

**ESTADO DEL ARTE EN EL PROCESO DE REGASIFICACION DEL GAS  
NATURAL EN COLOMBIA**

**JOSE ABEL JEREZ PUERTO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACION EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2018**

**ESTADO DEL ARTE EN EL PROCESO DE REGASIFICACION DEL GAS  
NATURAL EN COLOMBIA**

**JOSE ABEL JEREZ PUERTO**

**Monografía para obtener el título de  
Especialista en ingeniería en gas**

**JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO  
ESPECIALISTA EN INGENIERIA DEL GAS  
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACION EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2018**

## **DEDICATORIA**

Este proyecto de grado lo dedico a mi amada esposa Yesmin Magaly Villamizar Quero, por todo su amor, por ser ese apoyo a quien recurro en los momentos de necesidad , su amor es el motor que impulsa todos mis esfuerzos y alienta los logros , a mi también amado Hijo Axel Gabriel Jerez Villamizar quien es la luz de mi vida y quien motiva mis esfuerzos , a mi madre quien está al lado de Dios quien forjo la persona que soy hoy en día gracias a su infinito amor , a mi padre quien está al lado de Dios de quien estoy inmensamente agradecido por su apoyo.

## **AGRADECIMIENTOS**

Dios te agradezco por darme la oportunidad de cumplir esta meta y por tu infinita bondad, permitiste culminar este logro y gracias a tu ayuda pude levantarme cada vez que caía y cuando las cosas fueron difíciles tu luz me guio hacia un entendimiento de las situaciones y los problemas, pones frente a mis retos y me enseñas como librarlos, gracias señor por darme la oportunidad de crecer como ser humano y como profesional.

Señor Jesús pusiste en mi vida a una maravillosa esposa a quien agradezco su comprensión, su amor y su apoyo incondicional, gracias a ese apoyo he podido culminar esta especialización

Un agradecimiento muy especial para CRYOGAS por su gran apoyo, su aporte me ha permitido crecer como profesional.

A la Universidad industrial de Santander agradezco el haberme abierto sus puertas en especial a la escuela de petróleos, al director de grupo y todos los profesores que compartieron sus conocimientos.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION .....	13
1. GENERALIDADES.....	17
1.1 Gas Natural.....	17
1.2 Gas Natural Licuado .....	18
1.3 Cadena de Valor de GNL.....	19
2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE ALISTAMIENTO DEL BARCO, DESCARGUE Y ALMACENAMIENTO. ....	22
2.1 Preparación del barco de transporte y de la línea de descarga. ....	24
2.2 Descripción de los tanques de almacenamiento en los barcos metaneros..	27
2.3 Descargue del GNL a los tanques Criogénicos .....	37
2.4 Almacenamiento .....	40
3. REGASIFICACIÓN .....	44
3.1 Plantas de regasificación en tierra (onshore).....	50
3.2 Plantas de regasificación marítimas (offshore) .....	52
3.3 Comparación entre plantas de regasificación en tierra y mar abierto .....	56
4. REGASIFICACION EN COLOMBIA.....	59
4.1 Planta de regasificación GNL costa caribe. ....	61
4.2 FSRU Höegh Grace .....	63
4.3 Regasificación en la costa del pacifico.....	66

5.	NORMATIVA DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN .....	74
5.1	Decretos y normas en Colombia .....	80
6.	FLUJO DE GNL NIVEL GLOBAL.....	93
7.	CONCLUSIÓN .....	95
	BIBLIOGRAFÍA.....	97

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Escenarios de déficit 2016-2025.....	14
Tabla 2. Composición del gas natural.....	18
Tabla 3. Composición del GNL. ....	18
Tabla 4. Estado de flujos de trabajo.....	23
Tabla 5. Comparación entre las plantas Onshore y las plantas Offshore.....	56
Tabla 6. Comercio de gas 2015 y 2016.....	94

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Balance de gas natural superávit y déficit 2016-2015.....	13
Figura 2. Cadena del GNL .....	19
Figura 3. Esquema del proceso de regasificación. ....	22
Figura 4. Brazos de descarga de GNL a tanques.....	26
Figura 5. Vista en interior del barco metanero y sus partes principales.....	27
Figura 6. Tanque de membrana tipo Gaz Transport.....	28
Figura 7. Tanque de Membrana tipo "TechniGaz" Transport.....	30
Figura 8. Esquema estructural de tanque technigaz.....	31
Figura 9. Esquema estructural de un tanque prismático "Artic D".....	33
Figura 10. Vista interior de un tanque GNL.....	33
Figura 11. tanque autosoportable moss rosenberg vista interna. ....	35
Figura 12. Tanques cilíndricos usados en barco metanero. ....	36
Figura 13. Comparación tanques bilobular y cilindricos.....	37
Figura 14. brazos de descarga y de retorno de Boil off gas.....	39
Figura 15. Esquemático tanque de almacenamiento GNL.....	40
Figura 16. Partes del tanque de almacenamiento.....	41
Figura 17. Esquema del proceso de regasificación. ....	44
Figura 18. Ejemplo instalación Fija- tipo Muelle.....	51
Figura 19. buque metanero y sus partes. ....	52
Figura 20. planta de regasificación Adriatic .....	53
Figura 21. Buque metanero y FSRU de la compañía Hoegh .....	56
Figura 22. Vista general de la estación de regasificación de GNL costa caribe Colombia.....	63
Figura 23. FSRU HOEGH GRACE .....	64
Figura 24. Exploración offshore por parte de ECOPETROL.....	70

## RESUMEN

**TITULO DEL PROYECTO:** ESTADO DEL ARTE EN EL PROCESO DE REGASIFICACION DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA<sup>1</sup>.

**AUTOR:** JOSE ABEL JEREZ PUERTO<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** GNL, plantas de regasificación,regasificación en Colombia, FSRU.

### **DESCRIPCIÓN:**

El gas natural se ha convertido en uno de los combustibles más usados a nivel mundial, ya se para su uso doméstico o para la generación de energía por medio de procesos en plantas térmicas. En la actualidad con los fenómenos climáticos como EL Niño las hidroeléctricas han perdido confiabilidad para responder a las grandes demandas de energía en el país, ante estos fenómenos la entrada de las plantas termoeléctricas debe asegurar el suministro de energía faltante, es así que ante la demanda de energía también viene con ella una demanda importante de gas natural, por esto es de importante la confiabilidad de tener el combustible disponible para entrar a funcionar las termoeléctricas, es aquí donde surge la necesidad de construir una planta de regasificación que permita importar GNL y regasificarlo para responder a esta demanda energética.A continuación, se realiza un estado del arte del proceso de regasificación del gas natural en Colombia, teniendo en cuenta las diferentes normativas internacionales para la construcción de plantas de regasificación, las tecnologías existentes para realizar la regasificación, las alternativas de transporte del GNL y la situación actual en Colombia.

---

<sup>1</sup>Trabajo de grado.

<sup>2</sup>Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería del Gas Director(a): Julio Cesar Pérez Angulo

## ABSTRACT

**PROJECT:** State of art in the process of regasification in Colombia. <sup>1</sup>.

**AUTOR:** JOSE ABEL JEREZ PUERTO<sup>2</sup>

**CLUE WORDS:** LGN( Liquid Natural Gas), regasification plants, regasification in Colombia,FSRU.

The natural gas has become one of the most used for fuel around the world. Either for a domestic use or a generation of energy through thermoelectric plants process. Nowadays, with the climate change phenomenon, like el niño, hydroelectric has lost trustworthiness to respond with the high demands of energy in the Country. In front of these phenomena, the hydroelectrics must ensure the supply of missing energy. So that, in the face of energy demand, there is, also a significant demand for natural gas, which is why the reliability of having the fuel available to enter operate the thermoelectric plants. This is, where the need arises to build a regasification plant that allows LNG to be imported and regasified to cover the energy demand.

Next, it is performed a state of art in the regasification process of the natural gas in Colombia. Considering the international regulations to build regasification plants, the current technology for the process, GNL transport alternatives and the current situation of Colombia.

---

<sup>1</sup> Bachelor Thesis

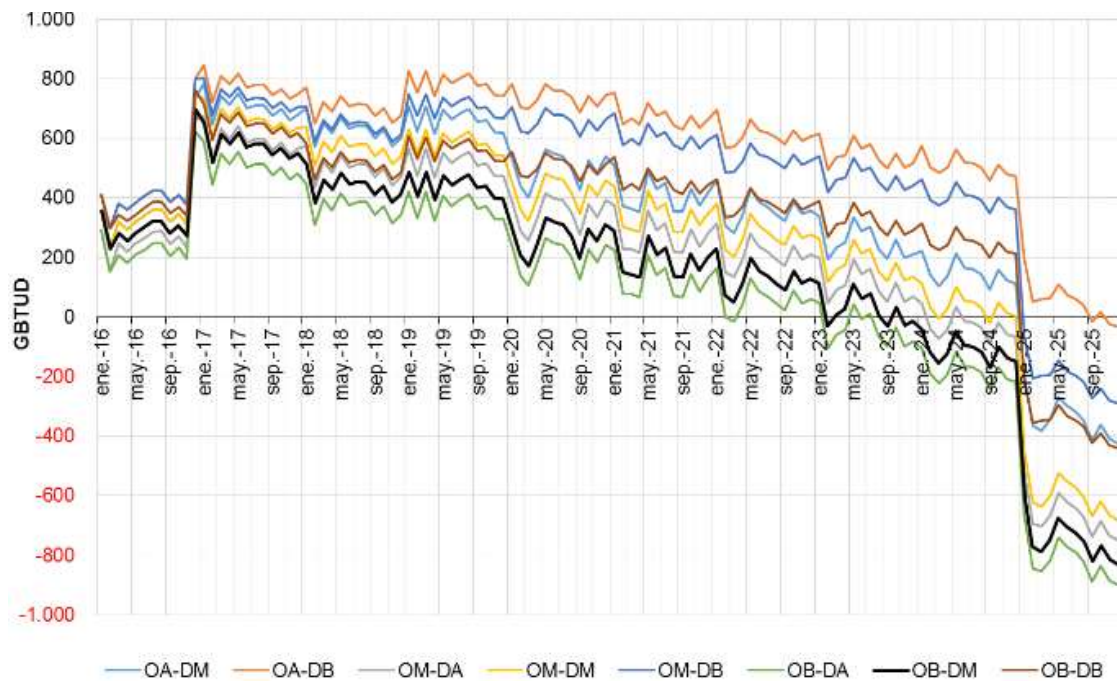
<sup>2</sup> Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Gas Engineering Specialization. Director: Julio cesar Pérez Angulo

## INTRODUCCION

Actualmente la Republica de Colombia, un país en vía de desarrollo posee según la UPME una demanda media de gas natural proyectada de 2016 a 2025 de 1370 GBTUD, encaminada a proveer a distintos sectores de la economía nacional de entre los cuales se destacan los subsectores residenciales, industriales, termoeléctrico, estaciones de servicio, petroquímica y refinería.

Por otra parte, la oferta nacional a 2025 solo proyecta una cantidad de 1200 GPDC, teniendo en cuenta el actual panorama de desarrollo de reservas en el territorio nacional.

Figura 1. Balance de gas natural superávit y déficit 2016-2015.



Unidad de Planeación Minero Energética, Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023, Colombia, 2015.

La UPME ha proyectado y contrastado los distintos escenarios de la demanda y oferta para estimar las fechas en las cuales el país de seguir las tendencias actuales sufrirá un desabastecimiento dado que el balance oferta-demanda será negativo (déficit) como se muestra en la Figura 1, es decir la oferta nacional no cubrirá la demanda interna de gas natural, el primer escenario en presentar déficit es la combinación Oferta Baja-Demanda Alta (OB-DA) el cual pronostica la fecha de inicio de la crisis en enero de 2022.

Estos estudios de la UPME y de la CREG, estimularon al Ministerio de Minas y Energía a establecer el Decreto 2100 de 2011, en este documento de obligatorio cumplimiento se fijan los mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural, como una prioridad de carácter estratégico para el país.

Tabla 1. Escenarios de déficit 2016-2025.

<b>Escenario</b>			<b>Fecha Déficit</b>
Oferta Alta	Demanda Alta	OA-DA	ene-25
Oferta Alta	Demanda Media	OA-DM	ene-25
Oferta Alta	Demanda Baja	OA-DB	sep-25
Oferta Media	Demanda Alta	OM-DA	feb-24
Oferta Media	Demanda Media	OM-DM	ene-25
Oferta Media	Demanda Baja	OM-DB	ene-25
Oferta Baja	Demanda Alta	OB-DA	ene-22
Oferta Baja	Demanda Media	OB-DM	nov-23
Oferta Baja	Demanda Baja	OB-DB	ene-25

Adaptado de Unidad de Planeación Minero Energética, Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023, Colombia, 2015.

La UPME ha proyectado y contrastado los distintos escenarios de la demanda y oferta para estimar las fechas en las cuales el país de seguir las tendencias actuales sufrirá un desabastecimiento dado que el balance oferta-demanda será negativo (déficit), es decir la oferta nacional no cubrirá la demanda interna de gas natural, el primer escenario en presentar déficit es la combinación Oferta Baja-Demanda Alta (OB-DA) el cual pronostica la fecha de inicio de la crisis en enero de 2022.

Estos estudios de la UPME y de la CREG, estimularon al Ministerio de Minas y Energía a establecer el Decreto 2100 de 2011, en este documento de obligatorio cumplimiento se fijan los mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural, como una prioridad de carácter estratégico para el país.

Los mecanismos fundamentales que promueve el mencionado decreto para asegurar el abastecimiento abarcan una serie de medidas preventivas, correctivas y de desarrollo entre las cuales se destacan:

1. Incrementar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos
2. Desarrollar la investigación, exploración y explotación hidrocarburos no convencionales que tienen características particulares y requieren reglamentación, como el gas metano en depósitos de carbón, el gas en esquistos e hidratos de gas entre otros.
3. Incentivar el desarrollo oportuno de infraestructura de suministro y/o transporte de gas natural, contar con nuevas fuentes de suministro.
4. Estimular la importación de gas natural y el desarrollo de nuevas fuentes de suministro.
5. Promover una mayor confiabilidad y propender por un uso más eficiente de la infraestructura de suministro y transporte de gas.

Los mecanismos (3), (4) y (5) incentivan e impulsan la introducción de nuevas fuentes de suministro dentro de las cuales se destaca el proceso de regasificación de gas natural licuado.

Este proceso presenta evidentes ventajas de implementación debido a su versatilidad, precio, confiabilidad y flexibilidad.

Este proceso se fundamenta en la recepción de GNL en barcos metaneros, los cuales mediante facilidades móviles se acoplan a tanques a los que se envía el GNL en fase líquida a una temperatura de  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$  para su almacenamiento, de allí mediante bombas de baja presión se bombean las instalaciones donde efectivamente se efectúa el proceso de regasificación mediante un calentamiento y una expansión controlada del GNL, hasta condiciones de transporte por gasoducto con destinos a los usuarios finales.

Actualmente en Colombia, a nivel industrial solo existe una sola planta de regasificación conocida como la Terminal de la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC), inaugurada el 2 de diciembre de 2016 en Cartagena, un proyecto con un costo de inversión de US\$150 millones y con una capacidad instalada de regasificación de 11,3 millones de metros cúbicos al día, para atender una capacidad de generación termoeléctrica de 2.000 megavatios, equivalente a una cuarta parte de lo que se consume en Colombia pero insuficiente para cumplir con la proyección energética y futura demanda de GN a partir de regasificación.

## 1. GENERALIDADES

Las reservas de los recursos energéticos de cada país definen la estabilidad que este tiene para suplir las necesidades internas, si bien el país cuenta con fuentes de gas natural, estas no son suficientes para cumplir con la demanda, si a esto sumamos las épocas del año en el que el clima hace caer la producción, nos enfrentamos a una problemática importante, la solución frente esta problemática es abastecer el país desde el exterior, con métodos de tecnología de punto como lo es la licuefacción del gas natural, su transporte y gasificación, para entender todo el proceso que esta solución conlleva es necesario partir de la importancia de este recurso energético.

### 1.1 GAS NATURAL

El gas natural es producido por la descomposición de los depósitos de materia orgánica contenida entre estratos rocosos y es una mezcla de hidrocarburos ligeros en la que el metano (CH<sub>4</sub>) se encuentra en un porcentaje superior al 80%<sup>3</sup>.

El porcentaje remanente lo constituyen el etano, propano, butano, y otros hidrocarburos más pesados como se muestra en la Tabla 2 ; este se extrae bien sea de yacimientos independientes (gas no asociado), o junto a yacimientos petrolíferos o de carbón (gas asociado a otros hidrocarburos y gases)

---

<sup>3</sup>Galcerà Zamora, Isaac, Estudio de los Sistemas de Seguridad en la descarga de GNL, Facultad de Náutica de Barcelona (UPC). Barcelona, 2005. P 35

Tabla 2. Composición del gas natural.

Componente	Fórmula	Gas No Asociado	Gas Asociado
Metano	CH <sub>4</sub>	95-98 %	60-80 %
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1-3 %	10-20 %
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.5-1 %	5-12 %
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.2-0.5 %	2-5 %
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.2-0.5 %	1-3 %
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	0-8 %	0-8 %
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0-5 %	0-5 %
Ácido sulfhídrico	H <sub>2</sub> S	0-5 %	0-5 %
Otros	A, He, Ne, Xe	trazas	trazas

Fuente: Galcerà Zamora, Isaac, Estudio de los Sistemas de Seguridad en la descarga de GNL, Facultad de Náutica de Barcelona (UPC). Barcelona, 2005.

## 1.2 GAS NATURAL LICUADO

El GNL es el producto resultante de someter al gas natural a temperatura a -161 grados Centígrados aproximadamente a presión atmosférica, el gas natural se convierte en un líquido incoloro como el agua, inodoro y de baja toxicidad, adicionalmente es sometido a un tratamiento para separar las sustancias diferentes al metano, eliminando el agua, ácido sulfhídrico, nitrógeno, dióxido de carbono e hidrocarburos más pesados hasta llegar a una concentración aproximada de 95% de metano.

Tabla 3. Composición del GNL.

