



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA Y MÁQUINAS

GRADO EN NÁUTICA Y TRANSPORTE MARÍTIMO

Mención: "ONB" (Operación Náutica del Buque)

“BUQUES LNG: FSRU”

TRABAJO DE FIN DE GRADO

JUNIO – 2018

AUTOR: ALÁN MARTÍNEZ PEREIRA

DIRECTOR: JULIO LOURO RODRÍGUEZ

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer especialmente a mi padre, Gustavo Martínez, por haberme apoyado siempre de todas las maneras posibles, haberme dado la oportunidad de llegar hasta aquí y por creer en mí. Todo lo que he podido conseguir ha sido gracias a su ayuda y le estaré eternamente agradecido.

También quiero agradecer a mi tutor, Julio Louro Rodríguez, por toda la ayuda brindada para la elaboración de este proyecto, y por su profesionalidad y su implicación en la enseñanza brindada durante la elaboración del trabajo, así como durante todo el curso lectivo.

Además, quiero agradecer sin excepción alguna a todos los profesores de la E.T.S de Náutica y Máquinas por la enseñanza brindada durante estos años. Quiero mencionar especialmente a algunos profesores que me ayudaron en la elaboración de este proyecto o me dieron alguna recomendación, como el profesor Santiago Iglesias Baniela, Rosa Mary de la Campa, Rebeca Bouzón Otero, Alsira Salgado Don y Francisco Servia Ramos.

Asimismo, un agradecimiento a los capitanes y oficiales de Knutsen OAS Shipping, quienes a lo largo de los casi seis meses en los que estuve embarcado en el LNG/c Rioja Knutsen, me enseñaron tantas cosas sobre los buques GNL. Quiero mencionar especialmente al Capitán Joan Costa i Fàh, por haber sido la principal base de mi enseñanza a bordo, al primer oficial Pablo Soto Fernández, y los oficiales tercero Alain Llano Fernández, Laura Fernández Maroto y al recientemente fallecido compañero Daniel Ron González.

Por último, agradecer a mis amigos y camaradas de estudios, quienes de alguna forma me acompañaron y apoyaron durante todo este tiempo.

TÍTULO DEL TRABAJO

Buques LNG: FSRU.

RESUMEN

Palabras Clave: GNL (gas natural licuado), FSRU (unidades de regasificación y almacenamiento flotante), ciclo del GNL, planta de relicuefacción, maniobra de abarloadamiento buques GNL / buques FSRU.

Al tratarse de una energía versátil, limpia, económica y eficiente, el gas natural en estado gaseoso ofrece muy distintos usos y aplicaciones, tanto en los ámbitos comerciales y de servicios, como en el industrial y la propia generación de energía eléctrica. Sin embargo, por ser un gas, tanto su transporte como su almacenamiento deberán realizarse en estado líquido al objeto de reducir al máximo su volumen para, de esta manera, optimizar tanto el espacio requerido por dichos procesos, como igualmente la tecnología implícita en los mismos, en definitiva, para que su transporte sea rentable.

El proceso de conversión de gas de la fase gaseosa a la líquida es denominado licuefacción. El proceso contrario es conocido como regasificación. Los buques GNL tradicionales transportan el gas en fase licuada de una terminal a otra, y es en las terminales en donde se lleva a cabo la regasificación para, desde allí, enviarse posteriormente a la red de suministro.

Por otro lado, existen los denominados buques FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit* / Unidades Flotantes de Almacenamiento y de Regasificación), los cuales son capaces de realizar el proceso de regasificación a bordo. Estos buques suelen estar amarrados a una torre o a tierra y envían el gas regasificado directamente a la red de suministro de tierra para su explotación industrial. Este proceso conlleva un gran ahorro de costes, de tiempo y de infraestructura requerida, además de disminuir considerablemente el impacto ambiental. Asimismo, estos buques pueden movilizarse muy fácilmente donde sean solicitados

a fin de satisfacer la demanda de gas, requiriendo por otro lado de muchos menos permisos y recursos que una terminal de gas convencional.

Este Trabajo de Fin de Grado hace especial hincapié en la economía que subyace detrás del gas natural. Como materia prima utilizada principalmente como combustible en la industria de producción de electricidad y el transporte, compete con otras opciones como el carbón y el petróleo, cuya combustión genera emisiones muy dañinas para la capa de ozono y el medio ambiente en general. Asimismo, y debido a diferentes regulaciones y convenios existentes ya en estos momentos, se prevé que el gas natural tendrá un crecimiento considerable en las próximas décadas, ello por tratarse de una fuente de energía con un nivel de emisiones de óxidos de azufre, óxidos nitrosos y materia particulada muy inferiores al de otras opciones energéticas más tradicionales.

En el presente trabajo se aborda el ciclo del GNL desde que entra por las mangueras o brazos de carga, explicando el proceso de almacenamiento en los distintos tipos de tanques, el funcionamiento de la planta de relicuefacción, las bombas de alta y baja presión y, finalmente, la exportación del gas. Además, trataremos la maniobra de abarloadamiento entre buques GNL y buques FSRU, y la operación de transferencia de GNL.

ABSTRACT

Key words: LNG (liquefied natural gas), FSRU (floating storage and regasification unit), LNG cycle, reliquefaction plant, manoeuvring alongside between LNG and FSRU vessels.

As it is a versatile, clean, economical and efficient energy, natural gas in its gaseous state offers a range of very diverse uses and applications, both in the commercial and service areas, as for the industrial and the generation of electric power itself. However, because it is a gas, both its transport and its storage must be carried out in a liquid state in order to reduce its volume to the maximum as for to optimize both, the room required by these processes and the technology implicit in the processes themselves.

The gas conversion process from the gas phase to the liquid phase is called liquefaction. The opposite process is known as regasification. Traditional LNG (liquefied natural gas) vessels transport liquefied gas from one terminal to another, and it is at terminals where the regasification is carried out. From there it is subsequently sent to the supply network.

On the other hand, there are so-called FSRU vessels (Floating Storage and Regasification Unit) which are capable of carrying out the on-board regasification process themselves. These vessels are usually moored to a tower or to land and send regasified gas directly to the land supply network for industrial uses and operations. This process entails a great saving in costs, time and required infrastructure, in addition to considerably reducing the environmental impact. Also, these vessels can be easily located where needed in order to satisfy the gas demand, requiring on the other hand much fewer permits and resources than a conventional gas terminal.

This End-of-Degree Project emphasizes the economy that underlies natural gas. As a feedstock used mainly as fuel in the electricity production and transport industry, it competes with other options such as coal and oil, whose combustion generates very harmful emissions for the ozone layer and the environment in

general. Also, due to different regulations and agreements currently already in place, it is expected that natural gas will have considerable growth in the coming decades, because it is a source of energy with a level of emissions of sulphur oxides, nitrous oxides and particulate matter very inferior to other more traditional energy options.

In the present work we will deal with the LNG cycle from the moment it enters the hoses or loading arms, explaining the storage process in the different types of tanks, the operation of the reliquefaction plant, the high and low pressure pumps and, finally, the export of gas. In addition, we will deal with the manoeuvre alongside between LNG vessels and FSRU vessels.

Tabla de contenidos

1. OBJETO	10
2. ALCANCE	11
3. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS DE REFERENCIA APLICADAS .	12
4. INTRODUCCIÓN AL GAS NATURAL	14
4.1 Usos y aplicaciones del gas natural.....	14
4.2 Propiedades físico-químicas del gas natural	16
5. GAS NATURAL Y SU IMPACTO AMBIENTAL	20
6. ACTUALIDAD DEL GAS NATURAL	27
6.1 Principales países productores de gas natural	27
6.2 Principales países consumidores de gas natural	30
6.3 Medios de transporte del gas natural.....	32
6.3.1 Transporte por vía marítima	32
6.3.2 Transporte terrestre del gas natural.....	35
7. FUTURO DEL MERCADO	37
7.1 Regulaciones internacionales que ayudarán al futuro del gas natural	38
7.2 Anexo VI revisado del Convenio MARPOL	39
7.3 Consumo del GNL en el transporte marítimo.....	40
8. UNIDAD FLOTANTE DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN (FSRU)	45
8.1 Contexto y comparación de buques FSRU con terminales terrestres.....	46
8.2 Clasificación de buques FSRU	50
8.3 Esquema resumido del ciclo GNL en buques FSRU	51
9. ELEMENTOS INVOLUCRADOS EN EL CICLO GNL DE UN BUQUE FSRU	53
9.1 Elementos de transferencia de GNL entre buques: Mangueras criogénicas y brazos de carga/descarga	53
9.1.1. Mangueras criogénicas para GNL	53
9.1.2 Brazos de carga y descarga	56
9.2 Principales tipos de tanques utilizados para el almacenamiento y transporte del GNL.....	61

9.2.1 Tanques independientes Tipo “B”	62
9.2.2 Tanques de membrana.....	65
9.2.3 Sistema de membrana GTT 96 (Gaztransport)	66
9.2.4 Sistema de membrana MK GTT Mk III (Technigaz)	69
9.2.5 Sistema Gaztransport Technigaz CS1.....	71
9.3 <i>Boil-off</i>	72
9.4 Sistema de re-licuefacción en buques gaseros	74
9.5 Vaporizadores.....	79
9.5.1 Vaporizador de bastidor abierto (ORV).....	81
9.5.2 Vaporizador de fluidos intermedios (IFV).....	85
9.6 Exportación del gas natural	87
10. ELEMENTOS RELACIONADOS CON LA MANIOBRA Y LA OPERACIÓN DE TRANSFERENCIA ENTRE UN BUQUE GNL Y UN BUQUE FSRU.....	92
10.1 Disposiciones de amarre	92
10.2 Tanques de Lastre	94
10.3 Hélices de popa para instalaciones offshore	94
10.4 Configuración de las líneas de amarre	95
10.5 Guías (<i>Fairleads</i>), panamás y gateras.....	97
10.6 Defensas (<i>Fenders</i>).....	98
10.7 Remolcadores	101
11. CICLO DE LA MANIOBRA DE ABARLOAMIENTO ENTRE BUQUE GNL Y BUQUE FSRU PARA REALIZAR UNA OPERACIÓN DE TRANSFERENCIA	103
11.1 Aproximación.....	103
11.2 Atraque y amarre del buque	104
11.2.1 Atraque y amarre del buque en condiciones meteorológicas favorables	105
11.2.2 Condiciones meteorológicas adversas	107
11.2.3 Colocar los buques “en posición”	109
11.2.4 Sobre cuál banda abarloarse en condiciones offshore	110
11.3 Transferencia de la carga	111
11.4 Desatraque.	112

12. OPERACIÓN DE TRANSFERENCIA ENTRE EL BUQUE GNL Y EL BUQUE FSRU	114
12.1 Acciones previas al inicio de la operación de carga.....	115
12.2 Brazo o mangueras de vapor para el control de la presión en los tanques	118
12.3 Enfriamiento de los brazos, mangueras y líneas de los buques	118
12.4 Inicio de operaciones y transferencia del GNL	119
12.5 Gestión del boil-off durante la operación	120
12.6 Finalización de la transferencia de GNL, drenado de las líneas y desconexión de los brazos o las mangueras	122
13. CONCLUSIONES FINALES	125
14. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	129
15. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES.	135
16. ÍNDICE DE TABLAS	141
17. ÍNDICE DE IMÁGENES	142

1. OBJETO

El objeto del presente trabajo es el estudio comparativo de la actualidad del uso del gas natural respecto a otros combustibles, tanto para el ámbito industrial, como para el comercial y de servicios, y ello desde la opción de transición durante las próximas décadas hacia una fuente de energía más limpia.

Teniendo esto en cuenta, el trabajo se centra en los buques FSRU, los cuales desempeñarán la función de terminales de re-gasificación con capacidad de movimiento, en los costes en comparación a las terminales tradicionales y en las ventajas que esta fórmula ofrece para diferentes países en vías de desarrollo.

Se examina el impacto que diferentes convenios, reglamentaciones y acuerdos, tales como el MARPOL anexo VI y el Acuerdo de París, tendrán en la industria del gas natural, y por lo tanto en los buques FSRU, así como las iniciativas que se están realizando en estos momentos para facilitar el impulso y desarrollo de un tipo de combustible que afecta mucho menos a la capa de ozono y que es menos dañino para el medio ambiente que otras opciones energéticas más tradicionales, tales como el uso de combustibles tradicionales fósiles.

Además, se realiza una descripción técnica del ciclo del gas natural en un buque FSRU desde el momento en el que es cargado por un buque GNL hasta que se envía por la red de suministro a tierra para la explotación industrial y comercial, así como de los elementos y componentes envueltos en dicho ciclo. Entre dichos elementos se citan las mangueras y brazos de carga, los tanques, las bombas, la planta de relicuefacción y su importancia en buques GNL, los vaporizadores y las distintas maneras que existen para exportar el gas natural a tierra.

Después se pasa a explicar cómo debe darse las maniobras entre los buques FSRU y los buques GNL a fin de realizar operaciones STS, y las características y elementos de dicho proceso, incluyendo cómo pueden afectar las condiciones meteorológicas al mismo.

