

Estudio de Factibilidad Técnico – Económica para el Transporte de GNL en Barcazas:
Implicaciones para el Abastecimiento Naval y Energético en Cartagena, Barranquilla y el Río
Magdalena

Edward David Carillo Barajas

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

Marco de Dios Mendoza Jaspe

Magister en Ingeniería de Petróleo y Gas

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

2025

Tabla de contenido

Introducción	12
1. Objetivos	15
1.1. Objetivo general	15
1.2. Objetivos específicos	15
2. Generalidades del mercado de Gas Natural en Colombia	16
3. Demanda actual y potencial futura del GNL en las zonas portuarias de Cartagena, Barranquilla y aguas interiores del Rio Magdalena.	18
3.1. Demanda promedio de gas natural en Colombia.....	18
3.2. El mercado del GNL como combustible naval.....	24
3.2.1. Contexto mundial: Demanda de Gas Natural como combustible de embarcaciones mayores.	24
3.3. Tráfico de buques en Cartagena y Barranquilla: El potencial de mercado para suministro de combustible a buques (bunkering)	28
3.4. Análisis de la demanda potencial	29
4. Infraestructura Portuaria disponible para atender la demanda de GNL en Cartagena, Barranquilla y aguas navegables del Rio Magdalena, Colombia.	35
4.1. Condiciones básicas necesarias de una instalación portuaria para transferencia de Gas Natural	35
4.1.1. Sistemas de seguridad	36

4.1.2.	Diseño de la infraestructura.....	36
4.1.3.	Equipos estandarizados	37
4.1.4.	Procedimientos de Operación.....	37
4.1.5.	Entrenamiento	37
4.1.6.	Consideraciones Ambientales	38
4.2.	Estructura Portuaria disponible para atención de embarcaciones de GNL en Colombia y perspectivas de crecimiento.	38
4.2.1.	Terminal Brisa.....	39
4.2.2.	Proyectos en el Pacífico	39
4.2.3.	Estación Ballena en el Caribe.....	39
4.2.4.	Terminal de regasificación en Buga, Valle del Cauca	40
4.3.	Perspectivas de la demanda futura de GNL.....	40
4.4.	Los consumidores potenciales	44
4.5.	Estrategias para atender la demanda futura de gas natural para la industria ...	46
4.6.	Requerimiento de las barcazas para atender la demanda de GN en Puerto de Cartagena, Barranquilla y zonas portuarias fluviales interior.....	50
4.6.1.	Tanques de carga.....	51
4.6.2.	Bombas y sistemas de transferencia.....	52
4.6.3.	Sistema de manejo de gas evaporado (BOG).....	52
4.6.4.	Sistema de gas inerte	55

4.6.5.	Sistema de parada de emergencia (ESD)	55
4.6.6.	Sistema de liberación de emergencia:	56
4.6.7.	Sistema de Transferencia de Custodia STC	56
4.6.8.	Sistemas de detección de gases y sistema de seguridad.....	58
4.6.9.	Otros Sistemas de Seguridad.....	58
4.6.10.	Equipos de izaje de mangueras de transferencia:.....	59
4.6.11.	Vaporizadores de Gas Natural a bordo:	59
5.	Modelo logístico de operación.....	60
5.1.	Modelo logístico de las empresas navieras fluviales actualmente establecidas 60	
5.2.	Modelo Operativo Propuesto.....	62
5.2.1.	Centro de Operaciones Cartagena	63
5.2.2.	Ruta Cartagena Barranquilla	64
5.2.3.	Ruta Cartagena – Barrancabermeja.....	65
5.2.4.	Ruta Bahía de Cartagena	65
5.3.	Tiempos de viajes	66
6.	Análisis financiero	67
6.1.	Periodos	67
6.2.	Proyección del GNL demandado.....	68
6.3.	Proyección de precios de GNL	69

6.4.	Porcentaje de demanda industrial atendida:	70
6.5.	Porcentaje de la demanda de Bunkering atendida:	70
6.6.	Demanda total atendida:	70
6.7.	Flujos de inversión.....	71
6.7.1.	Costos de barcazas	72
6.7.2.	Capital de trabajo	74
6.8.	Flujo de ingresos.....	74
6.9.	Flujo de OPEX.....	75
6.9.1.	Costo de remolcadores	75
6.9.2.	Costo del muellaje.....	76
6.9.3.	Costo de nómina.....	76
6.9.4.	Costo de seguros.....	77
6.9.5.	Costos de mantenimiento	78
6.9.6.	Costos asociados al manejo de BOG.....	78
6.10.	Depreciación	79
6.11.	Tasa de descuento	79
6.12.	Resultados del análisis financiero.....	79
7.	Conclusiones	82
8.	Recomendaciones	84
	Referencias bibliográficas.....	87

Anexos	95
Anexo A. Análisis financiero.....	95
Anexo B. Proyección de gastos operativos OPEX	96
Anexo C. Análisis de sensibilidad al precio, el monto de la inversión inicial, el volumen de carga atendido y el margen sobre las ventas	97
Anexo D. Variación de la TIR ante la inversión inicial y el porcentaje de demanda industrial atendida.....	98

Lista de tablas

Tabla 1. Relación de arribos de buques en Cartagena y Barranquilla para 2022-2023.....	29
Tabla 2. Relación de cantidades recibidas en cada suministro por tipo de buque	30
Tabla 3. Proyección de la demanda de GNL para bunkering de buques en Cartagena y Barranquilla	31
Tabla 4. Facilidades requeridas en barcaza.....	54
Tabla 5. Tiempos estimados de viajes	66
Tabla 6. Proyección de demanda de GNL para zona de influencia del proyecto	68
Tabla 7. Proyección de precios CIF para el gas natural importado	70
Tabla 8. Capacidad mensual de carga movilizadora (barriles)	71
Tabla 9. Generalidades de los astilleros en el mundo.....	72
Tabla 10. Costo estimado de la fabricación de barcazas para GNL	73
Tabla 11. Costo diario estimado de operación de una barcaza	75
Tabla 12. Proyección de costo de nómina para operadores	77
Tabla 13. Proyección de gastos en seguros.....	77
Tabla 14. Proyección de costos de mantenimiento.....	78
Tabla 15. Variables independientes del análisis financiero	79
Tabla 16. Valores de variables financieras del proyecto	81

Lista de figuras

Figura 1. Esquema de la cadena del gas natural	17
Figura 2. Demanda promedio de gas natural en Colombia.....	18
Figura 3. Producción de gas natural en Colombia	20
Figura 4. Demanda de gas natural sectorial histórica y proyectada, escenario medio.....	21
Figura 5. Participaciones en la demanda de gas natural regional histórica y proyectada, escenario medio.....	22
Figura 6. Crecimiento mundial de la flota alimentada con GNL	26
Figura 7 Proyección de arribos de buques en Cartagena	33
Figura 8. Proyección de arribos de buques en Barranquilla	33
Figura 9. Crecimiento de la demanda en Cartagena y Barranquilla en m ³	34
Figura 10. Crecimiento de la demanda en Cartagena y Barranquilla en GBTU/año.	35
Figura 11. Escenario de Oferta 1 de Gas Natural	41
Figura 12. Escenario de Oferta 2 de Gas Natural	41
Figura 13. Escenario de Oferta 3 de Gas Natural	42
Figura 14. Balance Nacional entre Oferta Agregada y Demanda proyectada de Gas Natural	43
Figura 15. Esquema general de la estructura de la barcaza	53
Figura 16. Ruta fluvial navegable por barcas del Rio Magdalena	62
Figura 17. Rutas operativas propuestas	63
Figura 18. Esquema general del modelo operativo propuesto	67
Figura 19. Flujos netos del proyecto.....	80
Figura 20. Esquema de rutas del proyecto	80

Glosario

GNL (Gas Natural Licuado): Gas natural que ha sido sometido a un enfriamiento de -162 °C, lo cual reduce su volumen unas 600 veces aproximadamente, lo que permite el transporte y almacenamiento del GNL en embarcaciones de alta especialización.

Bunkering: Esta actividad se refiere al hecho de abastecer el combustible de consumo en un buque.

Barcaza: Tipo de embarcación de fondo plano diseñada principalmente para el transporte de mercancías a granel en vías fluviales y canales. Las barcazas no tienen propulsión propia, por lo que son remolcadas o empujadas por remolcadores.

Regasificación: Proceso industrial mediante el cual el GNL vuelve a recuperar el estado gaseoso a fin de ser distribuido y utilizado por industrias, por la generación eléctrica.

Calado: Distancia vertical entre la línea de flotación y el punto más bajo del casco.

Convoy: Arreglo de dos o más barcazas que se amarran y funcionan como una sola embarcación para ser remolcadas y empujadas por un remolcador.

Remolcador: Embarcación pequeña y potente diseñada específicamente para maniobrar otras embarcaciones ya sea empujándolos o tirándolos.

Resumen

Título: Estudio de Factibilidad Técnico – Económica para el Transporte de GNL en Barcazas: Implicaciones para el Abastecimiento Naval y Energético en Cartagena, Barranquilla y el Río Magdalena*

Autor: Edward David Carillo**

Palabras clave: gas natural licuado (GNL), barcazas, bunkering, transporte fluvial, regasificación, factibilidad técnico- económica.

El presente estudio evalúa la demanda, la viabilidad técnica y las principales variables financieras para un modelo logístico de transporte y almacenamiento de gas natural licuado (GNL) mediante barcazas en la bahía de Cartagena, Barranquilla y el río Magdalena. La propuesta surge ante el déficit de gas natural que se prevé para Colombia a partir del 2025, lo que obligará al país a considerar nuevas alternativas de importación y distribución que garanticen la seguridad energética y la competitividad del país. El análisis contempla la demanda de GNL para el consumo industrial y para el bunkering de barcos alineado con las tendencias internacionales de combustibles más limpios y la normativa ambiental internacional. El análisis incluye proyecciones de demanda de GNL, requerimientos de inversión (CAPEX), de gastos operativos (OPEX) para determinar la TIR, el VPN y el tiempo de recuperación de la inversión. Los resultados del estudio muestran una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 18% y un período de recuperación de la inversión de 5-6 años lo que confirma la viabilidad del proyecto. En conclusión, el uso de las barcazas para transporte y almacenamiento de GNL es una alternativa técnica y económicamente viable para hacer frente a la creciente demanda nacional, diversificar las fuentes de suministro energético y aumentar la seguridad energética del país.

*Trabajo de grado

**Facultad Ingenierías Físicoquímicas

Abstract

Title: Techno-Economic Feasibility Study for LNG Transportation by Barges: Implications for Naval and Energy Supply in Cartagena, Barranquilla, and the Magdalena River *

Author: Edward David Carillo**

Keywords: liquefied natural gas (LNG), barges, bunkering, river transport, regasification, technical and financial feasibility.

This study evaluates demand, technical feasibility, and the main financial variables for a logistical model of liquefied natural gas (LNG) transportation and storage using barges in Cartagena Bay, Barranquilla, and the Magdalena River. The proposal arises in response to the natural gas deficit projected for Colombia starting in 2025, which will compel the country to consider new import and distribution alternatives that ensure energy security and national competitiveness.

The analysis considers LNG demand for industrial consumption and ship bunkering, aligned with international trends toward cleaner fuels and global environmental regulations. It includes LNG demand projections, investment requirements (CAPEX), operating expenses (OPEX), and the calculation of Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value (NPV), and payback period.

The results of the study show an Internal Rate of Return (IRR) of 18% and an investment payback period of 5–6 years, confirming the project's feasibility. In conclusion, the use of barges for LNG transportation and storage is a technically and economically viable alternative to address the growing national demand, diversify energy supply sources, and strengthen the country's energy security.

*Thesis

**Faculty

Introducción

Actualmente en Colombia los estudios de oferta de gas natural prevén que para el año 2025 y futuro próximo (2025-2038) se tendrá escases de este recurso ya que la producción nacional es insuficiente (Ramírez, 2024). A pesar de confirmar nuevas reservas offshore, tener disponible este recurso tomará tiempo y a pesar de las impresionantes reservas del proyecto Sirius, Colombia tendrá que importar gas, acorde con el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural –ETPAGN– para el periodo 2023 – 2038, adelantado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), y presentado mediante la Circular 045 de 2024, en junio de 2024 (UPME, 2025). Al no lograr abastecer la demanda interna, la economía nacional se puede ver afectada por racionamientos de energía eléctrica, la pérdida de competitividad y la inconformidad social.

Colombia tiene el potencial de importar gas natural vía gasoducto desde países productores como Venezuela; sin embargo, el gasoducto que funcionó para exportar gas desde Colombia hasta 2015, está en deterioro y presenta grandes retos de capacidad, calidad, confiabilidad, oportunidad y legalidad (Rodríguez, 2024). Otra opción a los gasoductos consiste en importar gas natural licuado (en adelante GNL) que consiste en enfriar el gas natural hasta $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ y llevarlo hasta su fase líquida, lo que reduce el volumen del gas en aproximadamente 600 veces haciéndolo más eficiente para el almacenamiento y transporte.

En el mundo el GNL se transporta vía marítima en grandes buques llamados metaneros que cuentan con sistemas de aislamiento y contención. Estos buques permiten llevar el GNL hasta los centros de consumo donde se calienta y se lleva a la fase gas (regasificación) para uso de empresas, hogares o la generación de electricidad. El GNL se utiliza también como suministro de combustible a buques (bunkering) para su consumo.

Una manera de abastecer la demanda nacional en buena parte puede ser usando embarcaciones para GNL de bajo calado que reciban de metaneros y cuenten con facilidades para descargar y comercializar en las aguas interiores del país (Bahía de Cartagena, Barranquilla y 620 km adentro del Río Magdalena), facilitando el transporte y el almacenamiento.

El mercado del transporte de GNL en barcazas tiene además otras oportunidades de negocio, como el bunkering de buques que llegan a los puertos de Cartagena y Barranquilla aprovechando la tendencia de traslado hacia combustibles menos contaminantes que están implementando las flotas marítimas.

Una embarcación que pueda navegar por aguas interiores podrá abastecer la industria, poblaciones sin acceso a la red de gasoductos o podrá descargar directamente a la red interconectada. En el país existen por lo menos 5 compañías que se dedican al transporte fluvial de carga en los primeros 623 kilómetros del Río Magdalena y la bahía de Cartagena. Usar embarcaciones de bajo calado permite transportar el recurso hasta el usuario sin depender de la disponibilidad de redes de tuberías, adaptarlo a la demanda particular de cada usuario y tener un almacén disponible.

Analizar y encontrar fuentes de abastecimiento de gas natural beneficia la industria nacional, en particular los generadores de energía eléctrica en tiempos de sequía, la industria química como la generadora de fertilizantes, la competitividad de las zonas portuarias, los consumidores finales en el caso del gas natural vehicular (GNV) y podría llegar hasta las redes de suministro a hogares.

Un sistema de suministro de GNL por medio de barcazas permite que empresas que son consumidoras o transportadoras aseguren su abastecimiento con gas importado sin las restricciones a la oferta nacional del mercado regulado del país.

Esta investigación establece la demanda potencial de GNL, las implicaciones técnicas, los requerimientos logísticos y las variables financieras principales para un proyecto de transporte de GNL por barcazas en Cartagena, Barranquilla y aguas navegables interiores del río Magdalena. Este estudio sirve de soporte técnico y científico para empresas interesadas en abastecer el mercado del GN en Colombia por medio de vías fluviales. Es un insumo base para determinar la factibilidad de un proyecto de esta naturaleza.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Realizar un estudio de factibilidad técnico - financiero del uso de barcazas de GNL que actúen como almacén y medio de transporte desde buques metaneros hasta los centros de consumo accesibles en Cartagena, Barranquilla y municipios a lo largo del Río Magdalena, mediante la determinación de la demanda potencial y el estudio de las implicaciones técnicas y logísticas para el abastecimiento naval, las plantas generadoras de energía eléctrica y la industria.

1.2. Objetivos específicos

1. Determinar la demanda actual y potencial futura de GNL en la Bahía de Cartagena y Río Magdalena desde Barranquilla hasta Barrancabermeja para determinar la viabilidad financiera del proyecto.
2. Describir la infraestructura portuaria disponible y la necesaria para la entrega de GNL desde barcazas a los potenciales clientes en función de la navegabilidad del río Magdalena.
3. Proponer un modelo operativo basado en barcazas de GNL para satisfacer la demanda actual y futura de gas natural en aguas interiores del río Magdalena.
4. Hacer un análisis del periodo de recuperación de la inversión y la tasa interna de retorno basados en ingeniería conceptual de la implementación de un modelo de transporte por barcazas de GNL.

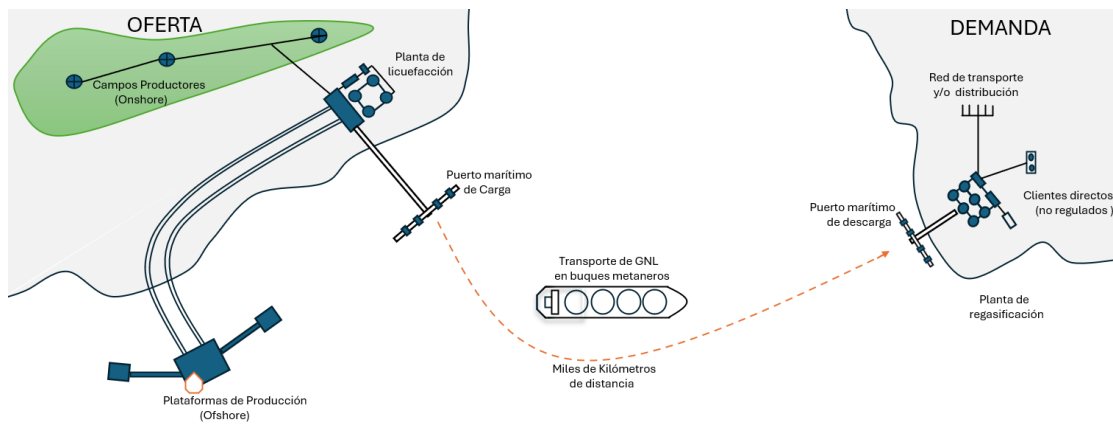
2. Generalidades del mercado de Gas Natural en Colombia

El GNL es el gas natural que se ha llevado a su fase líquida mediante enfriamiento hasta -162°C para reducir su volumen hasta 600 veces y transportarlo de forma eficiente grandes distancias. Este es un paso opcional dentro de lo que se denomina la cadena del GNL que describe el proceso completo para llevar el gas natural desde su extracción hasta su uso final. Este proceso incluye la exploración y producción, la licuefacción, el transporte y la regasificación.

La cadena de valor del gas natural en Colombia se forma por cuatro actividades principales que son, la producción o importación, el transporte, la distribución y la comercialización.

La producción se refiere a la obtención del gas extraído de los yacimientos o importado como GNL y gasificado en plantas de regasificación. El Sistema Nacional de Transporte (SNT), es el conjunto de tuberías mediante las cuales se realiza la conducción del gas natural desde los puntos de producción o importación hasta la entrada de las ciudades y grandes consumidores. La distribución es la conducción del gas desde las puertas de las ciudades hasta los usuarios finales. La comercialización es la actividad de comprar grandes cantidades de gas natural a los productores para venderlo a los usuarios o a otras empresas del sector (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2024).

La Figura 1 representa de forma esquemática la cadena de gas natural, partiendo desde la oferta (plataformas de producción, plantas de licuefacción y puertos de carga) hasta la demanda (terminales de regasificación, redes de transporte y consumidores). La figura permite entender cómo se integran los distintos eslabones que hacen posible que el gas natural llegue de forma segura y eficiente al resto de los sectores económicos del país.

Figura 1*Esquema de la cadena del gas natural*

Nota. Cadena de suministro de GNL. Adaptado de “LNG cold energy utilization: Prospects and challenges”, por T. He, Z. R. Chong, J. Zheng, Y. Ju, y P. Linga, 2019, Energy, 170, p. 2.

En Colombia el consumo de gas natural se centra en el sector residencial, generación de electricidad, sector industrial y transporte terrestre; sin embargo, otro mercado potencial es el consumo de este combustible por grandes buques que ingresan a las zonas portuarias (Bunkering). Desde enero de 2015, la navegación marítima ha tenido que manejar nuevos requerimientos por reducción de sulfuros en los combustibles y desde 2016 nuevas restricciones para reducción de óxidos de nitrógeno. La respuesta obvia fue usar gas natural como combustible (Draffin, 2013). Actualmente en Estados Unidos (Disco Digital Media, Inc., 2022), Europa (Nautilus International, 2019) y en otras partes del mundo como China y Singapur se está atendiendo este mercado creciente.

En Colombia, la UPME en su estudio técnico para la adopción del plan de abastecimiento 2023-2038 recomienda la implementación de infraestructura para la importación de gas natural en varias zonas portuarias del país, dada la insuficiencia de la oferta interna. Actualmente solo se dispone de una terminal para la importación y regasificación de GNL operando, la cual entrega

450 millones de pies cúbicos por día, y se está ampliando esta capacidad a más de 530 millones de pies cúbicos por día en el corto plazo (Portafolio, 2024).

La propuesta de usar barcazas para ampliar la capacidad de importar gas va en línea con las recomendaciones de UPME y con la tendencia general del mercado de demanda interna.

