

INFORME FINAL

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

Convocatoria:

A106PR17MO1 – Invitación a presentar propuesta para desarrollar una herramienta de modelamiento y/u optimización para la introducción de gas natural a pequeña escala en distintos sectores de consumo final de energía en Colombia.

Contrato:

44842-286-2018

Programa:

Programa Nacional de Ciencia, Tecnología E Innovación en Ingeniería

Investigador principal:

Juan Esteban Tibaquirá Giraldo, juantiba@utp.edu.co

Coinvestigadores:

Harold Salazar Isaza, hsi@utp.edu.co

Álvaro Hernán Restrepo Victoria, arestrep@utp.edu.co

Agustín Valverde Granja, agustin.valverde@unibague.edu.co

Entidades ejecutoras:

Universidad Tecnológica de Pereira

Fecha inicio proyecto:

12 de octubre de 2018

Fecha de entrega:

12 de diciembre de 2019

Lugar de ejecución:

Pereira, Risaralda, Colombia

Descargo de responsabilidad Disclaimer

Los planteamientos y propuestas presentados en este documento corresponden a los resultados del análisis y a la elaboración de los consultores y firmas contratadas bajo la Convocatoria: A106PR17MO1 – Invitación a presentar propuesta para desarrollar una herramienta de modelamiento y/u optimización para la introducción de gas natural a pequeña escala en distintos sectores de consumo final de energía en Colombia financiado con recursos de la UPME a través del Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (Colciencias). Estos planteamientos y propuestas, si bien han sido aceptados como aportes constructivos por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, no representan ni comprometen en ningún momento la posición y planteamientos de la Unidad como entidad oficial.

RESUMEN

En este documento, se presentan los lineamientos recomendados para la producción de Gas Natural Licuado (GNL) a pequeña escala en Colombia, considerando aspectos generales de su obtención, como lo son el pretratamiento del gas, la licuefacción, y el almacenamiento del GNL, y tomando en consideración particularidades de la cadena de valor del gas natural en Colombia. Así mismo, se presentan los aspectos relacionados con la construcción y operación de plantas de licuefacción de GNL a pequeña escala en Colombia, caracterizando los requerimientos de: disponibilidad de gas natural, oferta tecnológica, aspectos de seguridad, mantenimiento e inspección y actualización normativa a nivel nacional. Finalmente, se establecen recomendaciones para el uso del GNL en sectores productivos en Colombia, tales como el residencial, industrial, termoeléctrico y transporte, fijándose características constructivas, operacionales y normativas de las tecnologías a implementar en el territorio nacional.

Palabras clave: Gas Natural Licuado – GNL; pequeña escala; planta de licuefacción; producción.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	11
1 LINEAMIENTOS PARA LA PRODUCCIÓN DE GNL A PEQUEÑA ESCALA EN COLOMBIA.....	14
1.1 Etapas de producción de GNL.....	15
1.1.1 Fuente de gas natural.....	16
1.1.2 Pretratamiento	17
1.1.3 Licuefacción	21
1.1.4 Almacenamiento criogénico.....	24
1.2 Producción y operación de las plantas de GNL a pequeña escala.....	26
1.2.1 Tecnologías de licuefacción a pequeña escala	26
1.2.2 Requerimientos de gas para producción de GNL.....	28
1.2.3 Manejo y/o tratamiento del BOG en estaciones de GNL a pequeña escala	28
1.2.4 Localización de las plantas de licuefacción en Colombia.....	29
1.2.5 Aspectos de seguridad.....	31
1.3 Mantenimiento e inspección.....	37
1.4 Aspectos normativos de las plantas de producción de GNL a pequeña escala	39
2 LINEAMIENTOS PARA EL USO DEL GNL EN LOS SECTORES PRODUCTIVOS DE COLOMBIA.....	42
2.1 Sector transporte	42
2.1.1 Tratamiento del GNL en los vehículos	44
2.1.2 Estaciones de servicio de GNL	45
2.1.3 Aspectos normativos del uso del GNL en el sector transporte	49
2.2 Otros sectores	52
2.2.1 Tanques de almacenamiento	55
2.2.2 Vaporizador.....	56
2.2.3 Control de vaporización	56

2.2.4	Odorizador.....	56
2.2.5	Sistema de regulación de presión de despacho	57
3	MODELO Y VALORES DE REFERENCIA	60
3.1	Conceptualización del modelo de optimización.....	60
3.1.1	Cadena de valor de GNL.....	60
3.1.2	Restricciones sector transporte de carga	62
3.1.3	Restricciones cadena de suministro de gas natural	64
3.1.4	Restricciones sector termoeléctrico.....	66
3.1.5	Restricciones cadena de suministro de GNL.....	67
3.1.6	Cálculo del valor de referencia para el GNL.....	69
3.2	Datos de entrada	69
3.2.1	Sector transporte de carga	69
3.2.2	Oferta y demanda nacional de gas natural	72
3.2.3	Precios de combustibles sustitutos	73
3.2.4	Cadena de suministro de GNL	74
3.2.5	Descripción general de la información que contiene la base de datos	75
3.3	Resultados numéricos	76
3.3.1	Escenarios de análisis	76
3.3.2	Resultados escenario 1	79
3.3.3	Resultados escenario 2	82
3.3.4	Caso de estudio 3.....	85
3.3.5	Análisis de sensibilidad.....	89
4	CONSIDERACIONES FINALES	92
4.1	Consideraciones técnicas	92
4.2	Consideraciones del modelo.....	93
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Cadena de valor del GNL	12
Figura 2. Etapas productivas del GNL. Adaptado: [15].....	15
Figura 3. Disposición de los tanques por tipo.	25
Figura 4. Esquema de producción de GNL a pequeña escala.	26
Figura 5. Sistema de criogenización de BOG [31].....	29
Figura 6. Esquema de suministro de GNL a sectores de consumo final.	42
Figura 7. Esquema sistema de suministro de GNL con bomba.	45
Figura 8. Acondicionamiento de GNL en EDS: (a) método de acondicionamiento en masa y (b) método de acondicionamiento sobre la marcha.	46
Figura 9. Estación de servicio de GNL.	49
Figura 10. Diagrama esquemático del sistema de odorización de gas natural [79].	57
Figura 11. Central de regasificación a pequeña escala [82].	59
Figura 12. Conceptualización metodología.....	61
Figura 13. Tipos de cadena de valor de GNL, (a) tipo 1 solo licuefacción nacional, (b) tipo 2 solo importación, (c) tipo 3 combinación entre importación y licuefacción nacional.	62
Figura 14. Consideraciones para el modelo del sector transporte; (a) centros logísticos, principales vías y posible ubicación de las ER; (b) principales rutas; (c) perfil topográfico de las vías principales.	64
Figura 15. Cadena de suministro de gas natural por tubería.	65
Figura 16. Sector termoeléctrico.	66
Figura 17. Cadena de suministro de GNL.....	68
Figura 18. Corredores logísticos.	71
Figura 19. Proyecciones de oferta y demanda ante fenómeno de El Niño; (a) periodo 2023-2027, (b) periodo 2028-2032.....	72
Figura 20. Proyecciones de precio de combustibles; (a) diésel, (b) GLP.	73
Figura 21. Propuesta de ubicación de estaciones satélite de almacenamiento y licuefacción de GNL.....	74
Figura 22. Escenarios evaluados.	77
Figura 23. Ampliación NorOriente y gasoducto NorOccidente propuestos por la UPME en el PTAGN 2016.....	78
Figura 24. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural.	79

Figura 25. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural.	80
Figura 26. Esquema cadena de valor de GNL.....	80
Figura 27. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural.	83
Figura 28. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural.	83
Figura 29. Esquema cadena de valor de GNL.....	84
Figura 30. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural.	86
Figura 31. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural	87
Figura 32. Esquema cadena de valor de GNL.....	87
Figura 33. Valores de referencia para los tres escenarios bajo estudio.....	89
Figura 34. Valores de referencia para los tres escenarios bajo estudio; (a) precio bajo del GNL internacional (50% del valor actual); (b) precio alto del GNL internacional (incremento del 100% del valor actual).....	90
Figura 35. Ubicación de los elementos de la cadena de valor para el caso de precio alto del GNL internacional; (a) red de gas natural escenario 2; (b) red de gas natural escenario 3.....	91

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Definición de escalas de las plantas de licuefacción de gas natural [12–14].	15
Tabla 2. Propiedades fisicoquímicas generales [16].	16
Tabla 3. Especificaciones del gas natural en Colombia [17].	17
Tabla 4. Remoción de impurezas en el proceso de pretratamiento [10].	18
Tabla 5. Consumo de energía de los ciclos de licuefacción [23].	23
Tabla 6. Ventajas y desventajas de los ciclos de licuefacción de gas natural [23].	23
Tabla 7. Parámetros característicos de la licuefacción a pequeña escala [14].	26
Tabla 8. Oferta comercial de tecnologías de licuefacción [27].	27
Tabla 9. Requerimientos de gas y de energía para producción de GNL a diferentes escalas.	28
Tabla 10. Potencial de producción de GNL en pozos con quema de gas en el país.	30
Tabla 11. Clasificación por capacidad de almacenamiento [26].	33
Tabla 12. Distancia de seguridad [26].	33
Tabla 13. Recomendaciones normativas para complementar la NTC 6276.	40
Tabla 14. Participación de rubros sobre los costos de una EDS.	49
Tabla 15. Recomendaciones normativas para el transporte por carretera.	51
Tabla 16. Proyección de demanda de GNL por regiones para el sector termoeléctrico.	52
Tabla 17. Demanda de GNL de termoeléctricas susceptibles a cambio de tecnología.	53
Tabla 18. Proyección de demanda de GNL por regiones para el sector industrial.	53
Tabla 19. Proyección de demanda de GNL por regiones para el sector residencial.	54
Tabla 20. Porcentaje de cubrimiento de gas natural por departamento.	54
Tabla 21. Proyección de demanda de GNL para departamentos con cubrimiento parcial del servicio de gas natural 2020-2030.	55
Tabla 22. Especificaciones técnicas de vaporizadores de GNL [77].	56
Tabla 23. Especificaciones técnicas: sistema de regasificación de Chart Industries [81].	58
Tabla 24. Especificaciones técnicas: sistema portable de almacenamiento y regasificación de GNL de Worthington Industries [77].	59
Tabla 25. Número de vehículos chatarrizables.	70
Tabla 26. Posible ubicación de estaciones satélite de almacenamiento y licuefacción de GNL.	74
Tabla 27. Alternativas de expansión.	78
Tabla 28. Inversiones en infraestructura.	81

Tabla 29. Costos de inversión en infraestructura.	82
Tabla 30. Costos de operación.	82
Tabla 31. Valores de referencia del caso de estudio 1.	82
Tabla 32. Inversiones en infraestructura.	84
Tabla 33. Costos de inversión en infraestructura.	85
Tabla 34. Costos de operación.	85
Tabla 35. Valores de referencia del caso de estudio 2.	85
Tabla 36. Inversiones en infraestructura.	87
Tabla 37. Costos de inversión en infraestructura.	88
Tabla 38. Costos de operación.	88
Tabla 39. Valores de referencia.....	88

NOMENCLATURA

AILAC	Asociación Independiente de Latinoamérica y el Caribe
BOG	<i>Boil-off gas</i>
BSI	<i>British Standards Institution</i>
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
DMS	Sulfato de dimetilo
EDS	Estación de servicio
EMS	<i>Environment Management System</i>
GLP	Gas licuado de petróleo
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
H ₂ S	Ácido sulfúrico
LN ₂	Nitrógeno líquido
NLGs	<i>Natural Gas Liquids</i>
NO _x	Óxidos de nitrógeno
PFHE	<i>Plate-fine Heat Exchanger</i>
PM	Material particulado
PSM	Sistemas de gestión de seguridad de procesos
SMS	Sistema de gestión de seguridad
SO _x	Óxidos de azufre
TBM	terbutilmercaptano
THT	tetrahidrotiofeno
TPA	Toneladas por año (t/año)
TPD	Tonelada por día (t/día)

INTRODUCCIÓN

Como miembro de la Asociación Independiente de Latinoamérica y el Caribe (AILAC), Colombia participa activamente de las negociaciones internacionales de cambio climático, donde se acordó presentar para la reunión de la COP21 en París, las contribuciones nacionales para evitar el aumento de la temperatura por encima de los 2°C [1]. El país actualmente contribuye con aproximadamente un 0,46% de las emisiones de gases de efecto invernadero en el mundo, y se estima que, en caso de no tomar las medidas necesarias, esta tasa de emisión podría aumentar hasta en un 50% al 2030. En vista de ello, Colombia se comprometió a reducir el 20% de sus emisiones con base en la proyección calculada para el 2030, e inclusive hasta un 30% si se cuenta con cooperación internacional, para lo cual se identifican algunos sectores prioritarios, entre los cuales se encuentran: transporte, residencial, comercial e industrial [1].

Los combustibles de origen fósil han marcado una tendencia significativa en los mercados energéticos del mundo, logrando abarcar aproximadamente un 85% de las necesidades energéticas a nivel global; y estimándose que en el futuro, continúen teniendo una participación significativa en la economía [2]. Lo anterior, junto las proyecciones de crecimiento de la demanda energética mundial, hacen que para el 2030 se espere que las emisiones de CO₂ aumenten en un 30 %, a pesar del incremento en el uso de las energías renovables [3]. Es por esto que, el gas natural, al ser considerado el combustible fósil con la menor huella de carbono y la combustión más limpia, surge como un alternativa para reducir el uso de hidrocarburos pesados como el diésel y la gasolina, y por lo tanto, las emisiones de gases de efecto invernadero y gases contaminantes [2,4]. Así, el gas natural puede considerarse un combustible de transición hacia el uso de fuentes de energía renovable [5]. Una estrategia para incrementar la rentabilidad de la cadena de valor del gas natural, es realizar su transporte en fase líquida, ofreciendo la posibilidad de llegar a mercados donde el transporte por gasoducto es económica, técnica o estratégicamente inviable [6].

El gas natural licuado (GNL) es el nombre que recibe el gas natural en fase líquida cuando es enfriado a una temperatura de -162 °C a presión atmosférica. Es un combustible incoloro, inodoro, no es corrosivo, no es tóxico, es seguro y dada su composición química, es la forma más limpia de gas de natural. En procesos de combustión, el GNL presenta bajas tasas de emisión de dióxido de azufre y nitrógeno [7]. Debido a estas ventajas, el GNL es considerado un combustible que puede ser utilizado en el transporte terrestre. Es utilizado como combustible en aplicaciones de generación de potencia, calentamiento industrial y residencial.

El GNL no es explosivo, posee un bajo volumen específico, aproximadamente 600 veces menor al del gas natural a condiciones ambiente, lo que hace su transporte en buque o por carretera una alternativa económicamente atractiva [8,9]. A condiciones de referencia, su densidad varía entre 400 y 500 kg/m³, posee una composición de metano entre el 87 y el 99,8%, su poder calorífico inferior varía entre 21 y 24 GJ/m³ [7] y su conductividad térmica se encuentra entre 0,19 y 0,22 W/m-K [10].

La cadena de valor del GNL puede ser resumida en tres fases: producción en planta de licuefacción, almacenamiento en estación satélite, y uso final por parte del consumidor; como se muestra a continuación en la Figura 1.

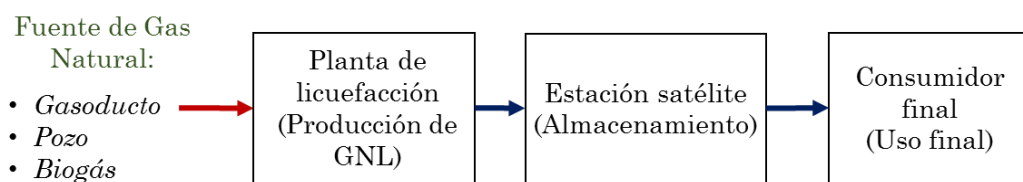


Figura 1. Cadena de valor del GNL

- **Planta de licuefacción**

Es una instalación que tiene como fin transformar el gas natural en GNL, mediante un proceso de enfriamiento súbito, que se lleva a cabo normalmente empleando un ciclo de refrigeración por compresión de vapor, y una expansión mediante efecto Joule Thompson o un turboexpansor. Las plantas de licuefacción cuentan con un sistema de acondicionamiento del gas, sistema enfriamiento, tanques de almacenamiento, sistema de recuperación de GNL, bombas criogénicas y compresor [11].

- **Estación satélite**

Es una instalación donde se almacena y distribuye el GNL a los consumidores finales mediante el uso de camiones cisterna. Esta estación normalmente se encuentra cercana al punto donde se realiza la licuefacción.

- **Consumidor final**

Se refiere a los sectores que pueden ser potencialmente beneficiados con el GNL, entre los que se encuentran el transporte, el termoeléctrico, el industrial y el residencial. Algunos de estos consumidores finales, no utilizan directamente el gas natural en su fase líquida, es decir como GNL, sino que requieren de un proceso de regasificación para emplear este recurso en su fase gaseosa. Para ello, se emplea una planta de regasificación

- Planta de regasificación

Consiste en una instalación que tiene como fin transformar el GNL en gas natural, mediante intercambiadores de calor denominados vaporizadores. Las plantas de regasificación constan de tanques de almacenamiento, bombas de baja y alta presión, compresor y recondensador.

Estructura del documento

En el capítulo 1 de este documento se disponen los lineamientos y recomendaciones para la producción de GNL en Colombia. Se definen las etapas generales del proceso de producción y se establecen recomendaciones específicas para la producción, operación, mantenimiento e inspección de plantas de licuefacción de gas natural a pequeña escala; así como su respectivo acervo normativo.

En el capítulo 2, se disponen los lineamientos para el uso final del GNL en diferentes sectores productivos en Colombia, tales como el transporte, el termoeléctrico, el residencial y el industrial, y se especifican recomendaciones técnicas, tecnológicas y normativas para el uso del GNL como recurso energético de estos sectores.

En el capítulo 3, se presentan algunas consideraciones finales relacionadas con la producción y uso de GNL en Colombia.

En el presente documento, se prioriza el uso de las unidades correspondientes al Sistema Internacional de Unidades; sin embargo, algunas características técnicas y operacionales del sector y de los equipos son presentadas en el sistema de unidades empleado por la fuente de la información.

1 LINEAMIENTOS PARA LA PRODUCCIÓN DE GNL A PEQUEÑA ESCALA EN COLOMBIA

Las plantas de licuefacción a pequeña escala abren nuevas oportunidades de mercado, principalmente en regiones donde no existen redes de distribución de gas natural. El Gas Natural Licuado (GNL) surge como un recurso energético competitivo en el transporte por carretera, el sector industrial y comercial, e inclusive, en el sector del transporte marítimo [12]. Las plantas de licuefacción a pequeña escala, típicamente cuentan con un proceso de pretratamiento de gas, unidades de licuefacción, tanques de almacenamiento y una estación de llenado para el transporte del GNL mediante camiones cisterna [13]. Las plantas de licuefacción de gas natural pueden clasificarse en: gran escala, mediana escala, pequeña escala, y mini escala. Así mismo, la mini escala cuenta con dos subclasificaciones: micro y nano escala de licuefacción [8].

- Plantas de licuefacción a gran escala (*Base load*)

Son plantas a gran escala cuando su capacidad de producción es mayor a 3×10^6 t/año (TPA) de GNL directamente comunicadas con un campo de explotación de gas. La mayor parte de la producción de GNL a nivel mundial proviene de este tipo de plantas.

- Plantas de licuefacción a mediana escala (*Peak shaving*)

Son plantas de licuefacción más pequeñas, y están generalmente conectadas a una red de gas. Durante períodos del año cuando la demanda es baja, el gas natural proveniente de la red es licuado y almacenado en tanques. Cuando la demanda es alta, el GNL es regasificado y reinyectado a la red. Estas plantas poseen una capacidad de licuefacción de aproximadamente $1,5 \times 10^6$ t/año y una capacidad de almacenamiento y regasificación de 2×10^6 t/año.

- Plantas de licuefacción a pequeña escala

Son plantas de licuefacción conectadas a una red de gas para una producción continua de gas natural licuado. El GNL es distribuido mediante camiones cisterna hacia usuarios finales con demandas energéticas moderadas. Este tipo de plantas poseen una capacidad de producción de GNL menor a 300×10^3 t/año.

- Plantas de licuefacción a mini escala

Son plantas de licuefacción con un esquema de operación similar a las de pequeña escala, con la diferencia que su capacidad de producción es menor a 18×10^3 t/año. La Tabla 1 presenta las escalas comerciales de plantas de licuefacción ofertadas en el mercado [12–14].

Tabla 1. Definición de escalas de las plantas de licuefacción de gas natural [12–14].

Parámetro	Producción de GNL			
	[t/día]		[x10 ⁶ Btu/día]	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Gran escala	9589	21918	497669	1137544
Mediana escala	2740	5480	142206	584412
Pequeña escala	60	800	3114	41520
Mini escala	10	50	519	2595
Micro escala	16	50	779	2595
Nano escala	10	15	519	778,5

Como se indica en la Tabla 1, se considera producción de GNL a pequeña escala a la comprendida entre 60 y 800 t/día (TPD). Esta clasificación productiva, demanda entre $2,9 \times 10^6$ y $38,8 \times 10^6$ pie³/día (PCD) de gas natural. Así mismo, considerando algunas ofertas tecnológicas actuales, se estima que para la producción de 1 kg de GNL se consume entre 0,35 y 0,7 kWh de energía eléctrica aproximadamente [12].

1.1 Etapas de producción de GNL

Previo a la recepción por parte del usuario final, el GNL es sometido a una serie de procesos, tales como: la extracción; el transporte a la planta de tratamiento; la remoción de partículas sólidas, gases y líquidos; la licuefacción; el transporte a terminales de recepción; el almacenamiento; la regasificación (en caso de que el usuario final lo requiera) y la recepción por el usuario final [7,15]. A continuación, la Figura 2 muestra el flujograma de la cadena de valor del GNL desde la fuente de gas hasta su transporte y distribución.

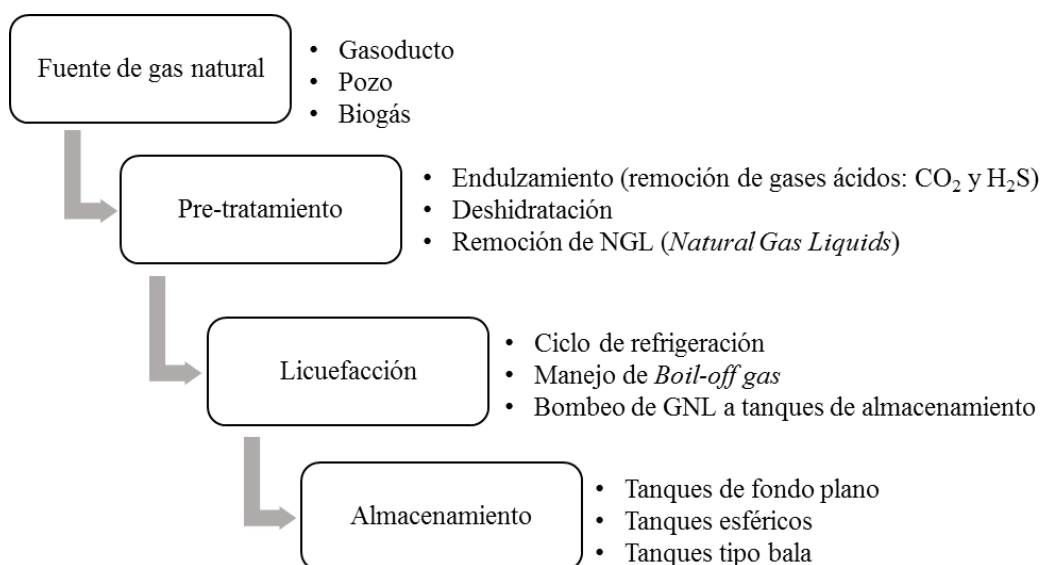


Figura 2. Etapas productivas del GNL. Adaptado: [15].

1.1.1 Fuente de gas natural

Para Colombia, se identifican tres fuentes de gas natural para propósitos de licuefacción: gasoducto, pozos y fuentes de biogás.

- Gasoducto y pozos

En el 2018, la producción de gas natural de Cupiagua, Cusiana y la Guajira, los cuales son los principales yacimientos de gas natural del país, presentó una participación del 56 % de la oferta de todo país. El gas proveniente de la Guajira presenta un contenido de metano de alrededor del 98%, mientras que el proveniente de Cusiana y Cupiagua presenta contenidos significativos de etano, propano, butano y CO₂. Así mismo, se identifica que las propiedades del 44 % del gas restante del país oscila entre las características del obtenido en los pozos mencionados anteriormente [16]. A continuación, en la Tabla 2, se presentan las propiedades fisicoquímicas generales del gas natural proveniente de los yacimientos más representativos a nivel nacional.

Tabla 2. Propiedades fisicoquímicas generales [16].

Parámetro	Guajira	Cusiana / Cupiagua
Densidad relativa	0,564	0,680
Poder calorífico superior [MJ/m ³]	37,13	42,67
Poder calorífico inferior [MJ/m ³]	33,44	38,62
Índice de <i>Wobbe</i> [MJ/m ³]	49,44	51,76
CO ₂ [% mol]	0,050	1,818
N ₂ [% mol]	1,558	0,743
Temperatura de rocío [°C]	7,2	-6,7

Nota: Propiedades en base volumétrica a condiciones de referencias de 1 atm y 15,5 °C.

Una vez extraído el gas de los pozos, se debe tratar con el fin de cumplir con la composición permitida por el sistema de transporte, la cual está condicionada por la resolución 054 de 2007 de la CREG y al numeral 6.3 del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT, y que se presenta en la Tabla 3 [17].

- Biogás

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME a la fecha se encuentra desarrollando proyectos con el objetivo de impulsar el aprovechamiento de las fuentes de Biogás en Colombia, y generar un plan de desarrollo de fuentes no convencionales de energía, que permita revisar identificar y caracterizar los obstáculos asociados al establecimiento de estas fuentes como potencial energético dentro del país. Para el año 2017, la UPME indica que los datos asociados a la caracterización de fuentes de biogás en el país en función del potencial de

generación en volumen por unidad de biomasa procesada y sus cromatografías, aún se encuentra en desarrollo y no se dispone de ellos [17].

Tabla 3. Especificaciones del gas natural en Colombia [17].

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto	42,8 MJ/m ³	1150 Btu/pe ³
Mínimo poder calorífico bruto	35,4 MJ/m ³	950 Btu/pe ³
Contenido de líquido	0%	0%
Contenido total de azufre	6 mg/m ³	-
Contenido de H ₂ S	23 mg/m ³	-
Contenido de CO ₂	2%	2%
Contenido de N ₂	3%	3%
Contenido de inertes	5%	5%
Contenido de O ₂	0,1 %	0,1 %
Contenido de H ₂ O	97 mg/m ³	6x10 ⁻⁶ lbm/pe ³
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	7,2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1,6 mg/m ³	-

1.1.2 Pretratamiento

El pretratamiento del gas natural generalmente tiene como objetivo cumplir con uno de los siguientes aspectos [18]:

- Producir gas natural para la venta con las especificaciones típicas o reguladas requeridas para su transporte y por los usuarios de los diferentes sectores.
- Maximizar la producción de hidrocarburos pesados líquidos (*Natural Gas Liquids – NLGs*) con el fin de alcanzar mayores beneficios económicos.
- Proveer gas natural con un poder calorífico que cumpla con las regulaciones establecidas, y que sea compatible con los equipos de combustión utilizados por los consumidores.

En general, durante el pretratamiento del gas natural, los gases ácidos como el CO₂ y el H₂S, el agua, el mercurio y otras impurezas con potencial de solidificación son removidas, con el fin de cumplir con las especificaciones mínimas requeridas para realizar el proceso de licuefacción de manera segura y ambientalmente responsable. La Tabla 4 presenta los requerimientos mínimos que debe tener el gas natural para ser llevado al proceso de licuefacción.

Tabla 4. Remoción de impurezas en el proceso de pretratamiento [10].

Proceso	Descripción	Requerimientos mínimos
Endulzamiento	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción de problemas de corrosión. - Conversión del sulfuro de hidrógeno en azufre. - Proceso basado en el uso de Metil-dietanolamina. 	H ₂ S (3,3 ppm) CO ₂ (50 ppm)
Deshidratación	<ul style="list-style-type: none"> - Prevención de la solidificación del agua en los diferentes equipos durante la licuefacción. - Reducción de problemas de corrosión. 	H ₂ O (1 ppm)
Remoción de mercurio	<ul style="list-style-type: none"> - Reducción de daños en los equipos manufacturados en aluminio. 	Hg (10 ng/m ³)
Remoción NLGs	<ul style="list-style-type: none"> - Prevención del congelamiento de los hidrocarburos y aromáticos en los intercambiadores de calor criogénicos principales. 	C ₅ + hidrocarburos (1000 ppm) Aromáticos (10 ppm)
Remoción de mercaptanos	<ul style="list-style-type: none"> - Los mercaptanos son corrosivos y tóxicos. - Deben ser separados del sulfuro de hidrógeno ya que pueden causar problemas durante el proceso de remoción de gas ácido. 	0 ppm
Remoción de nitrógeno	<ul style="list-style-type: none"> - Remoción mediante evaporador tipo <i>flash</i>. - Reducción de la probabilidad de ocurrencia de estratificación del GNL. - Reducción de la temperatura y la presión del GNL sin consumo energético adicional. - Dado que el punto de ebullición del nitrógeno es similar al punto de ebullición del metano, son utilizadas columnas de destilación para evitar pérdidas de metano dada la consideración de múltiples niveles de presión. 	1 % V/V
Remoción de gas líquido de propano (GLP)	<ul style="list-style-type: none"> - El GLP es generalmente removido en una columna de destilación simple para así obtener un nivel de remoción moderado. - La selección del proceso más adecuado para llevar a cabo la remoción del GLP, depende de la composición del gas, el grado de extracción requerido y la capacidad disponible. 	No especificado

La composición química del gas nacional no cumple con las especificaciones mínimas para ser licuado. Por lo que se debe considerar el pretratamiento del gas, a través de la remoción de los siguientes elementos: agua, hidrocarburos pesados, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico.

Por lo tanto, se establece que, para ser llevado a un proceso de licuefacción, el gas natural de Colombia debe ser pretratado mediante un esquema que incluya:

- Endulzamiento (remoción de CO_2 y H_2S).
- Deshidratación (remoción de agua).
- Remoción y recuperación de *NGLs*.
- Endulzamiento de gas natural

Tecnológicamente existen tres alternativas para llevar a cabo el proceso de endulzamiento del gas natural: procesos de conversión directa, procesos de conversión indirecta y procesos de separación; siendo los más empleados a nivel comercial los dos últimos. Estas alternativas pueden operar mediante procesos de dos tipos: absorción y adsorción. El proceso de absorción es llevado a cabo mediante una disolución, un fenómeno físico, o una reacción química. Por otro lado, el proceso de adsorción es un fenómeno fisicoquímico en el cual, el gas se concentra en la superficie de un sólido con el fin de remover sus impurezas.

Así mismo, se descarta la posibilidad de emplear procesos de conversión indirecta de fase líquida con solventes físicos o híbridos, puesto que la alta coabsorción del pentano y de los hidrocarburos más pesados, así como la baja selectividad de hidrocarburos de los solventes híbridos, dificultan la operación de estos sistemas y generan pérdidas considerables de especies químicas importantes.