2. ALCANCE

Este trabajo sobre los buques FSRU abarcará los siguientes puntos:

- Usos y aplicaciones del gas natural.
- Propiedades físicas y químicas del gas natural.
- Diferencia entre relicuefacción y regasificación.
- Impacto ambiental del gas natural.
- Principales países consumidores y exportadores de gas natural.
- Medios de transporte del gas natural licuado.
- El gas natural licuado como combustible marítimo.
- Futuro del mercado del gas natural.
- Regulaciones y convenios que impactarán en el futuro del gas natural.
- Descripción y ciclo del GNL en un buque FSRU.
- Mangueras criogénicas y brazos de carga para operaciones de buques GNL con buques FSRU.
- Modelo de planta de relicuefacción de un buque GNL.
- Función de las bombas de GNL en el proceso de regasificación.
- El gas de *boil-off*.
- Vaporizadores de GNL utilizados en buques FSRU.
- Exportación del gas natural a tierra.
- Maniobras y operaciones relacionadas con buques GNL y buques FSRU.

3. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS DE REFERENCIA APLICADAS

Para la realización de este trabajo se han consultado normativas y disposiciones legales establecidas y vigentes en la actualidad o que lo estarán en un futuro cercano, y que por lo tanto tendrán un impacto en el objeto del proyecto. Las tres primeras son los códigos de la OMI que actualmente están en vigor para los buques gaseros. A continuación se presentan las principales referencias:

- Código EGC. *The Code for Existing Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk*, aplicado a buques construidos antes del 31 de octubre de 1976.
- Código GC. *The Code for the Construction and Equipment for Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk*, que se aplica a los buques gaseros construidos entre el 31 de octubre de 1976 y el 30 de junio de 1986.
- Código CIG. Código Internacional para la construcción y el equipo de buques que transporten gases licuados a granel. Se aplica a buques tanque gaseros construidos a partir del 1 de julio de 1986.
- *The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)*, Brian Songhurst, The Oxford Institute for Energy Studies.
- *World Energy Outlook 2017*, International Energy Agency.
- MARPOL, anexo VI. Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques.
- OCIMF: *Oil Companies International Marine Forum*.

Además, para el entendimiento del funcionamiento de la planta de relicuefacción en buques gaseros, se tomaron en cuenta los Manuales de Operación de la Carga de los buques Rioja Knutsen, de Knutsen, y el buque Al Huwaila, de Teekay. Estos manuales ofrecen mucha información relativa a los elementos de carga y contención de la misma, así como de los sistemas y procesos que se producen a bordo de un buque GNL.

Se debe agregar que además de estas publicaciones, y debido a lo novedoso que es el tema de los buques FSRU y la necesidad de relacionar los diferentes temas que se tocan a lo largo de su ciclo de vida, para la realización del proyecto

se tomaron igualmente en cuenta diversos artículos y libros que podrán consultarse con detalle en la sección bibliográfica del presente proyecto

4. INTRODUCCIÓN AL GAS NATURAL

Los hidrocarburos son sustancias formadas exclusivamente por átomos de hidrógeno y carbono. Los hidrocarburos que contienen hasta cuatro átomos de carbono son gaseosos en condiciones ambientales, y por lo tanto comprenden los gases licuados de los hidrocarburos. Por orden de número de átomos de carbono, estos serían: metano, etano, propano y butano.

El gas natural es un hidrocarburo que se formó en las profundidades del planeta Tierra hace millones de años. Está formado por la descomposición de animales y plantas que quedaron sepultados bajo tierra y roca en condiciones que presentaron ausencia de aire y luz, y sometidos a una gran presión. El gas natural está compuesto por un 90-97% de metano y en menor proporción por otros gases como nitrógeno, etano, dióxido de carbono, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburo más pesados. La proporción del metano y los otros gases dependerá del lugar de origen del gas y de las condiciones de ese lugar de origen hace millones de años.

4.1 Usos y aplicaciones del gas natural

El gas natural ofrece un amplio abanico de usos, siendo actualmente utilizado en muy diversos tipos de industrias, actividades comerciales e incluso particulares. Estas industrias y consumidores en general son, en efecto, clientes intermedios que hacen rentable el transporte del GNL en los buques. A continuación se citan usos y aplicaciones del gas natural en la actualidad, algunos obtenidos del sitio web de Ecopetrol.⁽¹⁾

- El gas natural se utiliza como combustible doméstico en hogares, distribuyéndose generalmente de manera subterránea. Es comúnmente utilizado en secadores, estufas, hornos, cocinas de gas, calentadores de agua y calefactores.

- En industrias siderúrgicas y metalúrgicas, el gas es utilizado para la fundición de metales. En industrias de cemento, cales y cerámica, es utilizado como combustible de los hornos y calderas utilizadas.
- Fabricación de vidrio: debido a las altas temperaturas necesarias para alcanzar su derretimiento.
- En plantas generadoras de energía eléctrica se utiliza como principal combustible de los generadores de electricidad.
- En la industria de textiles se aplica para la creación de acabados de ciertas telas.
- Fabricación de papel y de cartón, debido a los vapores generados por los quemadores que funcionan con gas natural para facilitar la manipulación y explotación de la pulpa cuando se reciclan estos productos.
- Como materia prima en industrias que utilizan el metano para crear otros subproductos como monóxido de carbono, metanol, hidrógeno, ácido acético y anhídrido acético, entre otros.
- Como combustible alternativo a los combustibles fósiles. Es el combustible urbano recomendado para coches, taxis, autobuses... al objeto de un mejor control de las emisiones en las zonas urbanas.
- También es la principal apuesta como combustible alternativo a los combustibles fósiles en los buques mercantes. El establecimiento de *Áreas de Control de Emisiones*, y la reducción del contenido de azufre en los combustibles marinos en el 2020 (Convenio MARPOL, Anexo VI), ha hecho que el gas natural se convierta en el futuro combustible marino.

4.2 Propiedades físico-químicas del gas natural

Como puede observarse a continuación (Tabla 1), obtenida de la ficha de datos de seguridad del gas natural licuado por Enagas,⁽²⁾ el punto de ebullición del gas natural es de aproximadamente $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ a presión atmosférica. Esto puede variar dependiendo de la composición del mismo, pero se trata de un valor muy aproximado. Esto quiere decir que si el GNL alcanza esa temperatura, empezará a cambiar de estado líquido a gaseoso. Además, un metro cúbico de líquido libera aproximadamente 600 metros cúbicos de gas. Es por ello que el gas se debe

Nombre de la propiedad	Propiedad del gas natural licuado
Aspecto	Gas licuado, fuertemente refrigerado
Color	Incoloro
Olor	Inodoro
Temperatura de auto-ignición	$540\text{ }^{\circ}\text{C}$
Temperatura de ebullición	-160°C a 1 atm
Punto de congelación	-182°C
Densidad	460 kg/m^3
Densidad Relativa del vapor a temperatura ambiente	0,6
Límites de explosividad	Superior 15% e inferior 5%
Calor de combustión	11900 kcal/kg
Peso específico del líquido	0,450
Peso molecular	16
1 m³ de líquido libera aproximadamente 600 m³ de gas	

Tabla 1: Propiedades físico-químicas del gas natural.

transportar y almacenar en su estado líquido para aprovechar mejor el espacio.

En la Imagen 1, a continuación, puede observarse asimismo una gráfica de calentamiento de temperatura en función del tiempo a presión atmosférica del metano. Como el punto de congelación del metano es aproximadamente $-182\text{ }^{\circ}\text{C}$, por debajo de esta temperatura (segmento CD) se mantendrá en estado sólido. El calor latente representa la energía requerida por una sustancia para cambiar de un estado a otro. El segmento CE representa el calor latente de fusión/congelación.

En el punto E ocurre el cambio de estado y la mezcla pasa de estado sólido a líquido. Es a partir de este punto que surge el GNL. La zona que se encuentra entre -182 °C y -160 °C , a presión atmosférica, va a delimitar el gas natural en estado

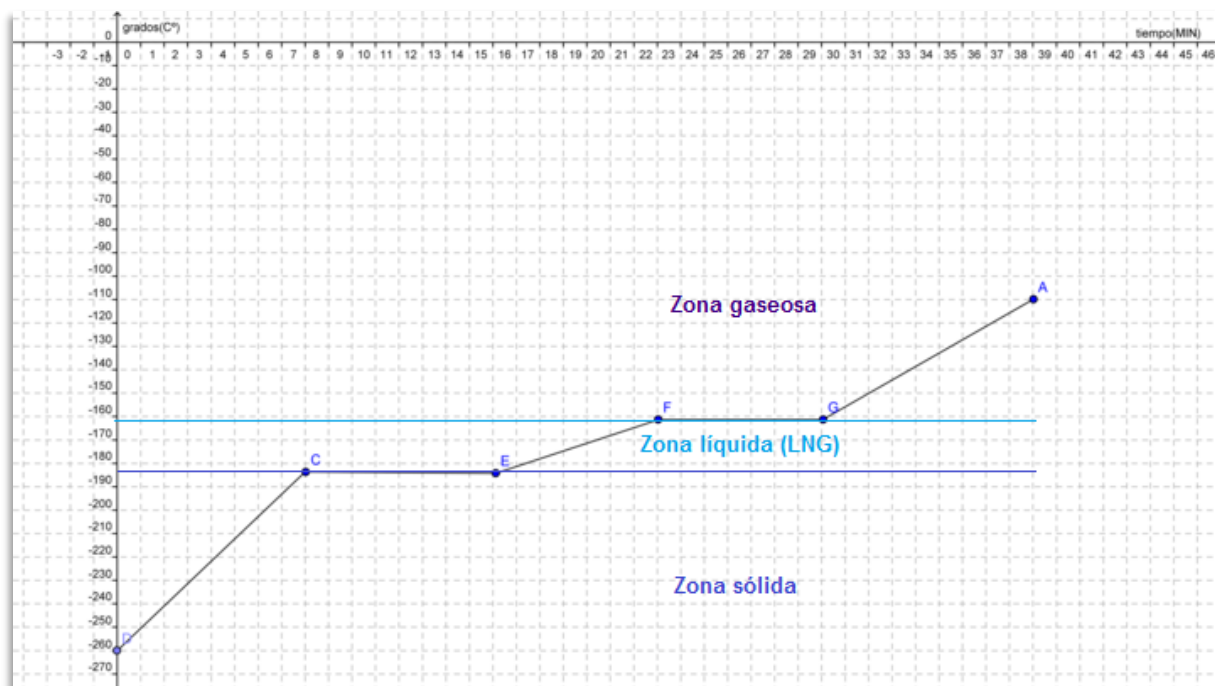


Imagen 1: Gráfica de calentamiento de temperatura en función del tiempo a presión atmosférica del metano

líquido. El segmento FG representa el calor latente de vaporización.

Por medio del proceso de regasificación se aplicará calor latente a lo largo de este segmento para permitir el cambio de estado líquido a gaseoso, el cual se termina de realizar en el punto G. A partir de este punto el gas se encuentra en estado gaseoso y por lo tanto se encuentra en su zona de aplicación comercial, pudiéndosele dar los usos citados en el apartado *Usos y aplicaciones del gas natural* (Capítulo 4, Apartado 4.1). Entre el punto G y el punto E el gas se encuentra licuado (estado líquido) y esta zona representa su temperatura de almacenamiento, transporte y transferencia entre buques.

Debe destacarse que esta es una gráfica de calentamiento, pero igualmente serviría para representar el enfriamiento, ya que se trata del mismo proceso a la inversa. Esto es lo que se realiza al momento de licuar un gas. El gas natural obtenido de la tierra se licua por medio de una planta de licuefacción y se traslada

su calor latente del segmento FG para pasar de estado gaseoso a líquido y así facilitar su almacenamiento y transporte ocupando un volumen mucho menor que el de aplicación comercial.

A tenor de esto podríamos decir que en un buque GNL FSRU, se almacena el GNL en la zona líquida del diagrama, y por medio de la planta de regasificación y el calentamiento del mismo se llega al punto G alcanzando el estado gaseoso y distribuyendo el gas a la red de servicios o centrales de aplicación. Para el almacenamiento y transporte se utiliza una temperatura de aproximadamente $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ para dejar un margen respecto a su punto de ebullición y así asegurar que se encuentra en estado líquido.

Los puntos de cambio de estado de esta gráfica están dados a presión atmosférica. A diferente presión el valor de temperatura de dichos puntos cambiará. A continuación (Imagen 2) se puede observar el diagrama de fase del metano.

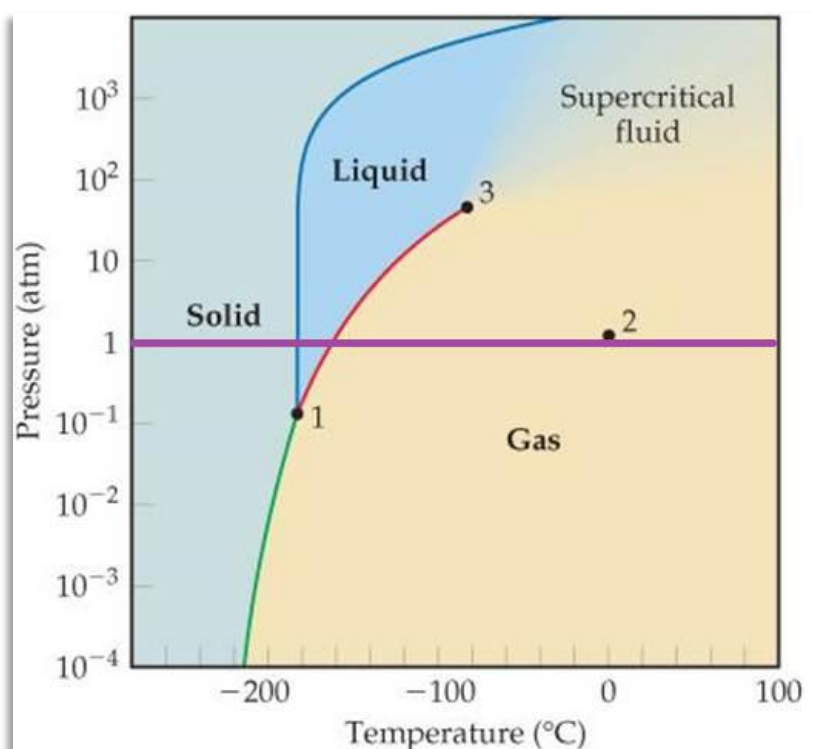


Imagen 2: Diagrama de fase del metano

Cada punto del diagrama representa el estado del metano a una presión y temperatura dada, y sirve para estudiar el comportamiento del cambio de fase del compuesto ante la variación de estas dos propiedades. La línea verde representa la línea de saturación entre la fase sólida y gaseosa, la línea azul es la línea de saturación líquido-sólido y la línea roja es

la línea de saturación líquido-gas. A lo largo de las líneas coexisten ambos estados de la materia. Todas las líneas convergen en el punto 1, denominado punto triple,

en donde están presentes los tres estados a la vez. El punto 2 representa que el metano se encuentra en estado gaseoso a 0°C y el punto 3 es el punto crítico. Más allá de este punto, la materia se comporta como un fluido que tiene propiedades de líquidos y gases y la densidad del líquido y el gas es igual.

