

Evaluación de tecnología de licuefacción para un flujo de gas natural de proceso de bajo volumen en un campo colombiano

Juan David Ortiz Bernal

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

Director

Nicolas Pachon

M. Sc. Gas Engineering & Management

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

Bogotá

2024

Dedicatoria

Sin ningún orden particular: A mi alma Mater, la Universidad Nacional de Colombia, por su formación, apoyo y lecciones de vida. A Nathalia por ser un soporte incondicional en estos momentos llenos de trabajo. A mis padres por ser mis padres y darme todas las herramientas para crecer y llegar a cualquier lugar. Ah, y a Canela por la silenciosa compañía en las tardes y noches sin café y su eventual gruñido.

Agradecimientos

A Pablo, Manuel, Carlos y John (De nuevo, sin un orden particular) por sus enseñanzas, guías, paciencia y apoyo.

A mi familia por su apoyo. Sandra, Santiago, Laura, Roció son solamente algunos.

A Juan Pablo por ayudarme a entrar en este camino, por creer en mí. A mis amigos (Omar, Fernando, Camilo, Adriana) por su fe en mis capacidades y las risas en los momentos de cansancio.

A la universidad industrial de Santander y su equipo de profesionales (Especialmente Tatiana) por sus enseñanzas, apoyo y gestión.

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN	9
1. OBJETIVOS	13
1.1. Objetivo general.....	13
1.2. Objetivos específicos	13
2. GLOSARIO	14
3. CONTEXTO DEL GAS NATURAL LICUADO EN LA REGIÓN Y EN COLOMBIA 15	
3.1. Gas natural en centro y sur América.....	15
3.2. Reservas de gas natural en Colombia y su papel en la matriz energética.....	18
3.3. Licuefacción en Colombia: Proyectos en marcha.....	20
3.4. El papel potencial del gas licuado en Colombia	20
3.4.1. Gas natural licuado como homólogo del gas natural comprimido (GNC)	23
3.5. Especificaciones de calidad de gas natural	24
3.5.1. Especificaciones del gas natural para entrada al sistema de transporte.....	24
3.5.2. Especificaciones del GNL.....	25
3.6. Composición de referencia para el caso de estudio	26
3.6.1. Propiedades relevantes y flujos estimados con base a las condiciones seleccionadas 29	
3.7. Requisitos técnicos en el panorama nacional.	30
4. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS TECNOLOGÍAS COMERCIALMENTE DISPONIBLES Y SU POTENCIAL APLICACIÓN AL CASO DE ESTUDIO SELECCIONADO	32
4.1. Tipos de plantas de licuefacción de gas natural.....	32

4.2.	Tecnologías para la licuefacción del gas natural	33
4.2.1.	Ciclos Abiertos.....	35
4.2.2.	Ciclos Cerrados.....	35
4.3.	Tecnologías de licuefacción utilizadas para plantas a pequeña escala	38
4.3.1.	Comparación entre SMR y Expansión de nitrógeno.....	39
4.3.2.	Selección de la tecnología de licuefacción a utilizar para la composición de referencia.	46
4.4.	Estructura propuesta para la planta de pequeña escala y consideraciones técnicas.....	53
4.5.	Análisis económico.....	55
4.5.1.	Costos de capital (CAPEX) estimados	55
4.5.2.	Costos operativos (OPEX) estimados	57
4.5.3.	Ingresos proyectados.....	59
5.	DISCUSIÓN	61
5.1.	Factores Técnicos	61
5.2.	Factores económicos.....	62
5.3.	Requisitos legales y perspectivas.....	64
6.	CONCLUSIONES	66
7.	RECOMENDACIONES	68
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	69

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Mayores exportadores de gas natural licuado a nivel mundial.</i>	11
Tabla 2. <i>Producción de gas natural para el año 2022 en centro y sur América</i>	15
Tabla 3. <i>Consumo de gas natural para el año 2022</i>	16
Tabla 4. <i>Reservas de gas natural más relevantes en Centro y Sur América</i>	17
Tabla 5. <i>Reservas de gas natural por departamento</i>	19
Tabla 6. <i>Especificaciones de calidad de gas natural para entrada al sistema de transporte</i> .	24
Tabla 7. <i>Composición del gas licuado de acuerdo con su origen.</i>	25
Tabla 8. <i>Propiedades típicas de GNL.</i>	25
Tabla 9. <i>Composiciones de gas natural representativas de campos del norte del país</i>	27
Tabla 10. <i>Composiciones de gas natural para campos representativos del centro del país</i> ...	27
Tabla 11. <i>Composición de referencia.</i>	28
Tabla 12. <i>Propiedades GNL simuladas.</i>	29
Tabla 13. <i>Comparación de consumo energético respecto a las tecnologías más utilizadas</i> ...	39
Tabla 14. <i>Comparación de costos de capital (CAPEX) pasa SMR y N₂</i>	40
Tabla 15. <i>Comparación de costos operativos (OPEX) pasa SMR y N₂</i>	41
Tabla 16. <i>Composiciones seleccionadas para el refrigerante mixto.</i>	44
Tabla 17. <i>Resumen de criterios y puntaje para la selección de la tecnología a utilizar.</i>	52
Tabla 18. <i>Índices costo específico de capital por tonelada de producto anualizada.</i>	56
Tabla 19. <i>CAPEX superior e inferior estimados.</i>	57
Tabla 20. <i>Valores mínimos y máximos para CAPEX, OPEX e Ingresos.</i>	63

Lista de Figuras

Figura 1. <i>Cadena de valor del gas natural licuado.</i>	10
---	----

Figura 2. <i>Mapa propuesto de cuencas y los ductos de transporte de hidrocarburos existentes para el año 2019</i>	22
Figura 3 <i>Circuito de refrigeración simple.</i>	34
Figura 4. <i>Ciclo de licuefacción en cascada.</i>	37
Figura 5. <i>Curvas de refrigeración para sistemas en cascada y refrigerante mixto</i>	38
Figura 6. <i>Curva de enfriamiento del gas natural del caso de estudio.</i>	42
Figura 7. <i>Curvas de enfriamiento para nitrógeno y refrigerante mixto.</i>	45
Figura 8. <i>Estructura propuesta planta licuefacción.</i>	53

Lista de Ecuaciones

Ecuación 1. <i>Cálculo de Costo de capital para el año 2018.</i>	57
Ecuación 2. <i>Cálculo de Costo de capital para el año 2018.</i>	57
Ecuación 3. <i>Formula simple para periodo de recuperación de la inversión.</i>	63

Resumen

Título: Evaluación de tecnología de licuefacción para un flujo de gas natural de proceso de bajo volumen en un campo colombiano

Autor: Juan David Ortiz Bernal

Palabras Clave: GNL, Gas licuado, Pequeña escala, Colombia, tecnologías de licuefacción

Descripción: Esta monografía presenta un estudio preliminar para la instalación de una planta de licuefacción a pequeña escala en un campo de proceso colombiano indeterminado, considerando criterios técnicos, económicos y legales.

En primer lugar, se hace una revisión del contexto del gas natural en la región (Centro y Suramérica) y en el país (Colombia). A continuación, se evalúan escenarios bajo los cuales el gas natural licuado (GNL) podría ser una alternativa válida de transmisión energética en Colombia. Posteriormente se evalúa el contexto local del GNL, incluyendo proyectos de licuefacción en el país y su analogía al gas natural comprimido, así como legislación local.

Después se selecciona una composición de referencia (Con base a diferentes composiciones locales) y de acuerdo con esta composición se evalúan tanto los flujos propuestos como las propiedades del producto.

Finalmente se hace una evaluación técnico-económica de un proyecto a pequeña escala, incluyendo la selección de una tecnología propuesta con base a las propiedades definidas anteriormente. Esta evaluación incluye la revisión y la selección de las tecnologías en uso para proyectos similares, así como algunos indicadores económicos hallados en la literatura.

Abstract

Title: Liquefaction technology evaluation for low volume process natural gas flow in a Colombian field

Author: Juan David Ortiz Bernal

Key Words: LNG, Liquefied Natural Gas, Colombia, Liquefaction technologies

Description: This monograph presents a preliminary study for the installation of a small-scale liquefaction plant in an undetermined Colombian process field, considering technical, economic and legal criteria.

First, a review of the natural gas context in the region (Central and South America) and in the country (Colombia) is made. Next, scenarios under which liquefied natural gas (LNG) could be a valid alternative for energy transmission in Colombia are evaluated. Subsequently, the local LNG context is evaluated, including liquefaction projects in the country and their analogy to compressed natural gas, as well as local legislation.

Then a reference composition is selected (based on different local compositions) and according to this composition both the proposed flows and the product properties are evaluated.

Finally, a technical-economic evaluation of a small-scale project is made, including the selection of a proposed technology based on the properties defined above. This evaluation includes the review and selection of technologies in use for similar projects, as well as some economic indicators found in the literature.

Introducción

En el actual contexto global, el uso de gas natural como fuente energética representa una alternativa sumamente atractiva a otras fuentes no renovables: Posee emisiones relativamente bajas frente a otros combustibles tradicionales (El gas natural emite 58% menos emisiones de CO₂ por MMBTU comparado con el carbón, y el 70% menos comparado con otros combustibles líquidos (U.S. Energy Information Administration, 2022)), presentándose como el combustible ideal para una transición energética a fuentes renovables. Cuenta además con la ventaja de ser una pieza fundamental del “*Mix*” energético de múltiples países; relatando además con una robusta infraestructura y un amplio “*Know-how*” alrededor de la industria. Para el año 2022 la producción total de gas natural fue de 4043.8 billones de metros cúbicos (BCM por sus siglas en inglés) (Energy Institute, 2023).

Sin embargo, la producción y distribución de gas natural presenta varios inconvenientes. Por un lado, están los diferentes factores geopolíticos. Para el año 2022, Rusia era uno de los mayores exportadores de gas natural (En su estado gaseoso, código HS 271121), representando un 15.2% de las exportaciones a nivel mundial (Datawheel, 2023); siendo su cliente mayoritario el territorio europeo (Con más de un 90% de las exportaciones (Datawheel, 2023)). Esta situación tuvo un giro dramático posterior a la guerra ruso-ucraniana, momento en el que la unión europea decide recortar su dependencia del gas ruso. Se espera que las exportaciones rusas a Europa sean de 21 BCM para el año 2023; lo que representa una reducción en las importaciones de 2/3 respecto al año 2022 (Korsunskaya, Soldatkin, & Simao, 2023).

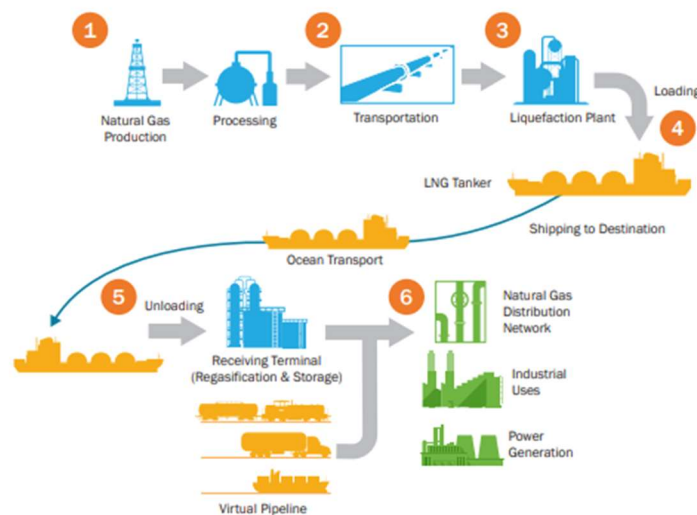
Como consecuencia directa de la disminución de suministro de gas natural desde territorio ruso (llegando a derivaciones tan impactantes como la suspensión del gasoducto Nord Stream 2, con un coste de 11 billones de euros (Marsh, 2022)), la unión europea enfrentaba un panorama gris de

desabastecimiento energético para el invierno; viendo además como, con relación al ahogo en el suministro de gas, los precios se disparaban hasta en un 250% (Energy Institute, 2023). Una de las alternativas para solucionar este inconveniente fue la importación de gas natural licuado: Representando entre un 32% (European Commission, 2022) y un 42% (Energy Institute, 2023) del total de las importaciones europeas de gas.

El GNL es gas natural sometido a un proceso de enfriamiento drástico, logrando así la obtención de un líquido criogénico (A temperaturas de aproximadamente -163°C (a presiones entre 1 y 2 atmosferas), se puede observar un resumen del proceso en la Figura 1), disminuyendo su volumen aproximadamente en un 99.8% (Tusiani & Shearer, 2016). El GNL se plantea entonces como un método de transporte de gas natural alternativo a los gasoductos; esto se logra aprovechando la marcada disminución en la densidad del líquido en comparación al gas.

Figura 1. Cadena de valor del gas natural licuado.

Recuperado de: [liquefied-natural-gas-value-chain-fact-sheet \(energy.gov\)](#) en 2023/10/14



Respecto al transporte por gasoductos, el GNL aporta versatilidad al no requerir infraestructura dedicada: utilizando la metodología tradicional de estaciones de regasificación convencionales,

usualmente localizadas en puertos para aprovechar los grandes buques metaneros o pudiendo ser llevado por gasoductos virtuales (Hafner & Luciani, 2022) (Es decir: GNL transportado mediante métodos de transporte “Convencionales”; haciendo uso de infraestructuras ya existentes: férrea, fluvial, vial, etc.; como se observa también en la Figura 1). El costo de transporte del GNL es competitivo después de los 3000 a 7000 km (Dependiendo del coste del gas de suministro); esto es, asumiendo que la infraestructura del gasoducto ya está en lugar. Para el año 2022, aproximadamente del 56% del comercio total de gas natural fue GNL (Energy Institute, 2023).

Los mayores exportadores de GNL a nivel mundial (para el año 2022) están dispuestos en la Tabla 1, a continuación:

Tabla 1. *Mayores exportadores de gas natural licuado a nivel mundial.*

(Energy Institute, 2023)

País	Cantidad (en BCM)	Porcentaje total (Respecto a exportaciones globales)
Qatar	114.1	21.04%
Australia	112.3	20.70%
Estados Unidos	104.3	19.23%
Rusia	40.2	7.41%
Malasia	37.4	6.90%

Nota: Las exportaciones de GNL totales para el año 2022 fueron 542.4 BCM (Energy Institute, 2023).

Los mayores importadores de GNL son Asia Pacífico (China, India, Japón y Corea del Sur como actores clave), con un 64.14% del total, y Europa, con un 31.38% del total (Referidos a los 542.4 BCM negociados). El panorama suramericano es un poco menos desarrollado en este

aspecto. Suramérica representa solamente el 2.5% de las importaciones de gas natural, siendo los actores claves Argentina, Brasil y Chile; esto de acuerdo con “*Statistical Review of World Energy* (Energy Institute, 2023)”.

En Colombia Promigas opera la única terminal de regasificación en el país. Esta unidad está instalada en Barú, y cuenta con una capacidad instalada de 400 MMSCFD (para el momento de su puesta a punto esta capacidad era el equivalente al 40% del consumo diario del país). (SPEC, s.f.).