Los procesos de endulzamiento del gas natural, deben estar acompañados por los siguientes elementos: unidad de recuperación de azufre, unidad de tratamiento de gas de cola (transformación de H_2S en azufre), unidad de incineración, y unidad de desgasificación de azufre (eliminación de potenciales agentes tóxicos y explosivos).

- Deshidratación

El gas natural generalmente contiene agua en fase de vapor. La experiencia en procesos que involucran el manejo de este gas, ha indicado que es necesario reducir y controlar el contenido de agua con el fin de garantizar un procesamiento y una transmisión segura del fluido. Entre las principales razones se encuentran:

- El gas natural combinado con el agua a ciertas condiciones, forma hidratos que ocasionan taponamiento de válvulas, acoples y tuberías.
- La condensación del agua ocasiona erosión y corrosión en las líneas de transporte.
- La presencia del vapor de agua incrementa el volumen del gas natural promoviendo la disminución de su poder calorífico.
- Generalmente se hace necesario disminuir el contenido de humedad del gas natural hasta límites que permitan cumplir con lo establecido en las regulaciones para su transporte y utilización por el usuario final.

Existen diversos procesos para realizar la remoción de agua del gas natural. Siendo los más comunes: deshidratación de desecante líquido (glycol), deshidratación de desecante sólido, y deshidratación por enfriamiento del gas. Para los dos primeros, el proceso se lleva a cabo mediante la transferencia de masa de las moléculas de agua hacia el interior del solvente; mientras que en el tercero es inducido mediante el enfriamiento del flujo de gas por debajo del punto de rocío para ser condensado, seguido por la inyección de un inhibidor para evitar la formación de hidratos.

Entre estos procesos, generalmente se recomienda emplear la deshidratación mediante desecante líquido o desecante sólido, siendo los primeros más empleados a nivel comercial. Entre los procesos de deshidratación basados en desecantes líquidos, aquellos que hacen uso de variedades de glycol, son los más altamente difundidos, ya que poseen alta eficiencia de absorción, son económicos y de fácil regeneración, no son corrosivos y no son tóxicos, no presentan problemas operativos cuando son usados en altas concentraciones y no se contaminan ante la presencia de gases ácidos.

- Remoción y recuperación de *NGLs*

Generalmente, el gas natural debe ser procesado para remover hidrocarburos más pesados, tales como etano, propano, y butano; con el fin de que no exista formación de *NGLs* durante su transporte. Algunas de estas especies son empleados como refrigerantes en el proceso de producción de GNL.

A continuación, se presentan los principales criterios para la selección de un proceso de recuperación de *NGLs*:

- Cuando se presente flujo de gas natural a alta presión (200-1200 psia [18]), se recomienda emplear un proceso de auto refrigeración, puesto que demanda menores costos de capital. Sin embargo, en caso tal de que la presión caiga por debajo de los

valores requeridos por el pretratamiento, se debe realizar un proceso de compresión adicional.

- Cuando la presión del flujo de gas natural es cercana a la presión de pretratamiento del gas, es económicamente más viable emplear un proceso de refrigeración criogénica.
- Cuando la presión del flujo de gas natural se encuentra muy por debajo de los valores requeridos por el pretratamiento, se recomienda emplear un sistema de refrigeración mecánica, puesto que suele ser más económico que usar un sistema de compresión para luego llevar el gas a un sistema de auto refrigeración.
- Cuando la presión del flujo de gas natural es igual, o levemente menor a la presión del pretratamiento, y el contenido de hidrocarburos del gas es bajo, se recomienda emplear un proceso de adsorción por lecho sólido, puesto que no se requiere de un proceso de compresión adicional.

Finalmente, para Colombia, se recomienda analizar las condiciones del gas disponible para ser licuado, para de esa forma, seleccionar el proceso de remoción de *NGLs* más adecuado. Para ello, se debe considerar también la interacción que este proceso tendría con las demás etapas de pretratamiento del gas. Se sugiere analizar los siguientes aspectos: costo de ciclo de vida, disponibilidad de la licencia, utilidades, aspectos ambientales y operativos, procesos de seguridad y mantenimiento. Esto es, para el gas de la Guajira, se sugiere emplear un proceso de deshidratación para remover el vapor de agua; mientras que para el gas de Cusiana y Cupiagua, además de la deshidratación, se sugiere emplear un proceso de remoción de *NGLs*, y un proceso de endulzamiento con el fin de remover el CO_2 y el H_2S [16].

1.1.3 Licuefacción

La licuefacción es un proceso que consiste en la reducción de la temperatura del gas mediante el intercambio de calor con un fluido más frío seguido de una expansión [19]. El proceso de licuefacción implica conducir un gas hasta un estado termodinámico al interior de su región de saturación donde se alcanza una mezcla líquido – vapor [20]. Este proceso puede llevarse a cabo mediante la expansión y compresión de un refrigerante desde condiciones ambiente con rechazo de calor a un reservorio de baja temperatura.

La diferencia entre los diferentes procesos de licuefacción de gas natural que existen, radica en el tipo de ciclo de refrigeración empleado. Así, estos pueden ser clasificados como: procesos de licuefacción en cascada, procesos de licuefacción de refrigerante mixto, y procesos de licuefacción de expansión, los cuales se describen a continuación [21]:

- Ciclo de refrigeración en cascada

Este ciclo utiliza múltiples sub-ciclos de refrigeración controlados de manera independiente y, en cada circuito, el refrigerante se vaporiza a diferentes temperaturas. Esta estructura es generalmente empleada en plantas con grandes capacidades de producción. Este ciclo presenta bajos riesgos técnicos, pero presenta altos costos de inversión. Así mismo, no posee la suficiente flexibilidad ante variaciones de la composición del gas natural, y posee limitaciones para operar a tasas bajas de producción. A nivel comercial, las tecnologías que operan con este ciclo suelen presentar capacidades de producción de GNL de entre 4×10^6 y 9×10^6 t/año [22].

- Ciclo de refrigeración de refrigerante mixto

Este ciclo emplea una mezcla de hidrocarburos livianos y nitrógeno para realizar el enfriamiento continuo de GNL hasta temperaturas criogénicas. Esto permite disminuir el consumo de energía, el tamaño y la cantidad de los intercambiadores de calor, así como el número de compresores empleados en el sistema. Derivada de esta tipología de ciclos de refrigeración, surgen los siguientes:

- Ciclo de refrigerante mixto simple: hace referencia a un ciclo Rankine invertido, operando con propano o refrigerante mixto como fluido de trabajo, presenta capacidades de producción de GNL de entre $0,2 \times 10^6$ y 3×10^6 t/año [22].
- Ciclo de refrigerante mixto dual: hace referencia a dos ciclos de refrigeración independientes. En el primero, se emplea un refrigerante mixto para realizar el preenfriamiento del gas natural, el cual es condensado mediante un segundo intercambiador de calor que usa un refrigerante más liviano. A nivel comercial, tecnologías que operan con este ciclo presentan capacidades de producción de GNL de entre $0,5 \times 10^6$ y 8×10^6 t/año [22].

- Ciclo de expansión de gas

En este ciclo, nitrógeno puro es empleado para licuar el gas natural. Este refrigerante se mantiene en fase gaseosa a través de todo el ciclo, transfiriendo únicamente calor sensible con el gas natural. Durante el proceso de expansión, se genera trabajo que es aprovechado por el compresor para reducir su carga de potencia. Este ciclo puede ser de expansión simple, doble y/o incluir preenfriamiento con propano. La inclusión de expansores múltiples, y el preenfriamiento con propano genera una mejora en la eficiencia de operación, y hace que estos ciclos sean adecuados para la licuefacción a pequeña escala [23].

A continuación, la Tabla 5 presenta el consumo relativo de energía de cada ciclo. Por otro lado, la Tabla 6 presenta las ventajas y desventajas de los ciclos de refrigeración empleados en la licuefacción del gas natural.

Tabla 5. Consumo de energía de los ciclos de licuefacción [23].

Ciclo de refrigeración	Consumo de energía [kWh/kg_{GNL}]
Cascada	0,35
Refrigerante mixto con etapa simple	0,44
Refrigerante mixto multietapa	0,37
Expansión simple	0,70
Expansión simple con preenfriamiento de propano	0,60
Doble expansión	0,60

Tabla 6. Ventajas y desventajas de los ciclos de licuefacción de gas natural [23].

Ciclo	Ventajas	Desventajas
Ciclo de cascada.	Área de intercambio de calor por capacidad de licuefacción baja. Requerimiento de potencia bajo. Control de cada subciclo por separado. Adecuado para grandes capacidades de licuefacción. Corto período de construcción. Bajos riesgos técnicos.	Costo de capital de inversión alto. Dificultad en la adaptación ante las variaciones en la composición del gas. Limitaciones en la capacidad de los trenes de producción.
Ciclo de refrigerante mixto.	Menor número de compresores e intercambiadores de calor, en comparación con el ciclo en cascada. Buena capacidad de ajuste ante los cambios de composición del gas.	Rendimiento bajo. Inicio y estabilización del proceso de refrigeración lento.
Ciclo de refrigerante mixto simple.	Bajo costo. Configuración simple.	Baja eficiencia. Se recomienda sólo para plantas de pequeña y mediana escala.
Ciclo de refrigerante mixto doble.	Consume menos energía que el ciclo de refrigerante mixto simple.	Mayor número de equipos. Mayor complejidad del proceso.
Ciclos de expansión de gas.	Operación simple. Menor sensibilidad a los cambios en la composición del gas. Se emplea para plantas de licuefacción a pequeña escala.	Menor rendimiento que los ciclos de cascada y de refrigerante mixto.

1.1.4 Almacenamiento criogénico

Posterior al proceso de licuefacción, el GNL es almacenado en tanques criogénicos, los cuales están conformados por un recipiente interior manufacturado con una aleación de níquel y una cubierta de refuerzo de concreto que garantiza la contención del fluido en caso de ruptura del tanque interior. En plantas de licuefacción a pequeña escala, típicamente se emplean tanques de fondo plano (7500 y 160000 m³), esféricos (1000 y 8000 m³) o de tipo bala (50 y 1200 m³) [24,25].

- Tanques de fondo plano

Los tanques de fondo plano están caracterizados por contar con sistemas secundarios de contención en caso de derrame; así, dependiendo del tipo de contención secundaria, los tanques de fondo plano pueden ser: de contención simple, de contención doble, y de contención integral. Los tanques de contención simple cuentan con un tanque interior con 9% de níquel, un tanque externo de acero al carbono y un aislamiento de perlita en medio. Los tanques de contención doble, en su concepción, son similares a los tanques de contención simple, con la diferencia que cuentan con una pared externa de concreto reforzado, capaz de contener el GNL en caso de presentarse una ruptura del tanque interior. Finalmente, los de contención integral cuentan con un tanque interior encerrado completamente por un tanque exterior, diseñado para contener el GNL en sus dos fases en caso de ruptura. Esta última configuración ofrece un mayor nivel de seguridad en las operaciones de almacenamiento de líquidos criogénicos, siendo la más empleada a nivel mundial en la última década [8,12]. Estos tanques almacenan el GNL a presión atmosférica, poseen una tasa de generación de *Boil-off gas* – *BOG* de entre 0,05 a 0,1% del volumen de GNL almacenado por día, requieren un tiempo de instalación que varía entre 18 y 36 meses, y tienen capacidades de almacenamiento entre 7500 y 160000 m³.

- Tanques esféricos

Los tanques esféricos son raramente utilizados, ofrecen una estructura resistente y una mejor distribución de esfuerzos a través de todo el volumen. Su principal ventaja radica en su geometría, la cual demanda una menor área superficial por unidad de volumen respecto a otros tipos de tanques, reduciendo la tasa de transferencia de calor, y por lo tanto, la generación de *BOG* [12]. En general, su implementación se recomienda para almacenar entre 1000 y 8000 m³ de GNL [12].

- Tanques tipo bala

Los tanques tipo bala, son dispositivos de acero inoxidable con aislamiento térmico de perlita o vacío multicapa. Son prefabricados con una lámina de acero interior resistente a temperaturas criogénicas, y un casquete de acero no resistente al fluido criogénico. Su diseño y configuración operativa se caracteriza por prescindir del compresor de *BOG* [12], almacenar el GNL a una presión absoluta de entre 0,5 y 8 bar, poseer una tasa de generación de *BOG* de entre el 0,05 y el 0,15% del volumen de GNL almacenado por día, y demandar un tiempo de instalación de algunas semanas. El almacenamiento de GNL en este tipo de recipientes es modular, y comercialmente se puede realizar mediante arreglos de múltiples tanques permitiendo almacenar hasta 20000 m³ de GNL [12], haciéndolo ampliamente utilizado en pequeñas instalaciones. Permiten su uso en configuración vertical u horizontal, de tal forma que se pueda establecer un arreglo determinado para alcanzar una capacidad de almacenamiento adecuada a la demanda. Los tanques verticales, si bien comercialmente presentan capacidades de almacenamiento de hasta 300 m³, son generalmente utilizados aquellos con capacidades entre 10 y 120 m³, haciendo de estos los más recomendados las estaciones de suministro de GNL al sector transporte [26]. Así mismo, los tanques de configuración horizontal pueden presentar capacidades de almacenamiento de hasta 1200 m³, y son generalmente empleados en estaciones satélites de GNL [12,26].

A continuación, la Figura 3 presenta la disposición de los tanques según su tipo.

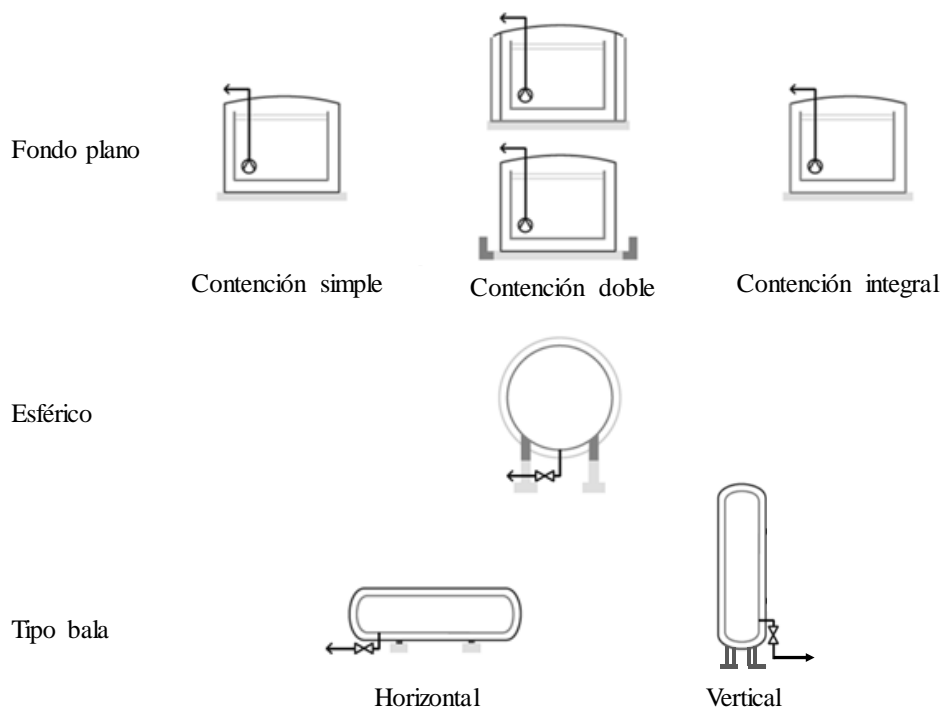


Figura 3. Disposición de los tanques por tipo.

La Tabla 7 presenta las capacidades de almacenamiento característicos de una planta de licuefacción a pequeña escala, la cual fue identificada como la más susceptible a ser implementada en la construcción de plantas satélite de GNL en el territorio nacional.

Tabla 7. Parámetros característicos de la licuefacción a pequeña escala [14].

Parámetro	Valor
Máxima capacidad de licuefacción [m^3/mes] ([t/año])	25×10^3 (135×10^3)
Capacidad máxima de almacenamiento de las estaciones satélite [m^3]	20×10^3
Capacidad máxima de almacenamiento de carro cisterna [m^3]	50

1.2 Producción y operación de las plantas de GNL a pequeña escala

Los componentes principales del proceso de producción de GNL a pequeña escala son: el compresor, el sistema de intercambiadores de calor para licuefacción, y el separador, como se presenta en la Figura 4. Las diferentes ofertas tecnológicas disponibles a nivel comercial, presentan variaciones de este tipo de esquemas, sin embargo, su principio de funcionamiento, en general, es similar.

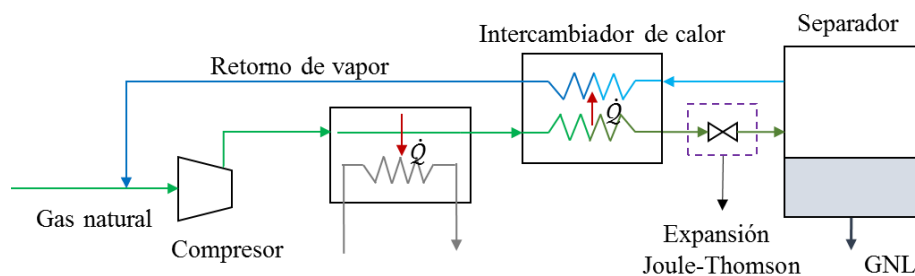


Figura 4. Esquema de producción de GNL a pequeña escala.

1.2.1 Tecnologías de licuefacción a pequeña escala

Las tecnologías de licuefacción de GNL disponibles a nivel mundial, están directamente relacionadas con la oferta comercial de los diferentes fabricantes, las cuales pueden ser clasificadas según su escala de producción. La Tabla 8 presenta algunas de las tecnologías disponibles a nivel comercial para la producción de GNL a pequeña, nano y micro escala.

A continuación, se describen algunas de las tecnologías ofertadas a nivel comercial para la producción de GNL a pequeña y mini escala:

Tabla 8. Oferta comercial de tecnologías de licuefacción [27].

Escala	Fabricante	Tecnología	Proceso de licuefacción	Producción [t/día]
Pequeña	Linde	StarLNG	Expansión de gas o refrigerante mixto	100 – 300
	Wärtsilä	MiniLNG	Expansión de gas	30 – 300
	Black & Veatch	PRICO	Refrigerante mixto	20 – 300
	Linde/Cryogas	StarLiteLNG	Expansión de gas	20 – 200
	Chart	C100N	Expansión de gas	160
Micro	Wärtsilä	MiniLNG	Expansión de gas	30 – 300
	Black & Veatch	PRICO	Refrigerante mixto	20 – 300
	Linde/Cryogas	StarLiteLNG	Expansión de gas	20 – 200
	Wärtsilä	NewMR	Refrigerante mixto	< 50
Nano	Wärtsilä	NewMR	Refrigerante mixto	< 50
	Galileo	Cryobox	Expansión de gas	12 – 16
	Dresser-Rand	LNGo	Expansión de gas	10 – 14

- Star LNG Linde

Linde Engineering es una empresa reconocida en el manejo de GNL, ha desarrollado procesos de licuefacción de gas natural a pequeña escala, con capacidades de 10000 t/año, y a gran escala con producción superior a 10×10^6 t/año. En la oferta tecnológica de esta empresa, el gas natural es enfriado, licuado y subenfriado mediante un ciclo de refrigeración mixto que cuenta con un intercambiador de calor de placas finas (*Plate-fine heat exchanger* – PFHE). Este ciclo opera con cuatro refrigerantes: nitrógeno, metano, etileno o etano (dependiendo de la disponibilidad) y butano. Esta configuración es modular y compacta, así mismo la presión absoluta y la temperatura del gas natural pueden variar entre 30 y 60 bar, y 0 y 50 °C respectivamente.

- Wärtsilä

Wärtsilä es una empresa de renombre mundial en el desarrollo de tecnologías y soluciones para el mercado energético y marítimo, incluyendo procesos de producción, transporte y distribución de GNL. Para la licuefacción de gas natural, ofrece tecnologías basadas en ciclos Brayton invertidos de refrigeración con nitrógeno, las cuales presentan capacidades de producción de entre 60 y 800 t/día. Estos sistemas presentan baja complejidad de operación, altos estándares de seguridad en el manejo del nitrógeno, y diseños compactos. Así mismo, esta empresa ofrece tecnologías de licuefacción de biogás a mini escala, basada en ciclos de refrigeración de refrigerante mixto, con capacidades de producción de GNL de entre 2000 y 30000 t/año [12].

- Galileo Technologies

Galileo Technologies es una empresa desarrolladora bienes y servicios relacionados con la producción, el transporte y el consumo de gas natural, biometano e hidrógeno. Sus tecnologías ofertadas se basan principalmente en la producción de GNL a escala nano, son de configuración modular y escalable, operan con ciclos de refrigeración de múltiples etapas, y cuentan con sistemas de recuperación automática de *BOG*. Cada módulo presenta capacidades de producción de alrededor de 15 t/día, siendo también características su fácil traslado e instalación [14]. Así mismo, estas unidades poseen un sistema de detección de mezclas explosivas, un sistema de ventilación automático, y un sistema de detección y extinción de fuego.

1.2.2 Requerimientos de gas para producción de GNL

La Tabla 9 presenta los requerimientos de suministro de gas natural, y consumo de energía para la producción de GNL a diferentes escalas. Estos valores fueron obtenidos considerando que una tonelada de GNL equivale a 48700 pie³ de gas natural a condiciones estándar, y que para producir 1x10⁶ t/año de GNL se requieren aproximadamente 133x10⁶ pie³/día de gas natural a condiciones estándar [28].

Tabla 9. Requerimientos de gas y de energía para producción de GNL a diferentes escalas.

Parámetro	Producción de GNL				GN requerido		Consumo energía [kWh/kg]	Ref.
	[t/día]		[x10 ⁶ Btu/día]		[x10 ⁶ pie ³ /día]			
	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx		
Pequeña escala	60	800	3114	41520	2,91	38,84	0,35 - 0,38	[12]
Mini escala	10	50	519	2595	0,49	2,43		[12]
Micro escala	16	50	779	2595	0,74	2,43	0,70	[14]
Nano escala	10	15	519	778,5	0,49	0,73		

1.2.3 Manejo y/o tratamiento del *BOG* en estaciones de GNL a pequeña escala

El *BOG* es generado principalmente durante el almacenamiento de GNL, debido a la transferencia de calor con el ambiente, el funcionamiento de las bombas en los tanques de almacenamiento y los cambios en la presión atmosférica, entre otros [29]. Los tanques de almacenamiento de GNL deben mantener presiones entre 175 y 200 psig, por lo tanto, cuando esta presión alcanza un valor cercano a 150 y 175 psig, se debe extraer el *BOG* para reducir la presión interna del tanque. Este gas es llevado posteriormente a un tanque dispuesto especialmente para realizar su acopio. En plantas de licuefacción a pequeña escala, el *BOG*

puede ser usado como combustible en sitio, o puede ser relicuado, tal como se describe a continuación:

- Generación de potencia

Una vez la presión del tanque alcanza una presión entre 150 y 175 psig, se utiliza una válvula de tres vías, activada por presión, para encaminar el *BOG* hacia la línea de admisión de combustible del motor de un generador eléctrico. Para llevar el gas hasta las condiciones de operación del motor, se debe aumentar la presión del gas mediante un compresor de baja capacidad [30].

- Relicuefacción del *BOG*

Para realizar la relicuefacción del *BOG* se emplea un sistema de criogenización independiente, que consta de un motor eléctrico y una unidad de control. Este sistema extrae el *BOG* y lo somete a un proceso de enfriamiento y presurización, para luego llevarlo de nuevo al tanque de almacenamiento. Además, parte del GNL es extraído y subenfriado por el sistema, para luego ser rociado al interior del tanque con el fin de reducir la temperatura del *BOG* y, por ende, la presión del tanque. La Figura 5 presenta el esquema de funcionamiento del sistema [31].

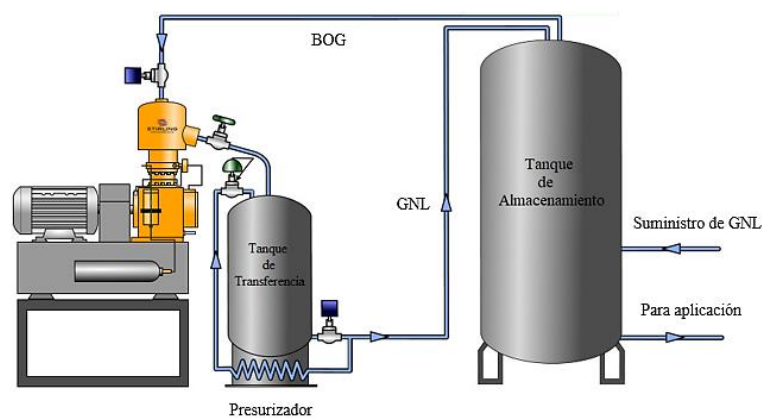


Figura 5. Sistema de criogenización de *BOG* [31].

1.2.4 Localización de las plantas de licuefacción en Colombia

En el año 2018, Colombia registró una producción fiscalizada y comercializada de gas natural de $1170,2 \times 10^6$ pie³/día, de la cual se estima que el 4,5% ($52,80 \times 10^6$ pie³/día) fue quemada en antorcha [32]. Una primera opción para localizar y utilizar plantas de producción de GNL en el país, son los campos de obtención de gas natural, donde surge la posibilidad de llevar el gas quemado a un proceso de licuefacción. Así, para el 2018 se estima que, de la fracción quemada en antorcha, el 65,4% ($34,54 \times 10^6$ pie³/día) pueden ser utilizados para producir GNL; siendo Orito, en el departamento de Putumayo, el campo con el mayor potencial de aprovechamiento

(6,54x10⁶ pie³/día); y Caribe, en el departamento de Putumayo el que menor registro de gas natural quemado presenta (0,50x10⁶ pie³/día).

La licuefacción del gas quemado representa ventajas desde un punto de vista ambiental, puesto que, por cada kilogramo de gas natural llevado a combustión, se estima una emisión de 2,33 kg de CO₂ y 0,053 kg de NO. Así, si el gas quemado en los años 2016, 2017 y 2018 se hubiese usado para la producción de GNL, se hubiesen dejado de emitir (sin aprovechamiento energético), un aproximado de 622,83 t/año de CO₂, y 14,16 t/año de NO.

Así, a partir de la información del gas natural quemado en pozos durante los años 2016, 2017 y 2018, se identifica el potencial de obtención de GNL en campo y su respectiva escala de producción, como se presenta en la Tabla 10.

Tabla 10. Potencial de producción de GNL en pozos con quema de gas en el país.

Campo	Departamento	Municipio	Gas quemado [10⁶ pie³/día]	Producción de GNL [t/día]	Escala de producción
Acordionero	Cesar	San Martín	1,29	26,445	Micro
Bonanza	Santander	Rionegro	0,69	14,145	Nano
Caipal	Boyacá	Puerto Boyacá	0,51	10,455	Nano
Caño limón	Arauca	Arauca	0,88	18,04	Micro
Caribe	Putumayo	Orito	0,50	10,25	Nano
Casabe Sur	Antioquia	Yondo	0,54	11,07	Nano
Chichimne	Meta	Acacias	4,51	92,455	Pequeña
Chichimene SW	Meta	Guamal	2,33	47,765	Micro
Churuyaco	Putumayo	Orito	1,21	24,805	Micro
Cupigua	Casanare	Aguazul	0,96	19,68	Micro
Cusiana	Casanare	Tauramena	1,01	20,705	Micro
Cusiana Norte	Casanare	Aguazul	1,35	27,675	Micro
La Cañada Norte	Huila	Paicol	1,25	25,625	Micro
La Cira	Santander	Barrancabermeja	1,20	24,6	Micro
Moqueta	Putumayo	Mocoa	2,19	44,895	Micro
Orito	Putumayo	Orito	6,54	134,07	Pequeña
Palagua	Boyacá	Puerto Boyacá	2,91	59,655	Pequeña
Pauto Sur	Casanare	Yopal	1,48	30,34	Micro
Quillacinga	Putumayo	Puerto Asís	0,71	14,555	Nano
Ramiriqui	Casanare	Aguazul	1,41	28,905	Micro
Sucumbios	Nariño	Ipiales	2,00	41	Micro
Tello	Huila	Neiva	0,62	12,71	Nano
Tilodiran	Casanare	Yopal	0,83	17,015	Micro
Tisquirama	Cesar	San Martín	0,71	14,555	Nano

1.2.5 Aspectos de seguridad

La seguridad es vital para la aceptación pública del uso de GNL y para la viabilidad económica de la industria. Aunque este sector está altamente regulado a nivel mundial, las regulaciones no requieren sistemas de Gestión de Seguridad de Procesos (*Process safety management – PSM*). Más comúnmente en todo el mundo, las plantas de licuefacción de GNL, y las terminales de importación de GNL han implementado un sistema de gestión de seguridad (*Safety management system – SMS*) y un sistema de gestión de medio ambiente (*Environment management system – EMS*) basado en las normas ISO 45001 y 14000, respectivamente [23].

Durante la construcción y puesta en marcha de plantas de licuefacción a pequeña escala, deben considerarse aspectos de seguridad enmarcados en los elementos constitutivos, así [8]:

- Bombas y compresores
 - Las bombas y compresores deben ser diseñados con materiales compatibles para la operación a temperaturas criogénicas y a las presiones de operación de estos sistemas.
 - Las válvulas deben ser instaladas de tal modo que cada bomba o compresor pueda ser aislado para su mantenimiento. Las bombas y compresores deben estar equipados con válvulas tipo cheque.
 - Deben instalarse válvulas de alivio en la descarga para limitar la presión al nivel de operación segura.
 - Los cimientos sobre los cuales se instalan las bombas de transporte de GNL, deben ser diseñadas considerando daños por congelamiento.
 - Las bombas utilizadas para transportar GNL a temperaturas por debajo de -30°C deben contar con un sistema de pre-enfriamiento, para evitar el choque térmico y daños por fatiga en los materiales.
 - Los compresores que operan para impulsar gases inflamables deberán ser provistos con sistemas de venteo en ubicaciones seguras.
- Sistemas de tuberías
 - Todos los sistemas de tubería deben ser diseñados de acuerdo con la norma ANSI /ASME B31.4. Los requerimientos descritos en esta deben ser aplicados a los sistemas de transporte presurizados de GNL por tubería, refrigerantes inflamables, líquidos y gases inflamables, o sistemas de distribución de GNL por tubería de baja presión, incluyendo líneas de venteo y drenaje que operan a temperaturas por debajo de -30°C .
 - Los sistemas de transporte de GNL por tubería deberán ser diseñados para soportar la fatiga por esfuerzos térmicos, resultado de la operación cíclica a la cual se encuentran

sometidos. Tanto las juntas como las secciones de expansión y contracción de la tubería deberán estar en concordancia con lo expuesto en la norma ANSI B31.3.