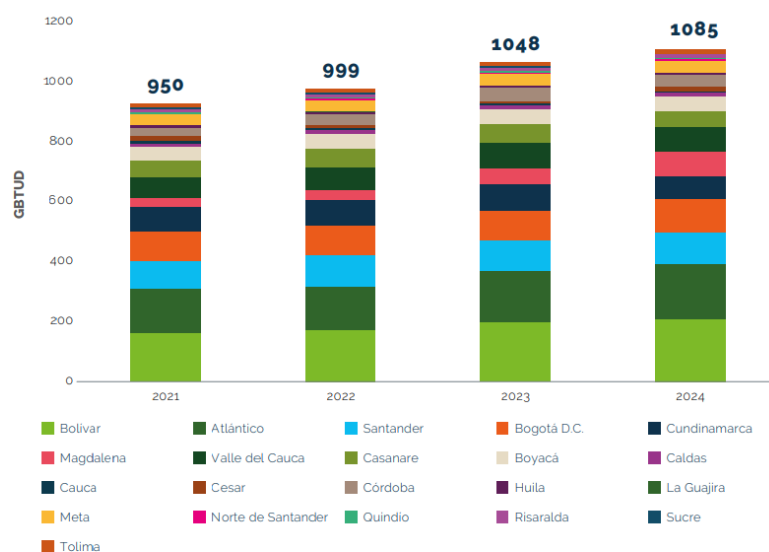
3. Demanda actual y potencial futura del GNL en las zonas portuarias de Cartagena, Barranquilla y aguas interiores del Río Magdalena.

3.1. Demanda promedio de gas natural en Colombia

De acuerdo con Naturgas, la Asociación Colombiana del Gas Natural, al discriminar la demanda de gas natural por departamentos en Colombia, Bolívar se ha ubicado en los últimos 4 años como el departamento más consumidor, seguido por Atlántico, Santander y Bogotá. Este comportamiento se explica por la demanda del sector industrial y de las plantas térmicas que en 2023 y 2024 aumentaron el consumo de gas para la generación eléctrica (Naturgas, 2024).

Figura 2

Demanda promedio de gas natural en Colombia



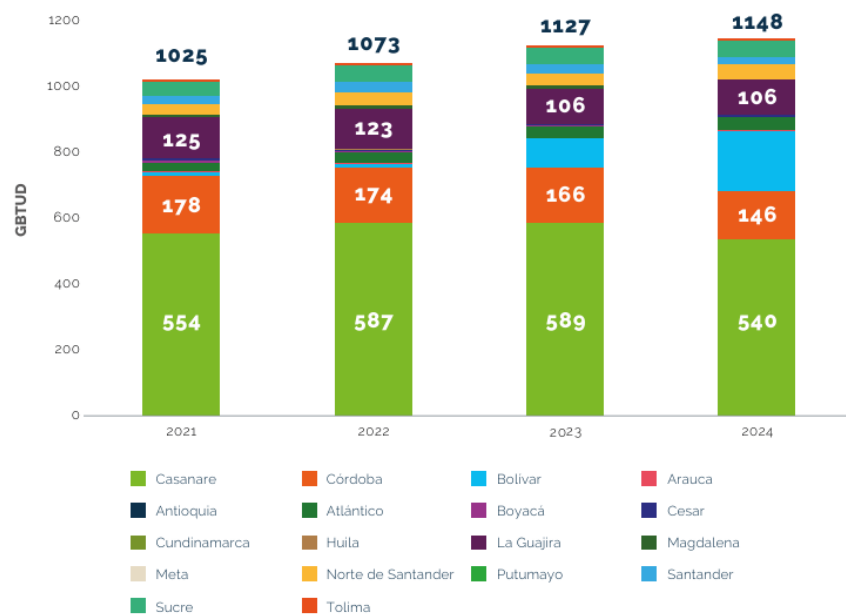
Nota. Tomado de *Informe cifras del gas 2024* (p. 16), por Naturgas, 2024, Naturgas.

Como se observa en la Figura 2, otro de los departamentos que tiene una alta demanda de gas natural es Santander, esto se explica por la demanda constante de la refinería ubicada en el municipio de Barrancabermeja.

Posteriormente, a principios de febrero de 2025 las empresas comercializadoras de gas natural en Colombia anunciaron aumento en las tarifas para los usuarios dada la necesidad de cubrir la demanda interna con gas importado (López, 2025).

Uno de los factores determinantes en el alza de tarifas fue la caída en la producción nacional de gas. Según datos de Ecopetrol, la producción ha descendido de 1.100 millones de pies cúbicos por día (Mpcd) en 2020 a cerca de 900 Mpcd en 2025, generando un déficit de oferta en el mercado. Además, la falta de contratos a largo plazo y el comportamiento del mercado internacional de gas natural licuado (GNL) contribuyeron a elevar los costos (González, 2025).

En los últimos cuatro años la oferta de gas natural promedio en Colombia fue de 1.093 GBTUD. En la Figura 3 se muestra la evolución de la producción de gas natural en Colombia entre 2021 y 2024, desagregada por departamentos. Se observa, que los departamentos con mayor oferta han sido Casanare (52%), Córdoba (15%) y La Guajira (11%). En 2024 el departamento de Bolívar registra la segunda mayor oferta después de Casanare, con un 16.2% en promedio, representada principalmente en gas importado para atender el fenómeno de El Niño (Naturgas, 2024, p.14)

Figura 3*Producción de gas natural en Colombia*

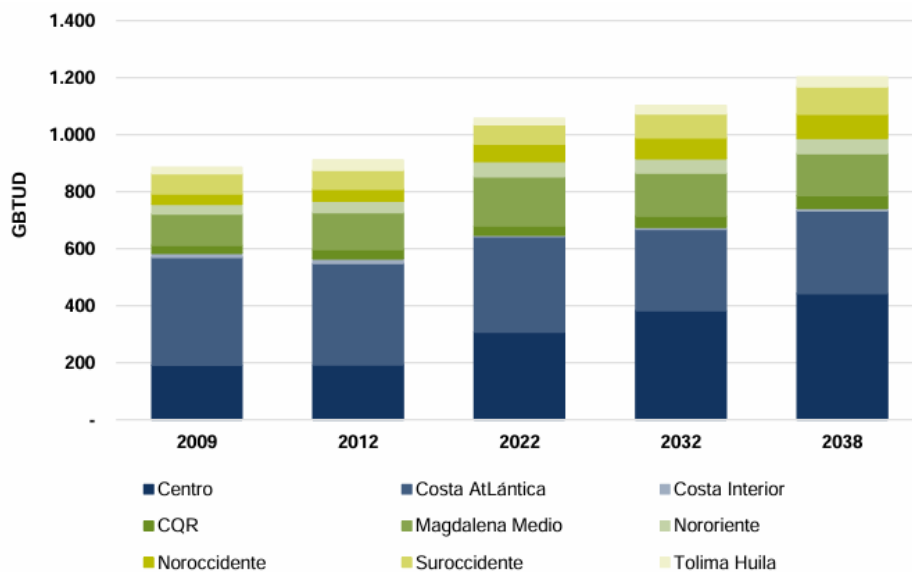
Nota. Tomado de *Informe cifras del gas 2024* (p. 14), por Naturgas, 2024, Naturgas.

En la Figura 4 se muestran las tendencias históricas y proyecciones de la demanda de gas natural en Colombia según el escenario medio planteado por la Unidad de Planeación Minero–Energética (UPME, 2023). Este gráfico refleja la evolución sectorial del consumo y permite identificar los posibles comportamientos del mercado en el largo plazo.

La Unidad de Planeación Minero – Energética UPME en el último reporte de 2023, presenta las proyecciones de demanda para el periodo 2023 – 2037. En este reporte, considerando el agregado del escenario medio, se estima una tasa de crecimiento promedio anual para la década 2022 2032 de 0,4%. Para años posteriores (2032-2038), impulsado por el desarrollo del GNL como energético de transporte, el crecimiento de la demanda de gas natural podría aumentar hasta 1,5% medio anual. Para el año 2022, el consumo medio de este combustible tuvo una magnitud de 1057 GBTUD, se estima que hacia el año 2032 la demanda nacional alcanzaría valores medios de 1103 GBTUD y para 2038 de 1202 GBTUD (UPME, 2023, p. 4)

Figura 4

Demanda de gas natural sectorial histórica y proyectada, escenario medio



Nota. Tomado de *Resumen ejecutivo: Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023–2037* (p. 4), por Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2023

El Resumen ejecutivo *Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2037* de UPME, presenta dinámicas diferenciadas para el periodo 2022-2032, mostrando incrementos por sector así:

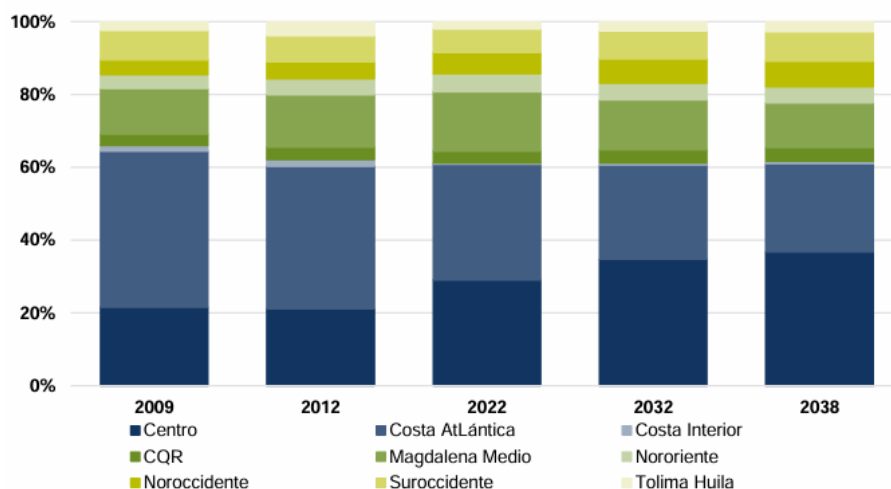
- Residencial: la cobertura pasará del 63% al 68%, con un aumento de la demanda de 175 a 202 GBTUD (crecimiento medio anual de 1,5%).
- Industrial (incl. petroquímico): crecerá de 283 a 296 GBTUD, equivalente a un 0,5% anual.
- Servicios (PIB terciario): aumentará de 56 a 77 GBTUD, con un crecimiento anual de 3,3%.

- Transporte: la demanda de GNCV bajará levemente de 56 a 53 GBTUD, aunque hacia finales de la década de 2030 se sumarán 120 GBTUD por consumo de GNL.

En el análisis regional de la demanda de gas natural, la UPME presenta cómo ha variado y cómo se proyecta su distribución territorial en el escenario medio. Estos datos permiten observar las tendencias históricas y las perspectivas a 2038 en las diferentes regiones del país, destacando la participación relativa de cada zona en el consumo nacional (Figura 5).

Figura 5

Participaciones en la demanda de gas natural regional histórica y proyectada, escenario medio



Nota. Tomado de *Resumen ejecutivo: Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023–2037* (p. 4), por Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2023

Esta proyección resulta conservadora cuando se tiene en cuenta que en los últimos dos años la demanda de GNL para la producción de energía eléctrica ha aumentado considerablemente, que se tiene reducción en las reservas probadas y que se han aumentado las restricciones para la exploración y explotación de proyectos nuevos.

De acuerdo con La Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos, Energía y Tecnologías Afines (Acipet) la importación de 40 GBTU/día que se dio en 2024, que corresponde a un 4% de la demanda interna, evidencia la pérdida de autosuficiencia del país en materia de gas. Este hecho puntual, es solo una muestra más de la estrechez entre oferta y demanda y marca el inicio del consumo de gas importado en hogares, industrias y vehículos durante los próximos años (Ramírez, 2024)

Todas las empresas, agentes del mercado y entidades de gobierno involucradas con el gas natural, tienen contemplada la importación de gas, para estos usuarios a partir de 2025 y esta condición se mantendrá hasta que ingrese el gas del offshore y/o se materialicen proyectos en tierra, con volúmenes significativos, que puedan cubrir el faltante. Lo anterior implica que los precios del gas en Colombia van a tender a crecer de acuerdo con los precios internacionales, los volúmenes finalmente importados y los costos de transporte del GNL (Ramírez, 2024).

En este mismo sentido el Informe de Cifras del Gas 2024 de Naturgas muestra que 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 (Naturgas, 2024, p.19).

El gobierno nacional reconoce la necesidad de importar gas, en el documento de la Unidad de Planeación Minero-Energética de diciembre de 2024 titulado Situación de Abastecimiento Futuro de Gas describe que dada la declinación natural de las reservas existentes y el tiempo necesario para madurar los recursos contingentes y prospectivos del país, se requieren fuentes alternativas al potencial nacional y a la infraestructura actual, permitiendo así integrar nueva oferta de gas natural mediante la importación. (UPME, 2024).

3.2. El mercado del GNL como combustible naval.

Una demanda desatendida en Colombia es el abastecimiento de GNL como combustible para buques (Bunkering) que arriban a los puertos de Cartagena y Barranquilla. Para abordar esta potencial demanda es conveniente analizar lo que está sucediendo en el mundo respecto del cambio que están buscando las flotas de buques para encontrar combustibles menos contaminantes y alienarse con las metas mundiales de reducción de emisiones.

3.2.1. Contexto mundial: Demanda de Gas Natural como combustible de embarcaciones mayores.

Existen varios factores que están permitiendo el crecimiento del consumo de GNL como combustible para las flotas navieras alrededor del mundo:

- Las regulaciones ambientales, como las metas de la Organización Marítima Internacional (IMO), que establecen para 2030 reducir en un 40% la intensidad de emisiones de CO₂ del transporte marítimo respecto a 2008, y para 2050 disminuir en al menos un 50% las emisiones totales de gases de efecto invernadero (IMO, 2018).
- Los avances tecnológicos, como las mejoras en los motores a GNL y la mejora en infraestructura para estaciones de suministro.
- La demanda de medios de transporte marítimo más limpios. Hay una demanda global creciente por los procesos sostenibles y la navegación se alinea con esos valores.
- La inestabilidad política mundial desalienta la construcción de grandes gasoductos que comprometen la independencia energética, ante lo cual, se propicia el abastecimiento por medio de buques metaneros.

En el año 2024, entraron en operación 169 buques adicionales con la potencialidad de usar GNL como combustible (SEA-LNG, 2025), soportados por el rápido crecimiento en infraestructuras fijas y embarcaciones de suministro.

De acuerdo con SEA LNG (SEA-LNG, 2025), la situación actual de la ruta de GNL en el mundo se resume en:

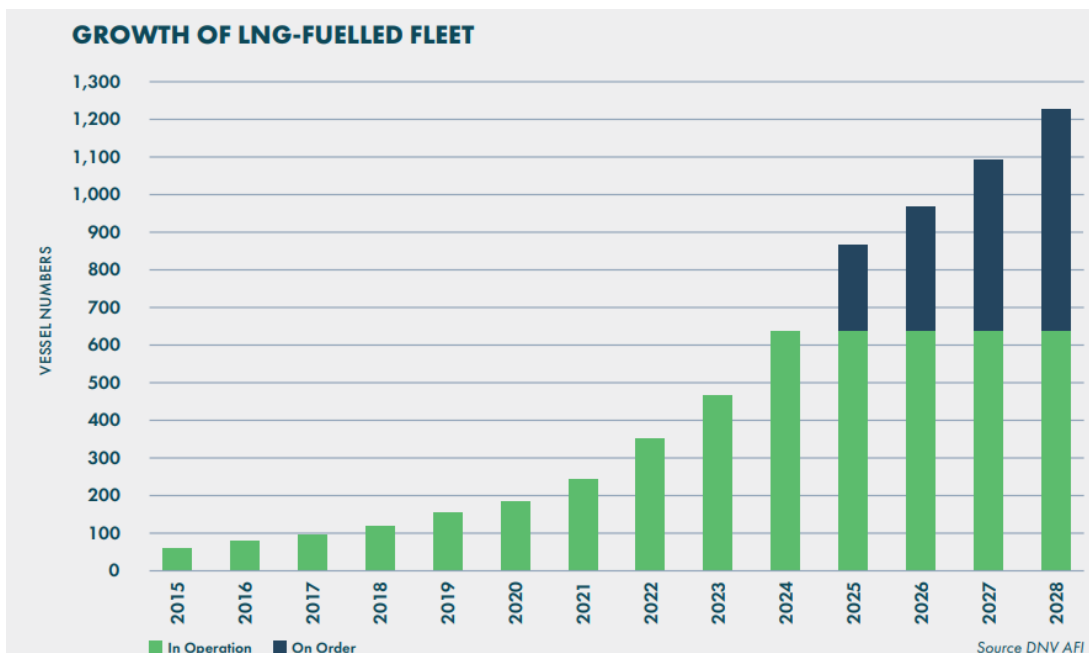
- Alrededor del 6% de la capacidad de carga naval disponible será impulsada con combustibles limpios como el GNL en el futuro próximo.
- Beneficios en la calidad del aire al usar GNL: 95% de reducción de NOx, mínimo SOx y Material particulado.
- Reducción de más de 23% de los gases de efecto invernadero en el ciclo de vida (Well to wake), comparado con los combustibles marinos tradicionales.
- Abastecimiento de GNL para buques disponible en 198 puertos alrededor del mundo y 61 embarcaciones de suministro en operación.
- Biometano licuado listo para comerciar y disponible como combustible de buques en 70 puertos alrededor del mundo.
- Se están desarrollando proyectos de e-metano en América del Norte, América del Sur, Australia, Oriente Medio y el Sudeste Asiático. Ya comercializándose en Europa como combustible para buque.

Alrededor del 60% de la flota impulsada por GNL está dominada principalmente por el sector de los portacontenedores, seguida por tanqueros con el 26%, graneleros el 11% y Ro-Ro (diseñados específicamente para el transporte de carga rodada, como automóviles, camiones, etc.) el 4% (SEA-LNG, 2025),

De acuerdo con DNV (2025), una tercera parte de las órdenes para la construcción de nuevos buques corresponde a embarcaciones de propulsión dual, En 2024 la mitad de todas las órdenes de construcción son de buques portacontenedores y el 90% de los buques Ro-Ro son de propulsión dual. En los próximos años las nuevas construcciones continuarán aumentando esta tendencia.

Figura 6

Crecimiento mundial de la flota alimentada con GNL



Nota. Tomado de *LNG Pathway – The Practical and Realistic Route to Decarbonisation* (p. 3), por SEA-LNG, 2024

El segmento de contenedores, que es el sector marítimo que más combustible consume, está liderando la adopción del GNL como combustible marino. La naviera líder mundial de contenedores y miembro de SEA-LNG, MSC, recibirá 92 buques de combustible dual a GNL a partir de 2025, mientras que CMA CGM recibirá 34. Maersk ha anunciado 62 buques propios y alquilados con capacidad para el transporte de GNL, mientras que Hapag-Lloyd también ha

firmado un contrato para 24 nuevos buques portacontenedores de combustible dual a GNL. Muchos otros armadores están siguiendo los pasos de estos grandes operadores (DNV, 2025).

La mejor opción ahora es implementar el GNL como combustible. De acuerdo con Michele Francioni, Chief Energy Transition Officer, MSC, el camino del GNL muestra un potencial más inmediato para respaldar nuestra estrategia de cero emisiones netas que el del metanol.

Si elige el GNL como fuente energética, se tiene el bio-GNL y también el camino del e-GNL, que lo lleva desde el estado actual de quemar GNL como combustible competitivo frente a cualquier otra alternativa en el mercado hoy, directamente al futuro y a la par del amoníaco o el metanol verdes a través del e-GNL. (Jacob Granqvist, Vice-President Maritime, Gasum).

Con la rápida expansión de la flota propulsada por GNL, se está intensificando la necesidad de infraestructura de apoyo para el abastecimiento de este combustible. La cantidad de GNL consumida por los buques ya ha experimentado un marcado aumento, con un crecimiento de más del 500 % registrado entre 2020 y 2024 (DNV, 2025).

Se espera una tasa de crecimiento similar durante los próximos cinco años. Sin embargo, los buques de abastecimiento de combustible de GNL no siguen el ritmo, lo que da lugar a una brecha significativa entre la oferta y la demanda de abastecimiento de combustible de GNL, y el problema es más pronunciado en algunas regiones que en otras (DNV, 2025).

En general, las embarcaciones de abastecimiento de GNL de tamaño pequeño y medio tienen capacidades entre 1.000 y 20.000 m³ y pueden ser usadas tanto dentro como fuera del puerto. En la actualidad, en el mundo se encuentran en operación unos 64 buques de abastecimiento de GNL y se han encargado otros 16. Alrededor del 42 % de estos buques son de más de 10 000 m³, y otro 37 % tienen entre 5000 y 10 000 m³ (DNV, 2025).

Se espera que la brecha entre la demanda y la oferta de GNL para combustible de buques se amplíe aún más en los próximos años. Para cerrar esta brecha, en los últimos años se producido un cambio en los astilleros interesados en construir este tipo de embarcaciones. En particular, varios astilleros que antes se dedicaban a la construcción de pequeños buques gaseros han avanzado hacia la construcción de buques gaseros medianos y grandes, por lo que ahora hay diferentes astilleros disponibles para construcción de los buques de menor tamaño (DNV, 2025).

El abastecimiento de GNL para buques se hace generalmente de tres formas; por medio de camiones, desde una terminal de bunkering o por medio de embarcaciones de suministro Ship to Ship. En comparación con otros métodos de abastecimiento, el suministro desde otra embarcación (Ship to Ship) ofrece una gran flexibilidad en cuanto a capacidad y ubicación. Dado que la embarcación de suministro permanece acoderada junto a la embarcación que recibe, este método permite al buque operar en puerto mientras se abastece, ahorrando tiempo de abastecimiento de combustible independiente del muelle que se encuentre. (World Port Sustainability Program, s. f.)

El abastecimiento de combustible Ship to Ship es adecuado para todo tipo de buques y se espera que se convierta en el principal método de abastecimiento de combustible para buques con una demanda de más de 100 m³. Esto implica que el abastecimiento Ship to Ship es más adecuado para buques de gran tamaño como RoPax (subtipo de Ro-Ro que combina carga rodada con transporte de pasajeros), graneleros y portacontenedores (World Port Sustainability Program, s. f.).