Constituyente	Fórmula química	Composición por volumen (%)
Metano	CH <sub>4</sub>	95
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1.5
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,1

<b>I-Butano</b>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<b>0,01</b>
<b>N-Butano</b>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<b>0,01</b>
<b>Nitrógeno</b>	N <sub>2</sub>	<b>0,01</b>
<b>Dióxido de carbono</b>	CO <sub>2</sub>	<b>0,01</b>

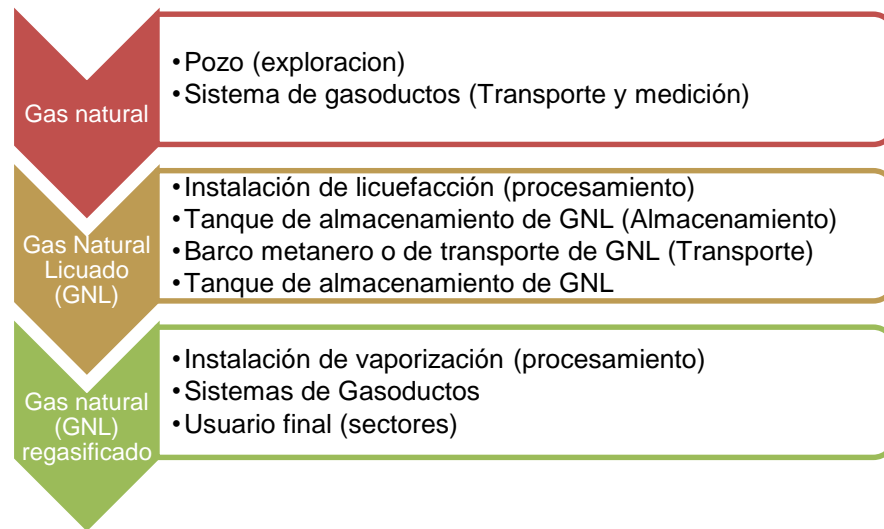
Fuente: Galcerà Zamora, Isaac, Estudio de los Sistemas de Seguridad en la descarga de GNL, Facultad de Náutica de Barcelona (UPC). Barcelona, 2005. P 35

### 1.3 CADENA DE VALOR DE GNL

La cadena de valor del GNL está compuesta de los siguientes eslabones:

- 1) Explotación de gas natural: El hidrocarburo es extraído del subsuelo, mediante las instalaciones de producción pertenecientes a los pozos productores.
- 2) Transporte de gas natural por gasoducto: El hidrocarburo después de un acondicionamiento de endulzado y eliminación de impurezas en facilidades de superficie es medido y posteriormente enviado mediante bombeo mecánico a la planta de licuefacción.
- 3) Tratamiento de Licuefacción para convertir gas natural en estado líquido: En este proceso se procede a realizar un enfriamiento controlado por debajo de -160°C hasta que el gas se licue y pase a estado líquido.
- 4) Almacenamiento previo al embarque del GNL: El GNL es almacenado en tanques criogénicos acondicionados a la espera del transporte marítimo.
- 5) Transporte del GNL en embarcaciones especiales: El GNL es transferido del tanque de almacenamiento a barcos llamados “Metaneros”, los cuales conducirán el GNL a través del océano al punto de entrega especificado.

Figura 2. Cadena del GNL



6) Almacenamiento previo a la regasificación del GNL: La embarcación transportadora del GNL envía su contenido al tanque criogénico previo al tratamiento de regasificación manteniéndolo las condiciones de refrigeración adecuadas.

7) Regasificación del GNL: El GNL enfriado es calentado y acondicionado mediante equipos vaporizadores los cuales elevan su temperatura al ambiente para efectos de transporte por gasoducto.

8) Transporte de gas regasificado por gasoducto: la corriente regasificada es enviada al gasoducto para enviarlo hasta el sitio de consumo final.

9) Consumo final: Es la operación en la cual el usuario final hace utiliza el gas regasificado en su actividad comercial.

Las unidades de licuefacción son mejor conocidas como trenes de licuefacción y su capacidad depende del tipo de refrigerante utilizado, del número de circuitos de refrigeración y de los intercambiadores de calor que enfrían el gas. En la actualidad, los mayores países con capacidad de licuefacción en el mundo son Indonesia, Qatar, Malasia, Argelia y Australia. También existen otros países con trenes de licuefacción tales como Trinidad y Tobago, Rusia (el país con mayores reservas gasíferas mundiales...), Egipto, Estados Unidos y Perú, el cual

recientemente inauguró su terminal de licuefacción para la exportación del gas proveniente del yacimiento Camisea, denominado Pampa Melchorita.<sup>4</sup>

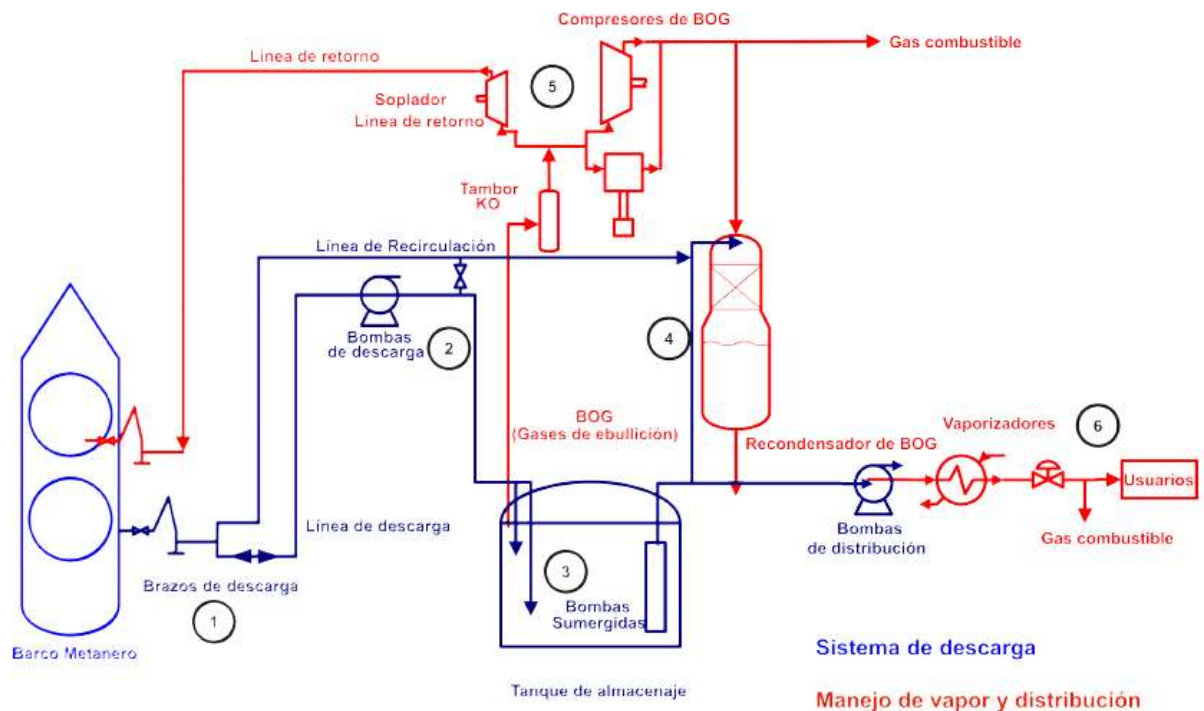
---

<sup>4</sup>Schneider Lucas, "Una Visión sobre el Mercado de GNL en América Latina y el Mundo", 2009

## 2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE ALISTAMIENTO DEL BARCO, DESCARGUE Y ALMACENAMIENTO.

El proceso de regasificación de GNL comprende 4 etapas bien definidas llegada del metanero para descarga, almacenamiento del GNL, regasificación a GN y la entrega al transporte del GN en condiciones de venta al consumidor, en la Figura 3 se muestra un esquema de una visión global de todo el proceso:

Figura 3. Esquema del proceso de regasificación.



Fuente: Escudero; Ricardo., DISEÑO Y ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICADORA DE GNL, Chile, 2008

La planta presenta dos estados de funcionamiento que están sujetos a ciclos. A continuación, se describen cada una de las fases de la planta:

## Carga de GNL desde barco

Un barco metanero se aproxima a puerto regularmente cada 20 días para descargar GNL a la planta (el ciclo dependerá de los requerimientos). En puerto, están los brazos de descarga (1) que tienen dos funciones, descargar GNL desde el barco y retornar GN evaporado para así suplir el vacío por la descarga dentro del barco. Finalmente, el GNL es impulsado por las bombas de descarga (2) hacia el estanque metanero (3) en donde será almacenado para su posterior proceso. Debido al gran volumen a transportar, este proceso tarda aproximadamente 12 horas en concluir.

El proceso de regasificación comienza con el tanque de almacenamiento en donde el GNL es extraído mediante las bombas principales sumergidas (3). Ahí, la presión del fluido de trabajo es aumentada para ser derivado al condensador (4) para ser usado como flujo frío. Por otra parte, debido a la ganancia de calor que el estanque experimenta, parte del GNL es evaporado (BOG). Este BOG es derivado a una serie de compresores (5) para luego ser re-licuado en el condensador(4) como flujo caliente. En el condensador (4) se re-licua el BOG y es conducido mediante las bombas secundarias de distribución hacia los vaporizadores (6). En los vaporizadores se regasifica el GNL utilizando como flujo caliente agua de mar. Una vez que el GNL ya fue regasificado, el GN es medido y odorizado para su conducción a las líneas de distribución

De acuerdo al diagrama anterior se definen los siguientes estados iniciales<sup>5</sup>:

Tabla 4. Estado de flujos de trabajo.

Identificador	1	2	3	4	5	6
Estado	líquido	líquido	líquido	líquido	Vapor	Vapor
Temperatura	-164	-160	-156	-156	5	5

<sup>5</sup>Escudero; Ricardo., DISEÑO Y ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICADORA DE GNL, Chile, 2008

(°C)						
Presión (barg)	10.4	9.9	79	79	73	73
ViscosidadcP	0.16	0.16	0.16	0.16	0.010	0.010

Fuente: Escudero; Ricardo., DISEÑO Y ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICADORA DE GNL, Chile, 2008

## 2.1 Preparación del barco de transporte y de la línea de descarga.

Para dar inicio al proceso de regasificación debe llegar a la ubicación de la planta el barco metanero, además deben darse las condiciones meteorológicas para proceder a la realización del descargue; las maniobras que deba realizar el barco metanero dependerán del tipo de planta al que llegue y de las instalaciones previstas para dicha labor.

Los barcos que transportan GNL son un tipo especializado de embarcaciones de transporte, y se construyen para transportar grandes volúmenes de GNL a presión atmosférica y condiciones de temperatura cercanas a su punto de ebullición (-162°C). Habitualmente las capacidades de estas embarcaciones se encuentran entre los 100.000 a 150.000 m<sup>3</sup>, y se construyen para rutas específicas; sus periodos de vida oscilan de 20 a 30 años. En la actualidad, la tendencia para aumentar la rentabilidad de las operaciones es utilizar barcos con grandes capacidades y que puedan cubrir rutas más largas, para ello los constructores optan por incluir en el diseño final una planta de licuefacción a bordo para licuar las colas de boil off gas producidas en el transporte, permitiendo operar de manera segura esas grandes cantidades de GNL transportado.

Para alistar la descarga se debe asegurar una temperatura de -160°C y presión del extremo superior del tanque de aproximadamente 1 bar. Se debe realizar la operación en marea alta para evitar tensiones en las líneas de flujo debido al efecto de movimiento ascendente o descendente con respecto al nivel de las instalaciones de recibo.

Los brazos de descarga de GNL. El terminal de regasificación comienza con las facilidades marinas (Jetty), donde el barco se conecta por medio de unos brazos articulados (manifold de descarga) a las líneas de descarga del terminal, con el fin de transferir el GNL a los tanques de almacenamiento utilizando una bomba dentro del tanque del barco. Estos brazos están equipados con sistemas de control que se desconectan rápidamente en caso de emergencia. Generalmente se tienen varias líneas de descarga de GNL y se tiene una para retorno del gas evaporado al barco, por ganancia de calor con el medio ambiente durante la descarga. El fin de retornar este vapor es mantener una presión constante positiva entre el tanque de almacenamiento del metanero y el terminal, para así garantizar flujo constante de GNL y evitando formación de vacío. Las líneas de los brazos de descarga están diseñadas con materiales de aluminio que resisten las bajas temperaturas y se enfrían gradualmente, junto con el manifold del metanero hasta que alcance  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$  para proceder con el descargue.

Las instalaciones se diseñan para un caudal máximo de descarga por cada línea. Un valor promedio de referencia más frecuente en los terminales en el mundo es de  $12000\text{ m}^3/\text{h}$  a través de brazos de descarga de  $16''$  de diámetro, tardando entre 12 y 14 horas para descargar una carga de  $145000\text{ m}^3$  aproximadamente<sup>6</sup>.

Durante la descarga del GNL la presión en el tanque de almacenamiento se mantiene entre 200 y 250 mbar con el fin de reducir la formación del boil off gas (BOG). Para esto se utiliza el BOG generado durante la descarga de GNL, que parte se envía, como se dijo anteriormente para el barco y otra para el tanque de almacenamiento.

Finalmente, cuando se termina la descarga de GNL, los brazos de descarga son purgados con nitrógeno. La figura 4 ilustra los brazos de descarga típicos del terminal de recibo de GNL.

---

<sup>6</sup> CUEVAS, Alejandro. DEL CASTILLO, Guillermo. RIVERA, Jorge. Instalaciones portuarias: Terminal de descarga de gas natural licuado. Santiago de Chile, 2008, 44 p. Taller de diseño mecánico. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica.

Figura 4. Brazos de descarga de GNL a tanques.



**Fuente:** TOTTEN, George; WESTBROOK, Steven y SHAH, Rajesh. Fuels and Lubricants Handbook: Technology, Properties, Performance, and Testing

Es necesario verificar los niveles de temperatura ( $-160^{\circ}\text{C}$ ) y presión (superiores a 1 atm) en los tanques internos del barco metanero. Es preciso verificar que la presión del manifold de recibo y la línea de retorno de vapores del tanque posean una presión inferior a los tanques internos. Inicialmente las líneas de descarga al manifold y de retorno de vapores deben ser enfriadas, para evitar variaciones y efectos de dilatación o choques térmicos, debido a las transiciones de temperatura que los metales experimentan por el estrés térmico causados por el flujo del GNL a  $-160^{\circ}\text{C}$ . Para ello se realiza recirculación interna de las líneas de descarga al retorno de vapores mediante la apertura de una válvula de by-pass, haciendo progresivamente circular un pequeño caudal. Se deben alinear el conjunto de descarga y se debe hacer la apertura de las válvulas motorizadas del tanque o los tanques en donde se descargará el GNL. Se acoplará el conjunto de descarga al manifold de recibo y el conjunto de retorno de vapores al retorno de vapores del tanque de almacenamiento.

Para evitar posibles deflagraciones y eventuales explosiones durante el alistamiento previo a la descarga el barco empieza a circular de manera

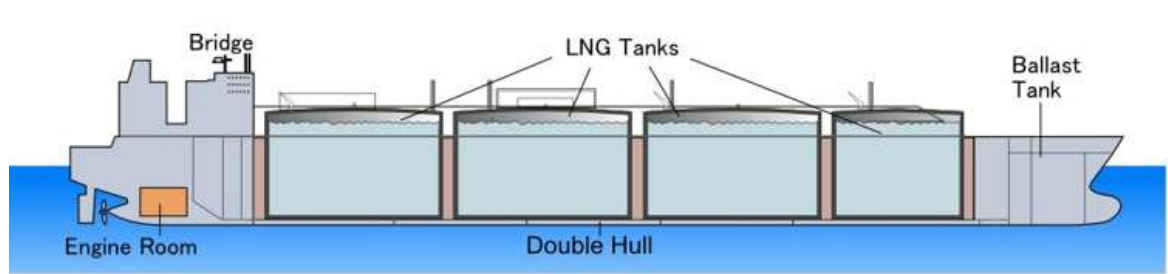
controlada y bajo condiciones normales una corriente de nitrógeno para asegurar que no se formen mezclas que puedan causar una auto ignición.

## 2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO EN LOS BARCOS METANEROS

En general, en términos de transporte los equipos fundamentales de los barcos metaneros son los tanques de contención, que comúnmente están contruidos bajo dos diseños: membranas e independientes (autosoportables).

Tanques de membranas: Este tipo de tanque en términos estructurales depende para su estabilidad del soporte brindado por el armazón del barco, guardando una relación directa, pero sin formar parte de la estructura del metanero, por lo tanto, no están diseñados para soportar grandes esfuerzos, tensiones, o compresiones, en la siguiente figura se puede observar una representación clásica de este tipo de tanque:

Figura 5. Vista en interior del barco metanero y sus partes principales.



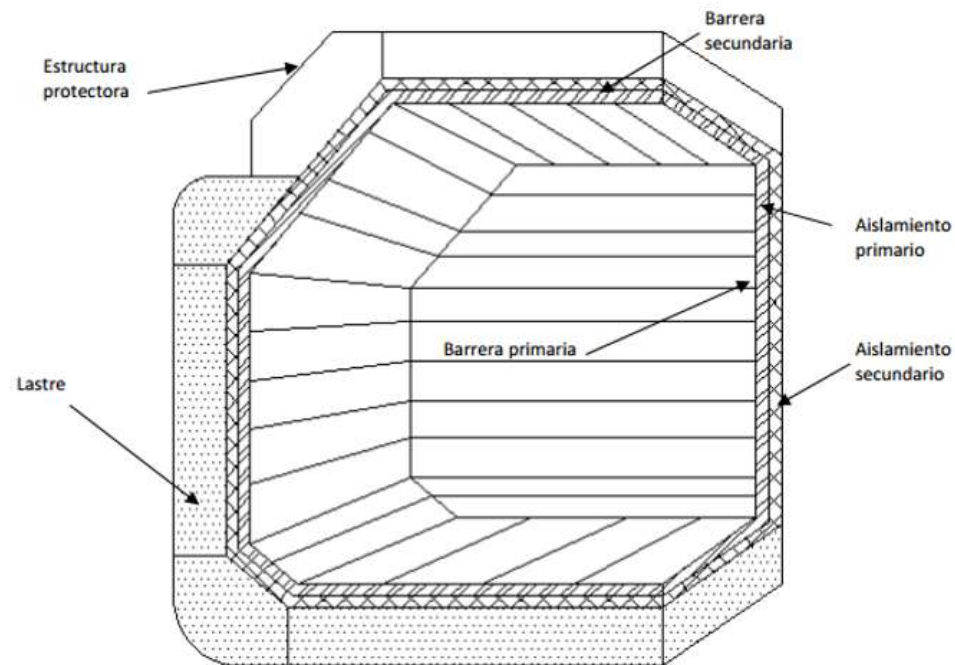
Fuente: NEW ZEALAND INSTITUTE OF CHEMISTRY. The processing of natural gas at kapuni. Kapuni Natural Gas.

El tanque de membrana siempre debe estar siempre apoyado sobre una pared o superficie secundaria que afirme la integridad total del tanque, la superficie primaria o pared del tanque está diseñada para compensar las dilataciones y contracciones causadas por los efectos térmicos sobre el metal disipando la tensión y compresión para evitar la presencia de grandes esfuerzos. En general

las membranas están diseñadas para soportar presiones de vapor inferiores a los 0.30 bar, e incluso pueden llegar a superar ese valor siempre y cuando la membrana encaje en el casco a perfección o se incluyan soportes internos, pero igualmente no superara el umbral de diseño 0.7 bar. Estos tanques se usan para el transporte de GNL debido a la excelente respuesta de la membrana a temperaturas criogénicas alrededor de  $-160^{\circ}$  C. El espesor de las capas de aislante se debe ajustar al diseño del barco, teniendo en cuenta parámetros como volumen de carga, tiempo de viaje, resistencia del material aislante, con el único objetivo de minimizar y poder estimar la cantidad de boil-off generados por el intercambio térmico y por el efecto del oleaje.

Dentro de los tanques de membranas cabe mencionar dos diseños convencionales los tipos Gaz-Transport y Technigaz.

Figura 6. Tanque de membrana tipo GazTransport.



Fuente: NEW ZEALAND INSTITUTE OF CHEMISTRY. The processing of natural gas at kapuni. Kapuni Natural Gas.

Es el diseño de tanque más común en la actualidad para el transporte de GNL, su diseño tipo sándwich que alterna barreras primaria-aislante-barrera secundaria-aislante permite una excelente respuesta del sistema a temperaturas criogénicas con un coeficiente de dilatación despreciable, el cual asegura una ausencia de esfuerzos en el tanque por efectos térmicos, la Figura 6 muestra un esquema de este tipo de tanques.

Tradicionalmente las barreras metálicas de 0.7 mm de espesor están construidas en una aleación comprimida llamada FeNi36 con una composición de níquel (36%), hierro (64%) y trazas de manganeso, carbono y cromo, con nombres comerciales como invar o nivarox.