- Los requerimientos de seguridad en el proceso de diseño de los sistemas de transporte por tubería pueden encontrarse en el capítulo 6 del estándar NFPA-59A.
- Tanques de almacenamiento
 - El diseño de los tanques de almacenamiento de GNL y de refrigerantes deberán dar cumplimiento a los requerimientos expuestos en el estándar 2510 API y el estándar NFPA 59A párrafo 3.3. Los siguientes, son los principales parámetros que deben considerarse: propósito de almacenamiento, capacidad, propiedades del GNL, temperatura de operación máxima y mínima, cargas externas, y tasa de evaporación.
 - Los tanques de almacenamiento pueden hacer uso de bombas internas o externas. Si se utilizan bombas internas, las conexiones deben realizarse en el techo. Cuando se emplean bombas externas, las conexiones se deben realizar en el fondo.
 - Los cimientos del tanque de almacenamiento deben estar elevados a un nivel tal que se tenga una cabeza hidrostática positiva.
 - Los tanques de almacenamiento deben ubicarse lo más lejos posible de áreas pobladas o de localidades con un gran número de trabajadores.
 - Los tanques de almacenamiento deben tener un acceso despejado desde al menos dos direcciones, con el fin de atender oportunamente una posible conflagración.
 - El área circundante a las instalaciones debe permanecer libre de vegetación y material combustible. Fumar está estrictamente prohibido en las cercanías de almacenamiento.
 - En una conflagración debe considerarse lo estipulado en el código BS 5429 del *British Standards Institution – BSI*.
 - Los tanques de almacenamiento de GNL deben ser protegidos de sobrepresiones mediante válvulas de alivio para proveer una tasa mínima efectiva de descarga. El dimensionamiento, localización e instalación de los dispositivos de alivio necesarios deben llevarse a cabo de acuerdo con el estándar 620 API. También deben considerarse los requerimientos de seguridad del capítulo cuatro del estándar NFPA 59A.
- Aislamiento térmico
 - En instalaciones donde se opera con fluidos a bajas temperaturas como el GNL, los tanques de almacenamiento deben ser aislados térmicamente mediante alguno de los siguientes métodos: alto vacío, múltiples capas, potencia, espuma rígida.

- Entre los tanques interior y exterior se debe emplear un aislamiento no inflamable, compatible con GNL y gas natural. El aislamiento, en presencia de una conflagración fuera del tanque externo debe resistirse a cambios en su conductividad térmica.
- Instrumentación
 - Todo tanque de almacenamiento de GNL debe estar equipado con un control de nivel y una alarma por alto nivel de líquido.
 - Todo tanque debe estar equipado con un manómetro conectado al tanque en un punto por encima del nivel máximo de líquido.
 - Los tanques con aislamiento de vacío deben estar equipados con instrumentos y conexiones que permitan registrar la presión absoluta del espacio anular.

Uno de los aspectos a tener en cuenta en la construcción de las plantas de licuefacción es la distancia de seguridad. Según la norma UNE 60210 esta distancia depende de la capacidad de almacenamiento de la planta, la cual es clasificada por tipos, desde A hasta F, como se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11. Clasificación por capacidad de almacenamiento [26].

Tipo	A partir de [m³]	Hasta [m³]
A	1	5
B	5	20
C	20	60
D	60	200
E	200	400
F	400	1500

A partir de la clasificación por capacidad de almacenamiento, se define la distancia de seguridad mínima que debe existir entre la planta de licuefacción y los elementos que se puedan encontrar en sus alrededores, tal como lo presenta la Tabla 12.

Tabla 12. Distancia de seguridad [26].

Elementos	Distancia de seguridad [m]					
	A	B	C	D	E	F
Aberturas de inmuebles, sótanos, alcantarillas o desagües.	5	10	15	20	20	25
Motores, interruptores (no anti-deflagrantes), depósitos de materiales inflamables.	5	10	15	15	15	15
Proyección líneas eléctricas.	10	15	15	15	15	15
Límite de propiedad, vías públicas, carreteras, ferrocarriles, focos fijos de inflamación.	10	10	15	25	30	35
Aberturas de edificios de pública concurrencia, uso administrativo, docente, comercial, hospitalario, etc.	10	20	20	30	60	60

Por otro lado, los riesgos que se presentan durante la operación de la planta de licuefacción se describen a continuación [33]:

- Riesgo criogénico

Dado que el GNL se encuentra a muy bajas temperaturas, este representa alto riesgo a quemaduras por frío, lesiones por congelamiento y daño a estructuras al hacerlas quebradizas y susceptibles a fracturas. Debido a los esfuerzos que presentan los materiales por fluctuaciones de la temperatura, es necesario llevar a cabo operaciones de enfriamiento a una tasa controlada y regulada.

- Riesgo por flamabilidad

Debido a que el GNL es un fluido inflamable, y el metano es un vapor que fácilmente entra en ignición, se requiere la eliminación de toda fuente de chispa y una contención efectiva que impida su escape a la atmósfera.

- Riesgo por oxígeno insuficiente

La insuficiencia de oxígeno en un espacio cerrado puede ocurrir por alguna de las siguientes condiciones: a) presencia de grandes cantidades de *BOG*, b) presencia de grandes cantidades de nitrógeno y c) presencia de herrumbre en las superficies de los tanques, indicativo de procesos de oxidación los cuales consumen oxígeno.

- Riesgo por reactividad

La probabilidad de que exista una reacción química entre el GNL con otros materiales es casi nula. Sin embargo, debe considerarse que, debido a la presencia de vapor de agua en el aire, existe formación de hidratos y de hielo en los tanques de almacenamiento, lo cual puede generar taponamientos y daños al interior de las tuberías y equipos. Además, teniendo en cuenta que el dióxido de carbono forma hielo seco a temperaturas por debajo de $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$, debe considerarse compatibilidad y limitaciones de los materiales.

- Riesgo de auto ignición

Las fuentes más probables para la ignición de una sustancia combustible en fase de vapor son las llamas y las chispas. Por lo tanto, ante una eventual fuga de *BOG*, debe establecerse una distancia segura entre el almacenamiento, las tuberías y las superficies calientes.

- Riesgo por *Roll Over*

El fenómeno de *Roll Over* incrementa la generación de *BOG*, ya que la capa menos densa próxima a la superficie libre, se evapora. La formación de gas en espacios confinados por la presentación de este fenómeno, genera riesgos por asfixia, por congelamiento y de irritación de la piel ante el contacto. Así mismo se identifica que mezclar GNL de diferentes calidades y características en un mismo tanque, promueve la ocurrencia de este fenómeno, lo cual genera una liberación rápida de *BOG*, y ocasiona un aumento súbito en la presión del tanque [10].

- Riesgo por presión

Una alta tasa de evaporación de GNL puede generar un aumento de presión de los espacios confinados, especialmente, en los tanques de almacenamiento. Es por esto, que los sistemas de transporte y almacenamiento del GNL deben ser provistos con válvulas de alivio, mediante las cuales se disminuye la probabilidad de daño en los contenedores, al liberar presión por la salida del *BOG* del sistema.

- Riesgo por liberación de GNL a la atmósfera

La liberación del GNL en la atmósfera es inicialmente visible por la generación de escarcha, pero al calentarse se vuelve incoloro e inodoro, debido a esto no es detectable ante los sentidos humanos. Por lo tanto, entrar en estas zonas puede causar inconciencia inmediata por la baja concentración de oxígeno. Las bajas temperaturas del GNL pueden causar quemaduras por el contacto directo o con los objetos, dispositivos de manejo sin protección, entre otros. Además, su inhalación puede causar daños en los pulmones por congelación [34].

- Riesgo por derrame

El derrame de GNL es uno de los peligros principales de las plantas de licuefacción, puesto que puede causar un incendio repentino, así como explosiones de nube de vapor [34].

Finalmente, otros aspectos de seguridad están relacionados con las terminales donde se presentan procesos de descarga y almacenamiento de GNL [23]:

- Cumplimiento de los códigos y estándares nacionales e internacionales, así de las pautas de ubicación, diseño, inspección y mantenimiento de terminales.
- Ubicación de nuevas terminales a una distancia segura de las poblaciones adyacentes según las evaluaciones de riesgo.
- Uso de materiales y sistemas diseñados para aislar y almacenar de manera segura el GNL.

- Emplear zonas de incautación, las cuales contienen los derrames para controlar la propagación y la tasa de vaporización, así como para minimizar las consecuencias de incendios en la piscina.
- Contar con sistemas de reducción de vapor, los cuales son generadores de espuma que reducen la velocidad de formación de vapor.
- Los sistemas de descarga de GNL deben incorporar dispositivos de monitoreo y control para detectar desviación de los parámetros aceptables, agilizando la ejecución de acciones correctivas.
- Se debe contar con acoplamientos accionados de liberación de emergencia en las líneas de descarga, los cuales se apagan automáticamente ante situaciones de riesgo.
- Deben tenerse sistemas de protección contra sobrepresión (controladores de presión y válvulas de alivio).
- Emplear detección de fugas y control de derrames mediante sondas de detección de temperatura y gas.
- Usar sistemas de control de fuente de ignición.
- Disponer de detectores de fuego y sistemas de detección de vapores combustibles, así como de vigilancia de circuito cerrado de TV.
- Establecer planes de zonificación de incendios.
- Emplear sistemas automáticos de parada y despresurización de emergencia y válvulas de aislamiento.
- Disponer de sistemas de protección pasiva y activa contra incendios.
- Tener acoplamientos de desbloqueo de emergencia en líneas de descarga.
- Los operadores entrenados deben estar siempre presentes; su respuesta incluye hacer notificaciones de emergencia a respondedores y transmisiones a la comunidad.
- Con el fin de evitar descargas y chispas entre los elementos metálicos de la planta, se debe realizar la puesta a tierra de las instalaciones siguiendo instrucciones tales como las que dicta el ITC-BT-18 [26].

En general, en Colombia se identificaron un total de 24 pozos con potencial de producción de GNL a partir del gas natural quemado en antorcha, de los cuales, 3 de ellos podrían emplear plantas de licuefacción a pequeña escala, 14 a micro y 7 a nano escala. A su vez, en estos pozos se podrían emplear tres procesos de licuefacción: refrigeración en cascada, de refrigerante mixto, o por expansión de gas. Entre estos, el ciclo por expansión de gas cuenta con dos principales ventajas de implementación: costo de capital bajo y operación simple; además de

que, al operar con nitrógeno, lo hace un ciclo seguro y de bajo impacto ambiental durante su operación [35]. A pesar de lo anterior, se debe considerar que este ciclo no permite reducir el consumo de energía del compresor, puesto que, al utilizar con un único refrigerante, la operación del compresor no se puede ajustar a la carga del intercambiador de calor, haciendo que este ciclo llegue a ser hasta un 40% menos eficiente que los demás ciclos, resultando en un mayor costo de operación [36].

Por este motivo, para Colombia se sugiere emplear procesos de licuefacción que operen con ciclos de refrigerante mixto, puesto que estos ofrecen la máxima eficiencia posible entre las tecnologías ofrecidas a nivel comercial.

1.3 Mantenimiento e inspección

Las instalaciones de GNL deben tener su respectivo manual de procedimientos de mantenimiento, el cual debe estar basado en la experiencia, conocimiento de instalaciones similares y las condiciones de operación de las instalaciones [37]. La etapa de mantenimiento e inspección debe garantizar el adecuado funcionamiento de la planta de GNL, considerando el mayor tiempo de operación. A continuación, se describen aspectos de mantenimiento e inspección de algunos elementos de las instalaciones de GNL:

- El tanque exterior se debe probar contra fugas, las tuberías entre el contenedor interior y la primera conexión fuera del contenedor exterior se deben someter a las pruebas indicadas en ASME B 31.3. Además, los contenedores y las tuberías asociadas, se deben probar contra fugas antes del llenado con GNL. Después de que las pruebas de aceptación se han completado, no deben hacerse ninguna soldadura en campo sobre los contenedores de GNL.
- Los contenedores cuyo volumen sea menor a $3,8 \text{ m}^3$ deben estar equipados con un medidor de nivel de tubo de inmersión de longitud fija, mientras que presentan volúmenes por encima de este valor deben estar equipados con dos medidores de nivel independientes, donde uno de ellos debe suministrar una indicación continua de nivel desde completamente lleno hasta vacío, y que sea fácil de mantener o reemplazar sin que haya que poner el contenedor fuera de servicio.
- La instrumentación de las instalaciones de GNL debe estar diseñada de manera tal que, en caso de presentarse una falla en el suministro de energía o de aire en los instrumentos,

el sistema entre en un modo a prueba de fallas hasta que la compañía operadora pueda tomar acciones para reactivar o asegurar el sistema.

- Los contenedores deben contar con el equipo necesario para monitorear continuamente la presión. Para ello, se debe contar con un manómetro por encima del nivel máximo de líquido que tenga un indicativo de la presión máxima permitida del contenedor. Así mismo, se debe contar con medidores de presión en el espacio anular del tanque [37].
- Las válvulas de alivio se deben dimensionar considerando condiciones de falla, desplazamiento de vapor y evaporación repentina; así mismo, deben estar comunicadas directamente con la atmósfera. Las válvulas de alivio del contenedor interior deben tener una válvula de cierre manual con apertura completa, la cual debe estar bloqueada o sellada en la posición totalmente abierta. La instalación de las válvulas de alivio debe permitir aislamiento individual para hacer pruebas o mantenimiento, manteniendo la capacidad total de alivio. Los conductores de venteo o descarga de las válvulas de alivio se deben diseñar e instalar de forma tal que se evite la acumulación de hielo u otros elementos extraños y, si están conectados directamente con la atmósfera, la descarga debe ser verticalmente hacia arriba [37].
- Debido a que el gas natural es una sustancia incolora e inodora, las instalaciones de GNL deben contar con un indicador portátil de gas inflamable en buen estado.
- La inspección de cada instalación debe cumplir con los siguientes requisitos [37]:
 - Tener los procedimientos de operación, mantenimiento y capacitación por escrito.
 - Mantener actualizados los diagramas de los equipos de la planta, mostrando todas las revisiones hechas después de la instalación.
 - Revisar los planes, procedimientos y las condiciones de funcionamiento o instalación que requiere el equipo.
 - Establecer un plan de emergencia escrito.
 - Analizar y documentar fallas relacionadas con la seguridad e incidentes, con el fin de determinar su causa y prevenir la posibilidad de recurrencia.
- En los aspectos de mantenimiento se debe considerar:
 - Durante la operación de la planta, se debe mantener el suelo libre de basura, escombros y otros materiales que puedan ser propensos a incendiarse.
 - Los componentes de la instalación deben estar libres de hielo, maleza y cualquier otro material extraño que puedan impedir su operatividad o que representen peligro de incendio.

- Todas las rutas de acceso para control de fuego dentro de una instalación de GNL se deben mantener despejadas en cualquier condición climática.
- Deben considerarse también los siguientes aspectos operacionales:
 - Los componentes que pueden acumular mezclas combustibles deben ser purgados después de ser puestos fuera de servicio y antes de devolver a ser empleados.
 - El sistema de soporte de cada componente se debe inspeccionar al menos anualmente.
 - Las fuentes de energía de emergencia en la planta de GNL se deben ensayar mensualmente para asegurarse que estén operativas. Igualmente, se debe verificar anualmente que la fuente de energía de emergencia puede operar como se prevé en la documentación de la planta.
 - Los sistemas de aislamiento de las superficies de contención se deben inspeccionar anualmente. Las mangueras de GNL, y de refrigerante se deben probar al menos anualmente a la presión máxima de la bomba o al ajuste de la válvula de alivio, y deben inspeccionarse visualmente antes de ser usadas para verificar daños o defectos.
 - Si un sistema de control ha estado fuera de servicio por más de 30 días, debe verificarse su funcionamiento antes de ponerlo en operación. Así mismo, los sistemas de control usados por temporadas, deben ser inspeccionados y probados antes de ser usado.
 - Después de que ocurran eventos meteorológicos o geofísicos, las plantas de GNL, y en particular, el contenedor de almacenamiento y sus soportes se deben inspeccionar externamente para asegurar la integridad estructural de la planta.
 - Los componentes metálicos de la planta de GNL que se pueden ver perjudicados en la confiabilidad por corrosión durante su vida de servicio, deben cumplir con la protección contra corrosión de acuerdo con el numeral 9.10. de la NTC 6276, el cual toma como referencia la norma NFPA 59A [37]. En el numeral 14.8.13 de la NTC 6276 se sugieren periodos para realizar el control de corrosión en la planta de GNL.

1.4 Aspectos normativos de las plantas de producción de GNL a pequeña escala

En el Apéndice 1 se presenta el acervo normativo existente a nivel nacional e internacional, referente a la producción del GNL a pequeña escala.

Así mismo, la Tabla 13 presenta la propuesta para complementar la norma nacional NTC 6276, la cual se sugiere como base para establecer los lineamientos técnicos asociados a la producción de GNL a pequeña escala en Colombia, teniendo en cuenta aspectos a fortalecer en materia de:

- Diseño, construcción y seguridad.
- Tanques de almacenamiento.
- Intercambiadores de calor.
- Mantenimiento.
- Compresores.
- Sistemas de transferencia.
- Medio ambiente.

Tabla 13. Recomendaciones normativas para complementar la NTC 6276.

Aspectos	Norma	Descripción
Diseño, construcción y seguridad.	ISO/DIS 16903	Industrias del petróleo y del gas natural: características del GNL que influyen en el diseño, y la selección de materiales.
	49 CFR 193	Instalaciones de gas natural licuado - normas federales de seguridad.
	AGA XL1001	Clasificación de las ubicaciones para instalaciones eléctricas en áreas de uso de gas.
	ISO 15649	Industrias del petróleo y del gas natural: tuberías.
	ISO/TS 16901	Guía para la evaluación de riesgos en el diseño de instalaciones terrestres de GNL incluyendo la interfaz buque/puerto.
	ISO 16904	Industrias de petróleo y gas natural - diseño y prueba de brazos de carga/descarga de GNL para terminales convencionales en tierra.
	ISO 23251	Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural - sistemas de alivio a presión y depresión.
	ISO 45001	Sistemas de gestión de seguridad y salud laboral. Requisitos con orientación para su uso.
	NAG 501	Norma mínima de seguridad para plantas de almacenamiento de gas natural licuado en tierra.
	NFPA 59A	Norma para la producción, almacenamiento y manejo del gas natural licuado.
	NGTS-02	Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema de gas.
	UNE-EN 12066	Instalaciones y equipos para gas natural licuado. Ensayo de revestimientos aislantes para cubetas de retención de gas natural licuado.
	UNE-EN 13645	Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Diseño de instalaciones terrestres con capacidad de almacenamiento comprendida entre 5 y 200t.
UNE-EN 1473	Instalaciones y equipos para gas natural licuado. Diseño de las instalaciones terrestres.	

Tanques de almacenamiento	ISO 18132	Combustibles gaseosos licuados a base de hidrocarburos refrigerados y no derivados del petróleo - requisitos generales para medidores automáticos de tanques.
Intercambiadores de calor	API 660	Intercambiadores de calor de carcasa y tubo.
	API 661	Industrias del petróleo, petroquímica y gas natural – intercambiadores de calor refrigerados por aire.
	API 662	Industrias del petróleo, petroquímica y gas natural – intercambiadores de calor de placas.
	API 663	Intercambiadores de calor tipo horquilla.
	API 664	Intercambiadores de calor en espiral.
Mantenimiento	AGA XO1084	Guía de mantenimiento preventivo (GNL).
	AGA XK0101	Principios y prácticas de purga.
	NGTS-08	Plan de mantenimiento.
Compresores	ISO 10439	Industrias del petróleo y del gas natural: compresores axiales y centrífugos y compresores/expansores.
	ISO 10440	Industrias del petróleo y del gas natural: compresores rotativos de desplazamiento positivo.
	ISO 10442	Industrias del petróleo y del gas natural: compresores centrífugos de aire herméticos con engranajes integrales.
	ISO 13631	Industrias del petróleo y del gas natural: compresores herméticos reciprocantes.
	ISO 13707	Industrias del petróleo y del gas natural: compresores reciprocantes.
Sistema de transferencia	ISO 20519	Navíos y tecnología marina: especificación para el abastecimiento de buques alimentados con gas natural licuado (GNL).
Medio ambiente	EPA-230-B-06-001	Hoja de ruta regulatoria de gas natural licuado de la EPA.
	ISO 14001	Sistemas de gestión ambiental.

2 LINEAMIENTOS PARA EL USO DEL GNL EN LOS SECTORES PRODUCTIVOS DE COLOMBIA

En general, el gas natural puede ser llevado a los sectores de consumo final de dos formas: por gasoducto o por carretera. Este último es empleado en aquellos casos donde el tendido de las redes de gasoducto es inexistente, o su construcción es impráctica y/o económicamente inviable. Así mismo, para transportar el gas natural por carretera, se recomienda que para distancias por encima de los 150 km, este sea licuado y distribuido como GNL mediante camiones cisterna, con capacidades entre 40 y 50 m³; mientras que para distancias por debajo de los 150 km, se sugiere distribuir como gas natural comprimido [14].

Para Colombia, fue identificada la posibilidad de que, municipios que a la fecha no tienen cobertura en el suministro de gas natural por gasoducto, puedan ser abastecidos de este recurso utilizando una red de distribución de baja presión alimentada con GNL regasificado en sitio. Así mismo, que el GNL se torne una alternativa energética para empresas del sector industrial, y para el transporte de carga por carretera, de forma tal que, su uso les permita ser más competitivos. A continuación, la Figura 6 muestra el esquema de distribución de GNL propuesto para los sectores de consumo final. Los sectores energéticos que potencialmente pueden ser abastecidos con GNL se clasifican en dos grupos: sector transporte y otros sectores, que incluye los sectores termoeléctrico, industrial y residencial.

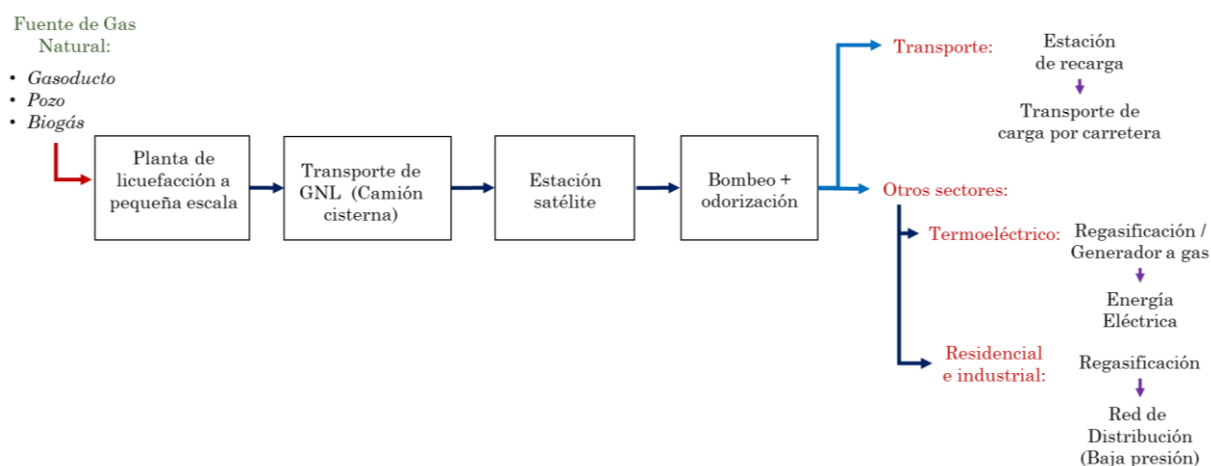


Figura 6. Esquema de suministro de GNL a sectores de consumo final.

2.1 Sector transporte

Se entiende como sector transporte, el sector económico encargado de realizar el traslado de mercancías o de personas de un lugar de origen hasta un lugar de destino. Lo anterior incluye los modos de transporte terrestre por carretera, ferroviario, marítimo, fluvial y aéreo. En este

documento se hace especial énfasis sobre el sector transporte terrestre por carretera, el cual incluye, según el Registro Único Nacional de Tránsito – RUNT, las siguientes categorías de vehículos: automóvil, bus, camión, camioneta, campero, cuatrimoto, microbús, motocarro, mototriciclo, tractocamión y volqueta [38,39].

El GNL es considerado la forma más limpia del gas natural, puesto llega a contener hasta un 98% de metano, y presenta un menor contenido de azufre que la gasolina y el diésel [40,41]. Al ser un combustible de bajas emisiones, la combustión de GNL, a comparación con los combustibles fósiles tradicionales, presenta en menores emisiones de NOx, SOx y PM [42,43], además de presentar emisiones de CO prácticamente nulas [40,41]. Diversos estudios muestran que, en el sector transporte, el uso de GNL permite alcanzar bajos niveles de emisiones contaminantes sin necesidad de emplear costosos equipos de control, como los requeridos por los vehículos diésel (catalizadores y filtros de partículas) [40,44]; logrando alcanzar los estándares Euro VI [45–49]. Por lo tanto en este sector, el GNL surge como una alternativa de sustitución del combustible diésel [50,51], principalmente en los vehículos de transporte de carga [40,52,53], los cuales representan el 5% del parque automotor del país, consumen el 88% del diésel comercializado a nivel nacional, y generan aproximadamente, el 80% de las emisiones de material particulado (PM), el 60% de los NOx, el 65% de los SOx, el 50% del CO, y el 42% del CO₂ emitido en el país [54,55].

Así, para Colombia, se sugiere implementar el GNL en el transporte de carga por carretera, es decir, en camiones y tractocamiones, puesto que se hace posible almacenar grandes cantidades de energía en los tanques, con reducidos requerimientos de peso y espacio, lo cual permite recorrer grandes distancias antes de cada reabastecimiento [51,56]. En este sentido, se recomienda emplear el GNL en flotas cautivas de vehículos, que operen en viajes largos o recorridos cíclicos (camiones interurbanos, urbanos y tractocamiones), y donde la recarga de combustible se realice en el punto de salida o llegada, hasta que exista una red de estaciones de suministro razonable para abastecer el parque automotor [57]. En cuanto a los vehículos de pasajeros (microbuses y buses), el uso de GNL generalmente no es recomendado, debido a que estos presentan prolongados tiempos de inactividad, lo cual aumentaría considerablemente las pérdidas por evaporación [40].

El Ministerio de Transporte, mediante la Resolución 5443 de 2009, establece que los camiones son aquellos vehículos que por su tamaño y destinación son empleados para transportar carga, con un peso bruto vehicular del fabricante superior a cinco toneladas, mientras que los

tractocamiones son aquellos vehículos destinados a arrastrar uno o varios semi-remolques o remolques, equipado con acople adecuado para tal fin [39].

En la actualidad, existen dos formas de implementar el GNL en vehículos de carga: dedicados, y dual-combustible. Los primeros, son diseñados para transitar usando solamente gas natural, mientras que los segundos usan el diésel como asistencia en la ignición del gas natural [58]. Para Colombia, se sugiere la implementación de vehículos a GNL dedicados, puesto que las tecnologías de combustibles duales tienden a generar mayores emisiones (principalmente de NOx, material particulado, SOx e incluso metano) [47,59,60]. Para el uso del GNL en el sector transporte, se sugiere emplear las siguientes tecnologías en cada una de las etapas de uso final:

2.1.1 Tratamiento del GNL en los vehículos

Los sistemas de tratamiento de GNL en los vehículos pueden operar con este combustible en tres condiciones: insaturado que se suministra a menos de -143°C y a 3,4 bar (absolutos); saturado que se suministra a una temperatura entre -125 a -131°C , y a una presión absoluta entre 6,9 y 9,3 bar; y súper saturado que se suministra a más de -125°C y a una presión absoluta entre 15 y 18 bar [61]. En el transporte de carga, generalmente se emplean los dos primeros puesto que permiten tener un mayor almacenamiento energético, y por lo tanto, recorrer mayores distancias entre abastecimientos. Considerando lo anterior, existen diferentes sistemas de suministro de GNL desde el tanque de combustible del vehículo hasta el motor, tales como:

- Sistema de suministro de GNL de arquitectura simple.
- Sistema de suministro de GNL con circuito de construcción de presión.
- Sistema de suministro de GNL con compresor.
- Sistema de suministro de GNL con bomba.

En la actualidad, el sistema más implementado en los vehículos a nivel comercial es el de suministro con bomba, puesto que resuelve las limitantes que tienen las demás configuraciones (incapacidad de mantener flujo continuo, altas diferencias de temperatura entre los BOG y el GNL, y el alto costo de implementación). En este, una bomba criogénica es empleada para distribuir el GNL del tanque al vaporizador, para posteriormente ser suministrado al motor en cualquier condición de saturación, como se muestra en la Figura 7. Estos sistemas de bombeo no requieren estaciones con equipos de acondicionamiento de GNL, o tanques de alta presión. Algunas de las grandes limitantes de este tipo de tecnologías es su alto costo y la corta durabilidad de algunos de los componentes, tales como los sellos deslizantes. Sin embargo, su versatilidad y confiabilidad en operación, compensan estos inconvenientes [61].

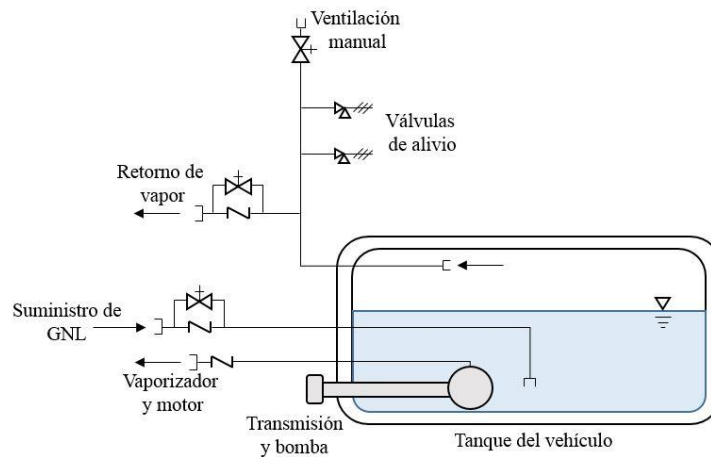


Figura 7. Esquema sistema de suministro de GNL con bomba.

2.1.2 Estaciones de servicio de GNL

Las tipologías de estaciones de servicio (EDS) de GNL más implementadas en la actualidad son: la estación estándar permanente, la estación móvil y la estación combinada [62,63]. A nivel nacional, se recomienda el uso de EDS tipo estándar permanente, puesto que, además de ser la más empleada a nivel mundial, presenta buena capacidad y rapidez de suministro de GNL, pudiendo abastecer a más de cinco camiones al tiempo en un lapso de entre 3 y 5 minutos [62,64–66]. Estructuralmente, estas EDS son similares a las de gasolina y diésel; pueden operar en autoservicio, y presentar surtidores específicos para cada requerimiento de GNL (saturado e insaturado). Además, ocupan un área aproximada de 2000 m², y el costo de este tipo de estaciones oscila entre 0,5 y 3 millones de dólares, dependiendo de la cantidad de equipos, la ubicación o la complejidad de la estación [67,68].

La mayoría de las EDS de operación comercial almacenan GNL insaturado, por lo que, para satisfacer los requerimientos de cada tecnología vehicular, deben contar con procesos de acondicionamiento de GNL, que les permita suministrar el combustible en las condiciones demandadas por los vehículos, los cuales pueden ser GNL insaturado o saturado para el caso de los vehículos de carga, o incluso como gas natural comprimido (GNC) para el caso de los vehículos livianos.

En la actualidad, las EDS emplean dos métodos de acondicionamiento de GNL: en masa y sobre la marcha, como se muestran en la Figura 8 [61]. Para Colombia, se sugiere la implementación del método de acondicionamiento en masa, puesto que este sistema, presenta una estructura física más sencilla, y no requiere de un sistema de intercambiadores de calor de alta precisión. Además, está probado a nivel mundial, y las estaciones de servicio actuales hacen uso de este por la reducción de costos [61].