3.3. Tráfico de buques en Cartagena y Barranquilla: El potencial de mercado para suministro de combustible a buques (bunkering)

De acuerdo con la Dirección General Marítima de Colombia DIMAR, Cartagena se mantiene como el puerto de Colombia con el registro más alto en cantidad de arribos de transporte

marítimo internacional de carga con el 41.3% del total nacional. Barranquilla ocupa el cuarto puesto en arribos con un 12.4% del total nacional para el 2023. El comportamiento de arribos de buques para estas dos zonas portuarias se resume en la Tabla 1.

Tabla 1

Relación de arribos de buques en Cartagena y Barranquilla para 2022-2023

Arribos de buques:	CARTAGENA		BARRANQUILLA	
	2022	2023	2022	2023
Tráfico marítimo internacional de buques de pesca	29	24	5	3
Tráfico marítimo internacional de buques con fines especiales	14	12	1	5
Tráfico marítimo internacional de buques cruceros	126	185	0	0
Tráfico marítimo internacional de buques portacontenedores	1787	2176	263	249
Tráfico marítimo internacional de buques graneleros	168	158	396	392
Tráfico marítimo internacional de buques tanqueros	165	228	87	73
Tráfico marítimo internacional de buques carga general	201	193	172	151
Tráfico marítimo internacional de buques quimiquero	98	97	90	86
Tráfico marítimo internacional de buques carga rodada (Ro/Ro)	194	187	0	0
Tráfico marítimo internacional de buques carga refrigerada	0	9	1	3
Tráfico marítimo internacional de buques GNL y GLP	173	164	8	8
TOTALES	4977	5456	3045	2993

Nota. Adaptado de *Anuario estadístico de tráfico y transporte marítimo 2022–2023* (pp. 12–75), por Dirección General Marítima – Dimar, 2024, Editorial Dimar.

3.4. Análisis de la demanda potencial

En este estudio el cálculo de la demanda de GNL para bunkering en la zona portuaria de Cartagena y Barranquilla parte de las siguientes consideraciones:

Actualmente unos 642 buques están en capacidad de usar GNL como combustible, lo que representa aproximadamente el 6% de la flota mundial (Blue. comms, 2024).

Para 2028 se espera que aproximadamente 1200 buques energizados por GN, estén operando (SEA-LNG, 2024).

Se estima que alrededor de 40% a 50% de la flota mundial de buques podría estar utilizando GNL para 2050 (Economist Impact, 2023).

El comparativo acumulado de tráfico portuario de los últimos 3 años por zona portuaria muestra que en la Región Caribe ha tenido un incremento porcentual del 5.1% (Superintendencia de Transporte, 2024).

A pesar de que existen políticas para ampliar la capacidad portuaria y ampliar los servicios portuarios, en esta proyección asumiremos un incremento anual semejante al histórico.

El intervalo de cantidades de GNL entregadas en cada suministro hacia un buque se relaciona en la tabla 2: (Redacción, 2020).

Tabla 2

Relación de cantidades recibidas en cada suministro por tipo de buque

Tipo de embarcación:	Cantidades por cada suministro en metros cúbicos	
	Mínimo	Máximo
Container Ships	1000	2000
Cruise Ships	1000	1500
Tanker Vessels	500	1000
Bulk Carrier	1000	1500
General cargo ship	500	1000
Ro/Ro	1000	1500
Carga refrigerada	1000	1500

Nota. Tomado de *LNG supply vessels, fleet review. - Zero 2050. Cero 2050.*

Bajo estas premisas y teniendo en cuenta el tráfico actual en las zonas estudiadas, podemos proyectar la demanda de GNL para abastecimiento de buques en un escenario conservador (cálculo con las menores cantidades por suministro).

La Tabla 3 resume la proyección de la demanda de GNL para bunkering en Cartagena y Barranquilla y las gráficas muestran la variación de esta demanda hasta 2040. Las figuras 7, 8, 9 y 10 muestran las proyecciones de arribo de buques en Cartagena y Barranquilla, así como la proyección de la demanda en metros cúbicos anuales y en GBTU/año de GNL para bunkering en estas mismas zonas portuarias.

Tabla 3

Proyección de la demanda de GNL para bunkering de buques en Cartagena y Barranquilla

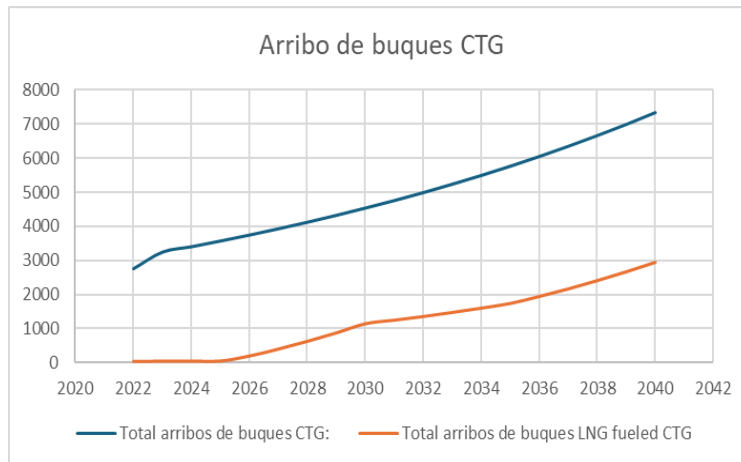
Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total arribos de buques CTG:	2768	3257	3415	3582	3757	3941	4134	4336	4549
Total arribos de buques LNG fueled CTG	27	33	36	39	185	391	618	865	1135
Demanda anual m3*1000 CTG				36,5	176	372,5	588,5	823,5	1081
Total arribos de buques BQLLA:	1014	957	983	1010	1037	1065	1095	1125	1155
Total arribos de buques LNG fueled BQLLA	6	6	7	13	49	103	160	222	285
Demanda anual m3*1000 BQLLA				11,5	43	90,5	140,5	195	250
Total arribos CTG+BQUILLA	3782	4214	4398	4592	4794	5006	5229	5461	5704
Total arribos de buques LNG fueled CTG + BQUILLA	33	39	43	52	234	494	778	1087	1420
Demanda total	0	0	0	48	219	463	729	1018,5	1331
Demanda total GBTU	0	0	0	1694,4	7730,7	16344	25734	35953	46984
Demanda total GBTUD	0	0	0	4,6422	21,18	44,778	70,503	98,502	128,72

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Total arribos de buques CTG:	4770	5004	5250	5507	5778	6063	6362	6676	7004	7350
Total arribos de buques LNG fueled CTG	1238	1347	1467	1593	1730	1937	2159	2402	2660	2937
Demanda anual m3*1000 CTG	1179	1283,5	1398	1518	1649	1846,5	2058,5	2290	2536	2800,5
Total arribos de buques BQLLA:	1188	1221	1255	1289	1326	1363	1401	1441	1482	1523
Total arribos de buques LNG fueled BQLLA	304	325	348	370	394	431	474	516	561	608
Demanda anual m3*1000 BQLLA	267	285,5	305,5	325	346	378,5	416	453	492,5	534
Total arribos CTG+BQUILLA	5958	6225	6505	6796	7104	7426	7763	8117	8486	8873
Total arribos de buques LNG fueled CTG + BQUILLA	1542	1672	1815	1963	2124	2368	2633	2918	3221	3545
Demanda total	1446	1569	1703,5	1843	1995	2225	2474,5	2743	3028,5	3334,5
Demanda total GBTU	51044	55386	60134	65058	70424	78543	87350	96828	106906	117707,9
Demanda total GBTUD	139,85	151,74	164,75	178,24	192,94	215,18	239,31	265,28	292,89	322,4873

Nota. Adaptado de *Anuario estadístico de tráfico y transporte marítimo 2022–2023* (pp. 12–75),

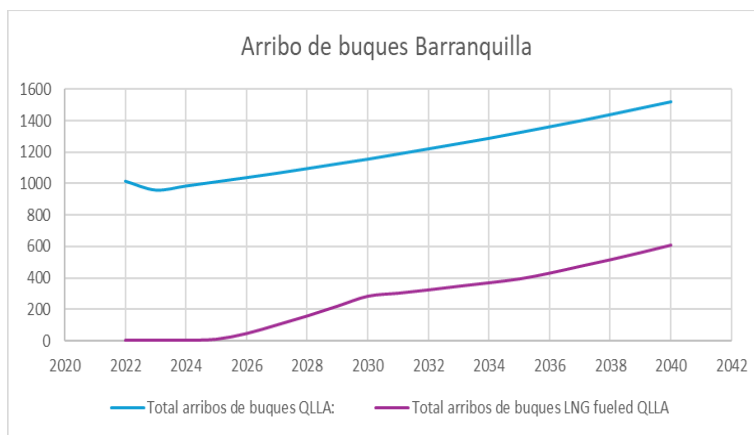
por Dirección General Marítima – Dimar, 2024, Editorial Dimar.

En la Figura 7 se presenta la proyección de arribos de buques al puerto de Cartagena (2022–2040), diferenciando el total de embarcaciones y aquellas impulsadas por GNL. La serie muestra un crecimiento sostenido del total y una incorporación más acelerada de buques a GNL desde 2026, lo que evidencia la necesidad de atender esa demanda en ese puerto.

Figura 7*Proyección de arribos de buques en Cartagena*

Nota. Elaboración propia con base en la información de Tabla 3.

En la Figura 8 se ilustra la proyección de arribos al puerto de Barranquilla (2022–2040), donde el número total de arribos aumenta de forma gradual mientras que los buques con propulsión a GNL experimentan un crecimiento significativo a partir de 2026, indicando que también existirá demanda en este puerto, aunque a menor escala relativa que Cartagena.

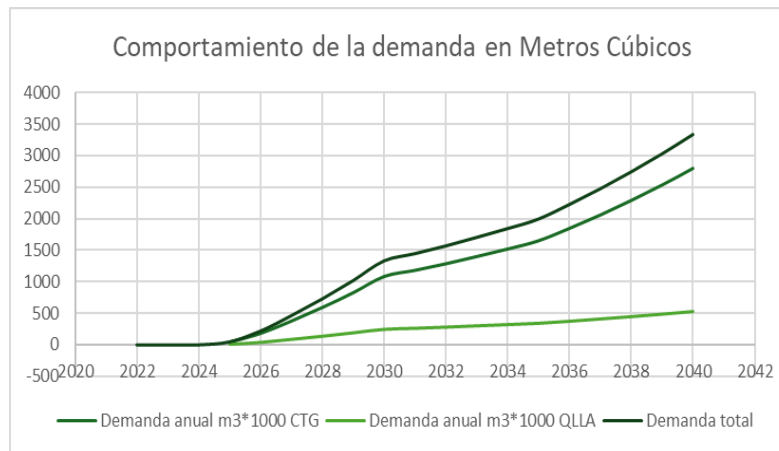
Figura 8*Proyección de arribos de buques en Barranquilla*

Nota. Elaboración propia con base en la información de Tabla 3.

En la Figura 9 se muestra el comportamiento proyectado de la demanda anual de GNL (metros cúbicos) para Cartagena y Barranquilla, además de la demanda total (2022–2040); las curvas reflejan un aumento sostenido de la demanda, con Cartagena como principal aporte y Barranquilla sumando un crecimiento relevante ligado al mayor ingreso de buques alimentados por GNL.

Figura 9

Crecimiento de la demanda en Cartagena y Barranquilla en m³

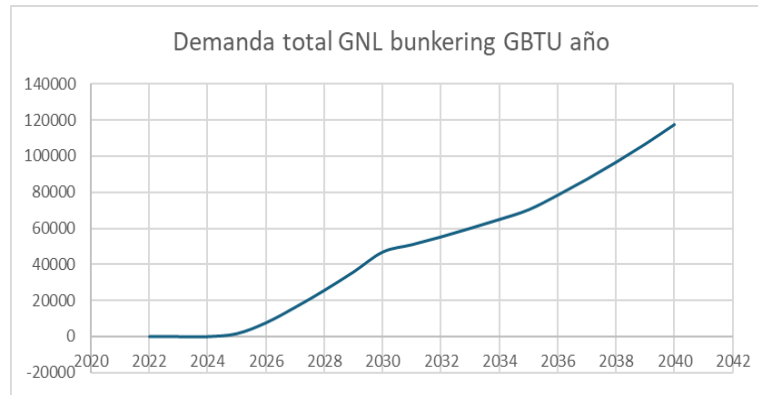


Nota. Elaboración propia con base en la información de Tabla 3.

En la Figura 10 se observa la proyección de la demanda total de GNL para operaciones de bunkering (GBTU/año) en el periodo 2022–2040. La tendencia refleja un crecimiento sostenido y acelerado a partir de 2025, alcanzando valores superiores a las 100.000 GBTU hacia 2040. Este comportamiento confirma la consolidación del GNL como combustible alternativo en el sector marítimo, en línea con la mayor incorporación de buques propulsados con esta tecnología y la expansión de la infraestructura portuaria.

Figura 10

Crecimiento de la demanda en Cartagena y Barranquilla en GBTU/año.



Nota. Elaboración propia con base en la información de Tabla 3.

En conclusión, la proyección de arribo de buques a las zonas portuarias de Cartagena y barranquilla y la tendencia mundial de la flota hacia el uso de Gas Natural como combustible generan una demanda de este energético para la que no existen proyectos de abastecimiento en estas regiones portuarias del país, creando una oportunidad de negocio.

Dadas las cantidades de demanda nacional proyectadas para la industria y para bunkering es conveniente que se complemente este análisis mediante un estudio técnico de la infraestructura portuaria disponible y necesaria para la entrega de GNL desde barcazas, a fin de poder realizar un análisis financiero de un proyecto de esta naturaleza.

4. Infraestructura Portuaria disponible para atender la demanda de GNL en Cartagena, Barranquilla y aguas navegables del Rio Magdalena, Colombia.

4.1. Condiciones básicas necesarias de una instalación portuaria para transferencia de Gas Natural

Las instalaciones portuarias construidas para transferencia de GNL deben cumplir características especiales para garantizar la seguridad, la disponibilidad de facilidades para la

conexión con embarcaciones, la capacidad adecuada de almacenamiento, transferencia y regasificación, entre otras.

El OCIMF (Oil Companies International Marine Forum) publica regularmente documentos de referencia para la construcción y operación segura de terminales de gas natural licuado (GNL). Uno de los documentos más relevantes publicados en este contexto es el libro *Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals 4th Edition* (SIGTTO, 2020). También la Norma Técnica Colombiana NTC 6276 (ICONTEC, 2016), aunque está enfocada principalmente en instalaciones terrestres para producción, almacenamiento y manejo de GNL, varios de sus lineamientos son perfectamente aplicables y homologables a instalaciones portuarias que realicen transferencia de GNL. A continuación, se hace un resumen de los principales aspectos referidos en estos documentos:

4.1.1. Sistemas de seguridad

- Implementación de protocolos de seguridad robustos, que incluyan sistemas de paradas de emergencia y medidas de protección contra incendio. NTC 6276 incluye especificaciones para los procedimientos de emergencia y su mantenimiento.
- Espaciamiento adecuado y separación entre componentes críticos para minimizar el riesgo de propagación de la condición anómala durante un incidente.

4.1.2. Diseño de la infraestructura

- Estudio de localización del terminal: incluye aspectos como suelos, vegetación, nivel freático, entorno acuático marítimo, mareas, etc.
- Estudio de análisis de riesgos durante el diseño y cuando se presente una modificación o cambio importante.

- Infraestructura especializada para condiciones criogénicas, incluyendo líneas de tuberías aisladas y tanques de almacenamiento.
- Muelles y atracaderos diseñados adecuadamente capaces de acomodar las embarcaciones de GNL y asegurar el amarre seguro.
- NTC 6276 contiene especificaciones para el diseño de tanques de almacenamiento y tuberías de proceso.

4.1.3. Equipos estandarizados

- Disponer de sistemas de transferencia aprobados, tales como brazos de carga o mangueras criogénicas con mecanismos de detección de fugas.
- NTC 6276 da especificaciones puntuales sobre el diseño de los equipos y la instrumentación.
- Compatibilidad de los equipos del terminal con diferentes embarcaciones de GNL y diferentes configuraciones.

4.1.4. Procedimientos de Operación

- Procedimientos claros para la transferencia de GNL, incluyendo el inicio de operaciones normales y protocolos de parada de emergencia.
- Directrices para la comunicación y coordinación seguras entre la terminal y los transportadores de GNL.

4.1.5. Entrenamiento

- Requerimientos de entrenamiento y certificación para el personal operador para asegurar que están preparados en los riesgos específicos asociados al GNL. NTC

6276 estipula requisitos básicos de operación, mantenimiento y entrenamiento del personal.

4.1.6. Consideraciones Ambientales

- Medidas para prevenir y controlar emisiones o derrames, asegurando el mínimo impacto ambiental.
- Cumplimiento con estándares internacionales como los establecidos por MARPOL.

4.2. Estructura Portuaria disponible para atención de embarcaciones de GNL en Colombia y perspectivas de crecimiento.

A la fecha en Colombia, la única terminal portuaria que puede recibir gas natural licuado (GNL) desde embarcaciones es la terminal de regasificación SPEC LNG, ubicada en Barú, Bolívar. Esta terminal es clave para la seguridad energética del país y cuenta con infraestructura avanzada para recibir, almacenar y regasificar GNL importado. Estas son las principales características de este terminal:

- Capacidad de almacenamiento: 170,000 m³.
- Capacidad de regasificación: 450 millones de pies cúbicos diarios (MMSCFD). En proceso de ampliación hasta 530 millones de pies cúbicos para 2027.
- Operaciones barco a barco: Permite la transferencia segura de GNL desde buques metaneros.
- Se encuentra conectada al SNT a través del Hub Mamonal.

Información tomada de la página web de SPEC LNG (SPEC LNG, s. f.).

En Colombia, actualmente se están desarrollando o evaluando varios proyectos de terminales de regasificación de GNL para fortalecer la seguridad energética del país. Los tres más destacados son:

4.2.1. Terminal Brisa

- Ubicada en Puerto Brisa, La Guajira.
- Capacidad inicial de regasificación: 180-240 millones de pies cúbicos diarios (MPCD), con posibilidad de expansión a 400 MPCD.
- Este proyecto busca mitigar el déficit de gas proyectado para 2026 y diversificar la matriz energética del país.

Datos tomados de Energy Developments LLC (2024) y DAS Consulting (2024) (Energy Developments LLC. (s. f.)).

4.2.2. Proyectos en el Pacífico

- Se están evaluando opciones para construir una terminal en la región del Pacífico, donde la infraestructura de transporte de gas es limitada.
- Este proyecto enfrentará retos como la construcción de gasoductos y el licenciamiento ambiental.

Datos tomados de Diario La República (S.A.S, 2025)

4.2.3. Estación Ballena en el Caribe

- La Guajira también es considerada para otro proyecto debido a su conexión directa con el Sistema Nacional de Transporte de Gas.
- Este nodo permitiría ingresar hasta 300 MPCD con menor complejidad en infraestructura.

Información tomada de la sección noticias en la página de la Bolsa Mercantil de Colombia (BEC – Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. 2025, 3 de septiembre)

4.2.4. Terminal de regasificación en Buga, Valle del Cauca

- Ecopetrol planea importar GNL por el pacífico y contará con una infraestructura en Buga, que tendrá una capacidad de regasificación de 60 MPCD. Se prevé que entre en operación en el segundo trimestre de 2026.
- Esta alternativa de regasificación en la costa Pacífica colombiana permitirá contar con otra fuente de abastecimiento para atender la demanda de gas natural en el interior del país.

Información tomada de portal de noticias LinkedIn (Martin Rosas, 2025).

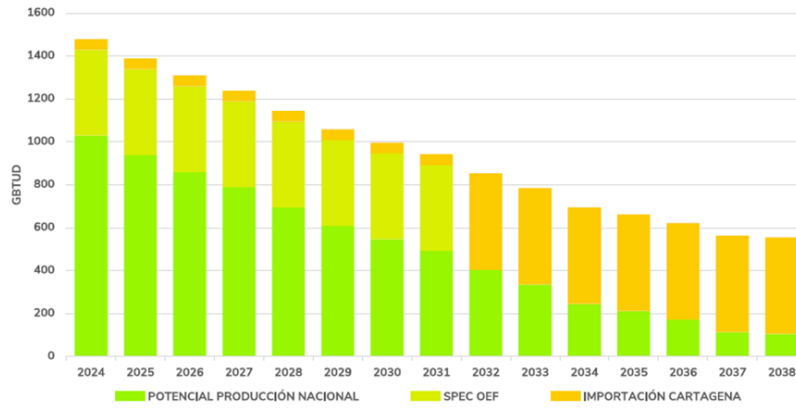
4.3. Perspectivas de la demanda futura de GNL

La Unidad de Planeación Minero-Energética en el Estudio Técnico Para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023- 2038 reconoce el decrecimiento continuo de la oferta de gas natural en el país y plantea tres escenarios en los cuales incluye la importación como mecanismo necesario de abastecimiento (UPME, 2025). Esto motiva la generación de una política pública que incentive la creación de infraestructura para inyectar el gas importado al SNT:

Las figuras 11, 12 y 13 muestran los escenarios de oferta planteados por la UPME (UPME, 2025):

Figura 11

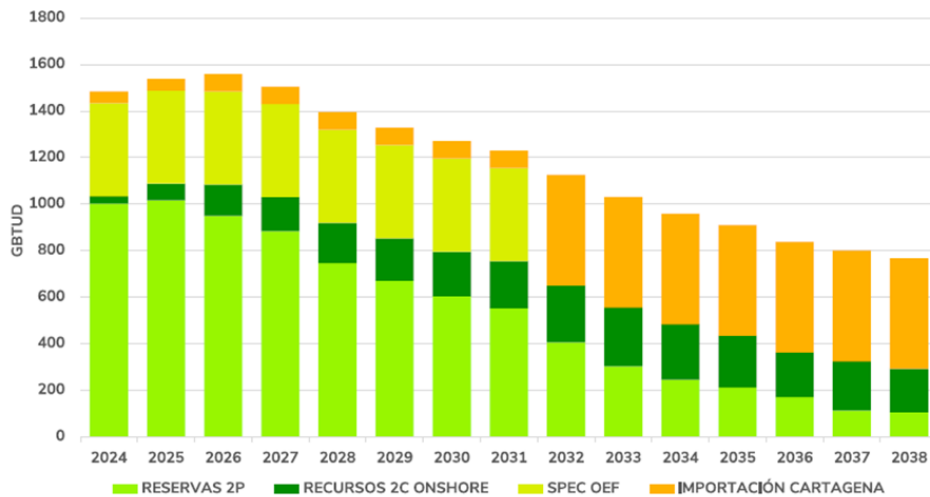
Escenario de Oferta 1 de Gas Natural



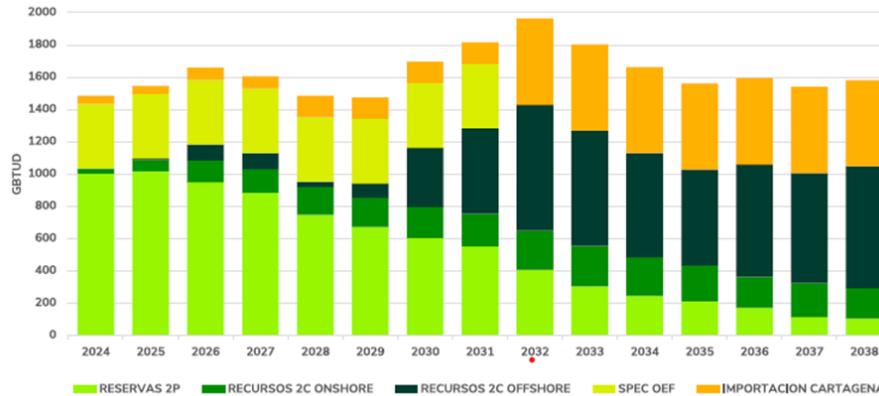
Nota. Tomado de *Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038* (UPME, 2025).

