

Análisis Comparativo de Tecnologías de Regasificación de GNL para una Planta de 5
MMSCFD Ubicada en Cúcuta y su Impacto en el Desempeño Energético.

Jesús David Parada Cantor

Monografía para Optar al Título de Especialista en Ingeniería del Gas.

Director

Nicolás Pachón Cabrera

Magister en Gerencia e Ingeniería de Gas

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

2026

Dedicatoria

A mis padres, Ana Cantor de Parada y Rafael Parada Contreras, quienes atendieron el año pasado el llamado de Dios y hoy habitan en el reino de los cielos.

Gracias por haberme inculcado con tanto amor los valores y principios que me han guiado a ser una mejor persona para Dios y para la sociedad. Siempre recordaré el orgullo con el que reconocieron cada uno de mis esfuerzos y logros en mi camino profesional.

Aunque no estén físicamente a mi lado para celebrar este nuevo sueño hecho realidad, sé que desde el cielo se regocijan junto al Dios Todopoderoso. Sus espíritus y su amor me acompañan hoy y siempre.

Agradecimientos

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a quienes han sido pilares fundamentales en mi vida y en la consecución de mis sueños:

A Dios, por sus infinitas bendiciones. Él, ha sido la guía que me ha permitido alcanzar cada meta propuesta, poniendo en mi camino a personas maravillosas que generosamente me han tendido su mano.

A mis padres, Ana y Rafael, su ejemplo de fortaleza y perseverancia ha sido mi mayor lección.

A mi esposa, Mónica, gracias por tu amor incondicional, tu comprensión, tu apoyo constante y la fuerza que me brindas en todo momento.

A mis hijos, Mónica y Jesús, su amor y comprensión son mi motor. Ustedes son la motivación más grande para seguir alcanzando éxitos en la vida.

Al grupo docente y administrativo de la Universidad Industrial de Santander, con quienes tuve el privilegio de compartir experiencias y momentos que enriquecieron enormemente mi formación profesional.

Tabla de Contenido

Introducción.....	15
1. Descripción de la Monografía.....	15
1.1 Planteamiento del Problema.....	15
1.2 Alcance.....	16
1.3 Justificación.....	17
1.4 Objetivos.....	18
1.4.1 Objetivo General.....	18
1.4.2 Objetivos Específicos.....	18
2. Marco de Referencia.....	19
2.1 Contexto y Evolución de la Industria del GNL a Nivel Mundial.....	19
2.2 Panorama y Antecedentes del Gas Natural en Colombia.....	21
2.3 Reservas de Gas Natural en Colombia.....	22
2.4 Plan de Abastecimiento de Gas Natural para Colombia.....	25
2.4.1 Planta de Regasificación SPEC LNG.....	25
2.4.2 Planta de Regasificación de La Guajira.....	26
2.4.3 Planta de Regasificación del Pacífico.....	26
2.4.4 Planta de Regasificación Coveñas.....	26
2.5 Demanda Promedio de Gas Natural en Colombia.....	27
2.6 Situación Actual de Gas Natural en la Ciudad de Cúcuta.....	28
2.7 Condiciones Climáticas de Cúcuta.....	30
2.7.1 Temperatura Promedio de Cúcuta.....	30
2.7.2 Humedad Promedio en Cúcuta.....	31

2.7.3 Velocidad Promedio del Viento en Cúcuta	32
3.1 Cadena de Valor del GNL	35
3.1.1 Exploración y Producción	36
3.1.2 Licuefacción	36
3.1.3 Transporte.....	36
3.1.4 Almacenamiento y Regasificación.....	36
4. Tipos de Vaporizadores de GNL.....	37
4.1 Vaporizador de Tablero Abierto (Open Rack Vaporizer ORV):	38
4.2 Vaporizador de Combustión Sumergida (Submerged Combustión Vaporizer SCV):	39
4.3 Vaporizador de Carcasa y Tubo (Shell and Tube Vaporizer STV) / (WBV):	40
4.4 Vaporizador de Aire del Ambiente (Ambient Air Vaporizer AAV):.....	41
5. Visión General del Proceso de Regasificación de GNL	42
6. Definición y Contexto del GNL a Pequeña Escala	43
6.1 Tecnologías Primarias Para la Regasificación de GNL a Pequeña Escala	44
6.1.1 Vaporizadores de Aire Ambiente (AAV).....	45
6.1.2 Vaporizadores de Combustión Sumergida (SCV)	47
6.1.3 Vaporizadores de Baño de Agua (WBV) / (STV).....	50
7. Propiedades del Gas Natural a Utilizar en la Planta Regasificadora a Pequeña Escala.....	52
8. Desempeño Energético de las Tecnologías de Vaporización a Pequeña Escala.....	54
8.1 Desempeño Energético del Vaporizador de Aire Ambiente (AAV).....	55
8.2 Desempeño Energético del Vaporizador de Combustión Sumergida (SCV).....	56
8.3 Desempeño Energético del Vaporizador de Baño de Agua (WBV) / Carcasa y Tubo (STV)	56

8.4 Cuadro Comparativo del Desempeño Energético de las Tecnologías de Vaporización de GNL a Pequeña Escala	57
9. Impacto Ambiental de las Tecnologías de Vaporización de GNL a Pequeña Escala.	58
9.1 Impacto Ambiental del Vaporizador de Aire Ambiente (AAV)	59
9.2 Impacto Ambiental del Vaporizador de Combustión Sumergida (SCV)	60
9.3 Impacto Ambiental del Vaporizador de Baño de Agua (WBV) con Calentador Externo	63
9.4 Cuadro Comparativo del Impacto Ambiental de las Tecnologías de Vaporización de GNL a Pequeña Escala	66
10. Tiempos de Recuperación de la Inversión Económica, para la Planta de Regasificación de GNL con capacidad de 5 MMSCFD.	67
10.1 Precios Estimados del GNL	67
10.2 CAPEX Estimados para la Construcción de la Planta regasificadora de GNL.....	68
10.3 Consumo y Costos Estimados de Energía Eléctrica para las Operaciones de la Planta.....	69
10.4 Análisis logístico y costos de transporte del GNL.	70
10.4.1 Disponibilidad de GNL en la Terminal SPEC	71
10.4.2 Cálculo de la Flota Necesaria.....	71
10.4.3 Tiempos de Cargue en SPEC (Cartagena)	72
10.4.4 Tiempos de Descargue y Regasificación en Cúcuta	73
10.4.5 Sincronización de la Flota (18 Cisternas)	74
10.5 Estructura de Costos de Operación (OPEX)	74
10.6 OPEX Estimados para la Operación y el Mantenimiento de la Planta Regasificadora de GNL	75
10.7 Estudio Económico de la Planta Regasificadora (AAV)	75

10.8 Estudio Económico de la Planta Regasificadora (SCV)	78
10.9 Estudio Económico de la Planta Regasificadora (WBV/STV)	80
10.10 Cuadro Comparativo del Mejor Tiempo de Recuperación de la Inversión.....	82
11. Conclusiones	83
12. Recomendaciones.....	85
Referencias Bibliográficas	86

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Promedios de consumo de gas natural diarios en el área metropolitana de Cúcuta 2025-1.</i>	28
Tabla 2. <i>Análisis cromatográfico del gas Natural.</i>	52
Tabla 3. <i>Contenido máximo de inertes para la licuefacción del gas natural.</i>	54
Tabla 4. <i>Cuadro comparativo del desempeño energético y recursos.</i>	57
Tabla 5. <i>Parámetros Típicos del Agua del Baño.</i>	62
Tabla 6. <i>Cuadro comparativo del impacto ambiental de cada tecnología de evaporación.</i>	66
Tabla 7. <i>CAPEX para la construcción de la planta regasificadora y el transporte del GNL.</i>	68
Tabla 8. <i>Consumo y costo anual de la energía eléctrica</i>	69
Tabla 9. <i>Costos Variables (Por viaje ida y vuelta).</i>	74
Tabla 10. <i>Costos Fijos Mensuales por unidad.</i>	74
Tabla 11. <i>OPEX para la Operación y el Mantenimiento de la planta regasificadora.</i>	75
Tabla 12. <i>Evaluación del proyecto de una planta satélite regasificadora (AAV) para 5 MMSCFD.</i>	77
Tabla 13. <i>Evaluación del proyecto de una planta satélite regasificadora (SCV) para 5 MMSCFD.</i>	79
Tabla 14. <i>Evaluación del proyecto de una planta satélite regasificadora (WBV/STV) para 5 MMSCFD.</i>	81
Tabla 15. <i>Cuadro comparativo de la inversión</i>	82

Lista de Figuras

Figura 1. <i>Principales rutas de transporte de GNL en 2024</i>	20
Figura 2. <i>Evolución de la matriz de energía primaria en Colombia</i>	22
Figura 3. <i>Comportamiento de las Reservas de Gas 2023 – 2024 (Gpc)</i>	23
Figura 4. <i>Histórico de Reservas Probadas IP, Producción e Incorporación de Gas (Gpc)</i>	23
Figura 5. <i>Oferta anual de gas en Colombia</i>	24
Figura 6. <i>Demanda promedio de gas natural en Colombia</i>	27
Figura 7. <i>Temperatura máxima y mínima en Cúcuta</i>	30
Figura 8. <i>Humedad promedio de Cúcuta</i>	31
Figura 9. <i>Velocidad promedio del viento en Cúcuta</i>	32
Figura 10. <i>Cadena de valor del GNL</i>	35
Figura 11. <i>Componentes de una terminal de regasificación y distribución de GNL</i>	36
Figura 12. <i>Vaporizador de tablero abierto (ORV)</i>	38
Figura 13. <i>Vaporizador de Combustión Sumergida (SCV)</i>	39
Figura 14. <i>Vaporizador de carcasa y tubos (STV)</i>	40
Figura 15. <i>Vaporizador de Aire del Ambiente (AAV)</i>	41
Figura 16. <i>Vaporizadores de Aire Ambiente (AAV)</i>	45
Figura 17. <i>Vaporizadores de Combustión Sumergida (SCV)</i>	47
Figura 18. <i>Vaporizadores de Baño de Agua de Calentamiento Indirecto (IFWB)</i>	50
Figura 19. <i>Comportamiento económico para la recuperación de la inversión en la planta regasificadora del tipo AAV</i>	76
Figura 20. <i>Comportamiento económico de la recuperación de la inversión para la planta regasificadora del tipo SCV</i>	78

Figura 21. <i>Comportamiento económico de la recuperación de la inversión para la planta regasificadora del tipo WBV.</i>	80
---	----

Glosario

AAV: (Ambient Air Vaporizer) vaporizador de aire del ambiente.

BARG: presión manométrica en Bares.

BTU: unidad térmica británica.

BOG: (Boil Off Gas) gas de evaporización del GNL.

CITY GATE: estación de transferencia de entrada a la ciudad.

CO₂eq: dióxido de carbono equivalente. Es una unidad de medida métrica que estandariza el impacto de distintos gases de efecto invernadero (GEI).

FRU: unidad flotante de regasificación.

FSRU: unidad flotante de almacenamiento y regasificación.

GEI: gases de efecto invernadero.

GLP: gas licuado del petróleo.

GNC: gas natural comprimido.

GNL: gas natural licuado (LNG).

GNV: gas natural vehicular.

GPC: giga pies cúbicos de gas natural.

MMBTU: millón de BTU.

MMSCFD: millones de pies cúbicos de gas natural.

MT: millones de toneladas de gas natural licuado.

MTPA: millones de toneladas de gas natural licuado por año.

ORV: (Open Rack Vaporizer) vaporizador de tablero abierto.

PEAK SHAVING: operación que consiste en licuar y almacenar gas natural durante periodos de baja demanda para regasificarlo e inyectarlo a la red durante picos de alto consumo.

PITTING: corrosión por picadura.

ROUND TRIP: ciclo de transporte para el GNL.

SCV: (Submerged Combustion Vaporizer) vaporizador de combustión sumergida.

SNT: sistema nacional de transporte por gasoductos.

SPEC: terminal de importación y regasificación de gas natural licuado (GNL) en Cartagena.

STV: (Shell and Tube Vaporizer) vaporizador de carcasa y tubo.

TLF: (Truck Load Facilities) cargadero de cisternas de GNL.

TPC: tera pies cúbicos de gas natural.

WBV: (Water Bath Vaporizer) vaporizador de baño de agua.

Resumen

Título: Análisis Comparativo de Tecnologías de Regasificación de GNL para una Planta de 5 MMSCFD ubicada en Cúcuta y su Impacto en el Desempeño Energético*

Autor: Jesús David Parada Cantor**

Palabras clave: Planta regasificadora de GNL a pequeña escala, vaporizador de aire ambiente (AAV), impacto ambiental, desempeño energético, recuperación de la inversión, Cúcuta.

Descripción: Esta monografía presenta un análisis comparativo de las tecnologías de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) a pequeña escala utilizando Vaporizador de Aire Ambiente (AAV), Vaporizador de Combustión Sumergida (SCV) y Vaporizador de Baño de Agua (WBV) para una planta con capacidad de 5 MMSCFD a instalar en la ciudad de Cúcuta Colombia, la cual se encuentra a 300 metros sobre el nivel del mar y de clima cálido. El objetivo principal fue determinar la tecnología óptima evaluando el desempeño energético, el impacto ambiental y el tiempo de recuperación de la inversión. La metodología incluyó la caracterización de cada tecnología, la evaluación de su eficiencia y el consumo de recursos, el análisis de su impacto ambiental en la emisión de gases de efecto invernadero medido en toneladas de CO₂eq y el consumo de agua, adicional un estudio económico para identificar el menor tiempo de retorno de la inversión. Los resultados demostraron que la tecnología AAV es la mejor opción, presentando el menor impacto ambiental con solo 70,81 toneladas anuales de CO₂eq y cero el consumo de agua, y la mayor rentabilidad financiera, con el período de recuperación más corto de 2,95 años y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 30,51%. Se concluye que a pesar de requerir un mayor uso del suelo, la tecnología AAV es la mas eficiente, sostenible y rentable para el sitio de ubicación estudiado.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas - Escuela de Ingeniería de Petróleos – Director: Nicolás Pachón Cabrera, Magister en Gerencia e Ingeniería de Gas.

Abstract

Title: Comparative Analysis of LNG Regasification Technologies for a 5 MMSCFD Plant Located in Cúcuta and its Impact on Energy Performance*

Author: Jesús David Parada Cantor**

Keywords: Small scale LNG regasification plant, ambient air vaporizer (AAV), environmental impact, energy performance, investment recovery, Cúcuta.

Description: This monograph presents a comparative analysis of small-scale Liquefied Natural Gas (LNG) regasification technologies using an Ambient Air Vaporizer (AAV), a Submerged Combustion Vaporizer (SCV), and a Water Bath Vaporizer (WBV) for a plant with a 5 MMSCFD capacity to be installed in the city of Cúcuta, Colombia, which is located 300 meters above sea level in a warm climate. The main objective was to determine the optimal technology by evaluating energy performance, environmental impact, and the investment recovery time.

The methodology included characterizing each technology, assessing its efficiency and resource consumption, analyzing its environmental impact based on greenhouse gas emissions (measured in tons of CO₂eq) and water consumption, and conducting an economic study to identify the shortest investment return period.

The results demonstrated that the AAV technology is the best option. It has the lowest environmental impact, with only 70.81 annual tons of CO₂eq and zero water consumption, and the greatest financial viability, with the shortest payback period of 2,95 years and an Internal Rate of Return (IRR) of 30.51%. It is concluded that, despite requiring greater land use, the AAV technology is the most efficient, sustainable, and profitable for the studied location.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physical - Chemical Engineering – School of Petroleum Engineering – Director: Nicolás Pachón Cabrera, Master in Gas Management And Engineering

Introducción.

El creciente uso del gas natural licuado (GNL) como fuente de energía ha impulsado la implementación de diversas tecnologías de regasificación, esenciales para convertir el GNL de nuevo a su estado gaseoso. Sin embargo, en los procesos de regasificación se deben tener en cuenta importantes implicaciones energéticas que requieren una evaluación exhaustiva y a pesar de la relevancia de este tema, existe una limitada investigación comparativa que analice el consumo de recursos hídricos, así como la eficiencia energética de cada tecnología. Este contexto genera la necesidad de identificar cuales tecnologías de regasificación son más adecuadas para una integración sostenible en los sistemas energéticos actuales. Por lo tanto, la presente monografía propone realizar un análisis comparativo de las diferentes tecnologías de regasificación de GNL a pequeña escala, evaluando sus efectos en el desempeño energético, para identificar las mejores prácticas y tecnologías la cual contribuirá a promover un uso más eficiente y sostenible del GNL, alineado con los requisitos técnicos, desempeño energético, impactos ambientales y la recuperación de las inversiones.

1. Descripción de la Monografía

1.1 Planteamiento del Problema

Debido a la delicada situación actual en el sector energético del país por el déficit generado por la falta de hallazgos de yacimientos de gas natural e incremento de su consumo, se crea la necesidad de importar GNL en grandes cantidades que puedan abastecer la demanda nacional de los diferentes sectores y por ende surtir a las ciudades o

regiones que se encuentran aislada del SNT de gas natural , las cuales se ven como alternativa la implementación de plantas regasificadoras de GNL a pequeña escala que puedan surtir la demanda local. Para estas construcciones uno de los inconvenientes a solucionar, radica en la ausencia de análisis comparativos sobre las diversas tecnologías de regasificación de GNL a pequeña escala que impide una evaluación precisa de su desempeño energético. Esto se manifiesta en la incapacidad de seleccionar tecnologías óptimas en términos de eficiencia, sostenibilidad y tiempo de recuperación de la inversión. La solución propuesta para mitigar estos problemas es llevar a cabo un análisis comparativo exhaustivo de las tecnologías de regasificación de GNL a pequeña escala, con el fin de proporcionar a los inversionistas la información necesaria para tomar decisiones que aseguren un buen desempeño energético, la sostenibilidad operacional y retornos de inversión rápidos para la construcción de este tipo de plantas regasificadoras.