Para el año 2023 la demanda de GNL se vio aumentada por el fenómeno del niño. De acuerdo con Bloomberg (Liao & Jaramillo, 2023), para el agosto del año 2023, se habían importado 309.000 MT, un 60% más respecto a las importaciones del año 2022, y se espera que esta tendencia se mantenga hasta marzo de 2024 (Liao & Jaramillo, 2023).

El panorama entonces se ve promisorio no solamente para el gas licuado, si no para Colombia como actor en el sector. En el capítulo 2 se ahondará en el panorama colombiano general.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Evaluar las tecnologías de licuefacción para un flujo de bajo volumen de gas natural de proceso proveniente de un campo colombiano.

1.2. Objetivos específicos

- Describir el problema y contexto, el estado de la cadena de suministro de gas licuado en Colombia y en la región (países vecinos). Con base a esta información, seleccionar un caso de estudio.
- Evaluar el contexto local colombiano en lo referente a requerimientos técnicos, económicos, regulatorios, de seguridad y ambientales mediante la revisión bibliográfica de la información disponible en fuentes oficiales.
- Realizar una evaluación técnico-económica de las tecnologías de licuefacción de gas natural para un flujo de hasta 10 MMSCFD de gas de proceso del caso de estudio seleccionado.

2. Glosario

- **BCM:** Billones de metros cúbicos a condiciones estándar (15°C y 1 Atm)
- **BOG:** Siglas de “Boil-off gas”. Gas producido en el almacenamiento a causa de la ganancia del calor de los recipientes con el entorno.
- **FSRU:** “Floating storage and regasification units”, estaciones flotantes de almacenamiento y regasificación.
- **Gas Natural Comprimido:** Gas natural a altas presiones para aumentar su densidad.
- **GNL:** Gas Natural Licuado. Equivalente a LNG.
- **Líquidos blancos:** Condensados de bajo peso molecular provenientes del gas natural.
- **Líquido criogénico:** Fluido con un punto de ebullición igual o menor a -90°C (University of Michigan-Dearborn, 2023).
- **Mix Energético:** Distribución de fuentes energéticas.
- **MTPA:** Millones de toneladas por año.
- **Peak Shaving:** Método de producción continua en periodos de baja demanda y almacenamiento para suplir picos de demanda.
- **Proceso isentrópico:** Proceso en el cual se asume que no hay cambio en la entropía específica.
- **Regasificación:** Proceso de vaporización del gas natural en estado líquido mediante cambios en presión y temperatura.
- **Skid:** Unidad modular de la planta.
- **TPA:** Toneladas por año

3. Contexto del gas natural licuado en la región y en Colombia

3.1. Gas natural en centro y sur América

Para el año 2022, la producción total de gas natural en la región de centro y sur América fue de 162 BCM (4% del total mundial); contando como mayores productores a Argentina (41.6 BCM), Venezuela (29.2 BCM), Trinidad y Tobago (26 BCM) y Brasil (23 BCM) (Energy Institute, 2023). La producción de Colombia es relativamente pequeña en comparación, con 12.4 BCM (Energy Institute, 2023). La producción reportada de gas natural por países se encuentra en la Tabla 2, dispuesta a continuación:

Tabla 2. Producción de gas natural para el año 2022 en centro y sur América

Adaptado de (Energy Institute, 2023)

País	Producción (BCM) año 2022
Argentina	41.6
Bolivia	13.4
Brasil	23
Colombia	12.4
Perú	13.8
Trinidad y Tobago	26
Venezuela	29.2
Otros	2.6
Total	162

El consumo en la región fue de 161.7 BCM (Un 4.1% del total mundial) (Energy Institute, 2023); este consumo esta discriminado en la Tabla 3. Con base a las cifras de producción y consumo se puede considerar que el mercado centro y sur americano es un mercado autosuficiente en producción y consumo.

Tabla 3. Consumo de gas natural para el año 2022*Adaptado de (Energy Institute, 2023)*

País	Consumo (BCM) año 2022
Argentina	45.7
Brasil	32
Chile	7.5
Colombia	12.6
Ecuador	0.5
Perú	9.6
Trinidad y Tobago	15.1
Venezuela	29.2
Centro América	0.6
Otros (Caribe)	5.3
Otros (Sur América)	3.7
Total	161.8

El panorama respecto a la importación de gas natural licuado en la región no se observa tan desarrollado como en otras regiones. Para el año 2022 las importaciones de GNL fueron el equivalente a 13.5 BCM (un 2.5% del total mundial) (Energy Institute, 2023); lo que se puede correlacionar con la cercanía de las cifras de consumo y producción. Los mayores importadores de GNL en Latinoamérica son Argentina (Importando el equivalente a 2.3 BCM), Brasil (Importando el equivalente a 2.3 BCM) y Chile (Importando el equivalente a 3.3 BCM) (Energy Institute, 2023).

El mercado de exportaciones es también limitado, siendo los mayores exportadores de GNL Perú (Con el equivalente a 4.2 BCM) y Trinidad & Tobago (Con el equivalente a 10.9 BCM) (Energy Institute, 2023); los demás países no representan valores relevantes.

Las reservas de gas natural en centro y sur América, para el año 2022, se estimaban en 86.1 trillones de pies cúbicos (La distribución por país se encuentra en la Tabla 4). Es importante notar que dichas reservas consideran todos los volúmenes potenciales identificados, incluyendo reservas

que no son financieramente rentables de extraer, por motivos tales como costo, tecnologías u otras restricciones (International Energy Agency, 2023).

Tabla 4. Reservas de gas natural más relevantes en Centro y Sur América

Adaptado de (International Energy Agency, 2023)

País	Porcentaje	Equivalente en TCM (Trillones de metros cúbicos)
Argentina	29%	25.2
Venezuela	28%	24.15
Brasil	23%	19.95
Colombia	2%	2.1
Bolivia	2%	2.1
Otros	15%	12.6
Total		86.1

Nota: La tabla se ha modificado de los valores originales, pues esta contemplaba México (Este país se considera como Norteamérica)

Se observa que las mayores reservas se encuentran en tres países: Argentina, Venezuela y Brasil. Estos países están entre los países cuya producción es más amplia. El caso de Trinidad y Tobago se observa interesante, pues no se encuentra discriminado entre los países que más reservas ostenta, sin embargo, es el tercer mayor productor de gas natural a nivel Latinoamérica. Por otro lado, para el año 2022, Argentina era el único país con un panorama claro para la explotación de recursos no convencionales, por lo que se espera que sus exportaciones sigan creciendo a medida que pasa el tiempo (International Energy Agency, 2023); cambiando de esta manera el panorama actual. El caso venezolano es bien interesante así mismo; pues cuenta con amplias reservas y una producción importante, sin embargo, su infraestructura en decadencia es una gran limitante (International Energy Agency, 2023).

El caso de Perú resulta especialmente interesante por su cercanía geográfica. En el año 2010 se inaugura la primera planta de gas natural licuado. Esta planta, llamada Melchorita, es operada por

la compañía “Perú GNL”. Esta planta cuenta con una capacidad de procesamiento de 625 MSCFD, produciendo anualmente 4.4 MTPA de gas natural licuado (Organismo supervisor de la inversión en energía y minería. , 2011). Este proyecto ha dado pie además a la diversificación del transporte de hidrocarburos en Perú. Recientemente Promigas inauguró su primera estación de gas licuado para transporte pesado, ubicada a lo largo de la vía panamericana (Revista Portafolio, 2023). De acuerdo con las cifras contrastadas en las tablas 2 y 3, se observa que el gas licuado en Perú es equivalente a aproximadamente un tercio de su producción total. Los otros dos tercios de esta producción se están consumiendo internamente.

Con base a las cifras de la región se puede estimar que el papel colombiano en el papel inmediato es más como consumidor que como productor. Se cuenta con dos países con frontera terrestre que cuentan con una producción importante en la región (Especialmente Venezuela). En caso de que los precios de producción local hagan inviable la extracción de gas natural, se consideraría la importación de gas natural como una alternativa viable.

3.2. Reservas de gas natural en Colombia y su papel en la matriz energética.

De acuerdo con la agencia nacional de hidrocarburos, para el año 2022, las reservas probadas de gas natural colombianas eran de 2.817 Terapés cúbicos (Equivalentes a 79.77 BCM); mientras que las reservas contingentes podrían ascender hasta 5.8 Terapés cúbicos (Equivalentes a 164.4 BCM) (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2023). De acuerdo con las reservas actuales, y a la tasa de producción, se estima que las reservas de gas natural sean suficientes para 7.2 años. Este tiempo podría cambiar notablemente en caso de que las reservas contingentes logren ser extraídas. La distribución de estas reservas está dispuesta en la Tabla 5, a continuación:

Tabla 5. Reservas de gas natural por departamento*Adaptado de (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2023)*

Departamento	Reservas (GPC)	Reservas (TPC)	% del total
Casanare	1382	1.382	49.10%
Guajira	559	0.559	19.80%
Córdoba	248	0.248	8.80%
Boyacá	162	0.162	5.80%
Sucre	137	0.137	4.90%
Santander	124	0.124	4.40%
Atlántico	85	0.085	3.00%
Magdalena	52	0.052	1.80%
Arauca	23	0.023	0.80%
Norte de Santander	19	0.019	0.70%
Cesar	12	0.012	0.40%
Tolima	5	0.005	0.20%
Bolívar	5	0.005	0.20%
Huila	4	0.004	0.10%
Total	2817	2.817	100.00%

De acuerdo con la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética), se espera que el consumo de gas natural en Colombia aumente hasta en un 23% (Partiendo de un consumo de 543 GigaBTU en el año 2021) (Unidad de Planeación Minero Energética, 2022).

En el peor de los escenarios, en donde no se hallan más reservas, se abre la ventana a la necesidad de importar el gas natural en un futuro cercano, como se discute en la sección 2.1.

Para el año 2022 el gas natural represento un 15.2% de la matriz energética colombiana (Unidad de Planeación Minero Energética, 2023). La mayor fuente de energía del país es la energía hidráulica (Con un 67.1% del total para el año 2022).

Se considera la energía hidráulica del país como un recurso renovable. Sin embargo, no está libre de inconvenientes. Para el año 2023 se abrió la puerta para la importación de GNL debido a un fenómeno climático: El fenómeno del niño (Liao & Jaramillo, 2023). Este tipo de fenómenos

no son infrecuentes (Tanto el fenómeno del niño como el de la niña), haciendo que el papel del gas natural como fuente energética sea vital, pudiendo cubrir los periodos de amplia demanda cuando la oferta es limitada.

3.3. Licuefacción en Colombia: Proyectos en marcha

Para el año 2024 en Colombia se cuentan con dos plantas de licuefacción de gas natural licuado. El proyecto más longevo (operando desde 2019) es la planta operada por Canacol. Este proyecto está localizado en el norte del país (en las facilidades de Jobo, de donde toma el gas natural, localizadas en Sahagun, Córdoba). Este proyecto tiene una capacidad de tratamiento de 2.4 MMSCFD, produciendo 29,000 galones de gas licuado. Esta planta fue construida utilizando tecnología patentada de la compañía argentina Galileo (Canacol Energy LTD., 2024). Este proceso utiliza tecnología de auto refrigeración (Yousefikhanghah, Shirazi, Naderifar, & Sarmad, 2021), tratada con más detalle en la sección 3 de este documento.

El segundo proyecto es operado por Turgas, localizado en Mariquita (Tolima), con una capacidad instalada de 6.4 MMSCFD, operando desde el año 2022 (Superintendencia de servicios publicos domiciliarios, 2022).

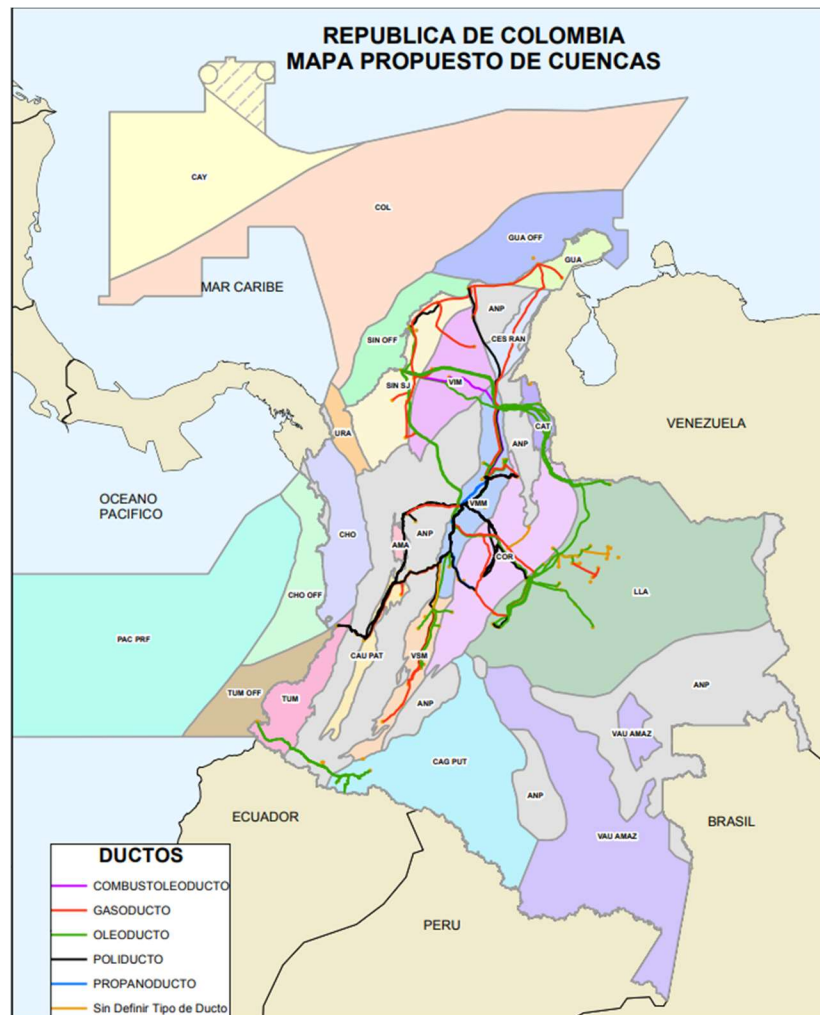
3.4. El papel potencial del gas licuado en Colombia

Con base a la información recopilada en la sección 2.4. de este documento, se observa que el gas natural licuado en Colombia puede cumplir con los siguientes hitos:

- Asegurar el suministro energético local en escenarios que presenten incidencias; estos escenarios se presentan de manera intempestiva por factores externos, tales como fenómeno del niño o interrupción del flujo de gas a causa de fallas en la infraestructura. Estas facilidades serian de tipo “Peak Shaving”.

