilidad y eficiencia (Agámez, 2024).

2. Captación y compresión del biogás (≈12 %). Incluye la construcción de pozos de extracción, redes de tuberías, sopladores y la antorcha de seguridad. Estos elementos permiten la conducción controlada del gas desde el relleno sanitario hasta las unidades de tratamiento, asegurando su disposición segura en caso de excedentes (EPA, 2020).

3. Tratamiento y acondicionamiento del biogás (≈8 %). Considera la instalación de equipos de desulfurización, filtración de humedad y eliminación de siloxanos. La purificación del gas es indispensable para prevenir la corrosión de los equipos y prolongar la vida útil de los motores (Barrena y otros, 2019).

4. Interconexión eléctrica (≈8 %). Corresponde a la construcción de la subestación elevadora, celdas de media tensión y la línea de interconexión de aproximadamente un kilómetro hasta el sistema de distribución local. La magnitud de este rubro depende de la distancia y complejidad del punto de conexión (Agámez, 2024).

5. Obras civiles y balance de planta (≈8 %). Incluye las cimentaciones, edificaciones de control, drenajes y vías internas que garantizan la operatividad integral de la planta (Agámez Manrique, 2024)

6. Ingeniería, permisos e interventoría (≈4 %). Agrupa los costos de estudios de factibilidad, ingeniería de detalle, licenciamiento ambiental y actividades de supervisión. Estos rubros aseguran el cumplimiento normativo y la adecuada gestión de riesgos en la construcción del proyecto (Behrens y Hawranek, 1994)

El desglose del CAPEX permite visualizar los principales determinantes de la inversión y facilita el análisis de sensibilidad financiera. Asimismo, evidencia que la mayor proporción de recursos se concentra en los equipos de generación y en la infraestructura de captación del biogás, rubros directamente asociados a la eficiencia y sostenibilidad técnica del proyecto (tabla 3).

Tabla 3*Desglose del CAPEX del proyecto*

Equipo	Cantidad	Unidad	Costo sin IVA (USD)
Transformadores sumergidos en aceite de 3150 kVA	2	Un	\$97.620
Transformadores sumergidos en aceite 1600 kVA	1	Un	\$27.460
Power Station TRF 480V	3	Un	\$70.706
Celdas de media tensión	1	Un	\$138.000
Tablero de transferencia cargas del sistema	1	Un	\$7.290
Tablero de variadores 480V	1	Un	\$29.588
Shelter de media tensión	1	Un	\$73.161
Motor eléctrico trifásico 75 HP 04 364/5TZ 208-230/460//380 C/ 12 term 60Hz B3R(D) IP55 W22 Nema Premium Efficiency WFF2	3	Un	\$16.740
Skid de pretratamiento de 3500 m ³ (incluye accesorios, contenedor, <i>chiller</i>)	1	Un	\$249.892

Equipo	Cantidad	Unidad	Costo sin IVA (USD)
Grupo electrógeno (motores y generadores eléctricos)	8	Un	3.939.306
<p>Marca: Innio Jenbacher. Modelo: J320. Referencia: JGS 320 GS- L/L Uso o destino: Generación de energía eléctrica Tipo de corriente: Corriente alterna Potencia: 1316 kVA. (Cada uno) Tipo de motor: Émbolo - pistón de combustión interna</p>			
Compresor de aire (LK45-8,5)	2	Un	\$29.844
Celdas de media tensión (sexto generador)	1	Un	\$34.838
Power Station TRF 480V (para sexto generador)	1	Un	\$24.423
Transformador trifásico de 1.600 kVA (para sexto generador)	1	Un	\$29.980
Procession vortex flowmeter KLUX-1A315-Y/G1/1.0/M, DN150 PN16	12	Un	\$15.409
Procession vortex flowmeter/ KLUX-1A320-Y/G1/1.0/M, DN200 PN16	2	Un	\$ -
Transformer 75 kVA. 480 / 220 - 127 V para servicios auxiliares	1	Un	\$2.961

Equipo	Cantidad	Unidad	Costo sin IVA (USD)
UPS - Liebert GXT5 Online UPS 10000VA 10000W 2 (External battery cabinet 288V for Liebert GXT5 8, 10, 15, 20kVA 208V MV models (EBCs must be added in pairs with 15, 20kVA models)	1	Un	\$1.030
UPS - Liebert GXT5 Online UPS 3000VA/2700W 120V, Rackmount/Tower (External battery cabinet 72V for Liebert GXT 3000VA models)	1	Un	\$465
Reconectador OSM15/12.5/630/310/RC10ES	1	Un	\$12.358
Motor eléctrico trifásico 75 HP 04 364/5TZ 208-230/460//380 C/ 12 term 60Hz B3R(D) IP55 W22 Nema Premium Efficiency WFF2	3	Un	\$18.585
Chimenea (<i>flare</i>) de incineración gases residuales de relleno sanitario de 1500 m3/HR GAS, de 1,80 metros de diámetro y 8,54 metros de altura, más caperuza fabricada en lámina inoxidable 304 X 1/4" con soldadura automática.	1	Un	\$47.250
TOTAL COSTO DE INVERSIÓN			\$9.166.906

6.3.4. Recurso humano

El recurso humano del proyecto es la mano de obra que se va a requerir para la operación y el mantenimiento, debido a que en la etapa de la construcción de la planta de biogás se contratará una empresa bajo la modalidad llave en mano.

En total se requieren 18 personas:

- Gerente
- Asistente de Gerencia
- Coordinador Administrativo
- Supervisor SST
- Auxiliar Administrativo
- Coordinador Técnico y Operativo
- Dos técnicos electricistas o electrónicos
- Tres técnicos electromecánicos
- Dos técnicos químicos
- Supervisor SISO
- Coordinador Jurídico
- Abogado
- Coordinador Contable y Financiero
- Contador
- Auxiliar Contable

Para el análisis de económico del recurso humano en Colombia, en la tabla 4 se presenta la información salarial de referencia utilizada en el presente estudio, tomada de plataformas laborales reconocidas a nivel nacional e internacional, tales como Computrabajo, Indeed y Talent, las cuales consolidan datos a partir de ofertas de empleo y reportes de trabajadores en diferentes sectores. Estas fuentes permiten establecer rangos realistas de remuneración vigentes para el 2025, para los cargos considerados en la operación de la planta de biogás.

Tabla 4

Cargos y salario estimado

Cargo	Descripción	Salario estimado (COP/mes)
Gerente	Responsable de la dirección general del proyecto, la administración de recursos, el cumplimiento de metas y la supervisión integral.	11.000.000 – 19.000.000 (Indeed, 2025)
Asistente de Gerencia	Apoyo directo en gestión administrativa, coordinación de agenda, reportes e informes.	1.368.000 – 1.469.000 (Indeed, 2025)

Cargo	Descripción	Salario estimado (COP/mes)
Coordinador Administrativo	Encargado de supervisar procesos logísticos y administrativos, coordinar personal y velar por la eficiencia operativa.	1.500.000 – 2.300.000 (Computrabajo, 2025)
Supervisor SST	Supervisa las condiciones de seguridad y salud en el trabajo, garantizando cumplimiento normativo.	3.500.000 – 5.000.000 (Talent, 2025)
Auxiliar Administrativo	Brinda soporte operativo en facturación, archivo y atención documental.	1.100.000 – 2.500.000 (Computrabajo, 2025)
Coordinador Técnico y Operativo	Dirige a los técnicos en mantenimiento y operación de equipos, asegurando continuidad en la planta.	4.000.000 – 6.500.000 (Computrabajo, 2025)
Técnico Electricista/ electrónico	Realiza instalación, mantenimiento y reparación de equipos eléctricos y electrónicos de la planta.	2.800.000 – 3.500.000 (Talent, 2025)

Cargo	Descripción	Salario estimado (COP/mes)
Técnico Electromecánico	Encargado del mantenimiento mecánico y eléctrico de los sistemas.	3.000.000 – 3.800.000 (Computrabajo, 2025)
Técnico Químico	Analiza y controla la calidad del biogás, los parámetros de digestión y los efluentes.	3.500.000 – 4.500.000 (Glassdoor, 2025)
Supervisor SISO	Encargado de seguridad industrial y salud ocupacional en operación.	3.800.000 – 5.200.000 (Talent, 2025)
Coordinador Jurídico	Responsable de asuntos legales, contratos y cumplimiento normativo.	8.000.000 – 12.000.000 (Glassdoor, 2025)
Abogado	Asesora en litigios, trámites legales y regulatorios de la planta.	4.500.000 – 7.000.000 (Computrabajo, 2025)
Coordinador Contable y Financiero	Lidera la planeación financiera, la gestión tributaria y la elaboración de los estados financieros.	6.500.000 – 9.000.000 (Talent, 2025)

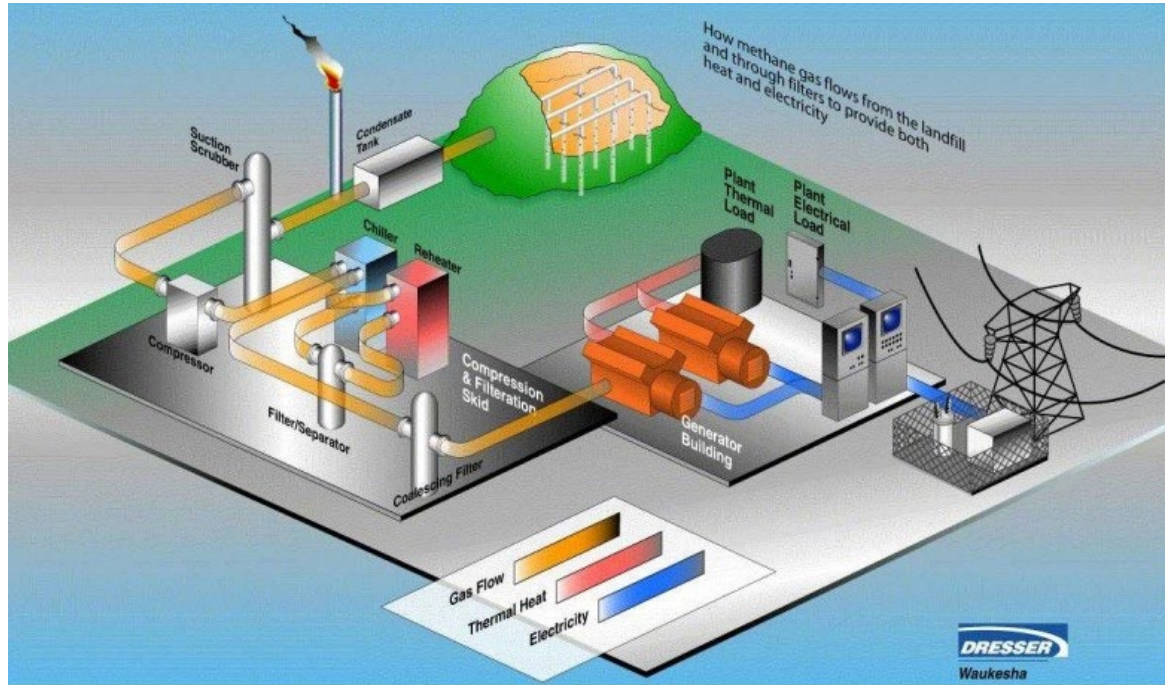
Cargo	Descripción	Salario estimado (COP/mes)
Contador	Encargado de registros contables, reportes NIIF y obligaciones fiscales.	4.000.000 – 6.000.000 (Indeed, 2025)
Auxiliar Contable	Apoya en registros contables, facturación y conciliaciones.	1.800.000 – 2.500.000 (Indeed, 2025)

Nota. Tabla de elaboración propia, a partir de información obtenida de ofertas de empleo tomadas de las empresas citadas.

6.3.4.1. Proceso generación y costos de la operación. En la Ilustración 12, se observa un esquema representativo del proceso de generación de energía a partir de biogás en un relleno sanitario, en el cual se presentan las principales etapas captación, tratamiento, conversión eléctrica y entrega a la red.

Ilustración 12

Proceso de conversión del biogás a energía eléctrica



Nota. Diagrama tomado de *LFG Energy Project Development Handbook* (EPA, 2020, p. 17).

El proceso de operación de una planta de generación eléctrica a partir de biogás en un relleno sanitario inicia con la formación del gas de relleno, resultado de la descomposición anaeróbica de los RSU dispuestos en celdas. Este proceso bioquímico comprende fases de hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis, que producen una mezcla compuesta principalmente por metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2) y trazas de sulfuro de hidrógeno (H_2S), amoníaco (NH_3) y compuestos orgánicos volátiles (Barrena y otros, 2019).

El gas es extraído a través de pozos de captación interconectados mediante tuberías de polietileno de alta densidad (PEAD), que es un material plástico termoplástico caracterizado por su alta resistencia química, baja rugosidad y larga vida útil, lo cual lo hace idóneo para el transporte de biogás en condiciones de humedad y presencia de compuestos corrosivos. Estas redes cuentan con sistemas de drenaje de condensados y *blowers* de succión que aseguran su conducción controlada hacia la zona de tratamiento (EPA, 2020). Posteriormente, el biogás se somete a un proceso de acondicionamiento y purificación, que incluye la eliminación de humedad, la reducción de H₂S con filtros de carbón activo y la remoción de siloxanos, con el fin de garantizar una calidad adecuada del combustible para los motogeneradores (IEA, 2020).