1.2 Alcance

Este estudio propone realizar un análisis comparativo de las principales tecnologías de regasificación de gas natural licuado (GNL) disponibles en la actualidad para una planta con capacidad de 5 MMSCFD, para la ciudad de Cúcuta, abarcando varios aspectos críticos. En primer lugar, se identificarán las tecnologías más comunes: Vaporizadores de Aire Ambiente (AAV), de combustión sumergida (CSV) y de Carcaza y Tubo (STV), examinando sus principios de funcionamiento y características.

Se evaluará la eficiencia energética de cada método, considerando el consumo energético durante el proceso de regasificación y su capacidad de conversión.

El estudio también incluirá un análisis comparativo de los costos asociados con la implementación y operación de estas tecnologías, así como estudios que ilustrarán su aplicación

práctica para las regiones de clima cálido en Colombia y ofrecerán recomendaciones sobre las mejores tecnologías de regasificación que puedan contribuir a un uso sostenible del GNL, equilibrando el desempeño ambiental con la eficiencia energética el cual proporcionará una base sólida para la toma de decisiones en el contexto de un desarrollo energético más sostenible.

1.3 Justificación

La regasificación de GNL es un proceso clave en la cadena de suministro de gas natural, especialmente en regiones y aplicaciones donde se requieren soluciones a pequeña escala debido a limitaciones de infraestructura o demanda. La creciente preocupación por la sostenibilidad ambiental y la eficiencia energética en el sector energético hace que sea imprescindible analizar y optimizar cada etapa de este proceso.

Dado que existen múltiples tecnologías de regasificación, cada una con características y costos operativos específicos, es esencial disponer de un análisis detallado que permita comprender sus impactos en el desempeño ambiental y energético. Esta investigación contribuirá a la toma de decisiones en la selección de tecnologías que no solo sean eficientes y económicamente favorables, sino que también minimicen el impacto ambiental en el contexto actual de transición hacia energías más limpias. Los resultados podrán beneficiar a operadores de plantas, ingenieros y responsables de políticas energéticas al proveer un marco comparativo de selección para proyectos de GNL a pequeña escala en el ámbito industrial y comercial.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Realizar el análisis comparativo de diversas tecnologías de regasificación de GNL (Gas Natural Licuado) para una planta con capacidad de 5 MMSCFD en la ciudad de Cúcuta, para evaluar su desempeño energético, identificando la tecnología óptima en función de eficiencia, sostenibilidad y el mejor tiempo de recuperación en la inversión.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar las principales tecnologías de regasificación de GNL utilizadas en plantas a pequeña escala, describiendo sus principios de funcionamiento, requerimientos técnicos y condiciones de operación.
- Evaluar el desempeño energético de cada tecnología mediante análisis de eficiencia energética y consumo de recursos, identificando las ventajas y limitaciones en cada caso.
- Analizar el impacto ambiental de las tecnologías de regasificación considerando factores como emisiones de gases de efecto invernadero equivalente en toneladas de CO₂ y consumo de agua.
- Identificar el mejor tiempo de recuperación de la inversión económica, utilizando las tecnologías evaluadas mediante un análisis de precios de la venta por Mmbtu, teniendo en cuenta la variación de precios actuales y futuros del gas natural y los costos de instalación, operación y mantenimiento en los diferentes escenarios operativos de plantas a pequeña escala.

2. Marco de Referencia

El Gas Natural Licuado (GNL) se ha consolidado como un componente fundamental en el panorama energético global, sirviendo como un puente entre las vastas reservas de gas natural y los mercados demandantes que carecen de acceso directo a través de gasoductos. Su versatilidad, creciente demanda de energía y búsqueda de alternativas más limpias en comparación con otros combustibles fósiles, han impulsado una expansión significativa de la industria del GNL a nivel mundial.

2.1 Contexto y Evolución de la Industria del GNL a Nivel Mundial

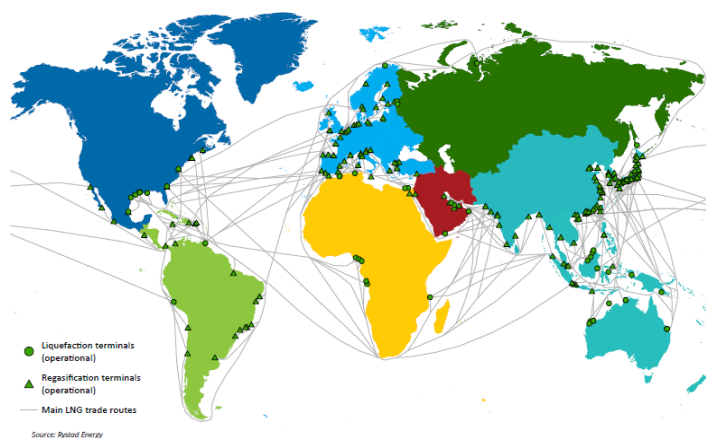
La industria del gas natural licuado (GNL) ha experimentado un crecimiento significativo, pasando de un mercado incipiente a un actor clave en el suministro energético global. En 2024, el comercio mundial de GNL alcanzó las 411,24 MT. Este crecimiento ha sido impulsado por múltiples factores, incluyendo la necesidad de satisfacer la demanda energética, diversificar las fuentes de suministro y, más recientemente, la transición hacia fuentes de energía con menores emisiones.

El desarrollo inicial del GNL estuvo marcado por la necesidad de transportar gas natural desde campos remotos a mercados consumidores. La primera planta de licuefacción de gas natural de carga base se construyó en Argelia en 1960, permitiendo la licuefacción del gas a bajas temperaturas para su transporte marítimo, reduciendo su volumen 600 veces.

En 2024, la demanda mundial de GNL aumentó en 23.4 MT, impulsada principalmente por un incremento de 13,6 MT en los mercados asiáticos. China fue el mayor importador de GNL, aumentando sus importaciones en 19,1 MT, seguida por

Japón y Corea del Sur. Las exportaciones de GNL también crecieron, con el Medio Oriente como la región exportadora más grande.

Figura 1. *Principales rutas de transporte de GNL en 2024*



Nota: IGU International Gas Union, 2025 World LNG Report.

La capacidad global de licuefacción alcanzó 494,4 MTPA a finales de 2024, con 30 proyectos operativos. Se proyecta una capacidad adicional de licuefacción de 1122 MTPA para 2030, lo que demuestra un fuerte compromiso con el crecimiento de la oferta.

En cuanto a la infraestructura de regasificación, la capacidad global nominal alcanzó 1064,7 MTPA a finales de 2024. Más de 100 proyectos de regasificación, incluyendo terminales flotantes y terrestres estaban en diversas etapas de desarrollo en 2024, con una capacidad combinada de más de 1000 MTPA.

La flota de GNL mundial consistía en 742 buques a finales de 2024, con un aumento significativo en la capacidad de transporte. El tamaño promedio de los buques metaneros ha aumentado, lo que contribuye a la eficiencia del transporte. Además, se han desarrollado buques regasificadores flotantes (FRUs) y unidades de almacenamiento y regasificación flotantes (FSRUs), lo que ofrece mayor flexibilidad en el suministro de GNL.

Actualmente, la preocupación por el cambio climático y la transición energética hacia fuentes de menor emisión de carbono han añadido una nueva dimensión a la importancia del GNL.

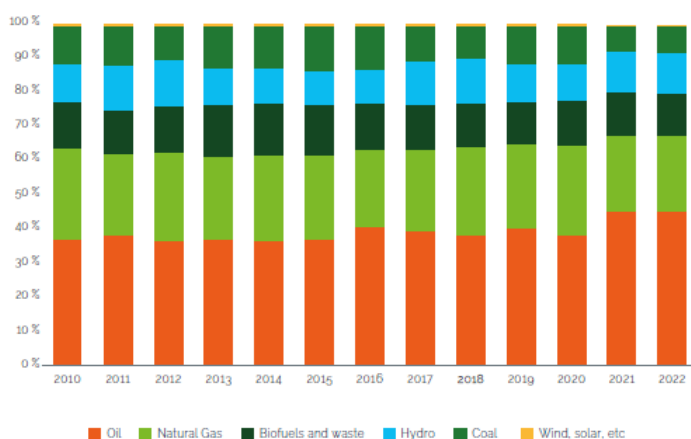
El GNL se posiciona como un combustible de transición clave debido a sus menores emisiones de Dióxido de Carbono (CO₂), material particulado (PM_{2.5}), Óxido de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂), en comparación con el carbón y el petróleo (Fuel Oil), ya que estos últimos están formados por cadenas de hidrocarburos mucho más largas y complejas con una proporción de carbono mucho mayor.

A pesar del crecimiento, la industria enfrenta desafíos como la volatilidad de los precios del gas y la necesidad de inversiones continuas en infraestructura. Sin embargo, el GNL se mantiene como un activo vital para la seguridad energética nacional y la conexión de los mercados globales, lo que garantiza su papel continuo en la matriz energética mundial.

2.2 Panorama y Antecedentes del Gas Natural en Colombia

En los últimos 13 años el 75% de la matriz de energía primaria consumida en Colombia estuvo constituida por combustibles fósiles tradicionales; petróleo con el 39%, gas natural con el 25% y carbón con 11%. El gas natural es el segundo energético más importante en la matriz de energía primaria de Colombia. Asimismo, fue el segundo energético más utilizado para la producción de energía eléctrica, después del agua, con una participación del 10% en la generación total de energía eléctrica.

Figura 2. Evolución de la matriz de energía primaria en Colombia



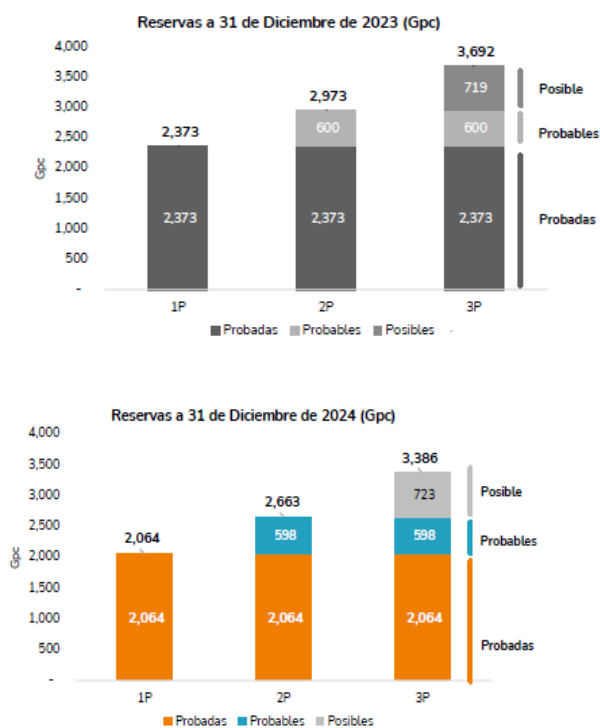
Nota: Naturgas, El Gas Natural en cifras 2024, una mirada al panorama del gas Natural.

Durante el fenómeno de El Niño 2023 – 2024 la generación de energía eléctrica con gas natural aportó hasta el 30% de la energía diaria consumida en el país; en condiciones sin fenómeno de El Niño el gas natural aporta el 10%. La mayor parte del aporte durante el fenómeno de El Niño se hizo con gas natural importado el cual aumentó un 2506% en comparación con el gas natural importado durante el año 2022. El gas natural aporta confiabilidad en la generación de energía eléctrica, especialmente durante fenómenos de El Niño y complementa la intermitencia de la generación eléctrica con fuentes solares con un aporte de 2,4% y fuentes eólicas con un aporte de 0,1%.

2.3 Reservas de Gas Natural en Colombia

El 27 de mayo de 2025 la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) publicó el informe de reservas y recursos correspondiente al año 2024, donde reveló que las reservas probadas de gas natural cerraron en 2,064 Tpc, una caída frente a los 2,373 Tpc reportados en 2023, lo que representa una disminución de 13%. Esta reducción llevó la relación reservas-producción (R/P) de 6,1 a 5,9 años.

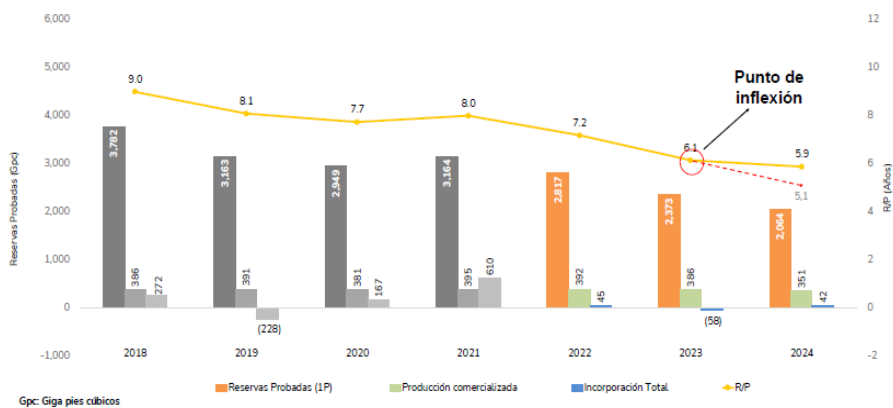
Figura 3. Comportamiento de las Reservas de Gas 2023 – 2024 (Gpc).



Nota: ANH Informe de Recursos y Reservas IRR-2024

Figura 4. Histórico de Reservas Probadas 1P, Producción e Incorporación de Gas

(Gpc)

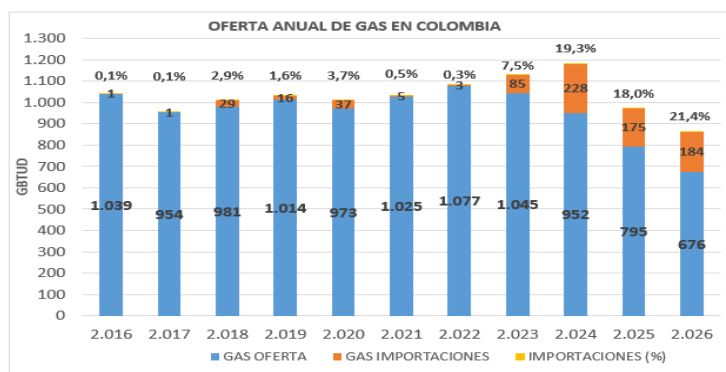


Nota: ANH Informe de Recursos y Reservas IRR-2024.

El panorama energético de Colombia atraviesa una etapa crítica de transición marcada por el descenso de las reservas probadas a 2,064 Tpc frente a una producción diaria de 0,962 Gpcd y una autosuficiencia reducida a solo 5,9 años al cierre de 2024. Si bien el informe de la ANH destaca un "punto de inflexión" positivo logrando desacelerar la caída y reactivar la incorporación de reservas de 0,042 Tpc en 2024, tras la racha negativa de 2023 con unas reservas probadas de 2,373 Tpc frente a una producción diaria de 1,058 Gpcd y una desincorporación de -0,058 Tpc, que no revierte la pérdida estructural de soberanía energética y llevando al país a depender cada vez más del gas importado. Esta situación decreta el fin de los precios bajos y presiona la seguridad del sistema eléctrico y la economía nacional, creando una brecha de abastecimiento que deberá gestionarse con altos costos mientras entran en operación los grandes hallazgos costa afuera proyectados para finales de la década.

En el último año las alarmas se disparan por el incremento de las importaciones de gas, esto en razón a la reducción de reservas. De hecho, Naturgas alertó que para 2026 esperan que las importaciones representen 26% del gas que se consume en el país y en consonancia con esa tendencia, tomando datos de la Upme, en enero de 2026 el gas importado representó 21,4% del total consumido.

Figura 5. *Oferta anual de gas en Colombia.*



Nota: UPME / Gráfico: Elaboración propia.

Ante la actual crisis por falta de nuevos hallazgos, la disminución de las reservas y el inminente desabastecimiento de gas natural en Colombia, el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40031 de 2025 adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, con base en el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 publicado por la Unidad de Planeación Minero -Energética, (UPME), mediante la Circular número 045 de 2024, en lo que respecta a los siguientes proyectos de regasificación de GNL:

2.4 Plan de Abastecimiento de Gas Natural para Colombia

Con el propósito de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento nacional y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, en concordancia con los lineamientos establecidos por los Decretos 2345 de 2015, 1073 de 2015 y 2121 de 2023, así como la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, elabora el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) en el cual se consideran los siguientes proyectos de regasificación de GNL.

2.4.1 Planta de Regasificación SPEC LNG

Ampliación de la capacidad de regasificación que en la actualidad es de 400 GBTUD a 450 GBTUD, una posterior expansión a 475 GBTUD a partir de agosto de 2025 y 533 GBTUD a partir de agosto de 2027 hasta noviembre de 2031.

2.4.2 Planta de Regasificación de La Guajira

Con conexión al punto de entrega al SNT ubicado en el nodo Ballena con capacidad de regasificación de 250 MPCD y capacidad de almacenamiento de 120 000 m³ de gas natural licuado (GNL).

El Ministerio de Minas y Energía y la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. ESP, filial del Grupo Energía Bogotá, reafirman en julio de 2025 su compromiso con el fortalecimiento de la infraestructura de gas natural del país para garantizar seguridad energética a todos los colombianos, con visión de largo plazo.

Entre las diferentes alternativas, esta es una solución de infraestructura para el abastecimiento de gas que podría operar en el año 2027 gracias a que desde Ballenas parte el gasoducto Ballena – Barrancabermeja que conecta la costa con el interior en una extensión de 578,8 km.