Figura 12

Escenario de Oferta 2 de Gas Natural



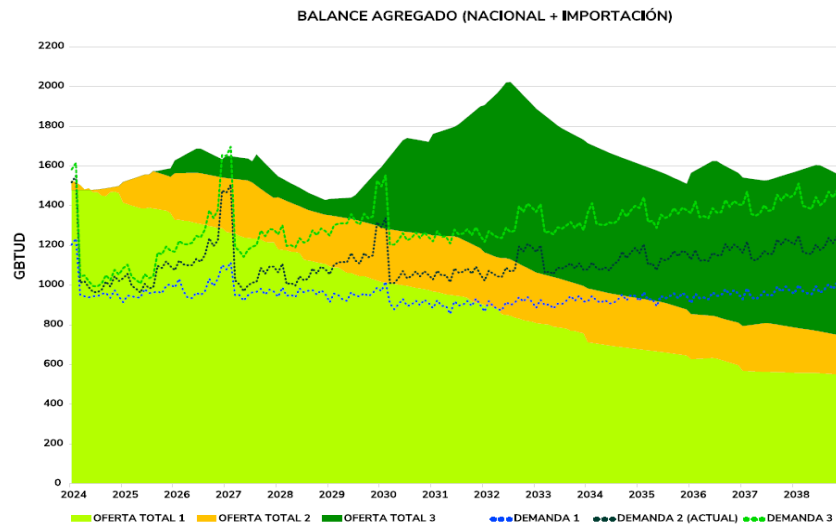
Nota. Tomado de *Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038* (UPME, 2025)

Figura 13*Escenario de Oferta 3 de Gas Natural*

Nota. Tomado de *Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038* (UPME, 2025).

En el escenario 1 se contempla la producción nacional publicada por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución 01626 de 2024 y la capacidad actual de regasificación de SPEC LNG. En el escenario 2 se suma el total de las reservas probadas y probables más el total de los recursos contingentes y la ampliación a 475 GBTUD de SPEC LNG y en el escenario 3 se asume el mayor volumen de oferta disponible incluyendo los recursos contingentes *offshore*.

En todos los escenarios, incluso teniendo en cuenta las reservas probables (2P) y los recursos 2C, el país debe importar gas natural. Esto se puede ver en la Figura 14 donde se cruzan los escenarios de oferta y demanda nacional:

Figura 14*Balance Nacional entre Oferta Agregada y Demanda proyectada de Gas Natural*

Nota. Tomado de *Estudio técnico para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038* (UPME, 2025)

Bajo un escenario alto de oferta nacional que logre desarrollar e incorporar también los recursos offshore proyectados y la disponibilidad de las ampliaciones de capacidad de importación descritas en la Oferta 3 no se observa riesgo de déficit para los diferentes sectores de consumo en la largo del período analizado, respecto a la Demanda 2. Sin embargo, el SNT estaría expuesto a las limitaciones o restricciones operativas que puedan generarse desde las principales fuentes de oferta, con un margen limitado de acción para garantizar el suministro, por lo cual, por criterios de confiabilidad sería igualmente necesario contar con alternativas adicionales de importación de gas natural desde el mediano plazo. (UPME, 2025.). Por esto, proyectos que amplíen la capacidad de importación de GN con independencia del SNT resultan convenientes.

4.4. Los consumidores potenciales

En Cartagena existen consumidores actuales y potenciales de GNL que se encuentran en mercado no regulado. Algunos ejemplos de consumidores actuales son:

- **Termocandelaria:** es una de las plantas termoeléctricas más modernas de Colombia y opera principalmente con gas natural como combustible base. Actualmente, la planta tiene una capacidad instalada de 566 megavatios.
- **Yara:** es una de las plantas industriales más importantes de Colombia en la producción de fertilizantes. La planta utiliza gas natural como materia prima principal para la producción de amoníaco, que a su vez se transforma en fertilizantes como nitrato de calcio y urea.
- **Cementos Argos:** Es la tercera planta más grande de producción de cemento en América Latina. A pesar de los avances en combustibles alternativos, el gas natural sigue siendo un insumo clave por su estabilidad calórica y menor impacto ambiental frente al carbón
- **Mexichem:** Mexichem Resinas Colombia (MRC) opera tres plantas en Cartagena, con una capacidad instalada de 400.000 toneladas métricas por año de resinas de PVC. Usa gas natural en sus procesos.

Otros consumidores potenciales son:

- **Reficar:** Es uno de los mayores consumidores de gas natural en Colombia y lo usa en generación de energía térmica, procesos de hidrogenación y en reducción de emisiones. Obtiene su suministro principalmente a través de contratos con productores locales con Colombia y se encuentra conectada al Sistema Nacional de

Transporte de Gas SNT. Dispone de muelle que puede adaptar para recibir GN desde embarcaciones.

- **Esenttia S.A.:** líder en la producción de resinas plásticas y derivados petroquímicos, con operaciones que requieren gas natural como insumo energético.
- **Andercol S.A.:** Especializada en la fabricación de resinas y compuestos químicos, utilizando gas natural en sus procesos industriales.
- **Cristar S.A.S.:** Aunque principalmente conocida por la producción de vidrio, también tiene operaciones químicas que dependen del gas natural.
- **Dow Química de Colombia S.A.:** Parte de la multinacional Dow, con operaciones en Cartagena que incluyen la producción de productos químicos avanzados.

Y en Barranquilla se tienen importantes empresas como:

- **Tebesa SA:** Es una de las principales centrales térmicas de Colombia y consume entre 110 y 180 GBTU diarios de gas natural para mantener su operación. Este volumen representa más de la mitad del consumo total de gas natural del parque térmico nacional, lo que la convierte en un actor clave en la generación eléctrica con respaldo de gas. Cuenta con salida directa al Río Magdalena.
- **Enfragen Termoflores:** Es una planta termoeléctrica clave en el sistema energético colombiano. Su consumo de gas natural varía según la temporada, ya que opera como respaldo en épocas de sequía.
- **Gases del Caribe S.A.:** Aunque es un distribuidor, también atiende a usuarios no regulados en sectores industriales.
- **Esenttia S.A.:** Una de las principales productoras de resinas plásticas en Colombia, con operaciones que requieren gas natural como insumo energético.

- **Cemex Colombia S.A.:** aunque es más conocida por la producción de cemento, también tiene procesos industriales que pueden involucrar el uso de gas natural.
- **Tecnoglass:** el Grupo Tecnoglass genera el 90 por ciento de su energía con plantas de gas y demanda alrededor de 6 millones de kilovatios hora/mes.

4.5. Estrategias para atender la demanda futura de gas natural para la industria

La Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía ASOENERGÍA en el informe estratégico de septiembre de 2024 denominado Definición de las Estrategias Regulatorias Asociadas a la Consecución y la Competitividad del Suministro de Gas Natural para el Sector Industria, reconoce la problemática en la política pública que afecta la industria que usa gas en sus procesos productivos. La industria que usa gas en sus procesos productivos no es reconocida adecuadamente como usuarios que requieren continuidad y calidad en la prestación del servicio de gas, lo que puede afectar su operación y competitividad (Lozada & Lemaitre, 2024).

En este estudio se proponen cinco estrategias para mejorar la competitividad en el sector industrial respecto al suministro de gas natural:

Pacto por el Impulso al Sector Industrial: Se sugiere establecer una política que garantice a los comercializadores la contratación de suministro de gas proveniente de diferentes fuentes, tanto locales como importadas, para atender la demanda del sector industrial. Esto permitiría al sector acceder a un precio de suministro y transporte más competitivo.

Ampliación de infraestructura: Es crucial desarrollar infraestructuras adicionales, como regasificación, y mejorar la sincronización entre las infraestructuras de importación y las iniciativas privadas. Esto garantizará el abastecimiento a largo plazo y la seguridad energética para el sector industrial.

Exploración y producción local: Se recomienda reforzar la política de exploración y producción local de gas, ya que esta es más competitiva en comparación con las importaciones. Se espera que la producción local reduzca costos asociados con la licuación, el transporte marítimo y la regasificación.

Reconocimiento de la demanda industrial: Es fundamental reconocer y dar prioridad a las necesidades del sector industrial como usuarios que requieren una continuidad y calidad en el suministro de gas. Esto posibilitará un marco regulatorio que proteja sus intereses y fomente su actividad económica.

Regulación y política: Se sugiere trabajar junto al Ministerio de Minas y Energía (MME) para elaborar lineamientos claros que regulen las condiciones de prestación del servicio y establezcan un marco adecuado para la comercialización del gas natural, considerando las necesidades del sector industrial.

Entendiendo que la demanda interna necesita de la importación de gas natural independientemente del escenario que se plantee, ASOENERGIA (Lozada & Lemaitre, s. f.-b) propone para facilitar la importación de gas natural, las siguientes seis estrategias:

1. Comercialización libre del gas importado: Se propone eximir el gas natural importado de los procedimientos y mecanismos establecidos en la regulación existente, lo que permitiría una comercialización más flexible. Esto incluiría la posibilidad de negociar precios de manera libre entre los agentes, bajo ciertos requisitos mínimos establecidos por la regulación.

2. Desarrollo de Infraestructuras de Importación: Es fundamental mejorar y ampliar la infraestructura necesaria para la importación de gas, incluyendo terminales de regasificación y

sistemas de transporte. La sincronización entre el desarrollo de dichas infraestructuras y las iniciativas privadas es clave para asegurar un flujo continuo de gas natural al mercado.

3. Eliminación de barreras regulatorias: Se sugiere revisar y ajustar las regulaciones que puedan estar limitando la importación de gas, asegurando que sean favorables para fomentar un entorno competitivo. Esto incluye establecer mecanismos que promuevan la transparencia y la competencia entre los comercializadores.

4. Política de exploración y producción: Se recomienda incentivar la exploración y producción local de gas, para complementar las importaciones y asegurar que el país no dependa exclusivamente de fuentes externas. Esto puede incluir incentivos para que las empresas estatales y privadas incrementen su producción.

5. Optimización de contratos de suministro: Solicitar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la posibilidad de optimizar los contratos de suministro, permitiendo a los comercializadores realizar contrataciones a corto plazo y con condiciones más flexibles, para reaccionar mejor ante las fluctuaciones del mercado.

6. Intercambios y convenios estratégicos: Implementar swaps entre fuentes de suministro locales y gas importado, lo que podría facilitar la disponibilidad de gas en regiones que más lo necesitan, como el Interior del país. Esto permitiría manejar mejor las disponibilidades y costos asociados al transporte.

Es importante agregar, en línea con las estrategias mencionadas anteriormente, que en la actualidad la importación de GNL es controlada por un único actor, la comercializadora Calamarí, que representa los intereses de solo 3 empresas: Tebsa, Enfragen y Termocandelaria, quienes en

conjunto se denominan Grupo Térmico. Ellos son los únicos que importan GNL y tienen contrato con SPEC.

Dentro de las estrategias para atender la demanda futura de gas natural el marco legal se ha anticipado para la importación de GNL en Colombia, la Resolución CREG 062 de 2013 establece un ingreso regulado para el uso de Gas Natural Importado (GNI) en las generaciones de seguridad del sector eléctrico colombiano. Esta resolución fue modificada por la Resolución CREG 152 de 2013 que ajustó el esquema regulatorio para que el Grupo de Generadores Térmicos (GT) que usa GNI pueda operar de forma más flexible y eficiente, según las necesidades del Centro Nacional de Despacho (CND). También fue modificada por la resolución CREG 144 de 2016 que incluyó nuevas definiciones y ajustes específicos relacionados con el proceso de puesta en marcha (commissioning) y el uso del "gas de pruebas" en la infraestructura de regasificación y por la Resolución CREG 259 de 2016 que modificó las compensaciones y ajustes con TRM para el ingreso regulado.

La Resolución CREG 101-017 de 2022 detalla los requisitos para el contrato de suministro de gas natural importado, incluyendo criterios de transparencia, eficiencia y experiencia mínima de tres años del agente importador para garantizar capacidad adecuada e idoneidad.

El Decreto 1467 de 2024, firmado en diciembre de 2024 facilitó la importación de gas al permitir el uso de la planta de regasificación SPEC-LNG (Cartagena) para incrementar suministro nacional. Define al Agente Importador de Gas y las Cantidades Importadas disponibles para la Venta (CIDV), que deben estar respaldadas por infraestructura de regasificación o interconexiones internacionales y reconoce formalmente la infraestructura de regasificación como parte del SNT.

En conclusión, la infraestructura portuaria disponible para atender la demanda de gas natural en el país es mínima y se reduce a la terminal de regasificación SPEC LNG. Sin embargo, existe consenso entre la empresa privada y el estado sobre la necesidad de ampliar esta estructura, teniendo en cuenta que el GN importado deberá complementar la demanda interna aún en el escenario más optimista.

Dado que no existe una infraestructura portuaria robusta que permita interactuar fácilmente con el SNT y que disponga de las facilidades de conexión en la interfase embarcación – terminal, es necesario que las embarcaciones dispongan a bordo de los equipos necesarios para entregar el GN en las condiciones que los clientes lo puedan recibir.

Para atender la demanda de la industria en Cartagena, Barranquilla u otros puntos del Río Magdalena, es necesario que la embarcación pueda hacer la entrega del GN en fase gas. En tanto que para hacer el bunkering de otras embarcaciones, estas barcasas deben entregar el GN en fase líquida. A continuación, se hace un análisis de las condiciones necesarias de las barcasas que pueden usarse para atender la demanda descrita en el capítulo 3 de este estudio.

4.6. Requerimiento de las barcasas para atender la demanda de GN en Puerto de Cartagena, Barranquilla y zonas portuarias fluviales interior

Ante la inexistencia de infraestructura portuaria apropiada para transferir gas natural desde embarcaciones hacia terminales, empresas o al SNT, en los tramos navegables del Río Magdalena o Bahía de Cartagena, es necesario que la embarcación disponga de las facilidades para la entrega. A continuación, se analizan los equipos necesarios que la barcaza debe disponer a bordo.

4.6.1. Tanques de carga

Una característica de las embarcaciones de GNL es su construcción de doble casco, en cuyo interior se ubican los tanques de carga y el sistema de barrera secundaria. Existen diversos tipos de tanques, pero la mayoría caben en dos categorías, tanques de membrana y tanques independientes. Esta clasificación obedece a su configuración en la embarcación. Los tanques independientes están auto soportados e independientes al casco mientras que los tanques de membrana se adaptan a la forma del casco y están hechos por una membrana metálica que se soporta al casco (Eyres & Bruce, 2012).

Los tanques independientes se clasifican en categorías A, B y C. La categoría A implica una barrera secundaria completa, la categoría B una barrera secundaria parcial y los tanques tipo C no tienen barrera secundaria y son presurizados (Niotis, 2015.).

Los tanques tipo C son recipientes a presión autoportantes fabricados con acero de alta resistencia o aleaciones de aluminio. Son los más comúnmente usados en barcasas de GNL y buques de carga de combustible más pequeños, ya que soportan presiones más altas.

Estos tanques pueden operar a presiones más altas (normalmente hasta 10–18 bar), lo que permite acumular presión durante períodos de inactividad sin necesidad inmediata de gestionar el gas de ebullición, además son más fáciles de construir por lo que implican menor CAPEX, son durables y fáciles de inspeccionar, Se puede disponer en configuraciones bilobuladas o trilobuladas para optimizar el espacio en las barcasas, adecuados para ciclos frecuentes de carga/descarga, enfriamientos, inertización y operaciones de llenado de gas (DNV, 2018).

Las barcasas con tanques tipo C suelen calar más, por lo que estos tanques son más pesados, sin embargo, pueden operar sin novedad en zonas de buen calado como la Bahía de Cartagena.

Los tanques de membrana cuentan con una membrana delgada y flexible (a menudo de acero inoxidable o invar) con aislamiento y una barrera secundaria. Son ampliamente utilizados debido a su eficiencia de espacio y su capacidad para adaptarse a la forma de la barcaza (Eyres & Bruce, 2012). Sin embargo, son más comunes en buques que en barcazas por la robustez de la estructura, costo y la necesidad de mayor eficiencia volumétrica en grandes trayectos.

4.6.2. Bombas y sistemas de transferencia

Las bombas generalmente usadas son:

- Bombas criogénicas sumergidas: Instaladas dentro de tanques de GNL, estas bombas funcionan a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ y garantizan una transferencia eficiente de líquidos.
- Bombas de motor sin sello: Se utilizan para la transferencia de GNL con cero emisiones, lo que reduce el riesgo de fugas (Loughman, 2013).
- Bombas de refuerzo de alta presión: Aumentan la presión del GNL para su entrega a consumidores o terminales de regasificación.

Los sistemas de transferencia más apropiados son mangueras porque son rentables y ampliamente utilizados para el abastecimiento de GNL (Syedzainnasir, 2019).

4.6.3. Sistema de manejo de gas evaporado (BOG)

Los vapores que se generan en los tanques de carga deben ser retirados para evitar presurizar demasiado el tanque. Este vapor puede usarse como combustible de los demás equipos a bordo, como generadores o calentadores. Sin embargo, cuando no existe demanda porque la barcaza está navegando o porque está inactiva, es necesario licuar y retornar este vapor. Existe también la opción de quemarlo, pero a costo de desperdiciar carga, o se puede también recircular

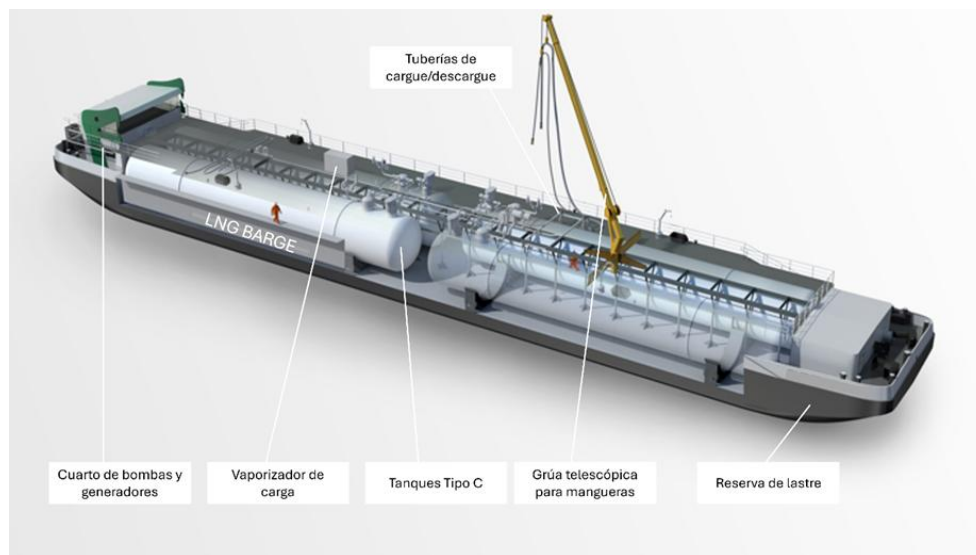
GNL del fondo del tanque a través de aspersores en la parte superior, lo que refrigera el BOG promoviendo nuevamente su licuefacción. Los tanques de carga deben integrar esta facilidad.

Actualmente varias compañías ofrecen plantas de relicuefacción a baja escala para instalar en barcazas. Una de ellas es Wärtsilä que ofrece Compact Reliq™, una planta de relicuefacción de nuevo desarrollo para una integración fluida a bordo de buques de pequeña escala. El sistema ofrece una relicuefacción rentable del gas de ebullición de GNL y es modular y escalable para cubrir una amplia gama de capacidades y tamaños de buques. El sistema se basa en la probada tecnología Brayton y está diseñado para ofrecer un OPEX competitivo, facilidad de operación y un mantenimiento mínimo (Wärtsilä, s. f.).

En la Figura 15 se presenta un esquema general con los principales componentes de las barcazas propuestas.