Los espacios entre las barreras están constituidos por capas multilaminada de perlita y así mismo el espacio entre la barrera secundaria está recubierto por el mismo material aislante que entrara en contacto con el casco del barco metanero, una vez conformada la estructura, se hace pasar una corriente de nitrógeno entre el aislamiento con el objetivo de inertizar. Los espesores del aislamiento primario son de un espesor estándar de 230 mm y el aislamiento secundario que se encuentra apoyado sobre el casco posee de 300 mm de espesor.

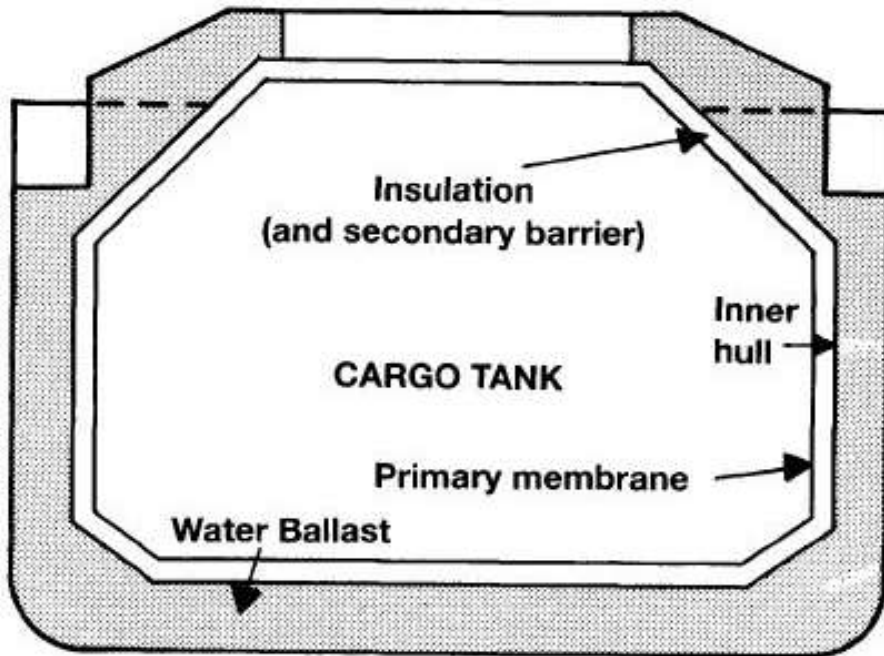
Figura 7. Tanque de Membrana tipo "TechniGaz" Transport



Fuente: Galcerà Zamora, Isaac, Estudio de los Sistemas de Seguridad en la descarga de GNL, Facultad de Náutica de Barcelona (UPC). Barcelona, 2005. P 35

La membrana primaria cuyo material es acero oxidable posee una superficie corrugada en forma de rejillas, esta geometría permite que los efectos térmicos se disipen. Esta membrana primaria descansa sobre paneles de balsa que actúa como aislamiento o barrera secundaria, todos los paneles están interconectados entre sí por acoples de espuma de PVC y recubiertos de dos capas de madera laminada, que afirma la estructura de soporte de la membrana primaria internamente y que externamente tendrá contacto con el casco del metanero, para inertizar el aislante se hace fluir una corriente de nitrógeno entre la madera.

Figura 8. Esquema estructural de tanque technigaz



Fuente: <http://ingenieromarino.com/tipos-de-tanques-en-buques-gaseros-sistemas-de-contencion/>  
La barrera primaria está conformada de acero inoxidable con la superficie corrugada en forma de rejillas que permite la expansión y contracción, esta capa de acero corrugado descansa sobre paneles de madera de balsa laminada entre dos capas de madera contrachapada que actúan a modo de barrera secundaria. Los paneles de madera de balsa están inter-conectados con un diseño especial de juntas de espuma de PVC. Esta madera contrachapada está soportada directamente por el casco del buque.

Entre las capas de aislamiento se dispone una capa de espuma aislante con láminas de fibreglass y aluminio que constituyen la segunda barrera, esta barrera es capaz de contener un derrame de la carga durante 15 días.

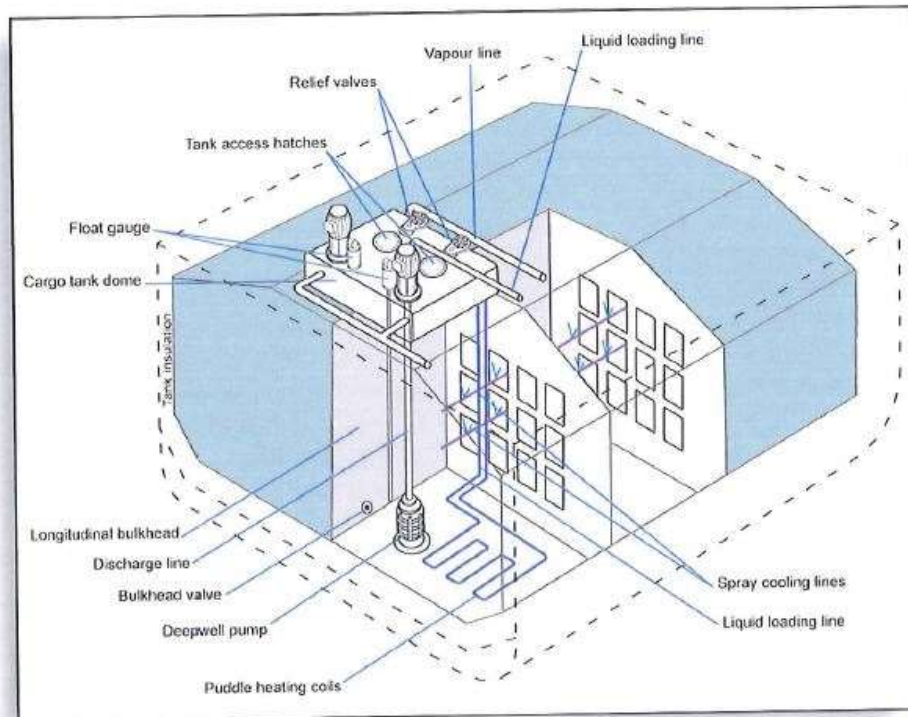
Tanques independientes: Los tanques independientes son autosoportables es decir pueden resistir esfuerzos, tensiones y compresiones sin depender de la estructura del barco y en absoluto forman parte de la estructura del barco.

los tanques tipo A son construidos con “Arctic D” un acero aleado con níquel resistente a bajas temperaturas bajo cero, en cuanto a la forma de estos tanques, estos son planos y prismáticos para aprovechar al máximo el espacio del casco. Este tipo de tanques está proyectado para gaseros que transporten cargas refrigeradas, por lo que es necesaria la incorporación de un aislamiento eficaz y una barrera secundaria completa de contención para proteger el casco de las bajas temperaturas, (necesaria si estas se encuentran por debajo de los  $-10^{\circ}\text{C}$ ), el espacio localizado entre la barrera primaria y la secundaria se denomina espacio inter-barreras y en él, se debe mantener una atmósfera inerte. Estos tanques no están diseñados para soportar altas presiones, por ello, son ideales para los barcos metaneros totalmente refrigerados, cuya carga es transportada a una presión aproximada a la atmosférica.

En la Figura 9 esquema estructural podemos distinguir la disposición del tanque de carga en la parte central, su barrera primaria (PrimaryBarrier) conformada de acero, el aislante (Insulation) constituido por paneles de poliuretano, la barrera secundaria (SecondaryBarrier) y un espacio vacío (VoidSpace) entre barreras que generalmente se llena de gas inerte para evitar atmósferas inflamables en caso de transporte de productos inflamables o de aire seco en caso de transportar producto no inflamable.

Para mejorar la estabilidad del buque y reducir la generación de “Boil-off” por el “Sloshing” el tanque está dividido por una serie de mamparos transversales y un mamparo longitudinal, esto reduce en gran medida el movimiento de carga líquida, estos mamparos antisloshing no son estancos, por lo que el espacio de gas es común para todo el tanque.

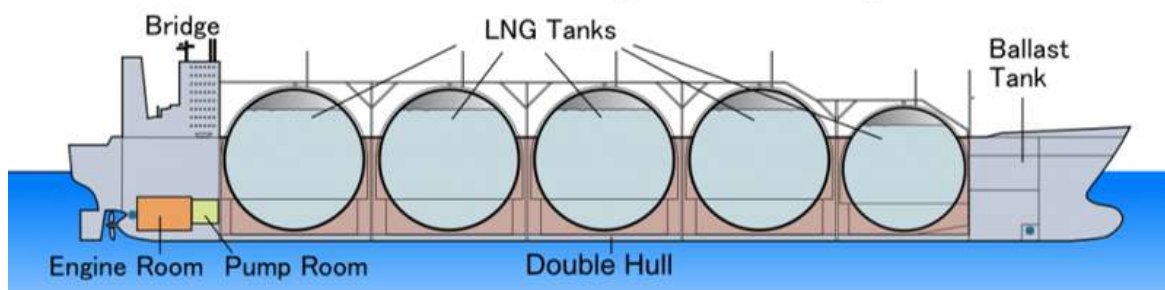
Figura 9. Esquema estructural de un tanque prismático "Artic D"



Fuente: GARCIA, Roberto, Ingeniero marino <<http://ingenieromarino.com/tipos-de-tanques-en-buques-gaseros-sistemas-de-contencion/>>

En la Figura 10 se muestra la configuración de un metanero estándar con tanques independientes tipo mossrosenberg:

Figura 10. Vista interior de un tanque GNL.



Fuente: GARCIA, Roberto, Ingeniero marino <<http://ingenieromarino.com/tipos-de-tanques-en-buques-gaseros-sistemas-de-contencion/>>

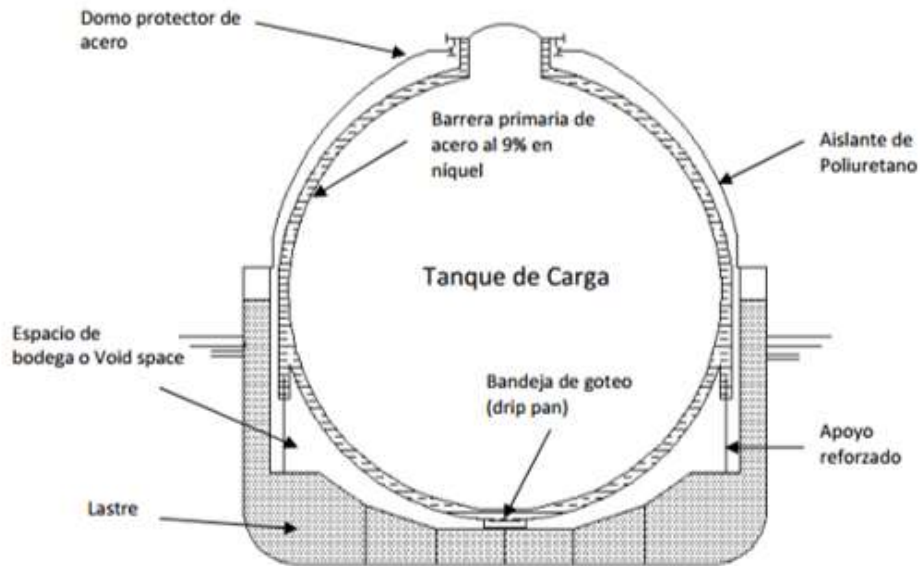
Estos tanques también son llamados tanques tipo MossRosenberg debido a que su mayor fabricante es la empresa noruega con dicho nombre, son fácilmente reconocibles por sus formas de esfera, en comparación con los prismáticos los cálculos de diseño son más complejos y exactos, tienen en cuenta distintos tipos de esfuerzos como resistencia a fatiga o propagación de posibles fisuras mediante modelos a escala y sistemas analíticos.

Este diseño particular no necesita una barrera secundaria completa, con una barrera parcial que cubra el plano bajo cubierta es suficiente, esto se traduce en una reducción de coste notable. Como en los tanques prismáticos, el espacio inter-barrera deberá llenarse de gas inerte seco o aire seco en función de la inflamabilidad de la carga con la diferencia de que se podrá inertizar este espacio si se detectan fugas de vapores inflamables. En el plano superior de cubierta, un domo protector de acero cubre la barrera principal, entre la barrera principal y el domo se encuentran el aislamiento.

En cuanto al aislamiento, consta de dos capas, la primera es una espuma de resina de fenol-formaldehído, y la segunda capa está formada por espuma de poliuretano. La estructura del aislamiento está reforzada con una malla de cable y esta a su vez está recubierta con hojas de aluminio (AL-PET AluminiumFoil)

Cualquier fuga del tanque de carga se drenará por el espacio anular entre el propio tanque y el aislamiento localizado en la parte baja de la esfera, una abertura en el aislamiento llevará a una ruptura del disco dejando paso al líquido a un colector dispuesto debajo del tanque.

Figura 11. tanque autosoportable mossrosenberg vista interna.



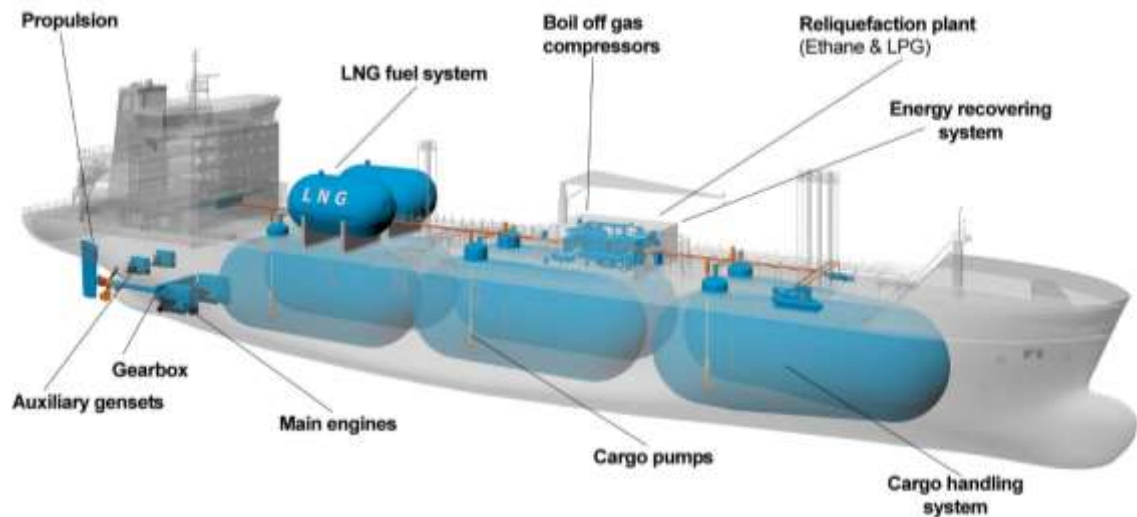
Fuente: GARCIA, Roberto, Ingeniero marino <<http://ingenieromarino.com/tipos-de-tanques-en-buques-gaseros-sistemas-de-contencion/>>

La estructura de la esfera está constituida por aluminio o aceros altos al aluminio materiales ligeros y con una buena resistencia. El aislante se encuentra constituido por dos capas una inicial de resina de fenol-formaldehído, y la final de poliuretano, que se refuerzan con malla y hojas de aluminio. Adicionalmente al igual que para inertizar el aislante se hace fluir una corriente de gas inerte seco. La sección de aislante o barrera secundaria es cubierta por un domo o capuchón de acero para proteger el aislamiento.

Por último, los tanques independientes de forma cilíndrica o esférica diseñados para soportar presiones de vapor superiores a 2 bar. Estos tanques pueden montarse de forma vertical u horizontal en función del diseño. También pueden encontrarse tanques independientes de este tipo sobre el nivel de cubierta como se ve en la siguiente imagen. No siempre se emplean este tipo de tanques para el transporte con objeto de venta, actualmente se pueden ver estos tanques en

buques convencionales con objeto de almacenar LNG destinado al propio consumo de los motores de abordo.

Figura 12. Tanques cilíndricos usados en barco metanero.

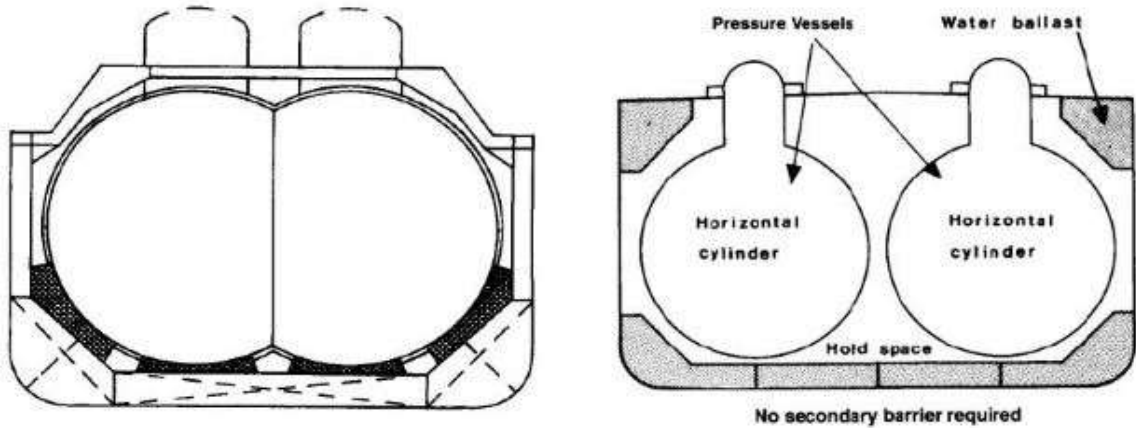


Fuente: GARCIA, Roberto, Ingeniero marino <<http://ingenieromarino.com/tipos-de-tanques-en-buques-gaseros-sistemas-de-contencion/>>

Estos sistemas de contención son los empleados en buques gaseros semi-presurizados y totalmente presurizados, por lo que siguen las normas constructivas que se aplican a los recipientes a presión, esto implica un estudio de tensiones preciso para evitar sucesos poco deseables como puede ser una explosión.

En cuanto al diseño de los tanques, si los comparamos con otros tanques independientes como los prismáticos, los tipos cilíndricos aprovechan de una manera muy pobre el espacio interior del casco, por ello se ha diseñado un modelo bilobular como se aprecia en la siguiente imagen en el lado izquierdo.

Figura 13. Comparación tanques bilobular y cilindricos.



Fuente: ICS Tanker Safety Guide (liquefied gas). Appendix 2.

El diseño bilobular no está proyectado para contener cargas a presiones tan elevadas como los tanques de diseño independiente, por lo que son más empleados en los gaseros semi-presurizados/refrigerados.

En el caso de emplear estos tanques en gaseros semi-presurizados/refrigerados, deben ser capaces de resistir temperaturas de  $-48^{\circ}\text{C}$  para LPG o de hasta  $-104^{\circ}\text{C}$  para el transporte de Etileno, para ello el material constructivo de los tanques deberá ser acero resistente a bajas temperaturas.

### 2.3 DESCARGUE DEL GNL A LOS TANQUES CRIOGÉNICOS

El tanque de almacenamiento criogénico es la facilidad encargada de almacenar GNL a una temperatura inferior a  $-160^{\circ}\text{C}$ . A través de red de tuberías, éste equipo se conecta directamente con puerto de descarga, al cual se encuentra conectado el barco metanero. En el del tanque en el momento de la descarga se encuentra una mezcla de fases que no están en equilibrio, debido a la continua generación de boil off gas, por lo tanto por motivos de seguridad industrial para impedir que la presión del gas se eleve y constituya un riesgo para el umbral de diseño de las

instalaciones este gas es retornado o al barco a través de la línea de retorno o es enviado a una planta de licuefacción para su posterior retorno al tanque y en casos poco comunes es enviado a incineración en una tea

Al finalizar el enfriamiento de las líneas de descarga y retorno, se procede a efectuar el cierre del by-pass y la apertura de las válvulas de corte. La instalación de recibo solicitará el inicio del bombeo incremental que efectuarán los sistemas del barco, hasta llegar a un caudal máximo de diseño y equiparar la presión de la columna de GNL líquido en el tanque.

