

Análisis de la viabilidad técnica y económica de la inyección de biogás para la optimización de la red de gas natural en el Valle de Tenza, Boyacá

Nicolás Gabriel Martín Ramírez

Monografía presentada para optar al título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

Adan Yovani León Bermúdez

Doctor en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Ingeniería de Gas

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mi madre, que desde pequeño me enseñó a nunca rendirme, a luchar por mis sueños y a mantener la fe incluso en los momentos más difíciles. Aunque ya no estás conmigo, tu recuerdo vive en mi corazón y en cada logro que alcanzo. Esta meta es un reflejo de todo lo que me enseñaste, y te la dedico con todo mi amor y gratitud.

Y a mi esposa, mi compañera de vida, mi apoyo incondicional y mi mayor motivación. Gracias por estar siempre a mi lado, por creer en mí cuando dudaba, por tu paciencia, tu amor y tu comprensión. Sin ti, este camino habría sido mucho más difícil. Todo esto también es por ti y para ti.

Agradecimientos

A la empresa **Enercer S.A. E.S.P.**, por su invaluable apoyo y por brindarme los recursos, tanto económicos como de tiempo, que hicieron posible culminar esta etapa. Gracias por creer en mí desde el primer día, cuando inicié como auxiliar de excavación, y por acompañarme en mi crecimiento profesional.

Al **ingeniero Adan Yovani León Bermúdez**, mi director de monografía, por su orientación, compromiso y paciencia durante el desarrollo de este trabajo. Su guía fue fundamental para alcanzar los objetivos propuestos.

Y a la **Universidad Industrial de Santander (UIS)**, por abrirme las puertas al conocimiento, por formar mi pensamiento crítico y por ser parte esencial de mi desarrollo académico y profesional.

Tabla De Contenido

Introducción.	14
1. Planteamiento del problema	15
1.1 Justificación	17
2. Objetivos	18
2.1 Objetivo general	18
2.2 Objetivos específicos	18
3. Marco Teórico	19
3.1 Antecedentes	19
3.2 Fundamentación Teórica	20
3.3 Definiciones Clave	21
3.4 Biogás.	21
4. Metodología	25
4.1 Enfoque	25
4.2 Biogás y sus técnicas de generación	26
4.3 Técnicas de generación de Biometano.	27
4.3.1 Contactores de Membrana para la Purificación de Gases	28
4.3.2. Purificación Criogénica de Biogás	29
4.3.3 Mejora Biológica del Biogás: Enfoques para el Enriquecimiento de Metano	29
4.4.4 Lavado con Agua	30
5. Resultados matriz de decisión.	32

5.1 Importancia de la matriz de decisión _____	32
5.2 Aplicaciones de la matriz de decisión. _____	33
5.3 Definición del Problema _____	33
5.4 Identificación de Alternativas _____	34
5.4.1 Viabilidad técnica para la red existente. _____	35
5.4.2 Eficiencia en la purificación. _____	35
5.4.4 Impacto ambiental y sostenibilidad _____	35
5.4.5 Costos y escalabilidad. _____	35
5.4.6 Criterios de evaluación y asignación de pesos _____	38
5.4.7 Interpretación de los valores obtenidos _____	43
6. Resultados de la viabilidad técnica y económica de la inyección de biogás para la red de gas natural en el Valle de Tenza, Boyacá. _____	45
6.1 Descripción del proyecto _____	47
6.2 Presión Máxima y Mínima de la Red _____	47
6.3 Especificaciones de Diseño y Condiciones de Operación _____	48
6.4. Condiciones de operación _____	50
6.4.1 Presión de Operación. _____	50
6.4.2 Temperatura de Operación. _____	50
6.4.3 Caudal de Operación (Gasto Volumétrico). _____	50
6.4.4 Aporte al proyecto. _____	50
6.5 Trazado de la red de distribución y acometidas a usuarios _____	51
6.6 Simulación técnica de la red de distribución _____	52

6.7 Diagrama de Simulación de la Red de Distribución _____	53
6.8 Produccion de Biogas Crudo _____	55
6.9 Análisis de resultados de la simulación en Aspen HYSYS _____	63
6.10 Resultado final de diseño _____	67
6.11 Presupuestos estimados _____	72
6.11.1 Estimación de costos del sistema de producción y <i>upgrading</i> de biogás _____	74
6.12 Análisis técnico y financiero _____	77
6.12.1 Análisis financiero _____	80
7. Conclusiones _____	85
Referencias Bibliográficas _____	89

Lista De Tablas

Tabla 1 Composición de gas para diferentes fuentes de energía.....	23
Tabla 2 Especificaciones técnicas del sistema de lavado con agua	31
Tabla 3 Comparativa de Tecnologías para Inyección de Biogás.	36
Tabla 4 Criterios para la evaluación de tecnologías de purificación de biogás	39
Tabla 5 Evaluación de alternativas	40
Tabla 6 Evaluación comparativa y puntuación total de las tecnologías.....	41
Tabla 7 Generación de Residuos por Rango de Ingresos Mensuales.....	57
Tabla 8 Calculo generación de biogás (Valle de Tenza).....	58
Tabla 9 Cromatografía	60
Tabla 10 Costos planta de Biometano.....	74
Tabla 11 Presupuesto general.....	83

Lista De Figuras

Figura 1 Diagrama del proceso de producción y upgrading de biogás a biometano. 24

Figura 2 Purificación de biogás mediante contactores de membrana. 43

Figura 3 Mapa de la Red Nacional de Gasoductos en Colombia..... 46

Figura 4 Simulación 1 54

Figura 5 Resultados de Simulación..... 55

Figura 6 Componentes del Biogás 61

Figura 7 Cromatografía del Biogas from AD 62

Figura 8 Propiedades del Biogas From AD 62

Figura 9 Resultado de simulación Planta de Biometano..... 63

Figura 10 Simulación con inyección de Biometano. 68

Figura 11 Propiedades de la red con inyección de Biometano 68

Glosario.

Acometida. Conexión individual que enlaza la red principal de distribución de gas natural con las instalaciones internas de un usuario final.

Adsorción. Proceso físico-químico mediante el cual las moléculas de un gas o líquido se adhieren a la superficie de un sólido (por ejemplo, carbón activado) utilizado comúnmente en la purificación de biogás para eliminar impurezas como el H₂S.

Anaerobio (proceso). Condición biológica que ocurre en ausencia de oxígeno. Es el principio fundamental de la digestión anaerobia que permite la producción de biogás.

Biogás. Gas combustible generado a partir de la descomposición anaerobia de residuos orgánicos, compuesto principalmente por metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂), junto con trazas de otros gases.

Biometano. Gas obtenido tras la purificación del biogás, con una concentración de metano superior al 95 %, lo que lo hace equivalente en calidad energética al gas natural convencional.

CAPEX (Capital Expenditure). Gasto de capital inicial requerido para la construcción, instalación y puesta en marcha de una planta o proyecto, en este caso de producción y purificación de biogás.

City Gate. Estación de regulación de presión donde el gas proveniente de un gasoducto principal se acondiciona para ser transportado en redes de distribución locales.

CO₂ (Dióxido de Carbono). Componente mayoritario del biogás junto al metano, que reduce su poder calorífico y debe eliminarse en procesos de upgrading.

Digestato. Subproducto sólido o líquido de la digestión anaerobia, rico en nutrientes (N, P y K), que puede ser utilizado como fertilizante orgánico en agricultura.

Digestor anaerobio (biodigestor). Reactor cerrado donde ocurre la descomposición de materia orgánica sin oxígeno, generando biogás como producto principal.

Economía circular. Modelo de aprovechamiento de recursos que busca prolongar el ciclo de vida de los productos y minimizar los residuos, transformándolos en nuevos insumos o fuentes de energía.

Eficiencia de purificación. Porcentaje de metano recuperado tras un proceso de upgrading del biogás, indicador clave en la selección tecnológica.

Gas natural. Mezcla de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano, utilizada como combustible en sectores residencial, industrial y vehicular.

H₂S (Sulfuro de Hidrógeno). Gas corrosivo y tóxico presente en el biogás en bajas concentraciones; debe ser eliminado para evitar daños en equipos y riesgos a la salud.

Mesófilo. Rango de operación de digestores anaerobios entre 30 y 45 °C, donde se obtiene una producción de biogás estable y con menor consumo energético.

OPEX (Operational Expenditure). Costos anuales asociados a la operación y mantenimiento de una planta o sistema, como energía, insumos, mano de obra y repuestos.

Payback (Periodo de Recuperación). Tiempo estimado que tarda un proyecto en recuperar la inversión inicial a partir de los ingresos generados por su operación.

Presión de operación. Rango de valores en psi o bar dentro del cual puede trabajar de manera segura una red de distribución de gas natural sin comprometer su integridad.

Purificación criogénica. Técnica de upgrading de biogás que utiliza bajas temperaturas para separar el metano de otros componentes como el CO₂.

Red de distribución. Conjunto de tuberías, estaciones de regulación y accesorios que transportan gas desde los city gates hasta los usuarios finales.

Residuo sólido urbano (RSU). Desecho generado en áreas urbanas por actividades domésticas, comerciales o industriales, que puede ser utilizado como sustrato en la producción de biogás.

Upgrading. Conjunto de procesos de purificación que permiten transformar el biogás en biometano, separando CO₂, H₂S, agua y otros compuestos indeseados.

Viabilidad técnica y económica. Evaluación integral que analiza si un proyecto es factible de implementar desde el punto de vista ingenieril y si resulta rentable financieramente en un horizonte de tiempo definido.

Resumen

Título: *Análisis de la viabilidad técnica y económica de la inyección de biogás para la optimización de la red de gas natural en el Valle de Tenza, Boyacá**

Autor: Nicolás Gabriel Martín Ramírez**

Palabras clave: Biometano, upgrading, economía circular, seguridad energética, factibilidad financiera, sistemas de distribución de gas.

El presente proyecto evaluó la viabilidad técnica y económica de la inyección de biogás en la red de gas natural del Valle de Tenza, Boyacá, como una alternativa para optimizar el suministro energético y aprovechar los residuos orgánicos de la región. Para ello, se realizó una revisión bibliográfica de las tecnologías de producción y purificación de biogás, complementada con una matriz de evaluación que consideró criterios técnicos, económicos y operativos para seleccionar la alternativa más adecuada.

Los resultados demostraron que la inyección de biometano es técnicamente viable, siempre que cumpla con los estándares de calidad requeridos para su incorporación a la red de distribución. Asimismo, el análisis económico evidenció un potencial favorable de rentabilidad, derivado del aprovechamiento de residuos orgánicos y de la reducción de la dependencia de combustibles fósiles.

Trabajo de grado

Facultad Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería. Director: Adan Yovani León Bermúdez Doctor en Ingeniería Química.

Abstract

Title: *Technical and Economic Feasibility Analysis of Biogas Injection for the Optimization of the Natural Gas Network in the Valle de Tenza, Boyacá**

Author: Nicolás Gabriel Martín Ramírez**

Keywords: Biomethane, upgrading, circular economy, energy security, financial feasibility, gas distribution systems.

This project evaluated the technical and economic feasibility of biogas injection into the natural gas distribution network of the Valle de Tenza region, Boyacá, as an alternative to optimize energy supply and promote the use of regional organic waste. A literature review of biogas production and purification technologies was conducted, complemented by an evaluation matrix that considered technical, economic, and operational criteria to identify the most suitable alternative.

The results showed that biomethane injection is technically feasible, provided that the gas meets the quality standards required for integration into the natural gas network. Furthermore, the economic analysis revealed favorable profitability potential due to the utilization of organic waste and the reduction of dependence on fossil fuels.

Thesis Project

Faculty of Physicochemical. Engineering School of Engineering. Director: Adan Yovani León Bermúdez, Ph.D. in Chemical Engineering.

Introducción.

La creciente demanda de gas natural en el Valle de Tenza, impulsada por el aumento poblacional y el desarrollo de nuevas actividades económicas, ha generado una saturación en la red de distribución existente. Las extensas distancias desde la fuente de suministro y las limitaciones de la infraestructura del gasoducto han ocasionado una disminución significativa en la presión y el caudal del gas, dificultando la conexión de nuevos usuarios. Esta situación restringe el desarrollo socioeconómico de la región y amplía la brecha de acceso a servicios energéticos básicos, especialmente en las zonas rurales.

En este contexto, la inyección de biogás en las redes de gas natural se presenta como una alternativa técnica y ambientalmente viable. El biogás, producido a partir del aprovechamiento de residuos orgánicos, El biogás, tras un proceso de enriquecimiento o *upgrading*, puede ser purificado hasta obtener **biometano**, un combustible renovable cuya concentración de metano (CH₄) suele ser superior al **95%** (IEA, 2020). Esta composición le confiere propiedades termoquímicas similares al gas natural fósil, lo que permite su inyección en la infraestructura gasífera existente sin requerir modificaciones significativas en los equipos de combustión final (Almamarchi et al., 2022; Muñoz et al., 2021).

Su incorporación en las redes existentes permite diversificar la matriz energética, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover la economía circular, contribuyendo a la sostenibilidad y la seguridad energética regional (Hengeveld et al., 2023). Desde el punto de vista técnico, la inyección de biometano se perfila como una solución eficiente para aumentar el volumen de gas disponible en la red y mejorar las condiciones de presión y caudal, garantizando un suministro estable y de calidad para los habitantes del Valle de Tenza (Cihlar

et al., 2021). Este proceso resulta viable con mínimas adaptaciones a la infraestructura actual, aprovechando la compatibilidad fisicoquímica entre el gas renovable y el combustible fósil (Aryal et al., 2021).

El presente trabajo de monografía se desarrolló en cuatro etapas principales. En la primera etapa, se realizó un diagnóstico detallado de la situación actual del sistema de distribución de gas natural en el Valle de Tenza, identificando las limitaciones técnicas y operativas existentes. En la segunda etapa, se abordaron los fundamentos teóricos, técnicos y ambientales relacionados con la producción, purificación e inyección de biogás en redes de gas natural. En la tercera etapa, se propuso un modelo de implementación adaptado a las condiciones específicas de la región, evaluando su viabilidad técnica y económica. Finalmente, en la cuarta etapa, se presentaron las conclusiones y recomendaciones orientadas a fortalecer la sostenibilidad energética del Valle de Tenza mediante la integración del biogás en su sistema de distribución.

1. Planteamiento del problema

La creciente demanda de gas natural en el Valle de Tenza, impulsada por el aumento poblacional, está saturando la red de distribución existente. Las largas distancias desde la fuente de suministro y la infraestructura del gasoducto han generado una disminución en la presión y el caudal del gas. La imposibilidad de conectar nuevos usuarios a la red debido a estas limitaciones restringe el desarrollo socioeconómico de la región y genera una brecha de acceso a servicios básicos de las zonas rurales. Es importante resaltar que la inyección de biogás en redes de gas natural ofrece múltiples beneficios asociados principalmente al impacto

ambiental como económico. El proceso de producción de biogás consiste en aprovechar residuos orgánicos para producir biometano, siendo un gas renovable que, una vez purificado, puede ser inyectado en las redes existentes de gas natural), siendo un gas renovable que, una vez purificado, puede ser inyectado en las redes existentes de gas natural (Chaúr, 2002; Villamizar Meneses, 2009).