Se debe prestar especial interés a la línea roja, ya que a lo largo de dicha líneas produce la licuefacción y la gasificación. Se puede apreciar que la licuefacción puede conseguirse mediante tres formas: aumentando la presión, disminuyendo la temperatura o aumentando la presión mientras se disminuye la temperatura.

Por ejemplo, a 10 atm de presión, el proceso de licuefacción se puede dar a aproximadamente -120 °C. Sin embargo, es mucho más viable controlar la temperatura que la presión en los tanques, además de ser más seguro. Es por eso que el proceso de licuefacción en buques gaseros se realiza a presiones cercanas a la atmosférica (línea morada), controlando la temperatura; y esto se logra manteniendo el GNL a una temperatura por debajo de su punto de vaporización.

En fase líquida el gas natural posee un volumen 600 veces menor, por lo que es más rentable para su transporte y almacenamiento, aprovechando mejor de esta forma el volumen disponible.

5. GAS NATURAL Y SU IMPACTO AMBIENTAL

El gas natural puede jugar un papel muy importante en el futuro de la energía global ya que está ligado a su capacidad de resolver los problemas ambientales que existen sustituyendo a otros combustibles más contaminantes. Su flexibilidad puede aportar al sistema de energía el aumento del uso de otras energías renovables como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica.

Actualmente hay poca controversia relacionada con las emisiones asociadas a la combustión del gas natural en comparación con otros combustibles fósiles. Sin embargo, se debe tener también muy en cuenta el nivel de emisiones directas de metano que ocurren, tanto por accidente o por diseño, en el trayecto del gas hasta que llega al consumidor final. A lo largo del proceso de extracción de la tierra, procesamiento en plantas o unidades flotantes, transporte, almacenamiento, regasificación y distribución, se pueden dar fugas a la atmósfera. Este tema es de gran importancia para visualizar la perspectiva del gas natural a largo plazo en el ámbito de la energía global. El metano es un gas que contribuye mucho más que el dióxido de carbono al efecto invernadero.

En cuanto a las emisiones de combustión, el gas natural posee ventajas significativas frente a otros combustibles fósiles. Las emisiones de CO₂ por unidad de energía producida del gas natural son 40% más bajas que el carbón y 20% más bajas que el petróleo. Esta ventaja del gas frente a otros combustibles fósiles se ve fortalecida aún más cuando se toman en cuenta las emisiones de los principales contaminantes atmosféricos, como la materia particulada (PM 2,5), óxidos de azufre, en especial el dióxido de azufre (SO₂) y los óxidos de nitrógeno (NO_x). De acuerdo con el informe del *World Energy Outlook (WEO), Energía y Contaminación del aire del 2016*, estos tres contaminantes son los responsables de los mayores impactos de la contaminación del aire.⁽³⁾

Según el último informe especial del *WEO Energy Access Outlook del 2017 The environmental case for natural gas*,⁽⁴⁾ la combustión del gas natural produce niveles significativos de óxidos de nitrógeno (NO_x), correspondiendo en torno a un

10% de las emisiones globales de estos óxidos; pero prácticamente no produce emisiones de SO₂ y niveles muy bajos y despreciables de partículas finas. El carbón es el combustible que más emisiones globales de SO₂ genera. Los productos derivados de petróleo dominan las emisiones de NO_x, y la combustión de combustibles sólidos tradicionales como madera encabeza las emisiones de materia particulada, siendo responsables de más de la mitad de las emisiones.

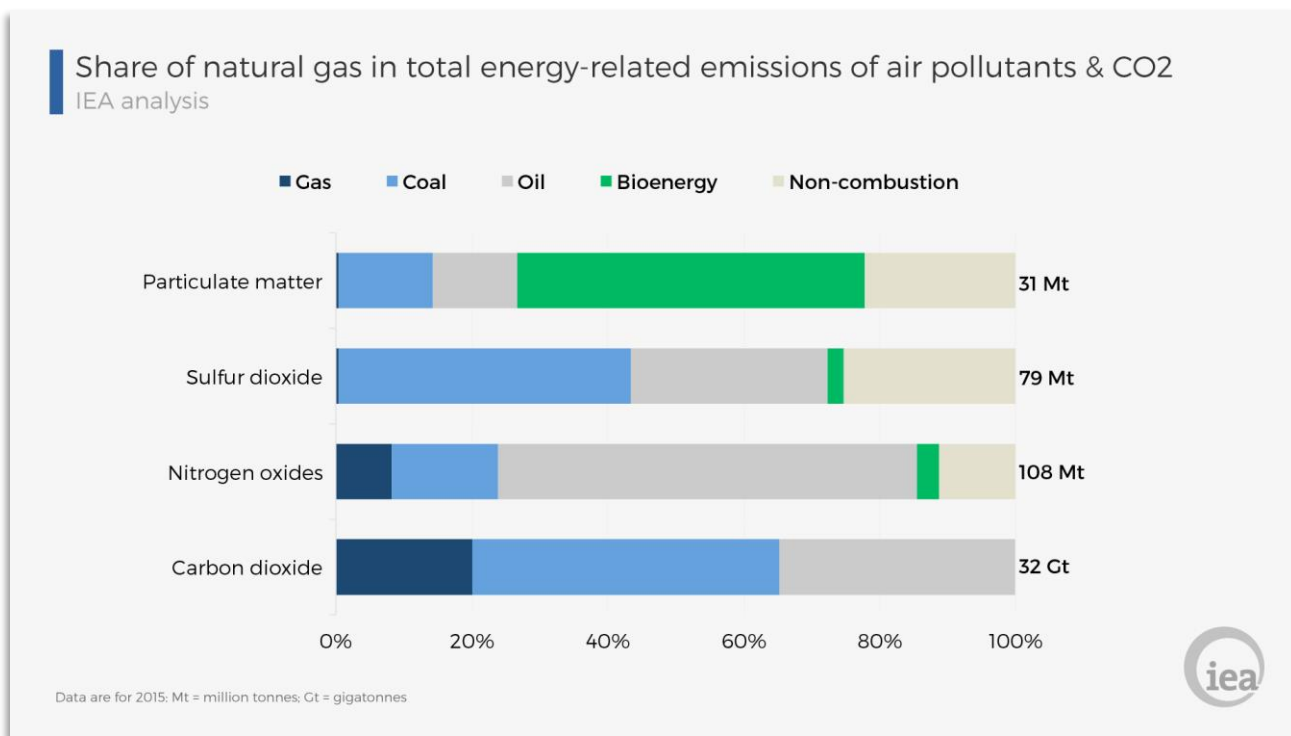


Imagen 3: Comparativo de emisiones de gas, petróleo, carbón y bioenergía

En el gráfico anterior (Imagen 3) se comparan las emisiones anteriormente mencionadas del gas, petróleo, carbón y bioenergía. Mt significa “millón de toneladas” y Gt significa “giga toneladas”. El gráfico representa los resultados de un análisis realizado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) del *Energy Access Outlook* del WEA de noviembre del 2017. El color azul oscuro se corresponde con las emisiones generadas por el gas natural. Hay un porcentaje de partículas, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno que son emitidos sin necesidad de haber realizado la combustión. Que el azul oscuro tenga poca superficie en el gráfico demuestra que hay menos emisiones de los principales contaminantes atmosféricos, y que por lo tanto es más sostenible y ayuda a su condición como

combustible más limpio que los combustibles fósiles. Sin embargo, se debe tener en cuenta la emisión de metano no relacionada con la combustión.

La concentración de metano en la atmósfera es actualmente dos veces y media superior que en las etapas preindustriales. En 2012 las emisiones de metano se estimaron en torno a 570 millones de toneladas. De esta cantidad, el 40% es de fuentes naturales y el 60% de fuentes antropogénicas. Del metano antropogénico, la mayor fuente emisora es la agricultura, responsable de un cuarto del total, seguido del sector energético, donde se incluyen las emisiones de carbón, petróleo, gas natural y biocombustibles.

En el *WEO-2017*, se estimó que hubo unas emisiones de 76 millones de toneladas de metano provenientes de operaciones de petróleo y gas a partes iguales. Estas emisiones se dan desde distintas fuentes emisoras a través del ciclo del petróleo y el gas, al momento de la extracción y procesamiento y a la hora de transportarlo y distribuirlo a los consumidores finales. A veces estas emisiones se producen por válvulas con fugas o por seguridad debido al diseño del equipo.

En algunos buques gaseros, cuando hay sobrepresión en los tanques, se debe ventear el gas a la atmósfera para evitar daños a la estructura del buque. Todas estas actividades contribuyen significativamente a las emisiones globales de metano. Las grandes zonas productoras de petróleo y gas de Eurasia y Medio Oriente son las responsables de la mitad de las emisiones totales, seguidas por América del Norte. En el informe anteriormente citado se estima que el 1,7% del gas extraído llega a la atmósfera antes de que llegue al consumidor.

Esta situación plantea una cuestión: ¿Cómo se relaciona la emisión de gas en comparación con el carbón? Para resolver esta pregunta vamos a convertir las emisiones de metano a un término equivalente de CO₂ combinando las emisiones de CO₂ de la combustión. El metano absorbe mucho más calor que el CO₂ (por unidad de masa) mientras se encuentra en la atmósfera, sin embargo permanece en la misma mucho menos tiempo. Así que la respuesta dependerá del intervalo de tiempo en el que se aplique el estudio. Una tonelada de metano equivale a entre 84 a 87 toneladas de CO₂ cuando se estudia su impacto ambiental en un período de

20 años (*GWP-20*). Si se estudia su impacto a un período de 100 años (*GWP-100*) va a equivaler a entre 28 a 36 toneladas de CO₂. Se debe agregar que la conversión del gas natural en electricidad tiene una mayor eficiencia que el carbón, por lo que las emisiones son menores para el gas natural en términos de electricidad producida. Esto quiere decir que cuando se produce energía eléctrica usando gas el índice de eficiencia es mayor que cuando se usa carbón.

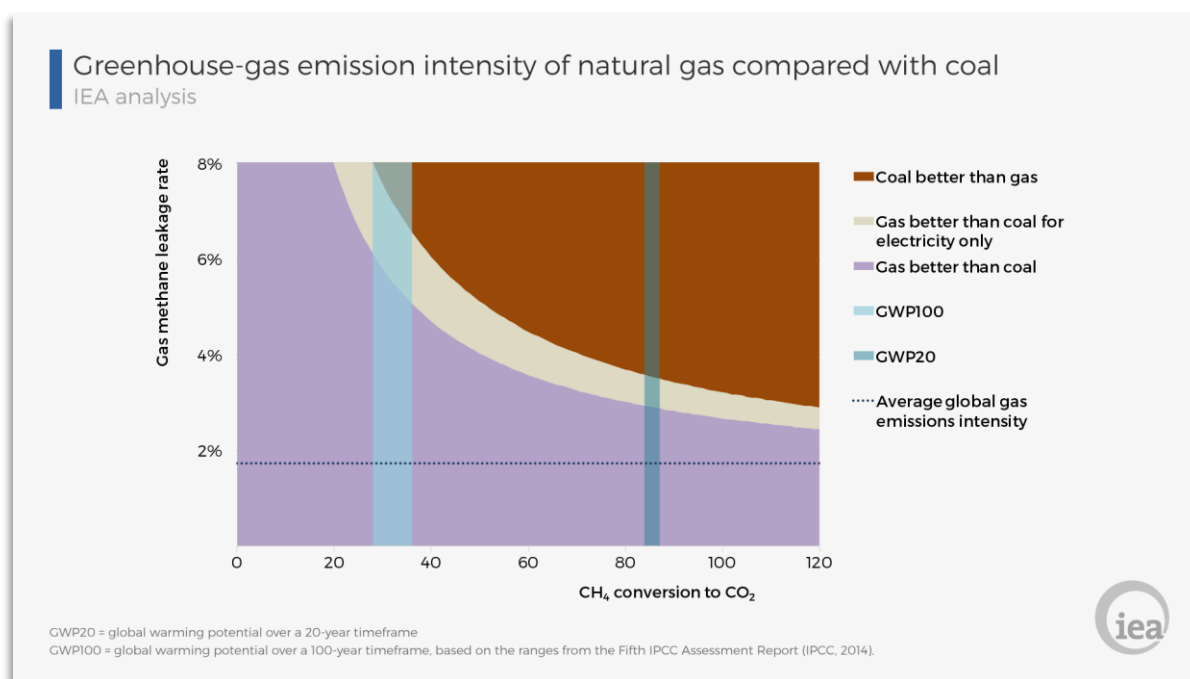


Imagen 4: Comparativa de emisión de gases de efecto invernadero entre el gas natural y el carbón en emisiones convertidas a CO₂

A pesar de estos inconvenientes, y según las estimaciones del informe, en promedio el gas genera muchas menos emisiones de gases de efecto invernadero que el carbón cuando se genera calor o electricidad, sin importar el plazo considerado.