2.4.3 Planta de Regasificación del Pacífico

Ubicada en la Bahía de Buenaventura - Valle del Cauca con capacidad de regasificación de 400 MPCD; capacidad de almacenamiento de 170 000 m³ de gas natural licuado (GNL)

2.4.4 Planta de Regasificación Coveñas

Ubicada en la Bahía de Coveñas tendrá una capacidad entre 250 MPCD y se debe convertir el Oleoducto Central en Gasoducto Central. Entre las opciones que potencialmente podrían conectarse a la infraestructura convertida a gas, se encuentran:

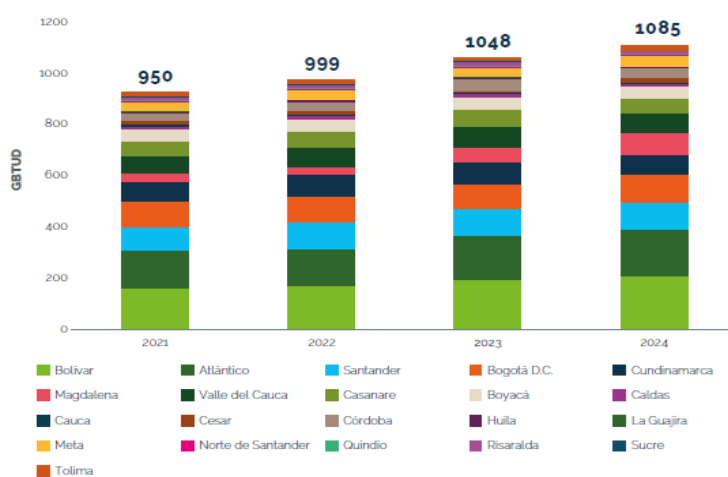
La producción local proveniente de los campos del Valle Inferior del Magdalena y de la cuenca Sinú San Jacinto,

El gas importado que se recibe en la Costa Caribe y en el futuro la producción de gas desde los campos costa afuera en el Mar Caribe.

2.5 Demanda Promedio de Gas Natural en Colombia

Durante los últimos años, la mayor demanda de gas natural se registra en los departamentos de Bolívar, Atlántico y Santander. Los altos consumos en Bolívar y Atlántico se explican por demanda del sector industrial y plantas térmicas que en 2023 y 2024 incrementaron su consumo de gas para generación de energía eléctrica por el fenómeno de El Niño. El alto consumo en Santander se explica por la demanda constante de la refinería de Barrancabermeja.

Figura 6. *Demanda promedio de gas natural en Colombia*



Nota: Tomado de NATURGAS, El Gas Natural en cifras 2024, una mirada al panorama del gas Natural.

El departamento de Norte de Santander, aunque muestra un crecimiento constante y leve en su demanda de gas natural a lo largo de los últimos años, su participación relativa en la demanda total de gas natural de Colombia es consistentemente baja en comparación con otros departamentos como Bolívar, Atlántico, Bogotá D.C. o Santander.

2.6 Situación Actual de Gas Natural en la Ciudad de Cúcuta

La situación del gas natural en Cúcuta y su área metropolitana se caracteriza por una demanda en aumento, impulsada por la expansión de las conexiones residenciales (con 6037 hogares adicionales beneficiándose de programas de conexión). Sin embargo, la oferta enfrenta desafíos significativos, principalmente debido a la inestabilidad del orden público en la región del Catatumbo, que pone en riesgo la producción local de Ecopetrol en los campos de Sardinata, Oripaya y Cerrito, el cual podría llevar a restricciones en el suministro. A esto se suma la tendencia a la baja en las reservas nacionales de gas, lo que incrementa la dependencia de las importaciones y consecuentemente, los precios. Cúcuta ya padece una de las tarifas de gas más altas del país, y la proyección de un déficit nacional para 2026 podría exacerbar esta situación, generando posibles racionamientos o mayores costos para los consumidores.

Dentro de los planes del Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40031 de 2025 en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, se tiene proyectado el diseño, construcción, montaje y puesta en operación del gasoducto para garantizar la conexión entre Cúcuta y el Magdalena Medio, entre la sección Aguachica/ San Alberto del tramo Ballena – Barrancabermeja, hasta un punto de entrega del SNT ubicado en el límite geopolítico de la ciudad de Cúcuta; con una capacidad de transporte de 8 MPCD y cuya fecha de Puesta en Operación e inicio de la prestación efectiva del servicio se espera para el primer Trimestre de 2030.

Tabla 1. *Promedios de consumo de gas natural diarios en el área metropolitana de Cúcuta 2025-1.*

PROMEDIO CONSUMOS DE GAS NATURAL POR DÍA PARA CADA MES EJECUTADO Y TOTAL PARA EL SEMESTRE I - 2025 (M3)							
MUNICIPIO	SECTOR	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
	Días	31	28	31	30	31	30
AMC	Residencial	87.045,00	100.997,00	82.529,00	89.842,00	90.456,00	96.159,00
	Comercial	13.386,00	14.206,00	11.709,00	12.865,00	12.844,00	13.857,00
	Industrial <	441,00	519,00	424,00	404,00	411,00	470,00
	Industrial >	31.224,00	39.798,00	35.947,00	34.840,00	38.002,00	33.348,00
	Oficiales	737,00	715,00	725,00	701,00	783,00	658,00
TOTAL	M3/D	132.833,00	156.235,00	131.334,00	138.652,00	142.496,00	144.492,00
	SCFD	4.690.333,23	5.516.657,85	4.637.403,54	4.895.802,12	5.031.533,76	5.102.012,52

Nota: Esta tabla muestra la información del SUI de la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios, correspondiente a la empresa Gases del Oriente ESP.

Cúcuta y su área metropolitana tienen en la actualidad una demanda promedio de gas natural de 4,9 MMSCFD entre los sectores residenciales, comerciales, oficiales e industrial, siendo este último el más afectado ya que la industria de cerámicas y el gres requieren de un volumen promedio de 4,0 MMSCFD de gas natural como combustible para sus procesos y así reducir costos operativos y mitigar la afectación al medio ambiente con el uso de combustibles más contaminantes como el Carbón, el Fueloil y el Glp.

La planta regasificadora propuesta en la presente monografía ofrece dos alternativas, como soporte energético para la ciudad de Cúcuta ya que podría suplir con un 80% de su carga el gas natural necesario para atender en su totalidad el sector industrial y a la vez funcionar de acuerdo a su capacidad de almacenamiento, como una planta para suplir picos de la demanda (peak shaving) sin equipos para la licuefacción de gas. Se estima que esta planta recibiría GNL por medio una flota de 18 cisternas con capacidad de 52 M3 c/u, lo almacenaría en tanques criogénicos con capacidad total de 500 M3 y lo regasificarían para entregarlo a los gasoductos de 4 pulgadas y de 8 pulgadas de

la empresa Gases del Oriente, cuando sea requerido y con capacidad de almacenamiento para dos días de operación.

Mientras se materializa en el 2030 la conexión de Cúcuta con el SNT, se requiere la construcción de una planta regasificadora de GNL la cual supla el déficit de los 4,0 MMSCFD de gas natural que se necesita en la actualidad y se abra la ventana para la implementación del GNV, recibiendo el producto de la terminal SPEC GNL en Cartagena o las plantas de licuefacción de Canacol en Sahagún Córdoba, de Turgas en Mariquita Tolima y de las plantas de producción de GNL que empresas privadas están proyectando construir en los estados Barinas y Apure en el occidente de Venezuela.

2.7 Condiciones Climáticas de Cúcuta

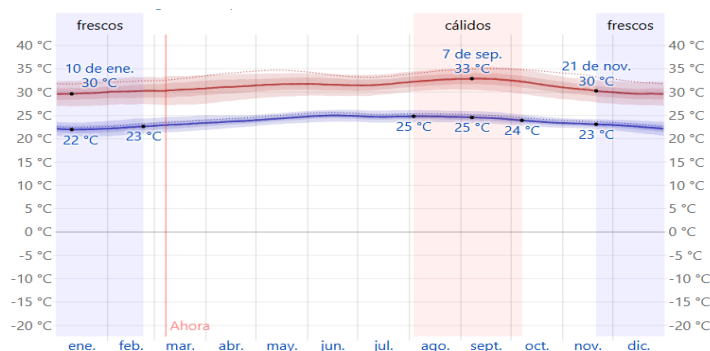
En Cúcuta, los veranos son cortos, cálidos y nublados; los inviernos son calurosos y mayormente nublados. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 22 °C a 33 °C y rara vez baja a menos de 20 °C o sube a más de 35 °C.

2.7.1 Temperatura Promedio de Cúcuta

La temporada calurosa dura 2.1 meses, del 3 de agosto al 7 de octubre, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 32°C. El mes más cálido del año en Cúcuta es agosto, con una temperatura máxima promedio de 33°C y mínima de 25°C.

La temporada fresca dura 3 meses, del 21 de noviembre al 22 de febrero, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 30°C. El mes más frío del año en Cúcuta es enero, con una temperatura mínima promedio de 22°C y máxima de 30°C.

Figura 7. Temperatura máxima y mínima en Cúcuta

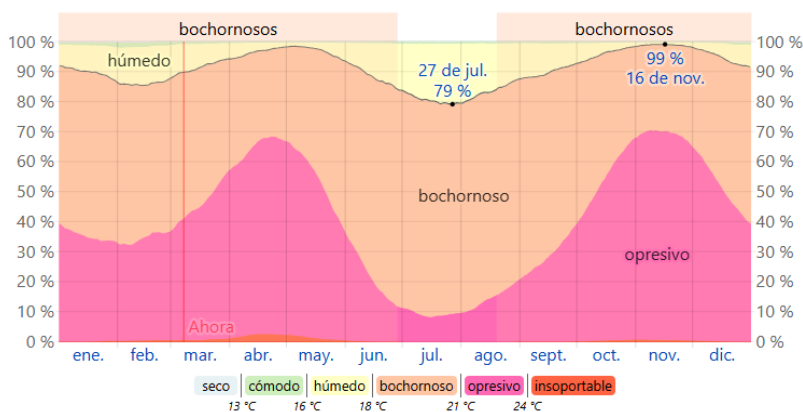


Nota: <https://es.weatherspark.com/y/25316/Clima-promedio-en-Cucucta-olombia-durante-todo-el-año>

2.7.2 Humedad Promedio en Cúcuta

En Cúcuta la humedad relativa promedio es de 75°F y varía levemente ya que el período más húmedo del año dura 10 meses, del 19 de agosto al 28 de junio, y durante ese tiempo el nivel de comodidad es bochornoso por lo menos durante el 84 % del tiempo, siendo mayo el mes con más días bochornosos y febrero el mes con menor días bochornosos.

Figura 8. *Humedad promedio de Cúcuta*



Nota: <https://es.weatherspark.com/y/25316/Clima-promedio-en-Cucucta-olombia-durante-todo-el-año>

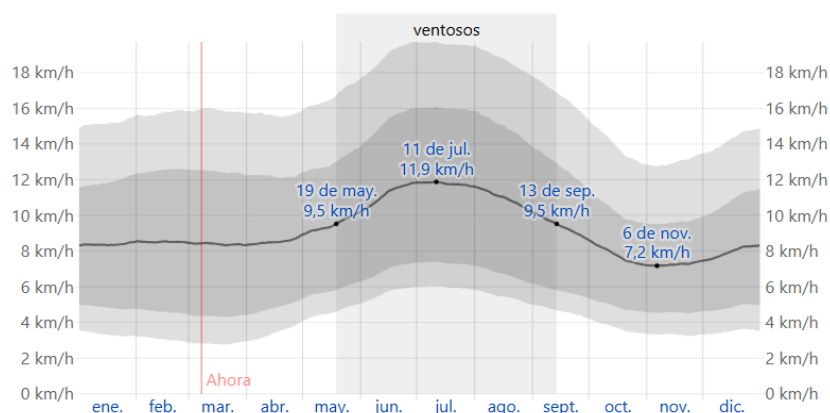
2.7.3 Velocidad Promedio del Viento en Cúcuta

La velocidad promedio del viento por hora en Cúcuta tiene variaciones estacionales leves en el transcurso del año.

El tiempo con mayor viento del año dura 3,8 meses, del 19 de mayo al 13 de septiembre, con velocidades promedio del viento de más de 9,5 kilómetros por hora. El mes con más viento del año en Cúcuta es julio, con vientos a una velocidad promedio de 11,8 kilómetros por hora.

El tiempo más calmado del año dura 8,2 meses, del 13 de septiembre al 19 de mayo. El mes más calmado del año en Cúcuta es noviembre, con vientos a una velocidad promedio de 7,3 kilómetros por hora.

Figura 9. *Velocidad promedio del viento en Cúcuta*



Nota: <https://es.weatherspark.com/y/25316/Clima-promedio-en-Cucucta-Colombia-durante-todo-el-año>

3. Marco Teórico Conceptual.

Los terminales de recepción de GNL también conocidos como instalaciones de regasificación reciben barcos de GNL, almacenan el GNL hasta que se requiere y envían metano gaseoso a la red de tuberías local. Algunos terminales, especialmente en España, India y China,

también cargan GNL en camiones para entregas a mercados satélites más pequeños que no están conectados a la red principal de tuberías.

Históricamente, los terminales fueron construidos por compradores de GNL que restringían el acceso de terceros a otros posibles importadores. Sin embargo, esto ha cambiado, especialmente en Europa, donde la legislación exige que los propietarios de terminales abran sus instalaciones a los usuarios dispuestos a pagar la tarifa de servicio especificada y se prohíbe que los propietarios posean gas procesado en sus instalaciones. Varios usuarios requieren protocolos explícitos para la programación de descarga de barcos, lo que puede generar el problema de mezclar cargamentos de GNL de diferentes especificaciones.

La mayoría de los nuevos terminales operan ahora sobre una base de peaje, proporcionando instalaciones de terminal, almacenamiento y regasificación a todas las partes dispuestas a pagar una tarifa de peaje.

Los principales componentes de una instalación de regasificación son los muelles de descarga y las instalaciones portuarias, tanques de almacenamiento de GNL, vaporizadores para convertir el GNL en fase gaseosa, y un enlace de tubería a la red de gas local. Los tanques de almacenamiento y las unidades de proceso de vaporización representan típicamente el 25% y el 35%, respectivamente, de los costos de capital de la instalación. Las características de seguridad, los muelles de descarga y la construcción general absorben el 40% restante de los costos.

En términos de tarifas de peaje, las economías de escala pueden reducir los costos de regasificación (excluyendo el costo del almacenamiento de gas) de US\$1/MMBtu para una unidad pequeña que produce 10 MMcf/d a US\$0,50/MMBtu o menos para grandes

instalaciones. El costo estimado de almacenamiento de GNL puede agregar otro US\$0,50 a US\$0,75/MMBtu.

Los muelles permiten que los barcos de GNL se conecten al terminal a través de brazos de descarga. Tradicionalmente, los muelles se ubicaban en instalaciones portuarias existentes. Sin embargo, en muchas partes del mundo, el aumento de preocupaciones sobre la seguridad y la congestión portuaria ha dado lugar a puertos de recepción de GNL y a instalaciones de regasificación independientes, más alejadas de las áreas urbanas.

Las instalaciones de regasificación convencionales basadas en tierra, el GNL descargado se almacena en grandes tanques, ya sea en superficie o semienterrados, hasta que los consumidores requieren gas. Los tanques semienterrados, que pueden estar dispuestos muy juntos, son más comunes en Japón, donde la tierra es escasa. Los tanques son difíciles y costosos de construir, requiriendo metales de grado especial y periodos de construcción de aproximadamente 36 meses. La mayoría de los tanques son de doble pared, metálicos o de concreto, con capacidades que van desde 100 000 m³ hasta un máximo de aproximadamente 210 000 m³, es decir, suficiente para recibir toda la carga de un barco de GNL. El tamaño del tanque depende del volumen y la frecuencia de las entregas esperadas, así como de la tasa y el volumen de la demanda de gas del mercado.

La mayoría de los tanques tienen un techo abovedado hecho de aluminio o acero que sostiene una cubierta aislante suspendida, ya que el control de la evaporación a bordo es importante para reducir las pérdidas de GNL.

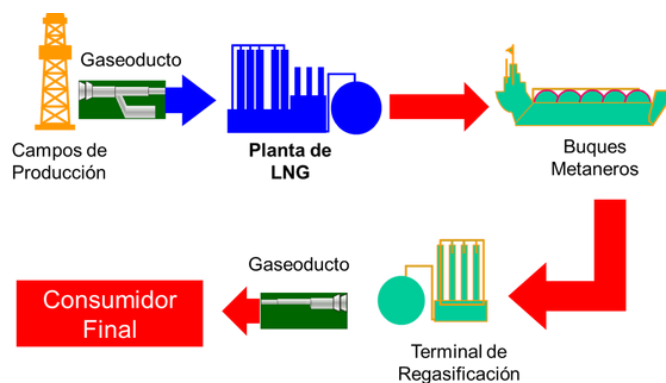
Un componente importante del costo de capital de los terminales de recepción es el equipo de proceso de los vaporizadores. Los vaporizadores calientan el GNL de -161,5°C a más de 5°C, convirtiendo el metano de fase líquida a gaseosa. Conceptualmente, los vaporizadores

son unidades relativamente simples en las que el GNL se bombea a través de intercambiadores de calor tubulares o panelados, permitiendo que la temperatura aumente. El contacto con agua de mar en climas cálidos o agua calentada en climas más fríos mantiene los intercambiadores de calor calientes. Grandes volúmenes de agua de mar se mantienen en circulación para evitar la acumulación de hielo en los paneles. Si el agua debe calentarse, los costos aumentan, ya que el 1,5% al 3% de la energía de entrada se utiliza para alimentar el sistema de calentamiento de agua. Así como la evaporación de los barcos de GNL proporciona combustible para la propulsión, la evaporación de los tanques de almacenamiento del terminal de regasificación puede utilizarse como combustible para los vaporizadores y las bombas. El agua caliente también puede ser obtenida de plantas de energía vecinas, aprovechando su subproducto de desecho, si está disponible.

3.1 Cadena de Valor del GNL

La cadena de valor del GNL es el conjunto de etapas por las que pasa dicho hidrocarburo desde que se encuentra en el yacimiento hasta que llega al consumidor final.

Figura 10. *Cadena de valor del GNL*



Nota: www.ssecoconsulting.com/exportacioacuten-lng-desde-melchorita.html gas natural.

La cadena de valor del Gas Natural Licuado (GNL) incluye las siguientes etapas clave:

3.1.1 Exploración y Producción

Consiste en la exploración para hallar gas natural en la corteza terrestre y su posterior producción para llevarlo a la planta de licuefacción.