Una de las principales ventajas de su uso se debe a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, ya que se reemplazan combustibles fósiles por una fuente más limpia y sostenible (LEDS LAC, 2021), ya que se reemplazan combustibles fósiles por una fuente más limpia y sostenible. Así mismo, el procesamiento y tratamiento adecuado del biogás puede contribuir significativamente a la economía circular con enfoque en seguridad energética. Considerando lo anterior, se puede indicar desde el punto de vista técnico, que la inyección de biogás se presenta como una solución viable para aumentar el volumen de gas disponible en la red, mejorar las condiciones de presión de 41 psi y un caudal de 211,21 m³/día. garantizando un suministro estable y de calidad para todos los habitantes del Valle de Tenza con mínimas adaptaciones en infraestructuras existentes. Considerando lo anterior surge la siguiente pregunta directora de la monografía. ¿De qué manera la inyección de biogás en la red de distribución de gas natural puede optimizar las condiciones de presión y caudal en el sistema del Valle de Tenza, conllevando un suministro energético que contribuya al desarrollo socioeconómico y reducción del impacto ambiental en la región?

1.1 Justificación

La empresa encargada de distribución de gas natural en el Valle de Tenza tiene la necesidad de expandir la disponibilidad de servicio de gas natural para 700 viviendas en la zona rural del municipio de Caldera, Guánica, La Frontera, Quigua, Senda, Fumbaque, Resguardo, Hipaquirá y Caracol del municipio de Garagoa, con esto se busca mejorar la calidad de vida de sus habitantes. Con la producción en inyección de biogás, se busca fortalecer la presión de la red en el punto inicial del proyecto la cual se encuentra a 30 (ENERCER S.A. E.S.P. (2025)) buscando generar una solución sostenible satisfaciendo la necesidad de ampliación de cobertura de la región y aportando a la mitigación del cambio climático. Para responder a esta necesidad, empresas privadas ya han demostrado su compromiso con la sostenibilidad mediante proyectos de reducción de emisiones (Bavaria, 2023) (Bavaria, 2023).

Por tanto, para fortalecer esta línea de investigación, el presente trabajo pretende evaluar parte de las condiciones técnicas y costos de inyección de biogás en la red de gas natural para mejorar eficiencia, sostenibilidad y seguridad energética en el Valle de Tenza.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Analizar la viabilidad técnica y económica de la inyección de biogás para la optimización de la red de gas natural en el Valle de Tenza, Boyacá.

2.2 Objetivos específicos

Realizar una revisión bibliográfica sobre la producción de biogás y técnicas de purificación para su inyección en redes de gas.

Establecer una matriz de decisión que considere costos, eficiencia y calidad del gas para la selección de la tecnología de purificación de gas bajo diferentes condiciones operativas.

Seleccionar un proceso de purificación mediante el análisis del rendimiento bajo diferentes condiciones operativas.

Analizar la viabilidad técnica y económica de la inyección de biogás para la red de gas natural en el Valle de Tenza, Boyacá.

3. Marco Teórico

Redes de distribución. Sistemas de tuberías y accesorios destinados al abastecimiento de gas, comprendidos entre la salida de la estación receptora (City Gate), estación receptora local o tanque de almacenamiento, hasta la válvula de corte (registro) ubicada en la acometida.

Máxima presión de operación permisible. Máxima presión a la cual puede ser operado un sistema de tuberías para conformar redes de suministro de gas y/o biogás. Este último se produce por la acción de la biomasa en condiciones anaeróbicas, y su composición es variable, pero generalmente está compuesto por metano, CO₂, y en menor proporción por nitrógeno, hidrogeno, oxígeno y sulfuro de hidrogeno (Chaúr, 2002).

Tiempo de retención. Es el tiempo que la materia orgánica permanece en el digestor para la producción de biogás.

3.1 Antecedentes

En Colombia, el uso del gas natural ha sido fundamental para el abastecimiento energético de zonas urbanas y rurales. Sin embargo, regiones como el Valle de Tenza presentan limitaciones en la red de distribución, reflejadas en bajas presiones y caudales insuficientes, lo que impide la conexión de nuevos usuarios y restringe el desarrollo regional. Frente a este contexto, la búsqueda de fuentes complementarias y sostenibles ha impulsado el interés por el aprovechamiento del biogás como una alternativa viable.

El biogás se ha implementado con éxito en diversos países como fuente energética renovable y, más recientemente, como insumo para la inyección en redes de gas natural, una

práctica que permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la seguridad energética. En Colombia, estudios como los de **Chaúr (2002)** y **Villamizar Meneses (2009)** destacan el potencial de los biocombustibles para diversificar la matriz energética y promover el aprovechamiento de residuos orgánicos. Estos antecedentes sustentan la necesidad de evaluar la viabilidad técnica y económica de la inyección de biogás en redes locales, como alternativa para optimizar la infraestructura existente y fomentar la sostenibilidad regional.

3.2 Fundamentación Teórica

El aprovechamiento del biogás parte del proceso de digestión anaerobia, mediante el cual la materia orgánica se descompone en ausencia de oxígeno, generando una mezcla gaseosa compuesta principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), junto con trazas de otros compuestos. Para ser inyectado en una red de gas natural, el biogás debe someterse a un proceso de purificación o *upgrading*, que elimina impurezas como H_2S , vapor de agua y CO_2 , aumentando la concentración de metano hasta niveles superiores al 95%, convirtiéndolo en biometano.

La purificación del biogás puede realizarse mediante diferentes tecnologías, entre ellas la adsorción por cambio de presión (PSA), la absorción con agua o aminas, y la separación por membranas, seleccionadas en función de la pureza requerida y de las condiciones operativas del sistema (Huamei Carbon, 2007–2024).

En términos de redes de distribución, estas se definen como sistemas de tuberías que transportan gas desde la estación receptora hasta las acometidas de los usuarios finales. Su desempeño depende de parámetros como la presión de operación, el caudal, y la compatibilidad

del gas inyectado. La incorporación de biometano puede contribuir a mejorar el balance de presión y caudal, aumentando la disponibilidad del recurso energético sin modificaciones significativas a la infraestructura existente.

Además, el uso de biogás promueve la economía circular al aprovechar residuos agroindustriales y pecuarios, reduciendo la contaminación ambiental y fomentando el desarrollo sostenible local.

3.3 Definiciones Clave

Redes de distribución. Sistemas de tuberías y accesorios destinados al abastecimiento de gas, comprendidos entre la salida de la estación receptora (City Gate) o tanque de almacenamiento, hasta la válvula de corte ubicada en la acometida.

Máxima presión de operación permisible. Presión máxima a la cual puede ser operado un sistema de tuberías en redes de suministro de gas sin comprometer la seguridad o integridad del sistema.

Biometano. Gas purificado derivado del biogás, con un alto contenido de metano, apto para ser inyectado en redes de gas natural.

Tiempo de retención. Periodo durante el cual la materia orgánica permanece dentro del digestor para completar el proceso de fermentación anaerobia y producción de biogás.

Economía circular. Modelo de aprovechamiento de recursos que busca minimizar los residuos mediante la reutilización, el reciclaje y la valorización de subproductos energéticos.

3.4 Biogás.

El biogás se produce por la descomposición de desechos orgánicos, ya sean productos de consumo de los seres humanos o excretas de animales bovinos o porcinos, mediante un proceso

de descomposición anaeróbica en el cual bacterias se encargan de descomponer los desechos generando metano (Deublein & Steinhauser, 2011). El biogás se encuentra en el grupo de las energías renovables, ya que proviene del aprovechamiento de residuos orgánicos humanos o animales para producir energía. Para que se desencadene el proceso de digestión anaeróbica, los digestores deben garantizar la ausencia total de oxígeno (FAO, 2013).

La fermentación anaeróbica de la materia orgánica es un fenómeno natural que ha existido por millones de años, precediendo incluso a los combustibles fósiles, y sigue ocurriendo continuamente a nuestro alrededor. Hoy en día, la transformación industrial de desechos orgánicos en energía mediante plantas de biogás no hace más que acelerar la habilidad intrínseca de la naturaleza para reaprovechar sus recursos valiosos (Bishop, 2015). Se cree que el primer uso humano del biogás se remonta al año 3000 a. C. en Oriente Medio, cuando los asirios utilizaban biogás para calentar sus baños (Aguilar & Rodríguez, 2018).

En el siglo XVII, el químico Jan Baptist van Helmont realizó un descubrimiento fundamental al observar que la materia orgánica en descomposición era capaz de generar gases combustibles (Sánchez & Romero, 2017). La primera gran planta de digestión anaeróbica se remonta a 1859 en una colonia de leprosos en Bombay (Deublein & Steinhauser, 2011). En 1890, el ingeniero Birmingham Joseph, como solución a un problema de salud pública causado por la expansión de olores en la ciudad de Londres, diseñó lámparas de alcantarilla que se alimentaban del metano producido por el sistema de alcantarillado (Aguilar & Rodríguez,

2018). Por ejemplo, en la tabla 1 se presenta el intervalo de la posible composición del gas obtenidos a partir de diversas fuentes de energía.

Tabla 1

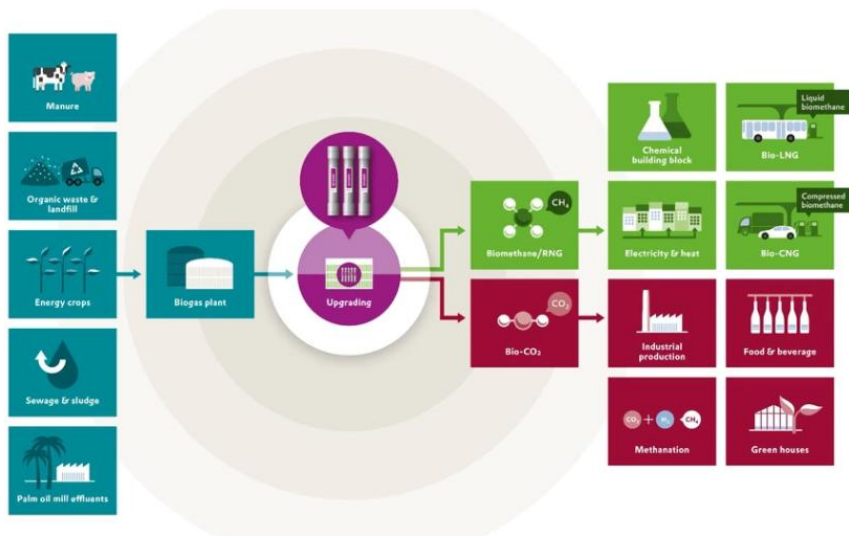
Composición de gas para diferentes fuentes de energía.

Compuesto	Biogás	Gas procedente de residuos orgánicos	Gas natural
Metano	50-70%	35-65%	80-90%
Dióxido de carbono	25-45%	15-50%	0,7-1%
Vapor de agua	1-5%		<1%
Oxígeno	<2%	0.5%	0
Nitrógeno	<2%	5.40%	0,14%
Sulfuro de hidrogeno mg/m3	0-4000	0-100	<3
Amoniaco, mg/m3	100	5	0
Hidrogeno	1<0%	<3%	0
Otros hidrocarburos	0	0	3-10
Poder calorífico mínimo, KW/Nm	6.5	4.4	9-11
Índice de Wobbe máximo, KW/nm	6.10	5,7	12-15

Nota. Elaboración propia a partir de Agencia Andaluza de la Energía (2011), FAO (2013) y Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio (2021).

Figura 1

Diagrama del proceso de producción y upgrading de biogás a biometano.



Nota. Tomado de “Upgrading of Biogas to Biomethane with SEPURAN Industries (s. f.).

La figura ilustra de manera visual y comprensible el proceso integral de producción y purificación del biogás a partir de diversas fuentes de residuos orgánicos, y su posterior “upgrading” para generar biometano o biogás purificado, con múltiples aplicaciones energéticas e industriales.

En detalle, la imagen muestra:

-Las diferentes fuentes de materia prima, tales como estiércol, residuos orgánicos y de vertederos, cultivos energéticos, lodos de depuradora y efluentes industriales, ejemplificando la diversidad de recursos disponibles para la producción de biogás en el Valle de Tenza.

-La planta de biogás donde se genera el gas a partir de estos residuos.

-El proceso de “upgrading” o purificación, donde se separa el metano (CH_4) del dióxido de carbono (CO_2) y otros gases para obtener biometano de alta calidad.

Los productos finales resultantes: biometano en diferentes formas energéticas (gas comprimido, licuado, generación de electricidad y calor) y subproductos como CO_2 biológico para aplicaciones industriales y agrícolas.

Esta figura nos muestra la importancia de.

-Visualizar el ciclo completo desde la materia prima hasta los usos finales del biometano, facilitando la comprensión del proceso técnico involucrado.

Destacar el valor ambiental y económico de transformar residuos orgánicos en una fuente energética limpia y renovable.

-Reforzar la viabilidad técnica y los beneficios asociados a la inyección de biogás purificado en la red de gas natural, tema central del proyecto para el Valle de Tenza.

4. Metodología

4.1 Enfoque

Cuantitativo, ya que la comparativa de los resultados tendrá en cuenta los resultados del aprovechamiento de la inyección de biogás sobre el gas natural para suplir la demanda en el Valle de Tensa. Adicionalmente se analizó la viabilidad técnica y económica de la inyección de biogás para la optimización de la red, usando el software de diseño ASPEN HYSYS , análisis del CAPEX del proyecto y una matriz de decisión, la cual considere los costos,

eficiencia y calidad del gas para establecer la tecnología de purificación de gas bajo diferentes condiciones operativas.

4.2 Biogás y sus técnicas de generación

En el proceso de producción de biogás hay varios factores que influyen en el resultado final y en su costo. Uno de los factores clave es la temperatura, que debe mantenerse en un rango óptimo para que los microorganismos responsables de la digestión trabajen eficientemente. Se puede optar por un proceso mesófilo, con temperaturas moderadas (30-45 °C), o por un proceso termófilo, con temperaturas más elevadas (50-60 °C) (Metcalf & Eddy, 2014).

El pH también juega un papel crucial, ya que debe mantenerse en un equilibrio que favorezca la actividad microbiana, idealmente entre 6,5 y 8 (FAO, 2013). Además, la composición del sustrato influye notablemente: la proporción carbono/nitrógeno debe estar entre 20 y 30 para asegurar una adecuada nutrición microbiana (AEBIG, 2020).

El tiempo de retención también es determinante; generalmente es de 20 días o más, dependiendo de la temperatura (IEA Bioenergy, 2022). La presencia de sustancias tóxicas en el material de origen puede afectar negativamente el proceso, por lo que se debe controlar la calidad del sustrato (Sánchez & Romero, 2017). Finalmente, la concentración de materia seca en el sustrato incide en el costo de producción: los sustratos de alta humedad (5-15 %) y los de baja humedad (más del 15 %) presentan ventajas e inconvenientes distintos en términos de inversión inicial, costos operativos y productividad (Deublein & Steinhauser, 2011).

El biogás está compuesto principalmente por metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2), hidrógeno (H_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S). Esta composición puede generar un gas tóxico que afecta la salud de los seres humanos; además, el sulfuro de hidrógeno ocasiona corrosión en los equipos utilizados durante el proceso de producción y almacenamiento (Nasir et al., 2012; Huamei Carbon, 2007–2024). Por lo tanto, es necesario purificar y separar el biogás de estos componentes. Una de las metodologías más utilizadas para la purificación es el uso de carbón activado, el cual elimina el sulfuro de hidrógeno mediante un proceso de adsorción, que no implica reacciones químicas y permite alcanzar una mayor eficiencia en la remoción de impurezas (Huamei Carbon, 2007–2024; Angelidaki & Treu, 2018).

4.3 Técnicas de generación de Biometano.

El biogás se obtiene a través de la digestión anaeróbica de residuos orgánicos en biodigestores. Este gas renovable está compuesto principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2) (Nasir et al., 2012; Aguilar & Rodríguez, 2018).