- Llevar gas natural a geografías que no presenten infraestructura dedicada de transporte de gas natural y/o no cuenten con conexión a la red eléctrica. Algunos ejemplos son campos exploratorios de gas, comunidades remotas o ubicadas en geografías complejas, localizaciones que hagan uso intensivo de energía y cuenten con infraestructura de generación con base a gas. Esta alternativa sería válida para locaciones en el suroccidente del país que no cuentan con interconexión a gasoductos, para regiones cuyas geografías harían muy costosa la construcción de gasoductos dedicados o para locaciones relativamente cercanas a centros poblados con acceso a gasoductos, pero sin infraestructura dedicada. La Figura 2 demuestra la localización de los gasoductos existentes para el año 2019.

Figura 2. Mapa propuesto de cuencas y los ductos de transporte de hidrocarburos existentes para el año 2019 (UPME, 2019)



- Aprovechamiento de campos con alto contenido de gas donde no es rentable la aplicación de infraestructura de transporte.
- Abrir mercados de exportación para el gas natural. Esta es, sin embargo, la alternativa más compleja de todas. Colombia es un país cuyas reservas son solamente suficientes para consumo interno en el momento; y el panorama para nuevos proyectos se observa incierto a causa de las decisiones del actual gobierno. Es, sin embargo, una alternativa potencial para

generar valor agregado, especialmente con la aparición de actores ávidos de energía en geografías lejanas.

3.4.1. Gas natural licuado como homólogo del gas natural comprimido (GNC)

La cadena de distribución del gas natural licuado en Colombia se podría asimilar a la cadena de distribución de gas natural comprimido, esto a causa de que ambas modalidades de distribución de gas se utilizan en lugar de gasoductos para llevar energía a lugares que no cuentan con interconexión al sistema nacional de transporte. Esta analogía también es útil para el análisis económico de la planta de gas natural licuado, pues permite tomar precios de referencia para el análisis de la viabilidad económica.

Para el último trimestre de 2023, de acuerdo con la superintendencia de servicios públicos, el precio promedio del gas natural comprimido fue de 2,596 pesos por metro cubico estándar (Superintendencia de Servicios Públicos, 2024). De acuerdo con las regulaciones de la CREG (Tratadas con detalle en el numeral 2.5.1), se asume que un metro cubico estándar tiene un poder calorífico superior que oscila en el margen de 35.4 MJ/m³ (950 BTU/ft³) a 42.8 MJ/m³ (1150 BTU/ft³); entonces, el precio del Megajoule oscila entre 60.7 pesos (Alrededor de 69,090 pesos por MMBTU o 16.4 dolares por MMBTU, con una TRM promedio para diciembre de 2023 de 3900 pesos por dolar) y 73.3 pesos (Alrededor de 77,395 pesos por MMBTU; o 19.8 dolares por MMBTU, con una TRM promedio para diciembre de 2023 de 3900 pesos por dolar). Los costos de distribución y transporte son el componente mayoritario en estas tarifas, con un 29% y 24% respectivamente.

El gas natural licuado cuenta con una gran ventaja respecto al gas natural comprimido: Una densidad energética ampliamente superior. De acuerdo con la CREG (CREG, 2004), un tráiler con una capacidad de carga de 40 toneladas puede transportar hasta 5,400 metros cúbicos estándar (Es

decir, entre 191,160 MJ y 231,120 MJ). Los tráileres comerciales de GNL cuentan con capacidades que oscilan alrededor de 50 metros cúbicos de líquido (Dependiendo del proveedor) (CIMC ENRIC). Asumiendo una densidad del GNL de 450 kg/m³ y un poder calorífico promedio de 50 MJ/kg, un tráiler puede llevar hasta 1'125.000 MJ. Esto impacta los costos de transporte de manera importante.

3.5. Especificaciones de calidad de gas natural

3.5.1. Especificaciones del gas natural para entrada al sistema de transporte.

De acuerdo con la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018), el gas natural debe contar con los siguientes requisitos mínimos al momento de entrar a la red de gasoductos nacionales, dispuesta a continuación en la Tabla 6:

Tabla 6. Especificaciones de calidad de gas natural para entrada al sistema de transporte

(Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)

Especificaciones	Valor (Sistema internacional)
Máximo Poder calorífico Bruto (GHV) ¹	42.8 MJ/m ³
Mínimo Poder calorífico Bruto (GHV) ¹	35.4 MJ/m ³
Contenido de líquido ²	Libre de líquidos
Contenido total de H₂S máximo	6 mg/m ³
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³
Contenido de CO₂ máximo en % Volumen	2%
Contenido de N₂ máximo en % Volumen	5%
Contenido de inertes máximo en % Volumen ³	5%
Contenido de O₂ máximo en % Volumen	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³
Temperatura de entrega máximo	49°C
Temperatura de entrega mínimo	7.2°C
Contenido máximo de polvos y material en suspensión ⁴	1.6 mg/m ³
Numero de Wobbe ⁵	Entre 46.6 MJ/m ³ y 52.7 MJ/m ³

Notas (Adaptado de Comisión de Regulación de Energía y Gas (2018)):

- 1- Todos los datos sobre el metro cubico se refieren a co (CREG, 2004)ndiciones estándar
- 2- Los líquidos pueden ser: Hidrocarburos, agua y otros.
- 3- Se consideran inertes la suma de dióxido de carbono y nitrógeno. El oxígeno se considera un contaminante.
- 4- El tamaño máximo de partícula es de 75 micrones

5- Calculado con poder calorífico superior en base volumétrica a condiciones estándar.

Es ideal que el gas licuado, una vez re-gasificado, cumpla con las condiciones acá descritas. Por este motivo, las condiciones dispuestas por la CREG deben ser consideradas dentro de la composición objetivo del GNL.

3.5.2. Especificaciones del GNL

No existe una reglamentación específica en Colombia respecto a la composición del gas natural licuado. Estas composiciones están usualmente regidas por la reglamentación del gas natural, para el caso colombiano es la disposición 050 de la CREG, mencionada en el numeral anterior. Sin embargo, el GNL varía en su composición de acuerdo con su origen. La Tabla 7 a continuación demuestra cambios en la composición de acuerdo con su origen:

Tabla 7. *Composición del gas licuado de acuerdo con su origen.*

Adaptado de (Mokhtab, Handbook of liquefied natural gas, 2014)

<i>Elemento</i>	<i>Composición Molar (%)</i>					
	Nigeria GNL	Arun GNL	Brunei GNL	Oman GNL	Atlantic GNL	Kenai GNL
<i>Metano</i>	87.9	88.48	89.4	90	95	99.8
<i>Etano</i>	5.5	8.36	6.3	6.35	4.6	0.1
<i>Propano</i>	4	1.56	2.8	0.15	0.38	0
<i>Butano</i>	2.5	1.56	1.3	2.5	0	0
<i>Nitrogeno</i>	0.1	0.04	0.2	1	0.02	0.1

Mokhtab también plantea algunas propiedades límite típicas en la industria, como se observa en la Tabla 8:

Tabla 8. *Propiedades típicas de GNL.*

Adaptado de (Mokhtab, Handbook of liquefied natural gas, 2014)

	Límite de batería	Descarga en puerto
Propiedades		
Poder Calorífico Superior (MJ/Sm3)	42-44	42-45

Índice Wobbe (MJ/Sm ³)	51-53	51-54
Composiciones (% molar)		
Metano	84-96	84-96
Max. C4+	2.4	2.5
Max. C5+	0.1	0.1
Nitrógeno	1.4	1

Es importante mencionar que el proceso de licuefacción limita la presencia de algunos elementos en la composición final. Estas consideraciones están dispuestas a continuación:

- Contenido de agua: Debido a que el agua puede formar cristales en los canales de los intercambiadores, esta debe ser removida previo a la licuefacción. La literatura recomienda contenidos de máximo 0.1 ppmv (Mokhatab, Handbook of liquefied natural gas, 2014)
- Contenido de gases ácidos: El contenido de dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno pueden generar problemas de corrosión y congelamiento. El contenido de CO₂ debe ser removido a niveles de 50 ppmv, mientras que se sugiere que el contenido de H₂S sea removido a niveles de 4 ppmv (Mokhatab, Handbook of liquefied natural gas, 2014)
- Contenido de hidrocarburos pesados: Estos elementos pueden formar ceras en las etapas criogénicas del proceso, por lo cual deben ser removidos. Además de los inconvenientes técnicos, la remoción de líquidos puede resultar rentable para la operación (Dependiendo de su contenido).
- Contenido de nitrógeno: Para evitar estratificación en los tanques de almacenamiento se recomienda que el contenido de nitrógeno del GNL sea menor al 1% en base molar.

3.6. Composición de referencia para el caso de estudio

Con base a la literatura, se observa que, dependiendo de la localización del pozo en la geografía nacional, la composición puede variar de manera importante. De acuerdo con la investigación realizada por Cadavid & Amell (Cadavid & Amell, 2019) las composiciones de los campos al

norte del país están inclinadas a un alto contenido de metano y bajo contenido de inertes, contaminantes e hidrocarburos pesados, como se identifica en la Tabla 9:

Tabla 9. *Composiciones de gas natural representativas de campos del norte del país*

(Cadavid & Amell, 2019).

Composición (% V/V)		
Elemento	Campo Arianna	Campo Ballena
Nitrógeno (N ₂)	0.6782	1.4789
Dióxido Carbono (CO ₂)	0.1249	0.1586
Metano (CH ₄)	98.83	98.0072
Etano (C ₂ H ₆)	0.2659	0.2543
Propano (C ₃ H ₈)	0.0398	0.0537
Butanos + (C ₄ +)	0.0612	0.0473
Total	100	100

Para los campos representativos más cercanos al centro del país la composición difiere en su comportamiento presentando un contenido más alto de componentes diferentes al metano, como se observa en la Tabla 10:

Tabla 10. *Composiciones de gas natural para campos representativos del centro del país*

(Cadavid & Amell, 2019).

Composición (% V/V)			
Elemento	Campo Miraflores	Norte Bogotá	Sur Bogotá
Nitrógeno (N ₂)	0.5281	0.5391	0.7479
Dióxido Carbono (CO ₂)	1.8897	1.8861	3.3942
Metano (CH ₄)	82.9544	82.8819	82.2337
Etano (C ₂ H ₆)	9.9150	9.9020	10.3050
Propano (C ₃ H ₈)	3.4855	3.5781	2.1424
Butanos + (C ₄ +)	1.2204	1.2128	1.1759
Total	100	100	100

Se observa, de acuerdo con las tablas 9 y 10, que hay una diferencia importante en la composición del gas entre el norte y el centro del país. Se observa en estas composiciones que el

contenido de azufre total (correlacionado como contenido de H₂S más azufre libre) no se halla presente.

La composición de referencia a utilizar está dispuesta en la Tabla 11:

Tabla 11. *Composición de referencia.*

Fuente: Elaboración propia

Elemento	Composición (%V/V)
Nitrógeno (N ₂)	0.75
Dióxido Carbono (CO ₂)	3.39
Sulfuro de hidrogeno	0.05
Metano (CH ₄)	82.19
Etano (C ₂ H ₆)	10.30
Propano (C ₃ H ₈)	2.14
Isobutano (iC ₄)	0.10
n-butano (nC ₄)	0.10
Isopentano (iC ₅)	0.10
n-pentano (nC ₅)	0.30
hexano (C ₆)	0.20
heptano (C ₇)	0.20
Octano (C ₈)	0.10
Nonano + (C ₉ +)	0.08
Total	100.00

Nota: Esta composición de referencia fue creada partiendo desde la composición “Sur de Bogotá”, considerando la posibilidad de la aparición de sulfuro de hidrogeno como una eventualidad.

Un elemento prioritario al momento de evaluar la composición del potencial gas natural a licuar es el contenido de mercurio. El mercurio es perjudicial para los equipos en cuya composición se encuentra el aluminio (En el caso de la licuefacción de gas natural se utiliza aluminio en los intercambiadores de calor y las cajas frías), formando amalgamas. La formación de amalgamas aluminio-mercurio debilita el material al punto de crear puntos de fractura mecánica; lo que puede derivar a su vez en pérdidas de contención. Para efectos de este trabajo se asume que el contenido de mercurio se presenta en trazas.

3.6.1. Propiedades relevantes y flujos estimados con base a las condiciones seleccionadas

De acuerdo con la composición del gas natural definida anteriormente, y una capacidad de tratamiento fijada en 10 MMSCFD, se ha simulado una corriente en Aspen Hysys ® (V11) para obtener propiedades y flujos relevantes del GNL, dispuestos en la Tabla 12:

Tabla 12. *Propiedades GNL simuladas.*

Fuente: Elaboración propia

Propiedad	Valor	Unidad
Poder Calorífico superior	53.58	MJ/kg
	1,110	BTU/SCF
Flujo Masico	8,685	kg/h
Densidad	466.6	kg/m3
Flujo volumétrico	18.61	m3/h
	117,999	GPD
Nitrógeno	0.79%	% Molar
Metano	86.17%	% Molar
Etano	10.80%	% Molar
Propano	2.24%	% Molar
C4+*	0.00%	% Molar

Nota: Se asume el contenido preliminar de C4+ como 0%; esto asumiendo separación perfecta de líquidos blancos previo a la licuefacción del gas.

Es importante mencionar que esta simulación es un primer acercamiento, que no comprende la simulación en detalle de una planta de licuefacción. Estos valores de referencia son idealizados (Es decir, se obtienen mediante separación total y operaciones unitarias ideales) se adquieren con el fin de obtener un primer acercamiento y poder evaluar factibilidad en la sección 3 de este documento.

Un parámetro importante para la planta es la capacidad anual expresada en Millones de toneladas por año (MTPA, o “*Million tonnes per annum*”). Asumiendo un flujo masico de 8,685 kg (8.685 toneladas) por hora, y una disponibilidad anualizada horaria estándar de 8,000 horas (Cercana a una disponibilidad del 92%), se toma la capacidad de la planta como 69,480 toneladas por año (8,000 horas por año multiplicadas por 8.685 toneladas por hora). Esta capacidad,

expresada en millones de toneladas por año, totaliza 0.06948 MPTA (redondeando a 0.07 MPTA). Este valor cobra relevancia en la selección de la tecnología, costos operativos, entre otros.

3.7.Requisitos técnicos en el panorama nacional.

En el año 2015, con base al numeral 8 de la ley 1437 de 2011, se crea el proyecto de resolución llamado “Requisitos aplicables a las plantas de licuefacción y regasificación de GNL”. Este proyecto de resolución tiene como fin establecer requisitos técnicos mínimos para las plantas de licuefacción de gas natural a ser instaladas en el territorio nacional (Ministerio de Minas y Energía, 2015). El anexo general, dispuesto por el Ministerio de Minas, dispone la información técnica de referencia con los siguientes alcances:

- Instalaciones de licuefacción de gas natural, incluyendo unidades flotantes.
- Instalaciones de almacenamiento, vaporización, transferencia y manejo de GNL, incluyendo las unidades flotantes.
- Personal involucrado en la cadena de suministro de GNL.
- Diseño, ubicación, construcción, mantenimiento, inspección, abandono y operación de las instalaciones de GNL.
- Los vehículos que utilizan como combustible GNL están fuera del alcance de la norma.