Aun así, el futuro del gas natural no sólo depende del hecho de superar el rendimiento de las emisiones del carbono, sino también de garantizar que dichas emisiones sean bajas. Además, para seguir con las operaciones de extracción de gas en comparación con fuentes antropogénicas se debe garantizar una vía de acceso fácil al mercado del metano extraído. Si este valor del metano es mayor que el coste de la tecnología para extraerlo, transportarlo y almacenarlo, será posible

evitar emisiones de gases de efecto invernadero mientras que al mismo tiempo se genera una ganancia.

Para entender mejor esta perspectiva se desarrollaron las primeras curvas del costo marginal de reducción del metano. Dichas curvas describen los potenciales de reducción y costos e ingresos de las medidas para mitigar las emisiones de metano a nivel mundial. Con estas curvas se estima que es técnicamente posible evitar cerca del 75% de las emisiones actuales de 76 Mt de metano. Además, alrededor del 40-50% de dichas emisiones podrían evitarse sin costo neto. Esto significa que a pesar de que se debe invertir en tecnología para capturar estas emisiones, el costo de las mismas al ser vendidas en el mercado mitigaría la inversión de la tecnología necesaria. Este costo es más bajo en países en vías de desarrollo de Asia, África y Oriente Medio. En dichos países sacarían más beneficio económico del aprovechamiento de estas emisiones.

En regiones como América del Norte, Europa y algunos países de Eurasia tendrían un mayor coste pero aun así serían rentables. Esta información se puede apreciar en el gráfico siguiente (Imagen 5) publicado por la Agencia Internacional de la Energía que se presenta a continuación, y del que se puede concluir que en

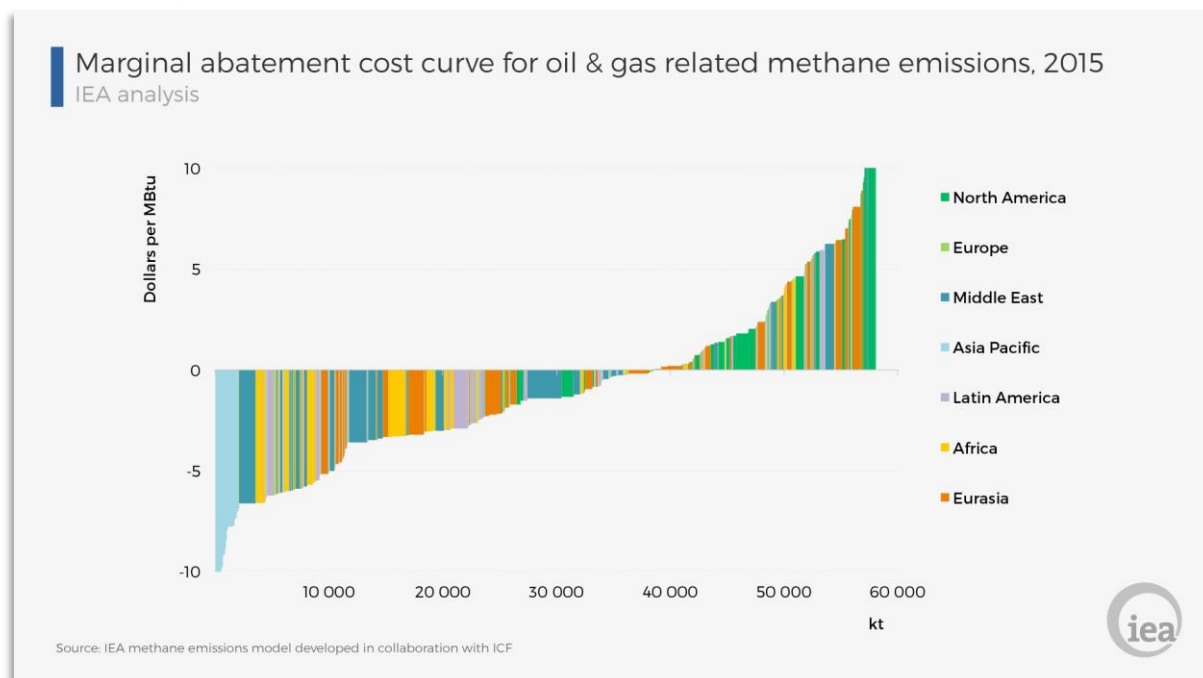


Imagen 5: Curva de costo marginal de reducción para las emisiones de metano relacionadas con el petróleo y el gas

todas las regiones la reducción de estas emisiones de metano representa una fórmula rentable de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Esta información genera otra duda: Si es posible mitigar una gran proporción de las emisiones actuales utilizando medidas que se pagan por si mismas a partir del metano recuperado, ¿por qué estas no han sido adoptadas todavía? Entre las posibles causas a esta situación se encuentra la falta de conocimiento de los niveles de emisión o de la relación coste-efectividad de la posible reducción. También podría apuntarse a la competencia por el capital dentro de las empresas que poseen una gran variedad de oportunidades de inversión, períodos de recuperación, fondos insuficientes para eliminar el umbral de inversión y la posibilidad de incentivos divididos, como por ejemplo cuando el propietario del equipo no saca un beneficio directo de la reducción de fugas o no aprecia el valor total de la inversión.

El beneficio de superar estos obstáculos sería enorme. El simple hecho de implementar las medidas de mitigación que posean valores actuales netos positivos en el Escenario de Nuevas Políticas, que es el escenario central *del World Energy Outlook* del 2017,⁽⁵⁾ reduciría el aumento de la temperatura global en 0,07°C para el 2100. Esto no parece mucho aparentemente, pero sí lo es y bastante en términos climáticos. Para producir esa misma reducción en el aumento de la temperatura mediante la reducción de emisiones de CO₂, sería necesario emitir 160 000 millones de toneladas menos de CO₂ durante el resto del siglo, y esto es equivalente a cerrar todas las centrales eléctricas de carbón existentes en China.

Estas tecnologías y enfoques orientadas a abordar las emisiones de metano ya están disponibles actualmente y tanto los esfuerzos voluntarios como los normativos están creciendo en dicho campo y se están haciendo progresos. Por ejemplo, las emisiones de gas de Estados Unidos han ido disminuyendo en los últimos años. Sin embargo, para lograr estas medidas de mitigación se necesitará un cambio radical de ambición en un área en donde pocos países poseen marcos de mitigación específicos.

La demanda del gas crece en todos los escenarios del *World Energy Outlook* 2017 hacia 2040. El ritmo del crecimiento depende de varios factores, como la asequibilidad del gas en relación con otros combustibles y tecnologías, las políticas de los gobiernos, así como el impacto de un mercado global de gas cada vez más interconectado en la inversión y seguridad del mismo. También va a depender de que la industria demuestre de manera creíble que las emisiones de metano de las operaciones de petróleo y gas se están reduciendo al mínimo.

6. ACTUALIDAD DEL GAS NATURAL

6.1 Principales países productores de gas natural

En la Imagen 6 y Tabla 2 presentadas a continuación, se muestra la producción de gas natural por países productores en el año 2016 en miles de millones de metros cúbicos. Los mayores productores de gas natural del mundo son Estados Unidos y Rusia. El 65% de la producción mundial se concentra en América del Norte, el área de la Comunidad de los Estados Independientes y Oriente Medio. Los países que más destacan son Estados Unidos, Rusia, Irán, Qatar y Canadá.⁽⁶⁾

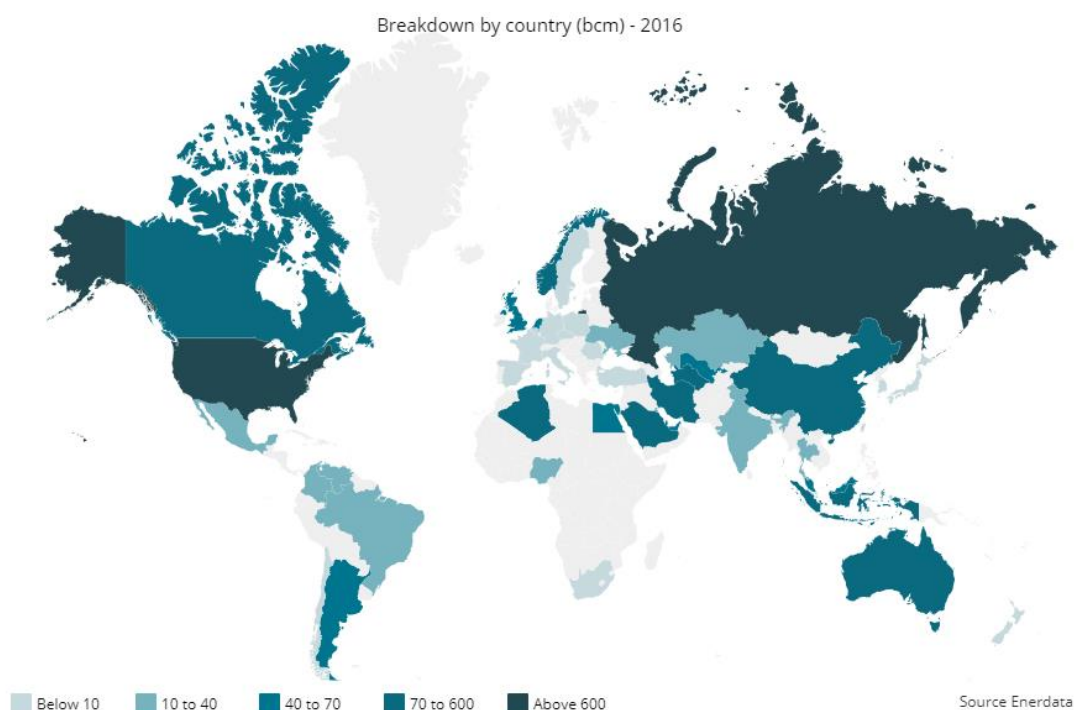


Imagen 6: Principales países productores de gas natural.

País	Mil millones de metros cúbicos producidos en el 2016
Estados Unidos	750
Rusia	628
Irán	190
Qatar	167
Canadá	165
China	137
Noruega	120
Argelia	97
Arabia Saudí	90
Turkmenistán	78
Indonesia	75
Australia	71

Tabla 2: Volumen de producción de gas natural por países.

En 2016, por primera vez en diez años, la producción de gas de Estados Unidos se contrajo. A pesar de los esfuerzos de reducción de costes y aumentos de productividad en la industria del gas, la caída de la producción se explica por la disminución en las labores de perforación y el cierre de muchos pozos no rentables, así como por la disminución de la producción convencional. En contraste, Rusia, que es el segundo mayor productor de gas natural del mundo, registró un ligero aumento de la producción debido a las exportaciones a países europeos, ya que las reservas de dichos países son cada vez menores. La producción de gas europeo continuó cayendo en torno a un ritmo promedio del 4,5 % por año debido al agotamiento de las reservas de gas convencional.⁽⁶⁾

Al mismo tiempo, Argelia experimentó la entrada en servicio de grandes capacidades de producción, lo que permitió a este país aumentar su producción después de años de una lenta expansión.⁽⁶⁾

Resulta de vital interés el caso de Rusia en materia del gas natural licuado. En diciembre del 2017 continuó la producción de gas natural licuado de Rusia con la explotación del yacimiento Yuzhno-Tambeyskoye, en la península de Yamal.⁽⁷⁾

Dicho yacimiento cuenta con reservas confirmadas de gas natural de 926 000 millones de metros cúbicos. El proyecto implica la construcción de tres fases de instalaciones para licuar 5,5 millones de toneladas de gas natural al año. La segunda fase empezará a trabajar en 2018 y la tercera en 2019. Estos suministros anticipados de GNL de Yamal van a permitir que Rusia adelante a varias plantas estadounidenses y australianas de gas natural que actualmente operan en el mercado mundial. Esta primera fase suministrará 3200 millones de metros cúbicos anuales a España de GNL a partir de 2018, siendo este un volumen que supone el 10% del consumo anual de España.

El Proyecto Yamal, en la costa norte de Rusia, va a dar empleo a 15 metaneros rompehielos de 172 000 m³. Además, también van a necesitar 10 metaneros convencionales para su transporte a sus clientes finales.