Posterior a su generación, el biogás es sometido a un proceso de refinamiento o purificación, que permite obtener biometano, un gas con una composición y propiedades energéticas compatibles con las del gas natural convencional (European Committee for Standardization, 2016; IEA Bioenergy, 2022).

Gracias a esta compatibilidad, el biometano puede ser inyectado directamente en las redes de distribución de gas natural existentes, tanto en áreas urbanas como rurales, facilitando su aprovechamiento como fuente de energía renovable y sostenible (Angelidaki & Treu, 2018).

Para lograr esta conversión, se debe realizar un proceso denominado upgrading, el cual se encarga de eliminar impurezas. Con este proceso se obtiene una composición de aproximadamente 95% de metano (CH_4), separando compuestos como agua (H_2O), hidrógeno (H_2), nitrógeno (N_2), oxígeno (O_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S) (Hidalgo-Barrio et al., 2026; FAO, 2013).

4.3.1 Contactores de Membrana para la Purificación de Gases

Los contactores de membrana, también conocidos como sistemas de absorción gas-líquido basados en membranas, emplean membranas hidrófobas para lograr la separación selectiva entre una corriente de gas y una fase líquida. En este proceso, determinadas moléculas gaseosas atraviesan la membrana por difusión, siendo posteriormente absorbidas por un líquido que fluye en contracorriente en el lado opuesto.

Aunque tradicionalmente han sido implementados en la industria alimentaria para funciones como la gasificación o desgasificación de líquidos, actualmente la aplicación de los contactores de membrana se ha extendido significativamente. Hoy en día, son una tecnología relevante en el refinado de biogás a baja presión.

Un ejemplo de su eficiencia se observa en la remoción de CO_2 : al utilizar una solución de aminas como fase líquida, es posible incrementar la concentración de metano en el biogás

(partiendo de un 55% de CH_4) a más del 96% en un solo paso. Si bien el agua es una fase líquida más sencilla de manejar, ofrece tasas de purificación inferiores en comparación con las soluciones de aminas.

4.3.2. Purificación Criogénica de Biogás

La técnica de refinado criogénico posibilita la producción de biometano aprovechando las distintas temperaturas y presiones a las que el metano (CH_4), el dióxido de carbono (CO_2) y otras impurezas se licúan o subliman. Este proceso implica un enfriamiento y compresión secuenciales del biogás.

Para iniciar, el biogás debe ser deshidratado para evitar la formación de hielo en las etapas posteriores. Luego, se somete a compresión y, finalmente, a un proceso de enfriamiento. Durante esta fase, el CO_2 se condensa y puede ser efectivamente removido. Comúnmente, el enfriamiento se ejecuta en varias etapas, lo que permite la eliminación individualizada de los distintos gases presentes en el biogás y contribuye a optimizar la recuperación de energía.

Este método de purificación adquiere un interés particular cuando el objetivo es obtener biometano en estado líquido. En estos casos, la refrigeración necesaria para la purificación se integra de forma sinérgica con el enfriamiento adicional requerido para la licuefacción del biometano.

4.3.3 Mejora Biológica del Biogás: Enfoques para el Enriquecimiento de Metano

A diferencia de los métodos físicos-químicos, la biotecnología ofrece una vía prometedora, caracterizada por su bajo coste y su menor impacto ambiental, para el

acondicionamiento del biogás. Dentro de este ámbito, diversas biotecnologías han demostrado consistentemente su efectividad en la eliminación de CO_2 del biogás y en el incremento de la pureza de metano (CH_4). Estas incluyen:

La bioconversión quimio autotrófica de CO_2 a CH_4 utilizando hidrógeno (H_2).

La fijación de CO_2 mediada por microalgas.

La disolución enzimática de CO_2 .

La reducción fermentativa del CO_2 generado en la propia fermentación.

La digestión anaeróbica con desorción de CO_2 in situ.

Estos enfoques han logrado eliminar entre el 80% y el 100% del CO_2 presente en el biogás, permitiendo alcanzar concentraciones de CH_4 en el biometano formado que oscilan entre el 88% y el 100%. Adicionalmente, estas tecnologías posibilitan la transformación del CO_2 en bioproductos valiosos e incluso permiten una eliminación simultánea del H_2S .

4.4.4 Lavado con Agua

Este método destaca por su capacidad para eliminar simultáneamente el H_2S , lo que prescinde de un pretratamiento específico para este compuesto. En estudios relevantes, se logró una reducción del 70% de CO_2 a 282.2 K utilizando una relación molar líquido/gas (L/G) de 868, operando a baja presión. En el proceso se obtiene un gas con un contenido de metano que osciló entre 83.0% y 92.1% al emplear diferentes parámetros de proceso en una columna de absorción de agua a alta presión. Otros investigadores han reportado eficiencias de separación de hasta el 95% con esta tecnología. El lavado con agua constituye la técnica más prevalente

para el refinado de biogás, con una amplia disponibilidad comercial de plantas de diversos proveedores y capacidades (Ver Tabla 2).

Tabla 2
Especificaciones técnicas del sistema de lavado con agua

Parámetro	Descripción	Valor típico	Unidad	Observaciones
Presión de operación	de	8 – 10	bar	Puede variar según el diseño de la columna y el tipo de compresor.
Temperatura de operación	de	282.2	K ($\approx 9\text{ }^{\circ}\text{C}$)	Temperaturas bajas aumentan la solubilidad del CO_2 .
Relación líquido/gas (L/G)	molar	868	–	Determina la eficiencia de absorción del CO_2 .
Remoción de CO_2		70 – 95	%	Eficiencia reportada en diferentes estudios.
Remoción de H_2S		90 – 99	%	Elimina la necesidad de un pretratamiento adicional.
Contenido final de CH_4	de	83.0 – 92.1	%	Puede llegar hasta 95% con optimización del proceso.

Parámetro	Descripción / Valor típico	Unidad	Observaciones
Tipo de sistema	Columna de absorción de alta presión	–	Operación continua.
Requerimiento energético	0.2 – 0.3	kWh/Nm ³ de biogás	Consumo asociado al bombeo y compresión.
Capacidad de tratamiento	100 – 2000	Nm ³ /h	Varía según el tamaño de la planta.

Nota. Elaboración propia a partir de estudios y reportes técnicos sobre depuración y upgrading de biogás, incluyendo información de ResearchGate, Danish Technological Institute y revisiones académicas especializadas.

5. Resultados matriz de decisión.

5.1 Importancia de la matriz de decisión

Teniendo en cuenta que existen múltiples alternativas para mejorar el suministro de gas como la ampliación del gasoducto, la construcción de nuevas plantas de compresión o la integración de sistemas híbridos, se requiere una herramienta objetiva que permita evaluar estas opciones de manera estructurada. La **matriz de decisión** es un instrumento metodológico que facilita la **comparación multicriterio** de las alternativas considerando aspectos técnicos, económicos, ambientales y sociales.

5.2 Aplicaciones de la matriz de decisión.

-Analizar y ponderar criterios clave como impacto ambiental, costo de inversión, viabilidad técnica, beneficio social y tiempo de implementación.

-Tomar decisiones de manera objetiva y transparente.

Priorizar la alternativa más adecuada para la realidad del Valle de Tenza, considerando tanto sostenibilidad como eficiencia.

Trabajos previos.

Diversos estudios han utilizado matrices de decisión y metodologías multicriterio para la selección de para la selección de tecnologías de aprovechamiento energético de residuos orgánicos, aprovechamiento del biogás y biometano en redes de gas natural y suministro energético, entre otros (Vega et al., 2022; Sánchez et al., 2020; Mora et al., 2021; Ramírez et al., 2019).

Estos estudios evidencian la pertinencia de la matriz de decisión para evaluar proyectos energéticos complejos, integrando criterios técnicos, ambientales y sociales en la selección de alternativas estratégicas.

5.3 Definición del Problema

La creciente demanda de gas natural en el Valle de Tenza, impulsada por el aumento poblacional, está saturando la red de distribución existente. Las largas distancias desde la fuente de suministro y la infraestructura del gasoducto han generado una disminución en la presión y el caudal del gas. La imposibilidad de conectar nuevos usuarios a la red debido a estas limitaciones restringe el desarrollo socioeconómico de la región y genera una brecha de acceso a servicios básicos de las zonas rurales. Es importante resaltar que la inyección de

biogás en redes de gas natural ofrece múltiples beneficios asociados principalmente al impacto ambiental como económico. El proceso de biogás es aprovechar residuos orgánicos para producir biometano, siendo un gas renovable que, una vez purificado, puede ser inyectado en las redes existentes de gas natural. Uno de las principales ventajas de su uso se debe a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, ya que se reemplazan combustibles fósiles por una fuente más limpia y sostenible. Así mismo, el procesamiento y tratamiento adecuado del biogás puede contribuir significativamente la economía circular con enfoque en seguridad energética. Considerando lo anterior, se puede indicar desde el punto de vista técnico, que la inyección de biogás se presenta como una solución viable para aumentar el volumen de gas disponible en la red, mejorar las condiciones de presión y temperatura, y garantizar un suministro estable y de calidad para todos los habitantes del Valle de Tenza con mínimas adaptaciones en infraestructuras existentes.

5.4 Identificación de Alternativas

Las tecnologías evaluadas para la correcta inyección de biogás a la red de gas natural del Valle de Tenza son:

Contactores de Membrana

Purificación Criogénica

Mejora Biológica

Lavado con Agua.

Con el propósito de seleccionar la tecnología adecuada se requiere el uso de indicadores alternativos.

5.4.1 Viabilidad técnica para la red existente.

Se priorizaron tecnologías que puedan integrarse con mínimas adaptaciones a la infraestructura de gas natural ya instalada en el Valle de Tenza.

5.4.2 Eficiencia en la purificación.

Se consideraron solo tecnologías capaces de reducir el CO₂, H₂S y otros contaminantes del biogás hasta niveles compatibles con la calidad requerida para inyección en la red de gas natural.

5.4.3 Madurez tecnológica y disponibilidad.

Se eligieron tecnologías con un historial comprobado de operación en plantas de biogás, evitando aquellas demasiado experimentales o con limitada experiencia comercial.

5.4.4 Impacto ambiental y sostenibilidad

Las tecnologías seleccionadas presentan menor consumo de energía y reducen emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los objetivos de sostenibilidad del proyecto.

5.4.5 Costos y escalabilidad.

Se consideraron tecnologías con costos de inversión y operación razonables, así como la capacidad de adaptarse a diferentes escalas de producción de biogás en la región.

Se debe tener en cuenta que estas cuatro tecnologías representan un balance adecuado entre eficiencia de purificación, viabilidad de implementación, impacto ambiental y costos operativos. Por esta razón se consideran las alternativas más factibles para garantizar que el

biogás purificado cumpla los estándares de calidad exigidos para la inyección en la red de gas natural del Valle de Tenza. La tabla 3 muestra algunas especificaciones de las tecnologías para la inyección de biogás.

Tabla 3
Comparativa de Tecnologías para Inyección de Biogás.

Tecnología	Descripción	Eficiencia de Remoción	Requisitos Energéticos	Costos Operativos	Aplicaciones Típicas
	Dispositivos que permiten la transferencia de gases entre una fase líquida y una gaseosa a través de una membrana semipermeable.	>99%	Baja	Bajos	Eliminación de H ₂ S y CO ₂ en biogás, adecuado para motores de cogeneración.
	Proceso que utiliza temperaturas extremadamente bajas para separar los componentes del	>99%	Alta	Altos	Producción de biometano de alta pureza, adecuado para inyección en redes de gas natural.

Tecnología	Descripción	Eficiencia de Remoción	Requisitos Energéticos	Costos Operativos	Aplicaciones Típicas
	biogás mediante su condensación.				
Mejora Biológica	Uso de microorganismos para degradar compuestos orgánicos presentes en el biogás, como amoníaco y ácidos grasos volátiles.	>90% de reducción de compuestos orgánicos	Moderada	Moderados	Mejora de la calidad del biogás para su uso en motores de cogeneración o conversión en biometano.
Agua	Proceso físico que utiliza agua lavado con para absorber contaminantes como CO ₂ y H ₂ S del biogás.	80-90% CO ₂ y H ₂ S	Baja	Bajos	Eliminación de CO ₂ y H ₂ S en biogás, adecuado para motores de cogeneración.

Nota. Elaboración propia a partir de la revisión de literatura técnica sobre tecnologías de depuración y upgrading de biogás, incluyendo sistemas de membrana, criogénicos, biológicos y lavado con agua.

Eficiencia de Remoción: Indica el porcentaje de eliminación de contaminantes como H₂S, CO₂ y H₂O del biogás.

Requisitos Energéticos: Refleja la cantidad de energía necesaria para operar la tecnología.

Costos Operativos: Incluye los gastos asociados al mantenimiento y operación de la tecnología.

Aplicaciones Típicas: Describe los usos comunes de cada tecnología en el tratamiento de biogás.

5.4.6 Criterios de evaluación y asignación de pesos

Para evaluar las alternativas de tecnologías de purificación de biogás, se establecieron criterios de decisión que reflejan los aspectos técnicos, económicos y ambientales más relevantes del proceso. Los pesos asignados a cada criterio se determinaron mediante una evaluación cualitativa basada en la importancia relativa de cada aspecto dentro del contexto del proyecto.

Se utilizó una escala de 1 a 5, donde 1 representa una relevancia baja y 5 una relevancia muy alta en la toma de decisión. La ponderación se definió a partir de la revisión de literatura

especializada (FAO, 2013; Al Seadi et al., 2018) y de la experiencia técnica en el diseño y operación de sistemas de biogás.

De esta manera, criterios como la eficiencia de purificación y la compatibilidad con la red obtuvieron un peso de 5, dado que influyen directamente en la calidad del biometano y en el cumplimiento de los estándares para su inyección. En cambio, criterios como el impacto ambiental y la escalabilidad recibieron valores intermedios, al tener una incidencia relevante pero no determinante en la decisión final. En la tabla 4 se muestran los criterios y pesos asignados para la selección de la tecnología de purificación de Biogás.

Tabla 4

Criterios para la evaluación de tecnologías de purificación de biogás

Criterio	Peso	Descripción
Costo Inicial (USD)	4	Inversión requerida para implementar la tecnología.
Eficiencia de Purificación (%)	5	Porcentaje de eliminación de CO ₂ y H ₂ S para alcanzar $\geq 95\%$ de metano.
Costos Operativos (USD/año)	4	Gastos anuales de mantenimiento, energía y reactivos.
Compatibilidad con Red	5	Cumplimiento de normas de calidad para inyección en gas natural.

Impacto Ambiental	3	Emisiones residuales, uso de químicos y generación de subproductos contaminantes.
Escalabilidad	3	Capacidad para adaptarse a mayores volúmenes de producción.

Nota. Elaboración propia a partir de criterios técnicos, económicos y ambientales utilizados para la evaluación comparativa de tecnologías de depuración y upgrading de biogás.

Los pesos se determinaron mediante una escala cualitativa de 1 a 5, considerando la relevancia técnica, económica y ambiental de cada criterio.

En la tabla 5 se muestra la evaluación de las tecnologías de inyección de biogás a la red de gas natural del Valle de Tenza, como son: Contactores de Membrana, Purificación Criogénica, Mejora Biológica, Lavado con Agua.