Los requisitos técnicos acá dispuestos no limitan de ninguna manera las tecnologías a utilizar, y están enfocados a la construcción, posicionamiento, operación entre otros.

Posterior a este proyecto de resolución se halla la norma técnica colombiana NTC 6276:2018 (Esta norma es una adaptación de la NPFA 59A:2013) (Instituto Colombiano de Normas Técnicas, 2018). Esta norma incluye las siguientes secciones reglamentadas:

- Requisitos generales.
- Localización y distribución de los equipos de la planta.

- Equipos de proceso.
- Almacenamiento estacionario de GNL.
- Instalaciones de vaporización.
- Sistemas de tuberías y componentes.
- Instrumentación y servicios eléctricos.
- Sistemas de transferencia para GNL, refrigerantes y otros fluidos inflamables.
- Protección contra incendios, seguridad y protección física.
- Requisitos para aplicaciones estacionarias que usan contenedores ASME.
- Operación, mantenimiento y entrenamiento de personal.
- Localización de una planta de GNL basada en el desempeño (Valoración de riesgos).

Esta norma maneja un enfoque más holístico en lo que respecta a las disposiciones de la potencial planta respecto al proyecto de resolución, sin embargo, esta norma no contiene requisitos específicos para la definición de tecnologías de proceso, como tampoco define una composición reglamentaria.

Finalmente, por parte de la UPME se ha elaborado un documento llamado “Desarrollo de una herramienta de modelamiento y optimización para la introducción de gas natural a pequeña escala en distintos sectores de consumo final de energía en Colombia” (Unidad de Planeación Minero Energetica, 2019). Este informe tiene un enfoque diferente a lo mencionado en las normas técnicas, enfocándose más en la viabilidad de la cadena de suministro y los costos mínimos de venta respecto a los costos de capital y operativos.

4. Evaluación técnico-económica de las tecnologías comercialmente disponibles y su potencial aplicación al caso de estudio seleccionado

4.1. Tipos de plantas de licuefacción de gas natural

Las plantas de gas natural se pueden clasificar en diferentes tipos, de acuerdo con su función o tamaño. Las categorizaciones pueden ser de dos tipos: de acuerdo con su filosofía operacional y a su tamaño. Las categorizaciones de acuerdo con filosofía de operación son las siguientes (Mokhatab, Handbook of liquefied natural gas, 2014):

- Carga base (Base load): Estas plantas funcionan de manera continua; y tienen como fin proveer a los consumidores con un suministro constante de energía.
- Control de demanda (Peak Shaving): El fin de este tipo de plantas es licuar y almacenar gas natural en momentos de baja demanda (Es decir, en exceso de suministro) para proveer una solución en momentos de alta demanda.

Las plantas de licuefacción de gas se pueden categorizar de acuerdo con su tamaño en tres categorías: Pequeña, mediana y gran escala. Las consideraciones están dispuestas a continuación (Mokhatab, Handbook of liquefied natural gas, 2014):

- Pequeña escala: Facilidades que procesan hasta 0.3 millones de toneladas por año (MTPA). Pueden tener capacidades tan reducidas como para tratar hasta 0.01 MTPA. Este tipo de facilidades suelen ser las escogidas para Control de demanda (Peak Shaving), debido a que están diseñadas para trabajar con excesos pequeños de producción.
- Mediana escala: Facilidades que procesan desde 0.3 MTPA hasta 1.3 MTPA.
- Gran escala: Facilidades que procesan desde 1.3 MTPA en adelante. Este tipo de facilidades suelen ser de carga base, y funcionan de manera constante.

Las facilidades más comúnmente instaladas son aquellas de carga base y gran escala. Sin embargo, en los últimos años, las facilidades de pequeña escala han cobrado una importancia notable. Esto debido a que permiten aprovechar campos con reservas pequeñas que no serían rentables para la instalación de infraestructura de amplia envergadura y costo; utilizando la infraestructura existente de transporte (Carreteras, fluvial, férrea, etc.). Este tipo de plantas, en muchos casos, están diseñadas para ser transportadas una vez el campo haya sido depletado.

4.2. Tecnologías para la licuefacción del gas natural

Los procesos de licuefacción de gas natural están basados en ciclos de refrigeración. Estos ciclos de refrigeración retiran calor del fluido de proceso mediante el uso de compuestos o sustancias con propiedades específicas, para luego ser retirado mediante equipos tales como enfriadores por aire o flujo de agua de refrigeración (Mokhatab, Mak, Valappil, & Wood, 2014).

Un ciclo de refrigeración cerrado fundamental consta de 4 elementos principales:

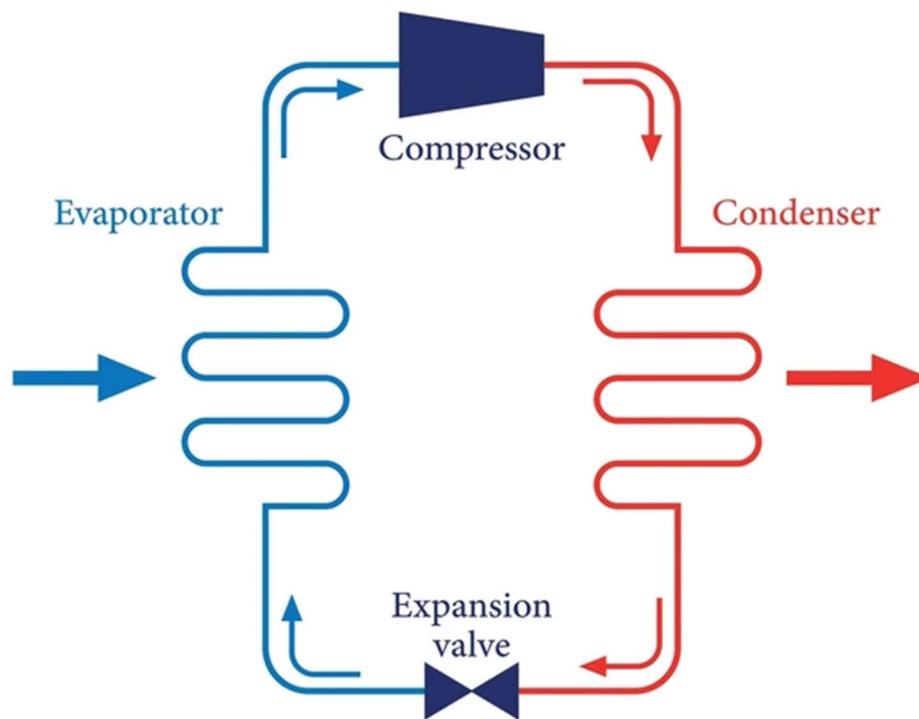
- **Compresor:** Este elemento se encarga de comprimir el fluido gaseoso y elevar su presión (Y temperatura). La energía suministrada a los ciclos de refrigeración suele ser consumida mayoritariamente en esta etapa de compresión.
- **Enfriador:** El gas a alta presión es enfriado en esta etapa, mediante un fluido de intercambio de calor a una temperatura adecuada (En muchos de los casos aire).
- **Válvula de expansión/expansor:** El gas enfriado es sometido a una expansión isoentálpica. Esta expansión causa un enfriamiento y potencial condensación parcial o total del fluido (Esto es conocido como el efecto Joule-Thomson).

- Evaporador: El fluido del circuito es sometido a un intercambio de calor con el fluido que se desea enfriar. El líquido saturado se evaporará a la temperatura adecuada de acuerdo con la presión del circuito, retirando así la energía del fluido a enfriar.

Esto se puede observar con más detalle en la Figura 3:

Figura 3 Circuito de refrigeración simple.

Recuperado de <https://www.shutterstock.com/es/image-vector/basic-refrigeration-cycle-diagram-vector-illustration-2067376469> en 04/07/2024



Los ciclos de refrigeración pueden ser abiertos o cerrados. En los ciclos abiertos el fluido refrigerante hace parte de la corriente de gas de alimento, mientras que, en los ciclos cerrados, se dispone de un fluido (o fluidos) separados de la corriente a licuar.

A continuación, se hará una revisión de las tecnologías comerciales presentes en la industria.

4.2.1. Ciclos Abiertos

4.2.1.1. Joule Thomson (J-T)

Los ciclos que funcionan bajo Joule-Thomson aprovechan la energía potencial del fluido (Aprovechando el efecto Joule-Thomson), generando cambios en la temperatura mediante una expansión adiabática que genera un cambio en la temperatura del fluido. Este tipo de ciclos son útiles cuando se cuenta con una fuente de gas natural con una elevada presión y/o no se desea licuar la totalidad de la corriente. Escenarios de este estilo pueden ser centrales que tomar gas de tubería a alta presión y mediante expansión licuan solamente una fracción, mientras que el excedente es comprimido a una presión intermedia y enviado a tubería. Este tipo de ciclos son relativamente simples, pero no son muy eficientes. Su eficiencia se puede mejorar de manera notable, pero esto requiere una inversión importante de capital (Kidnay, Parrish, & McCartney, 2020).

4.2.1.2. Ciclos con Expansor

Este tipo de ciclos funcionan mediante la expansión similar a isentrópica (Es decir, un proceso cercano a ser adiabático y reversible). Este tipo de expansiones permiten aprovechar la energía potencial del fluido para ser utilizadas en el proceso (U otros procesos), aumentando así la eficiencia global de la planta. Los procesos reversibles, además, pueden llegar a temperaturas aún más bajas que los ciclos J-T (Kidnay, Parrish, & McCartney, 2020).

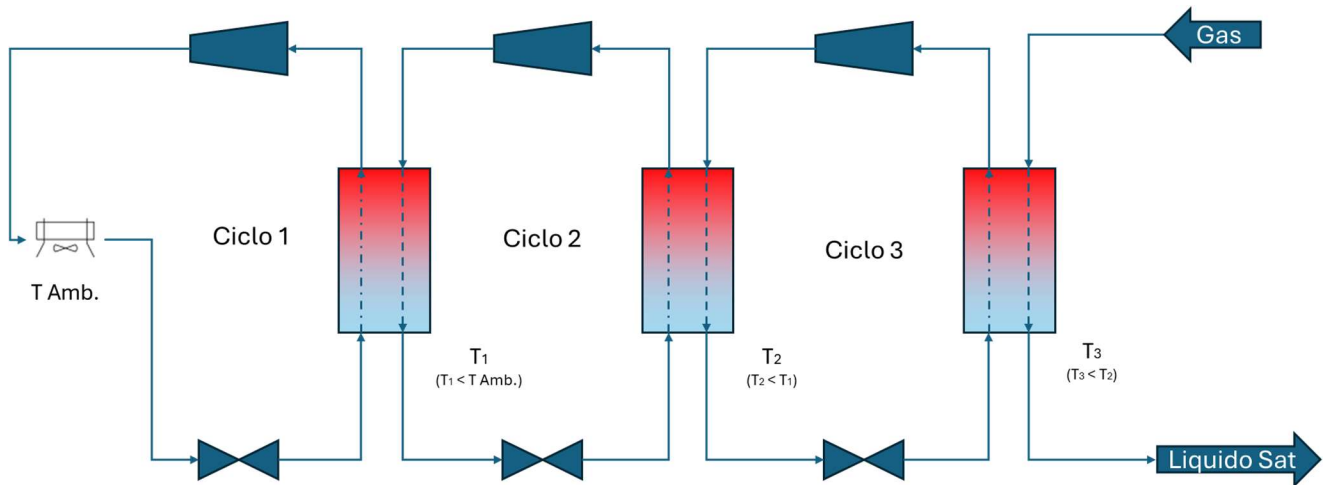
4.2.2. Ciclos Cerrados

De acuerdo con lo mencionado en el punto 3.2., los ciclos cerrados son ciclos en los cuales el fluido utilizado para la remoción de calor es un fluido diferente a aquel que se busca enfriar/licuar. En este caso, el concepto de curva de enfriamiento es especialmente relevante. La curva de enfriamiento relaciona la fracción de entalpía removida respecto al total necesario a retirar (Es

decir, el porcentaje de entalpía a remover) en relación con la temperatura. (Kidnay, Parrish, & McCartney, 2020). Los ciclos cerrados son más eficientes en cuanto la curva de enfriamiento de los componentes utilizados (Ya sean componentes puros o una mezcla de componentes) sea lo más cercana posible a la curva de enfriamiento del fluido a enfriar.

4.2.2.1. Ciclo en cascada

Los ciclos en cascada utilizan diferentes componentes (Ya sean elementos puros o mezclas) en sucesivos ciclos de refrigeración para lograr llegar a una temperatura objetivo-deseada: Un compuesto/elemento que puede ser condensado a temperatura ambiente es presurizado y enfriado mediante un intercambiador con un fluido a temperatura ambiente (Agua o aire), para posteriormente ser sometido a una expansión, enfriándose (Mediante el mencionado efecto J-T) a una temperatura inferior a la atmosférica: Esta mezcla líquido vapor es utilizada como el fluido de transferencia (Remoción de calor) para otro ciclo de refrigeración cuyo compuesto requiere temperaturas más bajas para condensar. Esto es, se utilizan ciclos de refrigeración sucesivos que utilizan el ciclo inmediatamente anterior como fuente de remoción de calor, hasta llegar a un ciclo cuyas temperaturas sean lo suficientemente bajas para enfriar/licuar el fluido objetivo (En este caso gas natural). Un ejemplo grafico de un ciclo en cascada simple está dispuesto a continuación en la Figura 4:

Figura 4. Ciclo de licuefacción en cascada.*Fuente: Elaboración propia*

Los ciclos en cascada fueron de los primeros métodos utilizados para la licuefacción de gas natural, datando su uso en plantas de gas natural desde los años 40 (Kidnay, Parrish, & McCartney, 2020).

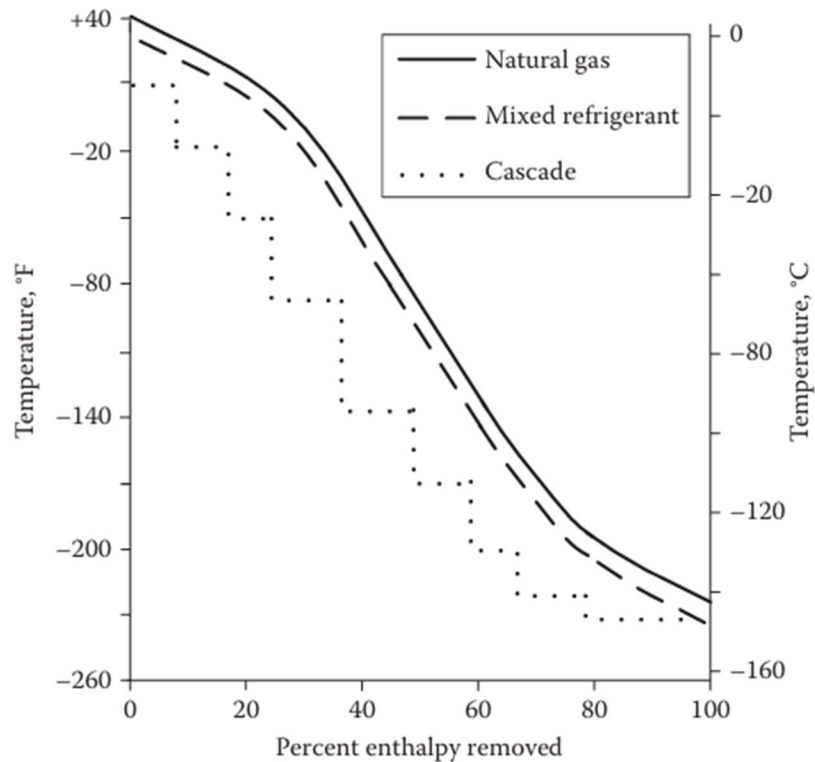
Actualmente, se suelen utilizar tres ciclos sucesivos en configuraciones variadas, cuyos fluidos son propano, etano (O etileno) y metano.