Una vez tratado, el biogás se conduce a los motogeneradores de 1035 kW cada uno, donde la energía química contenida en el metano se transforma en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica, mediante generadores síncronos. La electricidad producida pasa a los tableros de baja tensión, se eleva mediante transformadores de potencia y se protege con celdas de media tensión, hasta su entrega en el punto de conexión con la red de distribución local. Este flujo integrado, desde la captación del biogás hasta la entrega de electricidad, define la cadena técnica de operación de la planta y permite identificar los principales rubros que inciden en los costos de operación y mantenimiento, los cuales son analizados en el siguiente apartado (Agámez, 2024).

En este contexto, los costos de operación y mantenimiento (OPEX, por sus siglas en inglés *operational expenditure*) reflejan los requerimientos financieros asociados a cada una de las etapas descritas en el proceso operativo. Estos corresponden normalmente a los desembolsos periódicos destinados a garantizar la confiabilidad, disponibilidad y sostenibilidad de la planta en el largo plazo. Para el caso específico de una planta de 5 MW, compuesta por cinco unidades de generación de 1035 kW, los principales componentes del OPEX incluyen los costos variables de operación, los costos fijos asociados a personal y servicios, los mantenimientos programados de los motogeneradores y el tratamiento del combustible (Agámez, 2024).

Los costos variables, que se sitúan en un rango de 210 a 240 COP/kWh, comprenden los consumos eléctricos de los equipos auxiliares (*blowers* de succión, bombas de condensado y enfriadores), la reposición periódica de filtros de carbón activo para la remoción del ácido sulfhídrico (H₂S) y otros compuestos traza, y la gestión de los condensados en las redes de conducción. Estos costos reflejan la intensidad tecnológica del proceso, donde la purificación del gas y su acondicionamiento son indispensables para proteger la vida útil de los motogeneradores (Barrena y otros, 2019; Abbasi y otros, 2012).

En cuanto a los costos fijos, se destacan dos principales componentes. El primero, corresponde al recurso humano, integrado por 18 cargos de carácter directivo, técnico, administrativo, legal y financiero, cuya remuneración anual oscila entre COP\$906 y COP\$1.312 millones, según las plataformas de referencia definidas en

la tabla 5. El segundo, agrupa rubros de mantenimiento de redes de conducción, instrumentación, gestión ambiental, seguros y cargos regulatorios, los cuales aseguran el cumplimiento normativo y la operación estable de la planta (tabla 5).

Tabla 5

Distribución de los costos de operación propuesto la planta de biogás

Categoría	Descripción	Costo estimado anual (COP)
Costos variables	Consumo de equipos auxiliares (<i>blowers</i> , bombas, <i>chillers</i>), reemplazo de carbón activo, gestión de condensados.	7.818 – 9.461 millones
Costos fijos, personal	18 cargos (gerenciales, técnicos, administrativos, legales y financieros).	906 – 1.312 millones
Costos fijos, otros	Mantenimiento de redes de conducción, instrumentación y SCADA, gestión ambiental, seguros y cargos regulatorios de comercialización de la energía.	600 – 800 millones (estimados)
Mantenimientos programados	Servicios menores, intermedios y <i>overhauls</i> de cinco motogeneradores de 1.035 kW.	2.235 – 3.942 millones
Combustible (biogás)	Recurso de propiedad del relleno sanitario, sin costo de compra.	0

Un componente crítico lo constituyen los mantenimientos programados de los motogeneradores, que representan una fracción significativa del OPEX. De acuerdo con referencias técnicas internacionales y la experiencia de fabricantes, los grupos electrógenos a biogás requieren mantenimientos menores cada 1500-2000 horas de operación, mantenimientos intermedios cada 15.000-20.000 horas y mantenimientos mayores (*overhaul*) cada 40.000-60.000 horas (EPA, 2020; Abbasi y otros, 2012). Para una planta de 5 MW operando con un factor de planta del 85-90%, estos servicios representan un costo anual estimado entre COP\$2.235 y COP\$3.942 millones, equivalente a 60-100 COP/kWh generados. Dicho valor refleja la magnitud de la inversión recurrente en confiabilidad, donde los mantenimientos garantizan la disponibilidad continua de las unidades de generación. El componente de combustible adquiere un matiz particular en proyectos de biogás. En este caso, el biogás es un subproducto generado en el propio relleno sanitario, donde, al ser la planta propiedad del administrador del sitio, no se incurre en costos de compra del gas. Este aspecto constituye una ventaja comparativa frente a plantas térmicas convencionales, en las cuales el combustible puede representar entre el 60 % y el 70 % del OPEX total (Abbasi y otros, 2011; IEA, 2020).

6.4. ESTUDIO MEDIOAMBIENTAL

El desarrollo de proyectos de aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios requiere un análisis integral del marco ambiental internacional, nacional y sectorial que rigen su implementación. Dicho análisis busca garantizar que la planta opere

de conformidad con la normativa aplicable y contribuya de manera efectiva a los compromisos de mitigación del cambio climático asumidos por Colombia (MinAmbiente, 2021).

Colombia hace parte de los países firmantes del *Acuerdo de París de 2015*, un tratado internacional adoptado por 196 Estados, que establece el compromiso de limitar el aumento de la temperatura media global por debajo de 2 °C respecto a niveles preindustriales, con el objetivo de no superar 1,5 °C (Naciones Unidas, 2016). En este marco, Colombia se comprometió a reducir al 2030 en un 20 % sus emisiones de GEI con recursos propios, y hasta en un 30 % con apoyo internacional (WWF, 2018).

En la COP26, se reafirmaron los compromisos del *Acuerdo de París*, destacando la necesidad de reducir en un 45 % las emisiones globales de carbono hacia mediados de siglo, y de eliminar progresivamente los subsidios a combustibles fósiles. Asimismo, se acordó que los países desarrollados movilizarían USD\$100.000 millones anuales, para apoyar proyectos de mitigación y adaptación en países en desarrollo (Naciones Unidas, 2016; 2020).

Estos compromisos internacionales han orientado la política pública nacional hacia la promoción de energías renovables, incluyendo el biogás como fuente limpia y de bajo impacto ambiental.

En el ámbito nacional, los proyectos de generación de energía a partir de biogás en rellenos sanitarios se enmarcan en un conjunto de normas ambientales, energéticas y laborales, entre las que destacan:

- **Ley 99 de 1993**, que organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA) y crea el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, estableciendo las competencias de la ANLA y de las Corporaciones Autónomas Regionales (Congreso de Colombia, 1993).

- **Decreto 1076 de 2015**, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente, que regula el licenciamiento ambiental y el aprovechamiento de recursos naturales renovables (República de Colombia, 2015a).

- **Decreto 1073 de 2015** y sus modificaciones, que regulan el sector minero-energético, incluyendo lineamientos de política pública para autogeneración y energías renovables (República de Colombia, 2015b).

- **Ley 1715 de 2014**, que promueve la integración de las fuentes no convencionales de energía al sistema energético colombiano y establece incentivos fiscales y regulatorios (Congreso de Colombia, 2014).

- **Resolución 0312 de 2019**, que establece los estándares mínimos del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST), aplicable a las actividades de operación y mantenimiento de plantas de biogás (Ministerio del Trabajo, 2019).

En materia de residuos, el aprovechamiento de biogás se articula con los Planes de Gestión Integral de Residuos Sólidos (PGIRS), los cuales son obligatorios para los

municipios y buscan reducir los impactos asociados a la disposición final en rellenos sanitarios (Superservicios, 2023).

6.4.1. Licencias y permisos ambientales


El instrumento principal para proyectos de gran escala es la licencia ambiental, regulada por el Decreto 1076 de 2015 y otorgada por la ANLA, que autoriza la ejecución de proyectos susceptibles de generar impactos significativos, y cubre todas sus fases: construcción, operación, mantenimiento y cierre (República de Colombia, 2015a).

Para proyectos de generación con capacidad instalada menor a 10 MW, como el presente caso de 5 MW, no se requiere licencia ambiental completa. En su lugar, se debe presentar el Plan de Aprovechamiento de Recursos Naturales correspondiente, así como gestionar los permisos específicos para emisiones atmosféricas, vertimientos, concesión de aguas y registro de residuos peligrosos, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 1076 de 2015 (República de Colombia, 2015a).

El trámite ambiental para este proyecto, por tanto, debe incluir como requisito central el Permiso de Emisiones Atmosféricas por fuentes fijas, dado que la operación de los motogeneradores y de la antorcha de seguridad constituye la principal fuente de emisiones del sistema (ilustración 13).

Ilustración 13

Formulario único nacional del solicitud de permiso de emisiones



Libertad y Orden
Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial
República de Colombia

SINA

FORMULARIO ÚNICO NACIONAL DE SOLICITUD DE PERMISO DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS FUENTES FIJAS
Base legal: Decretos 02 de 1982 y 948 de 1995

DATOS DEL SOLICITANTE

1. Persona Natural
 Persona Jurídica Pública Privada

2. Nombre o Razón Social: _____
 C.C. NIT No. _____ de _____
 Representante Legal: _____
 C.C. No. _____ de _____
 Dirección: _____ Ciudad: _____
 Teléfono (s): _____ Fax: _____ E-mail: _____

3. Apoderado (si tiene): _____ T.P.: _____
 C.C. No. _____ de _____
 Dirección: _____ Ciudad: _____
 Teléfono (s): _____ Fax: _____ E-mail: _____

DATOS DEL PREDIO

1. Nombre del predio: _____
 2. Nombre del propietario del predio: _____
 3. Ubicación: Urbano Rural
 Dirección: _____ Departamento: _____
 Municipio: _____ Vereda y/o Corregimiento: _____

4. Destinación económica del Predio: _____
 5. Georeferenciación: Coordenadas: X _____ Y _____ 6. Altura sobre el nivel del mar (msnm): _____
 7. Costo del proyecto: \$ _____ Valor en letras: _____

INFORMACIÓN DEL PROYECTO QUE ORIGINA LA EMISIÓN

1. Nombre del Proyecto: _____
 2. Actividad a desarrollar: _____
 3. Concepto sobre uso del suelo donde se ubicará el proyecto: _____
 4. Fecha proyectada de iniciación actividad y terminación de obra o actividad _____

FUENTE DE EMISIÓN

1. Tipo	2. Equipo de control	3. Combustible
Caldera / horno <input type="checkbox"/>	Precipitador <input type="checkbox"/>	Carbón <input type="checkbox"/>
Incineración <input type="checkbox"/>	Lavadores <input type="checkbox"/>	Diesel 1 <input type="checkbox"/> Diesel 2 <input type="checkbox"/>
Dispersa <input type="checkbox"/>	Filtro manga <input type="checkbox"/>	Crudo de castilla <input type="checkbox"/>
Secadores <input type="checkbox"/>	Ciclones <input type="checkbox"/>	Emulsión o Suspensión <input type="checkbox"/>
Área fuente <input type="checkbox"/>	Cámaras <input type="checkbox"/>	Gas Natural <input type="checkbox"/> Gas propano <input type="checkbox"/>
Otro <input type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/>	Fuel oil 2 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/> 6 <input type="checkbox"/>
Cuál? _____	Cuál? _____	Aceites usados sin tratar % <input type="checkbox"/>
		Aceites tratados % <input type="checkbox"/>
		Madera <input type="checkbox"/>
		Otro <input type="checkbox"/> Cuál? _____

Nota. Formulario tomado de la Corporación Autónoma Regional (2025).

Este permiso será gestionado ante la Corporación Autónoma Regional del Atlántico (CRA, 2024), en aplicación de lo dispuesto en el Decreto 948 de 1995, que regula la prevención y control de la contaminación atmosférica, y en el Decreto 1076 de 2015, que compila la normativa ambiental sectorial en Colombia.

La solicitud deberá incorporar, entre otros documentos, la acreditación de la personería jurídica de la empresa titular, el certificado de tradición y libertad del predio, la plancha cartográfica IGAC de localización, la información meteorológica básica del área de influencia, la descripción técnica de las fuentes fijas y de los sistemas de control de emisiones proyectados, así como la información de producción y proyecciones a cinco años (República de Colombia, 2015a; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2018).

El cumplimiento de este permiso garantiza que las emisiones de contaminantes tales como óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), compuestos traza de azufre (H₂S) y metano (CH₄) se mantengan dentro de los límites establecidos en la Resolución 909 de 2008, del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (2008), contribuyendo a la protección de la calidad del aire, la salud de las comunidades aledañas y el cumplimiento de los compromisos internacionales de mitigación de GEI.

En consecuencia, el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del proyecto incorpora un Programa de Control de Emisiones Atmosféricas, que contempla medidas de

prevención y monitoreo, tales como el mantenimiento periódico de los motogeneradores, la operación confiable de la antorcha y el registro de concentraciones de gases, asegurando la trazabilidad y el reporte oportuno a la autoridad ambiental (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2018).

En coherencia con lo anterior, se desarrolló una evaluación de impactos ambientales mediante la matriz de Leopold modificada, herramienta que permite valorar sistemáticamente la interacción entre las actividades del proyecto y los factores ambientales potencialmente afectados (Tito, 2020).