Tabla 5
Evaluación de alternativas

Tecnología	Costo Inicial	Eficiencia	Costos Operativos	Compatibilidad	Impacto Ambiental	Escalabilidad
------------	---------------	------------	-------------------	----------------	-------------------	---------------

Contadores						
de	3	5	4	5	4	4
Membrana						
Purificación						
n	2	5	2	5	3	3
Criogénica						
Mejora						
Biológica	4	4	5	4	5	3
Lavado con						
Agua	5	4	3	4	3	5

Nota. Elaboración propia a partir de la evaluación multicriterio de tecnologías de depuración y upgrading de biogás, considerando criterios de costo inicial, eficiencia de purificación, costos operativos, compatibilidad con la red de gas natural, impacto ambiental y escalabilidad.

Por otra parte, para complementar los resultados en la tabla 6 se muestran las puntuaciones de las tecnologías para la inyección de biogás en la red de gas natural del Valle de Tenza

Tabla 6
Evaluación comparativa y puntuación total de las tecnologías

Cálculo de la			
Tecnología	Puntuación Total (Σ Puntuación \times Peso)	Puntuación Total	Interpretación / Observaciones
Contactores de Membrana	$(3 \times 4) + (5 \times 5) +$ $(4 \times 4) + (5 \times 5) +$ $(4 \times 3) + (4 \times 3)$	102	Presenta la mayor eficiencia general, destacando por su alta remoción de contaminantes, bajo consumo energético y buena compatibilidad con la red de gas natural. Requiere inversión inicial moderada.
Purificación Criogénica	$(2 \times 4) + (5 \times 5) +$ $(2 \times 4) + (5 \times 5) +$ $(3 \times 3) + (3 \times 3)$	84	Permite obtener biometano de alta pureza; sin embargo, demanda elevados costos energéticos y de inversión, por lo que se recomienda principalmente para proyectos de gran escala.
Mejora Biológica	$(4 \times 4) + (4 \times 5) +$ $(5 \times 4) + (4 \times 5) +$ $(5 \times 3) + (3 \times 3)$	100	Tecnología sostenible basada en procesos microbianos. Ofrece bajo costo operativo y buena eficiencia, aunque puede presentar limitaciones por condiciones ambientales o de control biológico.

Cálculo de la			
Tecnología	Puntuación Total (Σ Puntuación \times Peso)	Puntuación Total	Interpretación / Observaciones
Lavado con Agua	$(5 \times 4) + (4 \times 5) +$ $(3 \times 4) + (4 \times 5) +$ $(3 \times 3) + (5 \times 3)$	96	Alternativa de bajo costo inicial y fácil operación. Eficiencia media, con limitaciones por consumo de agua y necesidad de tratamiento de efluentes.

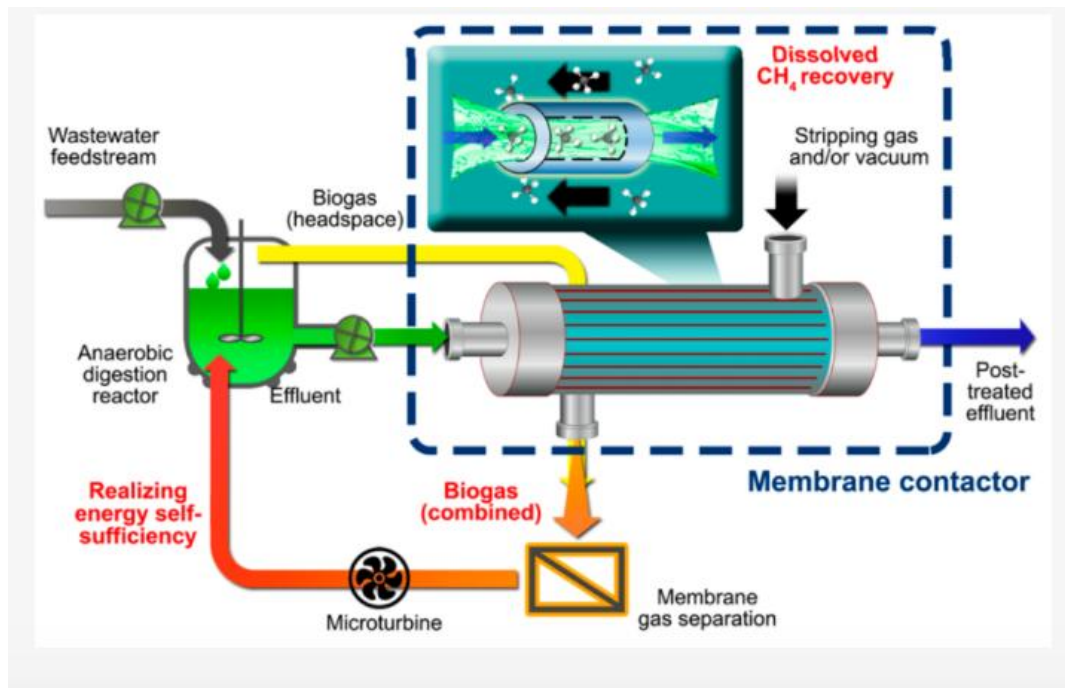
Nota: Elaboración propia (2025).

5.4.7 Interpretación de los valores obtenidos

Los resultados muestran que la tecnología de Contactores de Membrana alcanzó la mayor puntuación (102 puntos), destacándose como la alternativa más eficiente para la purificación e inyección del biogás en la red de gas natural. Su superioridad se debe a la alta eficiencia en la separación selectiva del CO₂, bajo consumo energético y estabilidad operativa, factores que garantizan una calidad del biometano compatible con los estándares de la red, como se ilustra en la figura 1. La Mejora Biológica (100 puntos) se presenta como una opción sostenible y de bajo impacto ambiental, aunque limitada por su dependencia de condiciones microbiológicas específicas.

Figura 2

Purificación de biogás mediante contactores de membrana.



Nota. Adaptado de “Membrane Contactors for Maximizing Biomethane Recovery in Anaerobic Wastewater Treatments: Recent Efforts and Future Prospect”, por Y. Lee, K. H. Yun, D. Sethunga y T.-H. Bae, 2021, Applied Sciences, 11(4), 1372. <https://doi.org/10.3390/app11041372>

El Lavado con Agua (96 puntos) ofrece simplicidad y bajos costos, pero con menor eficiencia y un uso intensivo de recursos hídricos, mientras que la Purificación Criogénica (84 puntos) logra biometano de alta pureza, aunque con elevados requerimientos energéticos y de inversión. En conjunto, los resultados evidencian que las membranas de separación de CO₂ son una herramienta fundamental para optimizar la calidad del biogás y garantizar su aprovechamiento sostenible en el Valle de Tenza (Figura 2).

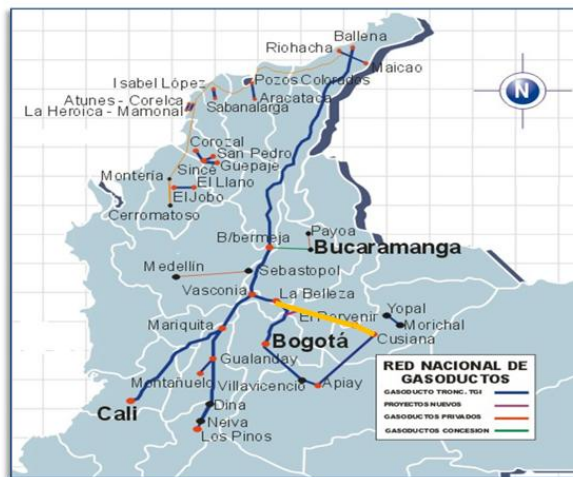
6. Resultados de la viabilidad técnica y económica de la inyección de biogás para la red de gas natural en el Valle de Tenza, Boyacá.

Dentro de la prestación de los servicios públicos esenciales, el gas domiciliario brinda la posibilidad de suplir algunas de las necesidades básicas del ser humano. Dentro del programa para la masificación del gas, el Gobierno Nacional busca optimizar el uso de las reservas disponibles de hidrocarburos —especialmente de gas natural—, promoviendo una oferta de energéticos flexible, suficiente y diversificada y sustituyendo energéticos ineficientes y costosos por otros más eficientes, con el fin de mejorar la eficiencia del consumo energético. Esto forma parte de los objetivos del Programa para la Masificación del Consumo de Gas, orientado a promover una matriz energética más equilibrada y rentable para los usuarios. Además, busca viabilizar una canasta energética más eficiente y acorde con el nivel de ingresos de la población, fomentando la participación privada y extendiendo la cobertura del gas en el mercado nacional (Departamento Nacional de Planeación, 1991/1994).

El programa también aporta a la preservación del medio ambiente mediante la sustitución de combustibles altamente contaminantes por gas natural y otros combustibles menos contaminantes, reduciendo así la huella ambiental asociada a usos tradicionales como la leña y otros energéticos de alto impacto ambiental (Universidad de los Andes, 2025; Departamento Nacional de Planeación, 1991/1994).

En la figura 3 se muestra la red nacional de gasoductos y el abastecimiento del servicio de gas en el Departamento de Boyacá se realiza a través de los Gasoductos Cusiana - El Porvenir - La Belleza y Centro Oriente, los cuales transportan el gas proveniente de Cusiana y Barrancabermeja respectivamente. En la actualidad, ENERCER S.A. E.S.P. cuenta con conexión al Gasoducto Cusiana – El Porvenir - La Belleza en los municipios de Miraflores y Páez, donde cuenta con 3 Estaciones City Gate y con las redes de distribución para los cascos urbanos de Miraflores, Berbeo, San Eduardo, Zetaquirá, Páez, Garagoa, Tenza, La Capilla, Sutatenza, Guateque y Campohermoso, en el Departamento de Boyacá.

Figura 3
Mapa de la Red Nacional de Gasoductos en Colombia.



Nota. Elaboración propia con base en información de TGI (Transportadora de Gas Internacional), s.f.

6.1 Descripción del proyecto

El sistema de distribución existente se encuentra conformado por una Estación City Gate conectada al Gasoducto Cusiana – El Porvenir – La Belleza, ubicada en el Municipio de Miraflores, la cual regula la presión de aproximadamente 900 psi a 145 psi, desde allí se transporta el fluido hasta una estación de regulación intermedia conocida como “Estación de Regulación Garagoa” ubicada en la cabecera municipal de Garagoa. El abastecimiento de Gas Natural para las veredas objeto del proyecto se hará a partir de la Red de Distribución del casco urbano de Garagoa, la cual se instalará en tubería de polietileno de baja densidad (TPE-80) cuyo diámetro previsto, según los resultados de diseño es de 1 in y 2 in ; esta red operará a una presión máxima de 60 psig y su trazado se realizará por vías municipales y por predios de los usuarios beneficiarios, desde donde se conectarán mediante acometidas a los usuarios en tubería de polietileno de baja densidad de ½”.

6.2 Presión Máxima y Mínima de la Red

La máxima y mínima presión de operación del sistema de distribución depende del elemento a transportar por la misma y el tipo de tubería a utilizar. Para este caso en particular, el diseño contempló como combustible gas natural y el tipo de tubería es polietileno de baja densidad - TPE80. En la tabla 7, se muestran los valores considerados sobre la presión máxima y mínima en el transporte de gas para este tipo de tubería.

6.3 Especificaciones de Diseño y Condiciones de Operación

Para garantizar la correcta integración y funcionamiento de la inyección de biogás en la red de gas natural del Valle de Tenza, es fundamental establecer las especificaciones técnicas y las condiciones operativas bajo las cuales se realizará el suministro y distribución del gas

Especificaciones de diseño:

Diametro nominal.

Se define el diámetro interno de las tuberías para asegurar el flujo adecuado de gas, considerando la demanda actual y futura. En redes de distribución y gasoductos secundarios, los diámetros nominales comúnmente utilizados se encuentran en un rango entre DN 25 (1”) y DN 300 (12”), o superiores en gasoductos troncales, dependiendo del caudal requerido y de la presión de operación.

Presión de Diseño.

Corresponde a la presión máxima que la tubería y los componentes asociados pueden soportar de manera segura. Para sistemas de distribución de gas natural, las presiones de diseño suelen oscilar entre 60 y 250 psig, mientras que en gasoductos de transporte pueden alcanzar valores entre 600 y 1.200 psig, de acuerdo con la clase de tubería y la normativa aplicable.

Material de la Tubería.

La selección del material se realiza considerando resistencia mecánica, corrosión y compatibilidad con el gas transportado (gas natural y biometano). Los materiales más utilizados polietileno de alta densidad (PEAD, PE 80 o PE 100) para redes de distribución, generalmente hasta presiones de 60 a 100 psig.

Espesor de la Pared.

El espesor de pared se determina en función de la presión de diseño, el diámetro, el material y el factor de seguridad establecido en la normativa técnica. En tuberías de acero, los espesores típicos pueden variar entre 3,9 mm y 12,7 mm, mientras que en tuberías de polietileno el espesor se define mediante la relación SDR (Standard Dimension Ratio), siendo comunes valores como SDR 11, SDR 13,6 y SDR 17.

Longitud Total del Gasoducto.

Se considera la distancia entre la fuente de suministro y los puntos de consumo para el cálculo de pérdidas de presión y requerimientos de compresión. En proyectos de distribución urbana, las longitudes pueden variar entre 1 y 50 km, mientras que en gasoductos regionales o intermunicipales pueden superar los 100 km, influyendo directamente en el diseño hidráulico y la selección de diámetros y presiones.

6.4. Condiciones de operación

En la tabla 7 se muestra el intervalo de presiones considerado para la inyección del biogás en la red de gas natural.

6.4.1 Presión de Operación.

La red de gas natural opera normalmente entre 45 y 60 psig, siendo 60 psig la presión máxima y 45 psig la mínima para mantener un suministro estable y seguro. Estas presiones garantizan un flujo constante y permiten la integración del biometano sin afectar la calidad ni la seguridad del servicio.

6.4.2 Temperatura de Operación.

Se mantiene dentro de un rango que asegura la estabilidad del gas y evita la formación de hidratos o condensados que puedan afectar la red.

6.4.3 Caudal de Operación (Gasto Volumétrico).

El volumen de gas transportado varía según la demanda, y es fundamental para el dimensionamiento de la infraestructura y el control de presión a lo largo del sistema.

6.4.4 Aporte al proyecto.

-La presión y el caudal sean compatibles con los estándares de la red existente de acuerdo a la NTC 3728 Y LA NTC 3838

Redes de media presión: hasta 60 psig.

Redes de presión intermedia: entre 60 y 250 psig.

Redes de alta presión (distribución primaria): hasta 400 psig, según clase de tubería y material.

6.5 Trazado de la red de distribución y acometidas a usuarios

Para el levantamiento de información de campo se procede a realizar varios recorridos exploratorios para determinar las vías y servidumbres a utilizar, teniendo en cuenta las variables definidas para garantizar la viabilidad técnica y financiera del proyecto.

Realizados estos recorridos previos y con la disponibilidad de la información cartográfica actualizada, de usuarios a beneficiar con proyección a 20 años a un crecimiento poblacional del 2% anual y de la demanda de gas por vivienda, se seleccionó la ruta definitiva sobre la cual el personal técnico de ENERCER S.A. E.S.P. realizó el trazado y georreferenciación de la misma y de los usuarios beneficiarios, identificando las características propias del terreno a intervenir y de los cruces especiales que se requieran. Para el efecto se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos técnicos y financieros:

Zonas verdes, lotes, terrenos baldíos, escuelas, etc.

Las vías principales y secundarias, caminos reales peatonales, etc.

Características del terreno tales como tierra, empedrado, etc.

Topografía del terreno.

Presencia de ríos, quebradas, puentes, etc., evitando que la red troncal tenga el menor número de cruces especiales posibles.

Presencia de reservas forestales y construcciones catalogadas como patrimonio histórico y cultural.