Así mismo los retornos de vapor al barco se realizarán a una presión máxima de 200 mbar. Al finalizar la descarga se dará la orden de cierre de las válvulas de corte, y se presurizarán con las líneas de descarga con nitrógeno para desplazar el GNL remanente en la línea.

Una vez terminada la operación se tomarán de nuevo los datos de presión, temperatura y presión de vapor para medir la cantidad de GNL transferida al tanque.

Cuando las líneas de descarga y retorno de vapor estén distencionados se procede a realizar la desconexión al manifold de recibo y a la línea de retorno en tierra.

Condiciones de Seguridad Industrial Monitoreo constante de presiones, temperaturas, presencia de vapores y detección de incendios.

Una vez detectada una fuga o un incendio se cierran automáticamente las válvulas de corte y se detiene totalmente el bombeo, activa el sistema de control de incendios.

Eventualmente se produce un desacople o desconexión de emergencia automática de las líneas de descarga y retorno de vapor con respecto a las

instalaciones en tierra, acompañadas de una purga con nitrógeno dentro de las líneas.

**Alternativas tecnológicas** La alternativa más viable económica y de manera práctica para el descargue de GNL, debe realizarse líneas de descarga y retorno de vapor con conexión a los tanques criogénicos de almacenamiento en tierra.

**Equipos asociados** Brazos de descarga y de retorno de Boil off gas: son equipos dinámicos y flexibles que deben permitir la armonización entre los movimientos de las mareas y del metanero. Se componen de un soporte anclado al barco, una tubería articulada, un sistema de ecualización que proporcione equilibrio, un sistema de racores articulados, un dispositivo de movimiento hidráulico que permita mover las piezas, un acople rápido y un sistema de desacople seguro en caso de eventualidades no programadas.

Figura 14. brazos de descarga y de retorno de Boil off gas

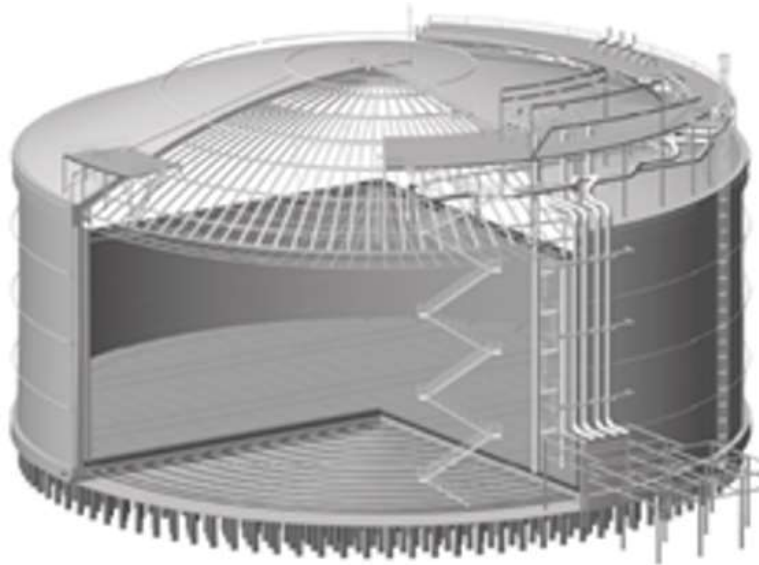


Fuente: GARCIA, Roberto, Ingeniero marino <<http://ingenieromarino.com/tipos-de-tanques-en-buques-gaseros-sistemas-de-contencion/>>

## 2.4 ALMACENAMIENTO

Tanque de almacenamiento GNL Son equipos diseñados para el acopio y almacenamiento en condiciones criogénicas de gas natural licuado GNL, con capacidades medias que oscilan entre 150.000 y 500.000 m<sup>3</sup> de capacidad. Pueden ser tanques aéreos (los más comunes) o subterráneos e incluso en algunos trabajos se proyecta el almacenamiento en domos salinos.

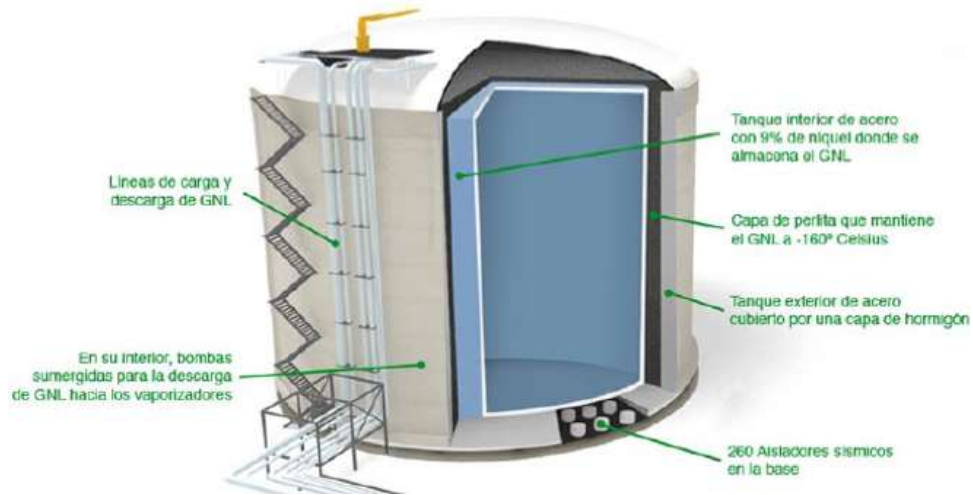
Figura 15. Esquemático tanque de almacenamiento GNL.



Fuente: GARCIA, Roberto, Ingeniero marino <<http://ingenieromarino.com/tipos-de-tanques-en-buques-gaseros-sistemas-de-contencion/>>

El almacenamiento del GNL una vez transferido y recibido en los tanques debe ser preservado en condiciones criogénicas, estos tanques deben cumplir con los objetivos básicos de la custodia que son la retención del líquido, estanqueidad del gas, aislamiento térmico y garantizar la seguridad del entorno, para asegurar su operación y seguridad, el GNL almacenado en los tanques se mantiene a una presión de vapor de aproximadamente de 1bar y -160°C. La presión interior del tanque se gestiona mediante circulación y venteo del vapor o “boil off”. En la mayoría de ocasiones este vapor es enviado a tea.

Figura 16. Partes del tanque de almacenamiento.



Fuente: INDIAN AUTO LPG COALITION. Booklet On Safe Practices / Check List for tank

Comúnmente el tanque externo está compuesto por acero ordinario, y que básicamente protege el aislante que le confiere el aislamiento térmico al tanque interno. La estructura del tanque exterior está compuesta de una capa de acero de 3,5 mm de espesor y es recubierta por una capa de concreto de por lo menos 0.9 metros. Esta capa de concreto será la que se encuentre en contacto con los alrededores del tanque.

Debido a las temperaturas criogénicas en las cuales se mantiene el GNL, se requieren materiales tecnológicamente avanzados para la construcción de los tanques de almacenamiento. Ya que muchos metales por debajo del  $-100^{\circ}\text{C}$  se pierden ductilidad y se vuelven quebradizos. Se recomienda fabricar los tanques de almacenamiento con aceros con alto contenido de Níquel, Aluminio y aceros inoxidables, a pesar de que son materiales costosos.

El tanque interno es la única parte del equipo que está en contacto directo con el fluido de operación. En el interior del tanque irán instaladas unas bombas sumergidas, que serán las encargadas de impulsar a las líneas de transporte con destino a la etapa de regasificación.

El tanque interno dado su contacto con el líquido a bajas temperaturas, se debe elaborar con aceros inoxidables con alto contenido de Níquel normalmente entre 8-9 %, este material ofrece la resistencia necesaria frente a bajas temperaturas de hasta  $-180^{\circ}\text{C}$ . Comúnmente los tanques convencionales se fabrican con fondo plano y pared cilíndrica, habitualmente este tanque es revestido con material aislante comúnmente fibra de vidrio. De la misma manera que los tanques convencionales para líquidos, deben estar diseñados para soportar la carga hidrostática del GNL, la cual determina su espesor que generalmente es mayor a 3.5 mm de espesor de acero.

El aislante necesario para conservar las condiciones criogénicas, es ubicado entre el doble fondo y generalmente es una capa de perlita extendida. Dicho espacio de aislamiento será purgado con nitrógeno líquido para generar una atmosfera inerte evitando la entrada de aire desde el exterior y evitando efectos corrosivos en las paredes interna y externa. Cabe notar que en los diseños actuales los tanques se construyen con sistemas anti-sísmico o aisladores sísmicos para prevenir cualquier incidencia generada por un hecho emergente. Cada tanque es fabricado según requerimiento, ubicando ductos de drenaje y de venteo de vapores, así como la instalación de instrumentos como piezómetro o equipos como bombas sumergibles.

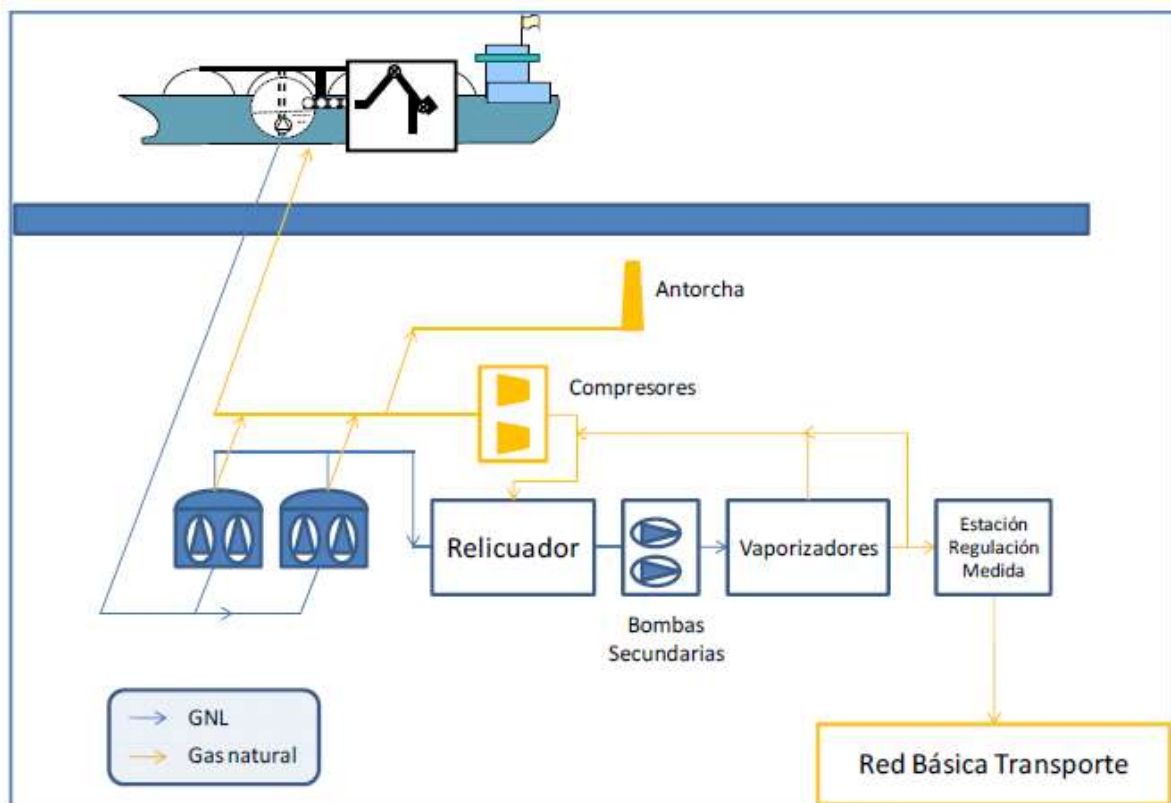
Para mantener el movimiento del GNL se usan Bombas sumergibles que se encuentran dentro de los tanques, debido a que el GNL es un dieléctrico y actúa como refrigerante es posible la inmersión de la bomba y su motor en el interior y fondo del tanque. Estas bombas son verticales, están totalmente sumergidas (incluyendo el motor), aspirando el líquido circundante desde la parte superior del tubo de succión de la bomba, descargando a un ducto en el tope del tanque y de allí se conduce a regasificación.

Los tanques de almacenamiento no poseen tuberías de fondo y de hecho no se considera conveniente por efectos de diseño y seguridad ya que esto garantiza el bombeo exclusivo de líquido, obviamente sin que la cabeza de succión supere la presión de vapor a esa temperatura.

### 3. REGASIFICACIÓN

La regasificación es una de las etapas de la cadena del GNL, este inicia cuando un buque-tanque de GNL llega a la terminal de regasificación y es bombeado desde la nave hasta los tanques de almacenamiento, los cuales son semejantes a los empleados en las plantas de licuefacción<sup>7</sup>.

**Figura 17. Esquema del proceso de regasificación.**



Fuentes: Borja González del Regueal, Aprovechamiento de la exergía Física del GNL, tesis doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingeniero de Minas, Politécnicas de Madrid, Madrid, 2010.

<sup>7</sup>Tapias Chávez Erik S.GAS NATURAL LICUADO Alternativa de Abastecimiento para Colombia y Estado del Arte de su Metrología. CDT de GAS, Met&Flu 3 2010

El GNL transportado mediante buques metaneros es descargado en la planta de regasificación mediante brazos de descarga hasta los depósitos de almacenamiento como se muestra en la Figura 17.

Normalmente las plantas de regasificación tienen dos o tres brazos, siendo híbrido uno de ellos, capaz de manejar vapor en caso de emergencia por avería de un brazo adicional a cargo del trasiego de vapor entre terminal y buque. El ritmo de descarga usual es de un 10% de la capacidad máxima del buque por hora<sup>8</sup>.

Una vez descargado, el GNL es transportado por tubería a temperatura criogénica hasta los tanques de almacenamiento. Los tanques de almacenamiento tienen una capacidad estándar de 150.000 m<sup>3</sup> cada uno y en su construcción se emplean materiales aislantes con el fin de minimizar las pérdidas de calor con el exterior y mantener el gas natural a temperatura criogénica con el mínimo boil-off posible (teniendo en cuenta restricciones económicas).

Dichos tanques pueden ser llenados por su parte superior o inferior, promoviendo el mezclado entre GNL de distintas densidades de forma que no se estratifique. Si el GNL descargado es de menor densidad que el almacenado previamente, el llenado se realizará por la parte inferior mientras que en caso contrario se realizará por la parte superior.

El bombeo del GNL hasta los vaporizadores, se realiza en dos etapas. La primera desde la presión del almacenamiento en los tanques, cercana a la atmosférica, hasta la presión del relicuador, entre 0,8-0,9 MPa<sup>9</sup>. Dicho bombeo se realiza

---

<sup>8</sup>ÁLVAREZ, E. **El gas natural del yacimiento al consumidor**, Cie Inversiones editoriales Dossat 2000; 2003; 89-94

<sup>9</sup>RAMIREZ, A. **Recuperación del gas de boil off en una terminal de regasificación de GNL. Cálculo del balance de generación del gas**. Ing. Química 456; 2008; 64-69.

mediante bombas primarias sumergidas situadas al fondo del tanque en unas tuberías que sirven de alojamiento de las bombas y tuberías de descarga de los tanques.

Los tanques de almacenamiento disponen de dos bombas de estas características además de un alojamiento adicional para una tercera que funciona como bomba de stand-by, esta también se utiliza en caso de mantenimientos programados. La capacidad de cada bomba en las nuevas plantas de regasificación es de hasta 550 m<sup>3</sup>/h, pero si bien el proceso de transporte y descarga del GNL es discontinuo, dependiente de la frecuencia de los buques metaneros, con el fin de evitar el choque térmico y debido a las necesidades del relicuador, han de trabajar de forma continua con 350 m<sup>3</sup>/h de GNL<sup>10</sup>.

Una parte del boil-off generado (en el proceso de descarga, almacenamiento y transporte) es comprimido hasta la presión del relicuador 0,8-0,9 MPa y mezclado con el GNL que proviene de los tanques de almacenamiento condensándose y mezclándose con el GNL subenfriado. Otra parte es devuelta al buque metanero para compensar las presiones y otra al vaporizador de combustión sumergida para la vaporización del GNL.

A la salida del relicuador, el GNL es bombeado mediante bombas secundarias o de alta presión hasta alcanzar una presión de 8 MPa. Una vez bombeado, es enviado a los vaporizadores de agua de mar o de combustión sumergida. En aquellas zonas en que la temperatura del agua del mar es superior a los 283,15 K - 285,15 K durante el invierno, los vaporizadores sumergidos únicamente son empleados en caso de avería del resto de los vaporizadores, parada o demanda punta.

---

<sup>10</sup>QUEROL, E. **Boil off gas (BOG) management in Spanish liquid natural gas (LNG) terminals**, Appl. Energy 87; 2010; 3384-92

En los vaporizadores de agua de mar, el GNL es vaporizado obteniendo gas natural a la salida de los mismos. Posteriormente dicho gas es transportado a una estación de regulación y medida y odorizado para adecuar sus condiciones de entrada en la red de transporte.

La cantidad de GNL regasificado se mide para detectar diferencias entre la cantidad de GNL descargado de los buques metaneros y la cantidad de gas natural que atraviesa la estación de regulación y medida. Con esta diferencia se establecen las mermas de las plantas de regasificación, mermas que con el tiempo han ido disminuyendo considerablemente, debido fundamentalmente a las mejoras en la precisión de los equipos de medida, siendo mínimas las fugas producidas en los equipos de las plantas, del 0,05% del gas descargado<sup>11</sup>.

La regasificación inicia con la salida del GNL del tanque de almacenamiento a través de la bomba primaria con destino a la unidad de licuefacción, para ello la bomba causa un incremento de la presión de 8 a 9 bar para la corriente de GNL.

El GNL también puede ser entregado en terminales flotantes los cuales son barcos conocidos como Floating Storage and Regasification Units (FSRU).

El GNL almacenado en los tanques es enviado a vaporizadores donde es calentado y transformado a estado gaseoso, a las condiciones de entrega especificadas por las empresas de gasoductos y los usuarios finales.

---

<sup>11</sup>MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO. **Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista**, BOE 135; 2008; 52686-700

Durante el proceso el GNL se evapora, sin embargo, estos vapores son recondensados y enviados a los vaporizadores. Este proceso es conocido como regasificación. La regasificación del GNL presenta el rendimiento más alto dentro de la cadena integrada con aproximadamente el 98%.

Los principales tipos de vaporizadores utilizados en la industria del GNL son:

a. Open Rack Vaporisers (OVR): Utiliza el agua de mar para calentar los paneles del intercambiador por los cuales fluye el GNL.

b. Submerged Combustion Vaporisers (SCV): Utiliza los gases de la combustión obtenidos de la quemadura de gas natural obtenido de la terminal, para calentar el baño de agua donde se encuentran sumergidos los tubos del intercambiador de calor donde fluye el GNL.

c. Intermediate Fluid Vaporisers (IFV): Este vaporizador se basa en dos niveles de intercambiador térmico: el primero es entre GNL y un fluido intermedio, tales como el propano, y el segundo es entre el fluido intermedio y una fuente de calor que suele ser agua de mar.

d. Ambient Air Vaporisers (AAV): Utiliza aire para calentar los paneles del intercambiador por los cuales fluye el GNL.