3.1.2 Licuefacción

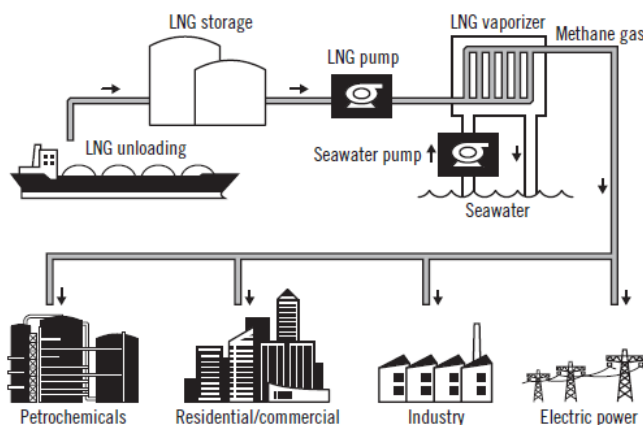
En esta etapa, el gas natural se convierte en líquido (GNL) y se almacena en tanques especiales para facilitar su transporte por barco, tren o cisterna. Este proceso implica enfriar el gas tratado hasta aproximadamente (-161°C) que es la temperatura a la cual el metano se convierte en líquido. La licuefacción reduce el volumen del gas en unas 600 veces, haciéndolo más económico para el transporte intercontinental en embarcaciones especializadas. Antes de la licuefacción, se eliminan del gas natural otros materiales y componentes como helio, azufre, dióxido de carbono, mercurio, agua e hidrocarburos pesados para evitar problemas durante el proceso de licuefacción y en la combustión del gas.

3.1.3 Transporte

El GNL se transporta en embarcaciones especiales conocidas como buques metaneros. Estos medios de transporte tienen doble casco y están diseñados y aislados para prevenir fugas. El GNL se mantiene a presión atmosférica y a temperaturas inferiores a los (-161°C) en un sistema especial dentro del casco interior del barco, tren o cisterna.

3.1.4 Almacenamiento y Regasificación

Figura 11. *Componentes de una terminal de regasificación y distribución de GNL.*



Nota: Chapter 2, Transport and Storage. Penn Well Retrieved from app.knovel.com

Al llegar a la terminal de regasificación, el GNL se bombea desde el buque a tanques de almacenamiento. En esta terminal, el GNL se calienta para convertirlo de nuevo a su fase gaseosa. Una vez vaporizado, el gas se regula a presión y se inyecta en los gasoductos para su distribución a los centros de consumo. La regasificación se puede realizar en plantas en tierra o en buques regasificadores, que pueden atender picos de demanda estacional.

La industria del GNL se caracteriza por una compleja cadena de valor que abarca desde la extracción del gas natural hasta su consumo final.

4. Tipos de Vaporizadores de GNL.

El vaporizador de GNL es un intercambiador de calor que transforma el GNL de estado líquido a estado gaseoso por medio de un aporte de calor, para ser enviado a red nacional de transporte, listo para su consumo. La regasificación se realiza a alta presión (entre 70 y 80 bar aproximadamente), debido a que, si se desea inyectar a la red, cuya

presión es elevada, es fácil ver que es más sencillo elevarle la presión a un líquido que a un gas, esto hablando en términos de energía.

En la actualidad, se usan varias fuentes de energía, como suministro para vaporizar el GNL, estas son:

Agua de mar a temperatura ambiente.

Combustión de una porción de gas natural.

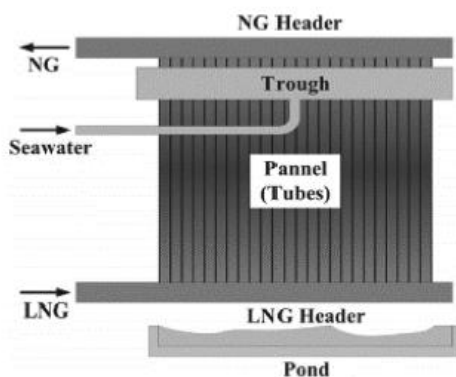
BOG obtenido de la operación del mismo terminal.

Aire a condiciones ambientales.

En cuanto a las tecnologías de vaporización de GNL las más utilizadas son:

4.1 Vaporizador de Tablero Abierto (Open Rack Vaporizer ORV):

Figura 12. Vaporizador de tablero abierto (ORV).



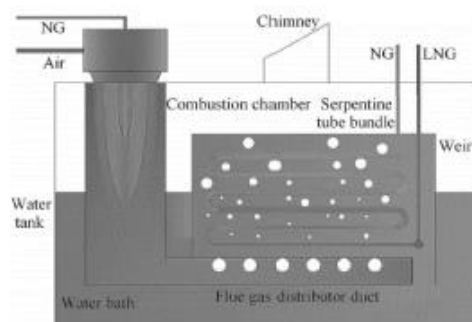
Nota: Tomado de Chapter Transbaltica XII: Transportation Science and technology, Springer 2022.

Este está construido por paneles verticales de tubos aleteados, fabricados de aleaciones de aluminio, por donde en su interior, entra el GNL en fase líquida, de abajo hacia arriba, calentado a lo largo de su recorrido por una cortina de agua de mar. Esta agua, es de especial manejo, ya

que primero, el vaporizador debe ser diseñado para que la caída de temperatura sea de 5°C aproximadamente (este valor viene dado generalmente por regulaciones ambientales) y segundo el agua debe tener tratamiento químico para evitar incrustaciones y posible crecimiento marino dentro de los tubos. También se debe considerar, las condiciones de descarga del agua de mar, ya que puede causar ambientalmente impactos negativos. Para mitigar esto, el agua de descarga, es calentada con un fluido intermedio antes de ser enviada de nuevo al mar. Estos vaporizadores generalmente son más costosos y requieren mayor área superficial de trabajo, comparado con las otras tecnologías, pero son de fácil mantenimiento y operación, y pueden manejar capacidades altas.

4.2 Vaporizador de Combustión Sumergida (Submerged Combustion Vaporizer SCV):

Figura 13. Vaporizador de Combustión Sumergida (SCV).



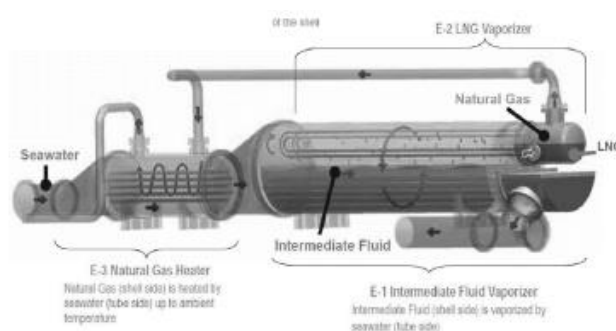
Nota: Tomado de Chapter Transbaltica XII: Transportation Science and technology, Springer 2022.

En este vaporizador, el GNL va dentro de tubos de acero inoxidable, sumergidos en un baño de agua calentada por la combustión de gas natural. El consumo de gas es significativo, lo que aumenta los costos de operación, estando por el orden de 1,3% a

1,8% del total del gas vaporizado. Tiene ventajas como es: el fácil arranque y cierre de operación, no tiene descargas de agua, alta eficiencia térmica (reduce espacio requerido de transferencia de calor), pero posee desventajas como el aporte de emisiones de gases de combustión y sistemas de control mucho más complejos comparado con el ORV.

4.3 Vaporizador de Carcasa y Tubo (Shell and Tube Vaporizer STV) / (WBV):

Figura 14. Vaporizador de carcasa y tubos (STV).



Nota: Tomado de Chapter Transbaltica XII: Transportation Science and technology, Springer 2022.

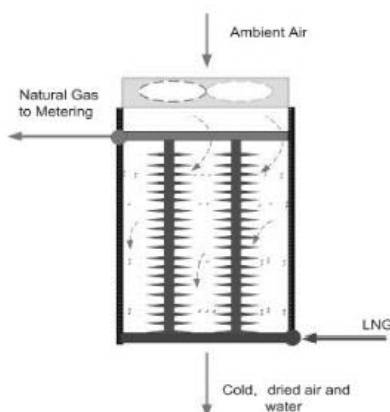
También conocido como Vaporizador de Fluido Intermedio (IFV) es un vaporizador de carcasa y tubos que utiliza un fluido intermedio que circula por la fuerza gravitacional del sistema. El fluido intermedio se evapora mediante una fuente de calor en el evaporador y luego se envía para transferir calor al GNL.

Este vaporizador requiere de una fuente externa de calor. El calor es suministrado en un circuito cerrado, por un medio de transferencia de calor. Típicamente se usa una mezcla de agua/glicol, que es calentado en un calentador típico. Tiene desventajas tales como: el flujo de GNL a vaporizar debe ser constante, alto costos en materiales de construcción y bajo rango de aplicabilidad, ya que se utiliza cuando hay fuentes alternativas de calor disponibles. Dentro de las

ventajas se encuentra el bajo espacio que ocupa, ya que es compacto y las emisiones al aire por parte del calentador, son mucho menores y controlables comparadas con el SCV.

4.4 Vaporizador de Aire del Ambiente (Ambient Air Vaporizer AAV):

Figura 15. Vaporizador de Aire del Ambiente (AAV).



Nota: Tomado de Chapter Transbaltica XII: Transportation Science and technology, Springer 2022.

Estos vaporizadores utilizan aire como fuente de calor para vaporizar el GNL, son de tiro inducido o tiro forzado y al mismo tiempo pueden ser vaporizadores de aire directo o de aire indirecto. Donde más se utilizan, es donde la temperatura del medio ambiente es relativamente alta. Poseen ventajas sobre los demás vaporizadores en cuanto a que son los más ambientalmente amigables, pero requiere de cantidades extensas de áreas, además que presenta problemas de formación de hielo, lo que hace perder tiempo en el descongelamiento y también presenta problemas de formación de niebla, interfiriendo en la visibilidad, afectando la operación.

En general, la selección del sistema de vaporización depende ampliamente de: las condiciones ambientales, las limitaciones por regulaciones, consideraciones operativas,

localización, análisis económicos y las condiciones finales de distintos tipos de emisiones, tales como los gases de combustión en el caso del SCV o la temperatura de descarga del agua de mar en el ORV.

En el mundo, los vaporizadores más utilizados son los de tablero abierto (ORV), seguido de los vaporizadores de combustión sumergida (SCV) en el orden de 70% y 20 % respectivamente, el 10% restante de los vaporizadores se reparten entre las demás tecnologías. Esto muestra que la tecnología más adaptable, de acuerdo a la aplicación, para regasificar GNL es el uso de ORV.

5. Visión General del Proceso de Regasificación de GNL

La regasificación, también conocida como vaporización, constituye la etapa final crucial en la cadena de suministro de GNL. Este proceso implica la conversión del gas natural licuado, que se mantiene a temperaturas criogénicas extremadamente bajas (aproximadamente -162°C o -260°F), de nuevo a su estado gaseoso. Esta transformación es indispensable para que el gas pueda ser utilizado en diversas aplicaciones, como el residencial, industrial, comercial, la calefacción, generación de electricidad y como combustible para vehículos.

El núcleo del proceso de regasificación radica en calentar el GNL por encima de su punto de ebullición. El calor necesario para esta vaporización puede obtenerse de una variedad de medios, siendo los más comunes el aire ambiente, el agua de mar o el calor residual industrial. Una vez vaporizado, el gas natural se presuriza típicamente para cumplir con los requisitos de las redes de gasoductos y se distribuye posteriormente a los usuarios finales.

Para las aplicaciones a pequeña escala, el concepto de "gasoducto virtual" está ganando cada vez más relevancia. Este enfoque implica el transporte de GNL mediante cisternas, trenes o

buques más pequeños a diversas ubicaciones, a menudo remotas, donde se regasifica cerca del punto de consumo. Esta estrategia es fundamental para ampliar el acceso a energía limpia en áreas no conectadas a las redes de gasoductos tradicionales. El énfasis en la construcción modular y las soluciones paquetizadas en el contexto del GNL a pequeña escala aborda directamente el desafío de lograr la viabilidad económica a pesar de la inherente "falta de economías de escala". Este enfoque reduce significativamente la inversión inicial, minimiza los requisitos de ingeniería civil y acelera los plazos de instalación, haciendo así que los proyectos a pequeña escala sean más atractivos y rentables. Al estandarizar y modularizar, las empresas pueden reducir los costos de diseño y fabricación, acortar los plazos de los proyectos y permitir un retorno de la inversión más rápido, lo que convierte al GNL a pequeña escala en una solución más viable comercialmente y de despliegue rápido.

6. Definición y Contexto del GNL a Pequeña Escala

El gas natural licuado (GNL) a pequeña escala se refiere a cadenas de valor de gas natural, o partes de ellas, que procesan volúmenes inferiores a 500 000 toneladas por año (Tpa), en marcado contraste con las instalaciones convencionales que pueden manejar hasta 11 millones de Tpa. Los buques utilizados para aplicaciones a pequeña escala suelen tener capacidades inferiores a 30 000 m³. Este segmento del mercado está experimentando un crecimiento acelerado, impulsado por la necesidad imperante de suministrar gas natural a ubicaciones fuera de la red, complementar el suministro por gasoductos durante los picos de demanda o para respaldo de emergencia, y ofrecer un

combustible de transporte alternativo más limpio para vehículos pesados, embarcaciones marinas y locomotoras ferroviarias.

Las soluciones de GNL a pequeña escala ofrecen beneficios intrínsecos que incluyen la reducción de los gastos de capital (CAPEX) y los gastos operativos (OPEX) en comparación con las instalaciones a gran escala, una menor complejidad, requisitos mínimos de ingeniería civil y tiempos de instalación más rápidos, en gran parte facilitados por la construcción modular. Además, el gas natural, al ser el combustible fósil de combustión más limpia, proporciona ventajas ambientales significativas. La creciente demanda global de energía más limpia, junto con la necesidad estratégica de independencia y seguridad energética en áreas remotas o fuera de la red, es el motor fundamental detrás del crecimiento acelerado del mercado de GNL a pequeña escala. La expansión proyectada de este mercado a 131,79 mil millones de USD para 2030, con una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) del 14,1%, subraya una necesidad sustancial y sostenida de infraestructura de regasificación a pequeña escala que sea adaptable y rentable. Esta dinámica de mercado subyacente influye directamente en los criterios de diseño y selección de las tecnologías de regasificación, favoreciendo soluciones que sean modulares, adaptables y económicamente viables para caudales más pequeños.

6.1 Tecnologías Primarias Para la Regasificación de GNL a Pequeña Escala

Las tecnologías primarias para la regasificación de GNL a pequeña escala se centran en los vaporizadores ambientales, que aprovechan el calor del aire o el agua para devolver el GNL a su estado gaseoso. El proceso implica bombear el GNL líquido hasta los vaporizadores, que pueden ser de tipo AAV (aire ambiente), SCV (combustión sumergida) y WBV/STV (Baño de mezcla agua - glicol / carcasa y tubos), donde el calor latente lo convierte en gas natural y lo entrega a la red de distribución.

6.1.1 Vaporizadores de Aire Ambiente (AAV)

Figura 16. Vaporizadores de Aire Ambiente (AAV)



Nota: www.chartLNG.com Regasificatio Station Drop And Go Regas (DAGR) for Liquefied natural gas. 2018.

Principios de Funcionamiento

Los Vaporizadores de Aire Ambiente (AAV) son un tipo de intercambiador de calor diseñado para vaporizar gas licuado aprovechando el calor natural disponible del aire circundante. El GNL criogénico fluye a través de una serie de tubos interconectados, que suelen estar equipados con aletas de aluminio. Estas aletas aumentan significativamente la superficie, maximizando la transferencia de calor por convección del aire ambiente al GNL frío.

Los AAV de tiro natural dependen únicamente de la convección natural para la circulación del aire. En contraste, los Vaporizadores de Aire Ambiente de Tiro Forzado (FDAV), o vaporizadores asistidos por ventilador, incorporan grandes ventiladores para empujar activamente volúmenes masivos de aire ambiente a través de las superficies de intercambio de calor. Esta convección forzada mejora el flujo de aire y aumenta

significativamente la eficiencia de la transferencia de calor, especialmente en condiciones donde el viento natural es insuficiente.

Requisitos Técnicos

Los conductos de fluidos dentro de los AAV se construyen con materiales como aluminio o acero inoxidable, seleccionados por su compatibilidad criogénica y propiedades de transferencia de calor. Los diseños de los vaporizadores deben cumplir con los códigos industriales relevantes, como el Código ASME de Calderas y Recipientes a Presión, y deben estar diseñados para soportar condiciones ambientales, incluidas cargas de viento elevadas (por ejemplo, 100 mph) y actividad sísmica.

Una característica de diseño crítica para los AAV es el espaciado entre los elementos de transferencia de calor (aletas). A menudo se emplea un espaciado "extra ancho" para mitigar la acumulación de hielo, que de otro modo podría reducir la superficie efectiva de transferencia de calor e impedir el flujo de aire. Las versiones de tiro forzado suelen estar encerradas y cuentan con un ventilador invertido en la parte superior para optimizar el flujo descendente de aire fresco, aumentando así la capacidad de regasificación. Los AAV están disponibles para diversos requisitos de presión, categorizados como aplicaciones de baja presión (que no exceden los 40 Barg) y alta presión (igual o superior a 40 Barg).

Condiciones de Operación

El rendimiento de los AAV depende en gran medida de una multitud de condiciones ambientales, incluyendo el caudal de GNL, el ciclo de trabajo, la temperatura del aire ambiente, la humedad relativa, la duración de los períodos de congelación, la altitud, la velocidad del viento y la radiación solar. Las clasificaciones de rendimiento estándar se basan comúnmente en condiciones ambientales medias, como 21°C (70°F) y 70% de humedad relativa.