Garantizar el suministro del gas por cualquier ruta que se pueda, en caso de que alguna sección de la red quede interrumpida por algún motivo.

Evitar el transporte y almacenamiento excesivo de gas por la red.

El costo de construcción de la infraestructura de distribución requerida.

El costo y facilidad de adquisición de las servidumbres necesarias para la construcción de la infraestructura de distribución.

La optimización del desempeño de la infraestructura de distribución a largo plazo.

Como la red de distribución en tubería de 1" y 2" llega hasta cierto punto del área geográfica definida para el proyecto es importante considerar que la llegada a cada vivienda debe hacerse a través de transiciones individuales.

6.6 Simulación técnica de la red de distribución

Con el propósito de determinar la capacidad instalada del sistema de distribución, se procedió a realizar una simulación técnica del desempeño del mismo, de la siguiente manera: Partiendo de la "Estación City Gate" que conecta al Gasoducto Cusiana – El Porvenir – La Belleza, la cual regulará la presión de 900 psi a 145 psi, se transporta el gas natural hasta la "Estación de Regulación Garagoa" donde se realiza una regulación de segunda etapa hasta 60 psi; a partir de allí se desprende la red de distribución para el Municipio de Garagoa en tubería de polietileno de 2", 1" y 3/4" desde donde se instalará la red prevista para el proyecto.

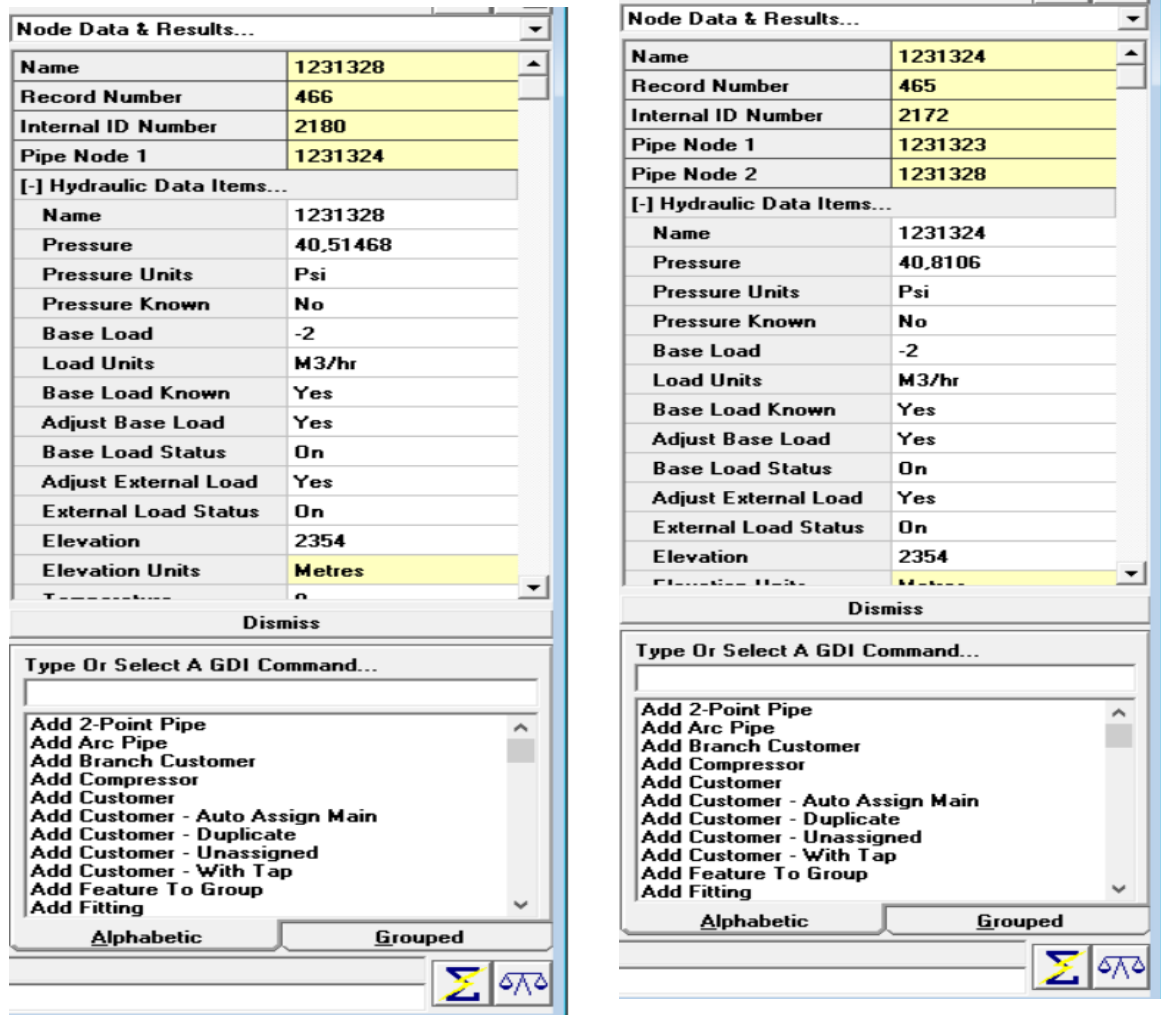
Para efectos de esta simulación, se tomó la carga actual de los municipios de Garagoa, Tenza, La Capilla, Sutatenza y Guateque asociada a las longitudes de las redes construidas para estos municipios con corte a 31 de diciembre de 2024. Luego, se adicionó la carga y longitudes de redes contenidos en el proyecto de ampliación de cobertura previstos para el municipio de Garagoa dichos municipios y la carga del proyecto contenido en el presente documento; el consolidado de estas cargas se proyectó a 20 años. En el nodo fuente, la presión de entrada se fijó en 60 psi que corresponde a la presión de salida de la “Estación de Regulación Garagoa”. Para la simulación de las redes de Distribución se utilizó el software Gas Works, Versión 10.0.

6.7 Diagrama de Simulación de la Red de Distribución

Los resultados obtenidos a partir de la simulación realizada en el software especializado de diseño para la Red de Distribución construida en tubería de polietileno como lo establece la figura 4, estos datos permitieron evaluar, con un alto nivel de detalle, el comportamiento del sistema en diferentes condiciones de operación. Dichos resultados constituyen una base técnica fundamental para el análisis de la viabilidad del proyecto, ya que proporcionan información precisa sobre parámetros tales como presiones en los diferentes nodos, caudales circulantes a través de las tuberías, pérdidas de carga en los tramos analizados y la capacidad de respuesta de la red frente a variaciones en la demanda de los usuarios.

La simulación no solo permitió verificar el cumplimiento de los criterios de diseño establecidos en la normativa vigente, sino que también facilitó la identificación de posibles puntos críticos

Figura 5
Resultados de Simulación



6.8 Produccion de Biogas Crudo

El valle de tenza esta contituido por 17 municipios 3 de Cundinamarca y 14 de boyaca, estos municipios son Tibirita, Machetá y Manta, (Cundinamarca) y Tenza, Guateque, Guayatá, Somondoco, Sutatenza, Almeida, Chivor, La Capilla, Garagoa, Chinavita, Macanal, Pachavita, San Luís de Gaceno y Santa María (Boyaca). Estos 17 municipios completaron un total de 80.000 habitantes, en el año 2022 se cerro un relleno sanitario que esxitia en la ciudad de

garagoa y recibia los residuos organicos del 80% de la region del valle de tenza, actualmente estos desechos se estan llevando para ciudades como Duitama, y sogamoso. El municipio de garagoa cuenta con la infraestructura y el terreno para el funcionamiento de este relleno, es por esto que funcionaria la produccion de Biogas y posteriormente la conversion en biometano.

La digestión anaerobia para la producción de biogás se ha convertido en un enfoque de investigación a nivel mundial, ya que produce energía renovable y respetuosa con el medio ambiente. Inicialmente, se prestó especial atención a la digestión anaerobia de los Residuos Sólidos Urbanos (RSU) para la producción de bioenergía hace alrededor de una década (Braber, 1995; Kiely et al., 1997).

Los residuos sólidos urbanos (RSU) constituyen una fuente significativa para la producción de biogás, ya que permiten generar energía renovable mientras se reduce el impacto ambiental asociado a la disposición de desechos. En estudios previos, se evaluaron parámetros clave del proceso de digestión anaeróbica, incluyendo el rendimiento máximo de bioenergía, la biodegradabilidad final del sustrato y la eficiencia global de conversión del bioproceso. Los resultados indicaron un rendimiento energético de 18.145 kJ por kg de sólidos volátiles, una biodegradabilidad final del 89,79 % y una eficiencia general de conversión del 95,44 %. Asimismo, se determinó que la producción total de biogás a partir de la basura municipal alcanzaba 0,5 m³ por kg de materia seca, con un contenido medio de metano del 70 % en volumen (Nasir, Mohd Ghazi, & Omar, 2012).

Tabla 7
Generación de Residuos por Rango de Ingresos Mensuales

Escala de Ingresos	Generación de residuos (kg/persona/día)	Rango de Ingresos mensuales
Países de bajos ingresos	0,4 a 0,6	Menos de 400 USD
Países de ingresos medios	0,5 a 0,9	Entre 400 y 800 USD
Países de ingresos altos	0,7 a 1,8	Más de 800 USD

Nota. Datos adaptados de *What a Waste 2.0: A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050* (World Bank, 2018) y de *Gestión Integral de Residuos Sólidos* (CEPIS/OPS/OMS, 2005).

Esta tabla 8 se muestran los resultados para la generación de biogás, a partir de los estudios realizados por la Organización Panamericana de la Salud (OPS) y el Centro Panamericano de Ingeniería Sanitaria y Ciencias del Ambiente (CEPIS), publicado en 2005. El estudio analiza la generación de residuos sólidos urbanos en diferentes países según su nivel de ingresos, proporcionando datos promedio sobre la cantidad de residuos generados por persona al día en función del rango de ingresos mensuales.

Tabla 8
Calculo generación de biogás (Valle de Tenza)

Concepto	Valor	Unidad
Población	16,000	habitantes
Generación promedio de residuos por persona	0,7	kg/persona/día
Generación total de residuos	11,200	kg/día
Rendimiento promedio de biogás por kg RSU	0,5	m ³ /kg materia seca
Generación potencial de biogás	5,600	m ³ /día

Para el presente estudio se tomó como base la información correspondiente al municipio de Garagoa, considerando los desechos sólidos urbanos generados por una población aproximada de 18.000 habitantes, de acuerdo con datos censales y proyecciones oficiales utilizadas comúnmente en estudios de planeación municipal (Departamento Administrativo Nacional de Estadística [DANE], 2018).

Para la estimación de la generación de residuos sólidos urbanos se adoptó una producción per cápita promedio de 0,7 kg/habitante·día, valor representativo para municipios de tamaño pequeño y mediano en Colombia, conforme a los lineamientos técnicos nacionales para la gestión integral de residuos sólidos (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2013). Con base en este parámetro, se estimó una generación total diaria de residuos del orden de

11.200 kg/día, calculada a partir de la metodología estándar de multiplicación de la población por la generación per cápita de residuos.

Para la estimación del potencial energético, se asumió un rendimiento promedio de biogás de 0,5 m³ por kilogramo de materia seca, valor que se encuentra dentro del rango típicamente reportado en la literatura técnica para la digestión anaerobia de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, el cual oscila entre 0,3 y 0,6 m³/kg, dependiendo de la composición del residuo y las condiciones del proceso (Angelidaki et al., 2018). Como resultado, se obtuvo una producción potencial de biogás de aproximadamente 5.600 m³/día, la cual se adopta como base para el análisis técnico del sistema de aprovechamiento energético.

Adicionalmente, la caracterización del biogás considerada en el estudio se realizó a partir de valores típicos reportados para biogás proveniente de residuos sólidos urbanos, mediante una estimación teórica basada en cromatografía de gases, metodología ampliamente utilizada en estudios de prefactibilidad cuando no se dispone de mediciones experimentales directas. Esta caracterización permite identificar las fracciones volumétricas esperadas de metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂) y otros compuestos minoritarios, información que se presenta en la Tabla 10 y que constituye un insumo clave para evaluar la viabilidad técnica de su aprovechamiento e inyección a red (Ryckebosch, Drouillon, & Vervaeren, 2011).

Tabla 9
Cromatografía

Parámetro	Unidades	Gas	Biogás	Natural
		de relleno sanitario	de digestión anaerobia	gas
Poder calorífico inferior	MJ/Nm ³	16	23	39
CH ₄	% (mol)	35– 65	60–70	85–92
Hidrocarburos pesados	% (mol)	0	0	9
H ₂	% (mol)	0–3	0	—
CO ₂	% (mol)	15– 40	30–40	0.2–1.5
H ₂ O	% (mol)	1–5	1–5	—
N ₂	% (mol)	15	0.2	0.3
O ₂	% (mol)	1	0	—
H ₂ S	ppm	0– 100	0– 4000	1.1–5.9

NH ₃	ppm	5	100	—
Total, Cl	mg/Nm ³	5	100	

Nota: Adaptado de “Properties and composition of raw biogas and of natural gas” [Table 1], en *Biogas handbook: Science, production and applications* (A. Wellinger, J. Murphy, & D. Baxter, 2013, p. 27). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1533/9780857097415>

Con base en los resultados de la cromatografía presentada en la tabla anterior, en las figuras 6 a 9 se muestra las etapas y los valores establecidos para la simulación en el software HYSYS.