4.2.2.2. Ciclos con refrigerante mixto

Los ciclos con refrigerante mixto buscan reemplazar el uso de diferentes ciclos de refrigeración sucesivos (Cascada) con el uso de un solo ciclo de refrigeración que utiliza como fluido de intercambio una mezcla de varios componentes. Esta mezcla busca simular la curva de enfriamiento del flujo a licuar de la forma más cercana posible, como se observa en la Figura 5:

Figura 5. *Curvas de refrigeración para sistemas en cascada y refrigerante mixto*

(Kidnay, Parrish, & McCartney, 2020)



4.2.2.3. Ciclos de refrigeración mediante expansión de nitrógeno

Los ciclos de refrigeración por expansión de nitrógeno son, en esencia, ciclos cerrados que utilizan nitrógeno como fluido de intercambio de calor, tomando además prestado un elemento de los ciclos abiertos: Turbo-expansor. Este elemento permite aprovechar la energía liberada en la expansión en otras partes del proceso, así como llegar a temperaturas aún más bajas (Considerando este proceso como un proceso isentrópico).

4.3. Tecnologías de licuefacción utilizadas para plantas a pequeña escala

Las dos tecnologías más adecuadas para su utilización en plantas de pequeña escala, de acuerdo con la información hallada en la literatura (Mokhatab, Handbook of liquefied natural gas, 2014) (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020) (Kohler, Bruentrup, Key, & Edvardsson, 2014) son

refrigerante mixto único (“SMR” por sus cifras en ingles) y ciclos de expansión de nitrógeno. Ambos procesos se clasifican como ciclos cerrados. La baja complejidad de estos procesos permite también, en muchos casos, que los equipos de la planta estén montados sobre patines (Skids), lo que disminuye los costos de transporte, adecuación del terreno e instalación.

La ventaja principal de estos procesos en comparación con procesos como ciclos en cascada son la baja complejidad de los procesos (Lo que impacta directamente los costos de adquisición (CAPEX), mantenimiento y eventualmente de operación) y un consumo energético aceptable, definiendo consumo energético como la cantidad de energía requerida para licuar una tonelada de GNL, expresado en energía (kWh o KJ) por unidad de flujo (Dependiendo de las fuentes consultadas este valor estará expresado en flujo masico o molar: kilogramos, toneladas o Nm³). La Tabla 13 hace un resumen del consumo energético específico para las tecnologías dispuestas (SMR y ciclo de expansión de nitrógeno), así como una comparación respecto a otros procesos populares:

Tabla 13. Comparación de consumo energético respecto a las tecnologías más utilizadas

(Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020)

Proceso	Consumo Especifico (kJ/kg GNL)
SMR (Refrigerante Mixto)	1,080.0 a 1,451.5
DMR (Refrigerante Mixto - Dual)	993.6 a 1,080.0
Expansión (Simple)	1,425.6 a 3,499.2
Expansión (múltiples ciclos)	1,123.2 a 2,350.1
C3-MR (refrigerante mixto con preenfriamiento con propano)	1,054.1 a 1,080.0

4.3.1. Comparación entre SMR y Expansión de nitrógeno

En promedio, los ciclos de licuefacción con expansión suelen consumir un 30% más de energía por unidad de masa respecto a los ciclos de refrigerante mixto, aunque esta brecha se puede reducir

hasta un 15% utilizando diferentes técnicas de optimización, tales como el preenfriamiento de la corriente de alimento (Kohler, Bruentrup, Key, & Edvardsson, 2014).

Los ciclos de expansión con nitrógeno son extremadamente sensibles a los cambios en la temperatura ambiente y presión de alimento. El consumo específico en este caso aumenta proporcionalmente con la temperatura, así como inversamente con la presión de alimento.

Respecto a los costos de capital, la Tabla 14 hace una comparación de los costos relativos de capital de dos alternativas de proceso para la licuefacción de gas natural con la misma composición y flujos:

Tabla 14. Comparación de costos de capital (CAPEX) para SMR y N₂

Esta comparación señala el aumento en millones de dólares respecto a la alternativa de menor costo (Marcada como 0). Traducido de (Kohler, Bruentrup, Key, & Edvardsson, 2014)

Sección	Diferencia en CAPEX (MMUSD)		
	SMR	Ciclo expansión N ₂ (Dual EXP)	
		CAPEX Alto / OPEX Bajo	CAPEX Bajo / OPEX Alto
Unidad licuefacción	0	0.15	0.15
Sistema de refrigeración			
Equipo rotativo	0.3	0.8	0
Equipo estático	0.15	0	0
Materias primas y labor	0	1.4	1.4
Sistema de reposición de refrigerante			
Equipo estático	0.6	0	0
Materias primas y labor	0.7	0	0
Total	1.75	2.35	1.55

Nota: Estos costos solamente contemplan el valor del tren de licuefacción, y no mencionan valores relativos a almacenamiento o pretratamiento del gas.

No se observa entonces que los costos de capital varíen en gran cantidad (Aunque la diferencia es de alrededor de 10 por ciento menos costos para el ciclo de expansión de nitrógeno más simple). De acuerdo con lo anterior, y notando que no hay una diferencia importante en los gastos de capital, se deben evaluar los costos operativos. La Tabla 15 muestra una comparación de los costos operativos continuando con el escenario planteado en la Tabla 14:

Tabla 15. Comparación de costos operativos (OPEX) para SMR y N₂

Esta comparación señala el aumento en millones de dólares respecto a la alternativa de menor costo (Marcada como 0). Traducido de (Kohler, Bruentrup, Key, & Edvardsson, 2014)

Diferencia en OPEX (MMUSD por año)	Ciclo expansión N ₂ (Dual EXP)			
	Sección	SMR	CAPEX Alto / OPEX Bajo	CAPEX Bajo / OPEX Alto
Costo energía (Asumiendo 0.06 US\$/ kWh)	0	0.7	0.7	
Reposición de refrigerante / Gas sello				
Componentes refrigerante mixto (0.4 US/lb)	0.15	0	0	
Nitrogeno (0.1 USD/lb)	0.07	0	0.75	
Total	0.22	0.7	1.45	

Nota: Estos costos solamente contemplan el valor del tren de licuefacción, y no mencionan valores relativos a almacenamiento o pretratamiento del gas.

De acuerdo con la información presente en las tablas 14 y 15, se observa que el proceso de refrigerante mixto es económicamente más favorable. Sin embargo, es notable también que la reposición del refrigerante es un poco más compleja (Desde el punto de vista logístico). Para el caso de los ciclos de expansión de nitrógeno en el escenario más simple se requiere llevar solamente nitrógeno líquido, para posteriormente ser vaporizado y alimentado al ciclo; aunque es posible contar con una unidad de generación de nitrógeno a partir del aire (Lo que aumenta también los costos operativos). Para el proceso de refrigerante mixto sin embargo se suelen utilizar otros refrigerantes (usualmente mezclas de metano, etano o etileno, propano, butano y, en algunos casos, nitrógeno).

De acuerdo con Kohler et al, la tasa de reposición de refrigerante es menor para el refrigerante mixto, mientras que el nitrógeno suele tenerse que “Completar” más a menudo, siendo esta diferencia un orden de magnitud mayor para el nitrógeno (Kohler, Bruentrup, Key, & Edvardsson, 2014).

4.3.1.1. Curvas de enfriamiento: Significado y modelación

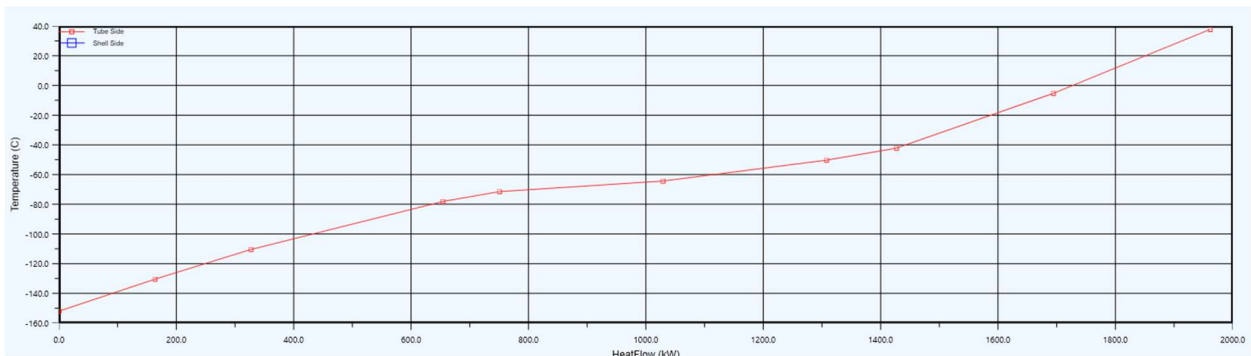
Continuando con lo mencionado en la sección 4.2.2.2., las curvas de enfriamiento modelan la energía a retirar para el fluido en comparación con la temperatura del fluido. De acuerdo con

Mokhtabad, los procesos de licuefacción más eficientes son aquellos que logran asimilar la forma del refrigerante a la forma de la curva de enfriamiento del gas natural (Mokhtatab, 2014). La curva de enfriamiento del gas natural está compuesta de tres zonas: Zona de enfriamiento, zona de cambio de fase y zona de subenfriamiento del líquido.

Se ha simulado la curva de enfriamiento del gas natural del caso de estudio mediante el uso de la herramienta Aspen Hysys ® V11. Esta curva se ha simulado con el flujo de producto esperado (Es decir 8,685 kg/h de gas) a una presión de 50 bares, una temperatura de entrada de 100°F (37,77°C; esta temperatura se asume como la temperatura ambiental máxima) y una temperatura de salida de -152°C. La curva se observa a continuación, en la Figura 6 (El detalle de la composición de la corriente puede ser hallado en la Tabla 12):

Figura 6. Curva de enfriamiento del gas natural del caso de estudio.

Fuente: Elaboración propia.



En la Figura 6 se observan las tres áreas mencionadas anteriormente:

- La sección de enfriamiento es una línea recta, pues solamente hay intercambio de calor sensible (Entré la temperatura de entrada y -42°C, donde se empieza a formar condensado), y la tasa de cambio de temperatura es constante.
- La sección de cambio de fase, entre -42°C y -71°C. En esta sección la curva cambia su pendiente notablemente, volviéndose casi horizontal. Esto se debe a que hay intercambio de

calor latente, y estos intercambios se dan a temperaturas casi constantes (para componentes puros se da a temperatura constante, idealmente).

- La sección de subenfriamiento, desde -71°C hasta la temperatura final de -152°C . En esta sección la curva de enfriamiento tiene una pendiente constante, pues de nuevo el intercambio de calor es calor sensible.

Es importante mencionar que la temperatura de burbuja para este caso (-71°C) es relativamente alta debido a la alta presión considerada. Se fija esta presión asumiendo que la presión de entrada es alta y se conserva a lo largo del proceso.

Es usual que, cuando se tienen presiones tan altas, se aproveche la energía disponible, y el ciclo de enfriamiento (Ya sea con refrigerante mixto, nitrógeno u otro) llegue a temperaturas más altas (por ejemplo, -150°C), para posteriormente utilizar una expansión (Efecto Joule-Thompson) y así llegar a temperaturas más bajas mediante la expansión del fluido.

Se procederá a simular la curva de enfriamiento de las dos alternativas mencionadas: Ciclo de expansión con nitrógeno y refrigerante mixto.

Para la simulación de las curvas de enfriamiento se hacen las siguientes asunciones:

- Se utiliza un intercambiador de calor en contracorriente, con un paso por coraza y un paso por tubos. El fluido de mayor presión (Gas a licuar) se dirige por los tubos, mientras que el refrigerante fluye por la coraza.
- La caída de presión es de 5 psi, tanto por tubos como por coraza.
- Se modela solamente el intercambio de calor en el intercambiador, sin ninguna optimización de proceso (Tal como preenfriamiento de la corriente de entrada o expansiones intermedias).
- Para el modelo de expansión por nitrógeno se asume un solo expansor.

- Se utiliza el modelo “Simple Weighted”, con 10 intervalos definidos y la selección del tamaño de paso automático.
- La diferencia de temperatura mínima seleccionada es de 5°C, para evitar cruces de temperatura en el interior del intercambiador. Esta diferencia de temperatura se ajustó mediante el cambio del flujo del refrigerante.
- La temperatura de entrada al intercambiador de cada uno de los refrigerantes es de -162°C.

Para la curva de refrigerante mixto se evaluaron 7 composiciones de referencia y se seleccionaron dos composiciones, dispuestas en la Tabla 16, dispuesta a continuación:

Tabla 16. *Composiciones seleccionadas para el refrigerante mixto.*

Derivadas de (Brian Research & Engineering, 2017)

Elemento	Fracción Molar	
	SMR-1	SMR-2
Nitrógeno	0.11	0.13
Metano	0.40	0.24
Etileno	0.30	0.37
Propano	0.01	0.17
n-Butano	0.18	0.09

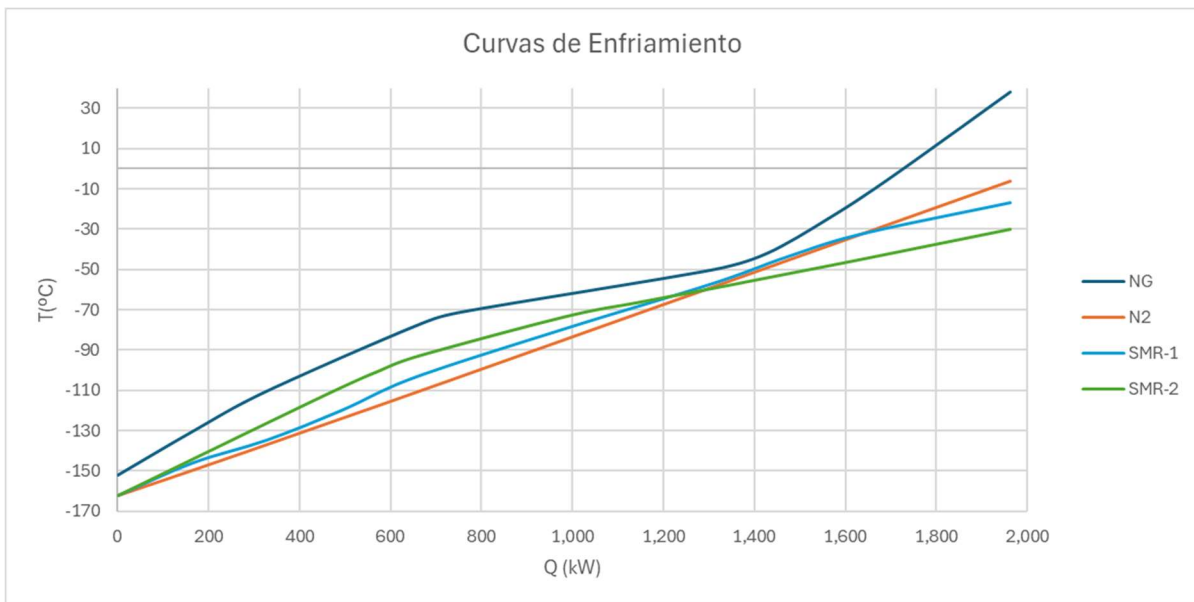
La presión de la corriente de entrada al intercambiador es de 3.4 Bar para ambas composiciones. El flujo de refrigerante obtenido para cumplir con las asunciones es de 10,250 kg/h para SMR-1 y de 11,000 kg/h para el refrigerante SMR-2.