La metodología aplicada considera criterios de extensión, duración y reversibilidad, además de la magnitud de los impactos, lo cual facilita jerarquizar los efectos críticos y establecer programas específicos dentro del PMA (Tito, 2020). A partir de este ejercicio se identificaron impactos positivos, tales como la captura de metano, la reducción de emisiones de GEI y la sustitución de energía de origen fósil, así como impactos negativos o potenciales, entre los que destacan las emisiones residuales de CH₄ y H₂S, la generación de ruido durante la operación de motogeneradores, la producción de residuos peligrosos (aceites, filtros y carbón activo agotado) y los riesgos laborales por exposición a gases tóxicos. Los resultados de la matriz fundamentan la priorización de medidas ambientales en el proyecto, integrando acciones de control, mitigación y compensación que serán ejecutadas a través de los diferentes programas del PMA, garantizando así la sostenibilidad ambiental del sistema de generación de energía a partir de biogás en el relleno sanitario.

6.4.2. Matriz de Leopold

La evaluación de impactos ambientales se realizó aplicando la matriz de Leopold, un método que cruza las principales actividades del proyecto con los factores ambientales susceptibles de afectación, asignando valores de magnitud (grado de alteración) e importancia (relevancia del efecto). La combinación de estos dos criterios permite calcular un puntaje global ($M \times I$), que sirve para jerarquizar los impactos y priorizar las medidas de manejo ambiental (Leopold y otros, 1971).

En el caso del presente proyecto, los resultados muestran impactos críticos, impactos altos e impactos positivos. En los impactos críticos, se resaltan las emisiones atmosféricas (-72), el ruido por operación de motogeneradores (-63) y los efectos sobre la salud ocupacional (-54). En los impactos altos, se identifican el manejo de condensados (-40) y la contaminación de agua. Entre los impactos positivos, se destaca la generación de empleo local (+35 en fase de operación). Estos hallazgos fundamentan la formulación de los programas del Plan de Manejo Ambiental (PMA), en particular los de control de emisiones, gestión de residuos, seguridad ocupacional y manejo de aguas, garantizando la coherencia entre la valoración técnica y las medidas de mitigación propuestas. Los impactos ambientales de la planta de biogás se observan a continuación, en la matriz presentada en la tabla 6.

Tabla 6

Matriz de Leopold de impactos ambientales de la planta de biogás

Componentes ambientales	Factor ambiental/ actividad	Captación de biogás	Instalación de tuberías y trampas	Operación de motogeneradores y antorcha	Manejo de residuos peligrosos	Manejo de condensados	Cierre y desmantelamiento	Valoración
Biótico	Aire	-8	-3	-72	-8	-3	-8	Crítico
	Agua	-2	-10	-2	-18	-40	-2	Alto
	Suelo	-15	-8	-6	-8	-8	-15	Medio
	Ruido	-3	-2	-63	0	0	-15	Crítico
Abiótico	Flora	-6	-2	-6	-2	-2	-6	Bajo
	Fauna	-6	-2	-6	-2	-2	-6	Bajo
Socioeconómico	Salud ocupacional	-3	-8	-54	-28	-8	-15	Crítico
	Comunidad local	-2	-2	-28	-6	-8	-15	Medio
	Empleo local	15	8	35	6	6	6	Beneficio
	Paisaje	-2	-2	-15	-2	-2	-24	Medio

6.5. ESTUDIO LEGAL

El estudio legal y regulatorio constituye un componente esencial en la evaluación de la viabilidad de un proyecto de generación de energía a partir de biogás. Su propósito es definir los elementos jurídicos, tributarios y sectoriales requeridos para la constitución y operación de la empresa, en concordancia con la normativa mercantil, laboral, ambiental y del mercado eléctrico colombiano. Para este proyecto se propone la constitución de una Sociedad por Acciones Simplificada S.A.S., por la flexibilidad en su gobierno corporativo y la responsabilidad limitada al monto de los aportes. Su registro ante la Cámara de Comercio y el RUT (DIAN) habilita la operación comercial y contractual (Cámara de Comercio de Barranquilla, 2024).

En el marco sectorial, las Leyes 142 y 143 de 1994 estructuran la prestación de los servicios públicos y la organización del SIN en el Mercado de Energía Mayorista, mientras que la Ley 1715 de 2014 integra las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), con incentivos tales como deducción en renta, exclusión de IVA y depreciación acelerada para activos del proyecto. La UPME es la entidad que certifica estos beneficios (Congreso de Colombia, 1994a; 1994b; 2014). En materia regulatoria de mercado, disposiciones vigentes de la CREG normatizan la participación de generadores, la medición comercial y los cargos de operación del sistema (CREG, 2023; CREG, 2021).

Desde el punto de vista ambiental, por tratarse de una planta con capacidad instalada menor de 10 MW, ubicada al interior de un relleno sanitario licenciado, no aplica licencia ambiental integral. El trámite obligatorio es el Permiso de Emisiones Atmosféricas por fuentes fijas ante la CRA, conforme al Decreto 1076 y a los estándares de emisión (p. ej., Resolución 909) para motogeneradores y antorcha, sustentado por medidas de control y monitoreo dentro del PMA (República de Colombia, 2015a; Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2018; Corporación Autónoma Regional del Atlántico, 2024). Adicionalmente, el proyecto se articula con los PGIRS y los lineamientos nacionales de economía circular y mitigación de GEI (SSPD, 2023).

En el ámbito tributario, la compañía está sujeta al impuesto de renta corporativo (35 %), con posibilidad de aplicar deducciones por inversión FNCE y depreciación acelerada (Ley 1715), además de exclusión de IVA y exención arancelaria para equipos certificados por la UPME. La venta de energía mediante PPA se sujeta a las retenciones en la fuente y tratamiento de IVA que correspondan al contratante (DIAN, 2025).

En el ámbito regulatorio del mercado de energía, todo agente generador conectado al SIN debe asumir cargos y pagos recurrentes administrados por XM (operador del sistema/mercado, que integra CND y ASIC), independientes del esquema de comercialización (bolsa o contratos PPA). Entre ellos destacan: (i) cargos CND/XM, asociados a la coordinación de operación y despacho central; (ii) cargos SIC e IVA

del SIC, por la administración de transacciones y liquidaciones; (iii) arranques y paradas (reconocimientos/costos asociados a la operación de unidades térmicas/motor a gas según reglas de mercado); y (iv) costos del Centro de Gestión de la Medida (CGM), conforme al Código de Medida CREG 038 de 2014, que obligan al agente a asegurar instalación, operación, mantenimiento, telemedición y calidad de datos de equipos comerciales (XM, 2024b; XM, 2024c). Para plantas de esta capacidad, el servicio integral de medición y gestión suele situarse en torno a COP\$1,5 millones/mes, a presupuestar dentro del OPEX regulatorio.

En materia de vigilancia sectorial, la SSPD cobra una contribución anual (hasta el 0,7 % de los ingresos operacionales) destinada a inspección, vigilancia y control; adicionalmente puede requerir auditorías técnicas/financieras/regulatorias, cuyos costos de implementación asume el agente (SSPD, 2023; Ley 142 de 1994). Finalmente, de acuerdo con la Ley 99 de 1993, el generador debe realizar transferencias ambientales (6 % de ventas brutas de energía: 3 % a la CAR–CRA y 3 % a municipios) para financiar programas ambientales en el área de influencia (Congreso de Colombia, 1993; 1994a).

Finalmente en la tabla 7 se presenta un breve resumen de los costos legales asociados a los generadores de energía en Colombia, específicamente para la planta de generación de energía a partir del biogás de relleno sanitario.

Tabla 7*Costos legales de los generadores de energía en Colombia*

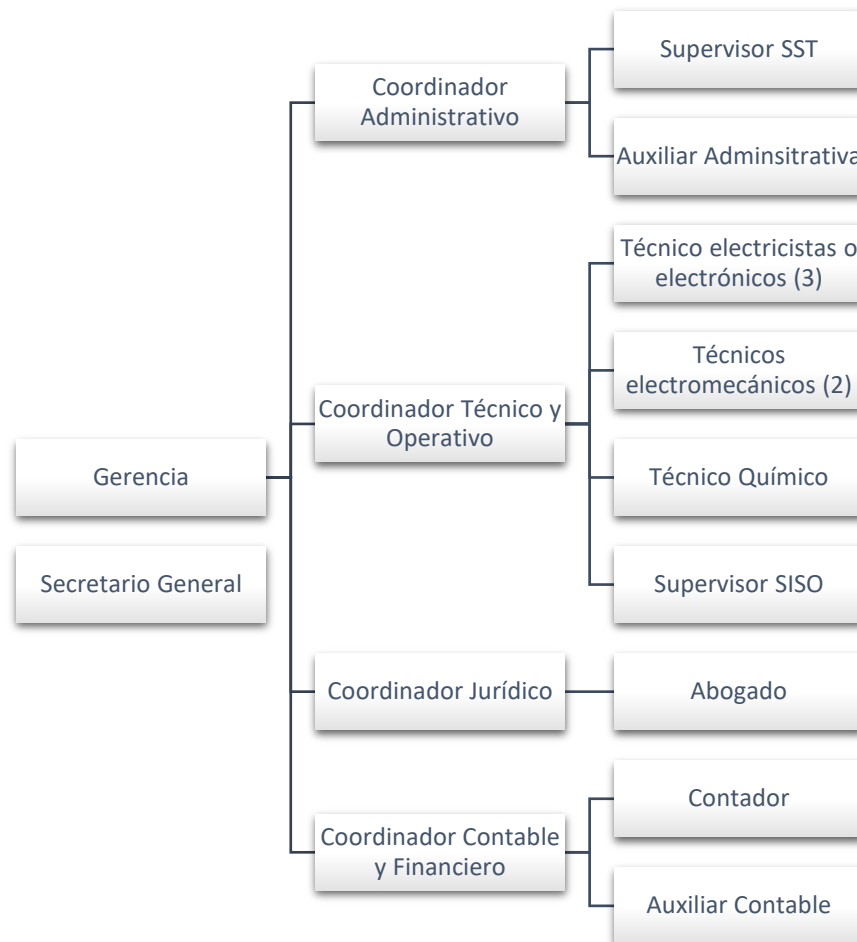
Concepto	Base normativa/ institucional	Obligación económica
Impuesto de renta corporativo	DIAN (2025)	35 % s/utilidad gravable
Exclusión de IVA/exención arancelaria (equipos FNCE)	Ley 1715 (2014), UPME (certificación)	0 % IVA y 0 % arancel en equipos elegibles
Retenciones en la fuente (PPA)	DIAN (2025)	Según naturaleza del contratante
Contribución SSPD	Ley 142 (1994a); Superservicios (2023)	Hasta 0,7 % de ingresos operacionales
Transferencias ambientales	Ley 99 (1993)	6 % ventas brutas (3 % CRA; 3 % municipios)
Permiso emisiones atmosféricas (fuente fija)	Dec. 1076 (2015a), Res. 909 (2008), CRA	Tasas de trámite y seguimiento
Cargos CND/XM (operación y despacho)	XM (CND/ASIC), CREG (marco mercado)	Cargo recurrente
Cargos SIC e IVA SIC (liquidación/ASIC)	XM/ASIC; CREG	Cargo recurrente + IVA
Arranques y paradas (operación unidades)	Reglas CREG/XM	Reconocimientos/costos según operación
Costos CGM – Código de Medida	CREG 038 (2014)	≈ COP 1,5 MM/mes (referencial)

6.6. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

La estructura organizacional del proyecto está diseñada para integrar áreas de dirección, operación técnica, gestión administrativa, soporte legal y control financiero, en función de las necesidades propias de una planta de biogás (Ilustración 14).

Ilustración 14

Organigrama de la empresa



6.6.1. Cargos y perfil de los cargos

6.6.1.1. Gerente General. Responsable de la dirección estratégica y administrativa de la planta, garantizando el cumplimiento de los objetivos técnicos, financieros y ambientales del proyecto. Supervisa las áreas operativa, técnica y administrativa, toma decisiones críticas, asigna recursos y establece políticas de gestión alineadas con la normativa vigente (Sapag y otros, 2014).

Funciones principales:

- Dirigir la planeación estratégica, definiendo objetivos técnicos, financieros y ambientales.
- Representar legalmente la empresa ante entidades regulatorias del sector eléctrico (CREG, UPME, XM, SSPD) y ambientales (ANLA, CAR).
- Supervisar el cumplimiento de licencias, permisos y obligaciones regulatorias.
- Definir la estrategia de sostenibilidad, incluyendo gestión de emisiones y valorización de subproductos.

6.6.1.2. Asistente de Gerencia. Apoya directamente a la gerencia en tareas de coordinación, organización y control documental. Gestiona la agenda, registra actas de reuniones y centraliza la comunicación interna y externa, facilitando el flujo eficiente de información en la organización (Formación Carpe Diem, 2024).

Funciones principales:

- Apoyar la gerencia en coordinación y control documental.
- Administrar agendas, actas de reuniones y comunicación interna y externa.
- Mantener actualizado el archivo de licencias ambientales y reportes regulatorios.
- Coordinar con las áreas técnica y jurídica la preparación de informes a entes de control.

6.6.1.3. *Coordinador Administrativo.* Dirige y controla las actividades administrativas, logísticas y de soporte de la planta. Gestiona la documentación oficial, coordina compras y suministros y asegura el cumplimiento de procedimientos internos y obligaciones laborales.