Figura 6
Componentes del Biogás

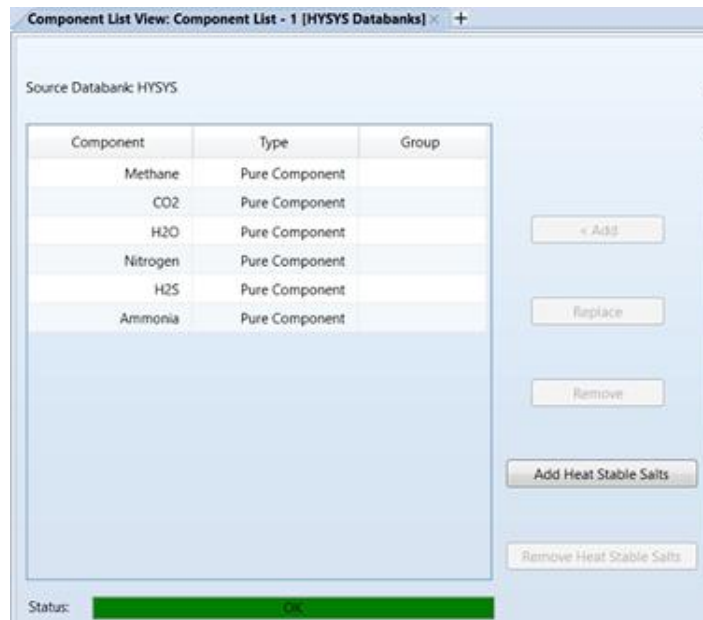


Figura 7
Cromatografía del Biogas from AD

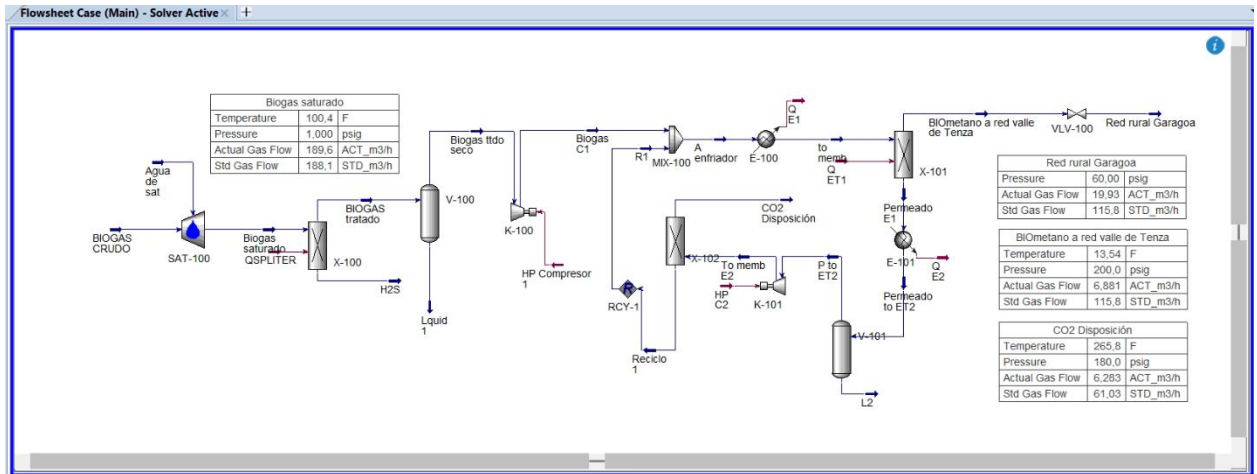
	Mole Fractions	Vapour Phase
Methane	0.6146	0.6146
CO2	0.3026	0.3026
H2O	0.0610	0.0610
Nitrogen	0.0189	0.0189
H2S	0.0028	0.0028
Ammonia	0.0001	0.0001

Total: 1.00000

Figura 8
Propiedades del Biogas From AD

	Biogas saturado	Vapour Phase
Stream Name	Biogas saturado	Vapour Phase
Vapour / Phase Fraction	1.0000	1.0000
Temperature [T]	100.4	100.4
Pressure [psig]	1.000	1.000
Molar Flow [MMSCFD]	0.1597	0.1597
Mass Flow [lb/hr]	436.8	436.8
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	61.19	61.19
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-7.719e+004	-7.719e+004
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	44.80	44.80
Heat Flow [Btu/hr]	-1.354e+006	-1.354e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	2.829e+004	2.829e+004
Fluid Package	Real-7	

Figura 9
Resultado de simulación Planta de Biometano



6.9 Análisis de resultados de la simulación en Aspen HYSYS

La simulación del proceso de tratamiento y acondicionamiento del biogás fue desarrollada en el software Aspen HYSYS, herramienta ampliamente utilizada para el modelamiento termodinámico de sistemas de gas natural y biogás. El objetivo principal de la simulación fue evaluar la viabilidad técnica del upgrading del biogás para la obtención de biometano con calidad compatible con redes de distribución de gas natural (Ryckebosch et al., 2011).

La composición del biogás ingresada al modelo considera como componentes principales el metano (CH₄) y el dióxido de carbono (CO₂), junto con la presencia de compuestos minoritarios como nitrógeno (N₂), agua (H₂O), sulfuro de hidrógeno (H₂S) y amoníaco (NH₃).

Esta caracterización es consistente con la composición típica del biogás generado a partir de residuos sólidos urbanos mediante digestión anaerobia (Angelidaki et al., 2018).

Los resultados obtenidos muestran que la corriente de biogás crudo presenta un contenido de metano superior al 60 % molar, lo que confirma su potencial energético. Posteriormente, mediante las etapas de separación de humedad, remoción de H₂S, compresión y separación de CO₂, se obtiene una corriente final de biometano con una fracción de metano significativamente mayor y una reducción sustancial de contaminantes, cumpliendo con los criterios de calidad exigidos para su uso energético y posible inyección a red (Ryckebosch et al., 2011).

5.10 Metodología de simulación en Aspen HYSYS

La metodología de simulación se estructuró de acuerdo con un enfoque secuencial, definiendo de manera explícita los datos de entrada, supuestos y condiciones de operación de cada bloque del modelo, con el fin de garantizar la trazabilidad y reproducibilidad del estudio.

Definición del sistema y componentes

Se definieron como componentes del sistema: CH₄, CO₂, H₂O, N₂, H₂S y NH₃, seleccionados desde la base de datos de Aspen HYSYS. Para el cálculo de las propiedades termodinámicas se empleó el paquete de propiedades Peng–Robinson, recomendado para mezclas de gas natural, biogás y biometano (AspenTech, 2022).

Corriente de biogás crudo

La corriente de entrada representa el biogás generado a partir de residuos sólidos urbanos y se definió con las siguientes condiciones operativas:

Temperatura aproximada de 100 °F

Presión cercana a 1 psig

Caudal volumétrico real del orden de 189 m³/h

Fracciones molares según caracterización típica de biogás de RSU

Estas condiciones corresponden a escenarios reales de producción de biogás antes de su acondicionamiento (Angelidaki et al., 2018).

Separación de humedad

El biogás crudo es sometido a una etapa de separación de agua líquida mediante un separador, con el objetivo de evitar problemas operativos y corrosión en equipos posteriores. Este proceso corresponde a una remoción física de condensados sin reacciones químicas, mediante enfriamiento y separación gravitacional o ciclónica, obteniéndose una corriente de biogás saturado y una corriente líquida de agua (Ryckebosch et al., 2011; Petersson & Wellinger, 2009). La eliminación de humedad es una etapa esencial previa a los procesos de compresión y purificación, ya que reduce riesgos de corrosión, formación de hidratos y daños en equipos aguas abajo (Wellinger, Murphy & Baxter, 2013).

Remoción de sulfuro de hidrógeno (H₂S)

La remoción de H₂S se modeló como un bloque de separación, considerando una eficiencia elevada de eliminación. Este supuesto se justifica debido a la necesidad de proteger equipos, evitar corrosión y cumplir con los límites de contaminantes exigidos para el uso energético del gas (Ryckebosch et al., 2011).

Compresión del biogás tratado

El biogás libre de humedad y H_2S es comprimido hasta presiones adecuadas para el proceso de separación de CO_2 . Se consideró una eficiencia isentrópica típica de compresores industriales y condiciones de operación coherentes con sistemas de upgrading por membranas.

Separación de CO_2

La eliminación del CO_2 se realizó mediante un sistema de membranas modelado en Aspen HYSYS como bloques de separación. Este proceso permite obtener una corriente rica en metano (biometano) y una corriente de CO_2 para disposición o aprovechamiento, práctica común en sistemas industriales de upgrading de biogás (Ryckebosch et al., 2011).

Corriente final de biometano

La corriente final de biometano presenta:

Presiones del orden de 60 psig para redes rurales y hasta 200 psig para redes de mayor presión

Caudales estándar cercanos a 115–116 m^3/h

Reducción significativa de CO_2 y contaminantes

Estas condiciones permiten comparar directamente el biometano obtenido con los estándares operativos de las redes de distribución de gas natural.

Utilidad de la simulación en el estudio

La simulación en Aspen HYSYS permitió validar técnicamente la viabilidad del proceso de producción de biometano a partir de biogás a asimismo, constituye una herramienta fundamental para sustentar decisiones de diseño y adaptación tecnológica en proyectos de inyección de biometano a redes de gas natural.

La simulación realizada en el software de diseño especializado para redes de distribución en tubería de polietileno (Figura 10) constituye un paso metodológico esencial en la evaluación del sistema energético del Valle de Tenza. Este tipo de herramientas permite construir un modelo digital de la red actual, considerando parámetros como diámetros de tubería, espesores, coeficientes de fricción, pérdidas de carga en cada tramo, longitudes totales, condiciones de operación en los nodos principales y la topografía del terreno. El modelo ofrece la ventaja de reproducir, con alto grado de fidelidad, el comportamiento hidráulico del gas en condiciones reales de operación, lo que posibilita anticipar problemas de presión, caudal o saturación de la infraestructura antes de que ocurran en campo.

6.10 Resultado final de diseño

De manera complementaria, el software facilita la simulación de escenarios futuros (Figura 10), por ejemplo, el crecimiento de la demanda poblacional, la incorporación de nuevas industrias o la inyección de gas renovable en puntos estratégicos de la red. Esto convierte a la simulación en una herramienta de soporte a la toma de decisiones no solo técnica, sino también de planeación estratégica para el sector energético de la región. Así mismo, en la figura 11 se muestran las propiedades de la red con inyección de Biometano.

Figura 10
Simulación con inyección de Biometano.

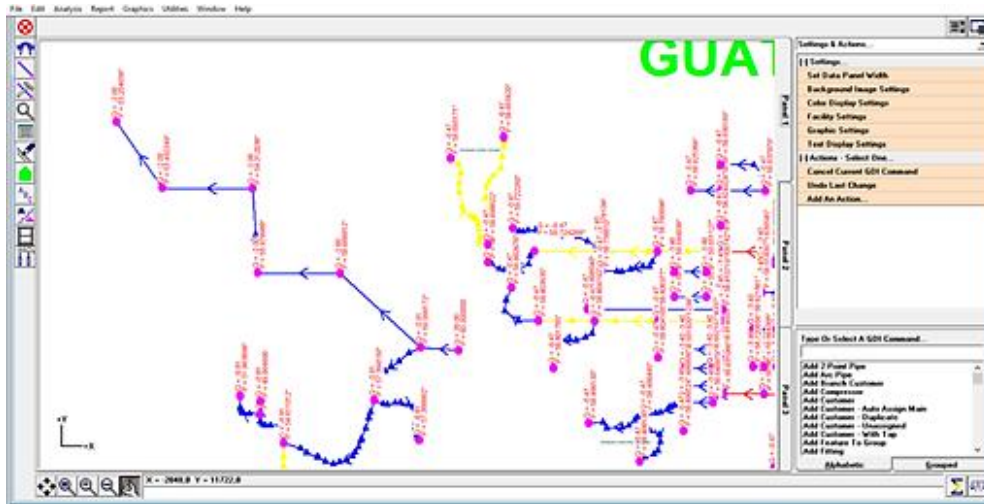
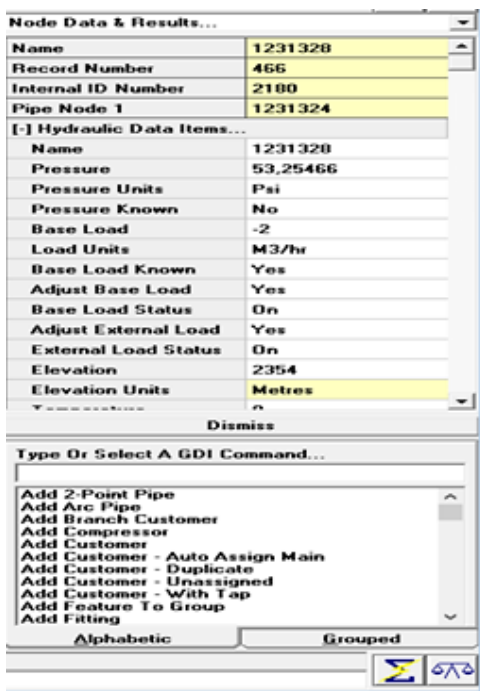


Figura 11
Propiedades de la red con inyección de Biometano



En cuanto a los resultados técnicos, el modelo arrojó que la red actual de distribución mantiene presiones de operación en torno a 53 psi, lo cual es adecuado para garantizar la continuidad del servicio a los usuarios actualmente conectados. Sin embargo, la estimación de un caudal disponible de 115 m³/hora —equivalente a 2.760 m³/día, 82.800 m³/mes y 993.600 m³/año— deja en evidencia que la capacidad de la red se encuentra ajustada a la demanda actual, sin márgenes suficientes para absorber el crecimiento poblacional ni los aumentos estacionales de consumo. Dicho de otro modo, la red opera en un punto de equilibrio inestable: satisface la demanda presente, pero carece de holgura para soportar expansiones de cobertura o aumentos inesperados de usuarios. Esta condición técnica se refleja en la imposibilidad de conectar nuevos hogares o comercios al sistema, lo que genera un cuello de botella para el desarrollo económico local. A su vez, la distancia entre la fuente de suministro y el Valle de Tenza, sumada a la configuración y materialidad de la red, contribuye a que se presenten pérdidas de presión en tramos largos, especialmente en zonas rurales dispersas, donde la cobertura del gas es aún más limitada.

Es fundamental aclarar que los resultados obtenidos mediante la simulación deben ser interpretados como valores de carácter aproximado, útiles como referencia técnica preliminar, pero no como cifras definitivas de inversión o diseño. En la práctica, la estimación precisa de costos de implementación, reposición de tuberías, adquisición de equipos de compresión, sistemas de filtrado y obras civiles requiere procesos de cotización directa con empresas especializadas del sector energético y de la construcción. Estas empresas poseen información actualizada sobre precios de materiales, disponibilidad logística, normativas aplicables y mano

de obra calificada. Además, los valores finales suelen estar sujetos a factores externos como variación del precio del acero, transporte, costos aduaneros o tipo de cambio en caso de importar equipos. Por esta razón, la simulación se constituye en un insumo técnico para orientar el análisis de factibilidad, pero las decisiones de inversión solo pueden consolidarse tras la validación comercial y operativa con actores del mercado.

Finalmente, al integrar los resultados de la simulación (Figuras 9 y 10) con el contexto descrito en la introducción de la monografía, se fortalece la idea de que la inyección de biogás en redes de gas natural representa una solución viable y sostenible para el Valle de Tenza. En primer lugar, desde el punto de vista técnico, el biogás purificado puede compensar la falta de capacidad de la red, incrementando el volumen de gas disponible y estabilizando la presión en los puntos más alejados de la fuente de suministro, lo que se traduce en un servicio más confiable para los usuarios. En segundo lugar, desde la perspectiva ambiental, el aprovechamiento de residuos orgánicos para producir biometano contribuye a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y a la sustitución parcial de combustibles fósiles, alineándose con las metas de transición energética en Colombia. En tercer lugar, desde el ámbito socioeconómico, el uso de biogás puede dinamizar la economía rural a través de la creación de empleos directos en plantas de producción, el fortalecimiento de la economía circular y la generación de ingresos adicionales para agricultores y comunidades mediante la gestión de residuos. En este sentido, los resultados de la simulación no solo reflejan las limitaciones técnicas actuales, sino que también constituyen la base argumentativa para

plantear la inyección de biogás como un proyecto de alto impacto regional, capaz de cerrar la brecha en el acceso al gas natural y de impulsar el desarrollo sostenible del Valle de Tenza.

Finalmente, el estudio realizado demuestra que la inyección de biometano en la red de gas natural del Valle de Tenza es una alternativa técnicamente viable y económicamente razonable. La simulación de balance de materia y energía en Aspen HYSYS, junto con el análisis de presión y caudal mediante ecuaciones de pérdida de carga, evidenció que la red actual opera en condiciones ajustadas a la demanda, sin márgenes suficientes para nuevas expansiones. En este contexto, la incorporación de biometano surge como una estrategia capaz de estabilizar presiones, ampliar la cobertura y garantizar un suministro confiable.

La comparación del biometano con el gas natural a través de expresiones semioníricas poder calorífico, índice de Wobbe y densidad relativa confirmó su compatibilidad para la inyección directa, siempre que se cumpla con los estándares de pureza superiores al 95% de metano. Bajo este criterio, el análisis de alternativas de purificación señaló que los contactores de membrana representan la mejor opción, por su alta eficiencia, modularidad y capacidad de adaptación a contextos rurales como el del Valle de Tenza.