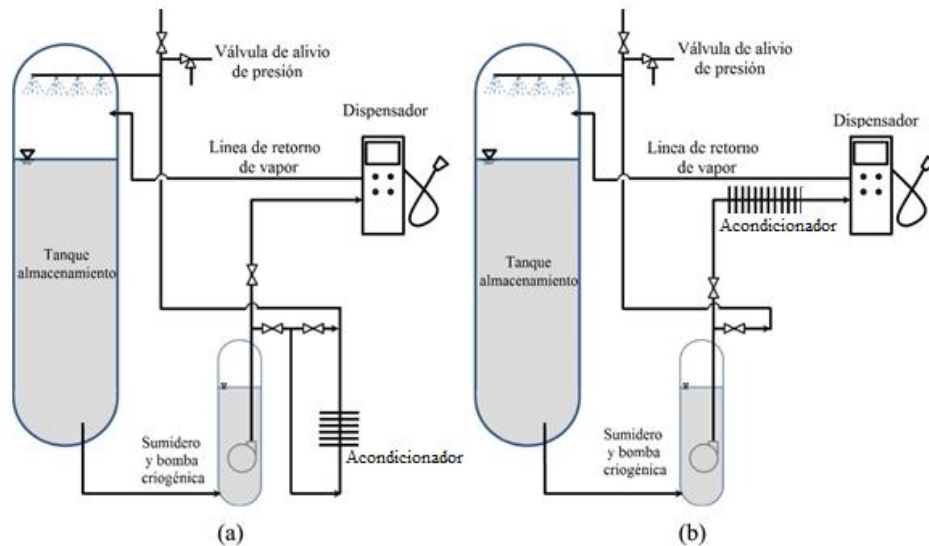


Figura 8. Acondicionamiento de GNL en EDS: (a) método de acondicionamiento en masa y (b) método de acondicionamiento sobre la marcha.

Los componentes generales con los que debe contar una EDS de GNL son: el tanque de almacenamiento, que por lo tiene una capacidad de almacenamiento entre 20 y 60 m³ [13,14,62,64,68]; la bomba criogénica, el regasificador de depósito, el manejador de BOG y el dispensador. Cada uno de ellos, presentan configuraciones y características específicas de operación diferentes, las cuales, deben ser seleccionadas con base a los requerimientos del consumidor final y el tamaño de la EDS. A continuación, se presentan las tecnologías sugeridas para la instalación de EDS de GNL en Colombia:

- Tanque de almacenamiento

El tanque de almacenamiento, es un depósito criogénico de forma cilíndrica, fabricado en acero inoxidable en el interior, con una capa de aislamiento al vacío (perlita de baja conductividad térmica u otro aislante que cumpla con las especificaciones), y en acero al carbono en el exterior. Regularmente, los depósitos estacionarios pueden almacenar entre 40 y 130 m³ de GNL a presiones absolutas entre 15 y 23 bar, a una temperatura de -162 °C. La capacidad de almacenamiento depende de la demanda y la capacidad que se desee instalar; sin embargo, en la mayor parte de las EDS de GNL en Europa, Estados Unidos y Asia se emplean tanques de 60 m³ [13,14,62,64,68], haciendo de estos los más comerciales. Por lo tanto, los recomendados a ser instalados en las EDS de tipo permanentes en Colombia.

- Regasificador de depósito

Este sistema es principalmente utilizado durante la recepción del GNL desde camiones cisterna. Tiene como objetivo regular y mantener la presión de operación de la EDS y de los camiones cisterna en aproximadamente, 15 bar (absolutos). Para ello, cuando la presión absoluta de

alguno de estos sistemas llega a 4 o 5 bar por debajo de su valor nominal, se extrae GNL, se regasifica y se lleva al depósito que lo requiere, regulando su presión de operación [64,69].

- Bomba criogénica

En las EDS, el GNL es normalmente bombeado mediante bombas criogénicas, las cuales están sumergidas en el líquido de trabajo y encapsuladas herméticamente, para evitar pérdidas de calor y realizar la recirculación del GNL. La bomba se encarga principalmente de impulsar el líquido desde el tanque hasta el dispensador de GNL [64,68]. Estas bombas generalmente, presentan un flujo entre 700 y 800 kg/min, una presión máxima de trabajo de 34 bar (absolutos) y un consumo de energía de alrededor de 16 kWh [68].

- Manejador de *BOG*

Las EDS de GNL presentan tres opciones de tratamiento de los *BOG*: condensarlos mediante intercambiadores que disponen de nitrógeno líquido (LN_2), utilizarlos para la producción de GNC, o liberarlos a la atmósfera. Aproximadamente, el 44% de las EDS comerciales no realizan el tratamiento de *BOG*, sino que, simplemente por medio de válvulas de alivio liberan las cantidades necesarias para mantener el depósito de almacenamiento en las condiciones normales de operación. El otro 56% se divide en igual proporción, 28% condensan los *BOG* del tanque mediante LN_2 , y el otro 28% produce GNC para ser suministrado a vehículos [61]. Se recomienda utilizar el método de condensación en aquellas estaciones de servicio que solamente distribuyan GNL a vehículos, puesto que, permite reducir las emisiones de metano a la atmósfera y recuperar los costos asociados a las pérdidas de GNL por evaporación. Otras posibles soluciones planteadas son, la implementación de generadores eléctricos a gas, o procesar los *BOG* para incorporarlo al sistema de transporte de gas[70]. Adicionalmente, se recomienda implementar regulaciones para el tratamiento de los *BOG* en las estaciones de servicio.

- Acondicionador de GNL

Es un pequeño vaporizador que se incorpora entre el tanque y el dispensador de GNL que va a servir para acondicionar el producto cuando sea necesario ya que cada vehículo puede operar con GNL a diferentes condiciones de saturación y temperatura.

- Dispensador

Estos dispositivos suministran el combustible a una presión absoluta entre 5 y 18 bar dependiendo la referencia del dispensador. Están equipados con una línea de suministro y una línea de retorno, para realizar la recuperación del *BOG* presentes en el tanque del vehículo.

Estos sistemas, deben contar con un cierre automático de flujo para evitar escape de GNL en caso de presentarse una rotura en la línea de suministro, o de que el vehículo abandone la posición sin haber realizado el respectivo desacople del surtidor.

Adicionalmente, existen diversas tecnologías de boquillas, las cuales llevan el GNL desde la EDS hacia el tanque del vehículo, las cuales pueden ser: de acción dual de conexión radial, de acción simple de conexión coaxial, o de acción simple de conexión radial. Sin embargo, las EDS de GNL de operación comercial, actualmente emplean las boquillas de acción simple de conexión radial, puesto que, están diseñadas para manejar altos caudales y soportar altas presiones, haciendo que el abastecimiento de combustible sea rápido y adecuado para vehículos pesados de transporte terrestre. Esta tecnología consiste en una conexión coaxial de tubo, la carcasa de la válvula, dos asas similares a unas tijeras, lengüetas de bloqueo reforzadas con resorte, sellos y otros componentes de sujeción y activación.

En general, para la implementación del GNL en el sector transporte de carga de Colombia, se recomienda el uso de EDS permanentes, equipadas con un sistema de acondicionamiento en masa (si el parque automotor trabaja con GNL saturado), tanques con capacidades de almacenamiento de 60 m³ de GNL, un manejador de *BOG* que condense los gases con nitrógeno líquido (si la estación solamente abastece de GNL a los vehículos), y un dispensador con boquillas de acción simple de conexión coaxial, como se muestra en la Figura 9. En complemento a las tecnologías de las EDS, se recomienda que los vehículos cuenten con un sistema de suministro con bomba desde el tanque hasta el motor. A pesar de lo anterior, se establece que estas consideraciones están sujetas a la disponibilidad comercial de los equipos, así como de las mejoras constantes o actualizaciones que realizan los fabricantes de vehículos a GNL.

Los costos asociados a la instalación de las EDS pueden clasificarse en dos tipos: fijos y variables. Los costos fijos suelen representar aproximadamente una tercera parte de la inversión total de una EDS, e incluye: procesos de ingeniería; compra y montaje de los sistemas eléctricos, de control y de comunicaciones; así como las instalaciones auxiliares, las cuales considera los sistemas de drenaje y aire comprimido, instalaciones contra incendios, costos de seguridad, entre otros. Así mismo, los costos variables representan aproximadamente el 67 % de la inversión total de una EDS, e incluye: obras civiles (no considera uso de suelo); sistemas de almacenamiento y manejo de GNL; y dispensadores [68]. La Tabla 14 presenta la participación porcentual aproximada de cada uno de estos rubros en la instalación y puesta en marcha de una EDS a GNL.

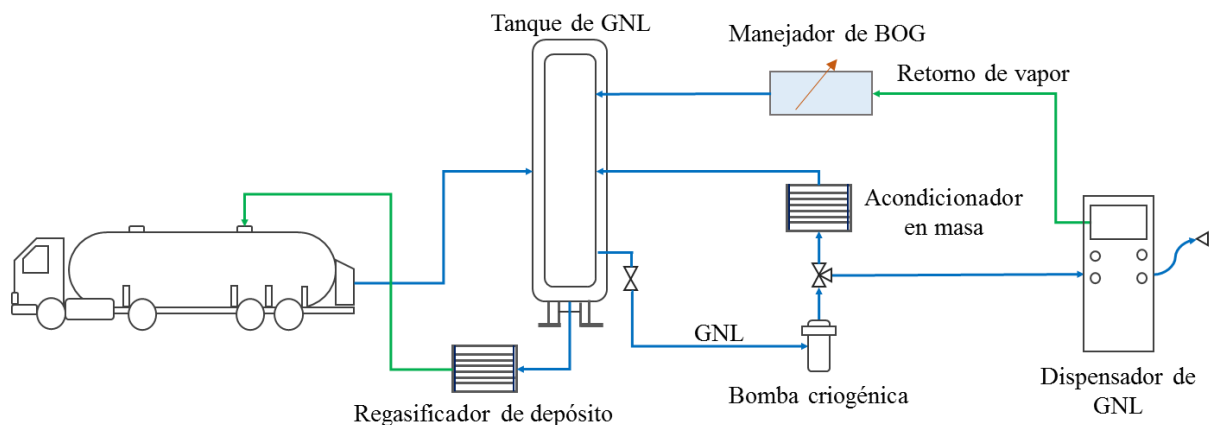


Figura 9. Estación de servicio de GNL.

Tabla 14. Participación de rubros sobre los costos de una EDS.

Rubro	Participación sobre costo [%]
Costos fijos	33
Ingeniería y procedimientos	7
Sistemas eléctricos, de control y de comunicaciones	21
Instalaciones auxiliares	5
Costos variables	67
Obra civil y estructura	14
Almacenamiento de GNL	30
Sistema de manejo de GNL	12
Dispensadores	10

2.1.3 Aspectos normativos del uso del GNL en el sector transporte

Se identificaron 43 normas internacionales referentes al uso de gases como combustible en los sistemas de transporte, 19 de ellas relacionadas con el uso del GNL como combustible en el sector transporte. En el Apéndice 2 se presenta el acervo normativo asociada al uso de GNL en el sector transporte por carretera.

La normatividad nacional se centra en establecer lineamientos técnicos de operación y seguridad referentes a los vehículos de transporte público y de carga, encaminados a garantizar un transporte eficaz y seguro por medio de decretos y leyes. Del mismo modo, especifican los requisitos para el almacenamiento, transporte, manejo y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, incluyendo el GLP y el GNC, los cuales están contenidos en la clasificación de mercancías peligrosas de acuerdo con el Decreto 1609 de 2002.

Por otra parte, las resoluciones establecen requisitos de seguridad en aspectos de conversión, pesos y dimensiones máximos de vehículos de carga y de pasajeros; dictan las disposiciones de

la cadena de suministros según el Ministerio de Transporte, reglamentan los niveles de emisiones contaminantes producidos por los vehículos y presenta los lineamientos para el almacenamiento, manejo, comercialización mayorista y distribución de GLP y GNC. Además, rigen las estaciones de servicio para el abastecimiento de combustible, y presentan los requisitos para los talleres de conversión de vehículos a tecnología de impulsión con GNC.

En adición, las Normas Técnicas Colombianas (NTC) estandarizan el diseño, construcción, reparación, modificación, marcado, rotulado, inspección, ensayos, y operación de los carros cisterna de transporte de mercancías peligrosas; establecen los requisitos que deben cumplir las estaciones de servicio para el suministro de GLP y/o GNC, así como los requisitos y métodos de ensayo para garantizar la seguridad en vehículos con capacidad de 10 a 79 pasajeros. A su vez, cubren los requisitos de seguridad, y los métodos de ensayo en vehículos que funcionan con gas natural comprimido, y presenta los requisitos necesarios para la carga y descarga de carro cisterna de transporte de GNL.

En normativa internacional, se identifica que las normas AGA abarcan aspectos de seguridad y operación de los vehículos de transporte de GNL. Los códigos NFPA presentan requerimientos generales de equipos, edificios y estructuras relacionados con el manejo de GNL y GNC para vehículos, definiendo aspectos de diseño, instalación, inspección, pruebas, almacenamiento, distribución, ubicación, seguridad, y operación. Por otro lado, las normas CGA presentan lineamientos de diseño, materiales, instalación, pruebas, y marcado de los tanques de carga de líquidos criogénicos no inflamables.

La Organización Internacional de Estandarización (*International Organization for Standardization* – ISO), a través del conjunto de normas ISO 12614-1 hasta ISO 12614-19, especifican los componentes de un sistema de combustible de GNL, y los requerimientos de construcción, purgas y pruebas en conectores de reabastecimiento, así como del diseño y operación de tanques para almacenamiento de GNL a bordo, como combustible para vehículos automotores. Así mismo, la ISO 16924, contiene los aspectos relacionados con el diseño, la construcción, la operación, el mantenimiento, la inspección, las pruebas, los riesgos, la seguridad y la protección contra incendios de las EDS de GNL para vehículos.

La Sociedad de Ingenieros Automotrices (*Society of Automotive Engineers* – SAE), estandariza la construcción, operación y mantenimiento de vehículos para transporte público o para aplicaciones comerciales impulsados con GNL. Así mismo, define los sistemas de medición y despacho de GNL para vehículos.

En Europa, las normas UNE-EN especifican los requisitos para los adaptadores de carga y descarga de GNL en carros cisterna de transporte de mercancías peligrosas, abarcando aspectos de operación y la seguridad en el transporte. Así mismo, la Comunidad Andina (CAN) estipula directrices y decisiones enfocadas a la importación y uso de vehículos limpios y energéticamente eficientes y abarca la normativa de la regulación y sanción del transporte de mercancías internacional.

A continuación, en la Tabla 15 se presentan las principales normas recomendadas para el uso del GNL en el sector transporte.

Tabla 15. Recomendaciones normativas para el transporte por carretera.

Aspectos	Norma	Descripción
Sistema de combustible para vehículos de transporte terrestre	NFPA 52	Código para los sistemas de combustible de gas natural en vehículos.
	ISO 12614	Requerimientos generales de los sistemas de combustible de GNL.
	ISO 12617	Conectores para el abastecimiento de GNL.
	ISO 12991	Tanques para el almacenamiento a bordo de GNL para su uso en vehículos.
	ISO 19723	Requerimientos de seguridad para los sistemas de combustible a GNL.
	ISO 21104	Conectores para el abastecimiento de GNL a baja presión.
	SAE J 2343	Prácticas recomendadas para vehículos pesados a GNL.
Tanques de almacenamiento y/o camiones cisterna	NFPA 385	Estándar para los tanques de vehículos de líquidos combustibles e inflamables.
	CGA 341	Especificaciones para camiones cisterna de líquidos criogénicos no inflamables.
	UNE-EN 13083	Tanques para el transporte de mercancías peligrosas.
	UNE-CEN/TR 15120	Cisternas destinadas al transporte de mercancías peligrosas.
	ISO/AWI 22103	Requerimientos operacionales para vehículos automotores – tanques para GNL a bordo.
Estaciones de GNL	ISO 16924	Estaciones de GNL para el abastecimiento vehicular.
	SAE J 2645	Medidores y dispensadores para el suministro de GNL a buses y camiones.
Calidad del GNL	ISO 15403	Designación de la calidad del gas natural como combustible para vehículos.
	SAE J 2699	GNL como combustible vehicular.

2.2 Otros sectores

Esta clasificación abarca los sectores termoeléctrico, industrial y residencial, los cuales están caracterizados por requerir un sistema de regasificación del GNL previo a su consumo final. Una primera aproximación del análisis de estos sectores, presentado a continuación, es realizado considerando que la totalidad de la demanda proyectada de gas natural (escenario medio) es atendida mediante el uso de GNL. Para ello, los departamentos del país se clasifican en siete regiones [71]:

- Centro: Bogotá D.C., Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Guaviare (virtual) y Meta.
 - Costa: Atlántico, Bolívar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre.
 - CQR: Caldas, Quindío y Risaralda.
 - Noreste: Cesar, Norte de Santander y Santander.
 - Noroeste: Antioquia.
 - Suroeste: Cauca, Nariño, Putumayo y Valle del Cauca.
 - Tolima Grande: Caquetá, Huila y Tolima.
- Sector termoeléctrico

Es el encargado de transformar la energía térmica de la combustión de carbón, gas natural u otro combustible en energía eléctrica mediante una planta térmica que normalmente incorpora turbinas de gas, vapor o ambas [72].

Así, considerando la proyección de demanda de gas natural de las termoeléctricas de Colombia, se podría estimar la eventual demanda de GNL de este sector, considerando que toda la demanda de gas natural sea atendida mediante el suministro de GNL, como se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16. Proyección de demanda de GNL por regiones para el sector termoeléctrico.

Región	Demanda de gas natural [1x10 ⁶ m ³ /día]			Demanda GNL [1x10 ³ t/día]		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Centro	1,67	0,92	1,60	1,22	0,67	1,17
Costa	3,84	2,41	2,41	2,79	1,75	1,76
CQR	0,22	0,03	0,20	0,16	0,02	0,15
Noreste	1,01	0,13	0,92	0,73	0,10	0,67
Noroeste	1,32	0,19	1,22	0,96	0,14	0,89
Suroeste	1,64	0,22	1,52	1,20	0,16	1,10

Adicionalmente, la Tabla 17 presenta un estimativo de la proyección de demanda de GNL de algunas termoeléctricas susceptibles a cambio de tecnología de almacenamiento y regasificación de GNL en sitio, si la totalidad de la demanda de gas natural fuese abastecida con GNL.

Tabla 17. Demanda de GNL de termoeléctricas susceptibles a cambio de tecnología.

Termoeléctrica	Demanda de gas natural [1x10 ⁹ Btu/día]			Demanda GNL [1x10 ³ t/día]		
	2020	2020	2030	2020	2025	2030
Termocartagena	7,53	6,89	6,95	0,15	0,14	0,14
Termosierra	52,79	7,52	48,71	1,05	0,15	0,97
Termovalle/EmCali	65,61	9,01	60,50	1,30	0,18	1,20
Termocentro	35,18	5,18	32,42	0,70	0,10	0,64
Termoyopal	29,53	29,52	29,53	0,59	0,59	0,59

- Sector industrial

Se entiende por sector industrial a aquel que está caracterizado por un conjunto de procesos y actividades que tienen como finalidad transformar las materias primas en productos elaborados. El sector industrial es el conjunto de actividades que implican la transformación de la materia prima a través de diferentes procesos productivos. Normalmente se incluyen en este sector la siderurgia, las industrias mecánicas, la química, la textil, la producción de bienes de consumo, bienes alimenticios, entre otros [73].

La Tabla 18 presenta la proyección de demanda de GNL por regiones para el sector industrial, considerando que toda la demanda de gas natural proyectada fuese atendida mediante el suministro de GNL.

Tabla 18. Proyección de demanda de GNL por regiones para el sector industrial.

Región	Demanda de gas natural [1x10 ⁶ m ³ /día]			Demanda GNL [1x10 ³ t/día]		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Centro	2,04	2,14	2,26	0,67	0,70	0,74
Costa	2,42	2,54	2,69	0,79	0,83	0,88
CQR	0,18	0,18	0,20	0,06	0,06	0,07
Noreste	0,40	0,42	0,45	0,13	0,14	0,15
Noroeste	0,71	0,74	0,79	0,23	0,24	0,26
Suroeste	1,16	1,21	1,28	0,38	0,40	0,42
Tolima Grande	0,01	0,01	0,01	0,67	0,70	0,74

- Sector residencial

Se caracteriza por tener bienes inmuebles (viviendas, edificaciones, entre otros) y muebles, los cuales representan una demanda energética importante en el consumo de energía eléctrica y gas natural del país [74].

La Tabla 19 presenta la proyección de demanda de GNL por regiones para el sector residencial, considerando que toda la demanda de gas natural del sector pudiese ser atendida mediante el suministro de GNL.

Tabla 19. Proyección de demanda de GNL por regiones para el sector residencial.

Región	Demanda de gas natural [1x10 ⁶ m ³ /día]			Demanda GNL [1x10 ³ t/día]		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Centro	1,52	1,63	1,71	1,11	1,19	1,24
Costa	0,75	0,80	0,83	0,54	0,58	0,61
CQR	0,25	0,29	0,32	0,18	0,21	0,23
Noreste	0,36	0,38	0,40	0,26	0,28	0,29
Noroeste	0,49	0,60	0,68	0,36	0,44	0,50
Suroeste	0,42	0,48	0,52	0,31	0,35	0,38
Tolima Grande	0,23	0,26	0,27	0,17	0,19	0,20

Una de las alternativas más importantes relacionadas con la implementación del GNL en el sector residencial, es el abastecimiento de aquellos municipios que no cuentan con suministro de gas natural por gasoducto. La Tabla 20 presenta el listado de departamentos que cuentan con un cubrimiento del servicio de gas natural menor al 70%.

Tabla 20. Porcentaje de cubrimiento de gas natural por departamento.

Departamento	Municipios	Municipios con gas	Cubrimiento [%]	No cubrimiento [%]
Huila	37	26	70%	30%
Quindío	12	8	67%	33%
Bolívar	46	28	61%	39%
Boyacá	123	67	54%	46%
Santander	87	39	45%	55%
Cauca	42	18	43%	57%
Putumayo	13	4	31%	69%
Norte de Santander	40	12	30%	70%
Guaviare	4	1	25%	75%
Caquetá	16	1	6%	94%
Nariño	64	1	2%	98%

Así, considerando un promedio de 3,6 habitantes por vivienda, un crecimiento poblacional del 1% anual, un aumento en el número de usuarios de gas natural del 7% anual, y un consumo promedio por usuario de 13,7 m³ [75,76], la Tabla 21 presenta la proyección de demanda de GNL para los departamentos anteriormente relacionados.

Tabla 21. Proyección de demanda de GNL para departamentos con cubrimiento parcial del servicio de gas natural 2020-2030.

Departamento	Demanda de gas natural [1x10 ³ m ³ /día]			Demanda GNL [t/día]		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Bolívar	11,85	12,54	13,28	3,85	4,12	4,32
Norte de Santander	22,00	23,28	24,65	7,22	7,63	8,03
Santander	32,09	33,96	35,95	10,53	11,14	11,75
Boyacá	17,02	18,02	19,07	5,54	5,87	6,21
Quindío	1,06	1,12	1,18	0,34	0,34	0,41
Huila	5,16	5,46	5,78	1,69	1,76	1,89
Guaviare	1,68	1,78	1,89	5,54	5,81	6,14
Cauca	33,65	35,61	37,70	11,00	11,68	12,35
Caquetá	24,90	26,35	27,89	8,17	8,64	9,11
Putumayo	11,91	12,61	13,34	3,92	4,12	4,39
Nariño	146,54	155,10	164,17	47,99	50,76	53,73

Las centrales de regasificación de GNL a pequeña escala que son utilizadas para atender la demanda de los sectores industrial, termoeléctrico y residencial, poseen una estructura física idéntica, donde los principales componentes son: tanques de almacenamiento, vaporizadores, odorizador, control de vaporización y sistema de regulación de presión de despacho. La diferencia entre centrales para una u otra aplicación radica principalmente en el requerimiento de la demanda de gas, mediante el cual, se dimensiona la capacidad de almacenamiento y de vaporización requerida, y así seleccionar los equipos que ya se encuentran en tamaños y capacidades estándar en el mercado [12].

A continuación, se presenta una descripción de los elementos principales de una planta de regasificación de GNL a pequeña escala [12]:

2.2.1 Tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento utilizados en las centrales de regasificación, son los mismos tanques que se emplean para el almacenamiento de GNL, los cuales fueron descritos anteriormente. Así, el tipo de tanque a emplear en cada aplicación, depende principalmente de la cantidad de GNL a almacenar, tal como se presentó previamente en la sección 1.1.4.

2.2.2 Vaporizador

Los vaporizadores de GNL más utilizados en aplicaciones a pequeña escala, y los cuales se recomiendan para la implementación del uso de GNL en los sectores diferentes al transporte, emplean el aire ambiente para realizar el proceso de transferencia de calor; este aire fluye a través de un arreglo de tubos de acero resistentes a condiciones de temperatura criogénica. Típicamente, estos vaporizadores operan con flujos de entre 400 y 600 Nm³/h (metros cúbicos normales por hora), una presión máxima de operación de 420 bar (absolutos), a una presión absoluta de admisión de GNL entre 200 y 250 bar, son fabricados en acero inoxidable AISI 304L e incluyen un sistema de odorización. Otros datos técnicos de vaporizadores disponibles a nivel comercial se presentan en la Tabla 22.

Tabla 22. Especificaciones técnicas de vaporizadores de GNL [77].

Gas natural (estándar) [x10 ³ pie ³ /h]	Longitud [pie]	Ancho [pie]	Alto [pie]	Peso [lbf]
1	1,8	1,8	7,5	132
2	1,8	1,8	12,4	200
4	1,8	3,4	12,4	366
6	2,6	3,4	12,4	538
8	3,4	3,4	12,4	661
10	4,3	3,4	12,4	833
12	3,4	5,0	12,4	981
15	4,3	5,0	12,4	1190
18	5,0	5,0	12,4	1413
20	5,9	5,0	12,4	1635
15	4,3	8,4	12,4	1948

2.2.3 Control de vaporización

Una vez vaporizado el GNL, se emplea un sistema de control de vaporización para regular el caudal de gas que es entregado. Este regulador de flujo, suele ser independiente de la presión o caudal de la línea principal de suministro de GNL [78].

2.2.4 Odorizador

El gas natural, el oxígeno y el nitrógeno son gases inodoros y potencialmente peligrosos. Por esta razón, deben ser odorizados mediante la adición de sustancias no reactivas químicamente, la cuales poseen un olor fuerte que permite detectar su presencia. El proceso de odorización se considera uno de los procesos críticos en la operación del sistema de regasificación, por lo que

debe ser llevado a cabo de manera precisa y confiable [79]. A continuación, la Figura 10, se presenta un diagrama esquemático de un sistema de odorización de gases.

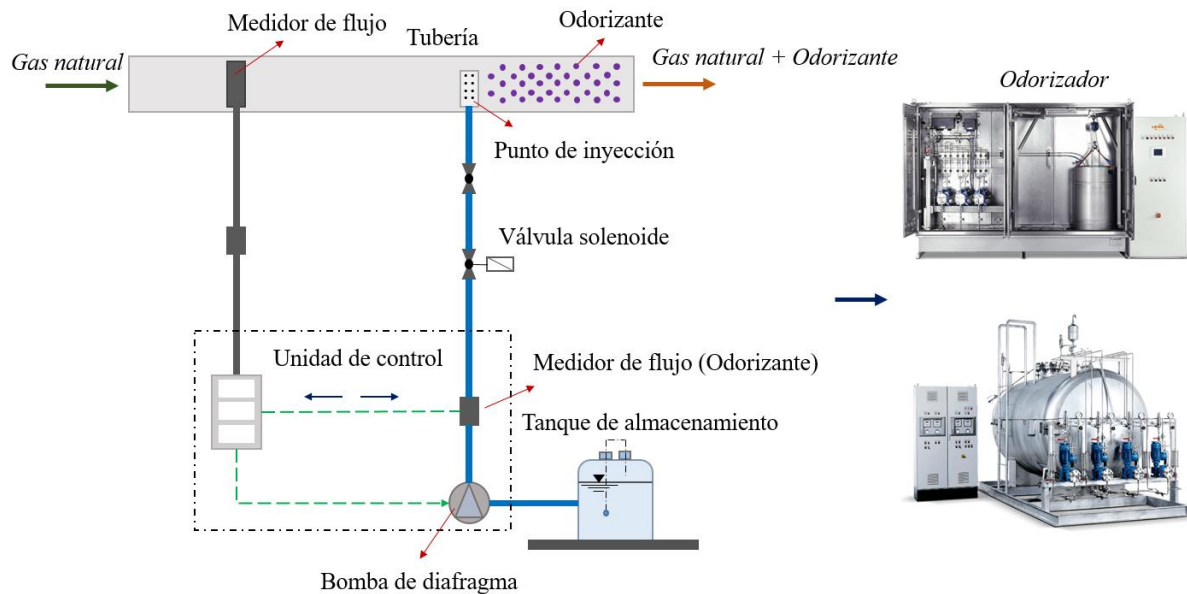


Figura 10. Diagrama esquemático del sistema de odorización de gas natural [79].

2.2.5 Sistema de regulación de presión de despacho

El sistema de regulación de presión entra en operación cuando la presión del gas natural cae por debajo de un valor predeterminado. Este dispositivo se puede instalar antes o después del vaporizador, según sean las características de diseño del sistema de regasificación. Cuando se instala antes del vaporizador, se debe incorporar un filtro criogénico para evitar el paso de partículas metálicas. Estos sistemas generalmente son de diámetro pequeño, con características tales como: roscas hembra de entrada y salida, contruidos en bronce o similar, con obturador y muelle de acero inoxidable; membrana de bronce o equivalente; asientos de juntas de teflón [80].

En general, cada uno de los elementos mencionados anteriormente pueden ser ofrecidos por diferentes fabricantes, cada uno con sus propias especificaciones técnicas, disponibilidad comercial y características de operación. Sin embargo, existen algunos fabricantes que ofrecen soluciones integradas de regasificación de GNL, algunos de ellos se presentan a continuación:

- Chart Industries

Chart Industries es una empresa reconocida a nivel mundial en el diseño y manufactura de equipos criogénicos, los cuales son usados desde el inicio hasta el final de la cadena de valor de gases líquidos. Esta empresa ofrece una alternativa portable de almacenamiento y

regasificación *in situ* de GNL, mediante la cual se podrían atender demandas de gas natural en zonas no interconectadas a la red de transporte nacional, y donde se hace inviable una propuesta de cubrimiento de la demanda por gasoducto. Las especificaciones técnicas de este tipo de oferta tecnológica, se presentan en la Tabla 23.

- Worthington Industries

Worthington Industries es una empresa reconocida en el manejo de GNL, con disponibilidad de sistemas de transporte, regasificación, tanques, y elementos de suministro de GNL a vehículos de transporte de carga. Así mismo, a nivel comercial oferta sistemas portables de almacenamiento y regasificación de GNL, certificados por la norma NFPA 59A. Los cuales surgen como una alternativa de distribución, almacenamiento y suministro de gas natural en zonas con parcial o nulo servicio de gas natural, principalmente para los sectores residencial e industrial. La Tabla 24 presenta algunos datos técnicos de este tipo de sistemas.

Tabla 23. Especificaciones técnicas: sistema de regasificación de Chart Industries [81].