Figura 15

Esquema general de la estructura de la barcaza



Nota. Adaptado de *Bunker barge FlexFueler delivers first LNG*, por SWZ Maritime, 2019, <https://swzmaritime.nl/news/2019/06/18/bunker-barge-flexfueler-delivers-first-lng/>

La Tabla 4 resume los requerimientos de facilidades a bordo de una barcaza de GNL para atender la operación de forma segura, acorde con las especificaciones descritas en este capítulo 5.6:

Tabla 4*Facilidades requeridas en barcaza*

	Equipo/Facilidad	Función	Justificación
	Tanques tipo C	Contener la carga de GNL	Los tanques tipo C son de menor CAPEX y más fáciles de mantener e inspeccionar.
Sistema de control de carga	Bombas y sistema de transferencia	Bombas de alta presión y tuberías apropiadas para transferir GNL.	Necesarios para llevar carga desde los tanques hasta el manifold de conexión de cubierta.
	Sistema de manejo de gas evaporado (BOG)	Sistemas para manejar gas evaporado, incluyendo unidades de Re-licuefacción o sistemas de aprovechamiento del gas generado.	El GNL de los tanques presenta evaporación por el calor que pueda ingresar a pesar del material aislante. Este gas se debe licuar para evitar alta presión en los tanques. Es una planta de pequeña escala dado que los tanques tipo C soportan mayores presiones.
	Sistema de inertización con gas inerte (Nitrógeno)	Mantener atmósferas libres de oxígeno en tanques y tuberías.	Necesario para soplar tuberías luego de la transferencia y tareas de cambio de atmósfera en tanques.
	Sistema de parada de emergencia (ESD)	Sistema automático para prevenir fugas o sobrepresiones.	Control de situaciones potencialmente peligrosas como fugas de carga, líneas sobre presurizadas o eventos inesperados externos que requieran detener la transferencia.
	Sistema de Transferencia en Custodia	Cuantificar la carga entregada o recibida	Asegurar la medida precisa de las cantidades de carga transferida.
	Sistema de detección de gases y Sistema de seguridad.	Monitorear presencia de vapor de carga en diferentes espacios y generar alertas.	Ante una posible fuga, los monitores de atmósfera permiten actuar de forma oportuna para controlar la situación.
	Sistema de liberación de emergencia:	Desconectar rápidamente	Ante situaciones de potencial peligro como colisión inminente, fuego, tormenta, etc, es necesario detener la transferencia y desconectar en el menor tiempo posible.
Tanques, bomba y sistema de tuberías de lastre.	Lastrar o deslastrar acorde a necesidad.	El lastre es necesario para dar estabilidad a la embarcación cuando los tanques de carga se desocupan, algunas veces son necesarios para adrizar al navegar y para la exactitud de los	

		sistemas de medición de nivel de líquido en los tanques.
Sistema de izaje de mangueras de transferencia. (grúas pescantes)	Permitir llevar las mangueras criogénicas desde la conexión de la barcaza hasta la conexión del buque o del terminal y mantenerlas izadas durante la transferencia.	Las barcazas para bunkering de grandes buques necesitan elevar la manguera varios metros arriba de cubierta para alcanzar la conexión. Así mismo, es necesario para mantener el peso de la manguera durante la transferencia.
Vaporizador de Carga tipo Rack Abierto (OVR)	Permitir entregar carga en forma de vapor	Para entregar carga que pueda ser usada directamente por empresas o para ser descargada en sistemas de distribución de baja presión. Se selecciona el vaporizador tipo Rack Abierto (ORV) por su alta eficiencia térmica, bajo consumo energético, diseño modular y operación segura.

Nota. Elaboración propia

4.6.4. Sistema de gas inerte

Gas inerte es necesario para algunas operaciones como cambios de atmósfera o trabajos de mantenimiento donde se necesita desplazar el oxígeno o purgar los vapores de carga. El gas inerte más apropiado es el nitrógeno, sin embargo, no es necesario disponer de una planta de generación a bordo ya que estas operaciones se deben hacer en instalaciones portuarias donde esté disponible. Para efectos prácticos es suficiente contar con un tanque de nitrógeno a bordo.

4.6.5. Sistema de parada de emergencia (ESD)

En barcazas de GNL, el Sistema de Parada de Emergencia (ESD) debe cumplir con las directrices SIGTTO y las mejores prácticas de la industria para garantizar la seguridad de las operaciones de carga. Un sistema ESD eficaz incluye:

- Sistemas ESD1 y ESD2: El ESD1 detiene las operaciones de transferencia de carga, mientras que el ESD2 activa los acoplamientos de liberación de emergencia (PERC) para desconectar las líneas de transferencia de forma segura (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators, 2021).

- Activación Automática y Manual: El sistema debe permitir la parada automática en caso de fugas, incendios o sobretensiones, así como la activación manual desde múltiples ubicaciones (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators, 2021).
- Alarma y Monitoreo Integrados: Detección de gas y monitoreo de presión en tiempo real para prevenir situaciones peligrosas (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators, 2021)
- Diseño a Prueba de Fallos: Garantiza la segregación del sistema y el funcionamiento independiente para evitar paradas involuntarias (Society of International Gas Tanker and Terminal Operators, 2021).

4.6.6. Sistema de liberación de emergencia:

El sistema de suministro de GNL debe poder desconectarse rápidamente mediante acoplamientos de emergencia (emergency release coupling ERC) de ruptura en seco, acoplamientos de ruptura (breakaway couplings) o dispositivos de protección similares. Los acoplamientos de ruptura deben funcionar al superar las cargas de diseño en cualquier dirección (American Bureau of Shipping, 2017).

4.6.7. Sistema de Transferencia de Custodia STC

En las barcasas de GNL, el STC garantiza la medición y verificación precisa del GNL durante las operaciones de carga y descarga. La exactitud y precisión de este sistema resulta esencial para el control de inventarios. Este sistema debe incluir como mínimo:

- Sistemas de Medición de Tanques por Radar: Estos proporcionan mediciones de nivel precisas y se utilizan comúnmente en tanques esféricos o de membrana (Kongsberg Maritime, 2020).
- Medidores de Caudal Másico Coriolis: Medidores de alta precisión que miden el caudal y la densidad del GNL, garantizando el cumplimiento de las normas de transferencia de custodia (Kongsberg Maritime, 2020).
- Monitoreo de Temperatura y Presión: Los sensores integrados rastrean las condiciones criogénicas para mantener la precisión de la medición.
- Calibración y Verificación Automatizadas: Existen sistemas que ofrecen calibración continua sin necesidad de intervención manual (Kongsberg Maritime, 2020).
- Computadoras de Flujo y Registro de Datos: Sistemas digitales que procesan los datos de medición y se integran con sistemas de control distribuido DCS (Kongsberg Maritime, 2020).
- Dado que la barcaza puede entregar a clientes el GN tanto en forma líquida como gaseosa, se debe disponer de etapas de regulación, filtración y medición. La etapa de regulación es necesaria para reducir o estabilizar la presión del GNL antes de su medición (si se está midiendo como líquido) o del gas natural regasificado para evitar sobrepresiones que puedan dañar equipos o generar riesgos de seguridad y para asegurar condiciones repetibles para la medición. La etapa de filtración para eliminar partículas como óxidos, polvo o líquidos residuales y la etapa de medición, donde se cuantifica la cantidad transferida, debe usar medidores másicos tipo

Coriolis para el GNL líquido y medidores ultrasónicos para el gas natural regasificado.

4.6.8. Sistemas de detección de gases y sistema de seguridad

En barcazas de GNL es fundamental contar con sistemas de detección de gases. En el mercado se encuentran variadas alternativas como las siguientes:

- Detectores de gas infrarrojos (IR): Se utilizan para detectar fugas de metano, lo que garantiza una alerta temprana de la liberación de vapor de GNL.
- Detectores ultrasónicos de fugas de gas: Identifican fugas de gas presurizado mediante la detección de ondas sonoras ultrasónicas, incluso en entornos ruidosos (Emerson, s. f.)
- Monitores de gas fijos y portátiles: Dispositivos que detectan en tiempo real sulfuro de hidrógeno (H₂S), monóxido de carbono (CO) y agotamiento de oxígeno (Emerson, s. f.).
- Sistemas de detección multigas: ofrecen detección de largo alcance para la monitorización perimetral (Honeywell, 2023).

4.6.9. Otros Sistemas de Seguridad

- Sistemas de Extinción de Incendios: Soluciones integradas de detección y extinción de incendios diseñadas para instalaciones de GNL (Det-Tronics, 2016).
- Sistemas de Ventilación y Purga: Garantizan una circulación de aire adecuada y previenen la acumulación de gas.
- Alarma y Monitoreo Automatizados: Alertas en tiempo real para fugas de gas, sobrepresiones y riesgos de incendio.

4.6.10. Equipos de izaje de mangueras de transferencia:

Las barcasas deben contar con un equipo apropiado para izar las mangueras de transferencia, que le permitan pasar desde cubierta de la barcaza hasta el manifold de conexión del buque o del terminal. Existen diferentes versiones de grúas pescante, pero en general deben cumplir mínimamente las siguientes condiciones:

- Capacidad para manipular mangueras que pesan varios miles de kilogramos, con modelos específicos que soportan hasta 2950 kg a un alcance de 13.0 m.
- Capacidad para extenderse hasta 19 metros para adaptarse a diferentes configuraciones de buques.
- Compatibilidad criogénica: capacidad para soportar temperaturas extremas (-162 °C) y prevenir la degradación del material.
- Sistemas de seguridad: Equipadas con mecanismos de parada de emergencia (ESD) y acoplamientos de desconexión rápida (QCDC) para garantizar operaciones seguras.

4.6.11. Vaporizadores de Gas Natural a bordo:

Las barcasas deben poder hacer la entrega del gas natural en fase gaseosa para los consumidores que no cuentan con sistema de almacenamiento en fase líquida o para entrega directa a una red de consumo. El agua de mar se puede usar para regasificar la carga mediante sistema de bombeo e intercambiador de calos a bordo o explorar la posibilidad de incorporar un sistema para aprovechar la baja temperatura del GNL en sistemas de refrigeración industrial en las instalaciones portuarias apropiadas (Goyeneche, s. f.).

Se selecciona el vaporizador tipo Rack Abierto (ORV) para las barcazas de GNL por su alta eficiencia térmica, bajo consumo energético y operación segura. Esta tecnología utiliza agua de mar como fluido térmico, eliminando la necesidad de combustibles auxiliares, lo que se traduce en una reducción significativa de emisiones y costos operativos. Su diseño modular y compacto es especialmente adecuado para entornos marinos con restricciones de espacio, como las barcazas flotantes. Adicionalmente, cumple con estándares internacionales de seguridad (NFPA 59A, GIIGNL) y normativas ambientales vigentes.

Hasta aquí se han descrito las condiciones necesarias de equipos y sistemas mínimos en las barcazas para que puedan atender la demanda proyectada en Cartagena, Barranquilla y aguas internas del Río Magdalena. Sin embargo, lograr atender la mayor demanda posible con la capacidad instalada en las barcazas, requiere de un modelo logístico de operación que optimice tiempos de navegación, ciclos de cargue y descargue, tenga en cuenta las restricciones del canal navegable y la seguridad de las barcazas y la carga. En el capítulo 6 se propone un modelo logístico para optimizar la capacidad de carga de las barcazas de acuerdo con estos objetivos.

5. Modelo logístico de operación

5.1. Modelo logístico de las empresas navieras fluviales actualmente establecidas

En Colombia existen al menos 5 empresas que se dedican al transporte fluvial de carga entre Cartagena, Barranquilla y Barrancabermeja por medio de barcazas.

El enfoque de este estudio es hacer un modelo logístico para el transporte de GNL por barcazas que pueda ser aplicado por estas empresas y que permita aprovechar los activos disponibles como Remolcadores, puntos de amarre, puertos y astilleros, así como del conocimiento de estas compañías que navegan el Río Magdalena y que conectan estas zonas portuarias.

Históricamente estas compañías se han dedicado principalmente al transporte de hidrocarburos crudo y refinados, sin embargo, diversificar los servicios al transportar GNL les permite afrontar los cambios en el mercado de hidrocarburos del país y generar sinergia con los procesos logísticos que manejan.

El modelo usual de trabajo de estas compañías comprende el transporte desde Barrancabermeja hasta Cartagena y Barranquilla de petróleo crudo o de combustóleo (un producto de la refinería de Ecopetrol Barrancabermeja) y entregarlo en terminales de líquidos o directamente a los buques en estas zonas costeras. Recientemente en el mismo sentido también se transportan otras cargas importantes de la actividad minera del interior del país.

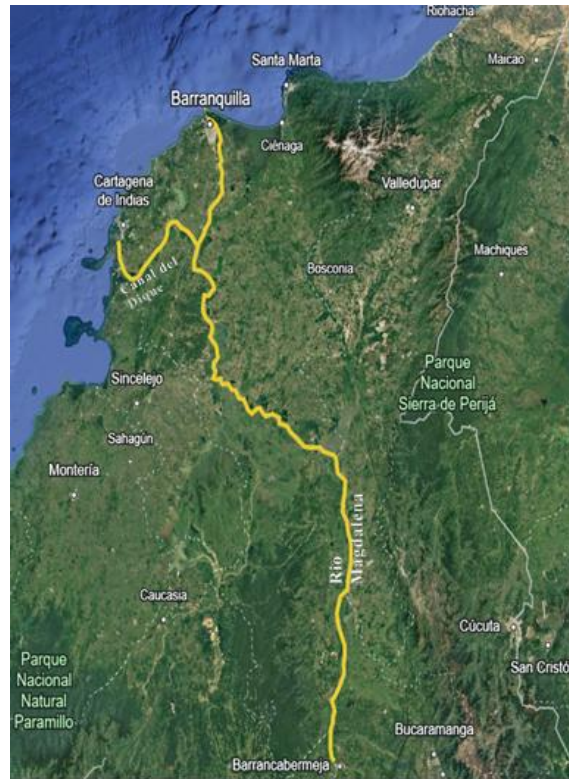
También existe la ruta de transporte entre Cartagena y Barranquilla por medio de barcazas que mueve entre ambos puertos contenedores de diferentes cargas, entre ellas carga refrigerada (reefer).

Desde la costa hacia el interior el movimiento de carga es mucho menor en volumen y comprende principalmente productos como diluyentes de hidrocarburos (nafta), GLP, gasolina o diésel. También se mueven cargas secas como cargas de proyectos, carga sobredimensionada, palanquilla de acero, alambrón, etc.

En la Figura 16 se muestra la vía fluvial navegable del Rio Magdalena y el Canal del dique.

Figura 16

Ruta fluvial navegable por barcazas del Rio Magdalena



Nota. Elaboración propia con imágenes de *Google Earth*.

5.2. Modelo Operativo Propuesto

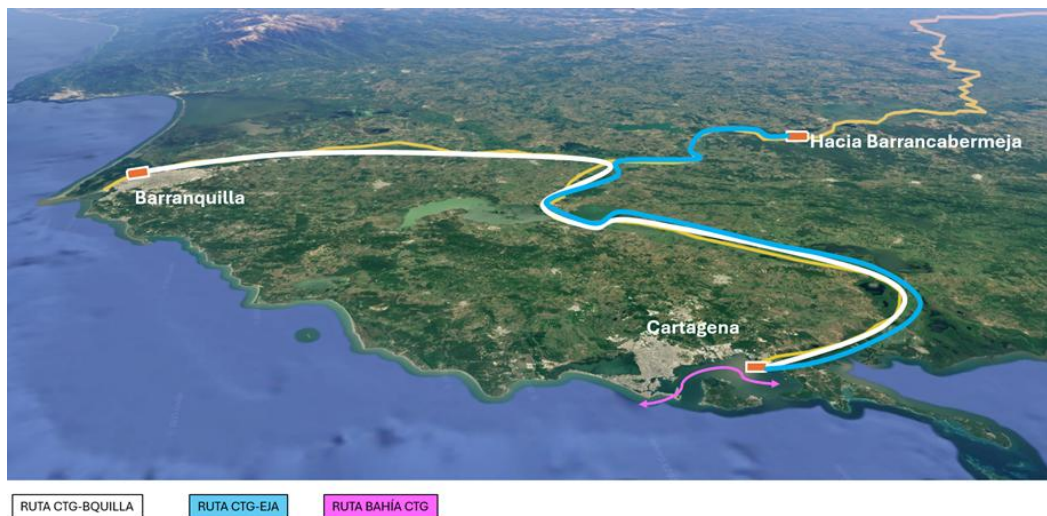
El modelo operativo debe centrar su base de operaciones en Cartagena que es el sitio donde las barcazas pueden recibir la carga. Las barcazas reciben la carga directamente desde buque metanero o desde la unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU por sus siglas en inglés) de SPEC. De allí el GNL es transportado hasta el cliente en las barcazas donde se puede entregar en fase líquida o gaseosa. Las entregas en fase gaseosa pueden hacerse directamente a una red de distribución de una ciudad o de un cliente donde los equipos de la barcaza logran la presión necesaria para inyectarlo (menor a 200 psi) o al SNT donde se requiere que el puerto receptor disponga de una unidad compresora que permita alcanzar la presión del gasoducto (hasta

1200 psi, presión límite de acuerdo con RUT). Este modelo permite llevar el GN a poblaciones rivereñas y entregarlo sin inversiones mayores de instalaciones y equipos.

Los equipos a bordo permiten hacer transferencias entre barcazas lo que facilita la logística del cargue y del almacenamiento. En la Figura 17 se presentan las rutas operativas propuestas.

Figura 17

Rutas operativas propuestas



Nota. Elaboración propia con imágenes de *Google Earth*.

5.2.1. Centro de Operaciones Cartagena

Cartagena es el puerto de mayor demanda de GNL y además es el único puerto con terminal de GNL. Todas las rutas salen y regresan a este puerto y los remolcadores pueden organizar sus viajes de salida hacia Barranquilla o Barrancabermeja completando los convoyes con barcazas de otro tipo de carga. Un muelle de amarre es necesario para organizar convoyes, hacer rutinas de mantenimiento, acceder repuestos y materiales. Si no se dispone de un muelle propio en la bahía, se puede establecer un acuerdo de uso con alguna de las sociedades portuarias legalmente

establecidas que normalmente prestan este servicio y manejan tarifas fijas o por metros lineales de muelle por horas de uso, etc.

En la bahía de Cartagena opera la barcaza de mayor calado que puede almacenar 10.000 metros cúbicos y entregar hacia otras barcas cuando sea necesario. También por tener mayor francobordo facilita las entregas de bunkering.

5.2.2. Ruta Cartagena Barranquilla

Esta ruta permite atender la demanda de GNL en Barranquilla, llegando a través del Canal del Dique. En las empresas de navegación fluvial que usualmente recorren esa ruta les resultará apropiado incluir en sus convoyes las barcas de GNL para aprovechar la capacidad de sus remolcadores. En la zona portuaria de Barranquilla las barcas podrán entregar el GNL a los usuarios y retornar hacia Cartagena para volver a cargar. Es importante mencionar que en transporte de GNL en la medida de lo posible siempre se evita devolver los tanques de carga vacíos. Esto debido a que aumentan temperatura y es necesario luego consumir GNL para su preenfriamiento antes de poder volver a almacenar. Esto representa un costo extra que se evita devolviendo el tanque con un porcentaje de nivel de GNL entre 1 y 4% de capacidad típicamente, valor que dependerá del tiempo de tránsito entre la zona de descargue y la zona de cargue de GNL. Para estimar el valor se puede utilizar la regla de una tasa de BOG de 0.5% del volumen/día, lo que significa que para dos días de tránsito que usualmente puede tomar el regreso de Barranquilla a Cartagena, es necesario conservar al menos 10 m³ de GNL en una barcaza de 2000 m³ de capacidad.

El Río Magdalena entre el municipio de Calamar y Barranquilla, en general permite navegar a calados desde 7 pies hasta 12 o más dependiendo de la condición de lluvias en el país. El canal del dique resulta más restrictivo para la navegación ya que en temporadas de pocas lluvias

puede bajar el calado permitido para navegación hasta 5 pies. Actualmente se están realizando trabajos de dragado de mantenimiento en el Canal del Dique para mejorar la navegabilidad navegando a mayor calado durante todo el año. La concesión Ecosistemas del Dique ha reanudado las labores de dragado en la desembocadura del canal, utilizando una draga de succión en marcha, Además, el proyecto de restauración del canal incluye la construcción de dos complejos de esclusas y compuertas en Calamar y Puerto Badel, lo que permitirá controlar el caudal del agua y reducir la sedimentación en las bahías de Cartagena y Barbacoas.

Estos trabajos buscan mejorar la conectividad entre el interior del país y la costa Caribe, beneficiando a la navegación y al comercio fluvial (Agencia Nacional de Infraestructura, 2024).

5.2.3. Ruta Cartagena – Barrancabermeja

Esta ruta permite llevar más de 620 kilómetros adentro del país la carga de GNL y entregarla a la Refinería de Ecopetrol en Barrancabermeja o en alguna población riverense o empresa que demande GN. Esto le permite a la industria interna disponer del GNL sin competir con la oferta destinada a la demanda esencial. Esta ruta normalmente permite navegar entre 6 y 8 pies la mayor parte del año, por lo que el diseño de las barcazas debe permitir optimizar estos calados para mover carga. El viaje de subida puede tardar entre 4 y 7 días y los remolcadores pueden incorporar en sus convoyes otros tipos de barcazas para optimizar la capacidad de empuje disponible. Esta ruta es ampliamente transitada por lo que las empresas navieras disponen de puntos de amarre, vigilancia y protección de la Armada Colombiana, incluso existen empresas con muelles y astilleros propios, con una logística ya instalada para operar.