Para la curva de enfriamiento de expansión con nitrógeno se define una corriente de nitrógeno puro, con una presión de entrada de 5 bar. De acuerdo con las condiciones dispuestas, el flujo de nitrógeno requerido es de 43,000 kg/h.

Las curvas obtenidas se grafican en conjunto con la curva característica del gas a licuar en la Figura 7, dispuesta a continuación:

Figura 7. Curvas de enfriamiento para nitrógeno y refrigerante mixto.

Fuente: Elaboración propia.



Se observa que la pendiente de la curva de nitrógeno es constante, esto se debe a que no hay cambio de fase en la corriente. Además de ello, se observa que el flujo de nitrógeno es especialmente alto en comparación con los flujos de refrigerante mixto (aproximadamente 4 a 1 respecto a refrigerante mixto). Esto se debe también a que el nitrógeno solamente obtiene calor sensible, mientras que con el refrigerante mixto también hay intercambio de calor latente (La fracción de vapor a la entrada del intercambiador para SMR-1 es de 10%, mientras que para SMR-2 es de 13%; esto indica que la mayoría de la corriente es líquida en ambos casos).

En la primera sección de intercambio de calor (Zona 1) se observa que el nitrógeno muestra un ajuste más cercano a la curva del gas natural a enfriar (Aunque no es muy diferente respecto a la curva de SMR-1). En las zonas de cambio de fase y subenfriamiento se observa que la curva de nitrógeno se aleja notablemente de la curva del gas, mientras que las curvas de refrigerante mixto simulan la forma de la curva de refrigerante mixto de manera notable.

Es importante mencionar que las curvas globales se pueden ajustar mediante diversos mecanismos. Uno de estos mecanismos para ajustar la curva global del proceso es utilizar secciones de preenfriamiento de las corrientes (Esto mediante optimización térmica utilizando la integración de corrientes, por ejemplo, recuperando calor del BOG de la sección de almacenamiento). Esta optimización es particularmente relevante para los ciclos con nitrógeno. Para los ciclos de enfriamiento con nitrógeno es posible utilizar diferentes ciclos de expansión para obtener diferentes secciones.

Además de ello, es posible variar la composición del refrigerante mixto: En este caso específico se observa que el desempeño del SMR-1 es mejor en la sección de enfriamiento, mientras que SMR-2 tiene un mejor desempeño en las secciones de cambio de fase y subenfriamiento.

En este caso, se considera que el refrigerante mixto tiene una mejor eficiencia que el ciclo de expansión de nitrógeno simple, esto basándose en la curva de enfriamiento y el menor consumo de refrigerante (Lo que impacta a su vez en los costos energéticos y de adquisición).

4.3.2. Selección de la tecnología de licuefacción a utilizar para la composición de referencia.

Esta sección detalla los criterios de decisión utilizados para seleccionar la tecnología de licuefacción a utilizar. Es importante anotar que solamente se considerara entre dos tecnologías: Ciclos de expansión con nitrógeno y refrigerante mixto. No se considerarán los ciclos tipo cascada debido a que no ha hallado evidencia de su uso a pequeña escala, además de los requerimientos de espacio y complejidad asociados.

Para esta selección, además de los criterios técnicos, se toman las siguientes consideraciones:

- Se espera que el proyecto pueda estar ubicado en diferentes locaciones en la geografía colombiana, por lo que es deseable que las condiciones ambientales tengan el menor efecto posible sobre el proceso. Entiéndase efecto como requerimientos adicionales de energía por

cambios en la temperatura ambiente y presión de alimento (Como se menciona en la sección 4.3.1.)

- Como se mencionaba en la sección 4.3, una opción a cubrir debe ser la instalación modular de los equipos. Esto permitiría que tanto su transporte como su eventual reubicación.
- Es posible que la localización geográfica para la instalación de los equipos sea compleja de alcanzar, por lo que los costos logísticos de cargue y adquisición de refrigerante deben ser considerados.

Los criterios por evaluar, así como la tecnología que mejor cumple con cada uno, de acuerdo con la literatura consultada (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020) (Kohler, Bruentrup, Key, & Edvardsson, 2014) (Mokhatab, Handbook of liquefied natural gas, 2014), son los siguientes:

4.3.2.1. Eficiencia energética

De acuerdo con lo descrito en la sección 4.3.1. de este documento, la eficiencia energética en general es mayor para los ciclos de refrigerante mixto. Este planteamiento se refuerza con las curvas de enfriamiento modeladas en la sección 4.3.1.1. de este documento

4.3.2.2. Seguridad

Los ciclos de expansión de nitrógeno son inherentemente seguros al no utilizar mezclas de hidrocarburos potencialmente explosivos. (Mokhatab, Handbook of liquefied natural gas, 2014). Sin embargo, el riesgo no se puede eliminar por completo (El gas natural es inflamable, dado caso de una pérdida de contención los ciclos con nitrógeno son menos riesgosos). La tecnología que más se adecua al cumplimiento de este criterio es la expansión con nitrógeno.

4.3.2.3. Cantidad de equipos

De acuerdo con Kohler et al, un ciclo de expansión de nitrógeno (De aquellos utilizados comúnmente en la industria) cuenta con 9 equipos principales, mientras que un ciclo de

refrigerante mixto cuenta con, al menos, 14 equipos (Kohler, Bruentrup, Key, & Edvardsson, 2014). Sin embargo, para el caso de expansión de nitrógeno, se considera el caso en el cual la reposición de refrigerante se da mediante la compra de nitrógeno líquido y posterior vaporización. En algunas localizaciones remotas la consecución de nitrógeno puede probar ser un desafío, por lo que una alternativa válida es la inclusión de una pequeña planta de generación de nitrógeno, lo que podría aumentar de manera importante el número de equipos. No se observa una tecnología que destaque sobre la otra en este criterio.

4.3.2.4. Simplicidad de operación

De acuerdo con Zhang et al, la operación de los ciclos de expansión suele ser más compleja respecto a los ciclos de refrigerante mixto (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020).

4.3.2.5. Sensibilidad a los cambios en el proceso

Hay una serie de subcriterios a evaluar en esta sección:

- *Presión de alimento:* Los ciclos de expansión con nitrógeno suelen ser altamente sensibles a la presión de alimento (Aumentando su eficiencia cuanto mayor sea la presión de gas), de acuerdo con lo mencionado en la sección 4.3.1. de este documento. Los ciclos de refrigerante mixto son mucho menos sensibles a cambios en la presión de alimento, aunque también ven aumentada su eficiencia con mayores presiones de alimento.
- *Temperatura de alimento:* Los ciclos de expansión de nitrógeno son también altamente sensibles a los cambios en la temperatura de alimento, como se menciona en la sección 4.3.1. de este documento, viéndose afectados cuanto mayor es la temperatura de entrada.
- *Composición del gas:* Ambos procesos pueden ser ajustados a diferentes composiciones del gas de alimento. De acuerdo con Kohler et al, los ciclos de expansión con nitrógeno se ajustan más fácilmente a cambios en la composición, ajustando solamente carga parcial de

refrigerante en el ciclo (Kohler, Bruentrup, Key, & Edvardsson, 2014), mientras que para el refrigerante mixto es necesario ajustar la composición para acercarse a la curva de enfriamiento a aquella del flujo de alimento.

- *Carga parcial:* Ambos sistemas pueden ser ajustados para funcionar a carga parcial. Para los ciclos de refrigeración con nitrógeno es necesario liberar parte de la carga de refrigerante, mientras que para ajustar carga parcial en refrigerante mixto la alternativa más simple es variar la carga del compresor o recircular parte del refrigerante (Kohler, Bruentrup, Key, & Edvardsson, 2014); este mecanismo tiene ciertos límites, por lo cual, si se espera la operación a carga parcial durante un largo tiempo, es prudente liberar parte del refrigerante.

De acuerdo entonces a los requerimientos del caso de estudio (Es decir, una composición escogida con la posibilidad de que estos equipos eventualmente se vean sometidos a cambios en sus condiciones, tales como cambio del campo por depletamiento o eventual pérdida de presión de este)

4.3.2.6. Logística asociada (Mantenimiento y consumibles):

Para los ciclos de refrigerante mixto es necesario mantener en inventario N elementos que comprendan el refrigerante mixto, mientras que para los ciclos de expansión solamente se requiere un elemento (nitrógeno). Sin embargo, de acuerdo con lo mencionado en la sección 4.3.1., las pérdidas de nitrógeno suelen ser de un orden de magnitud mayor a aquellas asociadas al refrigerante mixto. Además de ello, si se opta por utilizar la reposición de refrigerante con nitrógeno líquido, es necesario asegurar proveedores cercanos de este elemento; el refrigerante mixto por otro lado puede ser recargado como gas o líquido presurizado a presión intermedia (como el propano, el butano o el pentano); también con una disponibilidad más alta.

Respecto a la turbo maquinaria, los ciclos de expansión por nitrógeno requieren el mantenimiento de, al menos, un turbo expensor, lo que implica un mantenimiento más complicado debido a la complejidad innata de estos equipos. Sin embargo, los ciclos con un solo turbo-expansor no son lo suficientemente eficientes para competir con los ciclos de refrigerante mixto en eficiencia energética (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020), por lo que sería necesario considerar tener piezas para, al menos, dos sets de turbo expansores. Por otro lado, los ciclos de refrigerante mixto pueden operar de manera eficiente con solamente un compresor.

Considerando que, en el caso de estudio, se está hablando de campos pequeños (Y potencialmente remotos) la disponibilidad del nitrógeno líquido es vital (Esto debido a que los componentes del refrigerante mixto no requieren condiciones especiales para su transporte que puedan limitar su alcance). Esto puede ser paliado mediante la instalación de una unidad de generación de nitrógeno, pero esto impactaría de manera negativa los costos de adquisición, operación y mantenimiento.

Por otro lado, la como la simplicidad del mantenimiento de los equipos asociados al ciclo de refrigerante mixto y la cantidad de piezas en stock también son benevolentes a este último.

Para el caso de estudio se ajusta mejor al criterio la tecnología de refrigerante mixto.

4.3.2.7. Facilidad de puesta en marcha y puesta a punto

De acuerdo con Zhang et al, la facilidad para la puesta en marcha y afinación del proceso es mayor en el caso del refrigerante mixto (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020). Sin embargo, Kohler et al mencionan que la puesta en marcha del proceso con refrigerante mixto debe hacerse de manera paulatina (Esto por la presencia de líquidos en el intercambiador principal, que tienen coeficientes de transferencia de calor más altos y pueden causar estrés térmico en el material); mientras que la puesta a punto para los ciclos de expansión con nitrógeno puede tomar la mitad de

este tiempo (Cuando es puesta en marcha desde ceros; posterior a una puesta en marcha en “frio” los tiempos son similares) (Kohler, Bruentrup, Key, & Edvardsson, 2014). No se observa un ganador claro para este criterio.

4.3.2.8. *Requerimientos de espacio*

De acuerdo con Zhang et al, no se aprecia una diferencia notable en los requerimientos de espacio. Ambas tecnologías se han utilizado en offshore (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020), donde los requerimientos de espacio son importantes. No se observa un ganador claro en este criterio.

4.3.2.9. *Costos de capital (CAPEX)*

De acuerdo con la sección 4.3.1., los costos de capital para modelos simplificados no varían más allá del 10%, por lo que no se observa un ganador claro en este criterio.

4.3.2.10. *Costos de operación y mantenimiento*

Como se menciona en la sección 4.3.1., los costos de operación y mantenimiento están ligados a la eficiencia operativa y la complejidad del proceso. En general, se observa que los costos operativos para los procesos de refrigerante mixto suelen ser menores en, por lo menos, un 50% (Especialmente ligados a la eficiencia operativa). Buscando mayor rentabilidad, se considera que el proceso que mejor se ajusta a este criterio es el de refrigerante mixto.

4.3.2.11. *Selección de tecnología: Refrigerante Mixto*

De acuerdo con los criterios dispuestos anteriormente, se considera que, para este caso, la tecnología de refrigerante mixto es la más adecuada, como se puede observar en la Tabla 17:

Tabla 17. Resumen de criterios y puntaje para la selección de la tecnología a utilizar.

Se suman los puntos obtenidos de acuerdo con los criterios anteriormente mencionados y se selecciona la tecnología con mayor puntaje. Fuente: Elaboración propia.

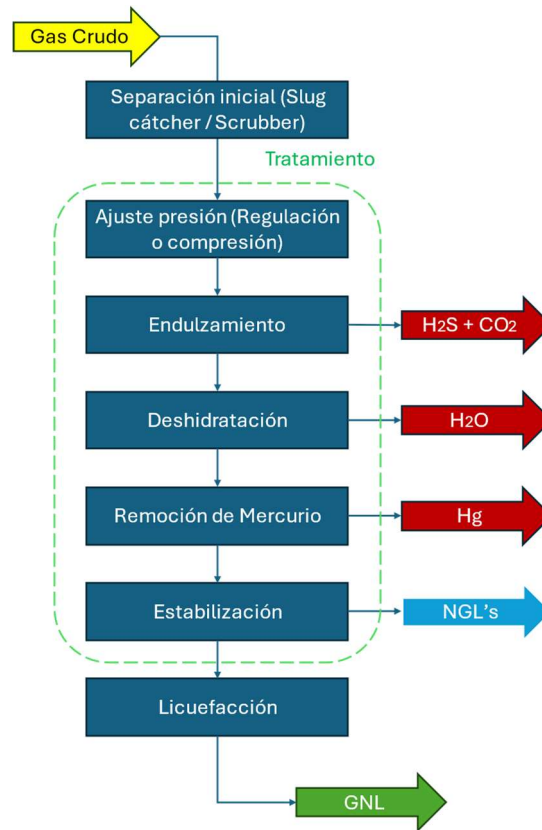
Criterio	Refrigerante Mixto	Expansión Nitrógeno
Eficiencia energética	1	0
Seguridad	0	1
Cantidad de equipos	1	1
Simplicidad de operación	1	0
Sensibilidad a los cambios en el proceso	1	0
Logística asociada (Mantenimiento y consumibles)	1	0
Facilidad de puesta en marcha y puesta a punto	1	1
Requerimientos de espacio	1	1
Costos de capital (CAPEX)	1	1
Costos de operación y mantenimiento	1	0
Total	9	5

4.4. Estructura propuesta para la planta de pequeña escala y consideraciones técnicas.

La estructura propuesta para la planta de licuefacción a pequeña escala está dispuesta en la Figura 8, a continuación:

Figura 8. Estructura propuesta planta licuefacción.