Debido a la competencia internacional existente hoy en día por los recursos situados en el Ártico, esta exploración de la Ruta Marítima del Norte le da a Rusia una gran importancia geopolítica. En 2019 se planea construir una nueva planta en la península de Guidán, lo que demuestra que hay un gran auge por parte de este país en el tema energético del gas natural.⁽⁷⁾

Hasta el momento, España ha estado importando gas desde países como Argelia (51%), Francia (12%) o Qatar (11%). Nigeria y Trinidad y Tobago también aparecen como proveedores. Debe destacarse que en 2016 Gas Natural Fenosa firmó un contrato con la empresa estadounidense Cheniere por un período de 20 años para el suministro de 4900 millones de metros cúbicos de gas al año, aunque finalmente la cantidad de suministro quedó por debajo de lo esperado. La ventaja del gas ruso, además de la estabilidad política que posee Rusia, es el precio. Mil metros cúbicos de gas natural ruso tienen un precio de 210 dólares, unos 30 dólares menos que el resto de competidores.⁽⁸⁾

El ritmo de desarrollo de la industria mundial de GNL es cada vez mayor. Según Alexéi Belogóriev,⁽⁷⁾ uno de los directores del Instituto de Energía y Finanzas de Rusia, el gas natural licuado de Estados Unidos, que también trata de penetrar

en el mercado europeo, no puede competir con el GNL ruso. El mayor problema para el GNL proveniente de Estados Unidos consiste en que entra en el mercado europeo en un momento en el que hay exceso de oferta y en el que los precios van a la baja, mientras que, a fin de mantenerse competitivas, las empresas estadounidenses necesitan que estos sean más altos.

6.2 Principales países consumidores de gas natural

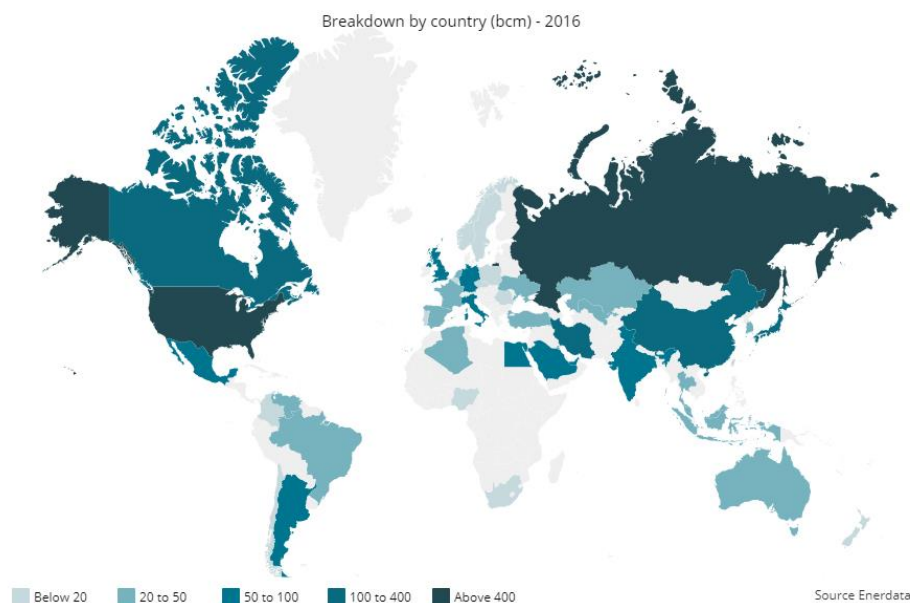


Imagen 7: Principales países Consumidores de Gas Natural

Pais	Mil millones de metros cúbicos consumidos en el 2016
Estados Unidos	782
Rusia	423
China	203
Irán	188
Japón	127
Canadá	111
Alemania	91
Arabia Saudí	90
Reino Unido	82
Emiratos Árabes Unidos	74
Italia	71
México	70

Tabla 3: Consumo de gas natural por países.

Donde se ha podido apreciar mayor dinamismo ha sido en América del Norte, especialmente en Estados Unidos, además de en el mercado asiático, que se mantiene vigoroso a pesar del descenso de la tasa de crecimiento de las economías en la zona, particularmente en China.⁽⁹⁾

Estados Unidos es el País que consume más gas natural en todo el mundo, con una cuota cercana al 22% de la producción total. Le siguen Rusia, China, Irán y Japón.

China duplicó su consumo de gas natural desde 2007. India aumentó su consumo desde 2007 en un 50%. Dichos países, junto a Japón, son los principales destinos de buques GNL y los principales causantes de que los precios sean más elevados en esas zonas.

El alto nivel de contaminación en las ciudades chinas está generando la potenciación del transporte de vehículos de gas natural. El consumo en transporte evolucionó de 2bcm en el año 2000 a más de 10 bcm en 2010. Para el 2015 se construyeron más de 1000 estaciones de servicio de GNL para automoción.

El Consumo de gas en China superó los 150 bcm en 2012, dato que representa un aumento del 15% sobre 2011. En 2015 alcanzó cerca de los 230 bcm. Cómo se puede ver en la Imagen 8,⁽⁷⁾ hasta 2016, en términos generales, el

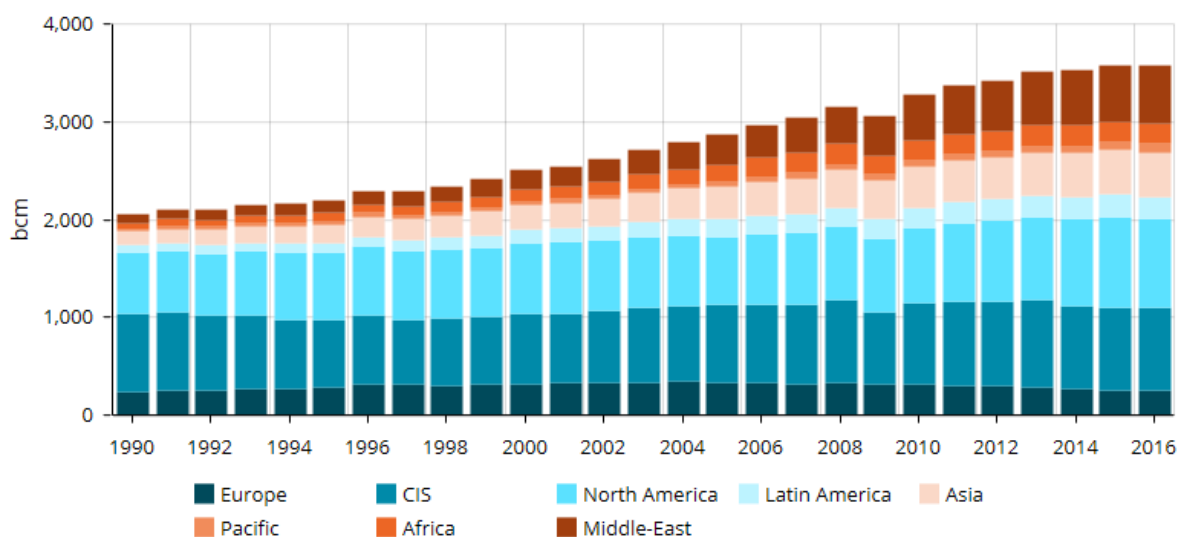


Imagen 8: Evolución del consumo de gas natural por regiones del mundo.

consumo de gas natural se ha ido incrementando en la mayoría de las regiones del mundo, lo que confirma la rentabilidad de esta fuente de energía.

Los países desarrollados tienden a *gasificarse*, es decir, a dejar de depender del petróleo y pasar al consumo de Gas Natural.

6.3 Medios de transporte del gas natural

El transporte eficiente y efectivo del gas natural desde las regiones productoras hasta las regiones de consumo necesita de un sistema de transporte extenso y elaborado. En la mayoría de los casos, el gas natural extraído de un pozo en particular deberá viajar una gran distancia para llegar al lugar de su uso. El transporte se realiza por mar o por tierra. El transporte por mar se realiza mediante el uso de los buques GNL, en los que el gas se transporta licuado a bajas temperaturas en forma de GNL. El transporte por tierra se realiza principalmente por gasoductos, aunque también se utiliza el tren y el camión. En este caso, para su transporte se utilizan más las altas presiones, por lo que el transporte se realiza en forma de CNG a diferencia del transporte marítimo que utiliza el formato GNL. ⁽¹⁰⁾

6.3.1 Transporte por vía marítima

Con los buques GNL, el gas se transporta licuado, manteniendo la temperatura por debajo de su punto de vaporización. Esto es conveniente para el transporte internacional, ya que en comparación con el gasoducto y el transporte terrestre en general, al ser transportado en estado líquido se aprovecha mejor el volumen ya que en estado líquido es más denso. Como se vio anteriormente, los principales productores de gas natural son países de Norteamérica, Medio Oriente y Rusia. Dado que estas zonas se encuentran alejadas de Corea, China, Japón y los países Europeos, que son importadores claves del gas natural, es esencial que exista un envío marítimo de GNL y por lo tanto ciertas rutas marítimas tendrán un mayor flujo de GNL que otras.

En la Imagen 9 a continuación se pueden apreciar en color naranja los principales países importadores de gas natural. En azul, los principales exportadores. Los países con líneas de pendiente positiva comprenden aquellos que exportan e importan, y los de pendiente negativa aquellos que re-exportan. En verde se pueden apreciar las principales rutas del transporte del gas natural en flujo de millón de toneladas para el año 2016. Como puede observarse, hay un gran flujo de gas desde el Medio Oriente a países asiáticos como India, China, Japón y Corea.⁽¹¹⁾

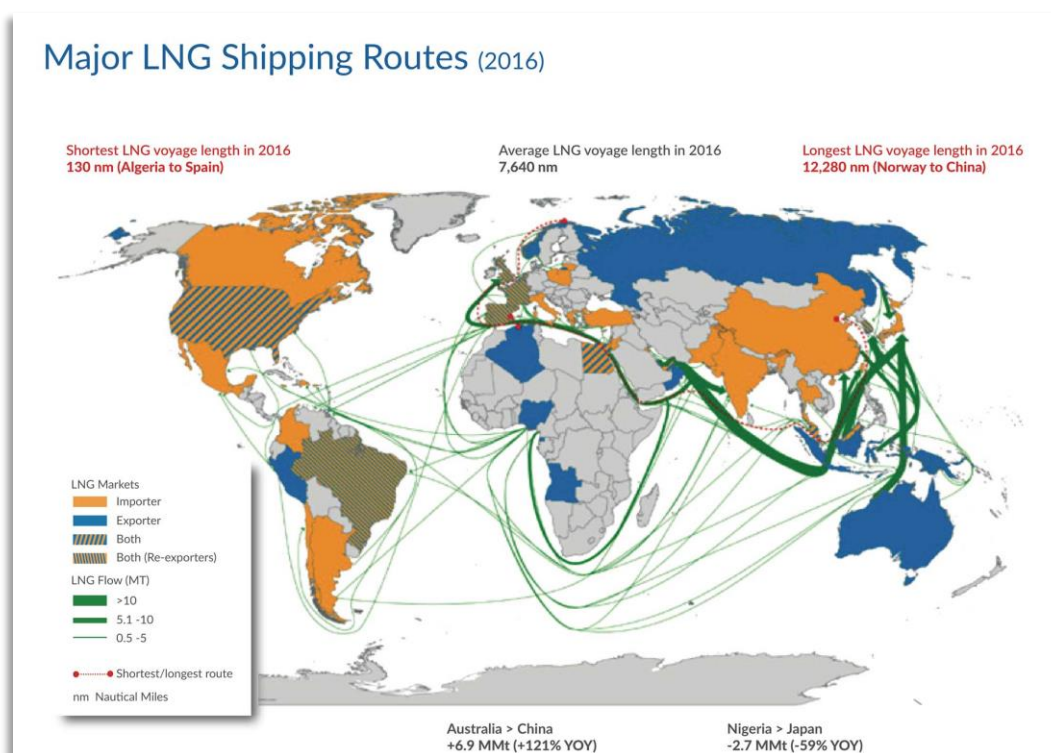


Imagen 9: Principales rutas de buques GNL

Desde Medio Oriente, este y norte de África y Trinidad y Tobago, hasta las costas orientales de América del Norte y las islas del Caribe.

De Medio Oriente hasta Europa Occidental y Meridional por medio del Canal de Suez. Otra alternativa es por la ruta del Cabo de Buena Esperanza.

Además, de África Oriental y Central, el norte de África y Medio Oriente a través del Océano Atlántico hacia Asia, Europa y Norteamérica.

Otra ruta es desde Medio Oriente, el Archipiélago Malayo y Australia hasta países altamente industrializados del Lejano Oriente como China, Corea y Japón, a través del Océano Índico y los mares del Sureste Asiático.

Desde Rusia se transporta hacia países asiáticos industrializados como Japón, China, Corea del Sur y hacia países europeos como Reino Unido. Esta ruta se realiza a veces por la zona ártica.⁽¹²⁾

Rusia posee el primer buque GNL construido que es a la vez rompehielos, el LNG/c Christophe de Margerie (Imagen 10). Este buque permite romper hielo de hasta 2,5 metros de espesor, permitiéndole navegar durante todo el año sin escolta de otros buques rompehielos. Este buque ha realizado rutas árticas a países como Reino Unido y China. Debido a la posición geopolítica de Rusia, mucho de su gas es transportado por gaseoductos, aunque no se descarta el transporte marítimo del mismo.⁽¹³⁾



Imagen 10: LNG/c Christophe de Margerie.

6.3.2 Transporte terrestre del gas natural

Cómo se mencionó anteriormente, el transporte terrestre del gas natural se realiza a altas presiones, a diferencia del transporte por vía marítima que es licuado y a bajas temperaturas.

El gasoducto es el principal medio para transportar gas natural por tierra. Cerca del 70% del gas es transportado por medio de gasoductos. Como alternativa a esta opción, le sigue el transporte por ferrocarril. Sólo en Estados Unidos, el transporte por ferrocarril se incrementó de forma exponencial, comenzando con 7 millones de barriles en 2008 y alcanzando los 262 millones en 2013. Los números disminuyeron en los últimos años, aunque sigue ofreciendo una ventaja competitiva para acceder a zonas remotas que no estén aprovisionadas por gasoductos.⁽¹⁴⁾

A pesar que ambos métodos son los más utilizados, el transporte por camión es utilizado para mover pequeñas cantidades de gas en distancias cortas o hacia zonas donde no hay infraestructura de gasoducto o ferrocarril. Un camión promedio lleva la tercera parte de la capacidad de un tanque en un vagón de ferrocarril.