5.2.4. Ruta Bahía de Cartagena

En 2024 el 27,78% de la carga se movilizó por Cartagena (Superintendencia de Transporte, 2024), por lo que existe un importante movimiento de buques y como se mostró anteriormente

existe una demanda de GN igualmente importante. En el modelo logístico es necesario que se disponga de forma permanente una ruta que atienda esta demanda, esto es, barcazas disponibles para hacer el suministro de GNL a los buques o a las empresas que lo requieran. Los tiempos de respuesta para atención en el caso de los buques resulta crucial y se torna en una ventaja estratégica del bunkering con barcazas.

En el modelo propuesto, se debe disponer de barcazas que puedan atender rápidamente los buques mientras éstos hacen los intercambios de carga en las terminales, tal como el modelo de otros puertos del mundo para las barcazas de GNL.

5.3. Tiempos de viajes

En la experiencia operativa de las empresas navieras actuales se obtienen en promedio los tiempos descritos en la Tabla 5. Sin embargo, estos tiempos pueden mejorar si se dispone de remolcador asignado con convoyes de una o dos barcazas.

Tabla 5

Tiempos estimados de viajes

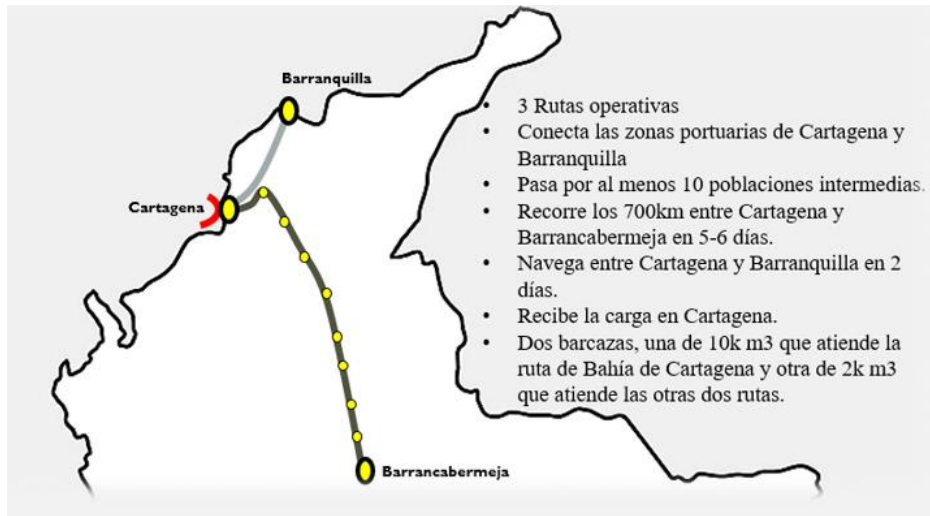
Ruta	Barcazas Cargadas	Barcazas vacías
Tránsito Cartagena - Barrancabermeja	6 días	5 días
Tránsito Barrancabermeja- Cartagena	5 días	4 días
Tránsito Cartagena - Barranquilla	2 días	1,5 días

Nota: Elaboración propia basada en conocimiento directo del sector.

En la figura 18 se resumen las características principales del modelo operativo propuesto.

Figura 18

Esquema general del modelo operativo propuesto



Nota: Elaboración propia.

Este modelo logístico está descrito acorde con la praxis de las empresas navieras que operan actualmente en el sector. Es necesario complementarlo con un análisis financiero para determinar su viabilidad basado en su capacidad de almacenar y transportar GNL y en la inversión necesaria.

6. Análisis financiero

Para construir los flujos de caja del análisis financiero se toma información descrita en los anteriores títulos y se complementa con más información consultada de diferentes fuentes. Las asunciones necesarias y las explicaciones se describen a continuación:

6.1. Periodos

El análisis se extiende por 20 años iniciando en 2027, teniendo en cuenta que toma al menos dos años la construcción de las barcazas, dependiendo del país del astillero, aunque la tendencia es a menores tiempos, como en China (Infobae, 2025). La vida útil de este tipo de barcazas es

alrededor de 30 años (Dmitry, 2025), así que al final del periodo de evaluación las barcazas aún tienen un valor comercial importante que se incluye en el análisis.

6.2. Proyección del GNL demandado

Es la suma del GNL demandado para el bunkering de embarcaciones, así como un porcentaje de la demanda de la industria de la costa atlántica y el Magdalena Medio, sin embargo, este proyecto también podría abastecer la demanda primaria, acorde a lo expuesto en el capítulo 1.

La proyección de la demanda por bunkering es función de la cantidad de atraques de buques en Cartagena y Barranquilla y del incremento de la cantidad de buques que se adaptan al GNL, acorde con las metas mundiales mostradas en el capítulo 1.

La proyección de la demanda industrial en la zona de influencia (Costa Atlántica y Magdalena Medio) está tomada de los anexos del Documento Complementario Estudio Técnico para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2038 y proyectados hasta 2047 con la misma tasa de crecimiento descrito en el documento para 2032-2038 que es del 1.5 % media anual (ver Tabla 6)

Tabla 6

Proyección de demanda de GNL para zona de influencia del proyecto

AÑO	COSTA ATLANTICA GBTUD AÑO	MAGDALENA MEDIO GBTUD AÑO	COSTA ATLANTICA GBTUD PROMEDIO ANUAL	MAGDALENA MEDIO GBTUD PROM ANUAL	Demanda total promedio anual GBTUD	Demanda total (mtons/día)	Demanda total (mtons/año)
2026	4.292,32	2.540,07	357,69	211,67	569,37	10949,3	3.941.763
2027	3.645,94	2.267,58	303,83	188,97	492,79	9476,8	3.411.646
2028	3.238,25	1.976,68	269,85	164,72	434,58	8357,3	3.008.613
2029	3.757,23	2.325,24	313,10	193,77	506,87	9747,5	3.509.117
2030	3.548,50	1.771,90	295,71	147,66	443,37	8526,3	3.069.462
2031	3.182,44	1.697,22	265,20	141,44	406,64	7820,0	2.815.188
2032	3.422,76	1.815,52	285,23	151,29	436,52	8394,7	3.022.085

2033	3.336,97	1.697,55	278,08	141,46	419,54	8068,1	2.904.531
2034	3.378,12	1.700,96	281,51	141,75	423,26	8139,6	2.930.238
2035	3.421,28	1.731,91	285,11	144,33	429,43	8258,3	2.972.994
2036	3.432,13	1.742,48	286,01	145,21	431,22	8292,6	2.985.352
2037	3.500,97	1.720,04	291,75	143,34	435,08	8367,0	3.012.121
2038	3.493,16	1.777,03	291,10	148,09	439,18	8445,8	3.040.494
2039	3.545,56	1803,69	295,46	150,31	445,77	8572,5	3.086.102
2040	3.598,74	1830,74	299,90	152,56	452,46	8701,1	3.132.393
2041	3.652,72	1858,20	304,39	154,85	459,24	8831,6	3.179.379
2042	3.707,51	1886,07	308,96	157,17	466,13	8964,1	3.227.070
2043	3.763,13	1914,37	313,59	159,53	473,12	9098,5	3.275.476
2044	3.819,57	1943,08	318,30	161,92	480,22	9235,0	3.324.608
2045	3.876,87	1972,23	323,07	164,35	487,42	9373,5	3.374.477
2046	3.935,02	2001,81	327,92	166,82	494,74	9514,2	3.425.094
2047	3.994,04	2031,84	332,84	169,32	502,16	9656,9	3.476.471

Nota. Elaboración propia basada el *Documento Complementario Estudio Técnico para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2038*.

En este análisis se examina el comportamiento de las variables financieras del proyecto al cambiar el porcentaje de la demanda industrial atendida.

6.3. Proyección de precios de GNL

Está basada en el Documento de Proyección de Precios de los energéticos 2024-2050 de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) para el Gas Importado y tomada directamente de la establecida para el área de influencia del modelo, en este caso, Cartagena (Unidad de Planeación Minero-Energética, 2025), sitio en el que se comparará el GNL. En la Tabla 7 se presenta un consolidado de esta información.

Tabla 7*Proyección de precios CIF para el gas natural importado*

Año	Precio CIF	Año	Precio CIF
2027	15,0	2037	12,7
2028	15,1	2038	12,6
2029	14,9	2039	12,5
2030	14,6	2040	12,5
2031	14,2	2041	12,4
2032	13,8	2042	12,4
2033	15,0	2043	12,4
2034	13,0	2044	12,5
2035	12,8	2045	12,5
2036	12,8	2046	12,5

Nota. Elaboración propia basada en datos de UPME 2025.

6.4. Porcentaje de demanda industrial atendida:

Este porcentaje se maneja como una de las variables del análisis financiero, de forma que se puede hacer análisis de sensibilidad para diferentes valores y conocer la mínima demanda a atender.

6.5. Porcentaje de la demanda de Bunkering atendida:

En este caso, se tiene en cuenta que en el área geográfica analizada no existen proyectos en desarrollo para atender esta demanda, se toma que el proyecto puede atender la totalidad de esa demanda. Esta información se muestra en la Tabla 3 mostrada anteriormente.

6.6. Demanda total atendida:

Corresponde a la suma de la demanda industrial atendida más la demanda de bunkering. Para el análisis financiero la demanda industrial atendida se maneja como un porcentaje variable de la demanda industrial total. El análisis permite variar ese porcentaje desde cero hasta la máxima capacidad que se puede atender con la capacidad instalada, esto es, dos barcazas. Para determinar

máximo cuanta carga se puede mover en estas barcazas se tuvo en cuenta el esquema de operación propuesto y la capacidad de las barcazas como se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8

Capacidad mensual de carga movilizada (barriles)

CAPACIDAD BLS	62.000	Barge 2					
		Cargues/mes	0	1	2	3	4
Barge 1	0	0	62.000	124.000	186.000	248.000	310.000
	1	12.000	74.000	136.000	198.000	260.000	322.000
	2	24.000	86.000	148.000	210.000	272.000	334.000
	3	36.000	98.000	160.000	222.000	284.000	346.000
	4	48.000	110.000	172.000	234.000	296.000	358.000
	5	60.000	122.000	184.000	246.000	308.000	370.000
	6	72.000	134.000	196.000	258.000	320.000	382.000

Nota: El color de celda verde indica que son volúmenes de carga posibles de mover con la capacidad que ofrecen las dos barcazas y la logística necesaria para el número de viajes mensuales.

Elaboración propia.

En la Tabla 8, los valores en verde indican que logísticamente es posible mover ese volumen de carga al mes. Los valores amarillos solo se podrían mover bajo condiciones excepcionales y los rojos ya no es posible logísticamente por tiempo. La barcaza 1 de 2mil m3 de capacidad navega hasta Barrancabermeja o barranquilla y a lo máximo puede hacer 3 viajes al mes para cargar. Un cuarto viaje solo sería posible en casos excepcionales que sea a poblaciones más cercanas y que pudiera entregar su carga en menos de dos días. La barcaza 2 de 10 mil m3 permanece en Cartagena y puede hacer hasta 4 cargues al mes y entregar esta carga en la bahía sin novedades.

6.7. Flujos de inversión

La inversión debe hacerse en el periodo 0 y comprende el costo de las barcazas completamente equipadas más el capital de trabajo inicial. La inversión necesaria consiste

principalmente en las barcazas teniendo en cuenta que este proyecto le conviene a las empresas navieras ya instaladas en esta región, que cuentan con los remolcadores necesarios, saben navegar esta ruta fluvial y que, por la capacidad de empuje disponible y las condiciones del mercado, tienen márgenes operativos disponibles. En este análisis se evalúa el efecto que tiene esta inversión inicial en la tasa interna de retorno, el VPN y el tiempo de recuperación de la inversión variando el monto desde los USD 50 hasta los USD 130.

6.7.1. Costos de barcazas

En los últimos 5 años la demanda de barcazas y embarcaciones de GNL en el mundo es alta, lo cual ha permitido que más astilleros estén construyendo estas barcazas y que se genere competencia que ha bajado costos, gracias a las economías de escala (Client Corner, s. f.).

El costo de una barcaza nueva para GNL puede variar mucho dependiendo del astillero, del país y de las características propias de la barcaza. Respecto de la ubicación del astillero, búsquedas en internet en general muestran este patrón:

Tabla 9

Generalidades de los astilleros en el mundo

País	Costo	Experiencia LNG	Calidad de construcción	Recomendado para
China	Bajo	Media-alta	Buena	Proyectos estándar, gran escala
Corea del Sur	Medio	Alta	Excelente	Alta exigencia técnica
Turquía	Medio-bajo	Media	Buena	Europa, costos moderados
India	Muy bajo	Limitada	Variable	Casco estructural, soporte técnico necesario
Polonia / Rumanía	Medio	Media	Buena	Normativa europea, contratos públicos

Nota. Elaboración propia.

En estimaciones para el costo de barcazas para GNL, documentos como Estimating Capital Cost of Small Scale LNG Carrier (2018) de investigadores de universidades técnicas en Indonesia,

como el Institut Teknologi Bandung y el Institut Teknologi Sepuluh Nopember proveen un método de estimación del costo de capital y lo comparan con el valor de mercado (Fikri et al., 2018). Un consolidado de esta información se puede apreciar en la Tabla 10.

Tabla 10

Costo estimado de la fabricación de barcas para GNL

Resultados de la estimación de costos			
LNGC (m³)	Precio de Mercado. (USD)	Precio Estimado (USD)	Dev.
7.500	37.000.000	36.011.533	2,7%
22.500	80.000.000	75.649.529	5,4%
30.000	105.000.000	97.737.663	6,9%

Nota. Elaboración propia basada en *Estimating Capital Cost of Small-Scale LNG Carrier* (2018)

Otras publicaciones como *Outfitting the world with small-scale LNG and bunkering vessels* de Bureau Veritas (2020) estimaron costos para un buque de bunkering de 7000 m³ de capacidad de USD 58 millones.

Para tener un rango de estimación de costos para las barcas descritas en el Capítulo 4 se debe considerar:

- La tendencia en los últimos años ha permitido bajar los costos de fabricación
- Las barcas no incluyen propulsión, por lo que baja los costos de fabricación.
- La inversión es de dos embarcaciones, una de 10.000 m³ y otra de 2.000 m³, que permiten un margen de negociación.
- La barcaza de 2,000 m³ no reduce el costo a la mitad, ya que muchos sistemas tienen costos fijos o escalan de forma no lineal.
- Si ambas barcas se adquieren en el mismo astillero, se puede negociar descuentos por diseño modular o producción en serie.

Con esto, en el análisis financiero se analizarán costos de la inversión en barcazas desde los USD 60 millones hasta los USD 110 millones. No se consideran inversiones CAPEX en los demás periodos del análisis.

6.7.2. Capital de trabajo

Comprende un stock mínimo de GNL, las cuentas por cobrar, un efectivo mínimo operativo y las cuentas por pagar. El Capital de trabajo también debe soportar la volatilidad de los precios del GNL. Para este análisis el capital de trabajo se consideró como el costo CIF del gas natural de un mes de operación más los opex de dos meses. Cada periodo los costos se irán ajustando a la variación de estos dos conceptos. Con las variables independientes del análisis financiero descritas en la Tabla 10, el monto de la inversión en capital de trabajo es de USD \$18.317.695, sin embargo, esta cantidad irá cambiando en la simulación acorde al precio y a la cantidad de GNL atendido.

6.8. Flujo de ingresos

Los ingresos están en función de la cantidad de GNL transportado y entregado, y del margen de ganancia por el servicio prestado de almacenamiento, transporte y venta de GNL/GN a clientes u otros buques (bunkering). La cantidad de GNL transportado es función de la demanda en bunkering y de un porcentaje de la demanda industrial atendida. Esto es función también de la cantidad de barcazas disponibles. En este análisis se busca revelar las variables financieras con la menor cantidad de barcazas. El margen de ganancia se maneja como una variable del análisis. Con las variables independientes del análisis financiero descritas en la Tabla 10, el monto de los ingresos es de USD \$139.610154 en valor presente, sin embargo, esta cantidad irá cambiando en la simulación acorde a las sensibilidades evaluadas.

6.9. Flujo de OPEX

Es función del volumen de carga manejado cada mes que influye en la demanda de remolcadores y en los pagos de servicios de peritaje y muelle. Dentro del OPEX se contemplan costos fijos como la nómina que se estima disponer todo el tiempo de por lo menos 10 trabajadores para operar las barcazas, incluye el costo de seguros y el costo del mantenimiento. Se proyectaron los gastos así:

6.9.1. Costo de remolcadores

Por seguridad en navegación siempre es necesario que las barcazas cuenten con por lo menos un remolcador disponible, por esto, al menos un remolcador debería estar disponible siempre para la operación de estas barcazas y es un costo operativo fijo que debe contemplarse. En el caso de barcazas de capacidad de 2.000 m³, estas pueden amarrarse con otro tipo de barcazas en convoy y aprovechar la capacidad de empuje del remolcador, sin embargo, para barcazas de capacidad superior, como los 10.000 m³ considerados para una de las barcazas, por seguridad el remolcador debe estar dedicado a esta única barcaza y no conformar convoy con otras embarcaciones dado su tamaño y peso. Una estimación del costo diario total para operar una barcaza LNG de 10.000 m³ en la bahía de Cartagena, incluyendo remolcador y muellaje, basada en el tarifario oficial del puerto de Cartagena (SPRC) para 2025 se muestra en la Tabla 11:

Tabla 11

Costo diario estimado de operación de una barcaza

Concepto	Tarifa Estimada (USD)	Notas
Remolcador (2 maniobras)	\$85.00	\$42.50 por maniobra
Muellaje (por metro de eslora)	$\$0.86 \times 135 \text{ m} = \116.10	Para barcaza de ~135 m

Concepto	Tarifa Estimada (USD)	Notas
Recargo por carga peligrosa (25%)	\$29.03	Aplicado sobre muellaje
Uso de instalaciones portuarias	\$198.00	Tarifa fija por día
Pilotaje (entrada/salida)	\$450.00	Según tipo de nave
Costo total/día =	878,03	

Nota. Elaboración propia basada en tarifario oficial SPRC

Para este análisis financiero se han considerado el tiempo completo de dos remolcadores por USD60.000/mes en el periodo cero. Para la empresa naviera que disponga de estos equipos puede optimizar este costo ya que un solo remolcador podrá atender la operación en algunos tiempos que ambas embarcaciones estén en la misma instalación portuaria.

6.9.2. Costo del muellaje

Es un cargo portuario que se aplica a las embarcaciones por el uso de los muelles, y generalmente se destina a cubrir costos de conservación, limpieza y mantenimiento de la infraestructura portuaria. Este costo se proyectó acorde a la tarifa actual y haciendo 6 operaciones de cargue al mes de al menos dos días cada una. El costo puede ser variable por las modificaciones de la logística, por lo que se puede considerar como un promedio de USD \$72.576 por periodo.

6.9.3. Costo de nómina

Para atender la operación de estas dos barcazas se estima que se necesitan 12 operadores/supervisores para los que de manera integral se estiman COP 14.000.000/mes en el primer periodo y se proyecta al tiempo total del proyecto. Se debe tener en cuenta que estos operadores son únicamente para operar las barcazas y no para operar el remolcador ya que estos costos están implícitos en su tarifa. La tabla 12 muestra la proyección de costos de nómina para estos 12 operadores:

Tabla 12*Proyección de costo de nómina para operadores*

Año	Costo Nómina (USD)	Año	Costo Nómina (USD)
2027	\$ 468.837	2037	\$ 517.888
2028	\$ 473.526	2038	\$ 523.067
2029	\$ 478.261	2039	\$ 528.298
2030	\$ 483.043	2040	\$ 533.580
2031	\$ 487.874	2041	\$ 538.916
2032	\$ 492.753	2042	\$ 544.305
2033	\$ 497.680	2043	\$ 549.748
2034	\$ 502.657	2044	\$ 555.246
2035	\$ 507.684	2045	\$ 560.798
2036	\$ 512.760	2046	\$ 566.406

Nota. Elaboración propia**6.9.4. Costo de seguros**

Asegurar un buque metanero actualmente cuesta USD \$1.063, lo que equivale a USD 388/año. (Lloyd's List, 2025). Teniendo en cuenta que las barcazas son de menor tamaño y costo, se proyectan unos costos de seguros de USD 300 en el primer año para la flota. Este costo se incrementa cada año acorde con el estado de las barcazas y con condiciones de seguridad del entorno, sin embargo, el mantenimiento adecuado permite mantener la confiabilidad sin alterar mayormente el costo de seguros. En la Tabla 13 se presenta la proyección del costo de seguros para las dos barcazas.

Tabla 13*Proyección de gastos en seguros*

Periodo	Costo de Seguros (USD)	Periodo	Costo de Seguros (USD)
2027	\$ 300.000	2037	\$ 315.342
2028	\$ 301.500	2038	\$ 316.919
2029	\$ 303.008	2039	\$ 318.503
2030	\$ 304.523	2040	\$ 320.096
2031	\$ 306.045	2041	\$ 321.696
2032	\$ 307.575	2042	\$ 323.305

2033	\$	309.113	2043	\$	324.921
2034	\$	310.659	2044	\$	326.546
2035	\$	312.212	2045	\$	328.179
2036	\$	313.773	2046	\$	329.820

Nota. Elaboración propia

6.9.5. Costos de mantenimiento

Dada la importancia del mantenimiento se proyecta inicialmente un 2% del valor de la inversión por los 10 primeros años y un 3% los siguientes 10 años. Las barcazas de tanque Tipo C tienen costos bajos de operación comparadas con las barcazas de tanques tipo membrana. En la tabla 14 se muestra la proyección de costos de mantenimiento para una inversión inicial de USD 80.000.000. Estos costos varían en la simulación de sensibilidad a la inversión inicial.