Fuente: Elaboración propia



La composición del gas natural propuesta como referencia (Sección 2.6.) tiene un alto contenido de metano y etano, y un contenido relativamente bajo de líquidos blancos. Estas condiciones, en conjunto con un flujo de gas relativamente bajo, no hacen viable la instalación de una unidad de refinación.

A continuación, una breve descripción de las tecnologías propuestas para cada sección:

- Ajuste presión: Se espera que la presión de un pozo varíe con el tiempo. Inicialmente esta presión puede ser lo suficientemente alta para requerir un ajuste inicial que la lleve a

condiciones de proceso. Eventualmente, esta presión puede llegar a ser muy baja, y requerida un aumento para poder cumplir con las condiciones aguas abajo.

- Endulzamiento: Para este caso se considera el uso de una unidad de remoción con solvente químico (absorción con aminas). Se selecciona este proceso por su capacidad de retirar ambos gases en conjunto y llegar a las especificaciones requeridas. Se propone utilizar una mezcla de aminas (MDEA+DEA) para retirar tanto el CO₂ como el H₂S presentes (Steward & Arnold, 2011). De acuerdo con lo mencionado en la sección 3.5.2. el contenido de CO₂ es de máximo 50 ppmv, mientras que el contenido de H₂S es de 4 ppmv. Ambas concentraciones (CO₂ y H₂S) están de acuerdo con lo requerido también por la norma 050 del 2018 de la CREG.
- Deshidratación: el gas sale saturado del proceso de endulzamiento con aminas. Se requiere entonces retirar el agua a condiciones de 0.1 ppmv o menores. Para ello se utiliza un sistema de tamiz molecular. Este cuenta con diferentes lechos de adsorción y regeneración funcionando en paralelo (Mokhatab, Handbook of liquefied natural gas, 2014). La concentración requerida por el proceso es menor a la concentración definida en la norma 050 de la CREG, por lo tanto, cumple condiciones RUT.
- Remoción de mercurio: Esta etapa de tratamiento se consigue mediante el uso de un lecho de carbón activado impregnado con azufre. Este lecho debe ser reemplazado una vez saturado. (Mokhatab, Handbook of liquefied natural gas, 2014).
- Estabilización: Debido a que el contenido de líquidos blancos se considera bajo, se propone utilizar un proceso de ajuste de punto de rocío por refrigeración en conjunto con un proceso J-T. Para ello, el BOG proveniente del almacenamiento puede ser recirculado a un intercambiador que enfríe la corriente, previo a la expansión de esta.

De acuerdo con las consideraciones de tratamiento presentadas anteriormente, se considera que el gas natural licuado producido (Una vez re-gasificado) cumpliría los requerimientos del RUT.

4.5. Análisis económico

El análisis económico consiste en tres secciones: CAPEX (Costos de capital), OPEX (Costos operativos y de mantenimiento) e ingresos proyectados. Para cada ítem se hacen las asunciones mencionadas a continuación:

- CAPEX: Se calcula sobre el total de equipos de la planta, incluyendo las unidades de tratamiento del gas.
- OPEX: Se calculan los costos de energía, adquisición del gas y mantenimiento de manera anual. No se tienen en cuenta los costos de agua de enfriamiento, labor y reposición de refrigerante, al considerarse que no tienen un gran impacto en el costo global (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020).
- Adquisición del gas: Se asumen los costos de adquisición del gas como el costo de extracción del gas, con base a diferentes valores de la industria.

4.5.1. Costos de capital (CAPEX) estimados

Para estimar los costos de capital, Zhang et al (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020) revisaron costos de facilidades de diferentes tipos y escalas (Tanto basados en reportes técnicos como en la literatura), y generaron un indicador de costo en relación con las toneladas de GNL producidas por año. Es importante mencionar que este indicador relaciona el CAPEX total de la planta, incluyendo el tratamiento previo del gas (referido a las operaciones mencionadas en la Figura 6). **Se estima que el costo del tren de licuefacción (Sin unidades de tratamiento) es el 66% del costo total de la planta** (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020).

Este indicador relaciona el costo total de varias plantas con un solo tren de licuefacción (Definiendo tren de licuefacción como sistema de pretratamiento, licuefacción y almacenamiento), armonizados e indexados a valores del año 2018 utilizando el IHS Upstream Capital Cost Index.

Mediante este indicador y la capacidad estimada de la planta se calcularán los costos estimados de capital (De acuerdo con diferentes valores del indicador obtenidos) para el año 2018.

Estos valores serán actualizados a precios del año 2023 mediante el uso del índice de costo de plantas en ingeniería química (CEPCI, por las siglas en inglés de *Chemical Engineering Plant Cost Index*) para el año 2018 en relación con el índice del año 2023.

Los índices disponibles están en la Tabla 18, a continuación:

Tabla 18. *Índices costo específico de capital por tonelada de producto anualizada.*

Adaptado de (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020)

Plantas SMR	Capacidad (MTPA)	Costo específico capital (US\$/TPA)
Planta 1	0.008	200
Planta 2	0.014	270
Planta 3	0.0105	530
Planta 4	0.95	200

Se observa que el índice de la planta No. 3 es prácticamente el doble del índice inmediatamente inferior en costo; por lo cual se puede asumir que las condiciones de esta facilidad en específico requerían consideraciones especiales. Para el cálculo en efecto se consideran entonces solamente los índices 1,2 y 4 para plantear límites superiores e inferiores. El cálculo del límite superior se llevará a cabo mediante el uso del índice 2, mientras que para el límite inferior se utiliza el índice 1 o 4 indistintamente. La capacidad de la planta está estimada en 0.07 MTPA (70.000 TPA), de acuerdo con lo definido en la sección 3.6.1. de este documento.

Los límites superior e inferior se calculan mediante el siguiente set de ecuaciones:

Ecuación 1. *Cálculo de Costo de capital para el año 2018.*

Adaptado de (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020)

$$CAPEX (US\$)_{2018} = \text{Costo específico capital (CEC)} \left(\frac{US\$}{TPA} \right) * \text{Capacidad (TPA)}$$

Y

Ecuación 2. *Cálculo de Costo de capital para el año 2018.*

$$CAPEX (US\$)_{2023} = CAPEX (US\$)_{2018} * \frac{CEPCI_{2023}}{CEPCI_{2018}}$$

El índice CEPCI para el año 2018 fue 603.1, y para el año 2023 fue de 797.9 (Access Intelligence, 2024). Los resultados se presentan en la Tabla 19, dispuesta a continuación:

Tabla 19. *CAPEX superior e inferior estimados.*

Fuente: Elaboración propia.

	TPA	CEC (US\$/TPA)	CAPEX (US\$) (2018)	CAPEX (US\$) (2023)
Límite inferior	70,000	200	\$ 14,000,000	\$ 18,521,969.82
Límite superior		270	\$ 18,900,000	\$ 25,004,659.26

Estos cálculos muestran un **CAPEX estimado que ronda entre los 18 y los 25 millones de dólares para toda la planta.**

4.5.2. Costos operativos (OPEX) estimados

Los costos operativos se estimarán mediante tres factores: Costos de energía, costos de adquisición del gas y costos de mantenimiento. Zhang et al mencionan además costos de agua de enfriamiento, labor y refrigerante como costos a tener en cuenta, sin embargo, también mencionan que estos tres rubros suelen ser cantidades no muy significativas (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020), por lo tanto (Para una evaluación de alto nivel) estos valores no serán tomados en cuenta.

4.5.2.1. Costos de la energía

Para el cálculo del costo asociado a la energía se utilizará como primer factor el consumo específico energético por tonelada de GNL producido. Esta relación, discutida en la sección 3.3. de este documento, indica la cantidad de energía requerida por tonelada de gas natural licuado. Para este documento se tomará un valor de referencia promedio de 403.2 kWh por tonelada de GNL (Equivalente al consumo específico máximo teórico de 1451.5 kJ/kg en la sección 4.3 para la tecnología SMR).

Con una producción totalizada de 70.000 toneladas por año, el **consumo energético anual sería de 28,223,611 kWh** (Producto de multiplicar el consumo específico energético por las toneladas producidas anualmente). Este consumo es equivalente a **96,228.7 MMBTU**.

Se plantea que la energía sea obtenida de una corriente de gas obtenida del mismo campo mediante autogeneración, lo que elimina la necesidad de interconexión al sistema nacional, además de proveer autonomía de funcionamiento en locaciones remotas. Se asume la eficiencia de generación como un 50%.

El consumo energético anualizado entonces es (asumiendo la eficiencia mencionada anteriormente) es de **192,457 MMBTU**.

Considerando el caso del gas natural, y asumiendo que solamente se considera el costo de producción (Extracción y tratamiento. El gas se extraería del mismo campo, por lo cual no hay costos asociados de transporte, y se asumen que los costos de mantenimiento se integran a los costos generales), se asume un costo de producción del gas en un margen de 2 a 4 dólares por MMBTU. **El costo asociado a la energía anualizada estaría entonces comprendido en el rango de US\$ 384,915 y US\$ 769,830.**

4.5.2.2. Costos de adquisición del gas

Los costos de adquisición del gas se relacionan como el costo de adquisición del gas a licuar (En este caso 10 MMSCFD). Este costo se asume igual al costo de producción discutido en el numeral anterior.

Se asume un flujo de gas de 416,666 SCF por hora (producto de la división del flujo diario estimado entre 24 horas). Se calcula el poder calorífico del gas natural de entrada en 1106 BTU/SCF (Utilizando la herramienta Aspen Hysys V11). Asumiendo un funcionamiento durante 8,000 horas al año, el flujo de gas anualizado es de alrededor de 3,333.3 MMSCF.

Multiplicando este flujo de gas por el poder calorífico hallado se obtiene que anualmente se utilizan (adquieren) 3,686,667 MMBTU de gas natural. Utilizando los mismos valores de referencia del numeral anterior (costo de producción del gas en un margen de 2 a 4 dólares por MMBTU) se obtiene que el **costo estimado anualizado del gas estará entre US\$7,373,333 y US\$14,746,667.**

4.5.2.3. Costos de mantenimiento

Zhang et al relacionan el costo del mantenimiento anual como 4% del CAPEX global (Zhang, Meerman, Benders, & Faaij, 2020). De acuerdo con el margen de costos obtenido en la sección 3.5.2.1., **los costos de mantenimiento anual oscilarían entre US\$740,878.79 y US\$1,000,186**

4.5.3. Ingresos proyectados

La producción de energía proyectada de acuerdo con una producción de 8,865 kilogramos por hora es de 465,342 MJ/h (Utilizando el poder calorífico de 53.58 MJ/kg obtenido en la sección 2.5.2. de este documento). Con base a un funcionamiento de 8,000 horas anuales, el flujo energético por un año es de 3,722,738,400 MJ o **3,529,156 MMBTU.**

De acuerdo con la sección 2.4.1. el precio del gas natural licuado se podría homologar con el precio del GNC. Para el año 2023 este precio fue de entre 16.4 US\$/MMBTU y 19.8 US\$/MMBTU, de los cuales el precio de producción representa solamente el 47%, siendo el valor restante correspondiente a distribución y transporte, con un 29% y 24% respectivamente.

Este precio de producción se podría homologar al precio de venta del gas licuado puesto en planta de producción, y descargando los costos de distribución y transporte sobre el potencial cliente. Con base al planteamiento anterior el precio de venta del GNL puesto en sitio oscilaría entre 7.7 US\$/MMBTU y 9.3 US\$/MMBTU.

Con los precios anteriormente dispuestos, se obtiene que los ingresos anualizados (brutos) proyectados son de entre **US\$ 27,202,734** y **\$32,842,326**.

5. Discusión

5.1. Factores Técnicos

De acuerdo con la revisión de la literatura se observa que las tecnologías de licuefacción a pequeña escala están relativamente maduras. Hay variados casos de éxito en diferentes regiones del mundo, incluyendo Colombia.

Algunos factores que podrían generar inconvenientes en la implementación del gas natural licuado en Colombia son las tecnologías asociadas: Transporte criogénico, terminales de regasificación, almacenamiento criogénico, usuarios finales (referido a usuarios finales como potenciales clientes que haga uso directo del gas licuado, tales como transportistas, centros de distribución, vehículos ligeros, minas), etc. Se observa que este quizás sería el obstáculo inmediato más importante, pues la infraestructura de almacenamiento y regasificación todavía no está madura.

En algunas localizaciones (por ejemplo, Australia) la licuefacción del gas juega un papel fundamental para llevar energía a localizaciones remotas que no cuentan acceso a gasoductos (Como minas). Para ello, el gas natural se toma de gasoductos regionales. Este modelo sería técnicamente viable en Colombia, especialmente para alimentar regiones alejadas de la cordillera oriental (Como se observa en la Figura 2). Un ejemplo podría ser aprovechar la infraestructura de carreteras para llevar gas a regiones del Amazonas o del oriente colombiano.

Un factor técnico relevante es también el relativo pequeño tamaño de una facilidad de licuefacción a pequeña escala, así como su construcción modular. Eventualmente, sería posible hacer el traslado de la facilidad a otra localización, alargando la expectativa de uso del proyecto.

De acuerdo con la información recopilada y el caso de estudio seleccionado, se considera que la tecnología que podría tener mayor éxito en la geografía colombiana sería un circuito de

refrigerante mixto. Esta selección, de acuerdo con lo discutido en la sección 4.3.2. de este documento, presenta diferentes ventajas, entre ellas, la posibilidad de ajustar condiciones del proceso para adaptarse a un rango de composiciones, temperaturas y presiones.

Para este caso específico se seleccionó una composición representativa con un contenido de etano relativamente alto y contaminantes importantes presentes (Es decir, H₂S y CO₂); esta composición se tomó como caso de estudio con el fin de poder evaluar un proceso con diferentes desafíos, que quizás no estarían presentes en campos con composiciones mucho más limpias (Por ejemplo, en los campos de Arianna y Ballena, dispuestas en la table 6 de este documento).

Se buscó, mediante la disposición de estos criterios, obtener una tecnología adecuada para su uso en diferentes geografías y composiciones del país. Se considera que la instalación de este tipo de facilidades es posible desde el punto de vista técnico.