Característica	Especificaciones
Desempeño de vaporizador (2 opciones)	<ul style="list-style-type: none"> • 150 kW unidad con flujo de operación (a condiciones estándar) de $31,5 \times 10^3$ pie³/h - 380 gal/h. • 280 kW unidad con flujo de operación (a condiciones estándar) de 50×10^3 pie³/h - 600 gal/h.
Capacidad de agua	15000 gal – 56700 l
Capacidad estacionaria de GNL	13520 gal – 51180 l
Capacidad transportable de GNL	3330 gal – 12600 l
Presión máxima permisible	140 psi _g – 25 bar (absolutos)
Flujo	Hasta 50×10^3 pie ³ /h (gas a 50 °F)
Peso (Tara)	50000 lb / 22680 kg
Requerimientos de potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Panel de control: 480 V – 60 Hz – 3 fases – 5 A • Bomba: 480 V – 60 Hz – 3 fases. • Vaporizador eléctrico: 480 V – 60 Hz – 3 fases.
Códigos de diseño	NFPA 59A ASME sección VIII División 1 USDOT MC-338

Tabla 24. Especificaciones técnicas: sistema portable de almacenamiento y regasificación de GNL de Worthington Industries [77].

Característica	3000 gal	6000 gal
Capacidad [gal]	2940	5950
Caudal [$\text{pie}^3_{\text{std}}/\text{min}$]	2588	5236
Peso [lbf]	8000	8000
Dimensiones [pie]	40 x 8,5 x 8	53 x 8,5 x 8
Presión máxima de operación [psig]	145	145

En general, para los sectores termoeléctrico, industrial y residencial en Colombia, se recomienda el uso de arreglos similares al indicado en la Figura 11, compuesto por tanques de almacenamiento tipo bala en configuración horizontal, vaporizadores de aire ambiente, sistemas de odorización, regulación de presión y de control de vaporización.

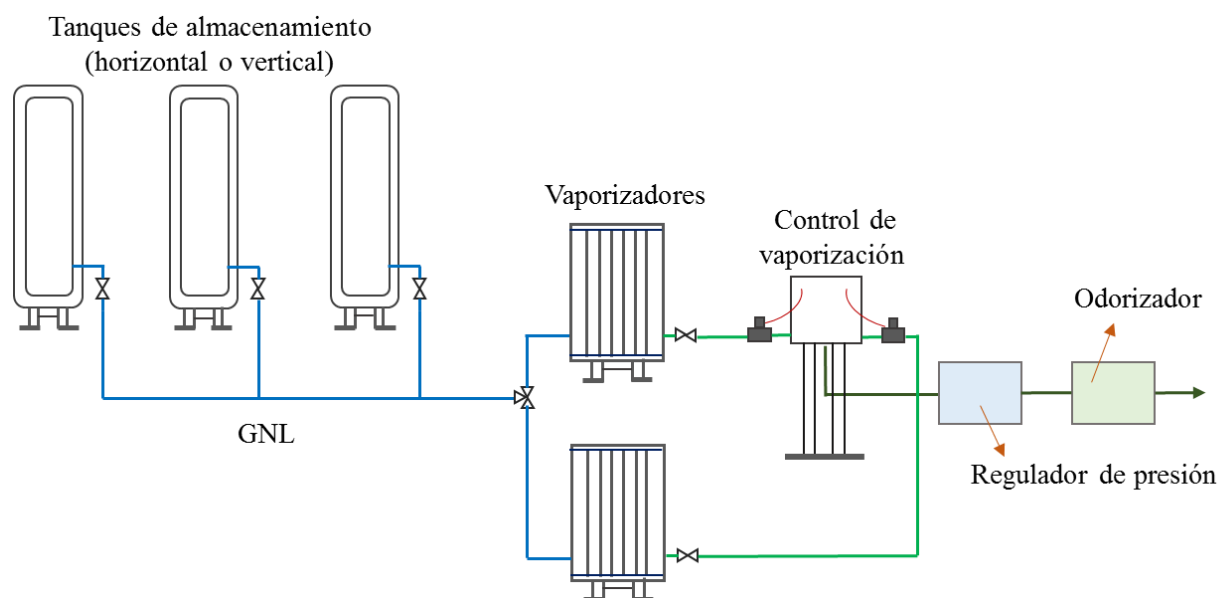


Figura 11. Central de regasificación a pequeña escala [82].

3 MODELO Y VALORES DE REFERENCIA

3.1 Conceptualización del modelo de optimización

En esta sección se presenta de forma descriptiva el modelo matemático implementado para la herramienta de optimización denominada SPIGAS (Sistema de Planeamiento Integras de GAS) el cual permite el planeamiento integrado de la cadena de suministro de GNL considerando su impacto en los sectores de transporte de carga y termoeléctrico al igual que en la red transporte de gas natural (GN). El modelo de optimización planteado es del tipo lineal entero mixto, y determina el plan de inversión, considerando el comportamiento operativo de forma integrada para todos los sectores bajo estudio, ya que cualquier decisión que se tome en uno de los sectores afecta de manera directa a los otros.

En términos generales el modelo matemático puede ser expresado de la siguiente manera:

$$\text{Minimizar } F.O. = CI + CO; \quad (1)$$

s. a.

- Conjunto de restricciones sector transporte de carga (2)
- Conjunto de restricciones cadena de suministro de GNT (3)
- Conjunto de restricciones sector termoeléctrico (4)
- Conjunto de restricciones cadena de suministro de GNL (5)

Donde la ecuación (1) corresponde a la función objetivo, la cual minimiza el valor presente de los costos de inversión (CI) y operación (CO) para un horizonte de planeamiento dado. Y las ecuaciones (2)-(5) obedecen a un conjunto de restricciones que representan el comportamiento de los sectores bajo estudio y que serán descritas en las siguientes secciones.

3.1.1 Cadena de valor de GNL

La solución del modelo presentado en (1)-(5) permite determinar la infraestructura de menor costo de GNL para el país. Esta responde a las siguientes preguntas:

- ¿Cuál cadena de valor es la más conveniente para el país?
- ¿En dónde deben ser ubicados geográficamente los elementos que conforman la cadena de valor?
- ¿Cuándo deben ser instalados los elementos que conforman la cadena de valor?
- ¿Cuáles son los valores de referencia?

En este sentido, y tal y como se muestra en la Figura 12, la metodología propuesta corresponde a un modelo entrada-salida, donde su solución determina el tipo de cadena de valor más conveniente ante un conjunto de entradas que representan las condiciones técnicas y económicas de los sectores bajo estudio y de la infraestructura existente y propuesta.

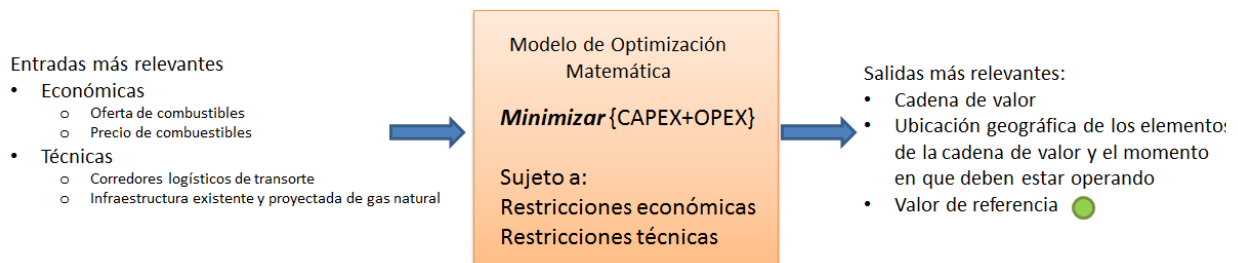
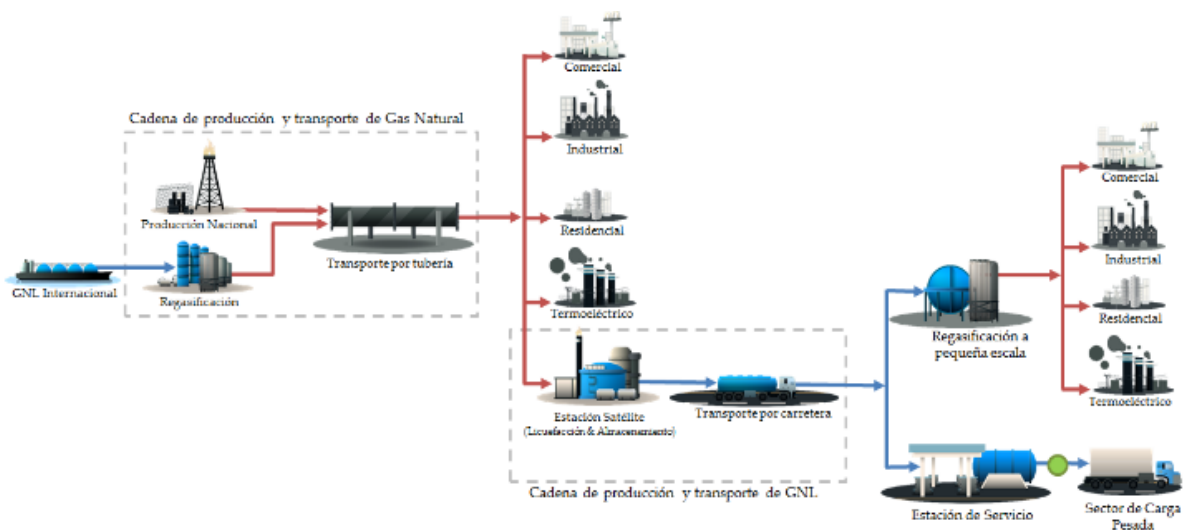


Figura 12. Conceptualización metodología.

La cadena de valor del GNL puede ser una de tres, tal y como se muestra en la Figura 13, donde la cadena tipo 1, es una en donde la totalidad del GNL se obtiene mediante la licuefacción única y exclusivamente de GN asociado a la red de transporte. Por otro lado, la cadena tipo 2, es una en donde todo el GNL se importa completamente del mercado internacional; y por último, la cadena tipo 3, combina las cadenas tipo 1 y 2 la cual permite obtener el GNL tanto de licuefacción de gas nacional como de importación.



(a)

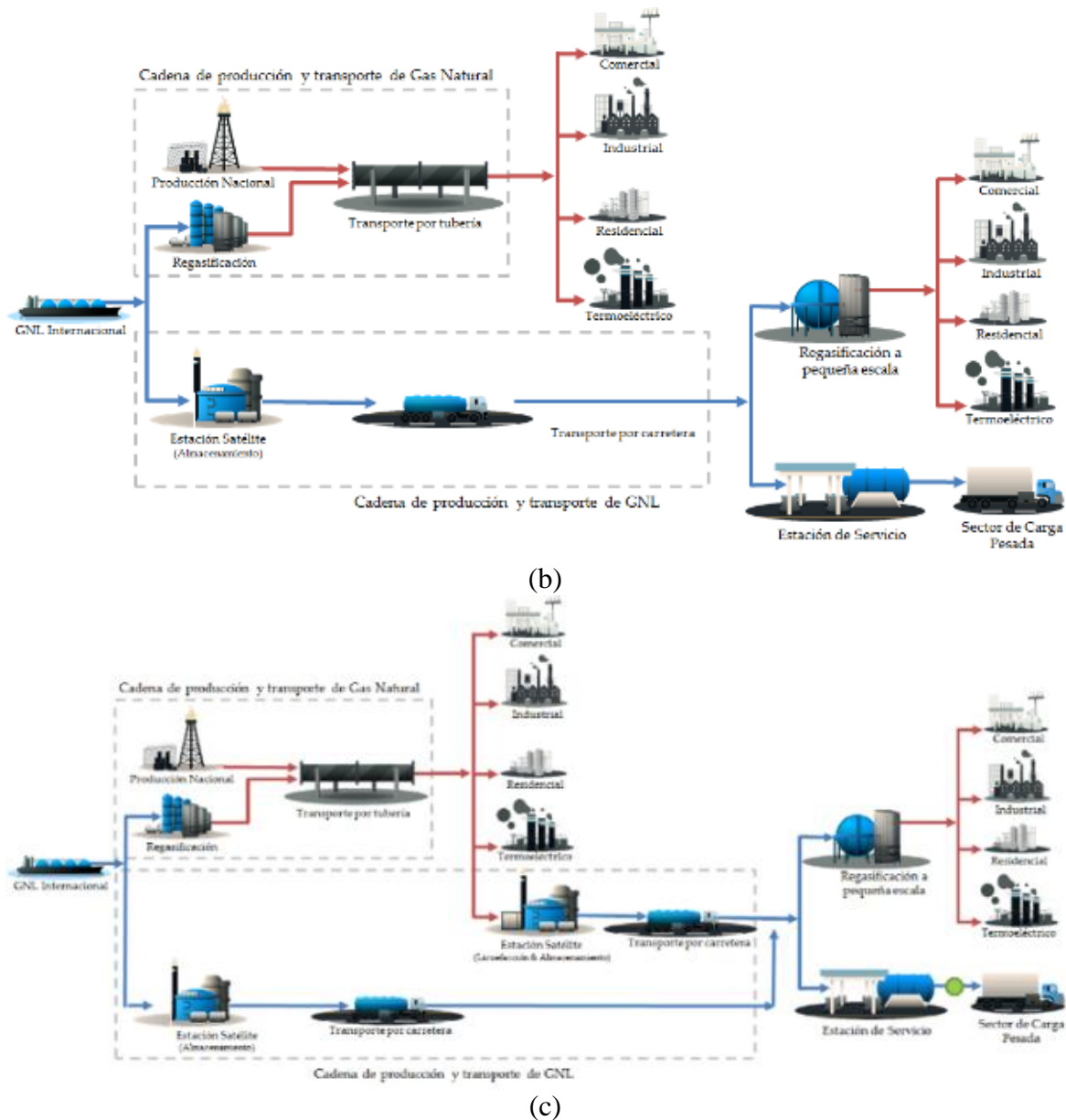


Figura 13. Tipos de cadena de valor de GNL, (a) tipo 1 solo licuefacción nacional, (b) tipo 2 solo importación, (c) tipo 3 combinación entre importación y licuefacción nacional.

3.1.2 Restricciones sector transporte de carga

El conjunto de restricciones (2), indica la cantidad de vehículos del sector de transporte de carga considerados como chatarrizables¹ que debería ser reemplazada por vehículos dedicados a GNL o por vehículos dedicados a diésel. Para esto, se determina el porcentaje de sustitución óptimo de vehículos con base en los costos de inversión (CAPEX asociados a los vehículos nuevos y a los requerimientos de infraestructura) y los costos de operación (OPEX vehículos e

¹ Según la resolución 332 de 2017 del ministerio de transporte un vehículo de carga se considera que está en estado chatarrizable si tiene una vida operativa de más de 20 años.

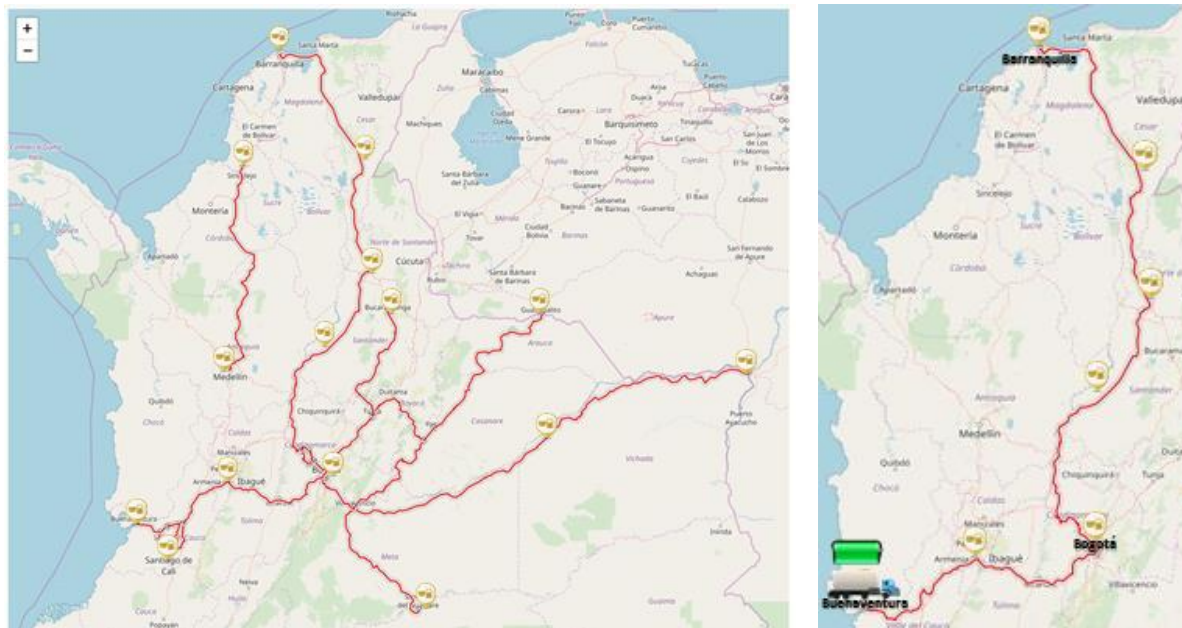
infraestructura). Para esto se modela el comportamiento físico del sector transporte de carga, lo cual requiere considerar los siguientes aspectos (ver Figura 14):

- Los principales centros logísticos para el envío y recepción de vehículos de carga.
- La posible ubicación de las Estaciones de Recarga (ER) de vehículos a base de GNL.
- El sistema de carreteras que conecta los centros logísticos.
- Las rutas más frecuentes de vehículos de carga.
- Las condiciones topográficas de las carreteras (por ejemplo, montañosas, onduladas, planas), lo cual influye directamente en el gasto de combustible de los vehículos.
- Las características del vehículo (por ejemplo, capacidad del tanque del vehículo, rendimiento en combustible por km).
- El número de vehículos susceptibles a ser sustituidos.

En esta parte del modelo el CAPEX corresponde a la suma de los costos de chatarrización (compra de nuevos vehículos dedicados a GNL o a diésel), costos fijos y variables de inversión en Estaciones de Recarga (ER) las cuales tienen como función abastecer con GNL a los vehículos que operen con este combustible. Mientras que los costos operativos, son el costo del combustible (diésel o GNL) utilizado por los vehículos en su operación diaria.

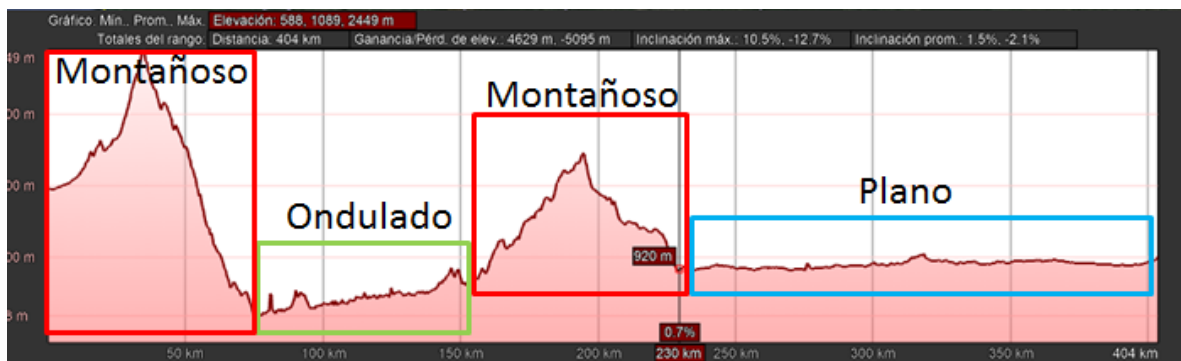
Por otro lado, el conjunto de restricciones incluye:

- Restricciones que garantizan que el tanque de los vehículos al final de cada tramo recorrido siempre sea positivo y no mayor a la capacidad del tanque. Esta ecuación considera la autonomía de cada vehículo y el gasto de combustible para cada tramo de carretera.
- Restricciones que garantizan que los vehículos no recarguen más combustible del que su tanque permite. Estas ecuaciones indican que el tanque al final de cada tramo recorrido más la recarga de combustible realizada sea menor a la capacidad del tanque.
- Restricciones que determinan la dimensión de las ER. Estas ecuaciones garantizan que las recargas de los vehículos en cada ER no sobrepasen la máxima capacidad que pueden tener las estaciones de recarga, esta capacidad es una variable que se encuentra penalizada en la función objetivo.
- Restricciones que determinan donde y cuando se invierte en ER.
- Restricciones que determinan el porcentaje de vehículos que serán reemplazados por tecnología GNL y por tecnología diésel.



(a)

(b)



(c)

Figura 14. Consideraciones para el modelo del sector transporte; (a) centros logísticos, principales vías y posible ubicación de las ER; (b) principales rutas; (c) perfil topográfico de las vías principales.

3.1.3 Restricciones cadena de suministro de gas natural

El conjunto de restricciones (3), modela la operación de la red de transporte de GN, esto con el objeto de garantizar que las condiciones físicas de la red de transporte de GN sean factibles frente a la aparición de nuevas demandas asociadas a producción de GNL. Para esto, se representa el comportamiento físico de los principales componentes de la red de transporte de GN ver (Figura 15), los cuales son: pozos, estaciones de regasificación de GNL, gasoductos, compresores, demandas comunes de gas (industrial, comercial y residencial) y demandas especiales de gas (termo-eléctricas y estaciones de licuefacción).



Figura 15. Cadena de suministro de gas natural por tubería.

En esta parte del modelo el CAPEX corresponde a la suma del valor presente de los costos de expansión de la infraestructura de importación de GN. Mientras que el costo operativo corresponde al costo de producción en boca de pozo y transporte de gas por tubería.

Por otro lado, el conjunto de restricciones está compuesto por:

- Restricciones que modelan la producción de GN en pozos y las estaciones de licuefacción de GNL.
- Restricciones que modelan el balance de la red de GN.
- Restricciones que modelan el comportamiento físico de los gasoductos de transporte de GN.
- Restricciones que modelan el comportamiento físico de los compresores de GN.

Restricciones que representan los límites de las variables operativas de la red de GN.

3.1.4 Restricciones sector termoeléctrico

El conjunto de restricciones (4), representa el comportamiento físico del sector termoeléctrico, este sector es modelado como una demanda de GN, la cual actualmente es atendida por medio de la red de transporte de GN (ver Figura 16) y que es susceptible a ser atendida con GNL proveniente de una posible cadena de suministro de este combustible, es decir, el modelo está en la capacidad de determinar que medio logístico de transporte del GN (gasoducto o GNL) es el más económico para garantizar el abastecimiento de las necesidades energéticas de estas demandas. En ese orden de ideas el conjunto de restricciones (4) es el encargado de determinar el porcentaje de la demanda termoeléctrica que será abastecido con GN y el porcentaje que será abastecido con GNL.

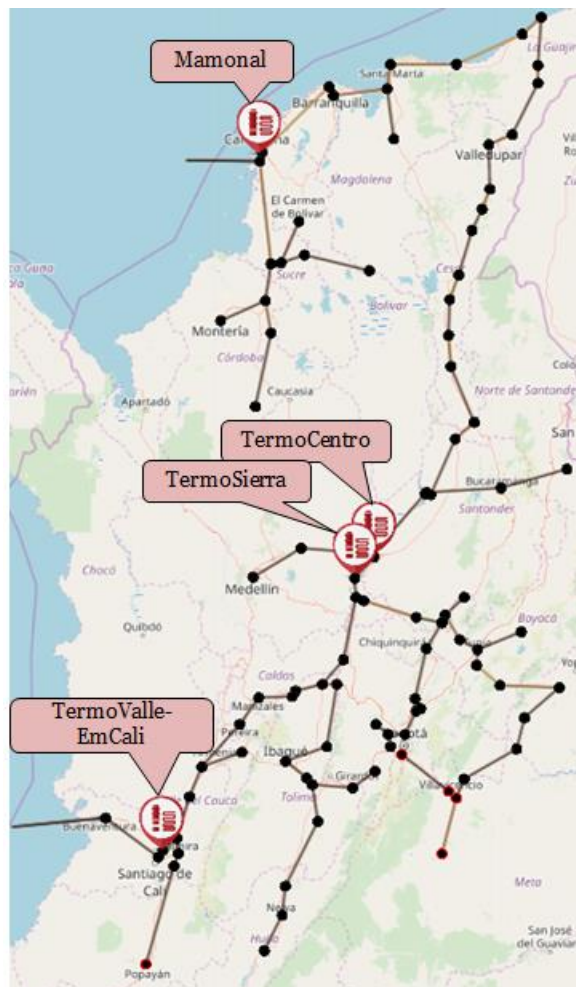


Figura 16. Sector termoeléctrico.

En esta parte, las restricciones que permiten el cálculo del CAPEX consideran el valor presente de los costos de inversión en instalaciones de almacenamiento local y regasificación a pequeña escala. Y el conjunto de restricciones asociado al comportamiento técnico está conformado por:

- Restricciones que determinan el porcentaje de demanda termoeléctrica que se abastece con GN.
- Restricciones que determinan el porcentaje de demanda termoeléctrica que se abastece con GNL.
- Restricciones que determinan los requerimientos de inversión de las demandas termoeléctricas que se abastecen con GNL.

3.1.5 Restricciones cadena de suministro de GNL

El conjunto de restricciones (5), permite establecer la ubicación de Estaciones Satélite (ES) de licuefacción de GN, estas ES reciben el gas de forma gaseosa por medio de gasoductos y lo licuan, o reciben el gas en forma líquida directamente de puertos de importación, luego lo almacenan y por último lo distribuyen a los usuarios de GNL por medio de carros-cisterna. Esta parte del modelo indica la ubicación, la capacidad de almacenamiento, la capacidad de licuefacción y el instante de inversión para las ES, igualmente determina la zona de abastecimiento de cada ES construida, es decir, indica que clientes deben ser abastecidos desde cada ES en cada instante de inversión y cada periodo operativo, ver Figura 17(a). Tal y como se observa en la Figura 17(b), los instantes de inversión son momentos puntuales en el tiempo donde se permite la aparición de infraestructura, mientras que los periodos operativos se definen como diferentes condiciones de demanda, esto con el objetivo de involucrar de forma simplificada las variaciones temporales de esta.

Por otro lado, el CAPEX de la cadena de suministro de GNL está dado por las inversiones en ES (capacidad de almacenamiento, capacidad de licuefacción) y en carros-cisterna. Mientras que el OPEX está dado por el costo de licuefacción del GNL, el costo del gas asociado al boil-off gas (BOG), y el costo de transporte por carretera el cual depende de la distancia recorrida por los carros-cisterna. Para esto se debe considerar el siguiente conjunto de restricciones:

- Restricciones que modelan la producción y/o importación de GNL.
- Restricciones que representan demandas existentes que basan su operación en otros combustibles y que son susceptibles a ser convertidas a GNL (termoeléctricas, demandas de municipios que no tienen gas combustible).
- Restricciones que modelan el comportamiento físico de los elementos que conforman la cadena de suministro de GNL (almacenamiento, BOG).
- Restricciones que garantizan que cualquier carga pueda ser atendida desde cualquier ES con cobertura.

- Restricciones que garantizan que una ES sólo pueda licuar, almacenar y distribuir carros cisterna, si y solo si, es construida.
- Restricciones que determinan los requerimientos de almacenamiento y licuefacción para cada ES.
- Restricciones que determinan donde y cuando se invierte en ES.

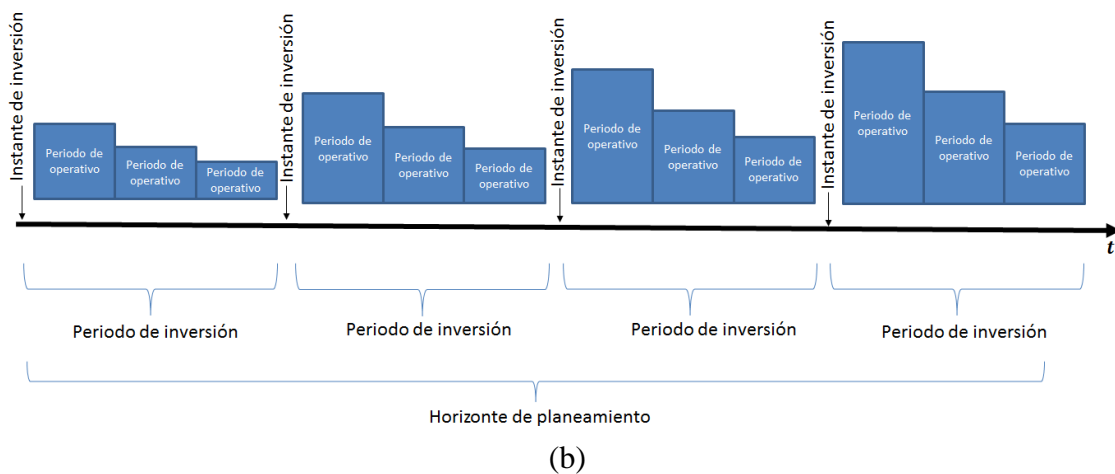
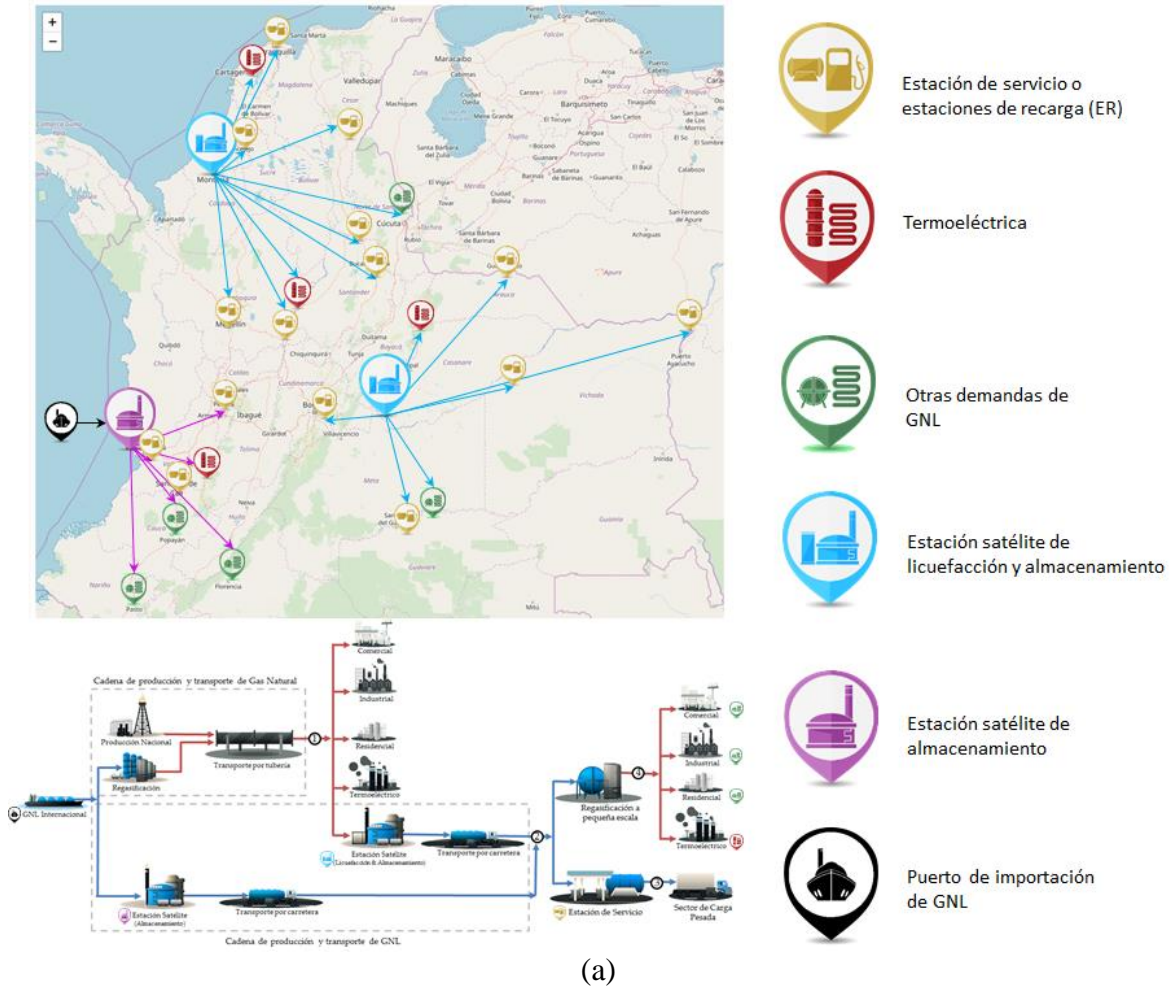


Figura 17. Cadena de suministro de GNL.