Tabla 14

Proyección de costos de mantenimiento

Periodo	Costo de Mantenimiento (USD)	Periodo	Costo de Mantenimiento (USD)
2027	\$ 1.600.000	2037	\$ 2.400.000
2028	\$ 1.600.000	2038	\$ 2.400.000
2029	\$ 1.600.000	2039	\$ 2.400.000
2030	\$ 1.600.000	2040	\$ 2.400.000
2031	\$ 1.600.000	2041	\$ 2.400.000
2032	\$ 1.600.000	2042	\$ 2.400.000
2033	\$ 1.600.000	2043	\$ 2.400.000
2034	\$ 1.600.000	2044	\$ 2.400.000
2035	\$ 1.600.000	2045	\$ 2.400.000
2036	\$ 1.600.000	2046	\$ 2.400.000

Nota. Elaboración propia

6.9.6. Costos asociados al manejo de BOG

La Re-licuefacción del BOG genera costos energéticos de la planta. Dado que se manejan tanques Tipo C en las barcazas que pueden soportar presiones de hasta 10 bares, esto reduce la necesidad de usar la planta y solo se requerirá para situaciones particulares de operación y de

seguridad. También los tanques disponen de un sistema Top Spray que permite inyectar líquido en la parte alta del tanque ayudando a condensar vapores. Parte del BOG producido será empleado por el mismo sistema de la barcaza para operar. Los costos de manejo de BOG son parte del consumo energético de la barcaza y se incluyen en los costos de consumo de combustible.

6.10. Depreciación

DNV, Bureau Veritas y otros clasificadores marítimos usan 30 años como vida útil base para certificar embarcaciones LNG no propulsadas. En este análisis se considerarán 30 años también como vida útil para estas barcazas, aunque podría ser mayor.

6.11. Tasa de descuento

Para el análisis se usó una tasa de descuento del 12.5%. En la hoja de cálculo se puede calcular los flujos de caja para diferentes valores.

6.12. Resultados del análisis financiero

En resumen, las variables independientes analizadas son:

Tabla 15

Variables independientes del análisis financiero

Variables relativamente independientes	
Precios CIF CTG (USD/MBTU)	17
% demanda industrial atendida	7,0%
Margen sobre precio CIF	17%
inversión USD:	\$ 80.000.000
Otras variables:	
Capital de trabajo: USD:	\$ 18.317.695
Tasa de impuestos	35%
Tasa de descuento	12,5%
Años de depreciación	30

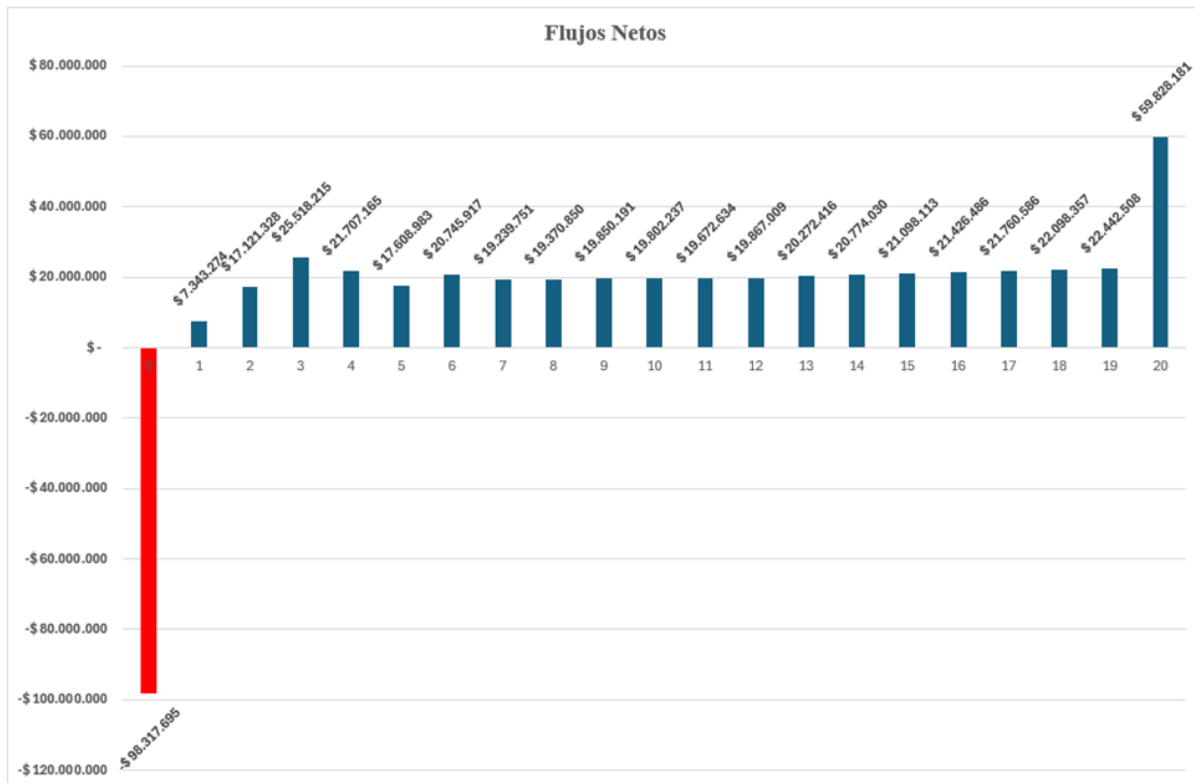
Nota. El análisis financiero analiza el comportamiento de TIR, VPN y tiempo de recuperación de la inversión para diferentes valores de las variables inciertas mostradas en Tabla 15.

La proyección de precios CIF de UPME en la vida del proyecto fluctúa entre los 12 y los 15 USD/MBTU. Se hace un análisis de sensibilidad de VPN y TIR para el precio. El porcentaje de demanda industrial atendida es la porción de la demanda industrial proyectada que se atenderá cada periodo acorde con la proyección estimadas por UPME. El margen sobre precio CIF es el incremento del costo CIF del GNL derivado del servicio de transporte o almacén en las barcazas.

El comportamiento de los flujos netos de caja se muestra en la Figura 19.

Figura 19

Flujos netos del proyecto



Nota. Flujos obtenidos con las variables independientes de la Tabla 15.

En el Anexo A se muestra el tablero del análisis financiero con las cifras estimadas para las variables independientes y las cifras obtenidas para las variables dependientes.

En el Anexo B se muestran las proyecciones de los conceptos que componen los gastos operacionales OPEX en los 20 periodos proyectados del análisis financiero.

Las principales variables financieras que se obtienen en esta simulación se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16

Valores de variables financieras del proyecto

VPI	\$ 134.806.643
VPE	\$ 95.178.143
Valor Presente NETO	\$ 39.628.500
Tasa Interna de Retorno	18%
B/C	1,42
IR(EFI)	0,2958

Nota. Elaboración propia

Adicionalmente, en el Anexo C se presenta el análisis de sensibilidad para el VPN y la TIR a partir de variables inciertas, y en el Anexo D se presenta cómo afecta a la TIR el monto de la inversión inicial y el volumen de demanda atendida.

7. Conclusiones

En resumen, el modelo logístico de atender parte de la demanda de gas natural en la bahía de Cartagena, Barranquilla y canal navegable del Río Magdalena por medio de un modelo logístico de almacenamiento y transporte en barcazas, sí es factible, y está acorde con la tendencia general de la demanda nacional del gas natural, con las proyecciones y recomendaciones de la UPME, con la tecnología actual para el transporte de GNL en barcazas y con modelos exitosos implementados en otros países. Este documento resulta ser una primera aproximación técnica, de mercado y financiera para las empresas que busquen evaluar la factibilidad de un proyecto de esta naturaleza.

Respecto de los objetivos específicos planteados al principio se puede concluir que:

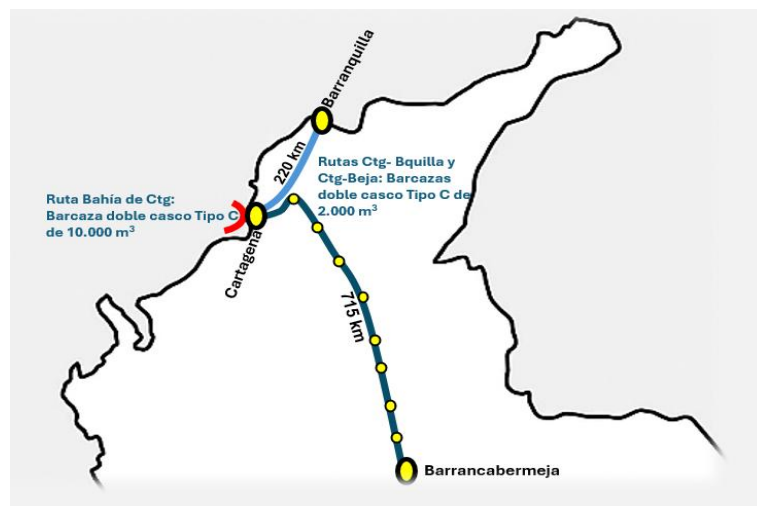
- Se determinó que sí existe una demanda potencial de GNL en Cartagena, Barranquilla y canal navegable del Río Magdalena durante el periodo 2027- 2046, que puede ser atendida por medio de barcazas de doble casco y tanques tipo C. Esta proyección basada en la demanda de la industria regional, más la demanda de GNL como combustible para buques que arriban a estas zonas portuarias, – que surge por la tendencia actual hacia combustibles limpios–, es como mínimo de 290 mil barriles mensuales, considerando datos conservadores de participación del 7% en la demanda industrial más toda la demanda de GNL como combustible naval para la cual actualmente no existe oferta.
- La infraestructura portuaria instalada en el país actualmente es insuficiente para atender la demanda de gas natural importado, porque los puertos – a excepción de SPEC -, no disponen de facilidades para recibir, gasificar, comprimir y entregar al SNT el gas natural, sin embargo, existe consenso entre el estado y la empresa privada sobre la necesidad de ampliar esta capacidad dado que todas las

proyecciones implican la necesidad de importar este energético. Para asegurar que se puede transportar y entregar el gas natural a los clientes que lo demanden en las condiciones apropiadas, es necesario que las barcazas dispongan a bordo de los equipos necesarios, tales como, regasificador, bombas, medidores, grúas y mangueras de transferencia.

- Para atender la demanda mínima con el menor número de barcazas el modelo operativo debe disponer de al menos dos barcazas, una de 10.000 m³ de capacidad para que atienda la bahía de Cartagena donde está la demanda principal y donde no hay restricción de calados y otra barcaza de 2000 m³ que podrá navegar las rutas Cartagena – Barranquilla y Cartagena – Barrancabermeja, atendiendo la demanda de esta región, donde existe restricción de calados para navegar, especialmente en época seca. Con un esquema de tres rutas como el de la figura 20, teniendo en cuenta los tiempos de navegación y operación, el modelo puede atender la demanda mínima.

Figura 20

Esquema de rutas del proyecto



Basados en la ingeniería conceptual de las barcazas, en la demanda a atender proyectada, en la proyección de precios y demás variables financieras de la Tabla 10, se obtiene una TIR de 18% y un tiempo de recuperación de la inversión entre 5 y 6 años en términos corrientes y de 10 a 11 años en valor presente, para una tasa de oportunidad del 12.5%. Del modelo financiero se obtienen también los siguientes condicionamientos:

- El monto de la inversión inicial es de alto impacto financiero y no debe superar los USD 105 millones ya que baja la TIR al 14.5%.
- El proyecto debe atender como mínimo el 5% de la demanda industrial más la demanda de GNL de bunkering para que sea rentable. Es decir, debe mover mensualmente por lo menos 193 mil barriles mensuales de GNL manteniendo un margen sobre el precio CIF del 17%.
- El margen mínimo de diferencia entre el precio de venta y el precio de compra debe ser del 14%.
- Si se adquieren ambas barcazas por costo de USD 60 millones, se obtiene una TIR de 22%.

8. Recomendaciones

Derivadas del análisis hecho en este documento, se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Desde el punto de vista técnico, los clientes que deseen inyectar el gas natural que reciben de la barcaza al SNT deberán disponer de las facilidades y equipo para comprimir hasta la presión necesaria, si el cliente desea ingresar el gas a una red de

distribución no necesitará compresión, ya que la barcaza alcanza fácilmente esta presión.

- La barcaza de mayor capacidad necesitará un remolcador asignado dado el tamaño y la complejidad de las maniobras de atraque y zarpe. Para la barcaza de menor capacidad se debe evaluar la configuración adecuada para poder incorporarla a un convoy mientras navega, sin embargo, en tramos de difícil navegación es recomendable que tenga un remolcador asignado por seguridad.
- Afectaciones en los tiempos de navegación tienen un impacto directo en el total de carga movilizada y entregada. El estudio contempla un incremento para el cliente en un porcentaje fijo que va desde el 14%, sin embargo, ese margen puede aumentarse acorde con el tipo de ruta y deberá ser resultado de la negociación con el cliente.
- Para la barcaza de menor tamaño se podría pensar también en usar una tecnología de tanques de membrana por el menor peso, pero debe evaluarse muy bien la seguridad de la carga, el CAPEX que es mayor a los tanques tipo C y los costos de mantenimiento. Solo si los precios de esta tecnología llegan a ser lo suficientemente competentes se podrían considerar.

Los pasos a seguir luego esta investigación son realizar el estudio legal del proyecto y el estudio ambiental. El estudio legal incluirá los requerimientos específicos de tráfico fluvial y de los exigibles a embarcaciones de bunkering. El estudio ambiental deberá incluir los beneficios ambientales del gas natural como combustible. Aunque ya se dispone de la demanda potencial, se debe complementar con un estudio de mercado que incluya la demanda real, la competencia y la disposición de pago.

Otros estudios como el social, económico, de riesgos deberán realizarse antes de entrar en la fase de diseño definitivo.

Referencias bibliográficas

Agencia Nacional de Infraestructura. (2024, 1 de octubre). *Dragados de mantenimiento en el Canal del Dique*. Portal ANI. <https://www.ani.gov.co/dragados-de-mantenimiento-en-el-canal-del-dique>

American Bureau of Shipping. (2017). Guide for LNG bunkering. ABS.

BEC - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. (2025, 3 de septiembre). *Ballena, ¿el próximo puerto regasificador en el Caribe?*. BEC. <https://www.bmcbec.com.co/publicaciones/posts/noticias/noticias/ballena-el-proximo-puerto-regasificador-en-el-caribe>

Bureau Veritas. (2020, 22 de octubre). Client Corner: *What does it take to build an LNG bunkering ship?* Marine & Offshore. <https://marine-offshore.bureauveritas.com/magazine/client-corner-what-does-it-take-build-lng-bunkering-ship>

Det-Tronics. (2016). *Fire and gas detection for LNG: White paper 74-1009-1.0 [Documento técnico]*. Detector Electronics Corporation. https://www.det-tronics.com/Content/Documents/Det-Tronics_Fire_gas_detection_for_LNG_white_paper_74-1009-1.0.pdf

Disco Digital Media, Inc. (2022). *The contract for a 12,000 m³ LNG bunkering barge has been granted to TGE. En Gulf Oil & Gas*. ProQuest. <https://www.proquest.com/docview/2674631879/abstract/?pq-origsite=primo>

Dmitry. (2025, enero 2). Lifespan of cargo ships: Inside the global maritime trade. Maritime Page. <https://maritimepage.com/lifespan-of-cargo-ships/>

- DNV GL. (2018, 16 de diciembre). *Gauging the cost of LNG*. DNV. <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Gauging-the-cost-of-LNG/>
- DNV. (2025, febrero 11). *Rising LNG demand: Overcoming bunkering challenges*. Maritime Impact. <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/rising-lng-demand-overcoming-bunkering-challenges>
- Draffin, N. (2013). An introduction to LNG bunkering. Petrosport Limited.
- Economist Impact. (2023). *Global Maritime Trends 2050 Report*. Lloyd's Register Foundation & Lloyd's Register. <https://impact.economist.com/ocean/global-maritime-trends-2050/downloads/Global%20Maritime%20Trends%202050%20Report.pdf>
- Emerson. (s. f.). Gas & flame detection in LNG facilities. <https://www.emerson.com/en-us/automation/measurement-instrumentation/common-applications/gas-flame-detection-in-lng-facilities>
- Energy Developments LLC. (s. f.). *Terminal Brisa – Proyecto de regasificación de GNL en La Guajira, Colombia*. Energy Developments
- Eyres, D. J., & Bruce, G. J. (2012). Liquefied gas carriers. En *Ship construction* (7.^a ed., pp. 279–289). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-097239-8.00023-4>
- Fikri, M., Hendrarsakti, J., Sambodho, K., Felayati, F., Octaviani, N., Giranza, M., & Hutomo, G. (2018). Estimating capital cost of small-scale LNG carrier. *Proceedings of the 3rd International Conference on Marine Technology* (pp. 225–229). <https://doi.org/10.5220/0008542102250229>

- González, P. D. M. (2025, febrero 8). *Andesco le responde al Gobierno que la importación de gas es una necesidad, no un capricho*. Infobae. <https://www.infobae.com/colombia/2025/02/08/andesco-le-responde-al-gobierno-que-la-importacion-de-gas-es-una-necesidad-no-un-capricho/>
- He, T., Chong, Z. R., Zheng, J., Ju, Y., & Linga, P. (2019). LNG cold energy utilization: Prospects and challenges. *Energy*, 170, 557–568. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.170>
- Honeywell International Inc. (2023). *Gas detection solutions for LNG applications [Folleto técnico]*. Honeywell Automation <https://krohne.com/en/applications/custody-transfer-lng-ship-loading-unloading>
- Infobae. (2025, julio 7). China acelera la construcción de buques GNL y redefine los tiempos de la logística energética. Infobae – Movant
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). (2016). Norma Técnica Colombiana NTC 6276: Sistemas de distribución de gas natural comprimido (GNC) – Requisitos. ICONTEC.
- Kongsberg Maritime. (2020). *Custody transfer system: K-Gauge CTS para buques LNG y LPG [Ficha técnica]*. <https://www.kongsberg.com/maritime/products/tank-gauging-and-measurment-systems/custody-transfer-system/>
- KROHNE Group GmbH. (s. f.). *Custody transfer LNG ship loading and unloading*. [Custody transfer LNG ship loading and unloading Krohne Applications | KROHNE Group](#)
- Lloyd's List. (2025, julio 24). Vessel insurance costs little changed a year ago. [Vessel insurance costs little changed on a year ago :: Lloyd's List](#)

López, M. F. (2025, febrero 5). *Tarifa de gas natural en Colombia subirá hasta un 36% a partir de febrero de 2025*. Noticias Caracol. <https://www.noticiascaracol.com/economia/tarifa-de-gas-natural-en-colombia-subira-hasta-un-36-a-partir-de-febrero-de-2025-rg10>

Loughman, D. (2013, diciembre.). Seal-less zero emission LNG pump solutions. Nikkiso Cryo, Inc. Recuperado el 6 de https://www.lewa.com/fileadmin/5_competence/2_whitepapers/Whitepaper_LNG_Pump_Solutions.pdf

Lozada, H. D. C., & Lemaitre, M. V. R. (2024, septiembre). Asociación Colombiana de Grandes Consumidores de Energía (ASOENERGIA) [Documento complementario]. ASOENERGIA.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2024). Gas natural: funcionamiento del sector. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-natural/>

Naturgas. (2024). Informe cifras del gas 2024. https://naturgas.com.co/wp-content/uploads/2024/12/Informe-Cifras-del-Gas-2024_Naturgas.pdf.

Nautilus International. (2019). Europe's first inland waterway LNG bunker vessel begins operations. <https://www.nautilusint.org/en/news-insight/news/europes-first-inland-waterway-lng-bunker-vessel-begins-operations/>

Niotis, S. (2015, septiembre). Technological guidance on LNG bunker vessels & barges. American Bureau of Shipping. Recuperado de http://www.schiffsingenieure.de/images/pdf/TechGuideonLNGBunkerVesselsBarges_100915.pdf

- Ortega Goyeneche, D. A. (2017). *Análisis exergético aplicado a la regasificación de GNL en Colombia: descripción y evaluación de alternativas* [Trabajo de grado, Universidad Industrial de Santander]. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- Portafolio. (2024, noviembre 25). Se invertirán 80 millones de dólares para ampliar la regasificadora Spec. <https://www.portafolio.co/energia/de-us-80-millones-sera-la-inversion-para-ampliar-la-regasificadora-spec-618224>
- Raffin, N., & Bankes-Hughes, L. (2013). *An introduction to LNG bunkering*. Petrosport. <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bibliouis-ebooks/detail.action?docID=3385451>
- Ramírez, L. (2024, octubre 14). *Presidenta de Naturgas dice que a «partir del 1 de diciembre de este año comenzará un déficit de gas natural*. Naturgas. <https://naturgas.com.co/presidenta-de-naturgas-dice-que-a-partir-del-1-de-diciembre-de-este-ano-comenzara-un-deficit-de-gas-natural/>
- Redacción Cero2050. (2020, septiembre 17). *LNG supply vessels, fleet review*. Cero 2050. <https://cero2050.es/en/lng-bunker-vessels-fleet-review/>
- Rodríguez M., J. (2024, abril 13). *¿Qué tan viable es la importación de gas desde Venezuela a Colombia? Esto dice la ACP*. Portafolio.co. <https://www.portafolio.co/energia/retos-que-implicaria-importar-gas-desde-venezuela-a-colombia-602307>
- Rosas, M. (2025, marzo 4). *ECOPETROL importará gas natural licuado por el Pacífico*. LinkedIn. <https://es.linkedin.com/pulse/ecopetrol-importar%C3%A1-gas-licuado-por-el-pac%C3%ADfico-mart%C3%ADn-rosas-cqk9e>

Ruiz Clavijo, L. J. (2024, noviembre 25). *Se invertirán 80 millones de dólares para ampliar la regasificadora Spec*. Portafolio.co. <https://sigtto.org/media/3457/sigtto-2021-esd-systems.pdf>

Salazar Gaitán, I. (2025, marzo 31). *La Regasificadora del Pacífico, un proyecto de Ecopetrol iniciará operaciones en 2026*. Diario La República. [La Regasificadora del Pacífico, un proyecto de Ecopetrol iniciará operaciones en 2026](#)

SEA-LNG. (2024, octubre 8). *LNG-fueled vessels accelerate to 6% of the global fleet*. SEA-LNG. <https://sea-lng.org/2024/10/lng-fuelled-vessels-accelerate-to-6-of-the-global-fleet/>

SEA-LNG. (2025). *A view from the bridge 2024–2025: LNG pathway – the practical and realistic route to decarbonization* [Informe en PDF]. SEA-LNG. <https://sea-lng.org>

Sea-Man.org. (2024, mayo 3). *Guide to ESD system and PERCs on LNG carriers*. <https://sea-man.org/lng-esd-system.html>

SIGTTO. (2021). *ESD systems: Guidelines for emergency shutdown systems at LNG and LPG terminals*. sigtto.org

Snyder, J. (2019, 25 de julio). *Europe's first LNG inland bunker barge*. Riviera. <https://www.rivieramm.com/news-content-hub/news-content-hub/europersquos-first-lng-inland-bunker-barge-55681>

Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGTTO). (2020). *Liquefied gas handling principles on ships and in terminals* (4th ed.). SIGTTO.