Económicamente hablando, el gasoducto representa un proyecto complejo con un alto coste inicial. Pueden tomar mucho tiempo y dinero obtener los permisos necesarios. Según el *Oil and Gas Journal*,⁽¹⁴⁾ el coste estimado de construcción por kilómetro es de 4,08 millones de dólares. Además, los gastos de mantenimiento anual de cada kilómetro oscilan desde los 84 000 hasta los 108 000 dólares, dependiendo del tamaño de la tubería. A pesar de esto, sólo en Norteamérica hay cerca de 48 300 km de tuberías en construcción o planificadas. Esto sugiere que a pesar

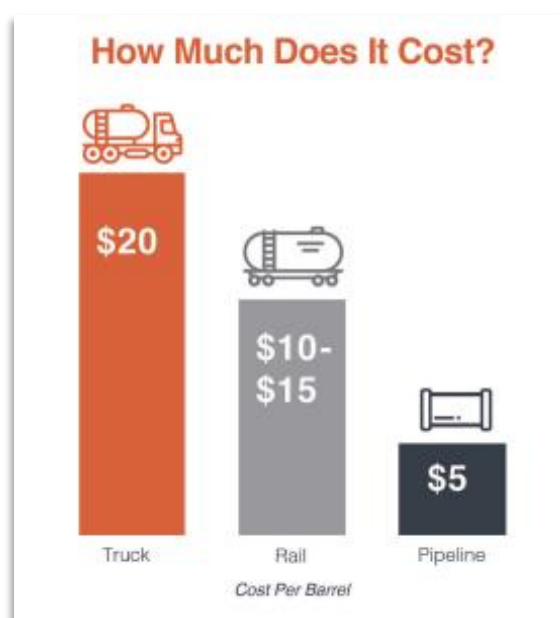


Imagen 11: Comparativo del coste de transporte por barril.

de la inversión requerida y los gastos de mantenimiento implícitos, se consideran una inversión que vale la pena. Por otro lado, los gasoductos son más eficientes para transportar materia en grandes cantidades. El transporte de gas por gasoducto resulta más económico que transportarlo por ferrocarril o camión, ya que por gasoducto un barril cuesta cerca de 5 dólares, por ferrocarril de 10 a 15 dólares y por camión 20 dólares. La ventaja del ferrocarril con respecto al gasoducto es que es mucho más rápido. Sin embargo, por gasoducto se puede transportar mucho más volumen.

Los gasoductos trabajan a presiones de 72 bar en la red básica de transporte, aunque pueden llegar a presiones aún mayores y a 16 bar en la red de distribución en ciudades. Esto es debido a que para llevar gas a hogares es necesario disminuir la presión a valores que sean seguros para su consumo final. Este cambio de presiones se consigue construyendo estaciones de regulación a lo largo del gasoducto.



Imagen 12: Gasoducto Nordstream

Las tuberías que poseen una mayor presión tienen mayor diámetro y las de menor presión utilizadas para la distribución en zonas urbanas principalmente tienen menor diámetro. El mayor gasoducto del mundo es el Nordstream, construido bajo el mar del Norte entre Rusia y Alemania, el cual alcanza presiones de transporte de 200 bar.

7. FUTURO DEL MERCADO

El bajo precio del gas natural y el reciente aumento del coste requerido para producir electricidad a partir del carbón, ha generado en los últimos años un cambio del carbón al gas natural como fuente de producción energética. La quema del gas natural en lugar del carbón podría ayudar a reducir la contaminación atmosférica, generando así beneficios para la salud pública y el medio ambiente. Además, debido a que los generadores de gas natural pueden aumentar o disminuir su ritmo de producción rápidamente, podrían soportar la integración de energía eólica y solar, creando un marco flexible para el sistema eléctrico y pudiéndose utilizar para satisfacer los picos de demanda.⁽¹⁵⁾

A pesar de que el gas natural es concebido como clave para el futuro de la producción eléctrica mundial, el carbón mantendrá su estatus como el líder mundial en producción de electricidad hasta 2040. La razón de esto es que la mayoría de los países, y en especial los de rápido desarrollo, van a continuar aprovechando el coste más bajo disponible, y ese coste le pertenece al carbón.⁽¹⁶⁾

Sin embargo, el *WEO-2017* muestra que a pesar de que el carbón seguirá manteniendo el liderato como fuente de energía, su participación en la producción mundial de electricidad se reducirá del 40% actual al 30% para el año 2030. Esto se debe a la presión ejercida en muchos países al objeto de frenar la contaminación atmosférica. Es en este punto donde entra el gas natural en juego, ya que el *WEO-2017* anticipa un gran crecimiento en la producción de energía eléctrica, correspondiéndole al gas natural la mayor parte de dicho crecimiento.

El carbón se mantendrá en estas décadas como líder, pero perderá una participación sustancial en el mercado en beneficio del gas natural. Según el informe, habrá un incremento del 45% en la producción y uso del gas natural para el año 2040. Además, aunque el *WEO-2017* tiene una ventaja limitada en la producción de electricidad debido al coste del carbón, el gas natural superará al carbón hacia el año 2040 en términos de todos los usos de energía combinados. Esto se debe a que el carbón es utilizado principalmente para la producción de

electricidad, mientras que el gas natural posee una gama diferente de usos, como se mencionó en la sección *Usos y Aplicaciones del Gas Natural* (Capítulo 4, Apartado 4.1), incluyendo el uso del gas natural como combustible en buques, recalcando que el 90% del comercio mundial se hace en algún punto de la cadena de producción o suministro por medio del transporte marítimo, lo que va a suponer, no solo el aumento de consumo de GNL ya mencionado, sino una considerable expansión de su red de distribución y puntos de almacenaje y suministro.⁽¹⁶⁾

Según el artículo de ANAVE (Asociación de Navieros Españoles) titulado *La flota mundial de GNL, camino de récord de entregas de nuevas construcciones en 2017*,⁽¹⁷⁾ hasta finales de agosto de 2017 se habían entregado 27 buques de transporte, suministro y producción de GNL. A esto se debe añadir que se contrataron 14 nuevas construcciones y se entregaron otros 28 buques antes de finalizar el año, por lo que 2017 fue un año récord, con 55 buques relacionados con la industria del GNL entregados.

Sólo en 2016, el comercio mundial de GNL creció en 20 millones de toneladas, un 8%, y debido a las nuevas regulaciones internacionales y la viabilidad del GNL todo indica que seguirá habiendo demanda de buques en los próximos años.

7.1 Regulaciones internacionales que ayudarán al futuro del gas natural

Cada vez se realizan mayores esfuerzos y se establecen más regulaciones a nivel mundial para reducir la contaminación y dejar de contribuir al calentamiento global. A lo largo de los años, se han llevado a cabo muchas iniciativas, como el Protocolo de Montreal de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, concebido para proteger la capa de ozono por medio de la reducción de la producción y consumo de sustancias que afectan a dicha capa. Dicho protocolo fue negociado en 1987 y entró en vigor en 1989.

Años después se trabajó en el Protocolo de Kioto, en el que se acordó reducir al menos un 5% las emisiones de los gases dióxido de carbono, metano y óxidos

nitrosos, así como ciertos gases industriales fluorizados entre los años 2008 y 2012. Dichas medidas entraron en vigor en 2005, encontrándose operativas actualmente, ya que fueron ratificadas para un segundo período de vigencia en 2013 que se extenderá hasta 2020. Estados Unidos, siendo el país con mayor nivel de emisiones a nivel mundial en ese momento no ratificó el protocolo, y Canadá lo abandonó a fin de evitar multas relacionadas con el incumplimiento de la reducción de emisiones.

En 2015, 195 países firmaron el Acuerdo de París contra el Cambio Climático. Dicho acuerdo tiene el objetivo de reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos para erradicar la pobreza.⁽¹⁸⁾ Este acuerdo entrará en vigor después de que finalice el Protocolo de Kioto. Actualmente posee 193 firmantes. Donald Trump, presidente de los Estados Unidos, anunció en 2017 la retirada de su país del Acuerdo debido a sus promesas en pro de los intereses económicos de la nación. A pesar de esto, en las últimas décadas se ha estado generando un interés y un compromiso global para la mejora del medio ambiente, lo cual abrirá más las puertas a fuentes de energía más limpias para las próximas décadas.

7.2 Anexo VI revisado del Convenio MARPOL

Este anexo fue adoptado en 1997 y restringe los principales gases contaminantes atmosféricos generados por la combustión de los motores en buques, en especial los óxidos de azufre (SO_x) y los óxidos de nitrógeno (NO_x) y prohíbe emisiones deliberadas de sustancias que afecten la capa de ozono. Igualmente, en él se regula la incineración a bordo así como las emisiones de compuestos orgánicos volátiles en buques tanque.

Después de la entrada en vigor del Anexo VI del Convenio MARPOL el 19 de mayo del 2005, el Comité de Protección del Medio Marino (MEPC) acordó en julio del 2005 revisar dicho anexo con el fin de reducir los límites máximos de emisión a partir de tecnologías y nuevas fuentes de energía. Entre los principales

cambios resalta la reducción progresiva de las emisiones de SOx, NOx y materia particulada, así como la creación de zonas de control de emisiones (ECA's) con la finalidad de reducir aún más las emisiones de contaminantes atmosféricos en estas zonas marítimas designadas. En este marco revisado, el límite máximo del contenido de azufre a nivel mundial se reducirá del actual 3,5% al 0,5%, y tendrá efecto a partir del 1 de enero de 2020. También es necesario destacar que los límites de SOx y materia particulada aplicable a las zonas marítimas designadas se redujeron desde el 1 de enero del 2015 a 0,1%.⁽¹⁹⁾

Esta limitación de emisiones de óxidos de azufre procedente de buques reducirá la contaminación dando como resultado un medio ambiente más limpio y sano, además de la subsecuente reducción de la materia particulada formadas por la combustión de los motores. Según el estudio *¿Por qué la limitación de las emisiones de óxidos de azufre procedentes de los buques tendrá un efecto positivo en la salud humana?*, presentado por Finlandia en 2016 al MEPC⁽²⁰⁾ se estimó que de no reducirse los límites de óxidos de azufres procedentes de buques en 2020, la contaminación atmosférica producida por los buques contribuiría a más de 570 000 muertes prematuras en el período comprendido entre 2020 a 2025.

Cabe deducirse por consiguiente que la reducción de óxidos de azufre en buques tendría efectos muy positivos para la salud, especialmente en poblaciones y ciudades cercanas a los puertos y rutas principales del transporte marítimo, haciendo ambientalmente viable el uso de fuentes más limpias como el gas natural en buques de servicio portuarios o buques que están o transitan cerca de poblaciones, ello con el objetivo de cumplir con esta limitación en cuanto a las emisiones además de estar cerca de estaciones de recarga de combustible.⁽²¹⁾

7.3 Consumo del GNL en el transporte marítimo

Los buques pueden cumplir las normas de la prescripción del Anexo VI revisado del Convenio MARPOL utilizando como combustible fueloil reglamentario de bajo contenido en azufre. Sin embargo, cada vez hay un mayor número de

buques que utiliza el gas natural como combustible, ya que el proceso de combustión del gas natural genera emisiones de óxido de azufre insignificantes, dato que ha sido reconocido en la elaboración del código internacional para los buques que utilicen gas u otros combustibles de bajo punto de *inflamación* (*Código IGF*) adoptado en 2015, y que por lo tanto ayudan al posible desarrollo económico del gas natural como combustible. La opción del GNL es una buena alternativa ya que se encuentra respaldada por décadas de investigación, es seguro y su implantación no requiere de una gran inversión en equipos, infraestructura y motores, mientras mantiene costes competitivos respecto a los derivados del petróleo.⁽²¹⁾

El GNL como combustible representa un avance tecnológico que de seguro aportará beneficios significativos en comparación al HFO: un 25% menos de emisiones de CO₂, 99% menos de emisiones de óxidos de azufre, 99% menos de emisiones de materia particulada y 85% menos de emisiones de óxidos nitrosos. Estos porcentajes demuestran que, en efecto, es ambientalmente más viable además de ser económicamente competitivo.⁽²²⁾

En estos momentos ya se están empezando a tomar medidas prácticas para utilizar el GNL como combustible para el transporte marítimo. La naviera CMA CGM ha decidido equipar sus próximos 9 portacontenedores de 22 000 teu que se entregarán en el año 2020 (año límite por la reglamentación) con motores que utilizarán el GNL como combustible. La naviera Maersk declaró públicamente que a largo plazo los combustibles alternativos son una mejor solución que los *scrubbers* para cumplir con la normativa ambiental.⁽²²⁾

Entre otros ejemplos de medidas tomadas cabe citarse la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de octubre de 2014 relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. Según el artículo publicado por Ana María Barrera Medina titulado *Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del consejo de 22 de octubre de 2014 relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos* del sitio web *Actualidad Jurídica Ambiental* ⁽²³⁾ que habla sobre dicha

directiva, se fija un marco común para la implantación de infraestructura para combustibles alternativos en la Unión Europea, y lo hace con el objetivo de minimizar la dependencia de los transportes basados en el petróleo y mitigar el impacto ambiental del transporte. Establece requisitos mínimos para la creación de una infraestructura para los combustibles alternativos que incluyen puntos de recarga para vehículos eléctricos y puntos de repostaje de gas natural y de hidrógeno, además de especificaciones técnicas comunes sobre estos puntos de recarga y repostaje, así como los requisitos de información para los usuarios. Estos combustibles alternativos tratados en la referida directiva sustituyen a los combustibles fósiles clásicos como fuente de energía en el transporte y pueden contribuir a la descarbonización y a mejorar el comportamiento medioambiental del transporte.