3.1.6 Cálculo del valor de referencia para el GNL

El valor de referencia para la cadena de producción y transporte de GNL se definen para efectos de este proyecto, como el valor mínimo a pagar por un usuario, de forma tal que se socialicen los costos de inversión y operación entre todos los usuarios de este combustible. Estos se calculan mediante la ecuación (6) la cual se encuentra detallada en el documento UPME titulado “Plan indicativo de expansión de cobertura de gas combustible PIEC-GC” de septiembre del 2017.

$$VR = \frac{\sum_{t=1}^T ((1+r)^{-t} \cdot (CAPEX_t + OPEX_t))}{\sum_{t=1}^T ((1+r)^{-t} \cdot DEM_t)} \quad (6)$$

Donde:

- VR Valor de referencia
- $CAPEX_t$ Costos de inversión en el periodo t
- $OPEX_t$ Costos de operación en el periodo t
- DEM_t Demanda en el periodo t
- r Tasa de descuento
- T Horizonte de planeamiento

3.2 Datos de entrada

En esta sección se describen la información utilizada para realizar las simulaciones que permiten determinar la viabilidad de la implementación de una cadena de valor de GNL en Colombia y su valor de referencia. Para esto se busca caracterizar el sector transporte de carga, el sector termoeléctrico y la red de transporte de GN para el caso colombiano, también los elementos técnicos y operativos que forman la cadena de suministro de GNL.

3.2.1 Sector transporte de carga

El sector transporte de carga en Colombia presenta para el año 2019 un total de 324.874 vehículos registrados, los cuales consumen diésel como combustible de operación. Según la resolución 332 de 2017 del ministerio de transporte, se estima que los vehículos (camiones y tractocamiones) utilizados para la actividad del transporte de carga pasada cuentan con una vida útil de alrededor de 20 años, una vez cumplida la vida útil estos vehículos deben ser chatarrizados (salir de circulación) y ser reemplazados por vehículos nuevos.

Teniendo en cuenta el parque automotor actual (2019) de camiones y tractocamiones, en la Tabla 25 se muestra el número de estos vehículos que se deben chatarrizar en cada periodo de

inversión, esto según se fecha de modelo reportada en el registro único nacional de tránsito (RUNT).

Tabla 25. Número de vehículos chatarrizables.

Tipo de vehículo	Número de vehículos a chatarrizar	
	Periodo de inversión	Periodo de inversión
	2023-2027	2028-2032
Camiones	2.515	42.029
Tractocamiones	512	16.624

De igual forma es necesario determinar los corredores logísticos por los cuales transitarán los vehículos susceptibles a ser reemplazados por vehículos a GNL. Por lo anterior, y fundamentándose en la resolución 164 de 2015 del ministerio de transporte, en este estudio se trabajó con los siguientes corredores logísticos (ver Figura 18).

- Buenaventura – Cali
- Buenaventura – Lobo Guerrero
- Buenaventura – Mulaló
- Bogotá – Cali
- Bogotá – Villeta
- Bogotá – Barranquilla
- Bogotá – Bucaramanga
- Bogotá – Yopal
- Bogotá – Villavicencio
- Villavicencio – Arauca
- Villavicencio – Puerto Carreño
- Villavicencio – San José del Guaviare
- Medellín – Sincelejo
- Cali – Ipiales

Sobre cada corredor logístico se seleccionaron los siguientes puntos estratégicos para la ubicación de ER de vehículos que operan a base de GNL:

- Cali (Valle del Cauca)
- Lobo Gurrero (Valle del Cauca)
- Buenaventura (Valle del Cauca)
- Media canoa (Valle del Cauca)
- Madronal (Valle del Cauca)
- Mulaló (Valle del Cauca)
- Buga (Valle del Cauca)
- Bogotá (Cundinamarca)
- Tunja (Boyacá)
- Bucaramanga (Santander)
- Aguazul (Casanare)
- Yopal (Casanare)
- Villavicencio (Meta)
- Arauca (Arauca)
- La Primavera (Vichada)
- Puerto Carreño (Vichada)

- El Rosal (Cundinamarca)
- Facatativá (Cundinamarca)
- Villeta (Cundinamarca)
- La Vega (Cundinamarca)
- Aguas Blancas (Santander)
- Boquerón (Cesar)
- Barranquilla (Atlántico)
- San José del Guaviare (Guaviare)
- Medellín (Antioquia)
- Sanguijuela (Antioquia)
- Sincelejo (Sucre)
- Patía (Cauca)
- Ipiales (Nariño)

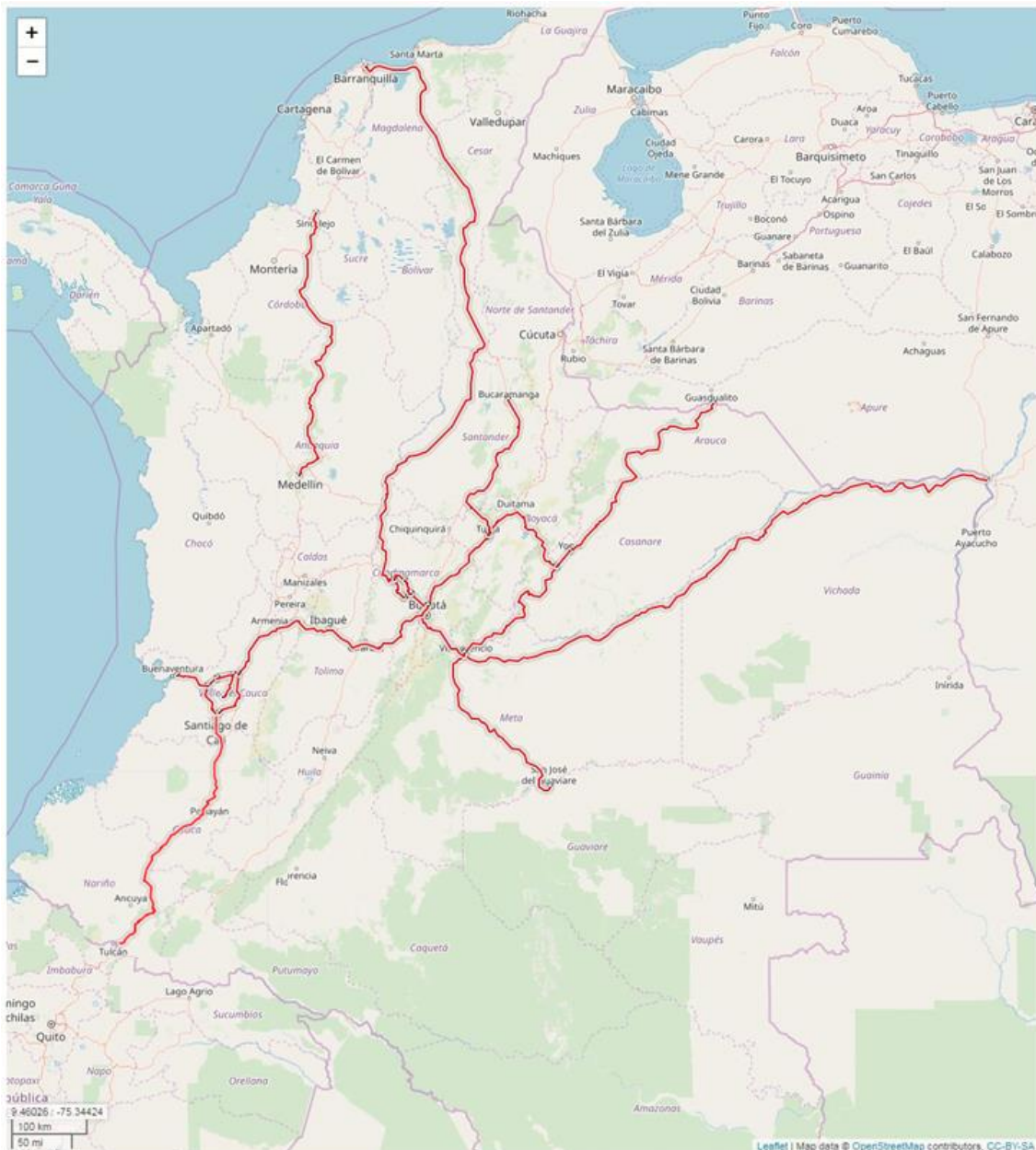
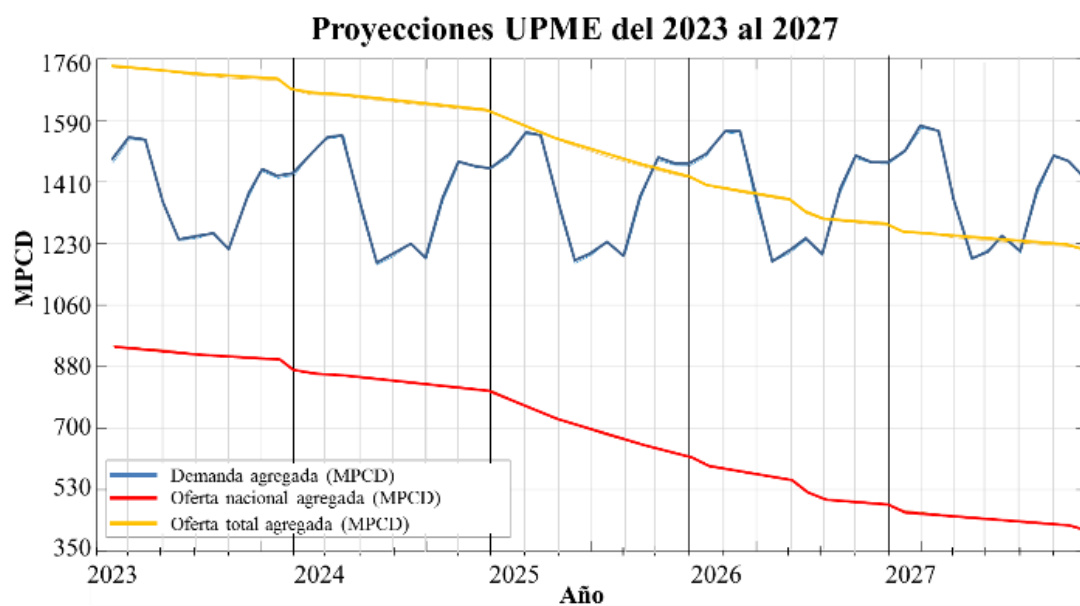


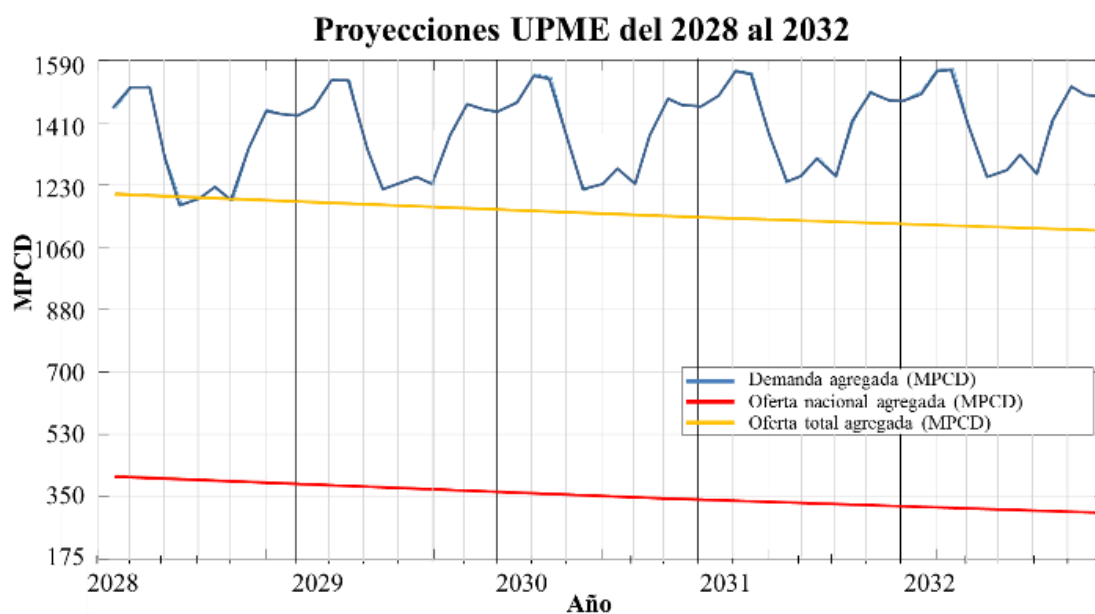
Figura 18. Corredores logísticos.

3.2.2 Oferta y demanda nacional de gas natural

En la Figura 19 se presentan las curvas agregadas de oferta y demanda de GN para cada uno de los periodos bajo estudio. Es importante resaltar que estos valores fueron suministrados por la UPME y obedecen a la proyección de la oferta nacional sin incorporar el potencial de oferta asociado a las fuentes de gas no convencionales. De igual forma, las proyecciones de demanda corresponden a una condición climatológica extrema de fenómeno de El Niño.



(a)

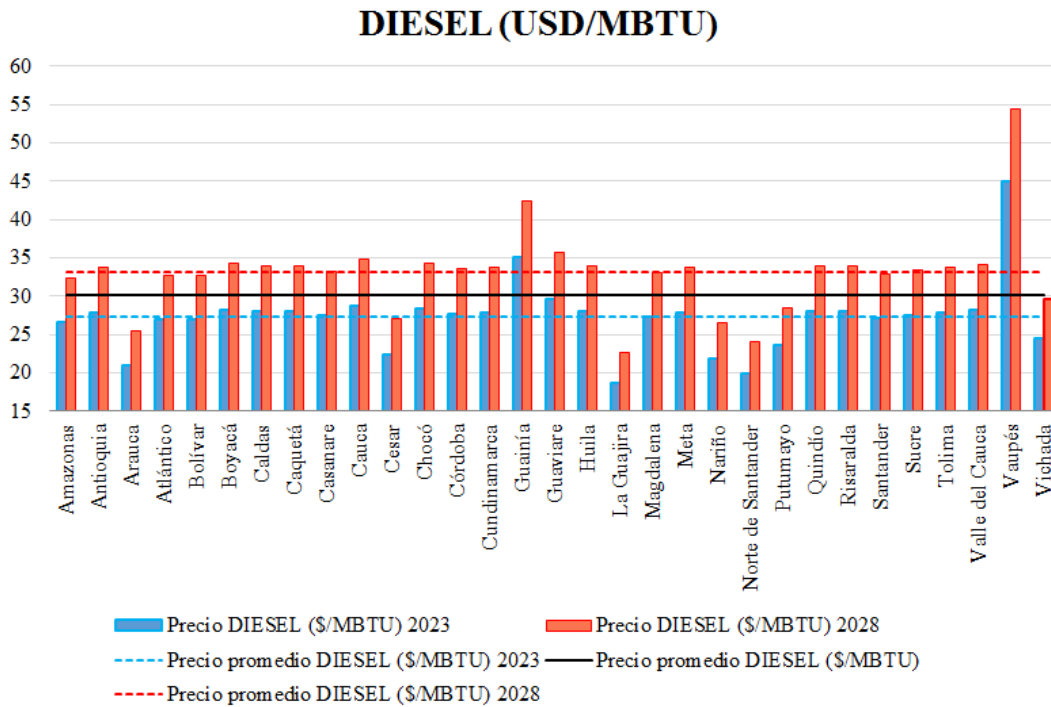


(b)

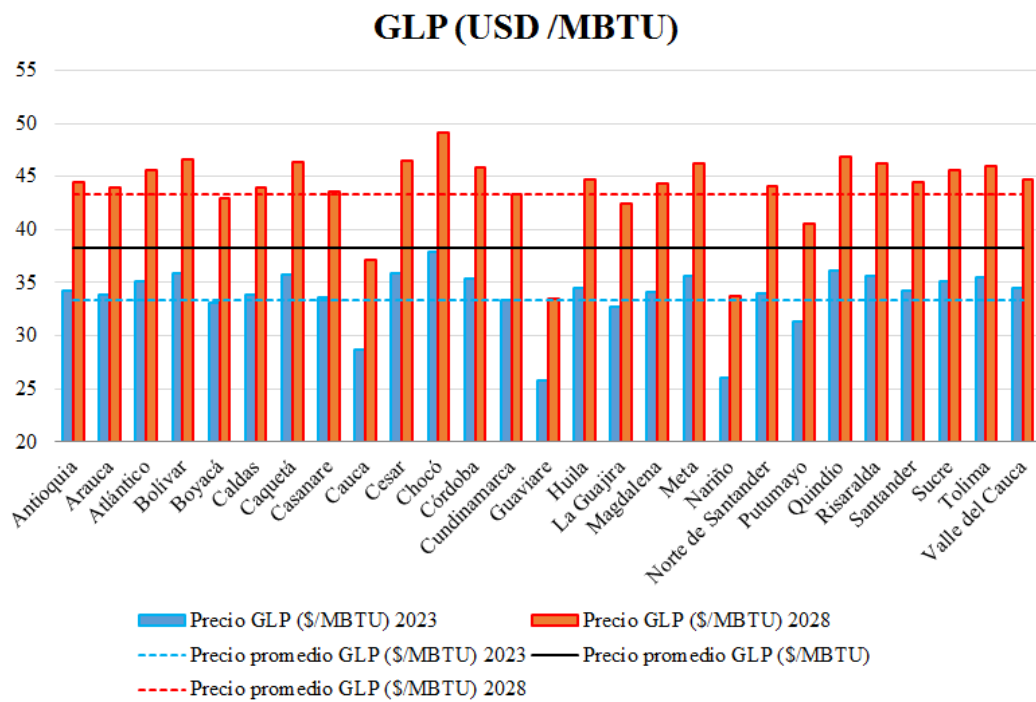
Figura 19. Proyecciones de oferta y demanda ante fenómeno de El Niño; (a) periodo 2023-2027, (b) periodo 2028-2032.

3.2.3 Precios de combustibles sustitutos

En la Figura 20 se muestran los precios discriminados por departamentos para cada uno de los combustibles sustitutos (diésel, GLP), estos valores fueron suministrados por la UPME y obedecen a las proyecciones para los periodos de análisis.



(a)



(b)

Figura 20. Proyecciones de precio de combustibles; (a) diésel, (b) GLP.

3.2.4 Cadena de suministro de GNL

Actualmente en Colombia no se cuenta con una cadena de suministro de GNL, por ello se debe alimentar a la herramienta con propuestas de infraestructura para cada uno de los elementos que conforman dicha cadena, la herramienta se encarga de determinar qué elementos de infraestructura y con qué capacidad serán construidos y en qué periodo del horizonte de planeamiento se realizará dicha inversión. A continuación en la Figura 21 y la Tabla 26, se muestran las propuestas de infraestructura para la cadena de suministro GNL en Colombia.

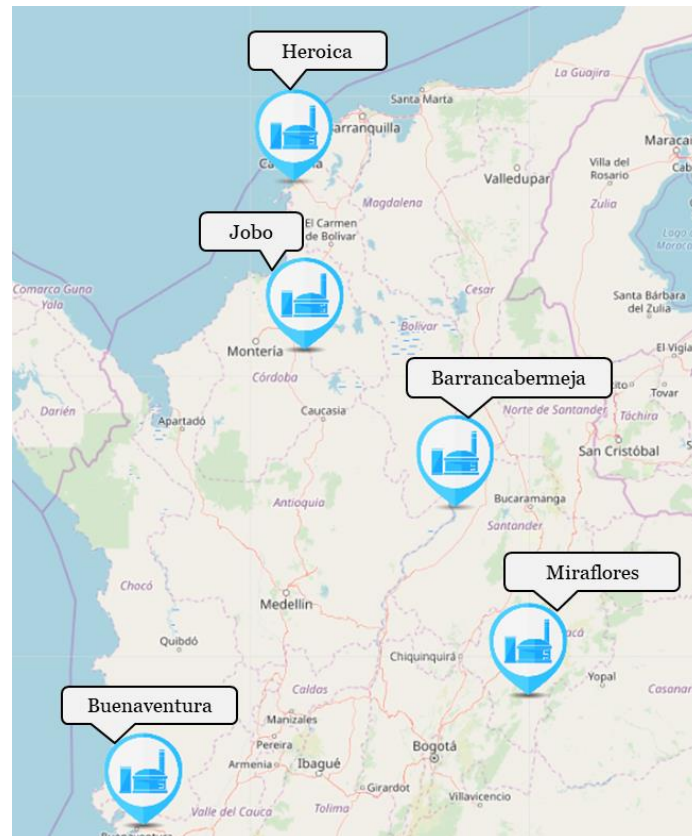


Figura 21. Propuesta de ubicación de estaciones satélite de almacenamiento y licuefacción de GNL.

Tabla 26. Posible ubicación de estaciones satélite de almacenamiento y licuefacción de GNL.

Estación Satélite	Nodo de la red de transporte de GN
Estación Heroica	Mamonal
Estación Jobo	Jobo
Estación Barrancabermeja	CIB2
Estación Miraflores	Miraflores
Estación Buenaventura	Buenaventura

3.2.5 Descripción general de la información que contiene la base de datos

A continuación, se enlistan los principales datos de entrada del modelo, los cuales conforman la base de datos:

- Información general
 - Periodos de planeamiento
 - Duración de los periodos de planeamiento
 - Tasa de descuento anual
 - Tasa de interés anual
- Información de combustibles
 - Tipos de combustibles
 - Información asociada a costos de combustibles
 - Información técnica asociada a los tipos de combustibles
 - Proyección de consumo y precios por tipo de combustible
- Información del sector transporte de carga pesada
 - Principales corredores logísticos de mercancía
 - Información de topología de las rutas utilizadas y factores de corrección de consumo
 - Transito promedio diario de estos corredores logísticos
 - Costos de inversión asociados al sector transporte de carga pesada
 - Información técnica asociada al sector transporte de carga pesada
- Información de la cadena de suministro de GNL
 - Elementos que conforman la cadena de suministro de GNL
 - Información asociada a costos de inversión en los elementos de la cadena de suministro de GNL
 - Información asociada a costos de operación dentro de la cadena de suministro de GNL
 - Información técnica asociada a la cadena de suministro de GNL
 - Caracterización de la demanda susceptible a ser atendida a GNL (Industrial, comercial, residencial, termoeléctrico, transporte de carga pesada, demandas nuevas)
- Información de la cadena de suministro de GNT

- Caracterización de la red de gas nacional
- Elementos que conforman la cadena de suministro de GNT
- Información asociada a costos de inversión en los elementos de la cadena de suministro de GNT
- Información asociada a costos de operación dentro de la cadena de suministro de GNT
- Información técnica asociada a la cadena de suministro de GNT
- Caracterización de la demanda susceptible a ser atendida con GNT (Industrial, comercial, residencial, demandas nuevas)

3.3 Resultados numéricos

En esta sección se muestran los principales supuestos y los resultados numéricos para cada uno de los escenarios de estudio planteados a continuación. Para todos los resultados se muestra la cadena de suministro de GNL propuesta en cada periodo de inversión, también se muestra el esquema de la cadena de valor de GNL, la infraestructura sugerida, los costos de inversión y operación, y los valores de referencia para los usuarios del sector transporte de carga.

A continuación, se describen los principales supuestos.

- Un horizonte de planeación de 10 años, dividido en dos periodos de planeación de 5 años. Donde los periodos bajo análisis son 2023-2027 y 2028-2032.
- Se consideran tres periodos operativos, los cuales representan el comportamiento de las demandas en condiciones de consumo de GN alto, medio y bajo.
- Se consideran como posibles demandas de GNL, al sector de transporte de carga (combustible sustituto diésel), y a algunos municipios no atendidos (combustible sustituto GLP).
- No se consideran costos de comercialización ni distribución de GNL, solo CAPEX y OPEX de la infraestructura asociada al GNL.
- Se consideran las proyecciones de demanda que corresponden a una condición climatológica extrema de fenómeno del niño, lo cual busca determinar si ante un escenario extremo de alta demanda y baja oferta el GNL resulta ser un combustible atractivo para ser implementado en el país.

3.3.1 Escenarios de análisis

Tal y como se mencionó en la sección 3.1.1 la metodología propuesta determina la cadena de valor y los valores de referencia que corresponden a la infraestructura de menor costo para un

conjunto de información de entrada que define aspectos exógenos como por ejemplo: las condiciones de oferta y demanda de gas, la infraestructura de la red de transporte de GN y los precios internacionales del GNL, entre otros. Por lo anterior, en esta sección se describe el conjunto de escenarios que serán analizados para determinar la conveniencia de la implementación de una cadena de valor de GNL en Colombia bajo las condiciones actuales, así como para analizar la demanda potencial de este combustible en los sectores bajo estudio.

En la Figura 22 se muestran los tres escenarios analizados. Todos los escenarios corresponden a una condición de oferta nacional donde se asume la no implementación de técnicas de exploración no convencional de GN, y además se considera una condición crítica de demanda, la cual corresponde a una demanda proyectada en condiciones de fenómeno del Niño. Lo anterior implica que los tres escenarios evaluados son situaciones extremas, ya que implican alta demanda y baja oferta nacional tal y como se muestra en Figura 19, esto tiene como objetivo determinar la viabilidad de la implementación de una cadena de valor de GNL en Colombia incluso para las condiciones de mayor criticidad.

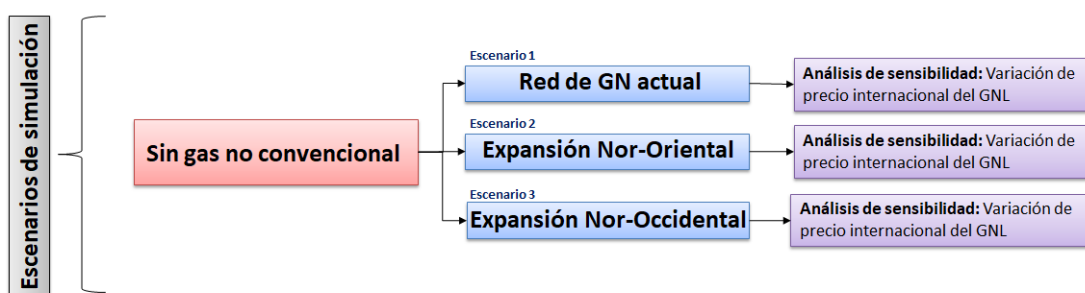


Figura 22. Escenarios evaluados.

En este sentido los escenarios propuestos se asocian a diferentes condiciones futuras de la red de transporte de GN, es decir, cada uno considera una red de transporte de GN distinta. El primer escenario corresponde a una situación donde la red de transporte de GN no presenta ningún cambio futuro, y es considerado solo para efectos de verificar que la herramienta SPIGAS es capaz de tomar decisiones considerando el efecto asociado a la infraestructura de la red de transporte de GN. Los otros dos escenarios corresponden a los planes de expansión propuestos por la UPME los cuales se detallan en la Tabla 27 y la Figura 23 y se presentan en el “Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural (PTAGN)” del 2016. De igual forma, y con la intención de demostrar la viabilidad del GNL en Colombia, así como de probar la versatilidad de la herramienta en términos de analizar prospectivas de infraestructura, se realiza para cada escenario un análisis de sensibilidad para tres condiciones probables de precios internacionales de GNL, las cuales son: 1) la condición de precio esperado que equivale a la proyección pronosticada por la UPME, 2) la condición de precio alto que asume un precio igual

al doble del precio proyectado, y 3) la condición de precio bajo, la cual asume un precio igual a la mitad del precio proyectado.

Tabla 27. Alternativas de expansión.

NorOccidente (escenario 2)	NorOriente (escenario 3)
<ul style="list-style-type: none"> • Construcción de gasoducto alternativo entre los nodos Jobo-Medellín-Marquita-Bogotá • Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Sebastopol-Medellín • Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Jobo-Sincelejo • Construcción de loop en el gasoducto Cartagena-Jobo • Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana-Apiay • Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Yumbo- Mariquita • Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto El cerrito-Popayán 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de capacidad entre los nodos Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-Ballena y Ballena-Barrancabermeja • Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Sebastopol-Medellín • Construcción de loop en el gasoducto Cartagena-Jobo • Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana-Apiay • Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Yumbo- Mariquita • Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto El cerrito-Popayán



Figura 23. Ampliación NorOriente y gasoducto NorOccidente propuestos por la UPME en el PTAGN 2016.

3.3.2 Resultados escenario 1

En este escenario, la herramienta SPIGAS indica que la solución de mínimo costo implica que el total de los vehículos susceptibles a ser chatarrizados se sustituyan por vehículos a base de GNL, de igual forma ocurre para las demandas asociadas a municipios sin gas combustible, donde el optimizador determinó que la atención de estos municipios es más rentable con GNL que con GLP. Para esto la herramienta sugiere una cadena de valor de GNL independiente de la red de transporte de GN, donde la totalidad del GNL proviene de fuentes internacionales ubicadas en los dos principales puertos del país (Cartagena y Buenaventura), tal y como se observa en las Figura 24 y Figura 25.

Lo anterior, se debe a que el precio internacional de GNL presenta un diferencial muy atractivo en comparación con el precio del diésel y del GLP, es decir tiene un bajo precio, por lo tanto, en ambos sectores (transporte y nuevas demandas) aparece un alto potencial de demanda de GNL. Por otro lado, debido a que la oferta nacional es superada por la demanda, y que la red de gas asociada al escenario 1 no tiene suficiente capacidad de transporte, entonces se tiene que el GNL no puede ser obtenido de fuentes nacionales tal y como se muestra en la cadena de valor presentada en la Figura 26.