5.2. Factores económicos

Se observa que los dos factores más relevantes al momento de hacer un análisis económico son los costos de adquisición del gas y el costo de venta del GNL. Los costos de adquisición del gas representan alrededor del 85% de los costos anualizados totales, mientras que los costos de energía y mantenimiento son alrededor del 5% y el 10% respectivamente.

Un campo relativamente maduro, cuyos costos de producción del gas sean bajos (del orden de 2US\$/MMBTU) sería un escenario ideal para la licuefacción del gas. Costos de procesamiento muy altos harían el proyecto inviable (Se estima que costos de adquisición de alrededor de 7 US\$/MMBTU harían el proyecto económicamente inviable).

La diferencia en costos de capital no tiene un impacto tan notable, siendo la opción más costosa acá evaluada un 35% más alta que la opción más económica (En relación con esta última).

El precio de venta del gas también juega un papel fundamental, aunque este precio depende más de la situación de los mercados que de factores que se puedan controlar.

De acuerdo con las cifras obtenidas en las secciones 4.5.1/.2/.3 de este documento se puede apreciar que los costos de capital totales, los costos de operación (Mantenimiento, energía y adquisición del gas) y los ingresos proyectados, de manera preliminar, podrían indicar una viabilidad económica del proyecto caso de estudio. La Tabla 20 presenta los márgenes superiores e inferiores para cada concepto:

Tabla 20. Valores mínimos y máximos para CAPEX, OPEX e Ingresos.

Fuente: Elaboración propia.

	Valor Mínimo	Valor Máximo
CAPEX (US\$)	\$ 18,521,970	\$ 25,004,659
OPEX (US\$/año)	\$ 8,499,127	\$ 16,516,683
Ingresos (US\$/año)	\$ 27,202,734	\$ 32,842,326

A falta de más información para un modelo de factibilidad más robusto, se puede calcular el tiempo de recuperación de la inversión, cuya fórmula se dispone en la Ecuación 3, a continuación:

Ecuación 3. Fórmula simple para periodo de recuperación de la inversión.

Tiempo recuperación de la inversión (Años)

$$= \frac{\text{Costos capital (CAPEX, US\$)}}{\text{Ingresos anualizados } \left(\frac{\text{US\$}}{\text{Año}}\right) - \text{Costos anualizados } \left(\frac{\text{US\$}}{\text{Año}}\right)}$$

Este periodo de recuperación de la inversión está entre **0.76 años** (Asumiendo el menor costo capital, los mayores ingresos a causa de un precio de venta más alto (9.3 US\$/MMBTU) y los menores costos de operación a causa de un costo de adquisición bajo) y **2.33 años** (Asumiendo el mayor costo de capital, mayor costo de adquisición del gas y los ingresos más bajos con un precio de venta en sitio de 7.7 US\$/MMBTU)

Es importante mencionar que las cifras acá propuestas se dan antes de interés, impuestos, depreciación y amortización, por lo cual se espera que los periodos de retorno de la inversión sean más largos en todos los casos.

Un factor importante que podría cambiar la cifras en este caso es el transporte. La densidad energética del GNL es hasta 6 veces más alta en comparación con el GNC, como se analizó en la sección 2.4.1. de este documento. Esto podría plantear costos de transporte menores (Una vez toda la infraestructura esté en funcionamiento), aumentando la competitividad frente a otras opciones, como el GNC o la construcción de gasoductos para largas distancias.

5.3. Requisitos legales y perspectivas

Se observa que la legislación específica al gas natural licuado en Colombia no es muy profunda. Las pocas disposiciones que existen al respecto son aproximaciones a las normas NPFA. Estos requisitos técnicos son relativamente recientes, esto a causa de que Colombia históricamente no ha sido un país con reservas de gas lo suficientemente importantes como para hacer de estas una fuente de ingresos; y solamente hasta hace poco tiempo se ha explorado la necesidad de importar gas natural, al enfrentarse al escenario de que las reservas locales tienen tiempos de caducidad cada vez más cortos.

El papel del gas natural licuado en el país es, de momento, una fuente de gas para suplir la demanda, mas no una fuente de ingresos.

Las decisiones de política pública tendrán un gran impacto en cómo se comporte este mercado, sin embargo, no se espera que Colombia tenga en un futuro próximo grandes facilidades de licuefacción de gas, a diferencia de Perú o Trinidad y Tobago.

Estos pequeños proyectos (Como el planteado en esta monografía) serían suficientes para cubrir la demanda interna (En escenarios de operación continua o en pozos de relativo bajo volumen), y

no se espera que tengan la capacidad para competir en mercados internacionales, esto a causa de los elevados costos de transporte internos, sumados a los costes de exportación.

6. Conclusiones

De acuerdo con el contexto latinoamericano actual, se observó que el gas natural licuado podría tener un papel importante en las exportaciones latinoamericanas, especialmente en países con amplias reservas como Argentina o Venezuela (Esto es especialmente relevante al permitir expandir los mercados sin infraestructura dedicada de transporte: gasoductos). La implantación de gas licuado en países con amplias líneas costeras podría representar una línea importante de ingresos. Por el momento, los únicos países (En Latinoamérica) que cuentan con infraestructura de licuefacción relevante son Trinidad y Tobago y Perú.

Respecto a las importaciones, se observó que Latinoamérica y el caribe no tienen una necesidad importante para la importación de gas natural, siendo la producción interna suficiente (Aunque este panorama podría cambiar dependiendo de los costos de extracción y procesamiento). Por tanto, no se espera que la implantación de estaciones de regasificación tenga un aumento notable.

En Colombia, la regasificación de gas está cobrando fuerza a causa de varios factores, citando algunos: reticencia a la exploración y explotación de potenciales nuevos recursos y deficiencias en la matriz energética por cambios medioambientales (La matriz energética colombiana tiene un gran componente hidráulico). La implementación del gas natural permite cumplir con la demanda energética en momentos de dificultad, tales como periodos de sequía. Se espera que la capacidad de regasificación del país crezca prontamente; especialmente si las reservas de gas no se amplían con premura (Aunque este proceso tomaría tiempo, y es muy posible que sea necesario obtener gas natural de otras fuentes mientras estas potenciales reservas se concretan y explotan).

Respecto a la producción de gas natural licuado en Colombia, el escenario en el cual se nota viable esta opción es en la implementación de gasoductos virtuales para consumo interno; haciendo un homologa con la cadena de GLP. Se observa que la implementación de la licuefacción está en

etapas tempranas, y así mismo acompaña la reglamentación requerida. Esta reglamentación no limita de ninguna manera las tecnologías a utilizar.

Para el caso de estudio seleccionado (10 MMSCFD y una composición representativa), se observa que la tecnología que podría dar un mejor resultado respecto a factores económicos y técnicos es el uso de refrigerante mixto, a causa de su mayor flexibilidad y bajos costos para esta escala. En un primer acercamiento respecto a la factibilidad económica, la implementación de unidades de licuefacción a pequeña escala sería rentable. El criterio que tendría un mayor impacto en dicha rentabilidad es el costo de extracción y procesamiento de gas natural.

7. Recomendaciones

En relación con el uso de gas natural licuado en Colombia se sugiere aumentar la infraestructura para almacenamiento y regasificación en un periodo de tiempo corto. Para ello, el uso de unidades FSRU se presentaría como la opción más adecuada, pues para estas unidades los trabajos de adecuación en tierra son menores.

Futuras etapas de investigación en relación con la factibilidad económica de proyectos de licuefacción deben tener en cuenta el costo de extracción del gas. Se propone entonces evaluar los factores que afectan los costos de extracción. Así mismo, se sugiere evaluar los volúmenes de gas necesarios para obtener un retorno positivo (Las evaluaciones para esta monografía se hicieron asumiendo un flujo estable de gas); este criterio permitirá decidir si es factible o no la implementación de estos sistemas en campos con bajos volúmenes de reservas.

Finalmente, se sugiere ahondar en las consideraciones de infraestructura para la implementación de los gasoductos virtuales. Es perentorio evaluar temas como limitaciones en el transporte, limitaciones al almacenamiento local y el consumo energético (y su eficiencia) asociado a la regasificación de pequeños volúmenes de gas.

Referencias bibliográficas

- Access Intelligence. (14 de 05 de 2024). *Chemical Engineering*. Obtenido de Plant Cost Index:
<https://www.chemengonline.com/site/plant-cost-index/>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (24 de 05 de 2023). *Agencia Nacional de Hidrocarburos*.
Obtenido de Informe de Reservas y Recursos Contingentes de Hidrocarburos:
<https://www.anh.gov.co/es/noticias/informe-de-recursos-y-reservas-con-corte-diciembre-de-2022-insumo-para-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-justa-en-colombia/>
- Brian Research & Engineering. (25 de 01 de 2017). *BR&E*. Obtenido de Optimizing Mixed Refrigerant Composition: <https://www.bre.com/Blog/Optimizing-Mixed-Refrigerant-Composition.aspx>
- Cadavid, Y., & Amell, A. (2019). The effect of natural gas composition and atmospheric humidity on premixed combustion across the regions of Colombia. *Thermal Science and Engineering Progress*, 198-207.
- Canacol Energy LTD. (2024). *Canacol Energy*. Recuperado el 25 de 05 de 2024, de Nuestras operaciones: <https://canacolenergy.com/es/our-operations/operations-overview/#:~:text=La%20planta%20de%20GNL%20se,remueve%20todo%20rastros%20de%20humedad.>
- CIMC ENRIC. (s.f.). *CIMCI ENRIC*. Recuperado el 25 de 05 de 2024, de Transportation Equipment.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (16 de 04 de 2018). *Resolución No. 50 de 2018*.
Obtenido de CREG:
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0050_2018.htm

CREG. (10 de 08 de 2004). *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Obtenido de CREG:

[https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/97ad0f53888d88c90525785a007a69c8/\\$FILE/D-048%20TRANSPORTE%20GNC%20.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/97ad0f53888d88c90525785a007a69c8/$FILE/D-048%20TRANSPORTE%20GNC%20.pdf)

Datawheel. (13 de 10 de 2023). *Observatory of economic complexity*. Obtenido de Observatory of economic complexity: <https://oec.world/>

Energy Institute. (2023). *Statistical Review of World Energy: 72nd edition*. London: Energy Institute.

European Commission. (18 de 10 de 2022). *Seventh report on the state of the energy union*.

Obtenido de European Commission: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52022DC0547&qid=1666595113558>

Hafner, M., & Luciani, G. (2022). *The Palgrave Handbook of International Energy Economics*. Cham: Springer Nature Switzerland AG.

Instituto Colombiano de Normas Tecnicas. (13 de 06 de 2018). *ICONTEC*. Obtenido de Tienda:

<https://tienda.icontec.org/gp-produccion-almacenamiento-y-manejo-de-gas-natural-licuado-gnl-ntc6276-2018.html>

International Energy Agency. (11 de 2023). *Latin America Energy Outlook 2023*. (IEA, Ed.)

Recuperado el 20 de 07 de 2024, de IEA: <https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023>

Kidnay, A. J., Parrish, W. R., & McCartney, D. G. (2020). *Fundamentals of Natural Gas Processing*. Boca Raton, Florida: CRC Press.

Kohler, T., Bruentrup, M., Key, R. D., & Edvardsson, T. (2014). Choose the best refrigeration technology for small-scale LNG production. *Hydrocarbon Processing*, 45-52.

- Korsunskaya, D., Soldatkin, V., & Simao, P. (05 de 09 de 2023). Russian gas exports to EU seen dropping sharply in 2023, state bank VEB says. *Reuters*.
- Liao, R., & Jaramillo, A. (23 de 08 de 2023). Colombia aumenta importaciones de GNL ante clima seco de El Niño. *Bloomberg*. Obtenido de <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-08-28/colombia-aumenta-importaciones-de-gnl-ante-clima-seco-de-el-nino#xj4y7vzkg>
- Marsh, S. (22 de 02 de 2022). Germany freezes Nord Stream 2 gas project as Ukraine crisis deepens. *Reuters*.
- Ministerio de Minas y Energía. (14 de July de 2015). *Ministerio de Minas y Energía*. Obtenido de Minenergía : <https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/requisitos-aplicables-a-las-plantas-de-licuefacci%C3%B3n-y-regasificaci%C3%B3n-de-gnl/>
- Mokhatab, S. (2014). *Handbook of liquefied natural gas*. Amsterdam: Elsevier/Gulf Professional Publishing.
- Organismo supervisor de la inversión en energía y minería. . (06 de 2011). *Osinergmin*. Obtenido de <http://www2.osinerg.gob.pe/>
- Promigas. (2023). *Promigas*. Recuperado el 16 de 10 de 2023, de Gas Natural Licuado: <https://www.promigas.com/Paginas/Especiales/Negocios.aspx>
- Revista Portafolio. (22 de 06 de 2023). *Promigás abre estación de gas natural licuado en el norte de Perú*. Obtenido de Portafolio: <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/abren-la-primera-estacion-de-gas-natural-licuado-en-peru-584820>
- SPEC. (s.f.). *SPEC LNG*. Recuperado el 02 de 12 de 2023, de SPEC LNG services: <https://www.speclng.com/Paginas/Servicios/ENG/serviciospecgnl.aspx>
- Steward, M., & Arnold, K. (2011). *Gas Sweetening and Processing field manual*. Elsevier.

- Superintendencia de Servicios Públicos. (2024). *Superservicios*. Obtenido de Publicaciones y Boletines: <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-tarifario-de-gas-por-redes-IV-trimestre-2023.pdf>
- Superintendencia de servicios públicos domiciliarios. (2022). *Superservicios*. Obtenido de Informes: <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-de-vigilancia-detallada-Turgas-ESP.pdf>
- Tusiani, M., & Shearer, G. (2016). *LNG: a nontechnical guide (2nd edition)*. Tulsa: PennWell Books, LLC.
- U.S. Energy Information Administration. (07 de 11 de 2022). *Natural gas explained*. Obtenido de Independent Statistics and Analysis: U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-and-the-environment.php#:~:text=Natural%20gas%20is%20a%20relatively%20clean%20burning%20fossil%20fuel&text=About%20117%20pounds%20of%20CO,MMBtu%20of%20distillate%20fuel%20oil>.
- Unidad de Planeación Minero Energética. (06 de 2023). *UPME*. Obtenido de Demanda y Eficiencia: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energetica. (12 de 12 de 2019). *UPME*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Informe_final_GNL.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética. (01 de 04 de 2022). *UPME*. Obtenido de Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022-2036:

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

UPME. (2019). *UPME*. Recuperado el 27 de 04 de 2024, de Mapa de Áreas:

https://www.anh.gov.co/documents/475/2m_tierras_170919.pdf

Yousefikhanghah, M., Shirazi, L., Naderifar, A., & Sarmad, M. (2021). Modified Galileo self-refrigerated liquefaction process for economical heavy hydrocarbon removal during gas liquefaction. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*.

Zhang, J., Meerman, H., Benders, R., & Faaij, A. (2020). Comprehensive Review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance. *Applied Thermal Engineering*, 166.