Además, en la península ibérica actualmente se está desarrollando el proyecto CORE LNGas hive. Según el folleto oficial del proyecto,⁽²⁴⁾ se trata de una iniciativa cofinanciada por la Comisión Europea a través del mecanismo Conectar Europea de la Convocatoria Transporte 2014, teniendo por objetivo desarrollar una cadena logística integrada, eficiente y segura para el suministro de GNL como combustible para el sector del transporte y en especial del marítimo. Esto promoverá el uso del GNL como combustible marítimo, no sólo para los buques, sino también para las zonas portuarias. Asimismo, este proyecto contempla la realización de 25 estudios impulsados por sus socios con el objetivo de la adaptación de las infraestructuras y el desarrollo logístico-comercial que puedan permitir la prestación de servicios a pequeña escala y de *bunkering* de suministro de GNL como combustible para barcos.

El proyecto es soportado por un total de 42 socios de España y Portugal pertenecientes a diferentes instituciones, autoridades portuarias, operadores de GNL, constructoras navales, regasificadoras y otras empresas relacionadas.⁽²⁴⁾

Según el artículo *Sigue creciendo la aceptación del GNL como combustible para el transporte marítimo* de la Asociación de Navieros Españoles (ANAVE) publicado en diciembre del 2017,⁽²⁵⁾ hoy en día hay 117 buques operativos que utilizan GNL, y más de dos tercios de dichos buques están operando en Europa. A dicho número deberán sumarse otros 111 que ya están pedidos.

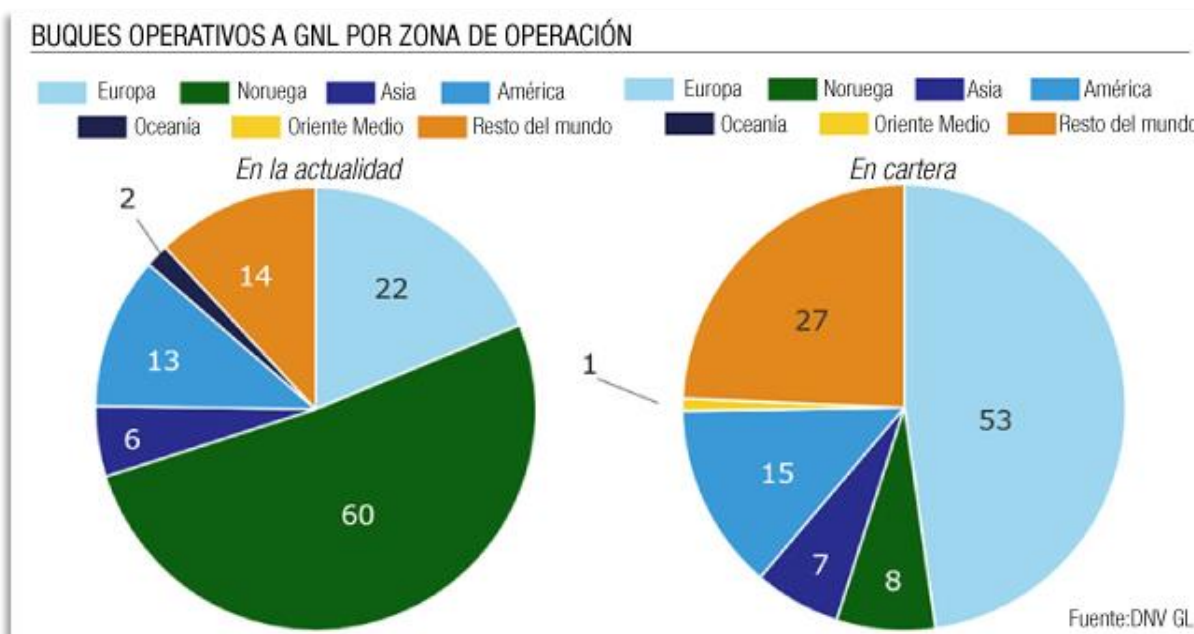


Imagen 13: Buques operativos propulsados a GNL por zona de operación en la actualidad y encargados.

Del mismo modo, se debe agregar a estas cifras 114 buques clasificados como *GNL-ready*. Esto significa que dichos buques están preparados para trabajar con GNL en cualquier momento. Estos datos fueron obtenidos de la sitio web de DNV GL, Sociedad de Clasificación acreditada internacionalmente con sede en Oslo, Noruega, creada en 2013 por la fusión de DetNorske Veritas (Noruega) y Germanischer Lloyd (Alemania).⁽²⁶⁾

Actualmente las condiciones necesarias para este cambio de fueloil a gas natural ya se están produciendo, y las opciones de suministro están creciendo en todo el mundo. Existen ya 60 puntos de suministro de GNL en el mundo, entre los que podríamos citar Singapur, el Caribe, Medio Oriente y Europa, y según los últimos datos proporcionados en el portal de GNLi de esta sociedad de clasificación, se van a poner en marcha otras 28 instalaciones y se están negociando otras 36.

A inicios de 2018, existen 6 gabarras de suministro de GNL operativas y hay confirmados otros 4 proyectos más.

Empresas de gran importancia como Total, Shell, Gas Natural Fenosa, ENN y Statoil anunciaron planes para construir nuevos buques de suministro de GNL. Estos suministradores de GNL se están preparando para actuar en el momento adecuado, ya que no pondrán en marcha su infraestructura de suministro hasta que los buques pedidos con características para funcionar con este combustible estén operativos. A pesar de eso, podemos destacar que dichas firmas se esfuerzan para asegurar clientes clave, tener la ventaja de ser los primeros en el sitio y evitar que sus rivales se establezcan cerca.⁽²⁵⁾

Un ejemplo de esto sería el acuerdo de fletamento que recientemente Shell firmó a largo plazo para una gabarra con capacidad de 4000 m³ para suministrar GNL a lo largo de la Costa Este de Estados Unidos, ello debido a la creciente demanda de GNL en las líneas de cruceros que trabajan en dicha zona. Según Martin Wold, uno de los asesores de DNV GL en el campo medioambiental ⁽²⁵⁾ se considera probable que en un futuro cercano se desarrollen más servicios de suministro en lugares como el norte de Europa, Oriente Medio, Golfo de México, Singapur y el Mediterráneo.

Por otro lado, en algunos países asiáticos industrializados tales como China, Corea del Sur y Japón, se están llevando a cabo iniciativas gubernamentales relacionadas con el GNL con el fin de mantener sus proyectos económicos mientras combaten la contaminación local.

La regulación de la OMI reflejada en el Anexo VI del Convenio MARPOL revisado establece 2020 como fecha definitiva para el límite de emisión de azufre en los combustibles marinos, lo cual creará una gran presión política, por lo que cualquier retraso o flexibilización de su aplicación será muy improbable. Esto ayudará a garantizar que el gas natural será una opción demandada a corto y medio plazo. Todos estos acontecimientos muestran en definitiva que el punto de inflexión de aceptación de este combustible está más cerca que nunca.

8. UNIDAD FLOTANTE DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN (FSRU)

Una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (*Floating Storage Regasification Unit, FSRU*) es un buque que posee una planta de regasificación a bordo capaz de regresar el GNL en estado líquido a estado gaseoso y comprimido para que después pueda ser distribuido a los usuarios por medio de gasoductos.

Cómo se vio anteriormente, el combustible GNL es transportado y almacenado en estado líquido a -162 °C . Sin embargo, su uso convencional no se realiza a dicha temperatura. Esta temperatura es exclusivamente de almacenamiento y de transporte, ya que para utilizarse como combustible o materia prima es necesario que se encuentre en estado gaseoso. Para alcanzar el estado gaseoso será necesario utilizar una planta de regasificación.

La regasificación es el proceso mediante el cual el GNL en estado líquido y a temperatura de -162 °C regresa a estado gaseoso a una temperatura cercana a la ambiental. La unidad es capaz de transformar el GNL en GNC (Gas Natural Comprimido) para posteriormente suministrarlo a la red terrestre. Esto se hace por medio de vaporizadores que, generalmente, utilizan el agua de mar trabajando como sistema de circulación forzada (suele constar de unos serpentines, en vertical, por cuya base se introduce el GNL y bañado por una *cascada* de agua de mar). Sin embargo, existen diversos tipos de vaporizadores y circuitos. El calor se cede al GNL líquido que entra al vaporizador y así se calienta hasta que alcanza el estado gaseoso. Los buques GNL que pueden realizar este proceso son buques FSRU.⁽²⁷⁾

Las FSRU pueden ser equipadas de dos maneras distintas:

- Pueden ser instaladas en un buque GNL convencional como una unidad separada al momento de construirse en astillero.
- Pueden ser instaladas en buques GNL antiguos que trabajen como una unidad independiente fija y ser colocadas en una instalación en altamar o amarradas a tierra en un punto geográfico específico.

En el primer caso, la construcción del buque es similar a la de cualquier buque GNL que realiza operaciones de comercialización, presentando como ventaja que tanto el proceso de licuefacción como el de calentamiento y compresión puede realizarse a bordo sin necesidad de que la carga tenga que pasar por una terminal para su regasificación.

En el segundo caso, un buque GNL antiguo es modificado con instalaciones para altamar a fin de que pueda desempeñar el papel de unidad flotante de GNL, pudiendo tener o no tener medios de propulsión, en cuyo caso trabajaría como una unidad fija. Al trabajar como unidad fija en un puerto, se encargaría de almacenar el GNL en estado líquido y conforme exista demanda, se utilizaría el sistema de FSRU para satisfacerla, calentando el GNL hasta alcanzar su temperatura de explotación comercial. Cuando sus tanques empiezan a estar vacíos, se realizan operaciones STS para garantizar que no habrá agotamiento del almacenamiento en sus tanques.

8.1 Contexto y comparación de buques FSRU con terminales terrestres

El negocio de las Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación se inició en 2001 cuando *El Paso* contrató a *Excelerate Energy* para construir el primer buque FSRU para el proyecto *Gulf Gateway Deepwater Port*.⁽²⁸⁾ A fecha de Julio de 2017 existen 26 buques FSRU de los cuales 23 trabajan como terminales y los otros tres operan como buques GNL normales. Otros diez están actualmente en construcción y hay opciones de otros diez más ubicados en astilleros. Según un informe reciente de IGU se estima que para 2025 habrá unos 50 buques FSRU operativos en el mundo con capacidad de importar en torno a 200 mtpa, un valor que representa el 60% de la producción mundial del año 2016.⁽²⁹⁾

El rápido crecimiento de estas tecnologías se debe a que poseen un menor coste, un calendario más rápido y cómodo, mayor flexibilidad comercial y poseen la característica de ser activos reutilizables en comparación con una terminal en tierra que no puede ser reubicada y puede convertirse en un coste irrecuperable.

Además, los buques FSRU agregan valor comercial a los buques GNL antiguos, permitiendo a las navieras seguir generando ingresos cambiando el objetivo de trabajo del buque tan solo con realizar ciertas modificaciones en el mismo.

Los primeros buques FSRU poseían una capacidad de aproximadamente 13 0000 m³ con unas tasas de envío de 2-3 mtpa. Los buques gaseros recientes poseen típicamente una capacidad de 173 000 m³ mientras poseen tasas de envío de 6 mtpa. Las FSRU que están en construcción actualmente ofrecen la misma capacidad procesamiento completo que una terminal terrestre, mientras que poseen una adecuada gestión del *boil-off* utilizando la planta de relicuefacción. El coste de un buque FSRU moderno representa entre el 50 y el 60% del coste total de una terminal moderna y puede ser entregado en la mitad del tiempo necesario para construir dicha terminal.

El precio de una FSRU moderna oscila entre 200 y 300 millones de dólares, y puede ser construida en un plazo de tiempo de entre 27 a 36 meses. En caso de que se trate de una modificación de un GNL antiguo, el precio ronda de ochenta a cien millones de dólares, y las modificaciones tardan en torno a 18 meses. Según la Unión Internacional del Gas, el coste promedio para construir buques FSRU en 2014 fue de 96 dólares por tonelada métrica. Ese mismo año, una tonelada métrica de terminal costaba cerca de 212 dólares.⁽²⁹⁾

Para el año 2016, el coste promedio por tonelada métrica de los buques FSRU se duplicó, aunque el de las terminales alcanzó los 350 dólares por tonelada métrica. Esto significa que claramente es mucho más rentable construir un buque FSRU en comparación con una terminal, tomando en cuenta además que las terminales son mucho mayores que los buques. Las terminales requieren una extensión en tierra y usualmente han de levantarse lejos de ciudades debido al impacto ambiental. Además, requiere de una gran cantidad de permisos. Un buque FSRU posee la ventaja de movilidad. Puede ir de un sitio a otro dependiendo de la demanda y así satisfacer diferentes poblaciones. Si un lugar deja de ser viable o los servicios ya no son necesarios, puede cambiar a otro y se siguen generando

ganancias, siendo una alternativa más rápida y barata para la importación de GNL.⁽³⁰⁾

Estas unidades han dado a naciones emergentes como Egipto, Jordania o Pakistán, así como a algunos países de Latinoamérica, una opción más barata y rápida para satisfacer su demanda de energía mediante la importación de GNL, ya que el coste de construir una terminal es muy elevado en comparación con el coste de encargar un buque FSRU o incluso fletar uno, como ya se ha apuntado anteriormente.