Funciones principales:

- Gestionar compras, suministros e inventarios de insumos críticos (carbón activo, filtros, repuestos, aceites).
- Coordinar contratos de servicios tercerizados (vigilancia, disposición de residuos peligrosos).
- Asegurar el cumplimiento de obligaciones laborales y administrativas.

6.6.1.4. Supervisor SST (Seguridad y Salud en el Trabajo).

Encargado de implementar y supervisar el Sistema de Gestión en Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST) conforme a la legislación nacional (Resolución 0312 de 2019). Realiza inspecciones, capacitaciones y control de riesgos para prevenir accidentes y enfermedades laborales (Ministerio del Trabajo, 2019).

Funciones principales:

- Implementar el SG-SST conforme a la Resolución 0312 de 2019.
- Prevenir riesgos específicos de plantas de biogás (atmósferas explosivas, exposición a H₂S, trabajos en espacios confinados).
- Realizar capacitaciones periódicas en emergencias y seguridad industrial.

6.6.1.5. Auxiliar Administrativo. Desarrolla labores de apoyo en archivo, correspondencia, atención al usuario, digitación y manejo de insumos de oficina, contribuyendo a la eficiencia en la gestión administrativa (Formación Carpe Diem, 2024).

Funciones principales:

- Apoyar en archivo, correspondencia, atención al usuario y suministros.
- Registrar comunicaciones con entes de control y autoridades locales.

6.6.1.6. Coordinador Técnico y Operativo. Planifica, ejecuta y supervisa las actividades de operación y mantenimiento de la planta de biogás. Garantiza la disponibilidad y confiabilidad de los equipos, coordina al personal técnico y reporta indicadores de desempeño a la gerencia.

Funciones principales:

- Supervisar el sistema de captación de biogás (pozos, tuberías PEAD, trampas de condensado).
- Garantizar la operación de motogeneradores, implementando planes de mantenimiento programado y mayor.
- Monitorear indicadores técnicos: caudal de biogás, porcentaje de metano, horas de operación y eficiencia de motores.
- Coordinar con el técnico químico los ajustes de calidad de gas.

6.6.1.7. Técnico Electricista o Electrónico. Instala, opera y mantiene los sistemas eléctricos y de control de la planta, asegurando el cumplimiento de estándares técnicos y normativos. Diagnostica fallas y realiza reparaciones para garantizar la continuidad de la operación (Magneto Empleos, 2021).

Funciones principales:

- Instalar y mantener sistemas eléctricos de control y potencia.
- Realizar pruebas en protecciones eléctricas y celdas de media tensión.

- Operar sistemas de monitoreo (SCADA) vinculados a la generación y conexión a red.

6.6.1.8. Técnico Electromecánico. Efectúa el mantenimiento preventivo y correctivo de equipos mecánicos y eléctricos de la planta, asegurando su funcionamiento seguro y eficiente. Participa en la instalación y ajuste de maquinaria (Magneto Empleos, 2021).

Funciones principales:

- Efectuar mantenimiento en *blowers*, bombas de condensados y enfriadores.
- Revisar y ajustar sistemas de refrigeración de motores y equipos de pretratamiento de gas.

6.6.1.9. Técnico Químico. Realiza análisis de laboratorio y pruebas de calidad del biogás, del sustrato y de los efluentes del proceso. Controla parámetros como contenido de metano, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, asegurando la optimización del proceso de digestión anaerobia.

Funciones principales:

- Analizar parámetros de biogás (CH_4 , CO_2 , H_2S , siloxanos) y efluentes líquidos.

- Controlar la calidad del gas, para optimizar el rendimiento de los motogeneradores.
- Gestionar el reemplazo y disposición de adsorbentes agotados. Definir la estrategia de sostenibilidad.

6.6.1.10. Supervisor SISO (Seguridad Industrial y Salud Ocupacional). Monitorea y evalúa las condiciones de trabajo en la planta, identifica riesgos y verifica el cumplimiento de normas de seguridad industrial, higiene y salud ocupacional (Ministerio del Trabajo, 2019).

Funciones principales:

- Monitorear condiciones de trabajo en sala de motores, pozos y antorcha.
- Controlar el cumplimiento de normas de higiene industrial y disposición de residuos peligrosos.

6.6.1.11. Coordinador Jurídico. Dirige y supervisa los asuntos legales de la planta, asegurando el cumplimiento normativo en materia ambiental, laboral, contractual y comercial. Coordina con asesores y abogados externos según las necesidades del proyecto.

Funciones principales:

- Coordinar asuntos legales, ambientales y contractuales.

- Velar por la inscripción como agente del Mercado de Energía Mayorista (MEM).
- Revisar contratos de venta de energía (PPA) y relación con comercializadores.

6.6.1.12. Abogado. Brinda asesoría jurídica preventiva y correctiva en temas regulatorios, contractuales y litigiosos, velando por la protección de los intereses legales de la planta.

Funciones principales:

- Asesorar en trámites regulatorios, ambientales y contractuales.
- Representar a la empresa en litigios o procesos administrativos.

6.6.1.13. Coordinador Contable y Financiero. Administra y supervisa los procesos contables, financieros y presupuestales de la planta. Elabora informes de gestión, controla el flujo de caja y asegura el cumplimiento de obligaciones fiscales.

Funciones principales:

- Dirigir los procesos financieros y contables.
- Calcular y pagar transferencias obligatorias a las CAR y municipios (Ley 788 de 2002).

- Gestionar los incentivos tributarios derivados de la Ley 1715 de 2014.

6.6.1.14. Contador. Registra y controla las operaciones financieras y contables, asegurando que la información cumpla con los principios y normas contables vigentes (Gerencie, 2021).

Funciones principales:

- Registrar y controlar operaciones financieras.
- Preparar estados financieros bajo NIIF. Supervisar el cumplimiento de licencias, permisos y obligaciones

6.6.1.15. Auxiliar Contable. Apoya en el registro, conciliación y archivo de documentos contables, así como en la preparación de reportes financieros básicos (Gerencie, 2021).

Funciones principales:

- Apoyar conciliaciones, archivo contable y elaboración de reportes básicos.

6.7. ESTUDIO FINANCIERO

El estudio financiero busca determinar la viabilidad económica del proyecto de generación de energía a partir de biogás en el relleno sanitario Los Pocitos,

Atlántico. Para ello, se construyó un flujo de caja del inversionista que integra los ingresos proyectados por venta de energía, el OPEX, el CAPEX, los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia, 2014) y 2099 (Congreso de Colombia, 2021), así como los gastos financieros derivados del apalancamiento bancario.

A partir de este flujo, se calculan los indicadores de rentabilidad más relevantes:

- Costo promedio ponderado del capital (WACC)
- Valor presente neto (VPN)
- Tasa interna de retorno modificada (TIRM)
- Período de recuperación de la inversión descontado (PRID)
- Relación beneficio costo (RBC)
- Costo anual uniforme equivalente (CAUE)
- Inversión recuperada y valor agregado (IRVA)
- Análisis de sensibilidad sobre precios, costos de operación, tasa de interés y factor de planta.

Estos indicadores permiten establecer la conveniencia económica del proyecto en un contexto de transición energética y expansión de la demanda eléctrica nacional, particularmente en la región Caribe donde se estima un crecimiento superior al 3,9 % anual (UPME, 2024a).

6.7.1. Estructura de capital

La inversión requerida para el proyecto se estima en aproximadamente COP\$36.000 millones (USD\$9 millones, a una TRM de 4.100 COP/USD), resultado del desglose del CAPEX en motogeneradores, sistemas de captación y tratamiento de biogás, interconexión eléctrica, obras civiles y balance de planta, así como costos de ingeniería y permisos.

La estructura de financiamiento considerada se plantea bajo un esquema 50 % capital propio y 50 % deuda bancaria, en línea con las prácticas del mercado colombiano para proyectos de energías renovables de escala media. Los inversionistas exigirán una tasa de retorno mínima del 12 % anual, mientras que el crédito bancario se estima a una tasa del 6,17 % efectiva anual, con un plazo de 10 años y cuotas uniformes. Este costo de deuda es consistente con las proyecciones macroeconómicas de Bancolombia para 2025, que prevén una reducción gradual de las tasas de interés de política monetaria hasta un cierre cercano al 8,25 %, lo cual facilita condiciones más favorables de apalancamiento para proyectos energéticos (Clavijo y otros, 2025).

El costo promedio ponderado de capital (WACC) se calcula como la suma de los costos de capital y de deuda ajustados por su participación en la estructura de financiamiento y el efecto tributario (tabla 8). Este indicador constituye la tasa

mínima de rentabilidad requerida para que el proyecto sea viable, ya que permite descontar los flujos de caja futuros a valor presente neto (tabla 9).

Tabla 8

Cálculo del WACC

Estructura Financiera	Monto (MILL COP)	Costo antes de impuestos	Costo después de impuestos	Participación (%)	Costo capital (%)
Pasivo (Deuda)	18.450	11,34%	7,37%	50%	3,69%
Patrimonio (Equity)	18.450	17,10%	17,10%	50%	8,55%
Total	36.900	—	—	WACC:	12,24%

Tabla 9

Plan de pago de préstamo

Periodo	Saldo inicial (MM)	Intereses	Amortización (%)	Amortización (MM)	Saldo final (MM)
0					\$ 18.450
1	\$ 18.450	\$ 2.092	0,71%	\$ 131	\$ 18.319
2	\$ 18.319	\$ 2.077	1,42%	\$ 261	\$ 18.058
3	\$ 18.058	\$ 2.048	6,14%	\$ 1.133	\$ 16.925
4	\$ 16.925	\$ 1.919	6,32%	\$ 1.167	\$ 15.758
5	\$ 15.758	\$ 1.787	9,93%	\$ 1.832	\$ 13.926
6	\$ 13.926	\$ 1.579	7,64%	\$ 1.410	\$ 12.516
7	\$ 12.516	\$ 1.419	13,80%	\$ 2.545	\$ 9.971
8	\$ 9.971	\$ 1.131	14,02%	\$ 2.587	\$ 7.384
9	\$ 7.384	\$ 837	18,97%	\$ 3.501	\$ 3.883
10	\$ 3.883	\$ 440	17,19%	\$ 3.172	\$ 711
11	\$ 711	\$ 81	3,85%	\$ 711	\$ 0

6.7.2. Flujo de caja del inversionista

El flujo de caja del inversionista se presenta a continuación en la tabla 10.

Tabla 10

Flujo de caja del inversionista

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Flujo de caja												
EBITDA	\$ 0	\$ 5.683	\$ 5.683	\$ 5.683	\$ 5.683	\$ 4.183	\$ 5.683	\$ 5.683	\$ 5.683	\$ 4.183	\$ 5.683	\$ 5.683
CAPEX	-\$ 36.900	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
+/- Cuentas por cobrar	\$ 0	-\$ 815	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
+/- Cuentas por pagar	\$ 0	\$ 171	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 63	-\$ 63	\$ 0	\$ 0	\$ 63	-\$ 63	\$ 0
Impuesto de renta	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 111	-\$ 167	-\$ 268	\$ 0	-\$ 509	-\$ 1.927
Flujo de caja libre	-\$ 36.900	\$ 5.039	\$ 5.683	\$ 5.683	\$ 5.683	\$ 4.246	\$ 5.510	\$ 5.517	\$ 5.416	\$ 4.246	\$ 5.112	\$ 3.757
		-\$ 546	\$ 98	\$ 98	\$ 98	\$ 160	\$ 35	\$ 98	\$ 98	\$ 160	\$ 35	\$ 98
+ Aumento / - Disminución deuda	\$ 18.450	-\$ 131	-\$ 261	-\$ 1.133	-\$ 1.167	-\$ 1.832	-\$ 1.410	-\$ 2.545	-\$ 2.587	-\$ 3.501	-\$ 3.172	-\$ 711
Gastos financieros		-\$ 2.092	-\$ 2.077	-\$ 2.048	-\$ 1.919	-\$ 1.787	-\$ 1.579	-\$ 1.419	-\$ 1.131	-\$ 837	-\$ 440	-\$ 81
Gastos no operacionales	\$ 0	-\$ 98	-\$ 98	-\$ 98	-\$ 98	-\$ 98	-\$ 98	-\$ 98	-\$ 98	-\$ 98	-\$ 98	-\$ 98
Flujo de caja financiero	\$ 18.450	-\$ 2.321	-\$ 2.437	-\$ 3.279	-\$ 3.184	-\$ 3.717	-\$ 3.087	-\$ 4.062	-\$ 3.815	-\$ 4.436	-\$ 3.710	-\$ 889
- Dividendos / + Aportes	\$ 18.450	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Flujo del periodo	\$ 0	\$ 2.719	\$ 3.247	\$ 2.404	\$ 2.500	\$ 529	\$ 2.424	\$ 1.454	\$ 1.600	-\$ 190	\$ 1.401	\$ 2.867
Caja inicial	0	\$ 0	\$ 2.719	\$ 5.965	\$ 8.370	\$ 10.869	\$ 11.398	\$ 13.822	\$ 15.276	\$ 16.876	\$ 16.686	\$ 18.088
Caja final	\$ 0	\$ 2.719	\$ 5.965	\$ 8.370	\$ 10.869	\$ 11.398	\$ 13.822	\$ 15.276	\$ 16.876	\$ 16.686	\$ 18.088	\$ 20.955
FC Inversionista	-\$ 18.450	\$ 2.719	\$ 3.247	\$ 2.404	\$ 2.500	\$ 529	\$ 2.424	\$ 1.454	\$ 1.600	-\$ 190	\$ 1.401	\$ 2.867
TIR INV		12,8%										
TIRM		12,4%										

Los resultados del modelo financiero que muestra la tabla anterior indican una tasa interna de retorno de 12,81 %, la cual es ligeramente superior al costo promedio ponderado de capital de 12,24 %. Esto indica que el proyecto es financieramente viable bajo las condiciones de base consideradas. El valor presente neto positivo de \$37.567 millones confirma la generación de valor presente sobre la inversión inicial, mientras que la relación beneficio-costos de 1,94 evidencia que los beneficios descontados casi duplican los egresos proyectados. Este desempeño, calculado sobre un horizonte de 30 años de operación, respalda la sostenibilidad financiera del proyecto de generación eléctrica a partir del biogás del relleno sanitario Los

Pocitos (Atlántico), en coherencia con las proyecciones de expansión de la demanda eléctrica nacional y regional publicadas por la UPME (2024a) y los lineamientos del Plan Energético Nacional 2022-2052 (UPME, 2024b).