Actualmente existen cerca de 63 plantas de regasificación a nivel mundial. Los más grandes importadores de GNL son Japón, Corea del Sur, Taiwán y la India en el continente Asiático, USA, México, Brasil, Argentina, y Chile en las Américas y un número de países europeos como Bélgica, Francia, Reino Unido, Portugal, Italia y España<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup>GIIGNL, "LNG Process Chain", information paper No. 2, 2009.

La corriente de salida de los licuados es absorbida por la bomba secundaria o de alta que eleva la presión a un valor aproximado de 80 bar y envía la corriente a los vaporizadores de agua de mar o de combustión sumergida, para regasificar y obtener la corriente de GN a 80bar, de allí pasa por la unidad de medida para efectos de fiscalización y odorización para finalmente ser enviado por gasoducto a los usuarios finales.

Condiciones técnicas, de operación y de seguridad industrial. El proceso de regasificación del GNL se reduce a un simple cambio de fase desde la fase líquida a la fase gas. Regularmente este cambio de fase se logra por el aporte de calor suministrado por un caudal de agua de mar captado por simple bombeo a una corriente de GNL que circula por un intercambiador denominado vaporizador. El intercambio de calor se realiza contracorriente. Del intercambio no se produce ninguna reacción, únicamente se producen algunas incrustaciones de minerales en el circuito del agua de mar debido a su dureza. El agua retorna al medio con una disminución de temperatura no mayor a 4°C con respecto a su temperatura inicial.

Alternativas tecnológicas. El proceso de regasificación del GNL solo presenta como alternativas tecnológicas el uso de los diferentes vaporizadores, intercambiadores de calor dependiendo de las condiciones de diseño y el tipo de facilidad y de recursos que se tengan a disposición.

bombas secundarias. También conocidas como de Alta Presión (AP) introducen la corriente de GNL a los vaporizadores. Éstas aspiran el líquido de la unidad de licuefacción, a una presión aproximada de 9.5 bar y la elevan hasta los 70 bar. Al igual que las bombas primarias son criogénicas, verticales, y operan totalmente sumergidas en conjunto con su motor.

Vaporizador de Coraza abierta ORV (Open Rack Vaporizer). Equipos comunes de intercambio de calor, que están compuestos por tuberías, por donde circula GNL, su característica principal es su apertura en la coraza, por donde pasa un flujo contracorriente de agua de mar a temperatura ambiente y este intercambio permite la vaporización del GNL a GN.

Vaporizador de combustión sumergida ( Submerged Combustión Vaporizer SCV). Equipos de intercambio de calor en los cuales el GNL va por dentro de las tuberías, y el agua exterior es calentado por combustión, el equipo puede trabajar con un volumen estático de agua.

Vaporizador de carcasa y tubo (Shell and Tube Vaporizer STV). Es diseño es un banco de tuberías dentro de una carcasa, por las tuberías pasa el GNL que se calienta de  $-160^{\circ}\text{C}$  a la temperatura de entrega, por carcasa se hace fluir agua o mezcla de agua con glicoles para elevar su coeficiente de transferencia.

Vaporizador de aire ambiente (Ambient Air Vaporizer AAV). Mediante el paso forzado es decir por utilización de un ventilador o por convección natural, se hace pasar un corriente aire alrededor de un banco de tuberías, para realizar la transferencia del calor al GNL que circula por la tubería.

Existen tres clases de plantas de regasificación:

### **3.1 Plantas de regasificación en tierra (onshore)**

La construcción de una terminal en tierra se realiza para tener una autonomía total sobre el GNL, debido a que el importe del GNL viene por barco metanero, la terminal debe contener una estructura portuaria con amarras y la estructura necesaria para asegurar la recepción del combustible, además debe contar con

brazos criogénicos de descarga diseñados de tal manera que las variaciones de la posición relativa del barco puedan ser compensadas, en la Figura 19 muestra un buque metanero y las partes más sobresalientes del mismo. Luego de arribo del buque metanero, se debe contar con una zona prevista para el almacenamiento de GNL incluyendo tanques, tubería y contención secundaria la Figura 18 muestra un ejemplo de una planta on shore tipo muelle.

Figura 18. Ejemplo instalación Fija- tipo Muelle

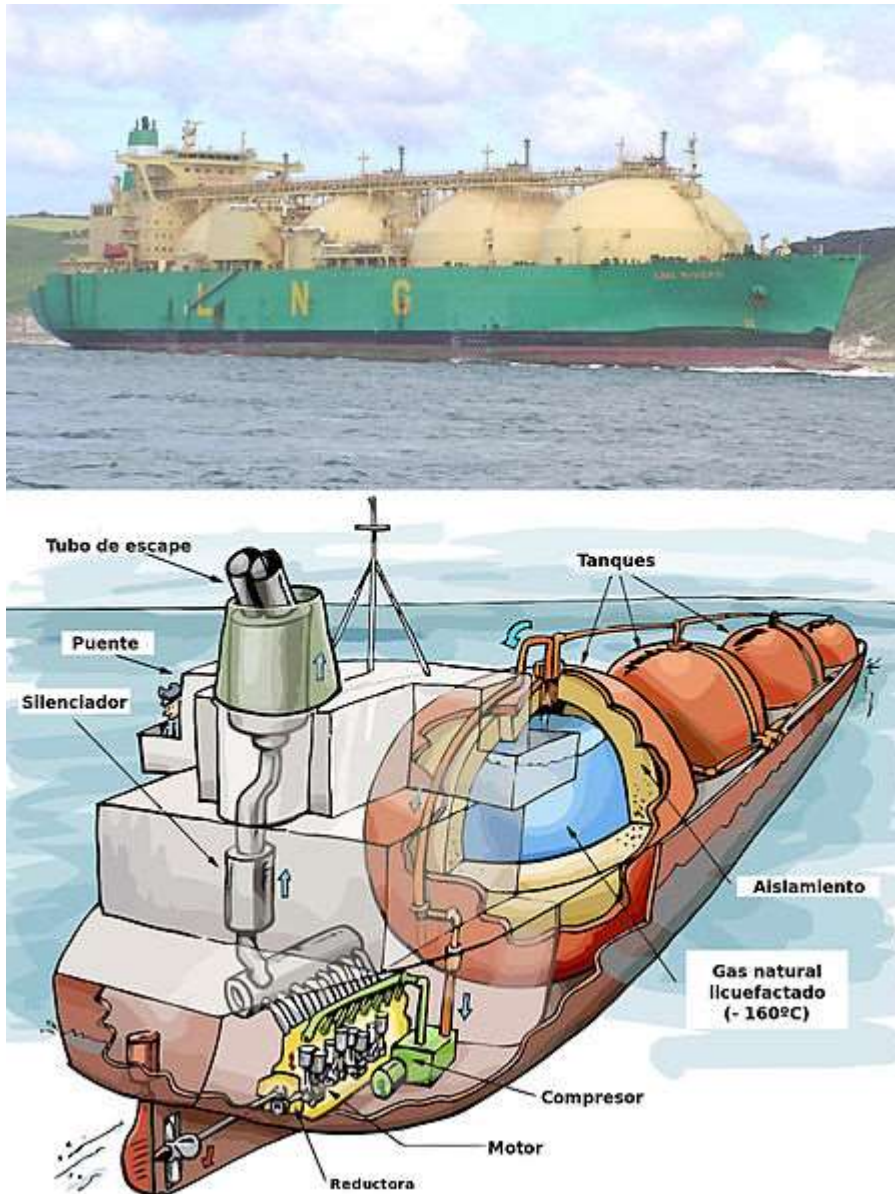


Fuente: Hormigón y Acero Vol. 57, nº 247, págs. 11-40 enero-marzo, 2008 ISSN: 0439-5689

El sector de regasificación y despacho de gas natural. Incluye bombas de GNL, los regasificadores, los recondensadores para la recuperación del gas y los medidores de despacho de gas además del sector de soporte, que consiste en los sistemas de control y mantenimiento, sistemas contra incendios; quema de gas y venteo, suministro de energía eléctrica, servicios (aire, agua, nitrógeno) la zona

administrativa de gran importancia para las transacciones que se dan en una planta regasificadora están provistas para atender la gran demanda.

Figura 19. buque metanero y sus partes.

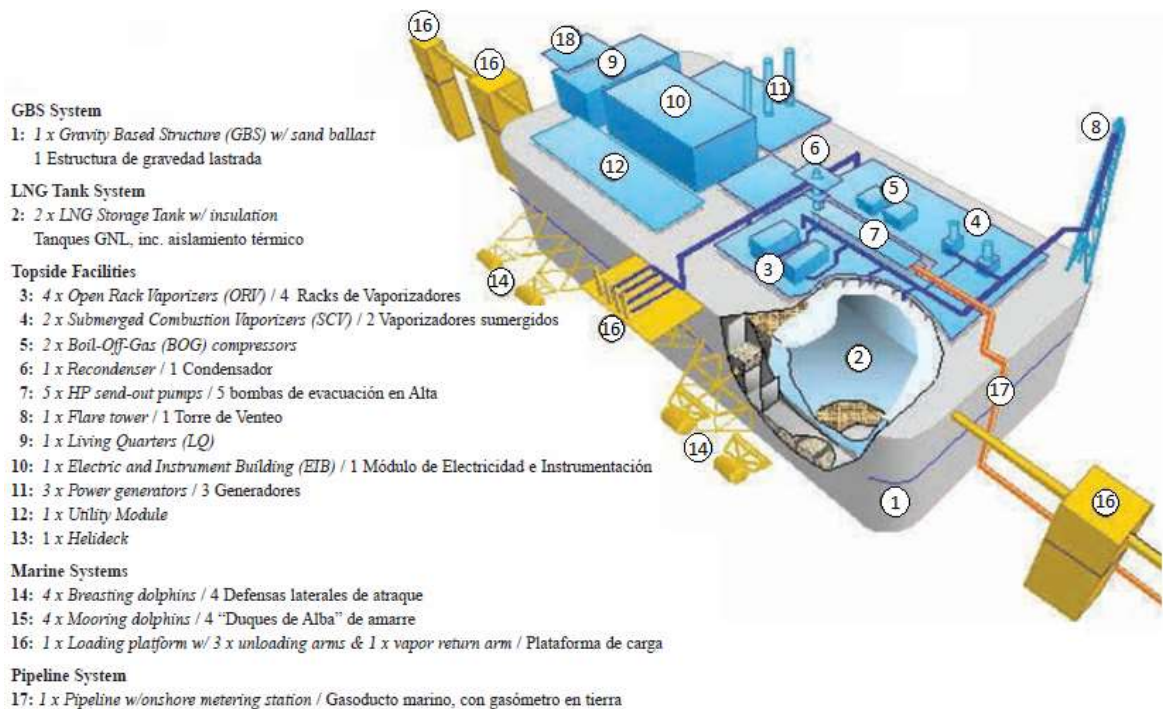


Fuente: Hormigón y Acero Vol. 57, nº 247, págs. 11-40 enero-marzo, 2008 ISSN: 0439-5689

### 3.2 Plantas de regasificación marítimas (offshore)

Como planta de regasificación marítimas *offshore* existen plantas fijas y no fijas: Las plantas fijas se basan en estructuras GBS (*GravityBasedStructure*) una instalación fija en mar abierto que recibe, almacena, regasifica el GNL importado y envía el gas a tierra firme donde se interconecta con los gasoductos. Para su construcción, se crea una isla y esta es abastecida por los buques metaneros que transportan el GNL desde las terminales de exportación. Esta estructura en concreto se utiliza cuando el anclaje al fondo del mar no supera los 25 metros. Con este tipo de infraestructura, se solucionan los problemas de espacio en tierra firme. La primera plataforma de este tipo es la Adriatic LNG Terminal instalada en el mar Adriatico (Italia).

Figura 20. planta de regasificación Adriatic



Fuente: Hormigón y Acero Vol. 57, nº 247, págs. 11-40 enero-marzo, 2008 ISSN: 0439-5689

Otra de las estructuras utilizadas en la regasificación son las plataformas en acero, estas estructuras son utilizadas cuando el anclaje al fondo del mar supera los 25

metros. Normalmente, estas estructuras son plataformas de producción de crudo adaptadas. La transferencia de GNL, almacenamiento, regasificación y transferencia a gasoducto también se realiza en mar abierto. La Main Pass EnergyHub (MPEH) es uno de los ejemplos de esta infraestructura instalada en Estados Unidos con capacidad para regasificar hasta 1.6 MMPCPD.

La unidad de Regasificación de Almacenamiento Flotante (*FSRU Floating Storage RegasUnit*) es una planta *Offshore* no fija, componente vital requerido durante el tránsito y la transferencia de Gas Natural Licuado (GNL) a través de los canales oceánicos. Por lo tanto, FSRU se puede denominar como un tipo especial de barco que se utiliza para la transferencia de GNL en la Figura 21 se muestra la FRSU siendo cargada por un buque metanero. el GNL es uno de los combustibles fósiles más amigable con el ambiente, aun así, transportar el mismo no es fácil. Cualquier leve insensibilidad podría resultar en la pérdida de vidas preciosas y combustible igualmente valioso, sin mencionar una mayor degradación del ecosistema oceánico, por eso la gran exigencia en las normas de seguridad, tanto en el transporte como en las zonas de carga y descarga.

El combustible que se transporta es enfriado a temperatura de  $-160^{\circ}\text{C}$ , a su vez en el destino requerido, necesita ser calentado hasta su estado gaseoso original. Este recalentamiento debe llevarse a cabo antes de que el gas se bombee a sus sistemas de almacenamiento. Todo este proceso es costoso, por no mencionar que lleva mucho tiempo. La solución resultante a este proceso que consume tiempo es la FSRU.

Las FSRU se pueden equipar de dos maneras:

La primera es equiparse como una unidad separada a bordo del transportador de GNL o, un portador de gas puede convertirse en una unidad independiente y colocarse en un destino particular, en el caso de los primeros, el proceso puede

llevarse a cabo dentro del propio buque sin tener que descargar el combustible en su estado criogénico. Sin embargo, la segunda opción promete ser más viable, ya que atracar una unidad de regasificación renovada garantizaría que las cadenas de suministro y demanda estén adecuadamente equilibradas.

Como la FSRU reacondicionada también podría proporcionar posibilidades de almacenamiento de GNL, la transferencia constante de la carga de GNL desde los buques de GNL garantizaría que no haya agotamiento de almacenamiento alguno. En términos generales, tales tipos de FSRU se encuentran cerca del puerto a fin de evitar el consumo de tiempo. Sin embargo, al utilizar un transportador de gas reacondicionado como Unidad de Regasificación de Almacenamiento Flotante, se debe tener cuidado de ubicar adecuadamente estos buques reacondicionados a fin de evitar cualquier emergencia que surja cerca de un puerto o puerto en particular.

La FSRU tiene ciertas ventajas frente a las plantas de regasificación en tierra, los impactos ambientales en caso de escapes son más controlables, ya que el GNL que se evapora sale a la atmósfera en una zona alejada de tierra, además la ubicación para el descargue de GNL es más sencilla de determinar.

Actualmente, existen buques que se encargan de transportar, almacenar y regasificar el GNL y entregar el gas en un gasoducto subterráneo. Normalmente, estas embarcaciones tienen una capacidad de almacenamiento de 138.000 m<sup>3</sup> a 200.000 m<sup>3</sup>. Esta terminal flotante permite una mejor reacción frente al viento y las corrientes marinas. Es una tecnología operativamente costosa, porque deja en stand by un barco durante el tiempo de descarga e inutilizados los vaporizadores durante el viaje

**Figura 21. Buque metanero y FSRU de la compañía Hoegh**



Fuente: MARINE TRAFFIC; (ONLINE)  
<https://www.marinetraffic.com/es/ais/details/ships/shipid:728896/mmsi:564755000/vessel:HOEGH%20hoegh>

### **3.3 Comparación entre plantas de regasificación en tierra y mar abierto**

La **Tabla 5** muestra una comparación entre las plantas en tierra y las plantas *offshore*, si bien esta comparación se hace sobre los aspectos más generales de cada una de las planta, sirve de guía a la hora de tomar decisiones frente a la construcción de tan grande obra, cabe resaltar que muchas veces las plantas de regasificación se construyen con el fin de suplir la demanda de gas en las plantas termoeléctricas, lo que hace necesario la infraestructura para conectar dicha planta de regasificación con sus compradores finales, la ubicación es entonces quien define la utilización de una planta de regasificación en tierra o una en mar abierto.

**Tabla 5. Comparación entre las plantas Onshore y las plantas Offshore**

PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN TIERRA	UNIDAD FSRU

Las plantas de regasificación en tierra se utilizan normalmente para cubrir déficits de gas superiores a 282 MPCD.	Los barcos regasificadores se utilizan para cubrir demandas de gas hasta 353 MPCD.
El abastecimiento de gas puede realizarlo cualquier proveedor internacional.	Se tiene independencia en el abastecimiento.
Aumenta la confiabilidad del sistema cubriendo faltantes de gas y cubre picos de demanda de gas dando flexibilidad al sistema en presencia de un fenómeno de El Niño.	Aumenta la confiabilidad del sistema cubriendo faltantes de gas y cubre picos de demanda de gas dando flexibilidad al sistema en presencia de un fenómeno de El Niño.
se requiere grandes áreas en tierra y su ubicación debe estar alejada de sectores urbanos, por la creencia de la inseguridad en las plantas.	Mejor percepción del riesgo por parte de los ciudadanos, ya que se cree que las instalaciones <i>on-shore</i> son menos seguras, No se requieren grandes áreas en tierra para la ubicación de facilidades.
En la construcción de la planta hay gran participación del país en suministro de materiales de construcción y empleados	Toda la ingeniería y construcción del barco se realiza en el exterior, disminuyendo el consumo de materiales y la generación de empleo local.
Normalmente, este tipo de plantas requiere inversiones de US\$800 Millones aproximadamente.	Si el barco es arrendado puede significar altos costos de alquiler.
La construcción puede durar normalmente 36 meses, dependiendo del tipo de tanque de almacenamiento que se escoja.	Son proyectos con menor tiempo de ejecución. Normalmente toma 8 meses concretar el proyecto. Si se requiere construcción de puerto y gasoducto podría tomar entre 12 y 18 meses. Además, puede utilizarse como solución inmediata si se decide construir una planta <i>on-shore</i> , utilizando el puerto mientras se termina la infraestructura definitiva.
Las exigencias ambientales para	Se deben cumplir con las exigencias ambientales para las

ubicar la planta son estrictas.	facilidades que se requieren en tierra. El abandono representa menos costos que la planta de regasificación en tierra firme.
Los tanques de almacenamiento deben tener un volumen de al menos 130 Mm3 de GNL, con el fin de adecuar la logística de abastecimiento con los barcos metaneros.	El almacenamiento en barco normalmente tiene capacidades entre 150 y 300 Mm3 de GNL
La planta está diseñada para que el mantenimiento pueda realizarse sin tener un impacto significativo sobre los procesos de la planta.	Cuando se requiere el mantenimiento del barco, este puede quedar fuera de servicio hasta un par de semanas.
La planta requiere puertos con profundidades adecuadas para que los buques metaneros puedan realizar la descarga del gas.	Se requiere puertos con profundidades adecuadas para los barcos de regasificación puedan realizar la descarga del gas.
Las plantas en tierra pueden ser ampliadas fácilmente dependiendo del terreno dispuesto	Los barcos de regasificación ofrecen pocas posibilidades de expansión.

Fuente: BORJA GONZÁLEZ DEL REGUERAL GONZÁLEZ DEL CORRAL. Aprovechamiento de la exergía física del GNL.