A pesar de su sensibilidad al frío, los AAV pueden operar eficazmente a bajas temperaturas ambiente (por ejemplo, -13°C), aunque tales condiciones pueden requerir sistemas de calefacción suplementarios o asistencia de ventiladores para mantener el rendimiento. Una consideración operativa significativa para los AAV es la limitación impuesta por la formación de hielo. Para una operación continua, un solo AAV tiene un tiempo máximo de operación de aproximadamente 5 horas y 15 minutos antes de requerir un cambio para descongelación. Esto exige el uso de múltiples unidades AAV en paralelo para asegurar un suministro de gas ininterrumpido. La temperatura de salida del gas natural regasificado se controla con precisión para cumplir con las especificaciones del gasoducto que para Colombia según la CREG debe estar entre $4,5^{\circ}\text{C}$ (40°F) y 49°C (120°F).

Aplicaciones Típicas

Los AAV son la opción más adecuada para instalaciones de bajo volumen y tienen un historial probado en terminales de GNL a pequeña escala durante muchos años. Se utilizan ampliamente para transformar GNL en gas natural para combustible industrial o generación de energía. Las aplicaciones comunes incluyen estaciones de clientes, redes de distribución y sistemas de respaldo de plantas. También se emplean para la acumulación de presión dentro de los tanques de almacenamiento de GNL y para el suministro de gas natural a áreas remotas que carecen de conectividad de gasoductos.

6.1.2 Vaporizadores de Combustión Sumergida (SCV)

Figura 17. *Vaporizadores de Combustión Sumergida (SCV)*



Nota: Tomado de www.chartLNG.com Regasification Station Drop and Go Regas (DAGR) for Liquefied natural gas. 2018.

Principios de Funcionamiento

Los Vaporizadores de Combustión Sumergida (SCV) son un tipo de vaporizador de GNL que aprovecha el calor de la combustión, típicamente derivado de una porción del gas natural (GN) producido o del gas de evaporación (BOG), para vaporizar el GNL. Estas unidades funcionan como intercambiadores de calor de fuego indirecto, alojados dentro de un único recipiente. Los productos de combustión calientes de un quemador se descargan directamente en un baño de agua, donde transfieren calor al agua. Esta agua calentada actúa luego como medio para calentar y vaporizar suavemente el GNL que fluye a través de un serpentín de tubos sumergido dentro del baño.

Requisitos Técnicos

Los SCV suelen comprender dos grupos distintos de tubos sumergidos en un baño de agua tibia. Las cámaras de combustión generalmente se ubican por encima del nivel del líquido del baño de agua, con un sistema de escape sumergido especializado para liberar los gases de combustión calientes directamente en el agua. La temperatura del baño de agua es un parámetro operativo clave, influenciado por factores como la temperatura de entrada del GNL, el caudal másico del GNL y el grado de resistencia a la suciedad de los tubos. Las temperaturas típicas del

baño de agua oscilan entre 15°C y 52°C. Debido a la saturación del baño de agua con dióxido de carbono del proceso de combustión, es necesaria una cuidadosa selección de materiales y un tratamiento adecuado del agua para prevenir la corrosión. Los quemadores SCV pueden diseñarse específicamente para quemar eficientemente el gas de evaporación (BOG) a baja presión, lo que contribuye a la gestión del BOG y reduce el desperdicio.

Condiciones de Operación

Los SCV son muy valorados por su estructura compacta y sus rápidas capacidades de arranque. Facilitan operaciones rápidas de arranque y apagado, ofreciendo una flexibilidad operativa significativa. Estas unidades son versátiles, capaces de operar continuamente para aplicaciones de carga base o de uso intermitente para la reducción de picos. Los SCV alcanzan altas eficiencias térmicas, promediando más del 99% para carga base y aproximadamente el 93% para aplicaciones de reducción de picos. En términos de capacidad, los SCV de carga base pueden vaporizar hasta 200 toneladas por hora (t/h) de GNL, mientras que las unidades de reducción de picos suelen oscilar entre 10 y 100 millones de pies cúbicos estándar por día (MM SCFD).

Aplicaciones Típicas

Los SCV se emplean ampliamente en terminales de recepción de GNL en todo el mundo. Son una solución robusta tanto para terminales de importación de carga base como para instalaciones de reducción de picos. A menudo se utilizan para proporcionar combustible de respaldo para la generación de energía. Son particularmente adecuados para ubicaciones donde el acceso a grandes volúmenes de agua de mar adecuada es una limitación. Para cálculos económicos los evaporadores de SVC presentan un consumo

elevado y constante de gas combustible, ya que típicamente utilizan en promedio 1,5% del gas vaporizado como combustible para el quemador.

6.1.3 Vaporizadores de Baño de Agua (WBV) / (STV)

Figura 18. Vaporizadores de Baño de Agua de Calentamiento Indirecto (IFWB)



Nota: www.chartindustries.com. Product, Data Sheet 8.0 Indirect Fired Water Bath IFWB Vaporizers 2022.

Principios de Funcionamiento

Los Vaporizadores de Baño de Agua (WBV) son un tipo especializado de intercambiador de calor de serpentín donde un haz de tubos que transporta GNL está completamente sumergido dentro de un baño de agua. El baño de agua se calienta indirectamente, a menudo mediante gases de combustión calientes que fluyen a través de un tubo de fuego sumergido (en el caso de los IFWB) o mediante inyección directa de vapor a través de lanzas de vapor. El calor se transfiere del medio de calentamiento al agua del baño, y luego el agua transfiere suavemente el calor al GNL que fluye dentro de los tubos, provocando su vaporización. Algunos sistemas utilizan un fluido intermedio (como propano o una mezcla de agua/glicol con relación 50/50 a una temperatura controlada de 20°C a 30°C) para transferir el calor desde una fuente externa (como agua de mar o gases de escape de turbinas) al GNL, lo que se conoce como Vaporizadores de

Fluido Intermedio (IFV). Las regasificadoras de GNL tipo WBV requieren un mayor diámetro en la tubería de salida porque el gas natural licuado se expande unas 600 veces al pasar de estado líquido a gaseoso y al aumentar el diámetro de salida se reduce la velocidad del gas, disminuyendo las caídas de presión y el riesgo de congelamiento en la línea.

Requisitos Técnicos

Los WBV pueden procesar hasta tres corrientes diferentes de gases licuados en una sola unidad. El diseño del haz de tubos enrollados minimiza la tensión del material y permite cambios rápidos de carga y temperatura. Los haces de tubos suelen ser extraíbles para facilitar la limpieza e inspección. Para los IFWB, las unidades vienen con un tren de combustible completo, quemador(es), soplador(es), haz de tubos con sello de código ASME, carcasa del baño de agua y controles. Las características incluyen un interruptor y válvula de nivel de agua de llenado automático, un gabinete eléctrico NEMA 4 y un tren de gas. Las opciones de materiales para el serpentín incluyen Hastelloy, Monel, Duplex o Titanio para aplicaciones específicas.

Condiciones de Operación

Los WBV operan en un rango de carga de aproximadamente 500 Nm³/h a 195 000 Nm³/h. La temperatura del agua del baño se controla para mantener la eficiencia de la vaporización. La circulación del agua se logra mediante flotabilidad y gravedad, lo que permite que el sistema pase de cero a plena capacidad en dos minutos. Los IFWB pueden pasar de un arranque en frío a plena capacidad en diez minutos o instantáneamente si se mantienen en modo de espera. Los vaporizadores de gran capacidad tienen caudales

nominales de hasta 6 000 MSCFH (O₂, N₂ o GNL) en modelos estándar, con modelos de mayor capacidad disponibles como construcciones personalizadas.

Aplicaciones Típicas

Los IFWB se utilizan típicamente en ubicaciones de GNL satelitales y/o de reducción de picos, instalaciones de suministro de gas a granel de oxígeno, nitrógeno, argón o CO₂, y grandes sistemas de respaldo de plantas de nitrógeno/oxígeno. También se utilizan en FSRU (Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación) y para la recuperación de energía criogénica en diversas aplicaciones.

7. Propiedades del Gas Natural a Utilizar en la Planta Regasificadora a Pequeña Escala.

Para el análisis comparativo de tecnologías de regasificación de GNL, utilizaremos el gas natural de las siguientes características, teniendo en cuenta que la densidad promedio del GNL es de 450 Kg/m³.

Tabla 2. *Análisis cromatográfico del gas Natural.*

Componente	Fórmula	Porcentaje
Metano	CH ₄	98,9953
Nitrógeno	N ₂	0,5422
Dióxido de carbono	CO ₂	0,1292
Etano	C ₂ H ₆	0,2361
Propano	C ₃ H ₈	0,0377
i-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0217
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0,0057
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0069
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,0012

Hexano (+)	C6H14	0,024
TOTAL		100
Propiedad	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Gravedad Específica Real	0,5609	0,5609
Poder Calorífico Bruto	8954,2936 kcal/m ³	1006,18 Btu/ft ³
Densidad del Gas	0,683876 kg/m ³	0,0426929 lb/ft ³
Índice de Wobbe	11956,0262 kcal/m ³	1343,48 Btu/ft ³

Nota: Esta tabla muestra los componentes y propiedades del gas natural a utilizar en el proceso de regasificación de esta monografía.

La característica principal es su altísimo contenido de Metano (CH₄), que alcanza un 98,9953%. Esto lo clasifica como un "gas pobre" o "gas seco", ya que tiene una presencia muy baja de hidrocarburos pesados. A pesar de ser un gas pobre, presenta un Poder Calorífico Bruto de 1006,18 Btu/ft³ (o 8954,2936 kcal/m³).

El gas contiene un total de 0,6714% de gases inertes, compuestos por Nitrógeno (N₂): 0,5422%, Dióxido de Carbono (CO₂): 0,1292% y el contenido de etano y componentes más pesados (C₂+) es extremadamente bajo, sumando solo un 0,3335% del total. Gravedad y Densidad: Presenta una Gravedad Específica Real de 0,5609 y una Densidad de Gas de 0,683876 kg/m³ (en condiciones base).

El gas es un candidato ideal para la licuefacción. Su altísimo contenido de metano (98,9953%) y su bajo contenido de hidrocarburos pesados (Etano, Propano, Butanos) son muy deseables. Esto significa que se requiere un mínimo tratamiento (fraccionamiento) para eliminar los pesados, los cuales podrían congelarse y obstruir los intercambiadores de calor criogénicos en la planta de GNL.

Tabla 3. *Contenido máximo de inertes para la licuefacción del gas natural.*

Componente	Requisito para Licuefacción
H ₂ S	<4 ppm
CO ₂	<50 ppm
Mercurio	<10 ng/Nm ³ (típico)
Agua (H ₂ O)	<0,1 ppm
Nitrógeno (N ₂)	≤1% - 1.5% (mol)

Nota: Esta tabla muestra las concentraciones máximas de los componentes inertes que se pueden manejar en la licuefacción del gas natural.

El gas no puede ser licuado directamente debido a su contenido de CO₂. El Dióxido de Carbono (CO₂), presente en un 0,1292% (o 1292 ppm), se congelaría a las temperaturas criogénicas del proceso (aprox.-160°C), causando obstrucciones graves. Por lo tanto, el gas requeriría obligatoriamente pasar por una unidad de "endulzamiento" (como una planta de aminas) para reducir el CO₂ a niveles mínimos (usualmente < 50 ppm) antes de entrar al tren de licuefacción.

El contenido de Nitrógeno (N₂) de 0,5422% (5422 ppm) es relativamente bajo ya, que el valor máximo a manejar en el proceso de licuefacción es 1%. Aunque el nitrógeno no se congela, reduce la eficiencia energética del proceso, pero este nivel es generalmente aceptable o puede ser manejado en la planta de licuefacción.

8. Desempeño Energético de las Tecnologías de Vaporización a Pequeña Escala.

El desempeño energético de las tecnologías de vaporización de GNL a pequeña escala presenta un claro compromiso entre costos operativos (consumo de recursos) y costos de capital (complejidad y huella de instalación). Los vaporizadores de aire ambiente (AAV) tienen un costo

energético casi nulo, pero dependen del clima, mientras que los vaporizadores de combustión (SCV y WBV) garantizan fiabilidad a costa de un consumo constante de combustible.

8.1 Desempeño Energético del Vaporizador de Aire Ambiente (AAV)

Los AAV utilizan el calor natural del aire para vaporizar el GNL mediante tubos aleteados, que operan por convección natural o forzada por medio de ventiladores.

Eficiencia Energética

La eficiencia del proceso de transferencia de calor es alta, pero el concepto clave es que la fuente de energía (aire ambiente) es gratuita. La eficiencia real del sistema depende de las condiciones climáticas.

Consumo de Recursos

Combustible: Cero. No hay combustión.

Electricidad: Consumo muy bajo o nulo en modelos de convección natural. Consumo moderado en modelos de tiro forzado para alimentar los ventiladores.

Recurso Clave: Espacio, ya que requieren una huella de instalación grande para maximizar la superficie de contacto con el aire.

Ventajas y Limitaciones

Ventajas: Costo operativo (OPEX) prácticamente nulo, cero emisiones directas de carbono, alta fiabilidad y mantenimiento sencillo.

Limitaciones: Rendimiento variable dependiente de la temperatura ambiente y la humedad, formación de hielo en las aletas, lo que requiere bancos de vaporizadores alternos (uno operando, otro descongelando) para servicio continuo y gran huella de instalación (alto CAPEX relativo por área).

8.2 Desempeño Energético del Vaporizador de Combustión Sumergida (SCV)

Los SCV calientan un baño de agua burbujeando gases de combustión calientes directamente en él. El GNL se vaporiza al pasar por serpentines sumergidos en esa agua caliente.

Eficiencia Energética

Tienen la eficiencia térmica más alta entre los vaporizadores de combustión ($\eta > 98\%$). Esto se debe a que el contacto directo de los gases de escape con el agua recupera casi todo el calor sensible y latente del combustible.

Consumo de Recursos

Combustible: Consumo elevado y constante, ya que típicamente consume entre 1,3% y 1,8% del gas vaporizado como combustible para el quemador.

Electricidad: Consumo moderado para el soplador de aire del quemador y los controles.

Agua: Requiere reposición de agua por evaporación.

Ventajas y Limitaciones

Ventajas: Huella de instalación muy compacta, respuesta de arranque extremadamente rápida (ideal para picos de demanda) y rendimiento independiente de las condiciones climáticas.

Limitaciones: Costo operativo (OPEX) más alto debido al consumo intensivo de combustible, genera emisiones atmosféricas (NO_x, CO₂), requiere mantenimiento del quemador y consumo constante de agua tratada para la generación de vapor.

8.3 Desempeño Energético del Vaporizador de Baño de Agua (WBV) / Carcasa y Tubo (STV)

Este sistema utiliza un intercambiador de calor de carcasa y tubo donde el GNL fluye por los tubos. Se calienta mediante un fluido intermedio (como agua-glicol) que circula en un circuito cerrado, calentado a su vez por una caldera o calentador externo.

Eficiencia Energética

La eficiencia global del sistema está determinada por la eficiencia de la caldera externa, que suele ser inferior a la del SCV ($\eta \approx 85\% - 95\%$) ya que hay pérdidas de calor en la chimenea de la caldera y en las tuberías del circuito intermedio.

Consumo de Recursos

Combustible: Consumo elevado, similar o ligeramente superior al SCV para realizar el mismo trabajo de vaporización, debido a la menor eficiencia del sistema global, ya que típicamente consume entre 1,5% y 2,3% del gas vaporizado como combustible para el quemador.

Electricidad: Consumo moderado para las bombas de recirculación del fluido intermedio y los controles de la caldera.

Ventajas y Limitaciones

Ventajas: Diseño robusto y muy fiable. Excelente control de la temperatura de salida del gas. Mayor seguridad intrínseca al separar físicamente la fuente de combustión (caldera) del proceso criogénico (GNL).

Limitaciones: Costo operativo (OPEX) alto por consumo de combustible. Genera emisiones en la caldera. Mayor complejidad y costo de capital (CAPEX) que un AAV debido al circuito de calentamiento adicional.

8.4 Cuadro Comparativo del Desempeño Energético de las Tecnologías de Vaporización de GNL a Pequeña Escala

Tabla 4. *Cuadro comparativo del desempeño energético y recursos.*

Característica	Vaporizador de Aire Ambiente	Vaporizador de Combustión	Vaporizador de Baño de Agua (WBV/STV)
----------------	------------------------------	---------------------------	---------------------------------------

	(AAV)	Sumergida (SCV)	
Fuente de Energía Primaria	Aire ambiente (gratuito)	Gas natural (combustible)	Gas natural (combustible)
Consumo de Combustible	Nulo	Alto (~1,3% - 1,8% del flujo)	Alto (~1,5% - 2,3% del flujo)
Eficiencia Térmica	No aplica (fuente gratuita)	Muy Alta ($\eta > 98\%$)	Alta ($\eta \approx 85\% - 95\%$)
Costo Operativo (OPEX)	Muy Bajo	Muy Alto	Alto
Impacto Ambiental	Nulo (cero emisiones)	Emisiones de NOx y CO ₂	Emisiones de NOx y CO ₂
Dependencia Climática	Totalmente dependiente	Independiente	Independiente
Huella de Instalación	Grande	Compacta	Moderada a compacta

Nota: Esta tabla muestra las principales características del desempeño energético de las plantas de regasificación a pequeña escala (AAV, CSV, WBV/STV).

9. Impacto Ambiental de las Tecnologías de Vaporización de GNL a Pequeña Escala.

El impacto ambiental de estas tecnologías de vaporización es drásticamente diferente.

Los Vaporizadores Ambientales de Aire (AAV) son equipos de operación sencilla cuyo rendimiento para gasificar GNL depende críticamente de factores climáticos como la temperatura, el viento y la radiación solar. Debido a que la humedad ambiental genera capas de hielo aislantes que reducen su eficiencia, estos sistemas deben operar en ciclos alternos (usualmente de 8 a 12 horas), permitiendo que un evaporador trabaje mientras el otro se descongela de forma pasiva con el aire del entorno. Adicional tienen un impacto casi nulo en emisiones y consumo de agua, mientras que los vaporizadores que utilizan combustión (SCV y

WBV/STV) generan emisiones significativas de CO₂ y tienen diferentes perfiles de consumo de agua.