El período de recuperación de la inversión descontado se estima en 12,87 años, lo que implica que la inversión se recupera dentro de la vida útil técnica del proyecto. El costo anual uniforme equivalente, de aproximadamente \$4.745 millones, permite comparar la competitividad de la tecnología frente a otras fuentes renovables y térmicas. En este escenario, se ha considerado un precio base de venta de energía de 310 COP/kWh mediante PPA, aunque por la firmeza y previsibilidad del recurso biogás sería factible negociar precios superiores en el mercado colombiano, mejorando así los indicadores de rentabilidad.

Cabe resaltar que estos resultados no incluyen aún los beneficios tributarios contemplados en la Ley 1715 de 2014, y su modificatoria Ley 2099 de 2021, los cuales podrían elevar la TIR hasta 19,9 %, al incorporar las deducciones por inversión en activos de energías renovables y la exclusión de IVA en equipos y servicios (Congreso de Colombia, 2014; 2021). De igual forma, un esquema de financiamiento 70 % deuda – 30 % capital permitiría optimizar el apalancamiento financiero, llevando la TIR del inversionista a 13,44 %, incluso sin aplicar los beneficios tributarios.

En síntesis, el proyecto muestra un perfil financiero sólido y adaptable, sustentado en flujos de caja estables, costos operativos controlables y un marco regulatorio favorable. La incorporación de incentivos fiscales y estructuras de financiamiento eficientes puede potenciar su rentabilidad, consolidando al biogás como una alternativa competitiva y estratégica dentro de la transición energética colombiana, en línea con los objetivos del *Plan Indicativo de Cobertura Eléctrica 2024-2028* (UPME, 2024c) y las proyecciones macroeconómicas favorables reportadas por el Grupo Bancolombia (Clavijo y otros, 2025).

6.8. ANÁLISIS DE RIESGO

La gestión de riesgos en proyectos de generación de energía a partir de biogás constituye un proceso fundamental para garantizar su viabilidad técnica, económica y ambiental en el largo plazo. Los riesgos abarcan dimensiones tecnológicas, operativas, de mercado, regulatorias y ambientales. Su identificación, evaluación y mitigación permiten anticipar problemas potenciales y diseñar medidas preventivas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia o el impacto económico asociado (Froot y otros, 1993).

En este sentido, se destacan cinco riesgos cualitativos relevantes para el proyecto de biogás en el relleno sanitario, y sus respectivas estrategias de mitigación, que se describen a continuación.

6.8.1. Riesgos tecnológicos

La operación de plantas de biogás depende de la eficiencia de equipos críticos como motogeneradores, sistemas de desulfurización y tratamiento de biogás. Fallas en estos componentes, como la corrosión acelerada por altos niveles de H₂S o la presencia de siloxanos, pueden ocasionar paradas prolongadas y sobre costos en mantenimiento; además, la obsolescencia tecnológica o la falta de disponibilidad de repuestos importados representan vulnerabilidades adicionales.

Estrategias de mitigación:

- Implementar programas de mantenimiento preventivo y predictivo basados en horas de operación de los motogeneradores.
- Establecer contratos de suministro de repuestos con fabricantes certificados (p. ej. Jenbacher, Caterpillar) que aseguren disponibilidad oportuna.
- Instalar sistemas redundantes de filtración y purificación para minimizar riesgos de paradas.
- Capacitar al personal técnico en la operación y mantenimiento de equipos especializados.

6.8.2. Riesgos operativos

El proceso de captación, conducción y tratamiento del biogás requiere coordinación entre múltiples sistemas. Riesgos como la saturación de pozos de captación durante

temporadas de lluvia, la generación excesiva de condensados o la ineficiencia en la gestión de residuos peligrosos (aceites, filtros, carbón activo agotado) pueden generar interrupciones en la operación y acarrear sanciones ambientales.

Estrategias de mitigación:

- Diseñar un plan de operación estandarizado, que incluya protocolos de inspección diaria de pozos y líneas de conducción.
- Implementar sistemas de drenaje y gestión de condensados adecuados al clima de la región Caribe.
- Contratar gestores ambientales certificados para la disposición segura de residuos peligrosos.
- Desarrollar un plan de capacitación continua del personal operativo en normas de seguridad industrial y ambiental.

6.8.3. Riesgos de mercado y financieros

El proyecto depende de la estabilidad de los contratos PPA con comercializadores o clientes industriales. Fluctuaciones en el índice de precios al productor (IPP), la variabilidad de la TRM en la compra de repuestos y la competencia de otras fuentes renovables pueden reducir los ingresos proyectados o elevar los costos.

Estrategias de mitigación:

- Negociar contratos PPA de largo plazo (≥ 10 años) con indexación clara al IPP.
- Diversificar la cartera de clientes, combinando comercializadores y usuarios industriales.
- Diseñar un esquema de cobertura cambiaria (*hedging*) para mitigar impactos de la TRM en importaciones.
- Realizar análisis de sensibilidad periódicos sobre precios de energía y costos de operación.

6.8.4. Riesgos regulatorios y legales

El marco normativo colombiano exige el cumplimiento de regulaciones ambientales (permisos de emisiones atmosféricas, transferencias ambientales Ley 99/93), regulatorias (cargos XM, SIC, SSPD) y tributarias (Ley 1715 de 2014 y Ley 2099 de 2021). Cambios en estas disposiciones, retrasos en la obtención de permisos o incumplimiento en reportes regulatorios pueden generar sanciones económicas, suspensión de operaciones o pérdida de beneficios tributarios (Congreso de Colombia, 2014; 2021).

Estrategias de mitigación:

- Mantener un equipo jurídico especializado en energía y medio ambiente que acompañe el cumplimiento regulatorio.

- Establecer cronogramas de trámites ambientales y regulatorios con responsables claros.
- Implementar un sistema de gestión de cumplimiento normativo (*compliance*) que permita auditorías internas periódicas.
- Mantener comunicación constante con la CREG, la CRA, XM y la SSPD para anticipar cambios normativos.

6.8.5. Riesgos ambientales y sociales

La operación de la planta puede generar emisiones residuales de CH₄, CO y NO_x, ruido por los motogeneradores y riesgos para la salud ocupacional. Asimismo, la percepción de las comunidades aledañas frente al proyecto es clave para su sostenibilidad. Un manejo inadecuado puede provocar conflictos sociales, sanciones ambientales o pérdida de la licencia social para operar.

Estrategias de mitigación:

- Desarrollar un plan de manejo ambiental (PMA) robusto, que incluya programas de monitoreo de emisiones y ruido.
- Ejecutar campañas de responsabilidad social empresarial en la comunidad aledaña, promoviendo beneficios locales (empleo, capacitación, inversión social).

- Implementar protocolos de seguridad y salud en el trabajo (SG-SST), con énfasis en exposición a gases.
- Realizar socialización periódica del proyecto con autoridades locales y comunidades, para fortalecer la aceptación.

En la tabla 11, se presentan a continuación los riesgos analizados por cada componente, y en la ilustración 15 se analizan los resultados obtenidos con el programa @risk.

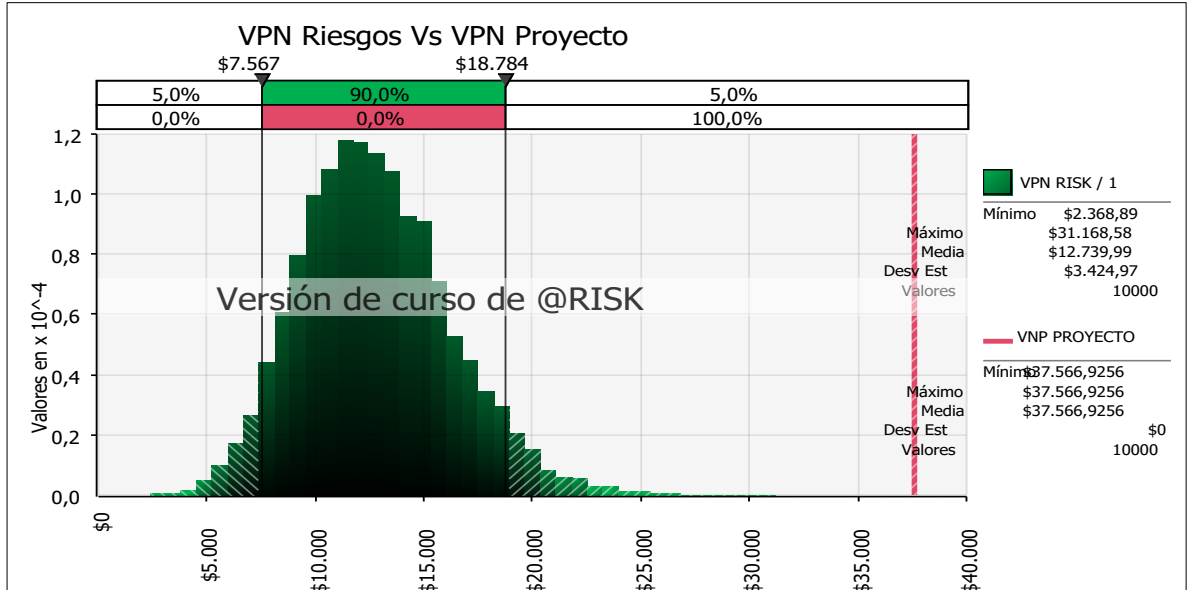
Tabla 11

Riesgos identificados por componente

Componente	Riesgo - Descripción	Estrategias de mitigación
Tecnológicos	R1. Fallas en motogeneradores: desgaste prematuro de componentes críticos y necesidad de overhaul anticipado.	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar plan de mantenimiento preventivo y predictivo. • Contratos de soporte con fabricante (Jenbacher u otros). • Capacitación continua del personal técnico. • Mantener inventario mínimo de repuestos críticos.
	R2. Ineficiencia en sistemas de purificación de biogás: agotamiento temprano de carbón activo y filtros por variabilidad del gas.	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar redundancia en sistemas de filtración. • Programar reemplazos con base en monitoreo de calidad del gas. • Negociar contratos de suministro con proveedores locales. • Auditar periódicamente la calidad del biogás.
	R3. Obsolescencia tecnológica de equipos SCADA/PLC: limitaciones en monitoreo y control.	<ul style="list-style-type: none"> • Actualizar software y hardware según plan tecnológico. • Contratar soporte especializado en automatización. • Implementar ciberseguridad industrial (firewalls, segmentación). • Probar periódicamente la confiabilidad del SCADA.
	R4. Paradas por fallos eléctricos internos: interrupciones por fallos en transformadores o celdas de MT.	<ul style="list-style-type: none"> • Revisiones anuales de equipos eléctricos. • Seguros que cubran daños eléctricos. • Inspección termográfica de tableros. • Protocolos de respuesta rápida ante fallas.
Operativos	R5. Baja captación de biogás: saturación de pozos o taponamientos en épocas de lluvia.	<ul style="list-style-type: none"> • Monitorear presión y caudal de pozos. • Instalar sistemas de drenaje de condensados. • Limpiezas periódicas de redes PEAD. • Diseñar pozos adicionales como respaldo.
	R6. Deficiencias en gestión de residuos peligrosos: aceites, filtros, carbón activo agotado.	<ul style="list-style-type: none"> • Contratar gestores ambientales certificados. • Mantener inventario de residuos y plan de disposición. • Incluir costos de disposición en el OPEX. • Auditorías ambientales semestrales.
	R7. Escasez de personal capacitado: dificultad para retener técnicos especializados.	<ul style="list-style-type: none"> • Programas de formación con universidades locales. • Establecer planes de incentivos salariales. • Transferencia de conocimiento del fabricante al equipo local. • Plan de sucesión para cargos críticos.
	R8. Accidentes laborales en planta: exposición a gases tóxicos y riesgo eléctrico.	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar SG-SST según Res. 0312 de 2019. • Proveer EPP adecuados (detectores H₂S, respiradores). • Capacitaciones mensuales en seguridad. • Protocolos de emergencias y simulacros periódicos.
De mercado / financieros	R9. Variación del precio del PPA: indexación al IPP menor a lo proyectado.	<ul style="list-style-type: none"> • Firmar contratos a ≥10 años. • Revisar cláusulas de indexación con clientes. • Diversificar contratos entre comercializadores e industriales. • Simular escenarios conservadores de IPP.
	R10. Volatilidad de la TRM: encarecimiento de repuestos y servicios importados.	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer coberturas cambiarias. • Negociar contratos en pesos con proveedores locales • Mantener stock de repuestos críticos. • Actualizar proyecciones financieras con sensibilidad TRM.
	R11. Incumplimiento del off-taker: retrasos o impagos en PPA.	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar solvencia financiera del cliente. • Establecer garantías contractuales. • Diversificar clientes para reducir dependencia. • Mantener capacidad de despacho parcial en Bolsa de Energía.
	R12. Incremento en costos de financiamiento (IBR alto): encarece el servicio de deuda.	<ul style="list-style-type: none"> • Negociar créditos con tasa fija. • Evaluar bonos verdes o líneas con banca multilateral. • Mantener relación con varias entidades financieras. • Diseñar escenarios con DSCR conservador.
Legales / regulatorios / ambientales	R13. No obtención de beneficios tributarios (Ley 1715/2099): pérdida de deducciones y exclusión de IVA.	<ul style="list-style-type: none"> • Acompañamiento jurídico especializado. • Cumplimiento riguroso de requisitos UPME/DIAN. • Auditorías internas de documentación. • Presentar trámites con antelación.
	R14. Aumento en transferencias ambientales (Ley 99/93): impacto directo en ingresos netos.	<ul style="list-style-type: none"> • Incluir transferencias en proyecciones de OPEX. • Negociar reconocimientos en PPA. • Gestionar compensaciones ambientales. • Implementar programas de responsabilidad social.
	R15. Incremento en cargos XM/ASIC/SSPD: mayores costos regulatorios.	<ul style="list-style-type: none"> • Monitorear resoluciones CREG. • Participar en consultas públicas regulatorias. • Incluir margen de contingencia en OPEX. • Optimizar consumo de servicios asociados.
	R16. Conflictos sociales y rechazo comunitario: oposición por impactos ambientales o de salud.	<ul style="list-style-type: none"> • Socializar el proyecto con comunidades. • Ejecutar programas de empleo local. • Invertir en obras por impuestos o proyectos sociales. • Establecer un plan de relacionamiento comunitario.