Periodo de planeación 2023 – 2027

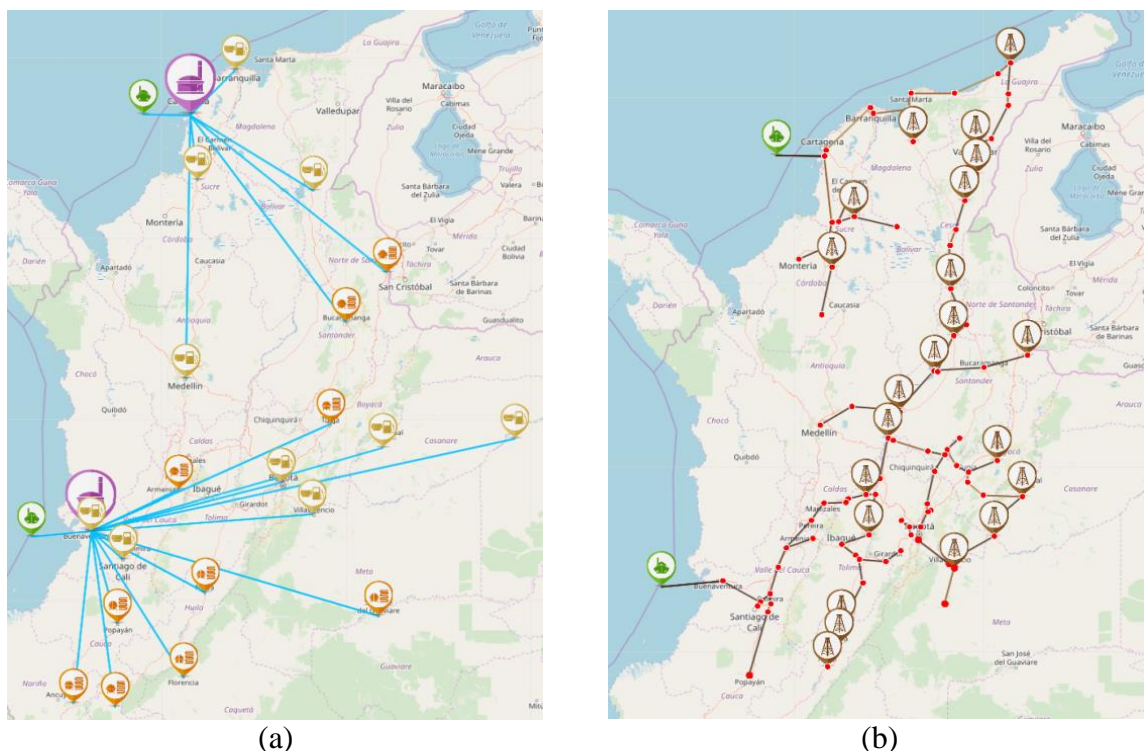


Figura 24. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural.

Periodo de planeación 2028 – 2032

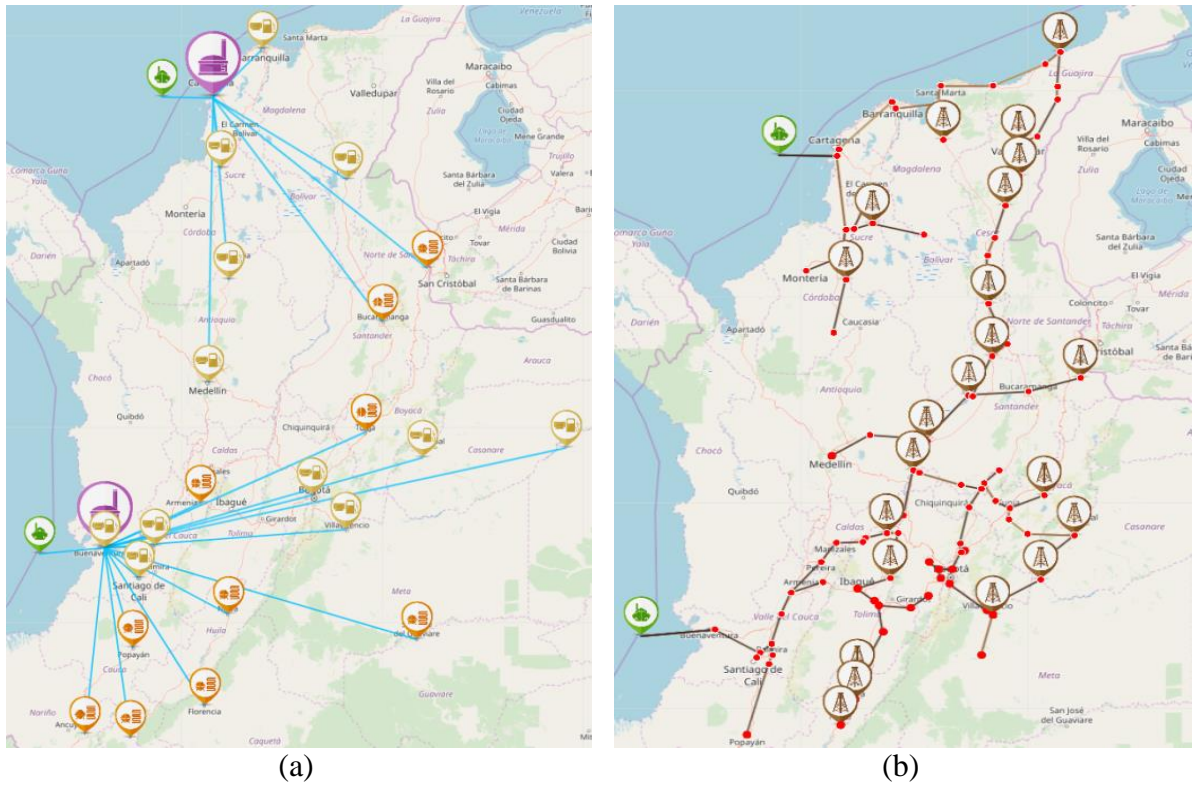


Figura 25. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural.

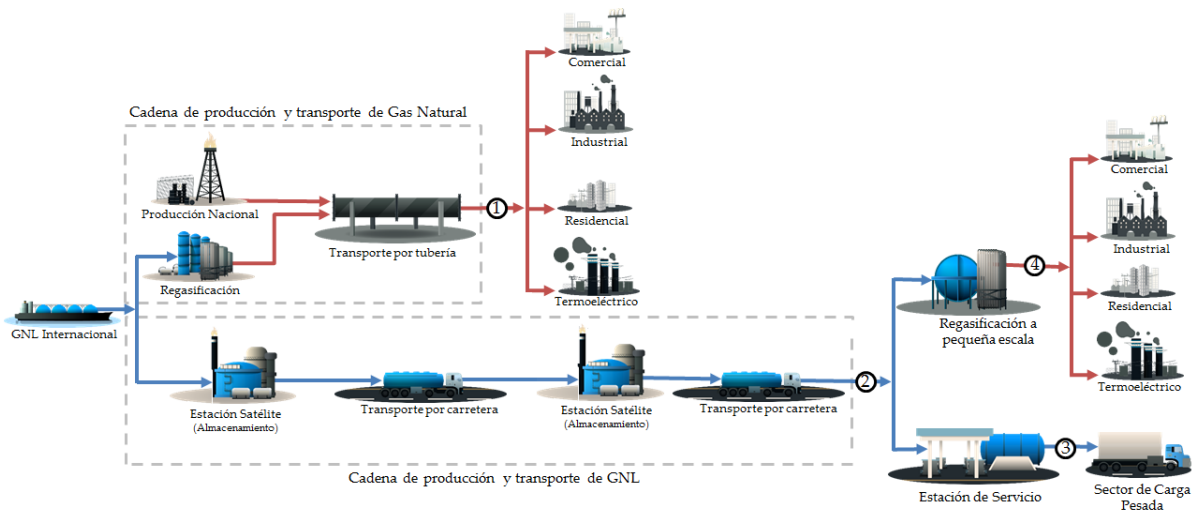


Figura 26. Esquema cadena de valor de GNL.

Un aspecto relevante a resaltar, es que la herramienta SPIGAS detectó que en las zonas centro y sur del país se presentan cortes de demanda de GN, debido a cuellos de botella ocasionados por falta de capacidad de transporte. Este aspecto es reportado por la UPME en el PTAGN 2016, donde se propone para mitigar dicha problemática las expansiones mostradas en la sección anterior y asociadas a los escenarios 2 y 3.

Tabla 28. Inversiones en infraestructura.

Elemento	Incremento de Capacidad Instalada 2023 [pie ³]	Incremento de Capacidad Instalada 2028 [pie ³]
Estación de Servicio Cali	19.807,6	500.907,9
Estación de Servicio Buenaventura	9.347,6	186.256,6
Estación de Servicio Bogotá	34.088,6	865.864,0
Estación de Servicio Buga	0,0	37.810,7
Estación de Servicio Boquerón	7.062,8	117.549,7
Estación de Servicio Barranquilla	19.765,2	503.118,6
Estación de Servicio Aguazul	7.062,8	0,0
Estación de Servicio Villavicencio	21.979,4	60.0617,0
Estación de Servicio La Primavera	7.062,8	21.682,8
Estación de Servicio Medellín	7.062,8	1.589,1
Estación de Servicio Sanguijuela	0,0	37.139,7
Estación de Servicio Sincelejo	7.062,8	115.349,6
Estación Satélite Mamonal	375.716,2	1.979.819,4
Estación Satélite Buenaventura	1.311.848,0	5.622.550,3

En la Tabla 28 se muestran los elementos que componen la cadena de suministro de GNL y las capacidades instaladas proporcionadas por la herramienta SPIGAS, en esta tabla se especifican con qué capacidad y en qué periodo de inversión se deben construir o se debe aumentar la capacidad de los elementos de infraestructura. Observe que las capacidades presentadas en esta tabla muestran que los incrementos de capacidad son considerablemente mayores en el segundo periodo de inversión (2028-2032), esto se debe a que la cantidad de vehículos susceptibles a ser chatarrizados en el segundo periodo de inversión crece en un porcentaje de 1838% con respecto al primer periodo de inversión (ver Tabla 25).

En la Tabla 29 se muestra el valor presente neto de los costos de inversión en los diferentes equipos y tipos de infraestructura dentro de la cadena de suministro de GNL, note que en este escenario no se requirió de expansión en la capacidad de regasificación en puerto ni tampoco se construyó infraestructura de licuefacción nacional, lo que implica que todo el GNL importado tiene como objeto atender exclusivamente las demandas de la cadena de valor de GNL. De igual forma, en la Tabla 30 se muestra el valor presente neto de los costos de operación asociado a las diferentes actividades de los sectores productivos. Note en esta última tabla, que el costo asociado a la operación de vehículos con diésel y de demandas abastecidas con GLP es cero, esto es debido a que la herramienta sugiere la sustitución por GNL del 100% de los vehículos chatarrizables y de las demandas abastecidas con GLP, lo cual se debe al bajo costo del GNL en comparación con el diésel y el GLP.

Tabla 29. Costos de inversión en infraestructura.

Costo de Inversión [MUSD]	
Equipos de importación de GNL	1,62
Regasificación en puerto	0
Regasificación local	1,19
Almacenamiento local de GNL	0,43
Estaciones satélite	4,08
Equipos de licuefacción	0
Estaciones de servicio	15,6
Vehículos nuevos	2.068,53
Carros cisterna	8,57
Total	2.100,02

Tabla 30. Costos de operación.

Costos de Operación [MUSD]	
Diésel	0
GLP	0
GN nacional	9.952,23
GNL importado	20.497,46
Licuefacción de GNL	0
Transporte de GN por tubería	3.536,71
Transporte de GNL por carretera	143,71
Regasificación en puerto	1010,57
Regasificación local	0
Total	35.140,68

En la Tabla 31 se presentan los valores de referencia de cada una de los componentes de la cadena de valor de GNL percibida por el usuario del sector transporte de carga.

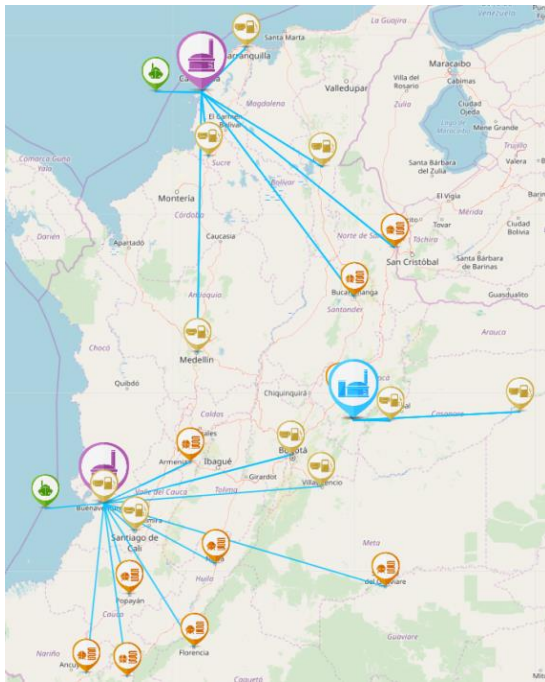
Tabla 31. Valores de referencia del caso de estudio 1.

Valor de referencia	USD/MBTU
Importación GNL	8,32
Producción nacional GNL	0
Almacenamiento	0,21
Transporte terrestre	1,34
Valor de referencia GNL	9,86
Infraestructura estación de servicio	0,19
Valor de referencia GNL usuario transporte	10,05

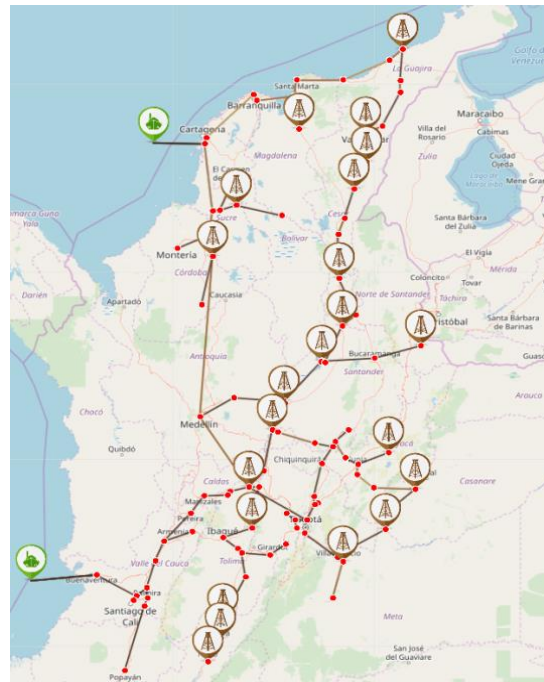
3.3.3 Resultados escenario 2

Para este escenario, el optimizador encontró una cadena óptima de GNL ligeramente distinta a la asociada al escenario 1. Esto debido a que al igual que en el escenario 1, las condiciones de oferta, demanda y precios internacionales, provocan que el GNL resulte ser un sustituto de bajo costo para el diésel y el GLP. Sin embargo, la infraestructura de transporte de GN asociada a el escenario 2, no solo elimina los problemas de racionamiento (tal y como lo indica el PTAGN 2016), sino que también permite redistribuir los flujos de gas por la red de tuberías, de forma tal que libera una pequeña cantidad de GN del pozo de Aguazul (yacimientos de Cusiana y Cupiagua) ubicado en los llanos orientales, haciendo posible instalar una pequeña planta de licuefacción en esta región para abastecer algunas demandas de GNL aledañas a la zona y así reducir costos de transporte.

Periodo de planeación 2023 – 2027



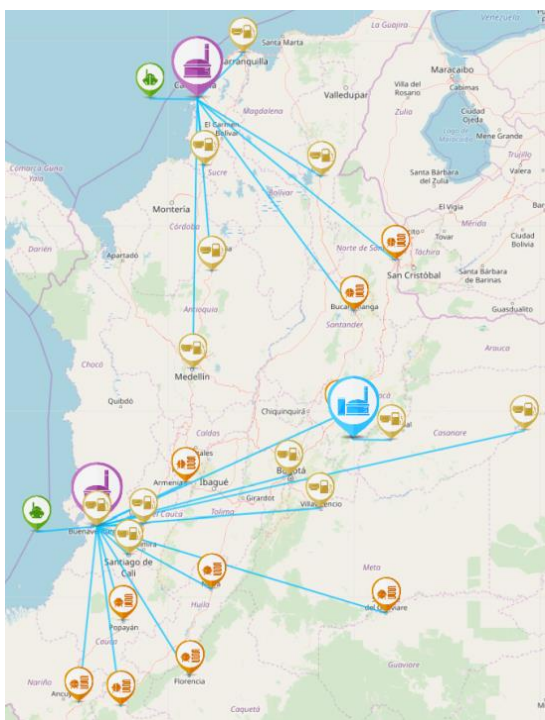
(a)



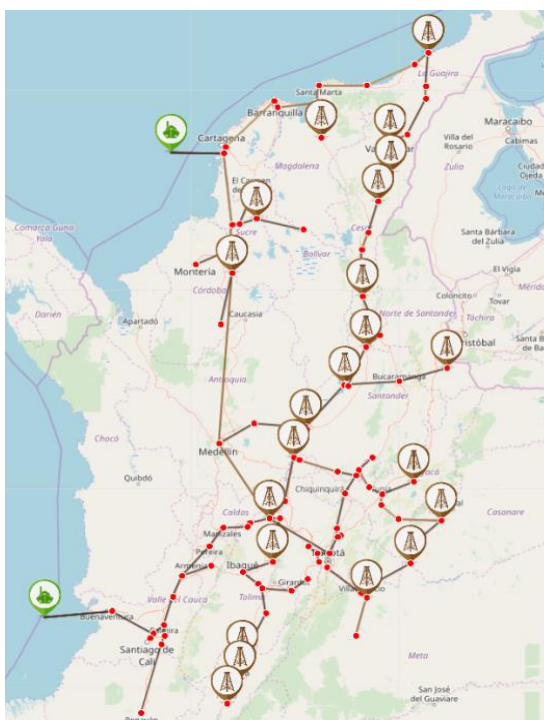
(b)

Figura 27. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural.

Periodo de planeación 2028 – 2032



(a)



(b)

Figura 28. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural.

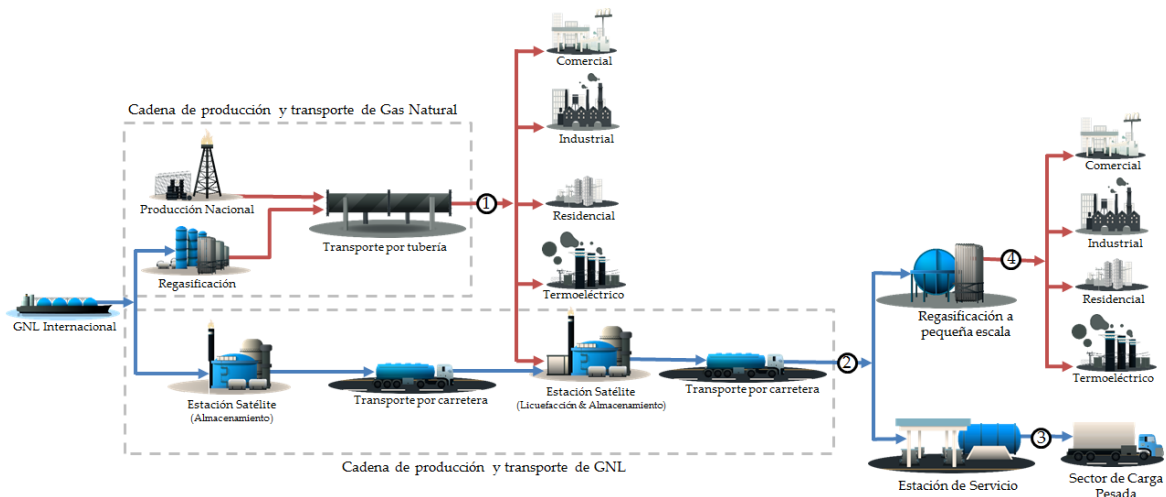


Figura 29. Esquema cadena de valor de GNL.

En este caso, la cadena de valor de GNL sí se encuentra relacionada con la red de transporte de GN ya que como se observa en las Figura 27 y Figura 28, el GNL que se suministra a las demandas proviene de los puertos de importación y de la licuefacción en la estación satélite Miraflores (Ilanos orientales). En este escenario la cadena de valor es la denominada tipo 3, la cual combina licuefacción nacional con importación, tal y como se muestra en la Figura 29. Sin embargo, vale la pena resaltar que en este escenario existe una baja interdependencia entre la cadena productiva del GNL y la red de transporte de GN, pues las cantidades disponibles para licuefacción son bajas.

Tabla 32. Inversiones en infraestructura.

Elemento	Incremento de Capacidad Instalada 2023 [pie ³]	Incremento de Capacidad Instalada 2028 [pie ³]
Estación de Servicio Cali	19.807,6	500.907,9
Estación de Servicio Buenaventura	9.347,6	186.256,6
Estación de Servicio Bogotá	34.088,6	865.864,0
Estación de Servicio Buga	0,0	37.810,7
Estación de Servicio Boquerón	7.062,8	117.549,7
Estación de Servicio Barranquilla	19.765,2	503.118,6
Estación de Servicio Aguazul	10.869,6	0,0
Estación de Servicio Yopal	0,0	0,0
Estación de Servicio Villavicencio	11.233,4	611.363,0
Estación de Servicio La primavera	7.062,8	21.682,8
Estación de Servicio Medellín	7.062,8	1.589,1
Estación de Servicio Sanguijuela	0,0	37.139,7
Estación de Servicio Sincelejo	7.062,8	115.349,6
Estación Satélite Cartagena	375.716,2	1.979.819,4
Estación Satélite Miraflores	106.475,2	0,0
Estación Satélite Buenaventura	1.205.372,8	5.675.789,7
Módulo de licuefacción Estación Satélite Miraflores	434.422,2	0,0

Tabla 33. Costos de inversión en infraestructura.

Costo de Inversión [MUSD]	
Equipos de importación de GNL	1,62
Regasificación en puerto	0
Regasificación local	1,19
Almacenamiento local de GNL	0,43
Estaciones satélite	4,26
Equipos de licuefacción	0,13
Estaciones de recarga	15,58
Vehículos nuevos	2.068,53
Carros cisterna	8,41
Total	2.100,2

Tabla 34. Costos de operación.

Costos de Operación [MUSD]	
Diésel	0
GLP	0
GN nacional	11.509,58
GNL importado	21.170,48
Licuefacción de GNL	0,33
Transporte de GN por tubería	3.207,21
Transporte de GNL por carretera	140,25
Regasificación en puerto	1042,13
Regasificación local	0
Total	37.069,98

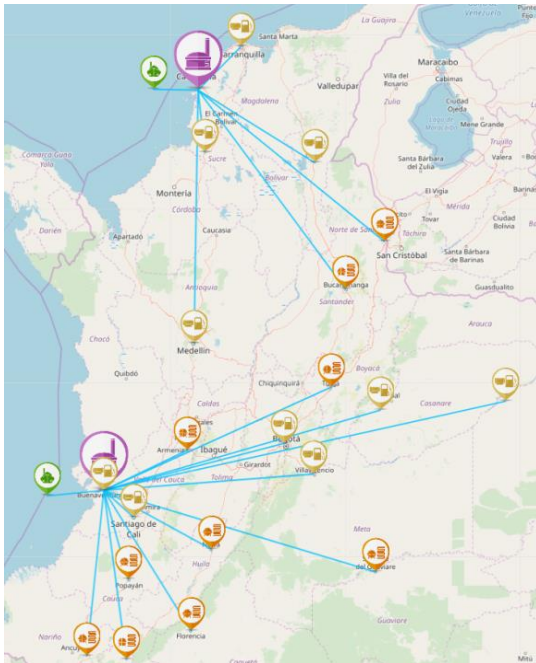
Tabla 35. Valores de referencia del caso de estudio 2.

Valor de referencia	USD/MBTU
Importación GNL	8,18
Producción nacional GNL	0,15
Almacenamiento	0,21
Transporte terrestre	1,31
Valor de referencia GNL	9,85
Infraestructura estación de servicio	0,19
Valor de referencia GNL usuario transporte	10,04

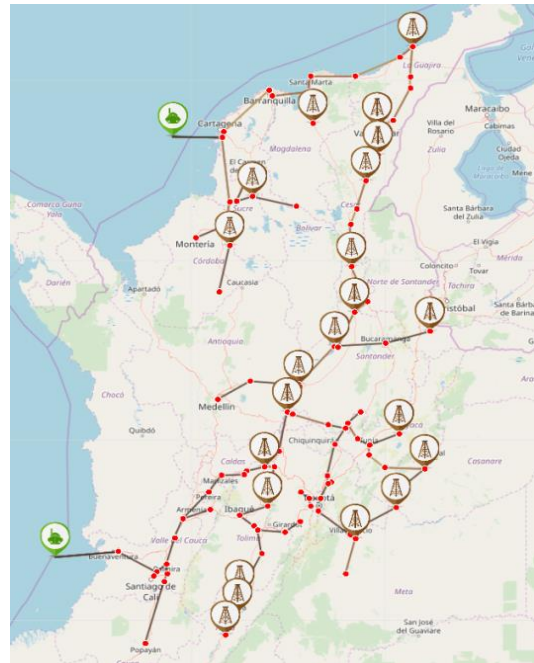
3.3.4 Caso de estudio 3

Para este escenario el optimizador encontró que la cadena óptima de GNL tiene una infraestructura muy similar a la cadena asociada al escenario 1. Esto debido a que, dadas las condiciones de oferta, demanda y precios internacionales, la cadena de GNL más conveniente no depende de la red de transporte de GN, pues no licua gas nacional. Adicionalmente se tiene que, aunque las expansiones asociadas a la red de GN propuestas por la UPME solucionan satisfactoriamente los problemas de racionamiento expuestos en el escenario 1, la topología resultante no permite liberar el gas de la zona de los llanos orientales (tal y como ocurre en el escenario 2) por lo tanto no resulta técnica ni económicamente viable la licuefacción nacional en este escenario tal y como se observa en la Figura 30, Figura 31 y Figura 32.

Periodo de planeación 2023 – 2027



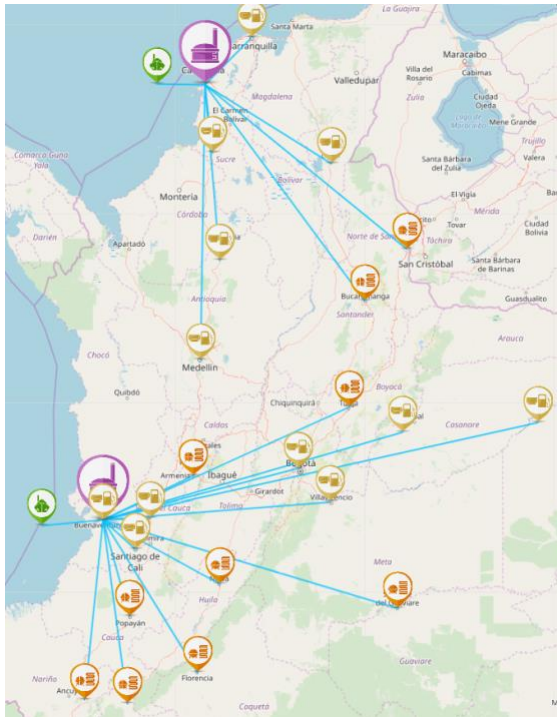
(a)



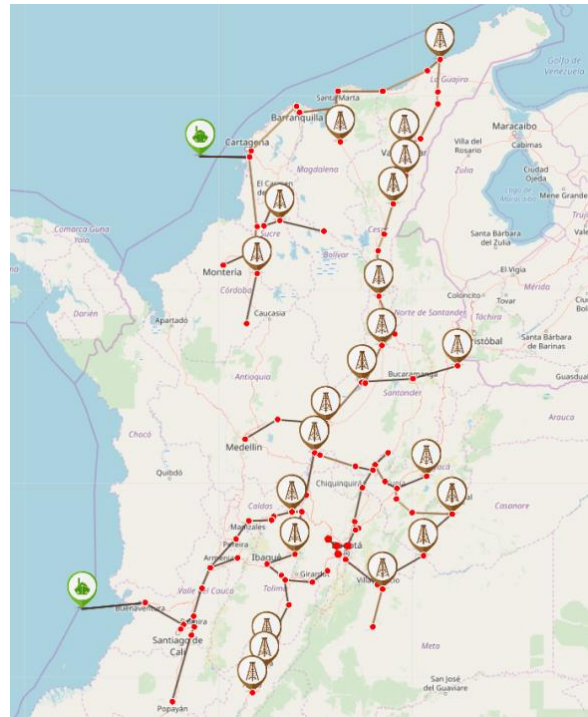
(b)

Figura 30. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural.

Periodo de planeación 2028 – 2032



(a)



(b)

Figura 31. (a) Ubicación de los elementos de la cadena de valor de GNL, (b) Red de gas natural

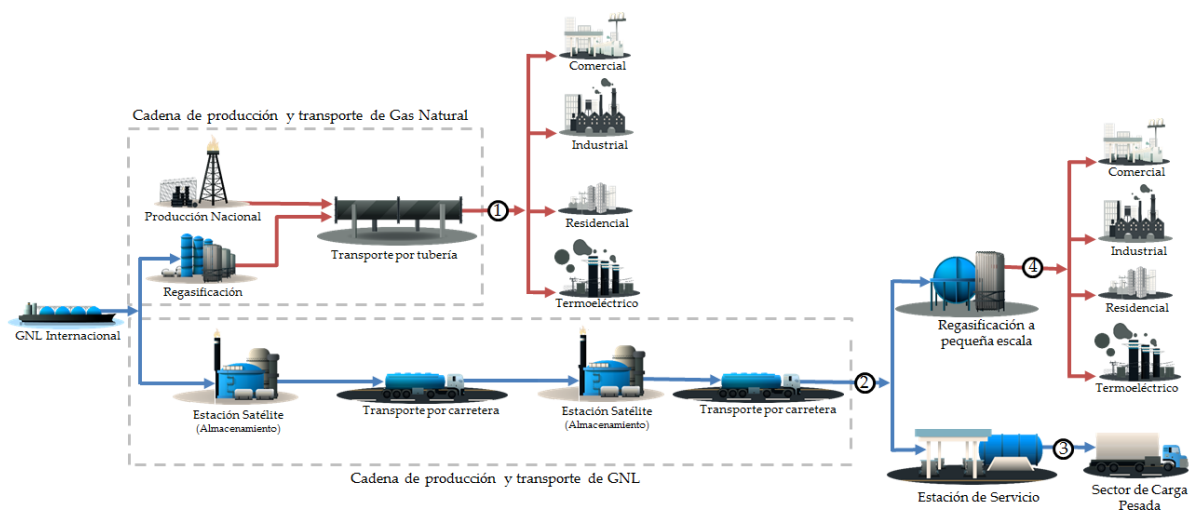


Figura 32. Esquema cadena de valor de GNL.

Tabla 36. Inversiones en infraestructura.

Elemento	Incremento de Capacidad Instalada 2023 [pie ³]	Incremento de Capacidad Instalada 2028 [pie ³]
Estación de Servicio Cali	19.807,6	500.907,9
Estación de Servicio Lobo Guerrero	0,0	0,0
Estación de Servicio Buenaventura	9.347,6	186.256,6
Estación de Servicio Bogotá	34.088,6	865.864,0
Estación de Servicio Buga	0,0	37.810,7
Estación de Servicio Boquerón	7.062,8	117.549,7
Estación de Servicio Barranquilla	19.765,2	503.118,6
Estación de Servicio Aguazul	7.062,8	0,0
Estación de Servicio Villavicencio	21.979,4	600.617,0
Estación de Servicio La Primavera	7.062,8	21.682,8
Estación de Servicio Medellín	7.062,8	1.589,1
Estación de Servicio Sanguijuela	0,0	37.139,7
Estación de Servicio Sincelejo	7.062,8	115.349,6
Estación Satélite Mamonal	375.716,2	1.979.819,4
Estación Satélite Buenaventura	1.311.848,0	5.622.550,3

En la Tabla 37 se muestra el valor presente neto de los costos de inversión en los diferentes equipos y tipos de infraestructura dentro de la cadena de suministro de GNL. De igual forma, en la Tabla 38 se muestra el valor presente neto de los costos de operación asociado a las

diferentes actividades de los sectores productivos. Y por último, en la Tabla 39 se presentan los valores de referencia de cada una de los componentes de la cadena de valor de GNL percibida por el usuario del sector transporte de carga.