A continuación, se detalla el análisis ambiental para cada tecnología.

9.1 Impacto Ambiental del Vaporizador de Aire Ambiente (AAV)

Esta es la opción más limpia desde la perspectiva de emisiones y consumo de recursos.

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI):

Cero emisiones directas, ya que el proceso no implica combustión, por lo que no se genera CO₂, NO_x ni CO. Si se utilizan ventiladores (tiro forzado), hay emisiones indirectas muy pequeñas asociadas al consumo eléctrico, pero la fuente de energía térmica es 100% ambiental.

Consumo de Agua: Cero ya que no utiliza agua en el proceso.

Otros Impactos Ambientales:

Uso de Suelo: Es su principal desventaja ambiental. Requieren una huella de instalación considerablemente grande para lograr la superficie de transferencia de calor necesaria.

Impacto Visual: La gran extensión de los bancos de tubos puede generar rechazo visual en algunas localizaciones.

Ruido: Mínimo en convección natural; moderado si se usan ventiladores de tiro forzado.

Cálculo cuantitativo de emisiones

Para cuantificar las emisiones de los sistemas de combustión (SCV), podemos usar un ejemplo de una planta de 5 MMSCFD.

Supuestos de Cálculo

Capacidad de la planta: 5 MMSCFD.

Consumo diario de energía eléctrica: 1,094 MWh.

Factor de emisión de CO₂ para cargas eléctricas: 0,177 tonCO₂eq/MWh.

Cálculo de Emisiones Diarias

Cálculo de **CO₂**: $1,094\text{MWh} \times 0,177 \text{ tonCO}_2\text{eq/MWh} = 0,194 \text{ ton de CO}_2 \text{ equivalente al día.}$

Resultado Anual

Emisiones anuales de **CO₂** (AAV): $0,194 \text{ ton de CO}_2 \times 365 \approx 70,81 \text{ ton de CO}_2 \text{ equivalentes al año.}$

9.2 Impacto Ambiental del Vaporizador de Combustión Sumergida (SCV)

El impacto ambiental del SCV está dominado por la quema de combustible y el consumo de agua por evaporación.

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Impacto alto, porque las emisiones provienen directamente de la quema de gas natural. Para un SCV, las emisiones de CO₂ son directas y significativas (ver cálculo a continuación). También genera NO_x y CO, que son contaminantes generados por el autoconsumo necesario para las operaciones ya que, sin ese gasto inicial de energía, el GNL regasificado no llegaría al consumidor en las condiciones técnicas requeridas por la infraestructura de transporte o distribución que al final, también va a generar emisiones de efecto invernadero.

Cálculo cuantitativo de emisiones

Para cuantificar las emisiones de los sistemas de combustión (SCV), podemos usar un ejemplo de una planta de 5 MMSCFD.

Supuestos de Cálculo

Capacidad de la planta: 5 MMSCFD.

Consumo energético del vaporizador: ~1,5% de la energía del gas procesado.

Poder calorífico del gas natural: ~1006 BTU por pie cúbico (SCF).

Factor de emisión de CO₂ del gas natural: ~53,06 kg de CO₂ por millón de BTU (MMBTU).

Consumo diario de energía eléctrica: 1,183 MWh.

Factor de emisión de CO₂ para cargas eléctricas: 0,177 tonCO₂eq/MWh.

Cálculo de Emisiones Diarias

Energía procesada al día: $5\ 000\ 000\ \text{SCF/D} \times 1006\ \text{BTU/SCF} = 5030\ \text{MMBTU/D}$.

Energía consumida como combustible: $5030\ \text{MMBTU/D} \times 1,5\% = 75,45\ \text{MMBTU/D}$.

Cálculo de CO₂: $75,45\ \text{MMBTU/D} \times 53,06\ \text{kg CO}_2/\text{MMBTU} = 4003\ \text{kg de CO}_2$ equivalente al día.

Resultado Anual

Emisiones anuales de CO₂ (SCV): $4,0\ \text{toneladas/día} \times 365 \approx 1461\ \text{toneladas de CO}_2$ equivalentes al año.

Cálculo de energía eléctrica consumida

Cálculo de Emisiones Diarias

Cálculo de CO₂: $1,183\ \text{MWh} \times 0,177\ \text{tonCO}_2\text{eq/MWh} = 0,209\ \text{toneladas equivalentes al día}$.

Resultado Anual

Emisiones anuales de CO₂ (SCV): 0,209 toneladas/día × 365 ≈ 76,43 toneladas de CO₂ equivalentes al año.

Total de emisiones anuales de CO₂

Gas combustible = 1461 tonCO₂equivalentes al año.

Electricidad = 76,43 toneladas de CO₂ equivalentes al año.

Total de emisiones = 1537 toneladas de CO₂ equivalentes al año.

Consumo de Agua

El tratamiento del agua en un evaporador de combustión sumergida (SCV) es un proceso crítico centrado primordialmente en la neutralización del pH mediante la inyección continua de una solución alcalina como la soda cáustica (NaOH), con el fin de contrarrestar la formación de ácido carbónico derivada del contacto directo con los gases de combustión. Este control químico, sumado a un régimen de purgas constantes y filtración para evitar la acumulación de sólidos y sales, protege los haces de tubos contra la corrosión ácida y el pitting por cloruros, garantizando la integridad estructural y la eficiencia térmica del equipo durante la regasificación. Dependiendo de la fuente de agua, puede ser necesario la Desmineralización/Suavización con un tratamiento previo de intercambio iónico para reducir la dureza y los cloruros antes de que el agua entre al vaporizador.

Tabla 5. *Parámetros Típicos del Agua del Baño.*

Parámetro	Requerimiento Típico
pH	7.0 — 8.5
Cloruros	< 50 ppm
Conductividad	Controlada mediante purga
Agente Químico	Hidróxido de Sodio (NaOH)

Nota: Esta tabla muestra los los parámetros típicos para el agua a utilizar en el proceso de evaporización SCV.

El consumo de agua es moderado, ya que el agua del baño se satura con los gases de escape calientes y se pierde por evaporación. Se requiere un suministro constante de agua de reposición (make-up water) para mantener el nivel del baño. La cantidad depende de la carga térmica y las condiciones ambientales.

Para un evaporador de GNL tipo SCV con las condiciones dadas, el volumen de agua diario que se debe recuperar por evaporación es de aproximadamente 7,05 metros cúbicos (m³), lo que equivale a unos 1865 galones.

Este cálculo se basa en la transferencia de energía y una suposición estándar de la industria sobre la eficiencia de este tipo de equipos.

Ruido

Generado por el soplador de aire de combustión y el proceso de burbujeo.

9.3 Impacto Ambiental del Vaporizador de Baño de Agua (WBV) con Calentador Externo

Similar al SCV en emisiones, pero diferente en el manejo del agua.

Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

El impacto es alto, porque las emisiones son generadas por la caldera externa que calienta el circuito de agua-glicol. La cantidad de combustible quemado es comparable a la del SCV, por lo que las emisiones de CO₂ son prácticamente las mismas.

Cálculo Cuantitativo de Emisiones

Para cuantificar las emisiones de los sistemas de combustión (WBV), podemos usar un ejemplo de una planta de 5 MMSCFD.

Supuestos de Cálculo

Capacidad de la planta: 5 MMSCFD.

Consumo energético del vaporizador: 1,8% de la energía del gas procesado.

Poder calorífico del gas natural: ~1006 BTU por pie cúbico (SCF).

Factor de emisión de CO₂ del gas natural: ~53,06 kg de CO₂ por millón de BTU (MMBTU).

Consumo diario de energía eléctrica: 1,362 MWh.

Factor de emisión de CO₂ para cargas eléctricas: 0,177 tonCO₂eq/MWh.

Cálculo de Emisiones Diarias

Energía procesada al día: $5\,000\,000\text{ SCF/D} \times 1006\text{ BTU/SCF} = 5030\text{ MMBTU/D}$.

Energía consumida como combustible: $5030\text{ MMBTU/D} \times 1,8\% = 90,54\text{ MMBTU/D}$.

Cálculo de CO₂: $90,54\text{ MMBTU/D} \times 53,06\text{ kg CO}_2\text{/MMBTU} = 4804\text{ kg de CO}_2\text{/D}$.

Resultado Anual

Emisiones anuales de CO₂ (WBV): $4,80\text{ toneladas/día} \times 365 \approx 1752\text{ toneladas de CO}_2\text{ equivalentes al año}$.

Cálculo de energía eléctrica consumida

Cálculo de Emisiones Diarias

Cálculo de CO₂: $1,362\text{ MWh} \times 0,177\text{ tonCO}_2\text{eq/MWh} = 0,241\text{ ton de CO}_2\text{ equivalente al día}$.

Resultado Anual

Emisiones anuales de CO₂ (SCV): $0,241\text{ toneladas/día} \times 365 \approx 87,96\text{ toneladas de CO}_2\text{ equivalentes al año}$.

Total de emisiones anuales de CO₂

Gas combustible = 1752 tonCO₂equivalentes al año.

Electricidad = 87,96 toneladas de CO₂ equivalentes al año.

Total de emisiones: 1840 toneladas de CO₂ equivalentes al año.

Consumo de Agua

El consumo es muy bajo, porque el circuito de agua-glicol es cerrado, las pérdidas de agua son mínimas, limitadas a eventuales fugas o mantenimiento y no hay evaporación de proceso como en el SCV.

Suposiciones para el Cálculo

El consumo de energía (90,54 MMBTU/D) en un WBV se usa casi en su totalidad para calentar el agua que a su vez gasifica el GNL, no para evaporar el agua directamente.

Área Superficial (A): Se asume un área de 50 m², un tamaño razonable para un vaporizador de esta capacidad.

Humedad Relativa (HR): Para la ubicación de Cúcuta, se utiliza un promedio de 70%, ya que es una zona de alta humedad.

Velocidad del Aire (v): Se asume una condición de aire con una velocidad baja de 0,5 m/s.

Temperatura: Se utilizan las temperaturas dadas: Temperatura agua = 30°C (el extremo superior del rango para un cálculo conservador) y Temperatura ambiente = 27°C.

Para un evaporador de GNL de tipo WBV (Water Bath Vaporizer) con las condiciones dadas, el volumen de agua diario que se debe recuperar es significativamente menor que en otros tipos de vaporizadores, estimándose en aproximadamente 28,5 litros por día (unos 7,5 galones).

Manejo de Glicol

Requiere la gestión de un fluido térmico que puede ser un contaminante si se producen derrames.

9.4 Cuadro Comparativo del Impacto Ambiental de las Tecnologías de Vaporización de GNL a Pequeña Escala

Tabla 6. Cuadro comparativo del impacto ambiental de cada tecnología de evaporación.

Característica Ambiental	Vaporizador de Aire Ambiente (AAV)	Vaporizador de Combustión Sumergida (SCV)	Vaporizador de Baño de Agua (WBV/STV)
Emisiones Anuales de CO₂eq	70,81 toneladas (indirectas)	1537 toneladas (directas e indirectas)	1840 toneladas (directas e indirectas)
Fuente Principal de Emisiones	Consumo eléctrico de ventiladores	Quema directa de gas natural	Quema de gas en caldera externa
Consumo de Agua	Cero	1865gal/d (por evaporación)	7,5 gal/d (circuito cerrado)
Uso de Suelo	Alto	Bajo	Bajo
Impacto Visual	Alto	Bajo	Bajo
Ruido	Mínimo a moderado	Moderado a alto	Bajo a moderado
Otros Riesgos	Ninguno significativo	Emisión de contaminantes locales (NO _x , CO)	Manejo y potencial derrame de glicol

Nota: Esta tabla muestra el impacto ambiental de las plantas de regasificación a pequeña escala (AAV, CSV, WBV/STV).

De acuerdo con la tabla comparativa, la tecnología más recomendable para minimizar el impacto ambiental es el Vaporizador de Aire Ambiente (AAV). Aunque esta opción presenta un impacto visual y un uso de suelo calificados como "altos", sus beneficios en otras áreas críticas son considerablemente superiores a las alternativas. Principalmente, el AAV genera la menor cantidad de emisiones anuales de CO₂eq, con solo 70,81 toneladas (de origen indirecto), en drástico contraste con las 1537 y 1840 toneladas de las tecnologías SCV y WBV,

respectivamente, que dependen de la quema directa de gas. Además, el AAV no consume agua y no presenta otros riesgos significativos, a diferencia del Vaporizador de Combustión Sumergida (SCV) que consume en promedio 1865gal/d de agua por evaporación y el Vaporizador de Baño de Agua (WBV) que consume en promedio 7,5 gal/d, adicional al riesgo de derrame de glicol. Por lo tanto, si la prioridad es reducir la huella de carbono, eliminar el consumo de agua y evitar riesgos de contaminación química, el Vaporizador de Aire Ambiente es la elección más favorable.

10. Tiempos de Recuperación de la Inversión Económica, para la Planta de Regasificación de GNL con capacidad de 5 MMSCFD.

10.1 Precios Estimados del GNL

Para estimar los tiempos de recuperación de la inversión en el proyecto de la estación satélite de regasificación para 5,0 MMSCFD, tendremos en cuenta la capacidad de licuefacción de las plantas que pueden suministrar el producto, el precio de suministro, su costo de licuefacción y su valor FOB, es decir, precio puesto en puerto de origen.

Según el Gestor del Mercado del Gas en Colombia, en su plataforma SEGAS (Sistema Electrónico de Gas) el precio promedio actual del gas natural es de \$12,0 USD/MMBTU y según información de la UPME en el documento proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050, el costo promedio de licuefacción según los estimados basadas en contratos indexados a Henry Hub es de 2,2 USD/Mbtu.

10.2 CAPEX Estimados para la Construcción de la Planta regasificadora de GNL

Para identificar los tiempos de la recuperación de la inversión, se estiman los costos de inversión en la construcción del proyecto de regasificación para cada escenario según el tipo de evaporador a utilizar.

Tabla 7. CAPEX para la construcción de la planta regasificadora y el transporte del GNL.

CAPEX PLANTA SATÉLITE REGASIFICADORA DE GNL PARA 5,0 MMSCFD			
EQUIPOS / SISTEMAS	TIPO AAV	TIPO SCV	TIPO WBV
INGENIERÍA BÁSICA Y DETALLE	0,06	0,06	0,06
TERRENO (AAV=30 M2) (SCV-WBV=20 M2)	0,25	0,10	0,10
OBRAS CIVILES	0,12	0,11	0,11
EVAPORADOR	1,80	3,00	3,50
TANQUES (100M3) x5	2,00	2,00	2,00
CISTERNAS (52m3) x 18	9,00	9,00	9,00
BOMBA CRIOGÉNICA (50GAL/M) x 2	0,25	0,25	0,25
ODORIZADOR	0,03	0,04	0,04
SISTEMA DE REGULACIÓN	0,20	0,20	0,20
MEDIDOR DE FLUJO	0,10	0,10	0,10
INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL	0,30	0,30	0,30
SISTEMA DE TRASIEGO	0,06	0,06	0,06
INSTALACIONES ELÉCTRICAS	0,05	0,07	0,06
APANTALLAMIENTO ELÉCTRICO	0,01	0,01	0,01
PUESTAS A TIERRA	0,01	0,01	0,01
PLC / DCS	0,20	0,20	0,20
SCADA / HMI	0,12	0,12	0,12
SISTEMA DE CÁMARAS	0,01	0,01	0,01
EQUIPOS HSE	0,05	0,05	0,05
PUESTA EN MARCHA Y PRUEBAS	0,05	0,05	0,05
TOTAL CAPEX (MMUSD)	14,671	15,731	16,221

Nota: Esta tabla muestra el estimado de los costos para la construcción de las plantas de regasificación a pequeña escala (AAV, CSV, WBV/STV) incluyendo las cisternas para el transporte del GNL.

10.3 Consumo y Costos Estimados de Energía Eléctrica para las Operaciones de la Planta.

Los consumos y precios estimados de la energía eléctrica se fundamentan en la suma de las potencias consumidas por año y el precio del KWh, promediado en COLP \$1000.

Tabla 8. *Consumo y costo anual de la energía eléctrica*

CONSUMO Y COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (AAV)					
EQUIPO	HP	KW	KWh/D	KWh/A	\$ AÑO
Bomba Gnl	40,00	29,84	716,16	261 398,40	\$ 261.398.400,00
Recirculación					
Soplador					
Odorización	5,00	3,73	89,52	32 674,80	\$ 32 674 800,00
Control		5,00	120,00	43 800,00	\$ 43 800 000,00
Utilitarios		5,00	120,00	43 800,00	\$ 438 00 000,00
Iluminación		4,00	48,00	17 520,00	\$ 17 520 000,00
			1 093,68	399 193,20	\$ 399 193 200,00
				USD	\$ 99 798,30
CONSUMO Y COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CSV)					
EQUIPO	HP	KW	KWh/D	KWh/A	\$ AÑO
Bomba gnl	40,00	29,84	716,16	261 398,40	\$ 261 398 400,00
Recirculación					
Soplador	5,00	3,73	89,52	32 674,80	\$ 32 674 800,00
Odorización	5,00	3,73	89,52	32 674,80	\$ 32 674 800,00
Control		5,00	120,00	43 800,00	\$ 43 800 000,00
Utilitarios		5,00	120,00	43 800,00	\$ 43 800 000,00
Iluminación		4,00	48,00	17 520,00	\$ 17 520 000,00
			1183,20	431 868,00	\$ 431 868 000,00
				USD	\$ 107 967,00
CONSUMO Y COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (WBV)					
EQUIPO	HP	KW	KWh/D	KWh/A	\$ AÑO

Bomba gnl	40,00	29,84	716,16	261 398,40	\$ 261 398 400,00
Recirculación	10,00	7,46	179,04	65 349,60	\$ 65 349 600,00
Soplador	5,00	3,73	89,52	32 674,80	\$ 32 674 800,00
Odorización	5,00	3,73	89,52	32 674,80	\$ 32 674 800,00
Control		5,00	120,00	43 800,00	\$ 43 800 000,00
Utilitarios		5,00	120,00	43 800,00	\$ 43 800 000,00
Iluminación		4,00	48,00	17 520,00	\$ 17 520 000,00
			1 362,24	497 217,60	\$ 497 217 600,00
				USD	\$ 124 304,40

Nota: Esta tabla muestra el estimado del consumo y costo de la energía eléctrica por año de las plantas regasificadoras de GNL a pequeña escala (AAV, CSV, WBV/STV).