En el aspecto económico, el proyecto contempla una inversión inicial cercana a 6.700 millones de pesos, con un flujo de ingresos estimado en 1.192 millones anuales, lo que permite recuperar la inversión en un horizonte de 8 años. Este retorno, junto con los beneficios asociados —reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, aprovechamiento de

residuos orgánicos bajo un modelo de economía circular y creación de empleo rural—, respalda la pertinencia del proyecto dentro de las políticas nacionales de transición energética.

De manera complementaria, la aplicación de una heurística de decisión permitió priorizar la opción tecnológica más conveniente, considerando criterios de costo, eficiencia, impacto ambiental y compatibilidad con la red. Esto consolidó una visión integral en la cual la factibilidad técnica se articula con la sostenibilidad financiera y social. En conclusión, la inyección de biometano en la red de gas natural no solo representa una solución a las limitaciones actuales de presión y capacidad en el Valle de Tenza, sino que también constituye un proyecto estratégico que alinea objetivos energéticos, ambientales y socioeconómicos. Su implementación permitirá fortalecer la seguridad energética de la región, dinamizar la economía rural y contribuir a los compromisos de reducción de emisiones de Colombia, consolidando al biogás como un vector clave en la transición hacia un sistema energético más limpio y resiliente.

6.11 Presupuestos estimados

Con el fin de contar con una estimación clara y estructurada de la inversión requerida para la implementación del proyecto de producción y aprovechamiento de biogás, se elaboró un presupuesto preliminar que contempla los principales componentes técnicos, constructivos y logísticos asociados al sistema. Este análisis económico se presenta de manera desglosada, con el propósito de identificar la participación relativa de cada elemento dentro del costo total y de evidenciar los rubros de mayor impacto en la inversión. Dentro de los ítems considerados se

incluye, en primera instancia, la adquisición e instalación del biodigestor principal, el cual constituye el núcleo del proceso de generación de biogás y representa uno de los valores más significativos del presupuesto. Adicionalmente, se contempla el sistema de limpieza de gas, encargado de eliminar impurezas como el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y la humedad, con el objetivo de garantizar un biogás de mayor calidad y seguridad para su uso posterior.

De igual manera, se incluyen los equipos de compresión necesarios para elevar la presión del biogás a condiciones adecuadas de transporte o almacenamiento, así como las membranas de separación de CO_2 , que permiten incrementar la pureza del metano y, en consecuencia, el poder calorífico del biocombustible obtenido. Otro componente fundamental es el sistema de enfriamiento, destinado a mantener condiciones operativas estables y a proteger los equipos frente a sobrecalentamientos que puedan comprometer su eficiencia y durabilidad.

El presupuesto también considera los sistemas de control e instrumentación, indispensables para garantizar la operación automática y segura de la planta, además de las obras civiles relacionadas con la construcción de tanques, cimentaciones y demás adecuaciones de infraestructura. Finalmente, se contemplan los costos asociados al montaje, transporte de equipos y un rubro de imprevistos, que permite cubrir posibles variaciones o contingencias durante la fase de ejecución.

En forma general, en la tabla 11 el resumen de los costos estimados para la inversión del proyecto.

Tabla 10
Costos planta de Biometano

Concepto	Costo estimado (COP)
Biodigestor principal	\$ 1.500.000.000
Sistema de limpieza de gas (H ₂ S, humedad)	\$ 600.000.000
Compresores	\$ 800.000.000
Membranas de separación de CO ₂	\$ 1.200.000.000
Sistema de enfriamiento	\$ 400.000.000
Sistemas de control e instrumentación	\$ 500.000.000
Obras civiles (tanques, cimentación, adecuaciones)	\$ 1.000.000.000
Montaje, transporte e imprevistos	\$ 700.000.000
TOTAL	\$ 6.700.000.000

6.11.1 Estimación de costos del sistema de producción y *upgrading* de biogás

La estimación de costos presentada corresponde a un **nivel de prefactibilidad**, por lo cual los valores reportados son de carácter **referencial** y se fundamentan en rangos de inversión típicos reportados para plantas de digestión anaerobia y sistemas de *upgrading* de biogás a biometano. Los costos incluyen suministro de equipos, obras civiles asociadas, montaje,

instrumentación y contingencias, de acuerdo con prácticas comunes en estudios preliminares de proyectos energéticos (IRENA, 2017; Peters et al., 2003).

Justificación de los costos estimados.

Biodigestor principal Cop 1.500.000.000.

El costo del biodigestor principal considera un sistema de digestión anaerobia para residuos sólidos urbanos, incluyendo reactor, sistemas de agitación y control básico de temperatura. Este valor se encuentra dentro de los rangos típicos reportados para digestores de escala pequeña a media, donde el biodigestor representa entre el **20 % y 30 % de la inversión total del proyecto** (IRENA, 2017).

Sistema de limpieza de gas (H₂S y humedad) – COP 600.000.000

Este costo incluye sistemas de remoción de sulfuro de hidrógeno y eliminación de humedad, esenciales para proteger los equipos aguas abajo y garantizar la calidad del gas. La literatura indica que los sistemas de limpieza primaria representan entre el **8 % y 15 % del costo total de una planta de biogás** (Ryckebosch et al., 2011).

Compresores – COP 800.000.000

Los compresores son necesarios para elevar la presión del biogás previo al proceso de separación de CO₂ y su adecuación para inyección a red. El costo estimado es consistente con valores reportados para compresión de gases a caudales moderados, donde la compresión puede representar entre el **10 % y 20 % del costo del sistema de upgrading** (Peters et al., 2003).

Membranas de separación de CO₂ – COP 1.200.000.000

El sistema de membranas constituye uno de los componentes más costosos del proceso de upgrading, debido a la tecnología involucrada y a los requerimientos de calidad del biometano. Estudios técnicos reportan que los sistemas de separación por membranas pueden representar hasta el **30 % del costo total del sistema de purificación** (Ryckebosch et al., 2011).

Sistema de enfriamiento – COP 400.000.000

El sistema de enfriamiento se utiliza para controlar la temperatura del gas durante la compresión y acondicionamiento, asegurando condiciones operativas seguras y eficientes. Este tipo de sistemas suele representar entre el **5 % y 10 % del costo total del proyecto** en plantas de biogás (IRENA, 2017).

Sistemas de control e instrumentación – COP 500.000.000

Incluye sensores, válvulas de control, sistemas SCADA y elementos de seguridad operacional. En proyectos industriales de este tipo, la instrumentación y el control representan típicamente entre el **5 % y 10 % de la inversión total** (Peters et al., 2003).

Obras civiles – COP 1.000.000.000

Las obras civiles comprenden tanques, cimentaciones, adecuaciones del terreno y estructuras auxiliares. Este valor es consistente con rangos típicos para plantas industriales de pequeña y mediana escala, donde las obras civiles representan entre el **10 % y 20 % del costo total del proyecto** (IRENA, 2017).

Montaje, transporte e imprevistos – COP 700.000.000

Este rubro contempla actividades de instalación, transporte de equipos, puesta en marcha y un

margen para imprevistos, comúnmente estimado entre el **10 % y 15 % de la inversión total** en estudios de prefactibilidad (Peters et al., 2003).

6.12 Análisis técnico y financiero

La estimación de costos presentada en la Tabla 2 corresponde a la inversión inicial requerida para la construcción e implementación de una planta de producción y purificación de biogás, con capacidad de generar biometano apto para inyección a red o consumo energético. El biodigestor constituye el corazón del sistema, donde ocurre la digestión anaeróbica de los residuos orgánicos. Su costo de \$1.500 millones COP incluye el diseño estructural, materiales resistentes a la corrosión, sistema de agitación interna, válvulas de control y aislación térmica. El valor se encuentra dentro del rango estimado para biodigestores de mediana capacidad (500–1000 m³-diarios), lo cual asegura estabilidad del proceso y eficiencia en la producción de metano. A continuación, se nombran algunas secciones importantes para el análisis de costos:

Sistema de limpieza de gas (H₂S y humedad)

Este sistema, valorado en \$600 millones COP, permite eliminar compuestos corrosivos como el sulfuro de hidrógeno (H₂S) y el vapor de agua (H₂O) presentes en el biogás crudo. La purificación se realiza mediante adsorción con carbón activado y condensadores, garantizando la protección de los equipos posteriores (compresores y membranas). Este proceso es fundamental para evitar daños por corrosión y mantener la pureza del gas.

Compresores

Los compresores, con un costo de \$800 millones COP, son esenciales para elevar la presión del biogás y permitir su paso por los sistemas de separación y almacenamiento. El costo considera equipos de alta eficiencia energética, con control de velocidad variable y sistemas de lubricación adaptados a gases húmedos.

Membranas de separación de CO₂

Con una inversión de \$1.200 millones COP, las membranas representan la etapa clave del proceso de upgrading, en la que se separa el CO₂ del metano, obteniendo un biometano con una pureza superior al 95%. Se consideran módulos modulares de fibra hueca de última generación, que garantizan bajos costos operativos y alta selectividad de gases.

Sistema de enfriamiento

El sistema de enfriamiento, valorado en \$400 millones COP, se encarga de mantener condiciones térmicas óptimas en los compresores y durante la separación de gases. La refrigeración controlada evita pérdidas de eficiencia y mejora la durabilidad de los equipos.

Sistemas de control e instrumentación.

Este rubro, de \$500 millones COP, cubre los sensores de presión, caudal, temperatura y composición de gas, además del software SCADA para monitoreo y control automatizado. La inversión en instrumentación garantiza la trazabilidad de los datos operativos y la seguridad del sistema.

Obras civiles (tanques, cimentación y adecuaciones)

Las obras civiles, estimadas en \$1.000 millones COP, comprenden la construcción de bases estructurales, redes de tuberías, caminos internos, drenajes y techumbres. Estas adecuaciones permiten el correcto emplazamiento de los equipos y la operación segura del sistema.

Montaje, transporte e imprevistos

El valor de \$700 millones COP cubre los costos asociados a transporte de equipos, instalación, pruebas de funcionamiento y un margen del 10% destinado a imprevistos. Este rubro es fundamental para absorber posibles variaciones en precios o ajustes técnicos durante la implementación.

El presupuesto total estimado del sistema es de \$6.700.000.000 COP. La distribución porcentual por componente (aproximada) es la siguiente: biodigestor principal 22.4 %, membranas de separación de CO₂ 17.9 %, obras civiles 14.9 %, compresores 11.9 %, montaje/transporte/imprevistos 10.4 %, limpieza de gas 9.0 %, sistemas de control e instrumentación 7.5 % y sistema de enfriamiento 6.0 %.

Los principales motores del costo son el biodigestor, las membranas de separación y las obras civiles, que juntos representan más del 55 % del presupuesto. Esto sugiere que las acciones de optimización o reducción de costo deberían centrarse inicialmente en: 1) revisar alternativas tecnológicas o proveedores para las membranas (evaluar soluciones de menor CAPEX o mayor vida útil), 2) optimizar el diseño constructivo y la logística para reducir obra

civil y montaje, y 3) validar el dimensionamiento del biodigestor frente a la curva real de generación de residuos para evitar sobredimensionamiento.

Además, se recomienda incluir en etapas posteriores un desglose de O&M (operación y mantenimiento) anual y analizar sensibilidad del presupuesto frente a cambios en el tipo de cambio y precios de equipos, dado que estos pueden afectar significativamente el costo total del proyecto. Finalmente, se sugiere destinar una partida de contingencia explícita (por ejemplo 5–10 %) si no está ya considerada en el rubro “Montaje, transporte e imprevistos”.

Es importante señalar que los valores consignados en la tabla corresponden a una estimación referencial y aproximada, elaborada con base en rangos de precios generales reportados para este tipo de tecnología. En proyectos de esta naturaleza, los costos definitivos solo pueden establecerse a través de procesos formales de cotización directamente con empresas especializadas del sector, las cuales consideran variables específicas como el diseño detallado de la planta, la capacidad requerida, la localización geográfica, los requerimientos normativos y las condiciones particulares de transporte e instalación. Por lo tanto, los montos presentados cumplen la función de ofrecer una visión preliminar de la inversión necesaria, mas no constituyen un presupuesto final o vinculante.

6.12.1 Análisis financiero

Con el propósito de evaluar la viabilidad económica del proyecto de inyección de biogás en la red de distribución de gas natural del Valle de Tenza, se realizó un análisis técnico-financiero

que integra los parámetros operativos de producción con su respectiva valorización en el mercado energético colombiano. Este análisis no solo busca establecer la rentabilidad del proyecto, sino también brindar una visión clara sobre los tiempos de recuperación de la inversión y los beneficios económicos que se derivan de la implementación de esta alternativa energética renovable.

El estudio parte de la estimación de los caudales de biogás que la planta podría generar de manera continua bajo condiciones de operación estables. El caudal considerado es de 115 m³/hora, equivalente a una producción diaria de 2.760 m³, lo que al proyectarse en periodos de mayor duración alcanza un volumen mensual de aproximadamente 82.800 m³ y una producción anual de 993.600 m³ de biogás. Estos valores permiten dimensionar el aporte energético que la planta proporcionaría de manera constante a la red, lo cual es especialmente relevante en un contexto como el del Valle de Tenza, donde la oferta de gas natural se encuentra limitada.

Para cuantificar los ingresos potenciales, se estableció un valor de referencia de \$1.200 COP por metro cúbico de biogás inyectado a la red. Con base en este precio, el flujo de caja anual esperado asciende a \$1.192.320.000 COP, cifra que refleja la capacidad del proyecto para generar recursos estables y sostenibles en el tiempo. Es importante destacar que esta valorización no solo responde a criterios de mercado, sino también a los beneficios ambientales que otorga el uso del biogás como sustituto de combustibles fósiles, lo cual incrementa su atractivo dentro de políticas de sostenibilidad y transición energética.

En cuanto a los costos de inversión inicial (CAPEX), la implementación de la planta requiere de \$6.700.000.000 COP, valor que contempla tanto los equipos principales como las

obras civiles y los sistemas auxiliares necesarios para garantizar la operación del proyecto. A su vez, los costos de operación y mantenimiento (OPEX) se estimaron en un 10% del CAPEX, lo que equivale a \$670.000.000 COP anuales. Este rubro considera actividades de supervisión, control de equipos, reemplazo de consumibles, mantenimientos preventivos y correctivos, así como la logística asociada a la operación continua de la planta.

El análisis de estos valores permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión (payback), el cual se ubica en 8 años. Este horizonte de retorno resulta consistente con los parámetros de referencia para proyectos energéticos de mediana escala en Colombia y se considera un plazo atractivo si se tienen en cuenta los beneficios colaterales asociados: reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, aprovechamiento de residuos orgánicos bajo un enfoque de economía circular, mejora en la seguridad energética regional y la posibilidad de conectar a nuevos usuarios a la red.

De esta manera, el proyecto no solo presenta una viabilidad económica razonable, sino que también se enmarca dentro de los lineamientos de sostenibilidad y transición hacia energías renovables que actualmente promueven entidades nacionales e internacionales. El análisis financiero confirma que la inyección de biogás es una alternativa real y competitiva para garantizar el suministro energético en el Valle de Tenza, contribuyendo al desarrollo socioeconómico de la región.

La tabla 12 resume los principales valores obtenidos en el análisis:

Tabla 11
Presupuesto general

Concepto	Valor
Caudal por hora (m ³ /h)	115
Caudal por día (m ³ /d)	2.760
Caudal por mes (m ³ /m)	82.800
Caudal por año (m ³ /A)	993.600
Valor por metro cúbico (COP/m ³)	\$ 1.200
Valor total anual (COP)	\$ 1.192.320.000
Inversión inicial CAPEX (COP)	\$ 6.700.000.000
OPEX anual (10%) (COP)	\$ 335.000.000
Retorno a la inversión (años)	8

El análisis financiero del proyecto se desarrolló a partir de los valores de producción de biometano, inversión inicial (CAPEX) y costos de operación y mantenimiento (OPEX) previamente definidos. El sistema proyectado contempla una producción anual de **993.600 m³ de biometano**, con un precio estimado de comercialización de **\$1.200 COP por metro cúbico**, lo que representa ingresos brutos anuales del orden de **\$1.192.320.000 COP**.