SPEC LNG. (s. f.). *Sobre SPEC LNG*. http://clientes.speclng.com:52346/Paginas/Nuestra_Empresa/ESP/sobrespeclng.aspx

Superintendencia de Transporte. (2024, 6 de diciembre). *Boletín estadístico de tráfico portuario en Colombia: Enero a septiembre de 2024* [Informe en PDF]. Superintendencia de Transporte.

https://www.supertransporte.gov.co/documentos/2024/Diciembre/Puertos_19/BOLETIN_ESTADISTICO_TRAFICO_PORTUARIO_EN_COLOMBIA_ENERO_A_SEPTIEMBRE_2024.pdf

Syedzainnasir. (2019, enero 28). *LNG transfer systems – The complete guide*. The Engineering Projects. The Engineering Projects. <https://www.theengineeringprojects.com/2019/01/lng-transfer-systems-the-complete-guide.html>

SWZ Maritime. (2019, junio 18). Bunker barge FlexFueller delivers first LNG. <https://swzmaritime.nl/news/2019/06/18/bunker-barge-flexfueller-delivers-first-lng/>

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2023, diciembre). *Resumen ejecutivo: Proyecciones de demanda energética 2023–2037 (revisión diciembre 2023)*. <https://www1.upme.gov.co>

Unidad de Planeación Minero-Energética. (2025, abril). *Proyección de precios de los energéticos 2024–2050 (Versión final)*. UPME. <https://www1.upme.gov.co>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2023). *Resumen ejecutivo: Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023–2037*. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Resumen_ejecutivo_proyecciones_demanda_rev_dic_2023.pdf

UPME. (2025, enero). *Documento complementario: Estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023–2038*. Unidad de Planeación Minero-Energética

(UPME).

https://www.upme.gov.co/Docs/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-2038_Enero_2025.pdf

Wärtsilä. (s. f.). *LNG small scale and bunker vessels*. Wartsila.com.

<https://www.wartsila.com/marine/products/gas-solutions/lng-small-scale-and-bunker-vessels>

World Port Sustainability Program. (s. f.). *LNG bunker infrastructure*.

<https://sustainableworldports.org/clean-marine-fuels/lng-bunkering/ports/lng-bunker-infrastructure/>

Anexos

Anexo A. Análisis financiero

1	Año	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
2	Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Demanda Bunkering (mTons)		1.763	2.774	3.876	5.071	5.514	5.991	6.508	7.048	7.635	8.523
4	Demanda Industria (mTons)		3.411.646	3.068.613	3.509.117	3.069.462	2.815.188	3.022.085	2.904.531	2.930.238	2.972.994	2.985.352
5	Total demanda objetivo (m Tons)		240.579	213.377	249.514	219.933	202.577	217.537	209.825	212.165	215.744	217.497
6	Precios CIF CTG (USD/MBTU) UPME		15,0	15,1	14,9	14,6	14,2	13,8	15,0	13,0	12,8	12,8
7	total costo del GNL MMUSD		\$ 213,49	\$ 189,35	\$ 221,42	\$ 195,17	\$ 179,77	\$ 193,04	\$ 186,20	\$ 188,28	\$ 191,45	\$ 193,01
8	Flujos de inversión	-\$ 80.000.000										
9	Capital de trabajo inicial	-\$ 18.317.695										
10	Ingresos		\$ 36.293.217	\$ 32.189.610	\$ 37.641.158	\$ 33.178.709	\$ 30.560.396	\$ 32.817.199	\$ 31.653.781	\$ 32.006.759	\$ 32.546.750	\$ 32.811.220
11	GNL mtons mes		20048	17781	20793	18328	16881	18128	17485	17680	17979	18125
12	Opex totales		\$ 3.161.413	\$ 3.171.202	\$ 3.181.062	\$ 3.190.996	\$ 3.201.003	\$ 3.211.085	\$ 3.221.241	\$ 3.231.473	\$ 3.241.781	\$ 3.252.165
13	EBITDA		\$ 33.131.804	\$ 29.018.408	\$ 34.460.095	\$ 29.987.713	\$ 27.359.393	\$ 29.606.114	\$ 28.432.540	\$ 28.775.286	\$ 29.304.969	\$ 29.559.055
14	Depreciaciones y amortiz		\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667
15	EBIT		\$ 2.666.667	\$ 26.351.741	\$ 31.793.429	\$ 27.321.046	\$ 24.692.726	\$ 26.939.447	\$ 25.765.873	\$ 26.108.620	\$ 26.638.303	\$ 26.892.388
16	Impuestos		\$ 2.666.667	\$ 9.223.110	\$ 11.127.700	\$ 9.562.366	\$ 8.642.454	\$ 9.428.807	\$ 9.018.056	\$ 9.138.017	\$ 9.323.406	\$ 9.412.338
17	NOPAT		\$ 2.666.667	\$ 17.128.632	\$ 20.665.729	\$ 17.758.880	\$ 16.050.272	\$ 17.510.641	\$ 16.747.818	\$ 16.970.603	\$ 17.314.897	\$ 17.480.052
18	+dep y amort		\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667
19	-Capex		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	-Inc Cap tab		-\$ 2.009.941	\$ 2.673.971	-\$ 2.185.819	-\$ 1.281.819	1.107.956	-\$ 568.610	\$ 174.734	\$ 266.419	\$ 131.373	\$ 344.482
21	FCL		\$ 7.343.274	\$ 17.121.328	\$ 25.518.215	\$ 21.707.165	\$ 17.608.983	\$ 20.745.917	\$ 19.239.751	\$ 19.370.850	\$ 19.850.191	\$ 19.802.237
22	FLUJO NETO		-\$ 98.317.695	\$ 7.343.274	\$ 17.121.328	\$ 25.518.215	\$ 21.707.165	\$ 17.608.983	\$ 20.745.917	\$ 19.239.751	\$ 19.370.850	\$ 19.850.191
23	En presente		-\$ 98.317.695	\$ 6.527.355	\$ 13.527.963	\$ 17.922.258	\$ 13.551.676	\$ 9.771.734	\$ 10.233.342	\$ 8.435.907	\$ 7.549.679	\$ 6.098.023
24	Inversión remanente corriente		\$ 98.317.695	\$ 90.974.421	\$ 73.853.093	\$ 48.334.878	\$ 26.627.713	\$ 9.018.731	-\$ 11.727.187	-\$ 30.966.937	-\$ 50.337.787	-\$ 89.990.215
25	Inversión Remanente en valor presente		\$ 98.317.695	\$ 91.790.340	\$ 78.282.377	\$ 60.340.120	\$ 46.788.443	\$ 37.016.709	\$ 26.783.367	\$ 18.347.460	\$ 10.797.780	\$ 3.920.892

1	Año	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
2	Periodo	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
3	Demanda Bunkering (mTons)	9.481	10.513	11.619	12.803	12.927	13.050	13.177	13.300	13.431	13.560
4	Demanda Industria (mTons)	3.012.121	3.040.494	3.086.102	3.132.393	3.179.379	3.227.070	3.275.476	3.324.608	3.374.477	3.425.094
5	Total demanda objetivo (m Tons)	220.329	223.347	227.646	232.071	235.484	238.945	242.460	246.023	249.644	253.316
6	Precios CIF CTG (USD/MBTU) UPME	12,7	12,6	12,5	12,5	12,4	12,4	12,4	12,5	12,5	12,5
7	total costo del GNL MMUSD	\$ 195,52	\$ 198,20	\$ 202,01	\$ 205,94	\$ 208,97	\$ 212,04	\$ 215,16	\$ 218,32	\$ 221,53	\$ 224,79
8	Flujos de inversión										
9	Capital de trabajo inicial										
10	Ingresos	\$ 33.238.405	\$ 33.693.730	\$ 34.342.289	\$ 35.009.700	\$ 35.524.592	\$ 36.046.786	\$ 36.577.100	\$ 37.114.515	\$ 37.660.847	\$ 38.219.622
11	GNL mtons mes	18361	18612	18971	19339	19624	19912	20205	20502	20804	21110
12	Opex totales	\$ 4.062.627	\$ 4.073.167	\$ 4.083.785	\$ 4.094.482	\$ 4.105.260	\$ 4.116.118	\$ 4.127.057	\$ 4.138.078	\$ 4.149.182	\$ 4.160.369
13	EBITDA	\$ 29.175.778	\$ 29.620.564	\$ 30.258.504	\$ 30.915.218	\$ 31.419.333	\$ 31.930.668	\$ 32.450.043	\$ 32.976.437	\$ 33.511.665	\$ 34.059.286
14	Depreciaciones y amortiz	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667
15	EBIT	\$ 26.509.112	\$ 26.953.897	\$ 27.591.837	\$ 28.248.551	\$ 28.752.666	\$ 29.264.001	\$ 29.783.376	\$ 30.309.770	\$ 30.844.999	\$ 31.388.619
16	Impuestos	\$ 9.278.189	\$ 9.433.864	\$ 9.657.143	\$ 9.886.993	\$ 10.063.433	\$ 10.242.400	\$ 10.424.182	\$ 10.608.420	\$ 10.795.749	\$ 10.987.149
17	NOPAT	\$ 17.230.923	\$ 17.520.033	\$ 17.934.694	\$ 18.361.558	\$ 18.689.233	\$ 19.021.601	\$ 19.359.195	\$ 19.701.351	\$ 20.049.249	\$ 20.378.377
18	+dep y amort	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667	\$ 2.666.667
19	-Capex	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	-Inc Cap tab	\$ 224.955	\$ 319.691	\$ 328.945	\$ 254.194	\$ 257.787	\$ 261.781	\$ 265.276	\$ 269.660	\$ 273.407	-\$ 19.426.137
21	FCL	\$ 19.672.634	\$ 19.867.009	\$ 20.272.416	\$ 20.774.030	\$ 21.098.113	\$ 21.426.486	\$ 21.760.586	\$ 22.098.357	\$ 22.442.508	\$ 22.794.181
22	FLUJO NETO	\$ 19.672.634	\$ 19.867.009	\$ 20.272.416	\$ 20.774.030	\$ 21.098.113	\$ 21.426.486	\$ 21.760.586	\$ 22.098.357	\$ 22.442.508	\$ 22.794.181
23	En presente	\$ 5.384.988	\$ 4.833.951	\$ 4.384.527	\$ 3.993.792	\$ 3.605.419	\$ 3.254.697	\$ 2.938.175	\$ 2.652.251	\$ 2.394.272	\$ 2.153.556
24	Inversión remanente corriente	-\$ 109.662.849	-\$ 129.529.858	-\$ 149.802.274	-\$ 170.576.304	-\$ 191.674.417	-\$ 213.100.903	-\$ 234.861.489	-\$ 256.959.846	-\$ 279.402.354	-\$ 303.330.535
25	Inversión Remanente en valor presente	-\$ 7.562.119	-\$ 12.396.070	-\$ 16.780.597	-\$ 20.774.389	-\$ 24.379.808	-\$ 27.634.505	-\$ 30.572.680	-\$ 33.224.931	-\$ 35.619.203	-\$ 37.735.377

Anexo B. Proyección de gastos operativos OPEX

2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
GNL mtons mes	20048	17781	20793	18328	16881	18128	17485	17680	17979	18125
GNL Bls/mes	280.221	248.537	290.629	256.174	235.958	253.383	244.400	247.125	251.295	253.337
#Operaciones/mes:	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Días de RR/mes	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Costo de RR USD/mes	60000,00	60300	60602	60905	61209	61515	61823	62132	62442	62755
Costo de RR USD/año	\$ 720.000	\$ 723.600	\$ 727.218	\$ 730.854	\$ 734.508	\$ 738.181	\$ 741.872	\$ 745.581	\$ 749.309	\$ 753.056
Costo muellaje USD/ año	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576
Costo Nomina Operadores	\$ 468.837	\$ 473.526	\$ 478.261	\$ 483.043	\$ 487.874	\$ 492.753	\$ 497.680	\$ 502.657	\$ 507.684	\$ 512.760
Costo de Seguros	\$ 300.000	\$ 301.500	\$ 303.008	\$ 304.523	\$ 306.045	\$ 307.575	\$ 309.113	\$ 310.659	\$ 312.212	\$ 313.773
Costo de Mantenimiento	\$ 1.600.000	\$ 1.600.000	\$ 1.600.000	\$ 1.600.000	\$ 1.600.000	\$ 1.600.000	\$ 1.600.000	\$ 1.600.000	\$ 1.600.000	\$ 1.600.000
Total OPEX	\$ 3.161.413	\$ 3.171.202	\$ 3.181.062	\$ 3.190.996	\$ 3.201.003	\$ 3.211.085	\$ 3.221.241	\$ 3.231.473	\$ 3.241.781	\$ 3.252.165

2026	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
0	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
GNL mtons mes	18361	18612	18971	19339	19624	19912	20205	20502	20804	21110
GNL Bls/mes	256.635	260.150	265.158	270.311	274.287	278.318	282.413	286.562	290.781	295.058
#Operaciones/mes:	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Días de RR/mes	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Costo de RR USD/mes	63068	63384	63701	64019	64339	64661	64984	65309	65636	65964
Costo de RR USD/año	\$ 756.821	\$ 760.605	\$ 764.408	\$ 768.230	\$ 772.071	\$ 775.932	\$ 779.811	\$ 783.710	\$ 787.629	\$ 791.567
Costo muellaje USD/ año	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576	\$ 72.576
Costo Nomina Operadores	\$ 517.888	\$ 523.067	\$ 528.298	\$ 533.580	\$ 538.916	\$ 544.305	\$ 549.748	\$ 555.246	\$ 560.798	\$ 566.406
Costo de Seguros	\$ 315.342	\$ 316.919	\$ 318.503	\$ 320.096	\$ 321.696	\$ 323.305	\$ 324.921	\$ 326.546	\$ 328.179	\$ 329.820
Costo de Mantenimiento	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000
Total OPEX	\$ 4.062.627	\$ 4.073.167	\$ 4.083.785	\$ 4.094.482	\$ 4.105.260	\$ 4.116.118	\$ 4.127.057	\$ 4.138.078	\$ 4.149.182	\$ 4.160.369

Anexo C. Análisis de sensibilidad al precio, el monto de la inversión inicial, el volumen de carga atendido y el margen sobre las ventas

Análisis 1: Sensibilidad al precio			Análisis 2: Sensibilidad a la inversión inicial			Análisis 3: Sensibilidad a la demanda atendida			Análisis 4: Sensibilidad al margen de ganancia sobre el precio CIF		
Precio:	VPN	TIR	Monto Inversión:	VPN	TIR	% Demanda	VPN	TIR	Margen	VPN	TIR
10	-\$ 9.648.998	10,9%	\$ 50.000.000	\$ 69.586.312	25,2%	0,5%	-\$ 69.857.246	-4,1%	5%	-\$ 56.665.719	2,8%
10,5	-\$ 6.010.301	11,5%	\$ 55.000.000	\$ 64.870.720	23,7%	1,0%	-\$ 61.307.246	-0,9%	6%	-\$ 48.502.513	4,4%
11	-\$ 2.371.604	12,1%	\$ 60.000.000	\$ 60.155.128	22,4%	1,5%	-\$ 52.757.245	1,7%	7%	-\$ 40.339.306	6,0%
11,5	\$ 1.267.093	12,7%	\$ 65.000.000	\$ 55.439.535	21,2%	2,0%	-\$ 44.207.245	3,9%	8%	-\$ 32.176.100	7,4%
12	\$ 4.905.790	13,3%	\$ 70.000.000	\$ 50.723.943	20,1%	2,5%	-\$ 35.657.245	5,9%	9%	-\$ 24.012.893	8,8%
12,5	\$ 8.544.487	13,8%	\$ 75.000.000	\$ 46.008.351	19,1%	3,0%	-\$ 27.107.244	7,7%	10%	-\$ 15.849.687	10,1%
13	\$ 12.183.184	14,3%	\$ 80.000.000	\$ 41.292.759	18,2%	3,5%	-\$ 18.557.244	9,4%	11%	-\$ 7.686.480	11,3%
13,5	\$ 15.821.881	14,9%	\$ 85.000.000	\$ 36.577.167	17,3%	4,0%	-\$ 10.007.243	10,9%	12%	\$ 476.726	12,6%
14	\$ 19.460.578	15,4%	\$ 90.000.000	\$ 31.861.575	16,6%	4,5%	-\$ 1.457.243	12,3%	13%	\$ 8.639.933	13,8%
14,5	\$ 23.099.274	15,9%	\$ 95.000.000	\$ 27.145.982	15,8%	5,0%	\$ 7.092.757	13,6%	14%	\$ 16.803.139	14,9%
15	\$ 26.737.971	16,3%	\$ 100.000.000	\$ 22.430.390	15,2%	5,5%	\$ 15.642.758	14,8%	15%	\$ 24.966.346	16,0%
15,5	\$ 30.376.668	16,8%	\$ 105.000.000	\$ 17.714.798	14,5%	6,0%	\$ 24.192.758	16,0%	16%	\$ 33.129.552	17,1%
16	\$ 34.015.365	17,3%	\$ 110.000.000	\$ 12.999.206	13,9%	6,5%	\$ 32.742.759	17,1%	17%	\$ 41.292.759	18,2%
16,5	\$ 37.654.062	17,7%	\$ 115.000.000	\$ 8.283.614	13,4%	7,0%	\$ 41.292.759	18,2%	18%	\$ 49.455.966	19,2%
17	\$ 41.292.759	18,2%	\$ 120.000.000	\$ 3.568.022	12,9%	7,5%	Volúmenes superiores al 7% de la demanda Industrial ya no se pueden atender con la capacidad instalada (2 barcazas).		19%	\$ 57.619.172	20,2%
17,5	\$ 44.931.456	18,6%	\$ 125.000.000	-\$ 1.147.571	12,4%	8,0%			20%	\$ 65.782.379	21,2%
18	\$ 48.570.153	19,0%	\$ 130.000.000	-\$ 5.863.163	11,9%	8,5%			21%	\$ 73.945.585	22,2%

Nota. El color de celda verde indica valores de VPN y TIR aceptables, amarillo que es una TIR muy próxima a la tasa de descuento y valores rojos que hacen el proyecto inviable.

Anexo D. Variación de la TIR ante la inversión inicial y el porcentaje de demanda industrial atendida

% Demanda	Monto Inversión inicial											
	\$ 60.000.000	\$ 65.000.000	\$ 70.000.000	\$ 75.000.000	\$ 80.000.000	\$ 85.000.000	\$ 90.000.000	\$ 95.000.000	\$ 100.000.000	\$ 105.000.000	\$ 110.000.000	\$ 115.000.000
1%	0,8%	0,3%	-0,2%	-0,6%	-0,9%	-1,2%	-1,5%	-1,8%	-2,1%	-2,3%	-2,5%	-2,7%
1,5%	3,8%	3,2%	2,6%	2,2%	1,7%	1,3%	0,9%	0,6%	0,2%	-0,1%	-0,3%	-0,6%
2%	6,4%	5,7%	5,1%	4,5%	3,9%	3,5%	3,0%	2,6%	2,2%	1,9%	1,6%	1,3%
2,5%	8,7%	7,9%	7,2%	6,5%	5,9%	5,4%	4,9%	4,4%	4,0%	3,6%	3,3%	2,9%
3%	10,7%	9,8%	9,1%	8,4%	7,7%	7,1%	6,6%	6,1%	5,6%	5,2%	4,8%	4,4%
3,5%	12,6%	11,6%	10,8%	10,0%	9,4%	8,7%	8,1%	7,6%	7,1%	6,7%	6,2%	5,8%
4%	14,3%	13,3%	12,4%	11,6%	10,9%	10,2%	9,6%	9,0%	8,5%	8,0%	7,5%	7,1%
4,5%	15,8%	14,8%	13,9%	13,0%	12,3%	11,6%	10,9%	10,3%	9,8%	9,2%	8,8%	8,3%
5%	17,3%	16,2%	15,3%	14,4%	13,6%	12,8%	12,2%	11,5%	11,0%	10,4%	9,9%	9,4%
5,5%	18,7%	17,6%	16,6%	15,7%	14,8%	14,1%	13,4%	12,7%	12,1%	11,5%	11,0%	10,5%
6%	20,0%	18,8%	17,8%	16,9%	16,0%	15,2%	14,5%	13,8%	13,2%	12,6%	12,0%	11,5%
6,5%	21,2%	20,0%	19,0%	18,0%	17,1%	16,3%	15,5%	14,8%	14,2%	13,6%	13,0%	12,5%
7%	22,4%	21,2%	20,1%	19,1%	18,2%	17,3%	16,6%	15,8%	15,2%	14,5%	13,9%	13,4%

Nota. El color de celda verde indica valores de TIR aceptables, amarillo indica valores de TIR muy próximos a tasa de descuento y rojos valores de TIR que hacen inviable el proyecto