Tabla 37. Costos de inversión en infraestructura.

Costo de Inversión [MUSD]	
Equipos de importación de GNL	1,62
Regasificación en puerto	0
Regasificación local	1,19
Almacenamiento local de GNL	0,43
Estaciones satélite	4,08
Equipos de licuefacción	0
Estaciones de recarga	15,6
Vehículos nuevos	2.068,53
Carros cisterna	8,57
Total	2.100

Tabla 38. Costos de operación.

Costos de Operación [MUSD]	
Diésel	0
GLP	0
GN nacional	9.938,81
GNL importado	23.200,71
Licuefacción de GNL	0
Transporte de GN por tubería	3.929,84
Transporte de GNL por carretera	143,71
Regasificación en puerto	1.140,43
Regasificación local	0
Total	38.353,5

Tabla 39. Valores de referencia.

Valor de referencia	USD/MBTU
Importación GNL	8,32
Producción nacional GNL	0
Almacenamiento	0,21
Transporte terrestre	1,34
Valor de referencia GNL	9,86
Infraestructura estación de servicio	0,19
Valor de referencia GNL usuario transporte	10,05

Un aspecto relevante a resaltar, es que dado que el impacto de la red de transporte de GN evaluado en cada uno de los escenarios mostrado es bajo gracias a que no hay una oferta contundente de gas nacional, entonces se tiene que en general los valores de referencia de los tres escenarios son muy similares, tal y como se evidencia en la Figura 33.

VALORES DE REFERENCIA DE GNL EN ESTACIÓN DE SERVICIO (USD/MBTU)

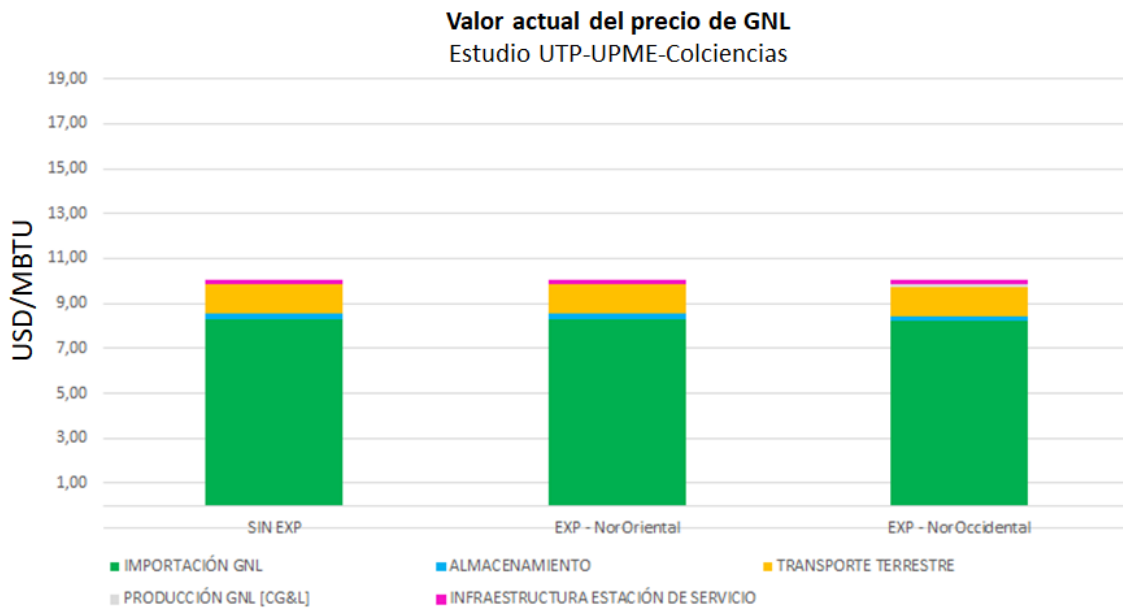


Figura 33. Valores de referencia para los tres escenarios bajo estudio.

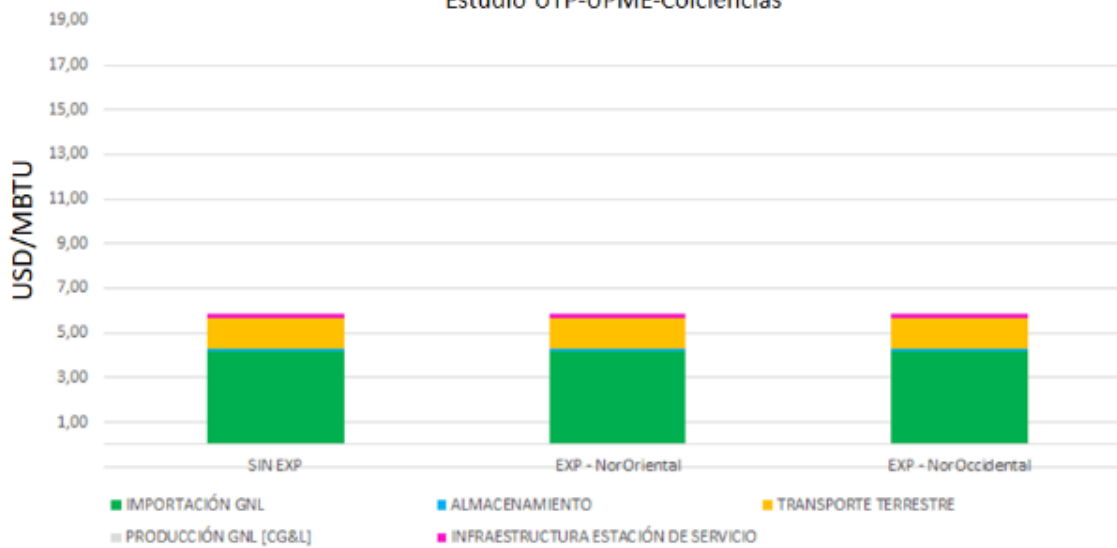
3.3.5 Análisis de sensibilidad

Como se mencionó en secciones anteriores, se propone evaluar el impacto de una variación en el precio internacional del GNL para determinar la viabilidad del GNL en Colombia ante condiciones extremas. En las simulaciones obtenidas, se obtuvo que para el caso de precio bajo de GNL internacional, la cadena de valor obtenida y la infraestructura óptima es idéntica a la presentada en el escenario 3, pues el precio del GNL internacional es muy bajo en comparación con el precio del gas nacional, del diésel y del GLP, por lo tanto, todo el GNL utilizado es importado en los tres escenarios, sin importar la liberación de oferta de gas nacional ocasionada por la topología de la red del escenario 2.

VALORES DE REFERENCIA DE GNL EN ESTACIÓN DE SERVICIO (USD/MBTU)

Análisis de sensibilidad en reducción al 50% del valor actual del precio de GNL

Estudio UTP-UPME-Colciencias

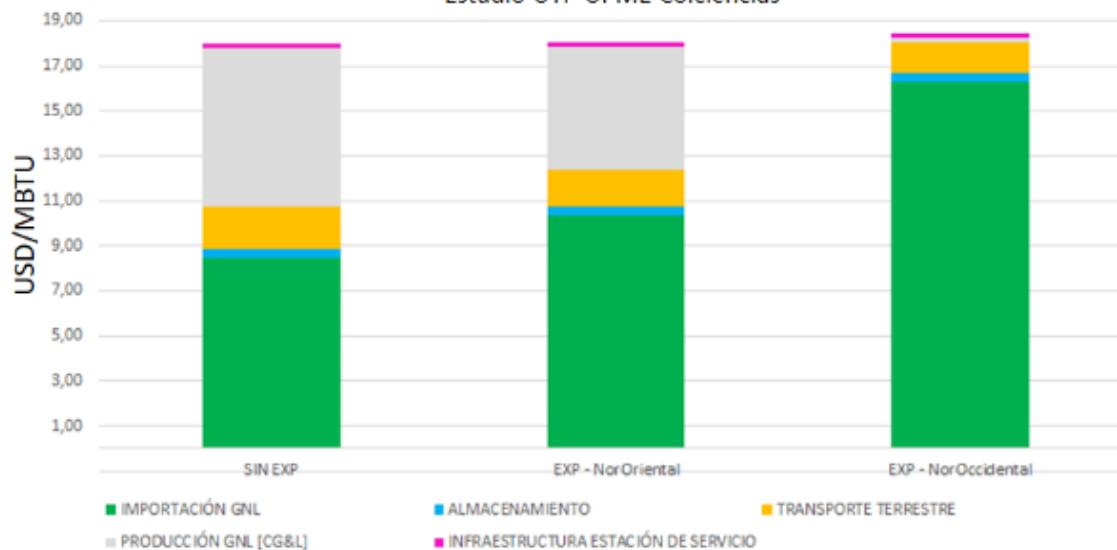


(a)

VALORES DE REFERENCIA DE GNL EN ESTACIÓN DE SERVICIO (USD/MBTU)

Análisis de sensibilidad para un aumento del 100% del valor actual del precio de GNL

Estudio UTP-UPME-Colciencias



(b)

Figura 34. Valores de referencia para los tres escenarios bajo estudio; (a) precio bajo del GNL internacional (50% del valor actual); (b) precio alto del GNL internacional (incremento del 100% del valor actual).

Por otro lado, se tiene que para el caso de precio alto de GNL internacional, el GN nacional se hace mucho más atractivo para ser licuado que en los casos anteriores tal y como se observa en la Figura 34. En este caso se obtuvo que para los escenarios 2 y 3 la infraestructura de la cadena de valor del GNL desarrolla una importante dependencia con la red de transporte de GN, por lo cual dependiendo del tipo de infraestructura de la red de gas el optimizador encuentra diferentes localizaciones estratégicas para la licuefacción nacional, tal y como se muestra en la Figura 35.

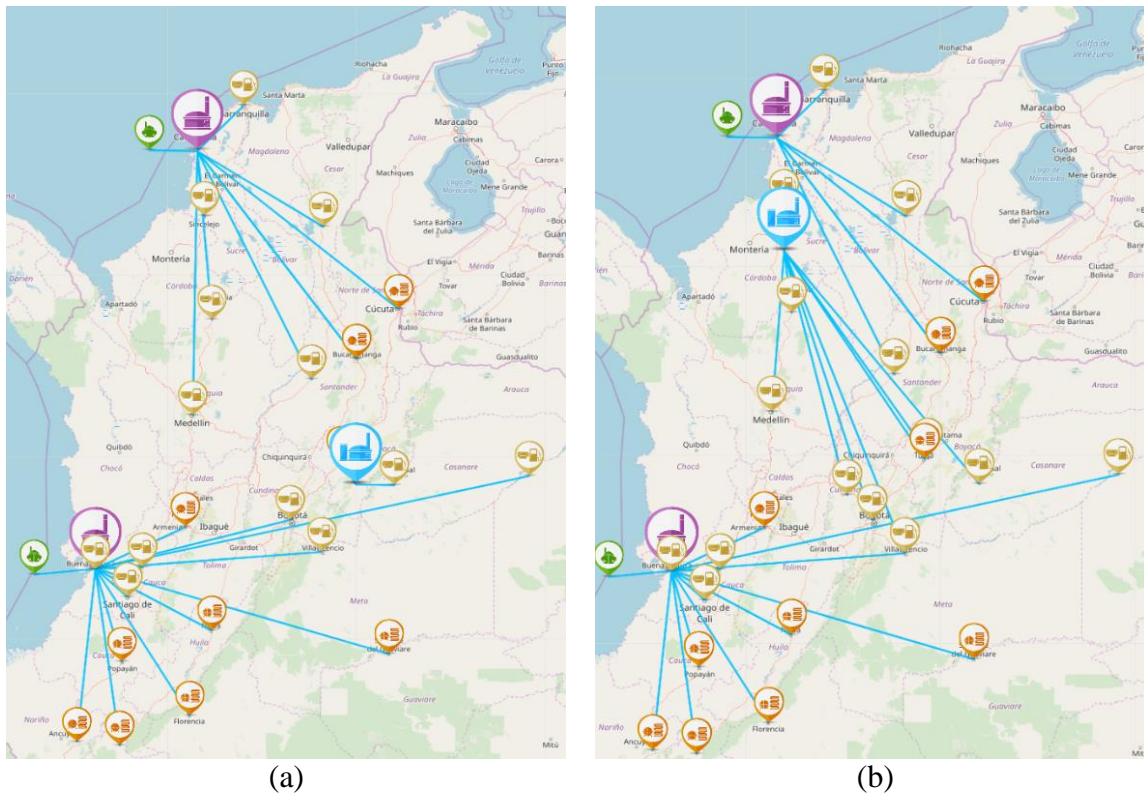


Figura 35. Ubicación de los elementos de la cadena de valor para el caso de precio alto del GNL internacional; (a) red de gas natural escenario 2; (b) red de gas natural escenario 3.

Note en la Figura 35(a), que dada la infraestructura de la red de transporte de GN del escenario 2 se tiene una topología que permite la liberación de gas en la zona de los llanos orientales, por lo cual el optimizador detecta que el punto más estratégico para licuar GN nacional es el punto asociado a la estación satélite Miraflores. Mientras que en el escenario 3, los refuerzos asociados a infraestructura de la red de gas hacen mucho más atractiva a la estación satélite ubicada en el Jobo para licuar el gas nacional, tal y como se muestra en la Figura 35(b). Esto demuestra que la herramienta SPIGAS tiene una apropiada sensibilidad con respecto a las condiciones de infraestructura existente, condiciones de oferta y demanda, así como precios internacionales.

4 CONSIDERACIONES FINALES

4.1 Consideraciones técnicas

En general, para la producción y uso de GNL en Colombia se sugiere tener en cuenta los siguientes aspectos:

- El gas natural nacional, para ser llevado a proceso de licuefacción, debe ser pretratado mediante un esquema que incluya procesos de endulzamiento, deshidratación, y remoción y recuperación de *NGLs*. De manera particular, para producir GNL a partir del gas de la Guajira debe priorizarse el proceso de deshidratación; mientras que para Cusiana y Cupiaga, además de la deshidratación, se sugiere emplear los procesos de endulzamiento y remoción de *NGLs*.
- Se identificaron 24 pozos con potencial de producción de GNL a partir del gas quemado en antorcha, de los cuales, 3 podrían emplear plantas a pequeña escala, 14 a micro, y 7 a nano escala. Para estos pozos, se sugiere considerar el uso de procesos de licuefacción con ciclo de refrigerante mixto, puesto que representan la mayor eficiencia entre las tecnologías ofrecidas a nivel comercial.
- Se propone emplear la NTC 6276 como base para establecer los lineamientos técnicos asociados a la producción de GNL a pequeña escala en Colombia, teniendo en cuenta que se debe complementar en lo referente a: diseño, construcción y seguridad; tanques de almacenamiento; intercambiadores de calor; mantenimiento; compresores; sistemas de transferencia; y medio ambiente.
- En cuanto al uso del GNL en el sector transporte, se sugiere priorizar su aplicación en flotas de transporte de carga dedicados a GNL que operen en viajes largos o recorridos cíclicos (camiones interurbanos, urbanos y tractocamiones), y que el abastecimiento del combustible sea realizado en el punto de inicio o fin de la ruta, hasta que exista una red de EDS lo suficientemente amplia para abastecer el parque automotor.
- Así mismo, para realizar el suministro GNL al sector transporte, se sugiere implementar EDS de tipo permanente, equipadas con: sistemas de acondicionamiento en masa, tanques de almacenamiento tipo bala con capacidad de 60 m³, manejador de *BOG*, y dispensadores con boquillas de acción simple de conexión coaxial.

Finalmente, para el uso de GNL en los sectores termoeléctrico, industrial, y residencial, se recomienda emplear centrales de regasificación equipadas con tanques con capacidades de

almacenamiento ajustadas a cada necesidad, vaporizadores de aire ambiente, sistema de control de vaporización, regulador de presión, y odorizador.

4.2 Consideraciones del modelo

Este estudio desarrolló una herramienta computacional que le permite a la UPME y a los tomadores de decisiones en políticas energéticas realizar ejercicios de prospectiva del GNL a pequeña escala. Dicha herramienta ubica y dimensiona infraestructura asociada a la cadena de valor de GNL considerando el efecto de los principales sectores asociados a este combustible.

Los resultados numéricos analizados, muestran que la implementación de una cadena de producción y suministro de GNL en Colombia es posible desde el punto de vista técnico y económico, pues en todos los escenarios evaluados y después de realizar un análisis de sensibilidad para el precio internacional del GNL, se observa que la solución de mínimo costo sugiere la sustitución por tecnología a base de GNL de todos los vehículos susceptibles de ser chatarrizados en el sector transporte de carga. De igual forma, los resultados numéricos indican que el GNL también es un sustituto de bajo costo para el GLP, lo cual permite que sea utilizado para la atención de municipios que en la actualidad no cuentan con el servicio de gas combustible.

De lo anterior, se puede afirmar que en Colombia existe un importante potencial de demanda asociada al sector de carga y a la atención de municipios sin gas combustible. De igual manera se puede afirmar que dicho potencial en conjunto con las condiciones de precios de diésel y GLP evaluadas, viabiliza la implementación de una cadena de suministro de GNL.

Por último, este estudio determinó el valor de referencia para la penetración del GNL a pequeña escala para diferentes escenarios de estudio, en términos generales los resultados numéricos indican que la expansión de la red de transporte de GN, la condición de precio internacional, y la oferta de GN del país, tienen un efecto importante en la cadena de valor y los valores de referencia del GNL a pequeña escala para Colombia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] García Arbeláez, C.; Barrera, X.; Gómez R y RSC. El ABC de los compromisos de Colombia para la COP21. Bogotá D.C.: 2012.
- [2] Yuan Z, Cui M, Song R, Xie Y. Evaluation of prediction models for the physical parameters in natural gas liquefaction processes. *J Nat Gas Sci Eng* 2015;27:876–86. doi:10.1016/j.jngse.2015.09.042.
- [3] Exxon Mobile. Outlook for Energy A View to 2030. 2009.
- [4] Atienza-Márquez A, Bruno JC, Coronas A. Cold recovery from LNG-regasification for polygeneration applications. *Appl Therm Eng* 2018;132:463–78. doi:10.1016/j.applthermaleng.2017.12.073.
- [5] Khan MS, Effendy S, Karimi IA, Wazwaz A. Improving design and operation at LNG regasification terminals through a corrected storage tank model. *Appl Therm Eng* 2019;149:344–53. doi:10.1016/j.applthermaleng.2018.12.060.
- [6] Ferreira PA, Catarino I, Vaz D. Thermodynamic analysis for working fluids comparison in Rankine-type cycles exploiting the cryogenic exergy in Liquefied Natural Gas (LNG) regasification. *Appl Therm Eng* 2017;121:887–96. doi:10.1016/j.applthermaleng.2017.04.082.
- [7] Kanbur BB, Xiang L, Dubey S, Choo FH, Duan F. Cold utilization systems of LNG: A review. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;79:1171–88. doi:10.1016/j.rser.2017.05.161.
- [8] Bahadori A. Liquefied Natural Gas (LNG). 2014. doi:10.1016/B978-0-08-099971-5.00013-1.
- [9] Badami M, Bruno JC, Coronas A, Fambri G. Analysis of different combined cycles and working fluids for LNG exergy recovery during regasification. *Energy* 2018;159:373–84. doi:10.1016/j.energy.2018.06.100.
- [10] International Gas Union. Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality. 2011.
- [11] Khan MS, Karimi IA, Wood DA. Retrospective and future perspective of natural gas liquefaction and optimization technologies contributing to efficient LNG supply: A review. *J Nat Gas Sci Eng* 2017;45:165–88. doi:10.1016/j.jngse.2017.04.035.
- [12] Wärtsilä. LNG Solutions 2018. <https://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas/gas-solutions/lng-solutions> (accessed December 10, 2018).

- [13] The Linde Group. The Linde Group 2019. <https://www.the-linde-group.com/en/index.html> (accessed January 10, 2019).
- [14] Galileo Technologies. Galileo Technologies 2019. <https://www.galileoar.com> (accessed January 10, 2019).
- [15] Mazyan W, Ahmadi A, Ahmed H, Hoorfar M. Market and technology assessment of natural gas processing: A review. *J Nat Gas Sci Eng* 2016;30:487–514. doi:10.1016/j.jngse.2016.02.010.
- [16] Ortiz JM. Fundamentos de la Intercambiabilidad del Gas Natural. Ciencia 2016.
- [17] Ortiz Afanador JM, Valero Alvarado L. Informe: Estado del arte intercambiabilidad a nivel internacional. 2016.
- [18] Poe WA, Mokhatab S. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. Second Edi. Gulf Professional; 2012.
- [19] Perry RH, Green DW, Maloney JO. Perry's Engineers' Handbook. Seventh. Mc Graw Hill; 1997.
- [20] Winterbone DE, Turan A. Liquefaction of Gases. *Adv Thermodyn Eng* 2015:423–45. doi:10.1016/B978-0-444-63373-6.00018-6.
- [21] Mokhatab S, Mak J, Valappil J, Wood D. Natural Gas Liquefaction. In: Elsevier, editor. *Handb. Liq. Nat. Gas. First*, Elsevier; 2014, p. 147–83. doi:10.1016/B978-0-12-404585-9.00003-9.
- [22] Qyyum MA, Qadeer K, Lee M. Comprehensive Review of the Design Optimization of Natural Gas Liquefaction Processes: Current Status and Perspectives. *Ind Eng Chem Res* 2018;57:5819–44. doi:10.1021/acs.iecr.7b03630.
- [23] Mokhatab S, Mak JY, Valappil J V, Wood DA. Handbook of Liquefied Natural Gas. First, 201. Elsevier Inc.; 2014.
- [24] CRYOLOR. CRYOLOR LNG solutions 2019. <https://www.cryolor.com/lng-liquefied-natural-gas> (accessed July 31, 2019).
- [25] Chart Industries. Cryogenic Storage Tanks and Regasification 2019. <http://www.chartindustries.com/Energy/LNG-Solutions-Equipment/Storage> (accessed July 31, 2019).
- [26] Valencia Chapi R, Collaguazo Galeano G, Lorente Leyva L, Herrera Granda I. Planta

- satélite de gas natural licuado para el abastecimiento del sector industrial en Cuenca-Ecuador. Universidad Politécnica de Madrid, 2016.
- [27] Tractebel Engineering S.A. Mini and Micro LNG for Commercialization of Small Volumes of Associated Gas. 2017. doi:10.1596/25919.
- [28] Natgas.info. Liquefied Natural Gas Chain 2019. <http://www.natgas.info/gas-information/what-is-natural-gas/lng> (accessed April 29, 2019).
- [29] Dobrota Đ, Lalić B, Komar I. Problem of Boil - off in LNG Supply Chain. *Trans Marit Sci* 2013;2:91–100. doi:10.7225/toms.v02.n02.001.
- [30] Sedlaczek R. Boil-Off in Large and Small Scale LNG Chains. *MS Pet Eng Dep Pet Eng Appl Geophys Nor Univ Sci Technol Trondheim* 2008.
- [31] Technology S. StirLNG-1 Cryogenerator n.d.;31:300–1.
- [32] Agencia Nacional de Hidrocarburos. Estadísticas de Producción - Balance de Producción de Gas 2018 2018. <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx> (accessed July 30, 2019).
- [33] Nasr GG, Connor NE. Natural Gas Engineering and Safety Challenges. 2014. doi:10.1007/978-3-319-08948-5.
- [34] Bernatik A, Senovsky P, Pitt M. Journal of Loss Prevention in the Process Industries LNG as a potential alternative fuel e Safety and security of storage facilities. *J Loss Prev Process Ind* 2011;24:19–24. doi:10.1016/j.jlp.2010.08.003.
- [35] Baker Hughes. The definite guide to small-scale liquefied natural gas (LNG) plants. 2018.
- [36] Air Products. Air Products manages project risk in global ventures through its standardization and modularization. 2018.
- [37] Icontec. NTC 6276 - Producción, almacenamiento y manejo de GNL. 2018:115.
- [38] RUNT. Registro Único Nacional de Tránsito. Bogotá D.C.: 2018.
- [39] Ministerio de Transporte. Resolución 5443 de 2009. Bogotá D.C.: 2009.
- [40] Kumar S, Kwon H-T, Choi K-H, Lim W, Cho JH, Tak K, et al. LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. *Appl Energy* 2011;88:4264–73. doi:10.1016/J.APENERGY.2011.06.035.

- [41] Hekkert MP, Hendriks FHJF, Faaij APC, Neelis ML. Natural gas as an alternative to crude oil in automotive fuel chains well-to-wheel analysis and transition strategy development. *Energy Policy* 2005;33:579–94. doi:10.1016/J.ENPOL.2003.08.018.
- [42] Rejeesh CR, Anoob J, Chinmayakrishan G. Impact of Using Liquefied Natural Gas for Transportation in the City of Cochin: A Review. *J Altern Energy Sources Technol* 2017;8:29–35.
- [43] Osorio-Tejada J, Llera E, Scarpellini S. LNG: an alternative fuel for road freight transport in Europe. *Trans. Built Environ.*, vol. 168, 2015, p. 235–46. doi:10.2495/SD150211.
- [44] U.S. Department of Energy. Alternative Fuels Data Center: Natural Gas Vehicle Emissions 2019. https://afdc.energy.gov/vehicles/natural_gas_emissions.html (accessed March 4, 2019).
- [45] Osorio-Tejada JL, Llera-Sastresa E, Scarpellini S. Liquefied natural gas: Could it be a reliable option for road freight transport in the EU? *Renew Sustain Energy Rev* 2017;71:785–95. doi:10.1016/j.rser.2016.12.104.
- [46] Transport and Environment. CNG and LNG for vehicles and ships - the facts. Brussels, Belgium: 2018.
- [47] Verbeek R, Verbeek M. LNG for trucks and ships: fact analysis - Review of pollutant and GHG emissions. Delft: 2015.
- [48] Peteres-von D, Siegemind S, Bungler U, Schmidt P. LNG in Germany : Liquefied Natural Gas and Renewable Methane in Heavy- Duty Road Transport ” 2014:1–2.
- [49] Vermeulen R, Verbeek R, van Goethem S, Smokers R. Emissions testing of two Euro VI LNG heavy-duty vehicles in the Netherlands: tank-to-wheel emissions. Den Haag: 2017.
- [50] Ou X, Zhang X. Life-Cycle Analyses of Energy Consumption and GHG Emissions of Natural Gas-Based Alternative Vehicle Fuels in China. *J Energy* 2013;2013:1–8. doi:10.1155/2013/268263.
- [51] Arteconi A, Polonara F. LNG as vehicle fuel and the problem of supply: The Italian case study. *Energy Policy* 2013;62:503–12. doi:10.1016/J.ENPOL.2013.08.016.
- [52] Hao H, Liu Z, Zhao F, Li W. Natural gas as vehicle fuel in China: A review. *Renew*

- Sustain Energy Rev 2016;62:521–33. doi:10.1016/J.RSER.2016.05.015.
- [53] Hao H, Wang H, Ouyang M. Fuel consumption and life cycle GHG emissions by China's on-road trucks: Future trends through 2050 and evaluation of mitigation measures. *Energy Policy* 2012;43:244–51. doi:10.1016/j.enpol.2011.12.061.
- [54] Departamento Nacional de Planeación. CONPES 3943. Bogotá: 2018.
- [55] Asociación Colombiana de Vehículos Automotores - ANDEMOS -. *Inventario de Emisiones Vehículos Colombia y Movilidad Sostenible 2017*:1–24.
- [56] TGE Gas Engineering. *One-Stop Shop – LNG – a propulsion fuel for Trucks* n.d.
- [57] IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Combustibles y vehículos alternativos 2005*:7–11.
- [58] Kumar S, Kwon H-T, Choi K-H, Lim W, Cho JH, Tak K, et al. LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. *Appl Energy* 2011;88:4264–73. doi:10.1016/j.apenergy.2011.06.035.
- [59] IVECO. *Notas de Prensa - ¿Cuál es la diferencia entre el GNL y GNC, y qué uso se le da a cada uno de ellos?* 2018. https://www.iveco.com/spain/sala-de-prensa/noticias/pages/iveco_gas4.aspx.
- [60] Energy German Agency (DENA). *LNG in Germany: Liquefied Natural Gas and Renewable Methane in Heavy-Duty Road Transport*. Berlin: 2014.
- [61] Transport & Environment. *GNC y GNL para vehículos y buques: los hechos*. Bruselas: 2018.
- [62] Sharafian A, Talebian H, Blomerus P, Herrera O, Mérida W. A review of liquefied natural gas refueling station designs. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;69:503–13. doi:10.1016/j.rser.2016.11.186.
- [63] Li Y, Li W, Yu Y, Bao L. Planning of LNG Filling Stations for Road Freight: A Case Study of Shenzhen. *Transp Res Procedia* 2017;25:4580–8. doi:10.1016/J.TRPRO.2017.05.362.
- [64] Chart Industries. *Chart Industries - Equipment and Solutions for Energy* 2019. <http://www.chartindustries.com/> (accessed January 10, 2019).
- [65] Santisteban Arribas JM. *Estación de servicio de gas natural licuado y comprimido para vehículos*. ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y

ENERGÍA, 2015.

- [66] Cryogas M&T Polonia. Instalación de GNL, diagrama de instalación de gas GNL 2019. https://www.cryogas.pl/o_Ing. (accessed January 10, 2019).
- [67] Giraldo Luna DJ, Sotelo Barahona AC. Estudio técnico financiero de la instalación de una planta de licuefacción de gas natural a pequeña escala para uso de éste como combustible en el sector transporte automotor en Colombia. 2018.
- [68] BAUX Y. European LNG/L-CNG technology. 2013.
- [69] Mariani F. Cost analysis of LNG refuelling stations. 2016.
- [70] Novagas Criogenia. Planta Satélite de G.N.L 2019. <http://novagascriogenia.com/portfolio/laoreet-mattis-quam-4/> (accessed April 11, 2019).
- [71] Erik H, Linda G. How to Handle Boil-off Gases from LNG Trucks Master thesis project 2015.
- [72] UPME y Ministerio de Minas y Energía. Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural. 2016.
- [73] Ministerio de educación- República Dominicana. Sector industrial 2019. <http://dgetp.edu.do/sector-industrial> (accessed April 29, 2019).
- [74] Tabares D, Alberto C. Caracterización de los usuarios del sector residencial como herramienta estratégica para la gestión comercial de la Empresa de Energía de Pereira SAESP 2017.
- [75] UPME. Balance de Gas Natural 2015-2023. 2015.
- [76] Promigas. Informe del Sector Gas Natural 2018. 2018.
- [77] Worthington Industries. Worthington Industries: Products /Small Scale/LNG Custom Capabilities 2019.
- [78] Giignl. GNL CUSTODY TRANSFER MANUAL. 3rd ed., 2011.
- [79] LEWA. LEWA: Creating Fluid Solutions 2019. <http://www.lewa-inc.com> (accessed April 29, 2019).
- [80] Lombarte M, Calidad R De, Villalonga C, Margarit M, General S. Especificaciones técnicas de SEDIGAS para las actividades de Técnico de Plantas Satélite de GNL. 2015.
- [81] Chart Industries. LNG MOBILE REGASIFICATION TRAILER. 2014.

[82] Chart Industries. CHART: Products for Industry 2019. <http://www.chartindustries.com> (accessed April 29, 2019).