10.4 Análisis logístico y costos de transporte del GNL.

Para estimar los tiempos de recuperación de la inversión, tomaremos como referencia el suministro de GNL de la terminal de regasificación SPEC LNG ubicada en la bahía de Cartagena de Indias. Allí el Gas Natural Licuado (GNL) llega a la terminal de regasificación en buques metaneros y en una operación barco a barco, es transferido a través de mangueras criogénicas a la Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU), acorde a los más altos estándares internacionales marinos.

Para realizar este análisis, primero debemos establecer los parámetros logísticos básicos. La distancia entre Cartagena (SPEC) y Cúcuta es de aproximadamente 710 km, lo que implica un tiempo de viaje de unas 16 a 18 horas por trayecto, considerando la geografía colombiana y las paradas obligatorias de descanso y seguridad.

10.4.1 Disponibilidad de GNL en la Terminal SPEC

La terminal SPEC (ubicada en la bahía de Cartagena) utiliza una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 170.000 m³ de GNL.

Proporción de Demanda: La planta regasificadora de Cúcuta requiere 240 m³ diarios (equivalentes a 5 MMSCFD). Esto representa apenas el 0,14% de la capacidad total de almacenamiento del buque.

Disponibilidad de la Molécula: Desde el punto de vista del volumen, la disponibilidad está plenamente garantizada, porque su demanda es marginal frente a los volúmenes que maneja SPEC para el sector termoeléctrico del Caribe.

Consideración Crítica (Cuello de Botella): El verdadero desafío no es la cantidad de gas, sino la infraestructura de entrega, ya que SPEC fue diseñada principalmente para inyectar gas a la red nacional de gasoductos (SNT). Para viabilizar este modelo, es imperativo contemplar que la terminal acondicione o adapte un Cargadero de Cisternas (Truck Loading Facility - TLF) con brazos de carga criogénicos.

10.4.2 Cálculo de la Flota Necesaria

Para determinar el número de cisternas, evaluamos el ciclo de transporte (Round Trip).

Datos de Entrada

Demanda diaria: 240 m³ de GNL (5 MMSCF).

Capacidad de la cisterna: 52 m³ (útil aprox. 49 m³ por margen de expansión).

Tiempo de ciclo: 3 días (1 día ida, 1 día descarga/descanso, 1 día regreso).

Estimación

Viajes diarios requeridos: $240/49 \approx 5$ viajes por día.

Cisternas en operación: Si cada vehículo tarda 3 días en completar el ciclo, necesitamos 5 viajes x 3 días = 15 cisternas en movimiento constante.

Factor de disponibilidad: Se recomienda un 20% adicional para mantenimientos y contingencias.

Total Flota: 18 Cisternas.

11.4.3 Tiempos de Cargue en SPEC (Cartagena)

El llenado de una cisterna de 52 m³ (con llenado útil de 49 m³ por seguridad y expansión) es un procedimiento altamente estandarizado, en el cual el tiempo total de permanencia en planta (Turnaround Time) se estima en 2 horas por vehículo, distribuido así:

Ingreso, pesaje y posicionamiento: 20 minutos.

Conexión a tierra (Puesta a tierra) y brazos de carga: 10 minutos.

Enfriamiento de línea y purga (Pre-cooling): 15 minutos (es vital para evitar choque térmico si la cisterna viene "caliente").

Transferencia de GNL: A un caudal estándar de llenado de 60 m³/hora, toma aproximadamente 50 minutos.

Desconexión, purga de brazos, pesaje de salida y facturación: 25 minutos.

Dinámica diaria: Dado que solo se requieren 5 viajes diarios para transportar los 240 m³, SPEC despacharía un camión para su proyecto aproximadamente cada 4,5 a 5 horas, lo cual no genera congestión en una bahía de carga estándar.

10.4.4 Tiempos de Descarga y Regasificación en Cúcuta

En la planta satélite de Cúcuta, el proceso se divide en dos fases: la recepción intermitente del líquido y la regasificación continua.

A. Descarga de la Cisterna (Recepción)

El tiempo de descarga es ligeramente más rápido que el de carga si la planta cuenta con bombas criogénicas de transferencia o un sistema de presurización eficiente.

El tiempo total estimado es de 1,5 horas por vehículo:

Llegada, pesaje y conexión: 20 minutos.

Igualación de presiones y descarga: A un caudal de 70 m³/hora, toma unos 40 minutos.

Desconexión y cierre documental: 30 minutos.

B. Tiempos de Regasificación (Proceso Continuo)

La regasificación no se hace "camión por camión". El GNL descargado pasa a los tanques de almacenamiento con capacidad de 500 m³.

Para entregar 5 MMSCFD, la planta vaporiza el GNL de forma ininterrumpida (24/7).

El caudal de vaporización constante debe ser de aproximadamente 208.333 SCFH (unos 5.890 m³ de gas natural por hora).

Los vaporizadores atmosféricos operan en bancos paralelos. Mientras un banco gasifica durante 8 horas, el otro entra en ciclo de descongelamiento natural gracias a la temperatura ambiente de Cúcuta, garantizando flujo continuo hacia el City Gate.

10.4.5 Sincronización de la Flota (18 Cisternas)

Con estos tiempos, las 18 cisternas operan en un ciclo continuo sin cuellos de botella:

En Cartagena (Cargue): 1 cisterna cargando, 1 en fila/espera o mantenimiento.

En Tránsito (Ida): 6 cisternas subiendo hacia el nororiente.

En Cúcuta (Descargue): 1 cisterna descargando, 1 en descanso/espera.

En Tránsito (Retorno): 6 cisternas bajando vacías hacia la costa.

Back-up / Mantenimiento: 2 cisternas en revisión técnica o descanso prolongado de tripulación.

10.5 Estructura de Costos de Operación (OPEX)

El transporte de GNL es especializado y requiere conductores con certificación de hidrocarburos y vehículos con criogenia avanzada.

Tabla 9. *Costos Variables (Por viaje ida y vuelta).*

Concepto	Estimación (COP)	Observaciones
Combustible (Diesel)	\$ 2.800.000	Consumo promedio en zona de montaña.
Peajes	\$ 850.000	Ruta Cartagena - Bucaramanga - Cúcuta (Cat. 5/6).
Viáticos Conductor	\$ 450.000	Alimentación y pernocta.
Mant. Preventivo	\$ 600.000	Prorratedo por kilómetro recorrido.
Total Variable/Viaje	\$ 4.700.000	(~\$1.150 USD aprox.)

Nota: Esta tabla muestra los costos variables por cada viaje de una cisterna entre Cartagena – Cúcuta – Cartagena.

Tabla 10. *Costos Fijos Mensuales por unidad.*

Concepto	Valor Estimado (COP)	Observación
Salarios (2 conductores por unidad)	\$ 9.000.000	(Incluye carga prestacional y riesgos).

Seguros	\$ 3.500.000	(RC, Extracontractual, Carga)
GPS y Monitoreo	\$250.000.	24/7
Revisiones Tecnomecánicas y Criogénicas	\$500.000.	Inspecciones de vacío y válvulas de alivio

Nota: Esta tabla muestra los costos fijos mensuales por cada unidad de transporte.

10.6 OPEX Estimados para la Operación y el Mantenimiento de la Planta Regasificadora de GNL

Para identificar los tiempos de la recuperación de la inversión, se estiman los costos de operación y mantenimiento del proyecto de regasificación para cada escenario según el tipo de evaporador a utilizar.

Tabla 11. *OPEX para la Operación y el Mantenimiento de la planta regasificadora.*

OPEX DE PLANTA SATÉLITE REGASIFICADORA DE GNL PARA 5,0 MMSCFD			
	MM/USD		
EQUIPOS / SISTEMAS	TIPO AAV	TIPO SCV	TIPO WBV
Consumo de gas natural	0,000	0,523	0,628
Consumo de energía eléctrica	0,100	0,108	0,124
O&M estación	0,700	0,900	0,900
O&M transporte	2,86	2,86	2,86
TOTAL OPEX	3,66	4,39	4,51

Nota: Esta tabla muestra el estimado de los costos para la operación y el mantenimiento de las plantas de regasificación a pequeña escala (AAV, CSV, WBV/STV) incluyendo el transporte desde Cartagena a Cúcuta.

10.7 Estudio Económico de la Planta Regasificadora (AAV)

El análisis económico se basa en una planta con capacidad de 5 MMSCFD que utiliza vaporizadores de aire ambiente (AAV) en donde el tiempo de recuperación de la inversión es de 2,95 años operando la planta a una carga del 90%.

Este resultado se obtiene del análisis de flujo de caja, considerando un margen de regasificación de 7 USD/MMBTU, con una inversión Inicial (CAPEX): \$14 671 000 USD, costos de Operación y Mantenimiento (OPEX): \$3 660 000 USD y una tasa Interna de Retorno del 30,51%

Figura 19. *Comportamiento económico para la recuperación de la inversión en la planta regasificadora del tipo AAV.*

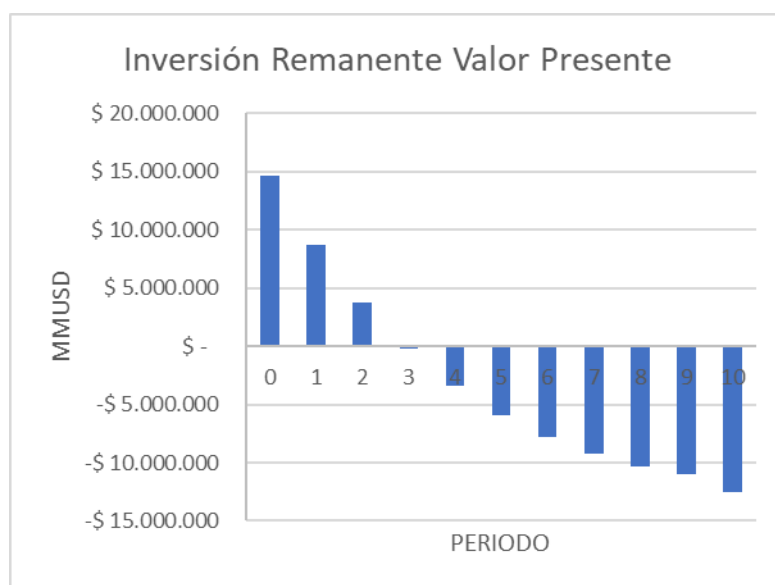


Tabla 12. Evaluación del proyecto de una planta satélite regasificadora (AAV) para 5 MMSCFD.

AAV		12	Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Compra USD/MMBTU	12													
Venta USD/MMBTU	19		Cap Operación MSCFD		4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Cap Insta SCFD	5000000		Cap Operación MMBTUD		4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528
% cap Instalada	90%		Ganancia Bruta USD		\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081
Costo Regasificación	7		OPEX USD		\$ 3.660.000	\$ 3.843.000	\$ 4.035.150	\$ 4.236.908	\$ 4.448.753	\$ 4.671.191	\$ 4.904.750	\$ 5.149.988	\$ 5.407.487	\$ 5.677.861
			EBITDA USD		\$ 7.750.081	\$ 7.567.081	\$ 7.374.931	\$ 7.173.174	\$ 6.961.328	\$ 6.738.891	\$ 6.505.331	\$ 6.260.094	\$ 6.002.594	\$ 5.732.220
Inversión 1 USD	\$ 14.671.000		Inversión		-\$ 14.671.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento OPEX	5%		Capital de Trabajo		\$ 3.660.000									
			Depreciación		-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550
Tasa Impuestos	30%		EBIT		\$ 8.483.631	\$ 8.300.631	\$ 8.108.481	\$ 7.906.724	\$ 7.694.878	\$ 7.472.441	\$ 7.238.881	\$ 6.993.644	\$ 6.736.144	\$ 6.465.770
Tasa Descuento	10%		Impuestos		\$ 2.545.089	\$ 2.490.189	\$ 2.432.544	\$ 2.372.017	\$ 2.308.463	\$ 2.241.732	\$ 2.171.664	\$ 2.098.093	\$ 2.020.843	\$ 1.939.731
			NOPAT		\$ 5.938.542	\$ 5.810.442	\$ 5.675.937	\$ 5.534.707	\$ 5.386.415	\$ 5.230.708	\$ 5.067.217	\$ 4.895.551	\$ 4.715.301	\$ 4.526.039
			+dep y amort		-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550	-\$ 733.550
			-Capex		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			-Inc Cap tab		\$ 91.500	\$ 96.075	\$ 100.879	\$ 105.923	\$ 111.219	\$ 116.780	\$ 122.619	\$ 128.750	\$ 135.187	-\$ 2.838.931
			FCL (Flujo Caja Libre)		0,00	\$ 5.113.492	\$ 4.980.817	\$ 4.841.508	\$ 4.695.234	\$ 4.541.646	\$ 4.380.379	\$ 4.211.048	\$ 4.033.251	\$ 3.846.564
			FLUJO NETO		-\$ 14.671.000	\$ 5.113.492	\$ 4.980.817	\$ 4.841.508	\$ 4.695.234	\$ 4.541.646	\$ 4.380.379	\$ 4.211.048	\$ 4.033.251	\$ 3.846.564
			En presente		-\$ 14.671.000	\$ 4.648.629	\$ 4.116.378	\$ 3.637.497	\$ 3.206.908	\$ 2.820.005	\$ 2.472.610	\$ 2.160.933	\$ 1.881.541	\$ 1.631.319
			Inversión Remanente		\$ 14.671.000	\$ 9.557.508	\$ 4.576.691	-\$ 264.817	-\$ 4.960.051	-\$ 9.501.697	-\$ 13.882.075	-\$ 18.093.123	-\$ 22.126.374	-\$ 25.972.938
			Inversión Remanente Valor Presente		\$ 14.671.000	\$ 8.688.644	\$ 3.782.390	-\$ 198.961	-\$ 3.387.781	-\$ 5.899.806	-\$ 7.836.070	-\$ 9.284.633	-\$ 10.322.117	-\$ 11.015.061
VPI		\$ 29.132.518,22												
VPE		\$ 14.671.000,00												
Valor Presente NETO		\$ 14.461.518,22												
Tasa Interna de Retorno		30,51%												
B/C		\$ 1,99												

Nota: Esta tabla muestra el análisis económico para determinar el tiempo de recuperación de la inversión en la planta satélite regasificadora del tipo AAV.

10.8 Estudio Económico de la Planta Regasificadora (SCV)

El análisis económico se basa en una planta con capacidad de 5 MMSCFD que utiliza vaporizadores de aire ambiente (SCV) en donde el tiempo de recuperación de la inversión es de 3,39 años operando la planta a una carga del 90%.

Este resultado se obtiene del análisis de flujo de caja, considerando un margen de regasificación de 7 USD/MMBTU, con una inversión Inicial (CAPEX): \$15 731 000 USD, costos de Operación y Mantenimiento (OPEX): \$4 039 000 USD y una tasa Interna de Retorno del 25,47%

Figura 20. *Comportamiento económico de la recuperación de la inversión para la planta regasificadora del tipo SCV.*

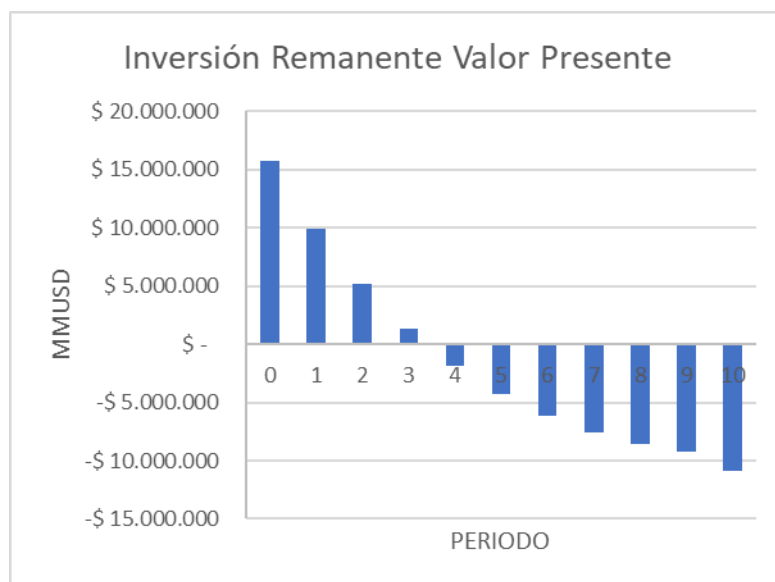


Tabla 13. Evaluación del proyecto de una planta satélite regasificadora (SCV) para 5 MMSCFD.