#### 4. REGASIFICACION EN COLOMBIA

Desde que Promigas reveló el informe sobre las realidades del mercado del gas, en el que señaló que en el periodo de 2010-2014, se conectaron más de 700.000 usuarios nuevos, señalando también que se pasó de 425 municipios conectados en 2010 a 629 en 2014, las cifras empezaron a generar una preocupación en el país, aunque este aumento es positivo pues dice, Antonio Celia “Estas cifras son posibles gracias a la articulación de los sectores público y privado; el Sistema General de Regalías, el sector de gas natural y los dirigentes de las diferentes regiones del país, demuestran su compromiso y lo hacen posible; sin embargo, sabemos que el reto es muy grande pero las cifras año tras año van en aumento lo que significa que vamos por un buen camino”. No deja de generar preocupación debido al crecimiento de la demanda y a las posibles afectaciones de un fenómeno del niño.

Otras cifras entregadas por Celia, son el crecimiento de la red de gasoductos que alcanzó los 7.684 kilómetros, lo que permitió el suministro de 1.191 millones de pies cúbicos diarios (Mpcd) en 2014; además entre 2010 y 2014, se logró una cobertura del 81% de los usuarios residenciales.

##### Importaciones de Gas Natural desde Venezuela 2016

En un comunicado oficial, la empresa estatal Petróleos de Venezuela, S.A., a través de su filial PDVSA Gas, anunció la firma de un contrato para el suministro de gas a la empresa comercializadora de gas en Colombia Petromil Gas, S.A. E.S.P.

El contrato contempla la exportación de hasta 50 millones de pies cúbicos por día (mmpc/d) proveniente de los campos de gas en el Golfo de Venezuela, los cuales cuentan con unas reservas probadas de 9,5 billones de pies cúbicos de gas y una infraestructura que maneja unos 510 mmpc/d, con potencial para aumentar la producción a 950 mmpc/d, para el año 2018.

El contrato fue firmado por el presidente de la filial PDVSA Gas, Antón Castillo, junto al gerente general de la empresa Petromil Gas, S.A. E.S.P, Carlos Henao. “Este es un gran paso para la industria gasífera nacional, ya que por primera vez en la historia de nuestra industria petrolera exportaremos gas natural por medio de tuberías”, indicó Castillo.

De acuerdo con el comunicado, se prevé que la exportación de gas a Colombia se inicie a partir del 1° de diciembre de 2016, mediante el gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte.

El proyecto Tubería del gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, inició su construcción durante el año 2006 para el intercambio gasífero entre Venezuela y Colombia. Dicho proyecto se completó mecánicamente en el 2007, consistente en la construcción de 225 Km de tubería de 26 pulgadas de diámetro, desde Campo Ballenas, en Colombia, a las plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna, en el estado Zulia, alcanzando los 88,5 Km en Colombia y 135,9 Km en la República Bolivariana de Venezuela, con un tramo sublacustre de 22 Km y 10 estaciones de seccionamiento, según destaca del sitio web de PDVSA.

Venezuela importó gas desde Colombia hasta julio del año 2015 y según lo planificado en esta segunda fase, PDVSA iniciará en el año 2016 la exportación de gas hacia el vecino país.

Venezuela cuenta con unas reservas estimadas en 197 billones de pies cúbicos.

#### **4.1 Planta de regasificación GNL costa caribe.**

Frente al Gas Natural Licuado, el presidente de Promigas indicó que se trata de una fuente nueva y confiable de suministro de gas, además resaltó el proyecto de importación de gas desde Venezuela utilizando la conexión física entre La Guajira y Venezuela, que tiene una capacidad de 500 Mpcd, y permitiría cumplir la demanda de varios sectores del país.

Frente a los diferentes informes del balance general de gas natural del país, la declinación de las reservas de La Guajira y a las proyecciones de aumento de la demanda de gas natural, especialmente para no afectar los despachos de energía eléctrica de los generadores térmicos, la Sociedad Portuaria El Cayao SPEC S.A. ESP, formada por la distribuidora colombiana Promigas y los fondos de capital privado AmericasEnergyFund II, LP y TAM LNG Holdings, se adjudicó un contrato por el desarrollo y construcción de una terminal de regasificación que le permitiría importar gas natural licuado a la costa atlántica de Colombia. El proyecto se ejecutaría en dos etapas. La primera fase (offshore), que debiera concluir para diciembre de 2015, incluirá la construcción de instalaciones marítimas como un puerto, un muelle y tuberías de conexión, además de una unidad flotante de almacenamiento y regasificación con capacidades de 170.000m<sup>3</sup> de almacenamiento y 400Mpc/d de regasificación. La segunda fase (onshore) contempla la construcción de instalaciones de regasificación, almacenamiento y licuefacción.<sup>13</sup>

En el año 2016 el sector energético nacional se vio afectado por el fuerte fenómeno de EL NIÑO, uno de los fenómenos más fuertes de los últimos años, sumado a esto los problemas de abastecimiento de gas para las térmicas y los

---

<sup>13</sup><https://www.bnamericas.com/company-profile/es/sociedad-portuaria-el-cayao-sa-esp-spec>

altos costo de la generación de combustibles líquidos, que dispararon las tarifas del servicio.

En la actualidad el suministro de gas se ha asegurado gracias a la entrada de funcionamiento de la primera terminal portuaria de importación y regasificación de GNL, de la sociedad portuaria El Cayao (Spec).

La terminal opera con una unidad flotante que durante los próximos diez años permanecerá en el muelle de Spec en Barú en la bahía de Cartagena, recibiendo GNL importado para regasificarlo y ponerlo en el mercado nacional la Figura 22 muestra una vista general de la estación de regasificación.

En un solo día puede regasificar 400 millones de pies cúbicos de gas natural, volumen que permite atender una generación termoeléctrica con capacidad de 2.000 megavatios, lo que representa una cuarta parte del consumo nacional.

Es la primera regasificadora que opera en Colombia y la ha ubicado en el mapa de países importadores de gas. Argentina, Chile y Brasil, usan este sistema desde hace varios años, con buenos resultados.

Durante 16 meses se construyó este complejo que tuvo un costo de unos 150 millones de dólares, el mismo también podría ser usado, a futuro, para la exportación de gas.

#### Cómo funciona

La terminal está compuesta por una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU, por sus siglas en inglés), una plataforma de atraque con dos brazos de alta presión, un muelle de 760 metros de longitud, una estación de medición en tierra y un gasoducto de 10 kilómetros que se conecta al Sistema Nacional de Transporte (SNT).

## 4.2 FSRU Høegh Grace

La FSRU *Høegh Grace*, primera unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU por sus siglas en inglés) de gas natural licuado de Colombia, recibió recientemente su primera carga de GNL, así lo dio a conocer esta semana la empresa noruega de transporte Høegh LNG.

De acuerdo con la información de Høegh, luego del arribo de la FSRU *Høegh Grace* al Puerto de Cartagena, celebrado el 2 de noviembre 2016, fue recibida la primera carga de gas a bordo del buque *British Innovator* propiedad de la empresa BP, con capacidad para transportar 138.283 metros cúbicos, procedente de la planta Atlantic LNG, ubicada en Point Fortin en Trinidad y Tobago.

**Figura 22. Vista general de la estación de regasificación de GNL costa caribe Colombia.**



Con esta primera entrega, la FSRU *Høegh Grace* entra en su fase de puesta en marcha, previendo el inicio de las operaciones comerciales para principios de diciembre de 2016.

Figura 23. FSRU HOEGH GRACE



Fuente: MARINE TRAFFIC; (ONLINE)  
<https://www.marinetraffic.com/es/ais/details/ships/shipid:728896/mmsi:564755000/vessel:HOEGH%fsrugrace>

La empresa Höegh LNG firmó un contrato de 20 años con la Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P. para el arrendamiento de la FSRU *Höegh Grace*, esta unidad posee una capacidad para transportar 170.000 m<sup>3</sup> de GNL, podrá regasificar hasta 500 millones de pies cúbicos por día.

Tras recibir su primera carga de GNL, Colombia se convierte oficialmente en el cuarto importador de GNL de Sur América, luego de Argentina, Chile y Brasil y en el número 34 a nivel mundial.

El GNL es gas natural (metano) que se transforma de su estado natural a líquido sometiéndolo a temperaturas de -162°C. Este proceso reduce el tamaño de la molécula unas 600 veces para almacenarlo. Es transportado a presión atmosférica en buques especiales llamados metaneros.

El GNL se mueve en buques metaneros y se transfiere a la unidad flotante a través de mangueras criogénicas, allí se almacena y es regasificado mediante un proceso de última tecnología, que básicamente consiste en volverlo a su estado

gaseoso. Después de la regasificación, es conducido, a través del gasoducto conectado con la FSRU mediante los brazos de descarga instalados en la plataforma de atraque, a una estación de medición para ser filtrado y medido en tiempo real.

Tras este proceso, se regula la presión del gas mediante válvulas de control y es inyectándolo al SNT por medio del gasoducto de conexión.

#### Confiabilidad en suministro

Antonio Celia, presidente de Promigas, que una de las accionistas de Spec junto a Barú Investment, sostuvo que la entrada en funcionamiento de la planta, representa una garantía de confiabilidad en el suministro de gas natural aún en las épocas más críticas de hidrología.

“En general el país obtendrá una notable mejora en la canasta energética. Los precios, si bien son mayores que los del gas producido en Colombia, son mucho menores que los combustibles líquidos”, añadió Celia.

El presidente de la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), Luis Fernando Andrade, dijo que esta planta “representa es que nunca más vamos a tener el riesgo de un apagón por falta de gas”, dijo Andrade.

Sostuvo que este proyecto es “el seguro de vida” para el sistema de gas en Colombia, pues en caso de que se presenten problemas de escasez puede recurrirse a la importación.

#### Los clientes: gas para las térmicas

El GNL que es procesado en la planta de regasificación pertenece a tres grandes generadoras térmicas de la Costa Caribe, Termobarranquilla, Termocandelaria y la Zona Franca Celsia, las cuales integran el grupo de generadores térmicos que fue

conformado para esta operación. “Esta infraestructura permite que estas unidades puedan generar con gas natural ante situaciones críticas y atiendan las necesidades normales de generación con gas natural en reemplazo de combustibles líquidos”, dijo el presidente de Termobarranquilla S.A. (Tebsa), Luis Fernández Zaher. En condiciones normales la generación térmica atiende entre el 20% y 30% de la demanda nacional de energía y en temporadas críticas este porcentaje puede superar el 50%.

#### Costo del proyecto

La ANI indicó en su comunicado que la actividad económica de esta sociedad portuaria consistirá en el cabotaje de gas natural y GNL. Asimismo destacó que si bien la planificación inicial de este terminal contemplaba una inversión de US\$ 38.170.000 y un plazo de construcción de 3 años, sin embargo, la necesidad nacional de contar con una respuesta que permitiera paliar las condiciones climáticas que han venido disminuyendo las capacidades de las hidroeléctricas, llevó a disminuir el plazo de construcción a un año, elevando el monto invertido a 49 millones de dólares.

### **4.3 REGASIFICACIÓN EN LA COSTA DEL PACIFICO**

En los últimos años se ha mencionado la exploración offshore en busca de gas natural sobre el caribe colombiano, en el pozo Orca-1, en el bloque Tayrona, (agua de la guajira) y Kronos en el bloque del Fuerte Norte, cerca del golfo de morrosquillo, también en el caribe; un hallazgo significativo en el valle inferior del magdalena, que ha aportar más de 80 GBTUDE en el 2016<sup>14</sup>.

En la actualidad ECOPETROL lidera un proyecto en aguas profundas de la zona del caribe colombiano, según la compañía se ha hecho un hallazgo en el pozo

---

<sup>14</sup>UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, UPME. Balance de gas natural en Colombia 2016-2025. Bogotá D.C. 2016.

purple angel-1 donde el pozo alcanzó una profundidad de 4.795 metros, que incluyen una lámina de agua de 1.835 metros, este hallazgo confirma la presencia de gas en intervalos (“pay”) cuya suma total es de 21 a 34 metros de espesor neto (70 y 110 pies) la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra un esquema del plan estratégico de ECOPETROL para este año, en donde también se evidencia los hallazgos antes mencionados, el descubrimiento comprobó la extensión del yacimiento de gas descubierto con Kronos-1 en julio de 2015, es decir que ratifica la presencia de una columna de gas en este campo de 520 metros.

Según ECOPETROL la exploración en esta zona está en aumento, lo que confirma y amplía el potencial del Caribe colombiano, una de las áreas foco de la nueva estrategia exploratoria. Los resultados de Kronos-1 y Purple Angel-1, que se suman al descubrimiento reciente en Warrior en el Golfo de México (Estados Unidos)<sup>15</sup>.

#### Planta de regasificación en el pacifico situación actual

El proyecto de construir una planta regasificadora en el Pacífico colombiano ha generado preocupación entre los empresarios del sector del gas natural del país quienes no ven adecuado que su financiación, calculada en más de 400 millones de dólares, sea asumida por los usuarios del servicio de gas.

La alerta de los empresarios se produjo con la publicación para consulta de la Resolución 026 de 2017 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg), realizada desde la semana pasada, pues en esta se establece el mecanismo de

---

<sup>15</sup>ECOPETROL S.A. boletín 2017 [En línea]. Bogotá D.C.: ECOPEOTROL S.A., 2017. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/purple-angel-1-encuentra-gas>

financiación del proyecto e incluye un cargo a los usuarios domiciliarios, pequeños industriales y comercio, lo que aumentaría la tarifa del servicio.

El cargo que se cobrará le correspondería pagarlo a los usuarios que se beneficiarían con la infraestructura a la que se conectaría la planta de regasificación. La región de influencia del proyecto (zona Pacífico y centro) en su mayoría está cubierta por la Transportadora de Gas Internacional (TGI) del Grupo de Energía de Bogotá.

“Al analizar el impacto para la Costa Caribe, vemos que La Guajira y Cesar están conectados al gasoducto de TGI, lo que nos preocupa es que en una nueva versión de la Resolución 026, se establezca que todos los usuarios del país tendrían que pagar el cargo. Además, el Gas Natural Vehicular (GNV) también tendría que asumirlo”, dijo un experto consultado por EL HERALDO.

A diferencia del modelo aplicado en la planta de regasificación que se encuentra en Cartagena, donde la mitad de la financiación es asumida por los generadores térmicos con recursos del cargo por confiabilidad, en el proyecto de Pacífico las térmicas solo pagarían cuando requieran del gas de procesado por la planta.

Sobre la resolución, el director de la Creg, Germán Castro, dijo que la nueva planta aportará mayor confiabilidad al sistema y abastecimiento de gas. “Dará oportunidades para que los que estén interesados puedan participar en contratos de compra, es importante aclarar que todo esto se encuentra en comentarios”, señaló.

El proyecto

La justificación de planta que estaría en Buenaventura, se basa en las necesidades de abastecimiento nacional que exigirían la entrada de una nueva

fuentes de gas natural, y en la incertidumbre por el ingreso de los nuevos campos nacionales.

La iniciativa de la planta del Pacífico se encuentra en el Plan Indicativo de Abastecimiento de gas natural de la Unidad de Planeación Minero-energética (UPME), Sería la segunda regasificadora del país, después de la de Cartagena, y operaría a partir del 2021.

El presidente de la Upme, Jorge Valencia, aseguró que este proyecto brindará mayor confiabilidad a todo el sistema de gas del país.

“Esperamos que la planta sea puesta en servicio en el tiempo que tenemos previsto, hacemos esfuerzos para que el cronograma se cumpla y estamos trabajando en la estructuración, pero este es un proyecto de gran importancia que requiere hacer las cosas bien”, añadió.

Dijo que se dará espacio a los inversionistas para que presenten sus ofertas y que se garantice que el desarrollo de la infraestructura se va a hacer con los costos justos que requiere el país.

Es mejor esperar

En desarrollo del Congreso de Naturgas, el presidente del gremio, Orlando Cabrales, solicitó al Gobierno nacional “pensar bien” la decisión sobre la regasificación del Pacífico y darle un “compás de espera”, teniendo en cuenta las proyecciones de abastecimiento de gas en el país.

“Tendríamos suficiencia de abastecimiento de gas natural hasta el 2025 y debemos esperar los resultados de las inversiones exploratorias que se proyectan tanto costa adentro como costa afuera en los próximos años”, agregó Cabrales.

Igualmente destacó que está pendiente la importación de gas desde Venezuela como parte de un compromiso que adquirió con Colombia.

En el mismo sentido se pronunció el presidente de Promigas, Antonio Celia Martínez Aparicio, quien sostuvo que es necesario revisar cuándo se requieren las inversiones planteadas en el Plan de Abastecimiento para “evitar que se le encarezca la vida a los ciudadanos”.<sup>16</sup>

Figura 24. Exploración offshore por parte de ECOPETROL



Fuente: ECOPETROL S.A. boletín 2017 [En línea].

La Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, consideró que la planta regasificadora del Pacífico se requerirá en los próximos años en caso de producirse nuevos fenómenos climáticos de El Niño, y por lo tanto no debe descartarse.

<sup>16</sup>Heraldo noticias. <https://www.elheraldo.co/economia/regasificadora-del-pacifico-divide-opiniones-en-el-sector-347159>.

El vicepresidente de Ecopetrol, Felipe Bayón, dijo tras el hallazgo en aguas del Caribe del mayor yacimiento de gas natural de los últimos 28 años (pozo Gorgon 1), que esa planta se necesitará porque es un “seguro” para el futuro abastecimiento de energía para los consumidores de esta zona del país.

Aclaró “que hay suficiente gas en el país, aunque la experiencia nos ha demostrado que si hay un fenómeno de El Niño fuerte e intenso se necesita tener gas adicional. La planta regasificadora de Cartagena, que ya está operando, es un seguro para utilizarla en esos casos, y la del Pacífico es un proyecto, que inclusive nosotros como inversión y jugador importante del mercado, también lo estamos mirando”.

Hoy, agregó Bayón, el uso de esas plantas a escala mundial es cada vez más común y “son claramente una fuente de respaldo importantísimo para el país”.

Observó el directivo que podría ser un proyecto para cristalizarlo en los años 2020, 2021 ó 2022, y “el Gobierno está mirando eso, al igual que Ecopetrol para definir si es algo en lo que podríamos participar más adelante”.

La planta, según estimativas iniciales, tendría un costo de US\$400 millones y estaría ubicada al frente de Buenaventura. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, Creg, al igual que la Unidad de Planeación Minero-Energética, Upme, le habían dado el visto bueno el año pasado como una forma de garantizar las futuras entregas de ese combustible en el suroccidente colombiano.

De esta manera, Ecopetrol disipó algunas dudas en torno al futuro de ese proyecto, luego de voces que lo consideraron como innecesario por ahora debido a los nuevos descubrimientos de gas natural en el Caribe que harían inviable su montaje en la Costa Pacífica.

gas natural Ecopetrol

De acuerdo con los resultados preliminares, los intervalos de arena neta gasífera suman entre 80 y 110 metros (260 a 360 pies), equivalentes a la altura de un edificio de entre 26 y 36 pisos.

Cortesía de Andarko– Ecopetrol

La planta necesitará un gasoducto de 102 kilómetros entre Buenaventura y Yumbo para el transporte de gas importado en caso de reducirse la oferta de ese combustible desde el Caribe o los Llanos durante temporadas de sequía. Por lo tanto, el gas de la planta no estará programado para uso diario.

“Este proyecto nos permitirá reducir costos, pues ya no vamos a estar al final del tubo del gasoducto. Hoy nos obligan a pagar costos que casi doblan los que se pagan en la Costa en materia de transporte de gas”, señaló hace poco Juan Esteban Ángel, director ejecutivo del Comité Integremial y Empresarial del Valle, Ciev.