Los costos de operación y mantenimiento se estimaron en un **10 % del valor del CAPEX**, equivalente a **\$335.000.000 COP anuales**, proporción utilizada de manera referencial en

proyectos de generación y acondicionamiento de biogás y biometano de características similares. A partir de estos valores, el flujo de caja neto anual se calculó como la diferencia entre los ingresos anuales y los costos operativos, obteniéndose un valor aproximado de **\$857.320.000 COP por año**.

Con base en el flujo de caja neto anual y la inversión inicial del proyecto, estimada en **\$6.700.000.000 COP**, se determinó el periodo de recuperación de la inversión mediante el método de recuperación simple del capital. Este análisis arrojó un horizonte de retorno cercano a **7,8 años**, el cual se aproxima a **8 años**, confirmando la viabilidad financiera del proyecto en el mediano plazo bajo las condiciones económicas consideradas.

En forma general, el análisis preliminar muestra que el proyecto cuenta con un flujo de ingresos capaz de recuperar la inversión inicial en un horizonte de 8 años, siempre y cuando se mantengan las condiciones de producción estimadas y el valor de comercialización del biogás dentro del rango considerado. Este resultado se encuentra directamente asociado al comportamiento estable de la producción anual proyectada y a la relación entre los ingresos generados y los costos operativos del sistema.

No obstante, es importante aclarar que los resultados obtenidos corresponden a una evaluación financiera de carácter preliminar, basada en supuestos técnicos y económicos representativos. En consecuencia, los valores presentados deben entenderse como aproximaciones que permiten establecer la viabilidad inicial del proyecto, pero no sustituyen la realización de estudios financieros detallados.

Para contar con valores definitivos, será necesario desarrollar estudios de mercado más exhaustivos que permitan validar el precio de comercialización del biogás y del biometano, así

como obtener cotizaciones directas con proveedores especializados del sector. Adicionalmente, se recomienda profundizar en el análisis de costos asociados a la operación, mantenimiento y reposición de equipos, así como evaluar escenarios alternativos que consideren variaciones en la demanda, en los costos operativos y en las condiciones macroeconómicas, incluyendo el valor del dinero en el tiempo.

7. Conclusiones

El análisis bibliográfico sobre la producción de biogás y las diversas técnicas de purificación permitió identificar que la inyección de biometano en redes de gas natural es una alternativa técnica viable y ambientalmente sostenible para el Valle de Tenza. Entre las tecnologías revisadas, los contactores de membrana y el lavado con agua se destacan como procesos eficientes de purificación, al lograr altos porcentajes de remoción de CO₂ y H₂S con bajos costos operativos.

Según la revisión de la literatura, el uso de membranas, en particular, garantiza una pureza superior al 95% de metano, cumpliendo los estándares de calidad requeridos para su mezcla con gas natural. Esta tecnología ofrece ventajas significativas frente a métodos criogénicos o biológicos por su menor demanda energética, modularidad y facilidad de implementación en zonas rurales.

La matriz de decisión permitió evaluar de manera estructurada y objetiva las diferentes tecnologías de purificación de biogás, integrando criterios de costos, eficiencia de purificación y calidad del gas bajo diversas condiciones operativas. Esta metodología facilitó la

comparación entre las alternativas tecnológicas, garantizando que la selección realizada cumpliera con los requisitos técnicos para la inyección en la red de gas natural y con condiciones de viabilidad económica. En este sentido, la matriz de decisión se consolidó como una herramienta clave para la toma de decisiones, al reducir la incertidumbre técnica y asegurar la compatibilidad del biometano con la infraestructura existente del Valle de Tenza.

El análisis técnico y económico permitió concluir que la inyección de biometano en la red de gas natural del Valle de Tenza es viable, siempre que el gas purificado cumpla con los parámetros de calidad exigidos para su distribución. Desde el punto de vista técnico, se evidenció que la infraestructura existente puede integrar el biometano sin requerir modificaciones significativas, contribuyendo a mejorar las condiciones operativas de la red. En términos económicos, el aprovechamiento de residuos orgánicos locales y la sustitución parcial del gas natural fósil representan una oportunidad para reducir costos energéticos y generar beneficios ambientales, consolidando la inyección de biogás como una alternativa sostenible y factible para fortalecer la seguridad energética y el desarrollo regional.

8. Recomendaciones

Realizar estudios de ingeniería de detalle y de mercado que permitan obtener valores más precisos de inversión, costos operativos y retorno económico, para respaldar la toma de decisiones en la fase de implementación.

Implementar un proyecto piloto de producción y purificación de biogás en la región, que sirva como base para validar los resultados de simulación y ajustar los parámetros técnicos y operativos.

Fortalecer las alianzas entre el sector público, privado y académico con el fin de fomentar la investigación aplicada, la capacitación técnica y la transferencia de conocimiento en tecnologías de biogás y biometano, considerando que la complejidad técnica del proceso de purificación, inyección y operación del sistema, evidenciada en el análisis del proyecto, requiere capacidades especializadas y articulación institucional para garantizar su implementación eficiente y sostenible.

Promover políticas e incentivos gubernamentales que impulsen el uso de energías renovables, especialmente aquellas orientadas a la valorización de residuos orgánicos y la producción de biometano, considerando que los resultados del análisis técnico y económico evidencian que estos mecanismos pueden fortalecer la viabilidad del proyecto al compensar los costos de inversión y reconocer los beneficios ambientales y sociales asociados.

Evaluar de manera continua, durante la etapa de desarrollo y operación del proyecto, el impacto ambiental y social, asegurando que su implementación mantenga un equilibrio entre la eficiencia energética, la sostenibilidad ambiental y el beneficio para la comunidad.

Se recomienda que en futuros estudios se incluya dentro del análisis económico el costo asociado a la recolección, transporte y manejo de los residuos sólidos orgánicos utilizados

como materia prima para la generación de biomasa. Si bien estas actividades representan un costo operativo adicional dentro del proceso de producción de biogás, en el caso del municipio de Garagoa este aspecto también puede representar una oportunidad para compensar dichos costos. Actualmente, el municipio debe asumir gastos asociados a la disposición final de los residuos sólidos, por lo que el aprovechamiento de la fracción orgánica para la generación de biogás podría reducir o incluso contrarrestar parte de estos costos, al disminuir la cantidad de residuos que requieren disposición final y ofrecer una alternativa de manejo más sostenible para estos desechos.

Asimismo, es importante considerar el aprovechamiento del digestato generado durante el proceso de digestión anaerobia. Este subproducto puede ser utilizado como abono orgánico en las actividades agrícolas de la región, lo cual representa un valor agregado para el sistema de producción de biogás. En el contexto del municipio de Garagoa, su utilización podría contribuir a mejorar la fertilidad de los suelos y a disminuir la dependencia de fertilizantes químicos en los cultivos locales, fortaleciendo así la sostenibilidad ambiental y económica del proyecto.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Andaluza de la Energía. (2011). *Estudio básico del biogás*. <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/>
- International Energy Agency. (2020). *Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth*. IEA Publications. <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>
- Aguilar, O., & Rodríguez, M. (2018). *Producción y aprovechamiento del biogás: Principios y aplicaciones*. Editorial Universidad Nacional de Colombia.
- Al Seadi, T., Rutz, D., Prassl, H., Köttner, M., Finsterwalder, T., Volk, S., & Janssen, R. (2018). *Biogas handbook*. University of Southern Denmark.
- Almamarchi, M. J., Bogush, A. A., & Purvis, G. I. (2022). Technical assessment of biomethane injection into natural gas grids: A review of current technologies and challenges. *Journal of Cleaner Production*, 362, 132145. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132247>
- Angelidaki, I., & Treu, L. (2018). Biogas upgrading and utilization: Current status and perspectives. *Biotechnology Advances*, 36(2), 452–466. <https://doi.org/10.1016/j.biotechadv.2018.01.011>
- Antukh, T., et al. (2022). Hydrogenotrophs-based biological biogas upgrading: Recent developments and perspectives. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*, 10, 833482. <https://doi.org/10.3389/fbioe.2022.833482>
- Aryal, N., Khatiwada, D., & Bakhtari, L. (2021). Technical assessment of biomethane injection into the natural gas grid: A case study of Denmark. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 95, 104128. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104128>
- Asociación Española de Biogás. (2020). *Manual técnico de biogás: Fundamentos, diseño y operación de plantas de digestión anaerobia*. AEBIG.
- Bailón Allegue, L., & Hinge, J. (2014). *Biogas upgrading: Evaluation of methods for H₂S removal* (Report No. 60599). Danish Technological Institute.

https://www.teknologisk.dk/_media/60599_Biogas%2Bupgrading.%2BEvaluation%2Bof%2Bmethods%2Bfor%2BH2S%2Bremoval.pdf

- Bavaria. (2023). *Informe de sostenibilidad 2022*.
- Bishop, D. (2015). *Biogas handbook: Science, production and applications*. Woodhead Publishing.
- Chaúr, J. (2002). *El biogás*. Produmedios.
- Cihlar, J., Mavins, D., & van Tilburg, J. (2021). *Gas decarbonisation pathways: The role of gas infrastructure in a net-zero economy*. Guidehouse / Gas for Climate.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). *Resolución 067 de 2021: Condiciones para la inyección de biometano en redes de gas natural*. Diario Oficial de la República de Colombia.
- Corponor. (2016). *Uso energético de biomasa: Producción de biogás y su potencial como negocio verde y opción energética en Colombia*.
- Departamento Nacional de Planeación. (1994). *Programa para la masificación del consumo de gas (CONPES 2571)*. Gobierno de Colombia.
- Deublein, D., & Steinhauser, A. (2011). *Biogas from waste and renewable resources: An introduction* (2nd ed.). Wiley-VCH.
- Einspeisung in das öffentliche Gasnetz. (2014). *Biogas Netzeinspeisung*.
- European Committee for Standardization. (2016). *EN 16723-1: Natural gas and biomethane for use in transport*. CEN.
- Food and Agriculture Organization. (2013a). *Producción de biogás: Manual práctico*. <https://www.fao.org/3/i3120s/i3120s.pdf>
- Food and Agriculture Organization. (2013b). *Small-scale biogas systems: A handbook*.
- Hengeveld, E. J., van der Burg, V., & Jager, N. J. (2023). Biomethane: A review of its role in a circular economy and the energy transition. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 178, 113125. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113225>
- Hidalgo, D. (2025). Cryogenic technologies for biogas upgrading: A critical review. *Technologies*, 13(8), 364. <https://doi.org/10.3390/technologies13080364>

- Hidalgo-Barrio, D., Martín-Marroquín, J. M., & Corona-Encinas, F. (2026). Transformación de biogás en biometano: Revisión de las tecnologías disponibles. *Energía y Sostenibilidad*.
- Huamei Carbon. (2024). *Purificación del biogás*.
- IEA Bioenergy. (2022). *Biogas: Technology review and potential applications*. <https://www.ieabioenergy.com>
- Islamiyah, M. (2015). Water scrubbing for removal of CO₂ and H₂S in biogas from manure. *KnE Energy*.
- Jin, P., et al. (2017). Simultaneous separation of H₂S and CO₂ from biogas by gas–liquid membrane contactor. *Energy & Fuels*, 31(11), 11727–11736. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02114>
- Metcalf & Eddy. (2014). *Wastewater engineering: Treatment and resource recovery* (5th ed.). McGraw-Hill Education.
- Mora, C., et al. (2021). Análisis multicriterio para la integración de biometano en redes de gas natural. *Energy Reports*, 7, 1123–1134.
- Muñoz, R., García-Depraect, O., Rodríguez, E., & Hernández, M. (2021). Recent advances in biogas purification and upgrading: A review. *Bioresource Technology*, 340, 125654. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125654>
- Nasir, I. M., Mohd Ghazi, T. I., & Omar, R. (2012). Production of biogas from solid organic wastes through anaerobic digestion: A review. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 95(2), 321–329. <https://doi.org/10.1007/s00253-012-4152-7>
- Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., & West, R. E. (2003). *Plant design and economics for chemical engineers* (5th ed.). McGraw-Hill.
- Petersson, A., & Wellinger, A. (2009). *Biogas upgrading technologies — Developments and innovations*. IEA Bioenergy.
- Pietro Fiorentini Iberia. (2024). *Caso práctico: Planta de enriquecimiento de biogás e inyección en la red de biometano*.

- Ramírez, L., & López, P. (2019). Uso de la matriz de decisión en la evaluación de alternativas de suministro energético descentralizado. *Revista Colombiana de Energía*, 11(2), 21–33.
- Ryckebosch, E., Drouillon, M., & Vervaeren, H. (2011). Techniques for transformation of biogas to biomethane. *Biomass and Bioenergy*, 35(5), 1633–1645. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.02.033>
- Salón del Gas Renovable. (2022). *Primera inyección de biometano en red por iniciativa privada*.
- Sánchez, E., & Romero, J. (2017). *Digestión anaerobia: Fundamentos y aplicaciones en la producción de biogás*. Universidad de Zaragoza.
- Sánchez, J., & Gómez, D. (2020). Aplicación de matrices de decisión para la selección de tecnologías de aprovechamiento energético de residuos orgánicos. *Ingeniería y Competitividad*, 22(1), 73–85.
- Secretaría de la Plataforma Regional LEDS LAC & Grupo de Trabajo de Energía de LEDS GP. (2021). *Análisis de barreras a la inversión en biogás en Colombia y medidas para abordarlas*. LEDS LAC.
- Severiche Sierra, C. A., & Acevedo Barrios, R. L. (2013). Biogás a partir de residuos orgánicos y su apuesta como combustibles de segunda generación. *Ingenium*, 14(28), 6–15.
- Tomczak, W. (2024). Biogas upgrading using a single-membrane system. *Membranes*, 14(4), 80. <https://doi.org/10.3390/membranes14040080>
- Universidad de los Andes. (2025). *Política pública de gas natural: Programa de masificación del consumo de gas*. Repositorio Universidad de los Andes.
- Vega, F., & Camargo, M. (2022). Evaluación multicriterio para la selección de alternativas de biogás en zonas rurales de Colombia. *Revista DYNA*, 89(222), 45–56.
- Villamizar Meneses, D. A. (2009). *Los biocombustibles: Una alternativa en el sector energético en Colombia* [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander].

- Wellinger, A., Murphy, J., & Baxter, D. (2013). *The biogas handbook: Science, production and applications*. Woodhead Publishing.
<https://doi.org/10.1533/9780857097415>
- Wantz, E., Lemonnier, M., Benizri, D., Dietrich, N., & Hébrard, G. (2023). Innovative high-pressure water scrubber for biogas upgrading at farm-scale. *Applied Energy*, 350, 121781. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121781>
- Xiao, Y., et al. (2014). CO₂ removal from biogas by water washing system. *Renewable Energy*.
- ENERCER S.A. E.S.P. (2025). *Proyecto de ampliación de cobertura de gas natural para las veredas Caldera, Guánica, La Frontera, Quigua, Senda, Fumbaque, Resguardo, Hipaquirá y Caracol del municipio de Garagoa en el departamento de Boyacá*. Bogotá, D.C.: ENERCER S.A. E.S.P.