SCV		12	Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Compra USD/MMBTU		12	Período	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venta USD/MMBTU		19	Cap Operación MSCFD		4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Cap Insta SCFD	5000000		Cap Operación MMBTUD		4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528
% cap Instalada	90%		Ganancia Bruta USD	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081
Costo Regasificación	7		OPEX USD	\$ 4.039.000	\$ 4.240.950	\$ 4.452.998	\$ 4.675.647	\$ 4.909.430	\$ 5.154.901	\$ 5.412.646	\$ 5.683.279	\$ 5.967.443	\$ 6.265.815	
			EBITDA USD	\$ 7.371.081	\$ 7.169.131	\$ 6.957.084	\$ 6.734.434	\$ 6.500.651	\$ 6.255.180	\$ 5.997.435	\$ 5.726.803	\$ 5.442.639	\$ 5.144.267	
Inversión 1 USD	\$ 15.731.000		Inversión	-\$ 15.731.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento OPEX	5%		Capital de Trabajo	\$ 4.039.000										
			Depreciación	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550
Tasa Impuestos	30%		EBIT	\$ 8.157.631	\$ 7.955.681	\$ 7.743.634	\$ 7.520.984	\$ 7.287.201	\$ 7.041.730	\$ 6.783.985	\$ 6.513.353	\$ 6.229.189	\$ 5.930.817	
Tasa Descuento	10%		Impuestos	\$ 2.447.289	\$ 2.386.704	\$ 2.323.090	\$ 2.256.295	\$ 2.186.160	\$ 2.112.519	\$ 2.035.195	\$ 1.954.006	\$ 1.868.757	\$ 1.779.245	
			NOPAT	\$ 5.710.342	\$ 5.568.977	\$ 5.420.544	\$ 5.264.689	\$ 5.101.041	\$ 4.929.211	\$ 4.748.789	\$ 4.559.347	\$ 4.360.432	\$ 4.151.572	
			+dep y amort	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	-\$ 786.550	
			-Capex	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			-Inc Cap tab	\$ 100.975	\$ 106.024	\$ 111.325	\$ 116.891	\$ 122.736	\$ 128.873	\$ 135.316	\$ 142.082	\$ 149.186	-\$ 3.132.907	
			FCL (Flujo Caja Libre)	0,00	\$ 4.822.817	\$ 4.676.403	\$ 4.522.669	\$ 4.361.247	\$ 4.191.755	\$ 4.013.788	\$ 3.826.923	\$ 3.630.715	\$ 3.424.696	\$ 6.497.929
			FLUJO NETO	-\$ 15.731.000	\$ 4.822.817	\$ 4.676.403	\$ 4.522.669	\$ 4.361.247	\$ 4.191.755	\$ 4.013.788	\$ 3.826.923	\$ 3.630.715	\$ 3.424.696	\$ 6.497.929
			En presente	-\$ 15.731.000	\$ 4.384.379	\$ 3.864.796	\$ 3.397.948	\$ 2.978.791	\$ 2.602.750	\$ 2.265.679	\$ 1.963.817	\$ 1.693.755	\$ 1.452.405	\$ 2.505.233
			Inversión Remanente	\$ 15.731.000	\$ 10.908.183	\$ 6.231.780	\$ 1.709.111	-\$ 2.652.136	-\$ 6.843.891	-\$ 10.857.680	-\$ 14.684.603	-\$ 18.315.318	-\$ 21.740.014	-\$ 28.237.943
			Inversión Remanente Valor Presente	\$ 15.731.000	\$ 9.916.530	\$ 5.150.231	\$ 1.284.081	-\$ 1.811.445	-\$ 4.249.518	-\$ 6.128.877	-\$ 7.535.523	-\$ 8.544.231	-\$ 9.219.888	-\$ 10.886.949
VPI	\$ 27.109.553,00													
VPE	\$ 15.731.000,00													
Valor Presente NETO	\$ 11.378.553,00													
Tasa Interna de Retorno	25,47%													
B/C	\$ 1,72													

Nota: Esta tabla muestra el análisis económico para determinar el tiempo de recuperación de la inversión en la planta satélite regasificadora del tipo SCV.

10.9 Estudio Económico de la Planta Regasificadora (WBV/STV)

El análisis económico se basa en una planta con capacidad de 5 MMSCFD que utiliza vaporizadores de aire ambiente (WBV) en donde el tiempo de recuperación de la inversión es de 3,52 años operando la planta a una carga del 90%.

Este resultado se obtiene del análisis de flujo de caja, considerando un margen de regasificación de 7 USD/MMBTU, con una inversión Inicial (CAPEX): \$16 221 000 USD, costos de Operación y Mantenimiento (OPEX): \$4 051 000 USD y una tasa Interna de Retorno del 24,30%.

Figura 21. *Comportamiento económico de la recuperación de la inversión para la planta regasificadora del tipo WBV.*

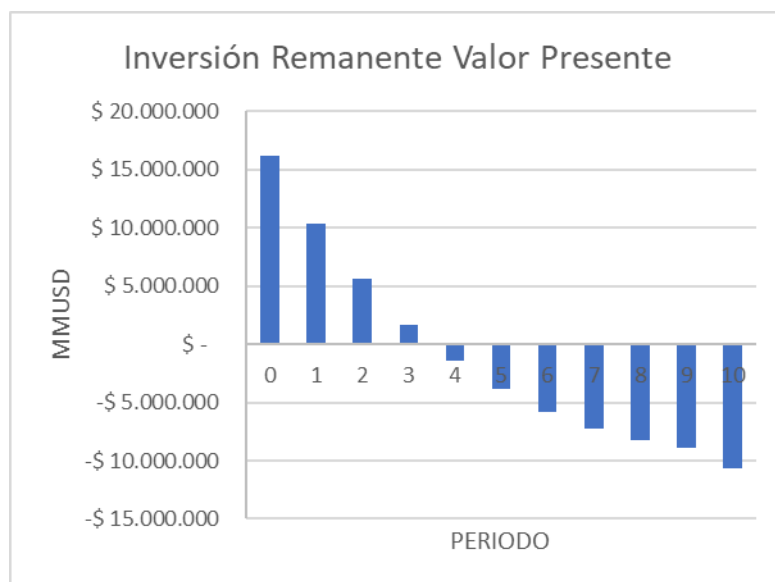


Tabla 14. Evaluación del proyecto de una planta satélite regasificadora (WBV/STV) para 5 MMSCFD.

WBV			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Compra USD/MMBTU	12	Periodo											
Venta USD/MMBTU	19	Cap Operación MSCFD		4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Cap Insta SCFD	5000000	Cap Operación MMBTUD		4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528	4528
% cap Instalada	90%	Ganancia Bruta USD	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081	\$ 11.410.081
Costo Regasificación	7	OPEX USD	\$ 4.051.000	\$ 4.253.550	\$ 4.466.228	\$ 4.689.539	\$ 4.924.016	\$ 5.170.217	\$ 5.428.727	\$ 5.700.164	\$ 5.985.172	\$ 6.284.431	
		EBITDA USD	\$ 7.359.081	\$ 7.156.531	\$ 6.943.854	\$ 6.720.542	\$ 6.486.065	\$ 6.239.865	\$ 5.981.354	\$ 5.709.917	\$ 5.424.909	\$ 5.125.651	
Inversión 1 USD	\$ 16.221.000	Inversión	-\$ 16.221.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento OPEX	5%	Capital de Trabajo	\$ 4.051.000										
		Depreciación	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050
Tasa Impuestos	30%	EBIT	\$ 8.170.131	\$ 7.967.581	\$ 7.754.904	\$ 7.531.592	\$ 7.297.115	\$ 7.050.915	\$ 6.792.404	\$ 6.520.967	\$ 6.235.959	\$ 5.936.701	
Tasa Descuento	10%	Impuestos	\$ 2.451.039	\$ 2.390.274	\$ 2.326.471	\$ 2.259.478	\$ 2.189.135	\$ 2.115.274	\$ 2.037.721	\$ 1.956.290	\$ 1.870.788	\$ 1.781.010	
		NOPAT	\$ 5.719.092	\$ 5.577.307	\$ 5.428.433	\$ 5.272.115	\$ 5.107.981	\$ 4.935.640	\$ 4.754.683	\$ 4.564.677	\$ 4.365.171	\$ 4.155.690	
		+dep y amort	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050	-\$ 811.050
		-Capex	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		-Inc Cap tab	\$ 101.275	\$ 106.339	\$ 111.656	\$ 117.238	\$ 123.100	\$ 129.255	\$ 135.718	\$ 142.504	\$ 149.629	-\$ 3.142.215	
		FCL (Flujo Caja Libre)	0,00	\$ 4.806.767	\$ 4.659.918	\$ 4.505.727	\$ 4.343.826	\$ 4.173.830	\$ 3.995.335	\$ 3.807.914	\$ 3.611.123	\$ 3.404.492	\$ 6.486.856
		FLUJO NETO	-\$ 16.221.000	\$ 4.806.767	\$ 4.659.918	\$ 4.505.727	\$ 4.343.826	\$ 4.173.830	\$ 3.995.335	\$ 3.807.914	\$ 3.611.123	\$ 3.404.492	\$ 6.486.856
		En presente	-\$ 16.221.000	\$ 4.369.788	\$ 3.851.172	\$ 3.385.219	\$ 2.966.892	\$ 2.591.620	\$ 2.255.262	\$ 1.954.062	\$ 1.684.616	\$ 1.443.837	\$ 2.500.964
		Inversión Remanente	\$ 16.221.000	\$ 11.414.233	\$ 6.754.315	\$ 2.248.588	-\$ 2.095.238	-\$ 6.269.068	-\$ 10.264.403	-\$ 14.072.318	-\$ 17.683.441	-\$ 21.087.933	-\$ 27.574.789
		Inversión Remanente Valor Presente	\$ 16.221.000	\$ 10.376.576	\$ 5.582.079	\$ 1.689.398	-\$ 1.431.076	-\$ 3.892.598	-\$ 5.793.988	-\$ 7.221.324	-\$ 8.249.456	-\$ 8.943.342	-\$ 10.631.275
VPI	\$ 27.003.432,12												
VPE	\$ 16.221.000,00												
Valor Presente NETO	\$ 10.782.432,12												
Tasa Interna de Retorno	24,30%												
B/C	\$ 1,66												

Nota: Esta tabla muestra el análisis económico para determinar el tiempo de recuperación de la inversión en la planta satélite regasificadora del tipo WBV/STV.

10.10 Cuadro Comparativo del Mejor Tiempo de Recuperación de la Inversión

Para visualizar las diferencias clave, a continuación, se presenta un resumen de los indicadores financieros más importantes de cada proyecto.

Tabla 15. *Cuadro comparativo de la inversión*

Indicador Financiero	AAV (Aire Ambiental)	SCV(Combustión Sumergida)	WBV (Baño de Agua)
Inversión Inicial (CAPEX)	-\$14 671 000 USD	-\$15 731 000 USD	-\$16 221 000 USD
Periodo de Recuperación (Payback)	2,95 años	3,39 años	3,52 años
Tasa Interna de Retorno (TIR)	30,51%	25,47%	24,30%
VPN (Tasa de Descuento 10%)	\$14 461 518,22	\$11 378 553,00	\$10 782 432,13
VPN (Tasa de Descuento 12%)	\$12 147 654,12	\$9 230 538,36	\$8 643 053,22

Nota: Esta tabla muestra el resumen del análisis comparativo para determinar el mejor tiempo de recuperación de la inversión para la planta regasificadora.

Al analizar el cuadro comparativo de la inversión, la tecnología que se debe utilizar es, sin duda, la Planta con tecnología de regasificación del tipo AAV, ya que representa la mejor alternativa de inversión y garantiza el menor tiempo de recuperación. Esta planta no solo posee el período de recuperación (Payback) más corto con ~2,95 años, a diferencia de las plantas CSV y WBV que superan los 3 años, sino que también lidera en todas las demás métricas financieras clave. Presenta el Valor Presente Neto (VPN) más alto (\$14 461 519), la Tasa Interna de Retorno (TIR) más elevada (30,51) demostrando una rentabilidad y eficiencia financiera muy superiores a las otras dos opciones.

11. Conclusiones

Del análisis comparativo de las tecnologías de regasificación de GNL a pequeña escala para una planta de 5 MMSCFD en Cúcuta, se concluye que el Vaporizador de Aire Ambiente (AAV) es la tecnología óptima, al demostrar una superioridad integral en los tres ejes de la evaluación: desempeño energético, impacto ambiental y menor tiempo de recuperación de la inversión.

Si bien los sistemas de vaporación SCV y WBV ofrecen una disponibilidad del 99% debido a su principio de transferencia de calor activo y controlado, limitados solo por paradas de planta durante los mantenimientos, el sistema AAV opera bajo el principio de calor pasivo y aunque la clima cálido de Cúcuta favorece la regasificación, este sistema requiere una arquitectura redundante (diseño 1+1 o 2N) con dos bancos AAV completos, es decir mientras el "Banco A" produce los 5 MMSCFD durante 8 horas, el "Banco B" está en fase de deshielo.

En términos de impacto ambiental, la tecnología AAV es la alternativa más sostenible, presentando emisiones directas nulas y generando apenas 70,81 toneladas anuales de CO₂eq de forma indirecta, una cifra drásticamente inferior a las 1537 y 1840 toneladas de las tecnologías SCV y WBV, respectivamente. Además, su consumo de agua es cero, eliminando la afectación de los recursos hídricos locales, a diferencia de las tecnologías SCV y WBV que consumen por recuperación de niveles 1865 y 7,5 galones de agua diarios.

Desde la perspectiva del desempeño energético, el AAV se destaca por su eficiencia operativa al utilizar el aire ambiente como fuente de energía gratuita, lo que se

traduce en un costo operativo (OPEX) significativamente menor al no requerir consumo de gas natural como combustible. Finalmente, el análisis financiero ratifica la superioridad de la tecnología AAV, la cual no solo requiere la menor inversión inicial (\$14 671 000), sino que también ofrece la mayor rentabilidad, con el período de recuperación más corto (2,95 años) y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 30,51%.

A pesar de que su principal desventaja es un mayor uso de suelo y un impacto visual más alto, se determina que los beneficios económicos y ambientales superan con creces estas consideraciones, posicionando a la tecnología AAV como la solución más eficiente, rentable y sostenible para el contexto climático y de mercado estudiado.

12. Recomendaciones

Para futuros inversionistas interesados en la construcción de plantas regasificadoras de GNL en Cúcuta, se recomienda priorizar la tecnología de Vaporizador de Aire Ambiente (AAV) por ser la opción más rentable, sostenible y eficiente según el análisis de esta monografía. Esta tecnología no solo requiere la menor inversión inicial, sino que también garantiza la mayor viabilidad financiera con el tiempo de recuperación más corto. Desde la perspectiva ambiental, el AAV es la alternativa más sostenible al presentar el impacto ambiental más bajo en cuanto a emisiones anuales de CO₂ y un consumo de agua nulo. Aunque los inversionistas deben considerar que su principal desventaja es la necesidad de un mayor uso de suelo, los beneficios económicos y ambientales superan esta consideración, posicionando al AAV como la solución óptima para el contexto climático de la ciudad.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2025). *Informe de recursos y reservas IRR-2024 histórico de reservas probadas IP, producción e incorporación de gas*. ANH.
https://www.anh.gov.co/documents/27289/Informe_de_Recursos_y_Reservas__IRR_2024.pdf
- Atlas Renewable Energy. (2024, 5 de junio). *El rol clave de las energías renovables frente al fenómeno del Niño*. <https://es.atlasrenewableenergy.com>
- Cañas Rojas, D. (2015). *Estudio de factibilidad técnica para la construcción de una planta de regasificación (GNL) en Colombia*. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander.
- Castaño, N. C. (2022). *Gas natural licuado como fuente de energía alternativa sostenible*. Revista SENA.
- CENIT. (2024, 3 de octubre). *Grupo Ecopetrol logra acuerdo Cenit Promigas para garantizar abastecimiento de gas en Colombia*. <https://cenit-transporte.com>
- Chart Industries. (2022). *Product data sheet 8.0: Indirect fired water bath IFWB vaporizers*.
<https://www.chartindustries.com>
- Chart LNG. (2018). *Regasification station drop and go regas (DARG) for liquefied natural gas*.
<https://www.chartlng.com>
- Cryospain. (2025). *Planta regasificadora a pequeña escala*. <https://cryospain.com/es>
- Gas-General (Chapter 9). (2023). *Pipeline rules of thumb handbook*. Elsevier.
<https://app.knovel.com>

International Gas Union (IGU). (2025). *World LNG report*. IGU. <https://www.igu.org/igu-reports/2025-world-lng-report>

Kuramoto, A. S. R., Bueno, N. M., Silva, W. D., Filho, F., Dias, E. M., & Fontana, C. F. (2018). *Automation of port facilities for import of GNL*.

López, A. (2012, junio). El gas natural licuado. *Petrotecnia*.

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Minambiente). (2024). *Inventario nacional de emisiones y absorciones atmosféricas de Colombia (1990 – 2021)*. Minambiente. <https://www.minambiente.gov.co>

Ministerio de Minas y Energía. (2025). *Resolución 40031*. <https://www.minenergia.gov.co>

Ministerio de Minas y Energía. (2025, 3 de julio). *Ministerio de Minas y Energía y TGI reiteran su compromiso con la seguridad energética del país y estudian el desarrollo de nueva infraestructura*. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias>

National Fire Protection Association [NFPA]. (2006). *Standard for the production, storage, and handling of liquefied natural gas (LNG)*. NFPA 59A.

National Fire Protection Association [NFPA]. (2017). *Hazardous classified location, classes I-II and III, divisions 1 and 2 (Chapter 5)*. NFPA 70: National Electrical Code.

Naturgas. (2024). *El gas natural en cifras: Una mirada al panorama del gas natural*. Naturgas. https://naturgas.com.co/wp-content/uploads/2024/12/Informe-Cifras-del-Gas-2024_Naturgas.pdf

Pallas Rodríguez, X. (2024). *Cadena de valor del GNL*. I Congreso de Sistemas Aislados. Tenerife.

SEGAS. (2025). *Precios de referencia del gas natural en Colombia*. <https://segas.bmcbec.com.co/WebForms/Home.aspx>

Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI). (2025). *Consumos de gas natural de la ciudad de Cúcuta*. SUI. <https://sui.superservicios.gov.co>

SPEC LNG. (2025). *Proceso de asignación de capacidad de regasificación SPEC LNG*. SpecLng. <https://www.speclng.com/Paginas/default.aspx>

Transbaltica XII (Chapter). (2022). *Transportation science and technology*. Springer.

Transport and storage (Chapter 2). (2017). *PennWell*. <https://app.knovel.com>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024). *Documento proyección de precios de los energéticos 2024 – 2050 (Versión a comentarios)*. UPME. <https://www.upme.gov.co>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2025). *Calculadora*. <https://app.upme.gov.co>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2025). *Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de gas natural 2023 – 2038*. UPME. <https://www.upme.gov.co>

WeatherSpark. (2025). *Clima promedio en Cúcuta, Colombia, durante todo el año 2025*. <https://es.weatherspark.com>