La planta será, además, un componente adicional para aumentar la competitividad de la región.

Fuentes actuales

\*Hoy, Colombia se abastece de gas desde los yacimientos de Chuchupa en la Guajira, Caño Limón, Cusiana y Cupiagua, entre otros. Varios datan del año 1989. El yacimiento La Cira Infantas opera desde 1918.

\*Rodolfo Anaya, vicepresidente de Distribución de Promigas, dijo que el hallazgo de gas en Gorgon 1 es una fuente de suministro confiable para el país”.<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup>País, noticia <http://www.elpais.com.co/economia/hallazgo-de-gas-en-el-caribe-no-descarta-la-regasificadora-del-pacifico.html>

## 5. NORMATIVA DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

### NORMAS Y REGLAMENTOS CITADOS O PARA CONSULTA

El siguiente listado, tiene como objeto presentar las normas y reglamentos que son citadas que tienen relación con los temas y requisitos. Si bien en la aplicación del reglamento se podrán aplicar otras normas técnicas, el uso de normas técnicas alternativas a las citadas explícitamente a continuación, debe ser soportado técnicamente ante el Ministerio de Minas y Energía.<sup>18</sup>

### PUBLICACIONES NFPA

TheNationalFireProtectionAssociation, Batterymarch Park, Quincy, MA 02169-7471

NFPA 10, Norma para extintores portátiles, Edición 2010.

NFPA 11, Estándar de baja, mediana y alta expansión de espuma, Edición 2010.

NFPA 12, Estándar en los sistemas de extinción de dióxido de carbono, Edición 2011.

NFPA 12A, Estándar en los sistemas de extinción de halón 1301, Edición 2009.

NFPA 13, Estándar para la instalación de sistemas de rociadores, Edición 2013.

NFPA 14, Estándar para la instalación de tubería y sistema de mangueras, Edición 2010.

NFPA 15, Estándar para sistemas fijos de rociadores de agua para protección contra incendio, Edición 2012.

NFPA 16, Estándar para la instalación de rociadores de agua espumosa y sistemas de pulverización de agua espumosa, Edición 2011.

---

<sup>18</sup>Anexos Proyecto Resolucion Requisitos Tecnicos Plantas de Licuefaccion y Regasificacion de GNL

NFPA 17, Estándar para sistemas de extinción de polvo químico seco, Edición 2009.

NFPA 20, Estándar para la instalación de bombas estacionarias para protección contra incendios, Edición 2013.

NFPA 22, Estándar para tanques de agua para protección contra incendios, Edición de 2008.

NFPA 24, Estándar para la instalación del servicio privado de líneas principales y sus accesorios contra incendios, Edición 2013.

NFPA 30, Código para líquidos combustibles e inflamables, Edición 2012.

NFPA 37, Estándar para la instalación y el uso de motores de combustión y turbinas de Gas, Edición 2010.

NFPA 52, Código de sistemas de combustible Vehicular, Edición de 2010

NFPA 54, Código nacional de Gas combustible, Edición 2012.

NFPA 58, Código de Gas licuado de petróleo, Edición 2011.

NFPA 59, Código de plantas de GLP, Edición 2012.

NFPA 59A, Norma para la producción, almacenamiento y manejo de Gas Natural Licuado GNL, Edición 2013.

NFPA 70 ®, Código Eléctrico Nacional ®, Edición 2011.

NFPA 72 ®, Código nacional de alarma de incendios ®, Edición de 2013.

NFPA 101 ®, Código de seguridad de la vida ®, Edición 2012.

NFPA 274, Método estándar de prueba para evaluar las características de combustión de los aislantes de tubería, Edición 2009.

NFPA 385, Estándar para vehículos cisterna para combustibles y combustibles líquidos, edición 2012.

NFPA 600, Estándar en brigadas de bomberos Industriales, Edición 2010.

NFPA 1221, Estándar para la instalación, uso y mantenimiento de sistemas de comunicaciones y servicios de emergencia, Edición 2013.

NFPA 1901, Estándar para automotores con aparatos contra fuego, Edición 2009.

NFPA 2001, Estándar para sistemas de extinción de incendios con agentes limpios, Edición 2012.

NFPA 5000 ®, Construcción de edificios y código de seguridad ®, Edición 2012.  
Informe de la Fundación de investigación NFPA, Evaluación de modelos de dispersión de vapor para análisis de la seguridad de GNL, Edición 2007.

#### PUBLICACIONES ACI

American Concrete Institute, P.O. Box 9094, Farmington Hills, MI 48333.

ACI 301, Especificaciones para concreto estructural, 2005.

ACI 304R, Guía para la medición, mezcla, transporte y colocación de concreto, 2000.

ACI 311.4R, Guía para la inspección de concreto, 2000.

ACI 318, Requisitos del código de construcción para concretos estructurales reforzados, 2008.

ACI 350, Requisitos del código para ingeniería ambiental. Estructuras de hormigón, 2006.

ACI 376, Requisitos del Código para Diseño y Construcción de estructuras de concreto para el almacenamiento de Gases Licuados Refrigerados, 2010.

#### PUBLICACIONES API

American Petroleum Institute, 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005-4070.

API 6 D, Especificación para las válvulas de tubería, 2007.

API 620, Diseño y construcción de tanques de almacenamiento de baja presión, soldados, 2008.

API 625, Diseño y construcción de tanques de almacenamiento de Gases Licuados Refrigerados, 2010.

API 2510, Diseño y construcción de instalaciones de Gas licuado de petróleo (GLP) 2001.

#### PUBLICACIONES ASCE

American Society of Civil Engineers, 1801 Alexander Bell Drive, Reston, VA 20191-4400.

ASCE 7, Cargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras, 2005.

#### PUBLICACIONES ASME

American Society of Mechanical Engineers, Park Avenue, New York, NY 10016-5990.

ASME Código para caldera y recipientes a presión, 2004.

ASME B31.3, Tuberías de proceso, 2004.

ASME B31.5, Tuberías de refrigeración, 2001.

ASME B31.8, Sistemas de tuberías para distribución y transporte de gas, 2007.

#### PUBLICACIONES ASTM

American Society for Testing and Materials, 100 Bar Harbor Drive, P.O. Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959.

ASTM E 84, Método Estándar de Prueba para caracterizar las condiciones de combustión de los materiales de construcción, 2011.

ASTM E 136, Método Estándar de Prueba para caracterizar el comportamiento de los materiales en un horno de tubo vertical a 750° C, 2009.

ASTM E 2652, Método Estándar de Prueba para caracterizar el comportamiento de los materiales en un horno de tubo vertical con un estabilizador de flujo de aire tipo cono a 750° C, 2009.

#### PUBLICACIONES CGA

Compressed Gas Association, 4221 Walney Road, 5to piso, Chantilly, VA 20151-2923.

CGA 341, Estándar para la especificación de los tanques de carga aislados para líquidos criogénicos, 2007.

CGA S-1.3, Estándares para los mecanismos de alivio de presión. Parte 3: Contenedores de almacenamiento de gas comprimido, 2005.

#### PUBLICACIONES CSA

Canadian Standards Association, 5060 Espectro Way, Mississauga, ON, L4W 5N6, Canada.

CSA B51, Código para calderas, recipientes y tuberías de presión 2007.

CSA C22.1, Código Eléctrico Canadiense, 2006.

#### 4.9. PUBLICACIONES EN

UNE-EN 1473, Instalaciones y Equipos para gas natural licuado. Diseño de las instalaciones terrestres, 2008.

#### PUBLICACIONES IEEE

Institute of Electrical and Electronics Engineers, 3 Park Avenue, piso 17, Nueva York 10016-5997.

IEEE/ASTM SI 10, Norma para el uso del sistema internacional de unidades (SI): El sistema métrico moderno, 2002.

#### 4.11. PUBLICACIONES NACE

NACE International, 1440 sur Creek Drive, Houston, TX 77084-4906.

NACE SP 0169, Control de corrosión externa para sistemas de tuberías metálicas bajo tierra o sumergidas, 2007.

#### 4.12. PUBLICACIONES UL

Underwriters Laboratories, Inc, 333 Pfingsten Road, Northbrook, IL 60062-2096.

ANSI/UL 723 Estándar para el ensayo de características de combustión de las superficies de los materiales de construcción.

## NORMAS ISO/IEC

17020 – Aplicable a Organismos de Inspección

17050 – Aplicable a la Evaluación de Conformidad

17065 – Aplicable a Organismos de Certificación de productos o servicios.

## REGLAMENTOS MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas- RETIE -, Resolución N° 9 0708 de 30 de agosto de 2013, por medio de la cual se adopta el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas para la República de Colombia, y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

La norma NPFA 59-A

Las plantas de regasificación deben ser construidas bajo los estándares de diseño establecidos. A falta de una norma colombiana que establezca los criterios de diseños de estas instalaciones, las empresas que diseñan las plantas deben tener en cuenta las normas internacionales expedidas por la NPFA (National Fire Protection Association) en Estados Unidos y por la BS EN (British Standard – Norma Europea) para Europa.

La norma NPFA 59: Utility LP-Gas Plant Code (Código para servicios auxiliares de plantas de GLP) presenta los criterios para el diseño de edificaciones, vaporizadores, intercambiadores, mezcladores de gas/aire, los sistemas de seguridad, protección contra fuego, sistemas de alivio, procedimientos operativos y de mantenimiento.

En términos de eficiencia, finalmente es clave recordar que para el caso de las plantas de GNL, gases naturales con cantidades de oxígeno superiores a 0,01% molar, pueden generar efectos adversos debido a que existe la posibilidad que se

presente combustión de trazas de oxígenos con hidrocarburos, ante las altas temperaturas presentes en los calentadores necesarios para la regasificación, obteniendo como un subproducto, presencia considerable de agua. Este contenido satura fácilmente los tamices moleculares utilizados en los separadores de las plantas de regasificación, disminuyendo su vida útil. <sup>19</sup>

La norma BS EN 1473:2007: Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations (Instalación y equipamiento de gas natural licuado - Diseño de instalaciones en tierra). El objetivo de esta norma es dar directrices funcionales de las instalaciones de GNL en tierra, incluidas las instalaciones de licuefacción, almacenamiento, vaporización, transporte y manipulación de GNL. Se recomiendan los procedimientos y prácticas que den lugar a un diseño seguro y ambientalmente aceptable y se presentan criterios para la construcción y operación de plantas de GNL.

## **5.1 DECRETOS Y NORMAS EN COLOMBIA**

Colombia no cuenta con una normativa vigente para la creación de una planta de regasificación, aun así esta puede tomar normas internacionales para poder construir la planta de regasificación, los anexos del ministerio de minas y energía, sobre las plantas de licuefacción y regasificación dejan las siguientes recomendaciones:

### **LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA**

Todos los diseños de plantas de GNL deberán contener un estudio de localización de la planta cuyos registros incluyan:

---

<sup>19</sup>DTI. Future arrangements for Great Britain's gas quality specifications. 2005.

## Estudio de localización:

Este estudio debe tener al menos los siguientes elementos, cuando aplique:

- Un estudio de suelos.
- Un estudio de dispersión.
- Un estudio de la vegetación para identificar, en particular, los riesgos de incendio debido a la vegetación.
- Un estudio de los niveles freáticos.
- Un estudio de corrientes parásitas de las instalaciones eléctricas adyacentes.
- Un estudio del entorno acuático marino y de los accesos al mar.
- Un estudio de la calidad y la temperatura del agua de mar.
- Un estudio de las mareas.
- Un estudio de olas.
- La localización de la planta dentro de la zona de riesgo establecida de acuerdo a los lineamientos de la Ley 1523 del 24 de abril de 2012 que establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres.
- El Protocolo de compatibilidad de los buques.

## Estudio climatológico

Un estudio climatológico que incluya los registros climáticos de mayor antigüedad en la zona de la localización de la planta.

## Análisis de actividad sísmica

Un análisis de actividad sísmica específico para la localidad en donde se ubicará la instalación.

## Evaluación del entorno

Este estudio de evaluación del entorno deberá considerar al menos los siguientes elementos:

- Uso de suelo o en su defecto las consideraciones de proyección de los urbanismos.
- Proyectos de tipo comercial o turístico.
- Edificaciones educativas, hospitales, estadios, etc.
- Las vías adyacentes tanto nacionales, departamentales, municipales como carretables y servidumbres privadas.

### Análisis de Riesgos

Este estudio se debe llevar a cabo durante el diseño de la planta y también se recomienda cuando se presente una modificación o cambio importante. La valoración del riesgo puede estar basada en métodos convencionales.

### DISPOSICIONES SOBRE EL LUGAR DE LA PLANTA PARA EL CONTROL DE FUGAS Y DERRAMES.

La planta de GNL debe contar con mecanismos e instalaciones que permitan reducir la posibilidad de una descarga accidental de GNL desde contenedores, tuberías presurizadas y otros equipos de tal forma que se disminuya el peligro a las propiedades adyacentes, al equipo de proceso, a las estructuras de la instalación o que el derrame alcance las vías navegables en los alrededores. Los contenedores de GNL deberán contar con una de las siguientes formas de control de descargas:

- 1) Un área de contención alrededor de los contenedores que esté formada por una barrera natural, un dique, un muro de contención o una combinación de los anteriores, que cumpla en todo caso con lo siguiente:

El área de contención que se encuentra alrededor de un tanque de GNL deberá ser capaz de contener un volumen mínimo de líquido,  $V$ , calculado con uno de los siguientes criterios:

- a.  $V = 110$  por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido del tanque de GNL.
- b.  $V = 100$  por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido del tanque de GNL cuando el aislamiento del área de contención esté diseñado para soportar las cargas dinámicas del fluido, en caso de una falla catastrófica del tanque de GNL.
- c.  $V = 100$  por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido cuando la altura del aislamiento del área de contención sea igual o mayor que la altura máxima del nivel de líquido del tanque de GNL.

#### Criterios para dos o más tanques

Las áreas de contención definidas para más de un tanque de GNL deberán ser capaces de contener un volumen mínimo de líquido,  $V$ , calculado con uno de los siguientes criterios:

- a.  $V = 100$  por ciento de la máxima capacidad conjunta en volumen de líquido de todos los tanques dentro del área de contención.
- b.  $V = 110$  por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido del tanque más grande dentro del área de contención, cuando se hayan tomado disposiciones para evitar fugas desde los tanques debido a exposiciones a llama, bajas temperaturas o ambas, producidas por fugas o llamaradas desde otros tanques que estén dentro de la misma área de contención.

2) Un área de contención que esté formada por una barrera natural, un dique, una excavación, un muro de contención o una combinación de los anteriores y adicionalmente un drenaje natural o artificial alrededor del contenedor

## Canales de drenaje

Los canales de drenaje para el GNL están prohibidos, excepto en los puntos donde se utilicen estos conductos para evacuar rápidamente los derrames de GNL lejos de las áreas críticas de la planta y por tal razón estén dimensionados originalmente con los flujos de líquido y ratas de formación de vapor previstos.

Conducto de la parte inferior del tanque para evacuar rápidamente los derrames de GNL

Cuando se use como conducto la parte inferior del tanque para evacuar rápidamente los derrames de GNL de las zonas críticas, deberá estar dimensionada originalmente con los flujos de líquido y ratas de formación de vapor previsto.

## Diques y muros de contención

Los diques y muros de contención deben cumplir los siguientes requisitos:

1) Los diques, muros de contención, sistemas de drenaje y cualquier estructura del área de contención debe diseñarse para soportar las cargas totales debidas a la cabeza hidrostática de presión del GNL o del refrigerante inflamable que hayan sido contenidos durante el derrame, además de los efectos del rápido enfriamiento producido por el GNL en confinamiento, cualquier exposición al fuego y fenómenos naturales como sismos, viento y lluvia.

2) Cuando la cubierta exterior de un tanque de doble pared cumpla con los requisitos antes expuestos, el dique podrá ser la misma carcasa exterior del tanque.

3) Deberá tenerse un área de contención adicional cuando la integridad del tanque o de una de su pared interna pueda afectar la pared externa.

Tanques dispuestos en sistemas de contención doble o de contención completa

Los tanques dispuestos en sistema de contención doble o sistema de contención completa deberán diseñarse y fabricarse de tal forma que, en caso de un derrame e incendio en el contenedor secundario, la pared del contenedor secundario contendrá el GNL todo el tiempo de duración del incendio.

a. En caso de un incendio confinado al tanque interno, la pared del contenedor secundario deberá mantener la suficiente integridad estructural para evitar un colapso, que puede causar daño y fuga en el contenedor primario.

b. Para la fabricación y diseño de los tanques de GNL también se deberá tener en cuenta que, en los casos de exposición a las llamas provenientes de un incendio en el contenedor primario o secundario de un tanque adyacente, la pared del contenedor secundario deberá conservar la suficiente integridad estructural para evitar el colapso, que puede causar daño y fuga del contenedor primario.

3) Cuando el contenedor esté construido total o parcialmente por debajo del nivel del terreno circundante, se deberá contar con un área de contención formada por una brecha o excavación.

#### Clasificación de Áreas

Las siguientes áreas se deberán clasificar y mantener drenadas, o proveer de una contención, de tal forma que se minimice la posibilidad de derrames y fugas accidentales y pérdidas que puedan poner en peligro estructuras importantes, equipos o propiedades contiguas o puedan llegar a vías de navegación:

- 1) Áreas de proceso.
- 2) Áreas de vaporización.
- 3) Áreas de transferencia de GNL, refrigerantes combustibles y líquidos combustibles.
- 4) Áreas con líquido refrigerante combustible alrededor y tanques de almacenamiento de líquidos combustibles.

#### Áreas de tanques de almacenamiento de refrigerantes

No deben situarse tanques de almacenamiento de refrigerantes combustibles y líquidos combustibles dentro de zonas definidas como áreas de contención alrededor de un tanque de GNL.

#### Criterios para un tanque

El área de contención que se encuentra alrededor de un tanque de GNL deberá ser capaz de contener un volumen mínimo de líquido,  $V$ , calculado con uno de los siguientes criterios:

- 1)  $V = 110$  por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido del tanque de GNL.
- 2)  $V = 100$  por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido del tanque de GNL cuando el aislamiento del área de contención esté diseñado para soportar las cargas dinámicas del fluido, en caso de una falla catastrófica del tanque de GNL.
- 3)  $V = 100$  por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido cuando la altura del aislamiento del área de contención sea igual o mayor que la altura máxima del nivel de líquido del tanque de GNL.

#### Criterios para dos o más tanques

Las áreas de contención definidas para más de un tanque de GNL deberán ser capaces de contener un volumen mínimo de líquido,  $V$ , calculado con uno de los siguientes criterios:

- 1)  $V = 100$  por ciento de la máxima capacidad conjunta en volumen de líquido de todos los tanques dentro del área de contención.
- 2)  $V = 110$  por ciento de la máxima capacidad en volumen de líquido del tanque más grande dentro del área de contención, cuando se hayan tomado disposiciones para evitar fugas desde los tanques debido a exposiciones a llama, bajas temperaturas o ambas, producidas por fugas o llamaradas desde otros tanques que estén dentro de la misma área de contención.

#### Canales de drenaje

Los canales de drenaje para el GNL están prohibidos, excepto en los puntos donde se utilicen estos conductos para evacuar rápidamente los derrames de GNL lejos de las áreas críticas de la planta y por tal razón estén dimensionados originalmente con los flujos de líquido y ratas de formación de vapor previstos.

#### Conducto de la parte inferior del tanque para evacuar rápidamente los derrames de GNL

Cuando se use como conducto la parte inferior del tanque para evacuar rápidamente los derrames de GNL de las zonas críticas, deberá estar dimensionada originalmente con los flujos de líquido y ratas de formación de vapor previsto.