Ilustración 15

Histograma del VPN del riesgo vs VPN del proyecto



Nota. Resultados obtenidos con el programa @risk.

En el análisis comparativo entre el VPN base del proyecto y el VPN bajo riesgo contenido en la ilustración anterior, se observa una diferencia significativa en la dispersión de resultados. Mientras el VPN determinístico (sin considerar riesgos) permanece constante en \$37.566,93 millones, el VPN de riesgo presenta una distribución asimétrica positiva, con un mínimo de \$2.368,89 millones, un máximo de \$31.168,58 millones, una media de \$12.739,99 millones y una desviación estándar de \$3.424,97 millones. El histograma muestra que el 90 % de las simulaciones se concentran entre \$7.567 millones (percentil 5 %) y \$18.784 millones (percentil 95 %), lo que refleja una dispersión moderada, con colas extendidas hacia escenarios más optimistas.

Esta distribución evidencia que, bajo condiciones de incertidumbre, las variaciones en los precios de la energía, los costos de operación, la disponibilidad de biogás y la tasa de descuento, el proyecto mantiene una probabilidad alta de conservar un VPN positivo. De acuerdo con Baca (2013), un VPN con distribución concentrada en valores positivos y bajo riesgo de pérdidas indica un proyecto resiliente, con margen de seguridad financiero ante fluctuaciones razonables de las variables críticas. En este caso, incluso los escenarios menos favorables (percentil 5 %) se mantienen por encima del punto de equilibrio (\$0), lo que sugiere que el riesgo de pérdida de valor es bajo.

En síntesis, el análisis de simulación muestra que, aunque el valor esperado del VPN bajo riesgo (\$12.740 millones) se reduce frente al valor determinístico (\$37.566 millones), el proyecto preserva su viabilidad económica en la mayoría de los escenarios. Siguiendo a Chapman y Ward (2011), esta diferencia representa la *prima de riesgo* implícita; es decir, el costo financiero de la incertidumbre. No obstante, la alta concentración de probabilidades en valores positivos respalda la conclusión de que el proyecto de biogás es financieramente robusto frente a las variaciones esperadas en su entorno operativo y regulatorio.

A continuación, en las ilustraciones 16 y 17 se analiza la participación porcentual de cada riesgo.

Ilustración 16

Valor esperado de los riesgos

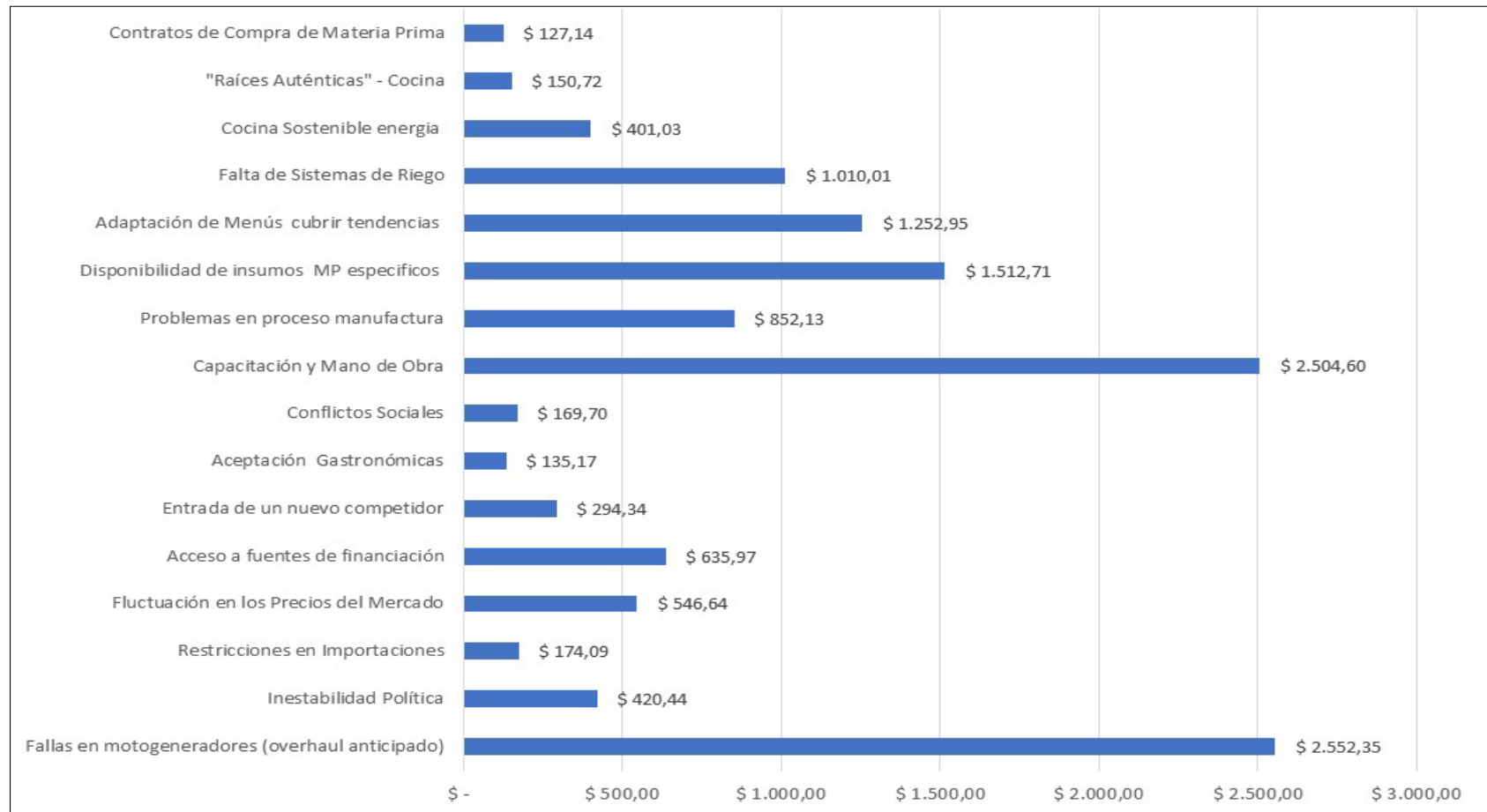
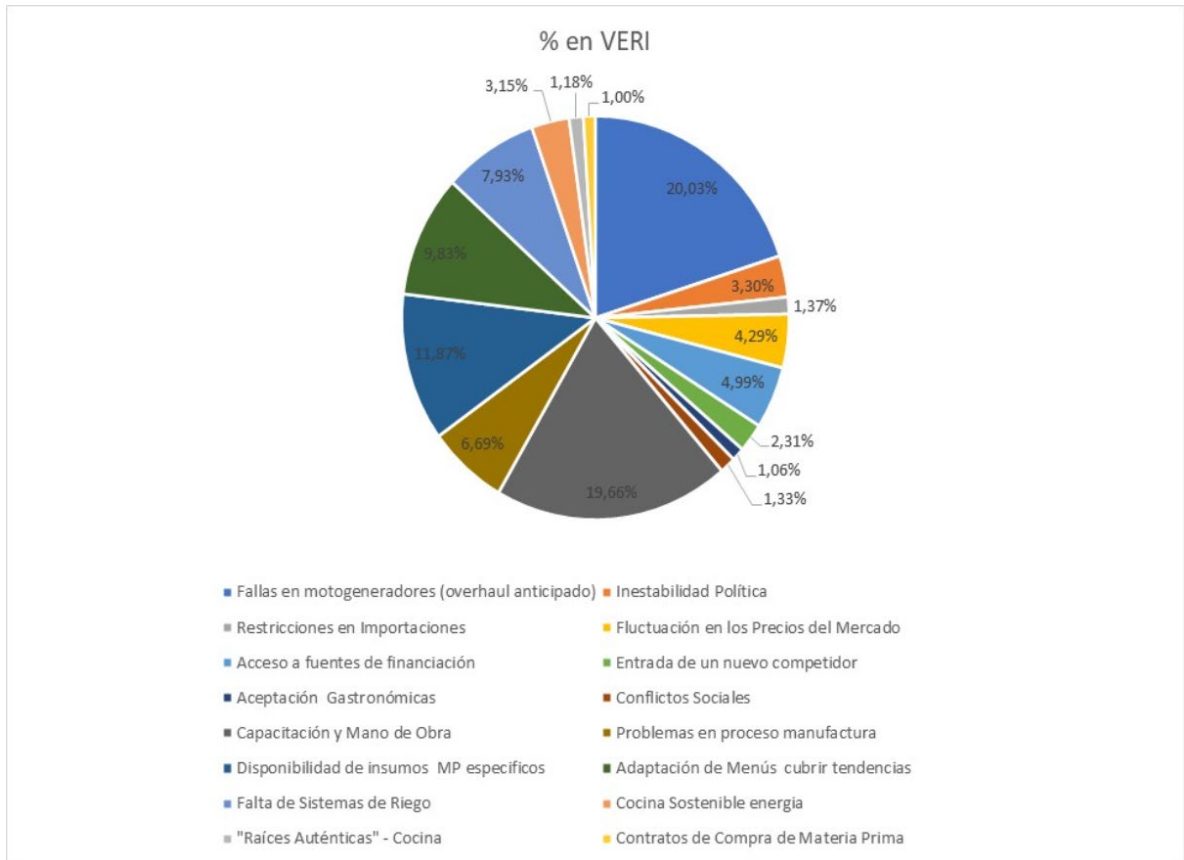


Ilustración 17

Contribución en VERI



Al analizar la participación porcentual de cada riesgo en el valor esperado del riesgo individual (VERI) Ilustración 17 se evidencia que los eventos más críticos para el proyecto de biogás son las fallas en motogeneradores (20,03 %) y los riesgos asociados a la capacitación y disponibilidad de mano de obra calificada (19,66 %). En conjunto, estos dos factores representan casi el 40 % del riesgo total del proyecto, lo que confirma que la dimensión técnica y operativa constituye la principal fuente de vulnerabilidad para la planta de biogás. Este hallazgo es coherente con

estudios de riesgo en proyectos de generación distribuida, donde los componentes mecánicos y el recurso humano especializado concentran la mayor proporción del riesgo operativo (Hillson & Simon, 2017).