#### Diques y muros de contención

Los diques y muros de contención deben cumplir los siguientes requisitos:

- 1) Los diques, muros de contención, sistemas de drenaje y cualquier estructura del área de contención debe diseñarse para soportar las cargas totales debidas a la cabeza hidrostática de presión del GNL o del refrigerante inflamable que hayan sido contenidos durante el derrame, además de los efectos del rápido enfriamiento

producido por el GNL en confinamiento, cualquier exposición al fuego y fenómenos naturales como sismos, viento y lluvia.

2) Cuando la cubierta exterior de un tanque de doble pared cumpla con los requisitos, el dique podrá ser la misma carcasa exterior del tanque o independientemente uno de los métodos descritos en el mismo.

3) Deberá tenerse un área de contención adicional cuando la integridad del tanque o de una de su pared interna pueda afectar la pared externa.

Tanques dispuestos en sistemas de contención doble o de contención completa

Los tanques dispuestos en sistema de contención doble o sistema de contención completa deberán diseñarse y fabricarse de tal forma que en caso de un derrame e incendio en el contenedor secundario, la pared del contenedor secundario contendrá el GNL todo el tiempo de duración del incendio.

1) En caso de un incendio confinado al tanque interno, la pared del contenedor secundario deberá mantener la suficiente integridad estructural para evitar un colapso, que puede causar daño y fuga en el contenedor primario.

2) Para la fabricación y diseño de los tanques de GNL también se deberá tener en cuenta que en los casos de exposición a las llamas provenientes de un incendio en el contenedor primario o secundario de un tanque adyacente, la pared del contenedor secundario deberá conservar la suficiente integridad estructural para evitar el colapso, que puede causar daño y fuga del contenedor primario

Tuberías en tanques dispuestos en sistemas de contención doble o de contención completa

Los tanques dispuestos en sistema de contención doble o sistema de contención completa no deben presentar conexiones de tuberías por debajo del nivel del líquido.

Diques, muros de contención y canales de drenaje

Los diques, muros de contención y canales de drenaje para la contención de líquidos inflamables se ajustarán a la NFPA 30, Código de Líquidos Combustibles e Inflamables.

#### Sistemas aislantes en barrera de contención

Los sistemas aislantes utilizados en las superficies de las barreras de contención en sus condiciones de uso deben ser incombustibles y deben ser aptos para el uso que se le está dando, teniendo en cuenta las cargas térmicas y los esfuerzos mecánicos previstos. En caso de los sistemas aislantes puedan flotar y esta condición afecte la efectividad de su uso, deberán considerarse medidas para evitar su flotamiento u otro efecto no deseado.

#### Dispositivos de alivio en los vaporizadores

##### Capacidad de la válvula de alivio con fuente de calor o de proceso

La capacidad de la válvula de alivio de un vaporizador con fuente de calor o de proceso deberá seleccionarse para que pueda descargar el 110 por ciento de la capacidad nominal del flujo de gas natural del vaporizador, sin permitir que la presión aumente a más del 10 por ciento por encima de la máxima presión de trabajo permisible (MAWP) del vaporizador.

##### La capacidad de la válvula de alivio para vaporizadores ambientales

La capacidad de la válvula de alivio para vaporizadores ambientales será seleccionada para proporcionar capacidad de descarga de al menos 150 por ciento de la capacidad de flujo de gas natural de vaporizador nominal, basada en condiciones normales de funcionamiento, sin permitir que la presión aumente a más del 10 por ciento por encima de la presión de trabajo máxima admisible de vaporizador.

##### Localización de las válvulas de alivio en los vaporizadores con fuente de calor

Las válvulas de alivio en los vaporizadores con fuente de calor deberán localizarse en puntos de la instalación en los que no se sometan a temperaturas superiores a 140 °F (60 °C) durante la operación normal, a menos que estas válvulas estén diseñadas para resistir altas temperaturas.

#### Suministro de aire de combustión

El aire de combustión necesario para el funcionamiento del Vaporizador con fuente de calor integrada o de la fuente primaria de calor que calienta en forma remota los vaporizadores, deberá tomarse del exterior de la estructura o edificación que se encuentre completamente cerrada.

#### Productos de combustión

Cuando un Vaporizador con fuente de calor integrada, o la fuente primaria de calor para el vaporizador con fuente de calor remota, se encuentren instalados en edificaciones cerradas, se deben tener mecanismos para evitar la acumulación de productos peligrosos de la combustión.

#### Procedimientos para manejos de emergencias

##### Manual de procedimientos para manejo de emergencia

Cada planta de GNL debe tener un manual de procedimientos para manejo emergencia, incluido en el manual de operaciones, que contenga los tipos de emergencias que se puedan presentar como una falla de funcionamiento, colapso estructural de parte de la instalación, error del personal, fuerzas de la naturaleza y actividades realizadas en instalaciones adyacentes, por lo tanto, se debe incluir como mínimo lo siguiente:

- 1) Procedimientos para responder a emergencia controlables, incluyendo la notificación del personal, uso del equipo apropiado para el manejo de emergencias, el cierre o aislamiento de varias porciones de los equipos, otros

procedimientos para asegurar que el escape del gas o líquido sea cortado o reducido tan pronto como sea posible.

2) Procedimientos para determinar una emergencia no controlable y tomar medidas para garantizar que se minimice el daño al personal ubicado en las instalaciones y al público en general.

3) Procedimientos para la notificación inmediata de la emergencia a los funcionarios locales correspondientes, incluyendo la posible evacuación de personas ubicadas en los alrededores de las instalaciones de la planta de GNL.

4) Procedimientos de coordinación con las autoridades locales, para el manejo de emergencias como preparación del plan de evacuación por emergencia, y establecimiento de protocolo para proteger al público en caso de emergencia.

#### Notificación a autoridades locales correspondientes en caso emergencia

Cuando se establezca contacto con las autoridades locales correspondientes en caso de emergencia, los procedimientos incluirán un protocolo con la siguiente información:

1) Cantidad y ubicación de equipos contra incendios dentro de la instalación.

2) Posibles riesgos en las instalaciones de la planta de GNL e instalaciones vecinas.

3) Persona designada para comunicar lo acontecido y capacidad de manejo de emergencias de la instalación.

4) El estado de cada emergencia.

#### Fugas de gas no encendido

Los procedimientos de manejo de emergencias deben incluir procedimientos para manejar fugas de gas no encendido.

#### Plan de contingencia

Cada instalación que maneje GNL deberá desarrollar un plan de contingencia para hacer frente a incidentes potenciales que puedan ocurrir dentro o cerca del área de transferencia, incluyendo las siguientes:

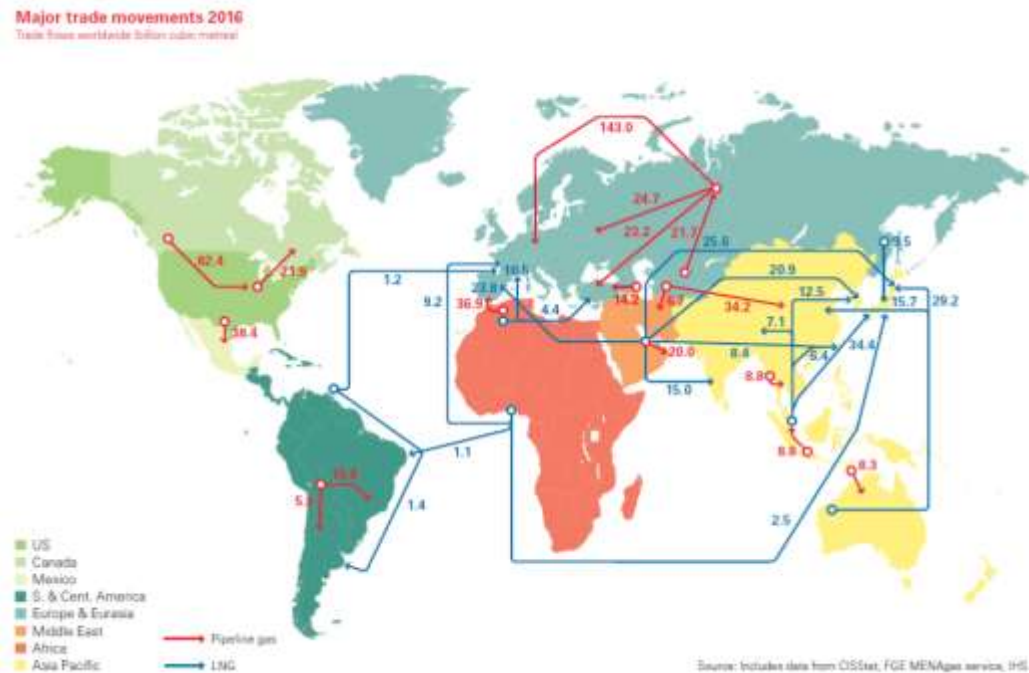
- 1) Una descripción del equipo y sistemas contraincendios y sus procedimientos operativos, incluyendo un plan que muestre la ubicación de todos los equipos de emergencia.
- 2) Publicación de procedimientos de respuesta ante eventos en la planta de GNL, incluyendo información de contacto con las organizaciones locales de respuesta ante emergencias.
- 3) Procedimientos de emergencia para el desamarre de buques, incluido el uso de cables de remolque de emergencia.
- 4) Los requisitos de remolcadores para situaciones de emergencia y para determinados eventos previsibles que son específicos del atraque.
- 5) Los números de teléfono de las autoridades competentes, hospitales, departamentos de bomberos, y otras entidades de respuesta a emergencias.

## 6. FLUJO DE GNL NIVEL GLOBAL

El mercado global de GNL y GN cambia constantemente, con el descubrimiento de nuevas reservas, el agotamiento de reservas existentes, la importación y exportación del combustible. Cada año el BP (anteriormente British Petroleum) realiza una Revisión estadística de la energía mundial, esto para conocer el estado actual en que se encuentran los países del mundo respecto a los diferentes tipos de energía.

La muestra los movimientos de GNL y GN alrededor del mundo, identificando los medios de transporte y los principales movimientos entre países, la tabla indica las transacciones a nivel global entre los países importadores y exportadores.

Figura 25. Movimiento del mercado del GN y GNL en 2016



FUENTE: BP; BP Statistical Review of World Energy June 2017; 66<sup>th</sup> edición. 2017

Aunque Colombia aun no aparece en estos datos, se puede apreciar movimiento de los países cercanos, como lo son trinidad y Tobago, quien por ahora es el mayor exportador de centro américa, sin embargo, Colombia se une a países como Argentina, Chile y Brasil, en el uso de una planta de regasificación.

Tabla 6. Comercio de gas 2015 y 2016

	2015				2016			
	Imp. tubería	Imp. GNL	Exp. Tubería	Exp. GNL	Imp. tubería	Imp. GNL	Exp. tubería	Exp.GNL
Miles de millones de metros cubicos								
Us	74.4	2.6	49.1	0.7	82.2	2.5	60.3	4.4
Canada	19.2	0.6	74.3		21.9	0.3	82.4	
Mexico	29.9	7.3		-	38.4	5.9		-
Trinidad y Tobago	-	-	-	16.9	-	-	-	14.3
Otros centro américa	19.9	19.8	19.9	5.1	16.8	15.5	16.8	6.1
Francia	31.8	6.8	-	0.6	32.3	9.7	-	1.5
Alemania	102.3	-	32.7	-	99.3	-	19.3	-
Italia	55.7	5.4	0.2	-	59.4	5.7	-	-
Holanda	33.6	2.1	47.1	1.3	38	1.5	52.3	0.7
Noruega		-	109.6	5.9		-	109.8	6.3
España	15.2	13.1	0.5	1.8	15	13.2	0.6	0.2
Turquía	38.4	7.7	0.6	-	37.4	7.7	0.6	-
Reino unido	29	13.1	13.4	0.3	34.1	10.5	10	0.5
Otros países de Europa	94.7	6.9	13.8	1.5	100.2	8.2	15	1.3
Federación Rusa	21.8	-	179.1	14	21.7	-	190.8	14
Ucrania	17.3	-	-	-	11.1	-	-	
Otros cis	27	-	72.3	-	27.9	-	74	
Qatar	-	-	20	101.8	-	-	20	104.4
Otros países medio oriente	29.6	10.2	8.4	18.8	26.9	14.2	8.4	18.1
Algeria	-	-	26.3	16.6	-	-	37.1	15.9
Otros países de África	9	3.7	11	30	8.8	10.2	8.5	29.6
Australia	6.4	-	-	38.1	8.3	0.1	-	56.8
China	33.6	25.8	-	-	38	34.3	-	-
Japón	-	110.7	-	-	-	108.5	-	-
Indonesia	-	-	9.3	20.7	-	-	8.8	21.2
Sur corea	-	43.8	-	0.2	-	43.9	-	0.1
Otros países de Asia pacífico	20.3	46	21.4	51.4	19.3	54.8	22.7	51.1
Total mundial	709	325.5	709	325.5	737.5	346.6	737.5	346.6

Fuente: Includes data from CISStat, FGE MENAgasservice, IHS.

## 7. CONCLUSIÓN

Actualmente en Colombia, a nivel industrial existe una sola planta de regasificación conocida como la Terminal de la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC), inaugurada el 2 de diciembre de 2016 en Cartagena, un proyecto con un costo de inversión de US\$150 millones y con una capacidad instalada de regasificación de 11,3 millones de metros cúbicos al día, para atender una capacidad de generación termoeléctrica de 2.000 megavatios, equivalente a una cuarta parte de lo que se consume en Colombia. Realmente enfrentando el panorama energético actual y las proyecciones efectuadas por la UPME a 2025, el país se encuentra de cara a una crisis energética a principios de 2022, y analizando las medidas adoptadas por el gobierno en temas de recursos energético y específicamente el que compete al gas natural, no representan ningún impacto favorable, por lo tanto es una prioridad estratégica abrir nuevas fuentes de energía o de reconversión de energía en el mediano plazo para evitar afectaciones a la económica y al usuario por causa del desabastecimiento, este trabajo busca abrir un ventana y un apoyo en futuros trabajos en el campo de la regasificación, que se proyecta como una alternativa viable para mejorar el futuro energético del país.

El construir una planta de regasificación off shore tipo FSRU es la alternativa más acertado para aprovechar la cercanía a las plantas térmicas y así generar confiabilidad de la entrega del gas natural además de aprovechar las estructuras ya construidas (gasoductos), además el construir una planta off shore permite la importación del GNL desde lugares cercanos dándole a los metaneros la posibilidad de un descargue más rápido y confiable.

El aprovechamiento del agua de mar para generar la evaporación del GNL hace del proceso de regasificación un proceso altamente eficiente además que permite aprovechar uno de los recursos mas cercanos sin generar mayores costos en su implementación.

En Colombia no existe una normativa específica para la construcción de plantas de regasificación, aun asi los modelos internacionales sirven de guía y las distintas normas internacionales permiten seguir estándares de calidad y de protección, como se desarrolló en la monografía encontramos normas que han sido adaptadas debido al ambiente en el que están ubicadas las instalaciones, sin ser un mayor obstáculo se ha generado una guía completa para la construcción de las plantas de regasificación.

En la actualidad Colombia cuenta con nuevas reservas encontradas en el caribe, que pueden suministrar el preciado combustible por los próximos años de manera constante de ser explotadas eficientemente, aun asi esto no asegura que el gas natural pueda estar presente en todo momento con las variaciones climáticas que puedan ocurrir, por esto es necesario pensar en una alternativa más a futuro, como lo es una planta de regasificación en la costa pacífica, también la construcción de esta planta permitiría una conectividad a todo la costa pacífica y una nueva conectividad para el gas natural en el país.

## BIBLIOGRAFÍA

ÁLVAREZ, E. El gas natural del yacimiento al consumidor, Cie Inversiones editoriales Dossat 2000; 2003; 89-94.

BRITISH PETROLEUM; BP Statistical Review of World Energy June 2017; 66<sup>th</sup> edición. 2017

CUEVAS, Alejandro. DEL CASTILLO, Guillermo. RIVERA, Jorge. Instalaciones portuarias: Terminal de descarga de gas natural licuado. Santiago de Chile, 2008, 44 p. Taller de diseño mecánico. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica.

ECOPETROL S.A. boletín 2017 [En línea]. Bogotá D.C.: ECOPETROL S.A., 2017. Disponible en: <<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/boletines-2017/boletines-2017/purple-angel-1-encuentra-gas>>.

ESCUADERO; Ricardo., DISEÑO Y ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICADORA DE GNL, Chile, 2008.

GALCERÁ, Isaac, Estudio de los Sistemas de Seguridad en la descarga de GNL, Facultad de Náutica de Barcelona (UPC). Barcelona, 2005.

GONZÁLEZ DEL REGUERAL; Borja, Aprovechamiento de la exergía Física del GNL, tesis doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingeniero de Minas, Politécnicas de Madrid, Madrid, 2010.

HERALDO, Periodico local Colombia, noticias.  
<<https://www.elheraldo.co/economia/regasificadora-del-pacifico-divide-opiniones-en-el-sector-347159>.>

Hormigón y Acero Vol. 57, nº 247, págs. 11-40 enero-marzo, 2008 ISSN: 0439-5689  
<<http://ingenieromarino.com/tipos-de-tanques-en-buques-gaseros-sistemas-de-contencion/>>

INDIAN AUTO LPG COALITION. Booklet On Safe Practices / Check List for tank. 2012

MANGAS C.; Rodrigo, Gestión del Boil-off gas en la planta de regasificación de Cartagena, Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Minas, Madrid, 2013.

Méndez Días, Abel, Diseño de Terminales Off-Shore de regasificación de gas natural, tesis doctoral, Escuela Politecnica Superior del Ferrol, La Coruña, 2004.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA;Anexos Proyecto Resolucion Requisitos Tecnicos Plantas de Licuefaccion y Regasificacion de GNL. 2014

MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO. Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista, BOE 135; 2008; 52686-700.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Decreto 2100 de 2011, por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones, Colombia, 2011.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Decreto 2687 de 2008, por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones, Colombia, 2008.

NEW ZEALAND INSTITUTE OF CHEMISTRY. The processing of natural gas at kapuni. Kapuni Natural Gas. 2012

PAÍS, noticia <http://www.elpais.com.co/economia/hallazgo-de-gas-en-el-caribe-no-descarta-la-regasificadora-del-pacifico.html>.

QUEROL, E. Boil off gas (BOG) management in Spanish liquid natural gas (LNG) terminals, Appl. Energy 87; 2010; 3384-92.

RAMIREZ, A. Recuperación del gas de boil off en una terminal de regasificación de GNL. Cálculo del balance de generación del gas. Ing. Química 456; 2008; 64-69.

ROMERO, Manuel, Ciclos térmicos para mejorar la eficiencia en la regasificación del gas natural licuado, tesis doctoral, Universidad de la Coruña, La Coruña, 2014.

SCHNEIDER, Lucas, “Una Visión sobre el Mercado de GNL en América Latina y el Mundo”, 2009.

TAPIAS,Chávez Erik S. GAS NATURAL LICUADO Alternativa de Abastecimiento para Colombia y Estado del Arte de su Metrología. CDT de GAS, Met&Flu 3 2010.

TOTTEN, George; WESTBROOK, Steven y SHAH, Rajesh. Fuels and Lubricants Handbook: Technology, Properties, Performance, and Testing

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, UPME. Balance de gas Gas Natural en Colombia 2015-2023, Colombia,2015.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, UPME. Balance de gas natural en Colombia 2016-2025. Bogotá D.C. 2016.