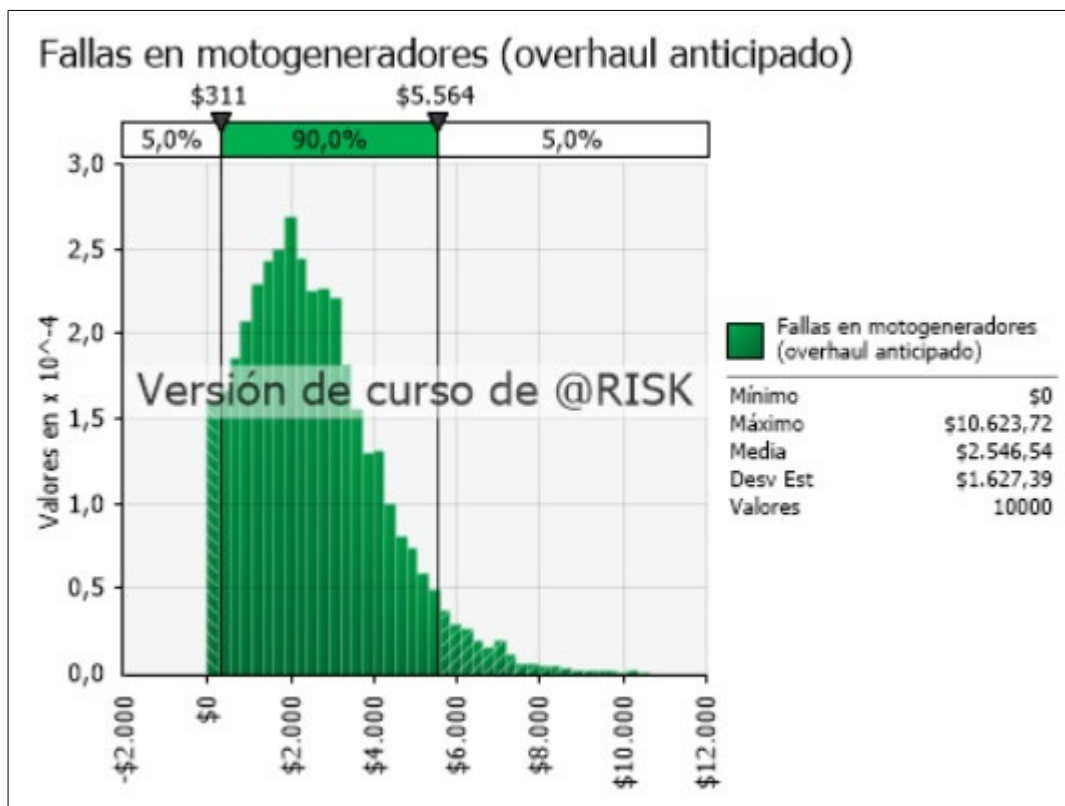
En un segundo nivel de relevancia se ubican los riesgos vinculados con la disponibilidad de insumos y materias primas específicos (11,87 %) y los problemas en los procesos de manufactura o montaje (9,83 %), seguidos por la falta de sistemas auxiliares de riego y control (7,93 %). Estos eventos reflejan la exposición del proyecto a interrupciones logísticas y técnicas que pueden alterar la estabilidad del suministro de biogás y la operación continua de la planta. En contraste, los riesgos relacionados con fluctuaciones en los precios del mercado (4,29 %), restricciones en importaciones (4,99 %) e inestabilidad política (3,30 %) presentan una contribución menor al riesgo total, aunque no deben descartarse, ya que pueden amplificar los impactos financieros si se materializan simultáneamente.

Finalmente, los riesgos de aceptación social, conflictos comunitarios y competencia emergente, junto con factores de baja incidencia, como la entrada de nuevos competidores o la disminución de acceso a fuentes de financiamiento, representan individualmente menos del 3 % del VERI total, confirmando que el riesgo agregado del proyecto se concentra principalmente en aspectos técnicos, operativos y de gestión del conocimiento. Siguiendo la metodología propuesta por Chapman y Ward (2011), este patrón sugiere que las estrategias de mitigación deben priorizar la gestión del mantenimiento predictivo, la capacitación permanente del personal

técnico y la gestión activa de la cadena de suministro, como medidas clave para reducir la exposición global del proyecto.

Ilustración 18

Riesgo de fallas en los motogeneradores



El riesgo asociado a fallas en los motogeneradores (ilustración 18) o los reemplazos anticipados de componentes críticos presenta una distribución asimétrica positiva, con valores entre \$0 y \$10.623,72 millones, una media de \$2.546,54 millones y una desviación estándar de \$1.627,39 millones. El 90 % de las simulaciones se concentra entre \$311 millones y \$5.564 millones, reflejando una alta probabilidad

de impactos moderados y una baja probabilidad de pérdidas severas. Esta tendencia confirma que las fallas mecánicas y los mantenimientos mayores no programados constituyen uno de los principales riesgos operativos del proyecto, con una incidencia significativa sobre los costos de operación y la disponibilidad del sistema.

En este contexto, el comportamiento del riesgo indica que, aunque la mayoría de los escenarios no genera impactos graves, la posibilidad de eventos extremos puede afectar la rentabilidad esperada si no se implementan medidas preventivas. De acuerdo con Hillson y Simon (2017) los riesgos de alta severidad y baja frecuencia deben gestionarse mediante estrategias de mantenimiento predictivo, la contratación de garantías extendidas y la capacitación técnica del personal, con el fin de mitigar interrupciones prolongadas y asegurar la estabilidad financiera del proyecto.

7. CONCLUSIONES

A continuación se presentan las conclusiones del proyecto, por cada uno de los estudios realizados

- **Estudio técnico**

El análisis técnico demuestra que el relleno sanitario Los Pocitos cuenta con condiciones óptimas para el desarrollo del proyecto, tanto por la disponibilidad continua de RSU como por la infraestructura básica que facilita la captación y el aprovechamiento del biogás. La localización próxima al área metropolitana de Barranquilla, la capacidad instalada proyectada y la tecnología disponible permiten garantizar una operación estable y eficiente, asegurando la generación de energía despachable con una fuente renovable y de bajo impacto ambiental.

- **Estudio de mercado**

El estudio de mercado confirma la viabilidad comercial del proyecto, al identificar un contexto de creciente demanda energética en la región Caribe, proyectada por la UPME en más del 3,9 % anual. La diversificación de canales de comercialización, que incluye contratos bilaterales con comercializadores, PPA con clientes industriales y participación en el mercado *spot*, permite reducir la exposición a la

volatilidad de precios y maximizar los ingresos. De esta forma, el proyecto se inserta estratégicamente en el mercado eléctrico colombiano, aprovechando los incentivos tributarios y regulatorios que promueven las FNCER.

- **Estudio legal**

Desde el punto de vista legal, el proyecto presenta una estructura sólida, al plantear la constitución de una Sociedad por Acciones Simplificada (S.A.S.), que garantiza flexibilidad operativa y responsabilidad limitada. El marco normativo vigente, encabezado por las Leyes 142, 143 y 1715, así como las disposiciones regulatorias de la CREG, establecen condiciones claras para la participación en el mercado eléctrico, mientras que los incentivos fiscales derivados de la Ley 1715 y 2099 fortalecen la rentabilidad y competitividad del proyecto (Congreso de Colombia, 2014; 2021).

- **Estudio medioambiental**

El análisis ambiental evidencia que el proyecto se alinea con los compromisos internacionales asumidos por Colombia en materia de cambio climático (Acuerdo de París y COP26), y contribuye directamente a la reducción de emisiones de GEI mediante la valorización del biogás (Naciones Unidas, 2016; 2020). La evaluación de impactos ambientales identifica riesgos críticos en emisiones atmosféricas, ruido

y salud ocupacional, pero estos pueden ser mitigados con un plan de manejo ambiental robusto que incorpore medidas de control, seguridad industrial y gestión de residuos, garantizando la sostenibilidad socioambiental del proyecto.

- **Estudio organizacional**

El diseño organizacional propuesto asegura la operación eficiente y el cumplimiento regulatorio del proyecto, al contemplar una estructura jerárquica con áreas técnicas, administrativas, financieras, legales y de gestión ambiental. La definición clara de roles y responsabilidades permite fortalecer la gobernanza corporativa y facilita la gestión de riesgos operativos y regulatorios. Este enfoque organizacional resulta coherente con las mejores prácticas de gestión de proyectos energéticos y contribuye a la sostenibilidad operativa en el largo plazo

- **Estudio financiero**

Los resultados financieros demuestran que el proyecto de generación eléctrica a partir de biogás en el relleno sanitario Los Pocitos (Atlántico) es económicamente viable y rentable bajo las condiciones de base analizadas. La TIR de 12,81 %, ligeramente superior al WACC de 12,24 %, y un VPN positivo de \$37.567 millones, junto con una relación beneficio-costos de 1,94, evidencian que los ingresos esperados superan con amplitud los egresos descontados a valor presente. Este

comportamiento se mantiene estable a lo largo de un horizonte de evaluación de 30 años, sustentado en flujos de caja firmes derivados de contratos PPA con precios de 310 COP/kWh, que podrían incluso mejorar, dada la firmeza y disponibilidad del recurso biogás frente a otras fuentes renovables intermitentes. Aunque los resultados actuales no incluyen aún los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia, 2014) y la Ley 2099 de 2021 (Congreso de Colombia, 2021), su aplicación podría incluso elevar la TIR hasta aproximadamente 19,9 %, fortaleciendo significativamente la rentabilidad del proyecto.

Al considerar un esquema de financiamiento apalancado (70 % deuda – 30 % *equity*), según se observa en la tabla 12, la TIR del inversionista podría situarse alrededor del 13,44 %, lo que evidencia la flexibilidad financiera y el atractivo del proyecto para inversionistas institucionales y privados.

Tabla 12

Sensibilidad TIR, Financiación - CAPEX

		CAPEX (millones COP)				
		38.400	37.900	36.900	35.900	35.400
FINANCIACIÓN	80 %	12,35 %	12,84 %	13,89 %	15,06 %	15,70 %
	70 %	12,19 %	12,59 %	13,44 %	14,37 %	14,86 %
	60 %	12,05 %	12,39 %	13,11 %	13,86 %	14,25 %
	50 %	11,91 %	12,20 %	12,81 %	13,44 %	13,73 %

En conjunto, estos resultados confirman la viabilidad económica y sostenibilidad a largo plazo de la planta, que además contribuye de manera efectiva a los objetivos nacionales de transición energética y mitigación de emisiones, alineándose con las metas del *Plan Energético Nacional 2022-2052* y el *Plan Indicativo de Cobertura Eléctrica 2024-2028*, de la UPME (2024b; 2024c).

- **Riesgos**

El análisis integral de riesgos realizado para el proyecto de generación eléctrica a partir de biogás en el relleno sanitario Los Pocitos demuestra que, si bien el proyecto presenta exposición a múltiples factores de incertidumbre entre los que se destacan los tecnológicos, operativos, financieros, regulatorios y ambientales, su perfil de riesgo global se mantiene dentro de niveles aceptables para inversiones del sector energético. La simulación Montecarlo del valor presente neto (VPN) evidenció que el proyecto conserva un VPN positivo aún bajo escenarios adversos, con un 90 % de probabilidad de encontrarse entre \$7.567 y \$18.784 millones. Este comportamiento confirma la resiliencia financiera del proyecto frente a variaciones en precios de energía, costos operativos, disponibilidad del recurso biogás y condiciones macroeconómicas, respaldando su viabilidad en el largo plazo (Chapman & Ward, 2011).

El estudio cuantitativo del valor esperado del riesgo individual (VERI) permitió identificar que las fallas en motogeneradores (20,03 %) y la capacitación de mano de obra técnica (19,66 %) representan los riesgos más críticos, seguidos por la disponibilidad de insumos (11,87 %) y los problemas en procesos de manufactura (9,83 %). Estos resultados reflejan que la mayor vulnerabilidad del proyecto se concentra en la dimensión técnica y operativa, por lo que las estrategias de mitigación deben orientarse a la implementación de programas de mantenimiento predictivo y correctivo, la capacitación continua del personal técnico y la gestión oportuna de la cadena de suministro.

En conjunto, los hallazgos confirman que, bajo un esquema de gestión preventiva y monitoreo permanente, el proyecto mantiene su sostenibilidad técnica, económica y ambiental, contribuyendo de manera segura y eficiente a los objetivos de transición energética y mitigación de emisiones establecidos por la política energética nacional.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abbasi, T., Abbasi, S., & Tauseef, S. (2012). *Biogas Energy* (Vol. 2). Springer.
<https://doi.org/10.1007/978-1-4614-1040-9>
- Agámez Manrique, A. (2024). *Modelo de Evaluación de Escenarios para la Producción y Venta de Energía Eléctrica Generada a Partir de Biogás de Rellenos Sanitarios en Colombia* [tesis de Maestría, Universidad Distrital Francisco José de Caldas]. Repositorio Institucional.
<https://repository.udistrital.edu.co/server/api/core/bitstreams/5d2a71f1-1309-4b6b-a1f3-86015b7121e3/content>
- Baca Urbina, G. (2013). *Evaluación de proyectos* (6.^a ed.). McGraw-Hill.
- Banco de la República (2025). *Dólar hoy (Tasa representativa del mercado TRM). Tasa de cambio del peso colombiano*. Consultada el 17 de junio de 2025.
https://suameca.banrep.gov.co/estadisticas-economicas/informacionSerie/1/tasa_cambio_peso_colombiano_trm_dolar_usd
- Banco Interamericano de Desarrollo – BID (2019). *Guía para la evaluación de proyectos de energía renovable en América Latina*. [BID | Preparación, evaluación y aprobación de proyectos](#)
- Barrena Gurbillón, M. Á., Maicelo, J. L., Gamarra Torres, Ó. A., Oliva, M., Leiva, S. T., Taramona Ruíz, L. A., Huanes, M. Á., y Ordinola, C. M. (2019). *Biogás: producción y aplicaciones*. UNTRM.
<https://repositorio.ulcb.edu.pe/handle/20.500.14546/59>

- Behrens, W., y Hawranek, P. M. (1994). *Manual para la preparación de estudios de viabilidad industrial*. ONUDI.
- Bernal Torres, C. A. (2010). *Metodología de la investigación: administración, economía, humanidades y ciencias sociales* (3.^a ed.). Pearson.
- Bueno López, M. (2019). La evolución de los sistemas energéticos: retos y oportunidades para el sistema eléctrico colombiano. *Ámbito Investigativo*, 4(3), 22-31. <https://revistas.lasalle.edu.co/files-articles/ai/vol4/iss3/4/fulltext.pdf>
- Cámara de Comercio de Barranquilla – Camarabaq (2024). *Crear mi empresa*. <https://www.camarabaq.org.co/pv/servicios-registrales/crear-mi-empresa>
- Chapman, C., & Ward, S. (Eds.) (2011). *How to Manage Project Opportunity and Risk: Why uncertainty management can be a much better approach than risk management* (3rd. Ed.). Wiley.
- Clavijo Muñoz, L., Mojica Agudelo, J. L., Guáqueta Sterling, V., Salgado Ortigón, L. D., González Rodríguez, M. P., Bernal Rojas, M., y Pineda Torres, N. D. (22 de julio, 2025). *Actualización de proyecciones económicas para Colombia en 2025*. Grupo Bancolombia. <https://www.bancolombia.com/empresas/capital-inteligente/actualidad-economica-sectorial/perspectivas-economicas-2025>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2023). *Últimos documentos publicados*. <https://creg.gov.co/>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2021a). Resolución 174 de 2021. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

Diario *Oficial*, 51.867.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2021b). Resolución 075 de 2021. Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional. *Diario* *Oficial*, 51.712.

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0075_2021.htm

Computrabajo (2025). *Evalúa los salarios promedio de tu sector.*

<https://co.computrabajo.com/salarios>

Congreso de Colombia (2021). Ley 2099 de 2021, por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. *Diario* *Oficial*, 51731. [https://www.suin-](https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30041997)

[juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30041997](https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30041997)

Congreso de Colombia (2014). Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. *Diario* *Oficial*, 49150. [https://www.suin-](https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/1687143)

[juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/1687143](https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/1687143)

Congreso de Colombia (1994a). Ley 142 de 1994, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras

disposiciones. *Diario Oficial*, 41433. <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30019356>

Congreso de Colombia (1994b). Ley 143 de 1994, por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia de energética.

Diario Oficial, 41434. <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/1650315>

Congreso de Colombia (1993). Ley 99 de 1993, por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial*, 41146. <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/1635523>

Corporación Autónoma Regional del Atlántico – CRA (2024). <https://www.crautonomia.gov.co/>

Cuta Durán, C., & González-Bueno, J. (2019). Diagnosis of Colombia's wholesale electricity market in relation to other Latin American markets. *Finance, Markets and Valuation*, 5(2), 57-79.

Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE (2025). *IPC - Índice de Precios al Consumidor*. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc/ipc-informacion-tecnica>

- Departamento Nacional de Planeación – DNP (2023a). *Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 Colombia Potencial Mundial de la Vida*. El autor. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf>
- Departamento Nacional de Planeación – DNP (2023b). Encuesta de Percepción Ciudadana al Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 – Levantamiento I (2023). <https://short.do/GcgyaL>
- Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales – DIAN (2025). *Estatuto Tributario*. <https://www.dian.gov.co/normatividad/estatutotributario/Paginas/default.aspx>
- EPA – United States Environmental Protection Agency (2020). *Landfill Gas Energy Project Development Handbook*. <https://www.epa.gov/lmop/landfill-gas-energy-project-development-handbook>
- Formación Carpe Diem (16 de marzo, 2024). *¿Qué es un auxiliar administrativo?* <https://formacioncarpediem.com>
- Froot, K., Scharfstein, D., & Stein, J. (1993). Risk Management: Coordinating Corporate Investment and Financing Policies. *Journal of Finance*, 48(5), 1629-58. <https://stein.scholars.harvard.edu/publications/risk-management-coordinating-corporate-investment-and-financing-policies>
- Genia Bioenergy (s. f.). *¿Cómo se obtiene el biometano a partir del biogás?* <https://geniobioenergy.com/como-se-obtiene-el-biometano/>
- Gerencie (2021). *Contador público*. <https://www.gerencie.com/contador-publico.html>

- Glassdoor (2025). *Your work people are here. Compare salaries.*
<https://www.glassdoor.com/>
- Guevara Torres, A. J. (2021). *Evaluación del potencial de aprovechamiento energético del biogás residual generado por el relleno sanitario Complejo Ambiental Chasinato de la EPM-GIDSA* [tesis de Maestría, Universidad Técnica de Ambato]. Repositorio Institucional. <https://short.do/3Rtfh>
- Helming, S., y Göbel, M. (1995). *Planificación de proyectos orientado a objetivos (ZOOPI). Orientaciones para la planificación de proyectos y programas nuevos y en curso* (I. Ahumada, trad.). GTZ.
<https://www.nescon.medicina.ufmg.br/biblioteca/imagen/1524.pdf>
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., y Baptista Lucio, M. d. P. (2014). *Metodología de la investigación* (6.ª ed.). McGraw-Hill.
- Hillson, D., & Simon, P. (2017). *Practical Project Risk Management: The ATOM Methodology* (3rd. Ed.). Berrett-Koehler.
- IEA Bioenergy (2022). *The role of biogas and biomethane in pathways to net zero: State of the art in anaerobic digestion* (IEA Bioenergy Task 37).
<https://www.ieabioenergy.com/our-work-tasks/>
- International Energy Agency – IEA (18 March, 2020). Outlook for Biogas and Biomethane: Prospects for Organic Growth. *World Energy Outlook special report.* <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>
- Indeed (2025). Sueldo de Asistente administrativo/a en Colombia. *Explorador de Empleos.* <https://co.indeed.com/career/asistente-administrativo/salaries>

Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. *Working Group I Contribution to the IPCC Sixth Assessment Report*. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

International Energy Agency – IEA (18 March, 2020). *Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth*. <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>

International Energy Agency – IEA (27 May, 2019). *Innovation Gaps. Key long-term technology challenges for research, development and demonstration*. <https://www.iea.org/reports/innovation-gaps>

Leopold, L. B., Clarke, F. E., Hanshaw, B. B., & Balsey, J. R. (1971). A procedure for evaluating environmental impact, circular 645. *U.S. Geological Survey*. <https://doi.org/10.3133/cir645>

Magneto Empleos (2021). Qué hace un Técnico Electricista y cuánto gana en Colombia. *Técnico Electricista*. <https://www.magneto365.com/es/cargos/tecnicos-reparaciones-mantenimiento>

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (2008). Resolución 909 de 2008. Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial*, 47.051. <https://www.minambiente.gov.co/documento-entidad/resolucion-909-del-2008/>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MinAmbiente (2021). *Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia – E2050 para cumplir con el Acuerdo de París*. <https://www.minambiente.gov.co/documento-entidad/estrategia-climatica-de-largo-plazo-de-colombia-e2050-para-cumplir-con-el-acuerdo-de-paris/>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MinAmbiente (2018). Resolución 1402, por la cual se adopta la metodología general para la Elaboración y Presentación de Estudios Ambientales y se toman otras determinaciones. *Diario Oficial*, 50.673. <https://www.minambiente.gov.co/documento-normativa/resolucion-1402-de-2018/>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MinAmbiente (2015). Resolución 631. Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones. *Diario Oficial*, 49.486. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/11/resolucion-631-de-2015.pdf>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MinAmbiente (2004). Resolución 240 de 2004. Por la cual se definen las bases para el cálculo de la depreciación y se establece la tarifa mínima de la tasa por utilización de aguas. *Diario Oficial*, 45.489. https://hac2-api.minambiente.gov.co/images/GestionIntegraldelRecursoHidrico/pdf/normativa/Res_240_2004.pdf

Ministerio de Minas y Energía – MinMinas (2023). *Misión y Visión*.

<https://minenergia.gov.co/es/ministerio/estrategico/mision-vision/>

Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio (2017). Ficha técnica: Gestión del biogás.

Reglamento Técnico del Sector de Agua Potable y Saneamiento Básico - RAS, *Título E: Tratamiento de aguas residuales (Anexo 4)*.

<https://www.minvivienda.gov.co/viceministerio-de-agua-y-saneamiento-basico-reglamento-tecnico-sector-reglamento-tecnico-del-sector-de-agua-potable-y-saneamiento-basico-ras>

Ministerio del Trabajo (2019). *Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el*

Trabajo (SG-SST). <https://www.mintrabajo.gov.co/relaciones-laborales/riesgos-laborales/sistema-de-gestion-de-seguridad-y-salud-en-el-trabajo>

Muñoz Rodríguez, S., Peña Montaña, I. V., y Zamora Leal, V. (2023). *Metodologías*

Innovadoras para el Aprovechamiento de Residuos en Colombia [trabajo de Especialización, Universidad EAN]. Repositorio Institucional.

<https://repository.universidadean.edu.co/server/api/core/bitstreams/fc804c36-c7ab-46c6-8d07-1ad78215179d/content>

Naciones Unidas (2020). *COP26: Juntos por el planeta. Acción por el Clima*. El

autor. <https://www.un.org/es/climatechange/cop26>

Naciones Unidas (2016). *El Acuerdo de París. Acción por el Clima*. El autor.

<https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>

Naciones Unidas (2015). *Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)*. El autor.

<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

Ortegón, E., Pacheco, J. F., y Prieto, A. (2018). Metodología del marco lógico para la planificación, el seguimiento y la evaluación de proyectos y programas.

Serie Manuales, 42. Naciones Unidas.
<https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/2d86ecfb-f922-49d3-a919-e4fd4d463bd7/content>

Ramón, A. A., Vásquez, J. E., Delgado, J. M., Domínguez-Carvajal, D., Mosquera-

Mena, A. M., Molina, F., y Peñuela-Vásquez, M. (2023). Evaluation of Potential Substrates for Biogas Production in Colombia using Anaerobic Digestion Systems. *Ingeniería e Investigación*, 43(2), e100834.

<https://doi.org/10.15446/ing.investig.100834>

República de Colombia (2015a). Decreto 1076 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo

Sostenible. *Diario Oficial*, 49523. <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Decretos/30019960>

República de Colombia (2015b). Decreto 1073 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único del Sector Administrativo de Minas y Energía.

CONPES 3816 del 2 de Octubre de 2014. *Diario Oficial*, 49.523.
https://www.minenergia.gov.co/documents/5653/36452-Decreto-1073-26May2015_1rfVcsR.pdf

- Rincón Velásquez, N. Y., y Castiblanco Rozo, C. (2021). Políticas y normas sobre energías renovables para el desarrollo de biogás en Colombia. Una revisión. *Gestión y Ambiente*, 24, 19. <https://doi.org/10.15446/ga.v24n1.98868>
- Sapag Chain, N., Sapag Chain, R., y Sapag Puelma, J. M. (2014). *Preparación y Evaluación de Proyectos* (6.ª ed.). McGraw-Hill.
- Stsepanets, A. (26 de junio, 2021). ¿Qué es el alcance de un proyecto y por qué es tan importante? *GanttPRO*. <https://blog.ganttpro.com/es/alcance-del-proyecto/#que-es-alcance-de-un-proyecto>
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD (2023). *Informe Nacional de Disposición Final de Residuos Sólidos 2022*. Superservicios. <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-Nacional-de-Disposicion-Final-de-Residuos-Solidos-2023.pdf>
- Superintendencia Financiera de Colombia (22 de noviembre, 2024). *Tasa de Cambio Representativa del Mercado- TRM*. <https://www.superfinanciera.gov.co/publicaciones/60819/informes-y-cifras-cifras-establecimientos-de-credito-informacion-periodica-diaria-tasa-de-cambio-representativa-del-mercado-trm-60819/>
- Talent (2025). Salario en Colombia 2025. *Buscador de trabajo*. <https://co.talent.com/salary>
- Tito, B. (2 de agosto, 2020). Matriz de Leopold modificada impacto ambiental excel ejemplos. *Ingeniería Ambiental*. <https://ingenieriaambiental.net/matriz-de-leopold/>

- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2025). *Proyección de precios de los energéticos 2024-2050*. <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion-de-precios-de-los-energeticos/>
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2024a). *Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038*. El autor. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia>
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2024b). *Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052 (T. 1-2)*. Sistema de Información Minero Energético (SIMEC). <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional-1/>
- Unidad de Planeación Minero Energetica – UPME (2024c). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura Energética 2024-2028*. Sistema de Información Minero Energético (SIMEC). <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-de-expansion-de-cobertura/#Documentos>
- Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2023). <https://www.upme.gov.co/>
- WWF (2018). *WWF en Colombia*. https://www.wwf.org.co/conocenos/quienes_somos/
- XM (2024a). *Precio de Bolsa y escasez*. <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/precio-de-bolsa-y-escasez>
- XM (2024b). *Precio de Contratos. Precio Promedio Ponderado de Contratos*. <https://informeanual.xm.com.co/16-precio-de-contratos/index.html>

XM (2024c). Precios en contratos por tipo de mercado. *Sinergox*.

<https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/PreciosContratosMercado.aspx>

XM (2024d). *Panorama Energético del SIN*. [XM Administradores del mercado eléctrico](#)