A continuación se presenta la Tabla 4,⁽²⁹⁾ la cual nos ofrece información con la localización, buque FSRU, capacidad, mmscfd, mtpa, y fecha de inicio de operaciones. Además, en la subsiguiente Imagen 14, obtenida del *GNL World Shipping Report 2017*,⁽³¹⁾ se puede observar en color verde las terminales FSRU actuales (Julio 2017), en rojo las planeadas y en naranja los países que poseen planes a futuros relacionados con buques FSRU.

Terminal	Location	Current Vessel	Storage m3	Nominal mmscf	Nominal mtpa	Start-up
Northeast Gateway	USA	Deepwater Port (2 Buoys - No permanent vessel)	-	600	5.0	2008
Bahia Blanca	Argentina	Exemplar	138,000	500	4.1	2008
Pecem	Brazil	Golar Spirit	129,000	240	2.0	2008
Guanabara Bay	Brazil	Experience (Prior 2014 other vessels)	173,400	700	5.8	2009
Buenos Aires	Argentina	Exquisite	149,700	500	4.1	2011
Jakarta Bay	Indonesia	Nusantara Regas Satu	125,000	485	4.0	2012
Hadera	Israel	Excellence	138,000	500	4.1	2013
Tianjin	China	Neo Energy (Replaced Suez Cape Ann)	149,700	500	4.1	2013
Bahia, Salvador	Brazil	Golar Winter	138,000	500	4.1	2014
Mina Al Ahmadi Port	Kuwait	Golar Igloo	170,000	500	4.1	2014
Klaipeda	Lithuania	Independence	170,000	384	3.2	2014
Lampung, Sumatra	Indonesia	PGN Lampung	170,000	360	3.0	2014
Offshore Livorno	Italy	FSRU Toscana (Golar Frost)	137,500	530	4.4	2014
Jebel Ali	Dubai	Explorer (Replaced Golar Freeze)	151,000	500	4.1	2015
Port Qasim 1	Pakistan	Exquisite	151,000	500	4.1	2015
Ain Sokhna 1	Egypt	Gallant	170,000	500	4.1	2015
Aqabar	Jordan	Golar Eskimo	160,000	500	4.1	2015
Ain Sokhna 2	Egypt	BW Singapore	170,000	500	4.1	2016
Ruwais	Abu Dhabi	Excelerate	138,000	500	4.1	2016
Aliaga, Izmir	Turkey	FSRU Neptune (GdF Suez Neptune)	145,000	500	4.1	2016
Cartagena	Colombia	Grace	170,000	500	4.1	2017
Aguirre	Puerto Rico	Expedient (Proposed)	138,000	500	4.1	2018
Punta de Sayago	Uruguay	GNL Del Plata	263,000	500	4.1	2018
Tema	Ghana	Golar Tundra (Pending Final Contract)	170,000	350	2.9	2018

Tabla 4: Informativa buques FSRU

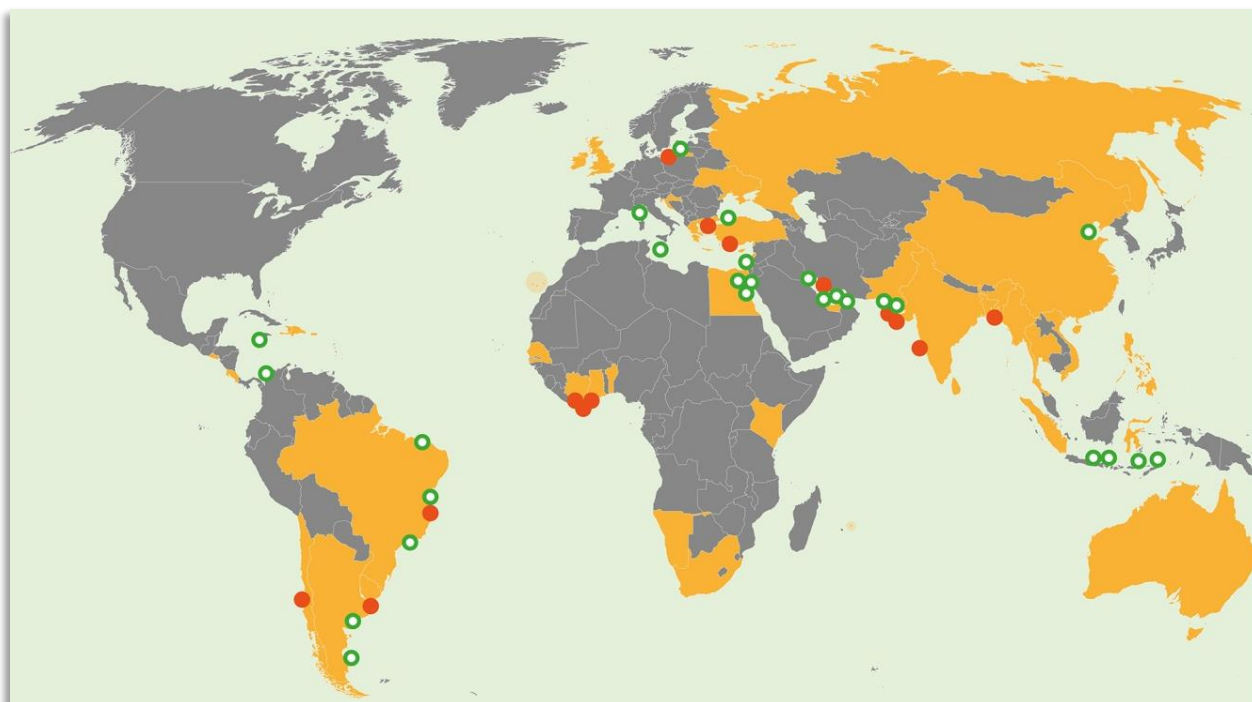


Imagen 14: Terminales FSRU

Los buques FSRU basados en buques GNL utilizan prácticamente la misma tecnología que las terminales que se encuentran en tierra. La diferencia radica básicamente en que en los buques FSRU el equipo está diseñado para trabajar correctamente en el mar y en las operaciones marinas, y que son construidos en astilleros. Si se va a realizar una conversión de un buque GNL a un buque FSRU, el equipo necesario para transformarlo en un buque FSRU es construido en módulos independientes, para posteriormente adaptarse al buque en el astillero, reduciendo de esta forma el tiempo de construcción en gran medida y adelantando significativamente su entrada en operación.⁽²⁹⁾

8.2 Clasificación de buques FSRU

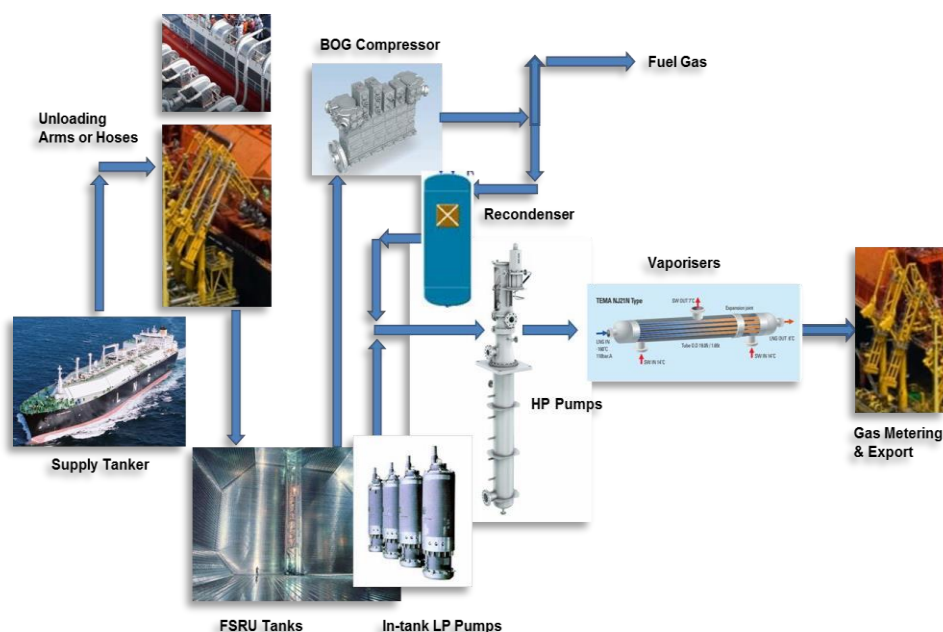
Estos barcos pueden ser clasificados tanto como buques así como instalaciones *offshore*. El diseño del buque es como el de cualquier buque GNL con dique seco regular o estándares de seguridad marítimos internacionales. En el caso de las instalaciones *offshore* pueden clasificarse como móviles (con medios de propulsión) o fijas (sin medios de propulsión). Cuando son clasificadas como

offshore, se suelen basar en las condiciones específicas del lugar donde opera regulado por especificaciones y estándares nacionales, y se encuentran constantemente amarrados a tierra. Sin embargo, la mayoría de buques FSRU se clasifican como barcos para proporcionar flexibilidad para operar, tanto como un buque FSRU como si de un buque GNL que realiza campañas para explotación comercial se tratara. ⁽²⁹⁾

El casco y los tanques de almacenamiento de los buques FSRU son idénticos a los de un buque GNL estándar. Los buques son construidos con doble casco de acero para una buena integridad física, y emplean tanques de membrana o esféricos tipo Moss Rosenberg.

8.3 Esquema resumido del ciclo GNL en buques FSRU

A continuación (Imagen 15) se presenta un esquema obtenido de la prestigiosa publicación de la Universidad de Oxford titulada *The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)* ⁽²⁹⁾ y que resume muy acertadamente el



ciclo del GNL desde que se carga hasta que se envía por la red de suministro o se le da algún otro tipo de aplicación comercial.

El GNL es recibido a través de operaciones STS generalmente mediante el uso de mangueras flexibles

Imagen 15: Ciclo del GNL en el buque FSRU desde la operación de transferencia a la exportación del gas natural comprimido.

criogénicas o brazos de carga. Es transportado a través de las líneas del buque y posteriormente almacenado en los tanques de carga del buque FSRU.

Desde este punto, el GNL puede seguir dos rutas distintas: puede ser bombeado mediante las bombas de baja presión de los tanques a las bombas de alta presión, o una pequeña parte del GNL puede ser vaporizado y convertido en *boil-off* pasivamente debido a las propiedades físicas y químicas del gas natural y a las condiciones de los tanques.

Cuando se da el segundo caso, el *boil-off* va al compresor del *boil-off* que se encarga de comprimir este gas. Este gas comprimido puede ser utilizado como combustible en la máquina del propio buque FSRU para realizar la combustión de los motores o las calderas, o puede ser enviado a la planta de relicuefacción, en donde volverá a transformarse en estado líquido. Desde este punto, el gas puede, o bien volver a los tanques ya que ha sido relicuado, o bien entrar en las bombas de alta presión en las cuales la presión aumenta de los generalmente 5 bares actuales a la presión de exportación, la cual dependerá del cliente, pero usualmente estará entre 50 y 100 bares. Posteriormente, el GNL se dirige a los vaporizadores y se vaporiza a la presión de exportación para después ser distribuido por la tubería de exportación de gas y enviarlo al cliente.⁽²⁹⁾

En el siguiente apartado se describirán los elementos involucrados en el ciclo del GNL en un buque FSRU.

9. ELEMENTOS INVOLUCRADOS EN EL CICLO GNL DE UN BUQUE FSRU

El primer elemento será, por lo tanto, un buque gasero (*GNL Ship Carrier*), el cual se encargará de realizar operaciones STS como si de un lighthering se tratara, transfiriendo el GNL desde sus tanques a los tanques del buque FSRU. Para realizar esta operación y ser capaz de llevar el GNL a una temperatura de $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$, será necesario utilizar brazos de carga o mangueras criogénicas.⁽²⁹⁾

Debido a que los buques GNL no vienen preparados con brazos de carga, se utilizarán mangueras criogénicas las cuales pueden soportar el flujo de líquidos a muy bajas temperaturas mientras mantienen su flexibilidad. Sin embargo, ciertas terminales también utilizan brazos de carga para comunicar ambos buques y así realizar la operación de traspaso de la carga. Esto se realiza mediante la construcción de un *jetty-island* de doble muelle con brazos de carga instalados a ambos lados. Los nuevos buques FSRU están ya instalando brazos de carga en cubierta para facilitar este proceso. En ambos casos será necesario un buque GNL que será el encargado de satisfacer la demanda de GNL del buque FSRU que se encontrará generalmente amarrado a tierra o a una instalación marítima.

9.1 Elementos de transferencia de GNL entre buques: Mangueras criogénicas y brazos de carga/descarga

9.1.1. Mangueras criogénicas para GNL

Ha de tenerse en cuenta que a la hora de una operación STS de transferencia de GNL, el francobordo de ambos buques al inicio de la operación no será igual que a la finalización de la misma. El buque que suministra el GNL acabará con un francobordo mayor y el buque FSRU con un francobordo menor debido al efecto del peso de la carga transportada. Esto significa que será necesario utilizar un elemento de transferencia de la carga que permita este cambio sin afectar la

operación mientras resista las bajas temperaturas del GNL. Las mangueras flexibles criogénicas son presentadas como una solución para transferir de manera óptima y segura el GNL entre buques gaseros, tanto para transferencias de un buque GNL a un FSRU como para operaciones de *lightering* entre buques GNL.



Imagen 16: Mangueras criogénicas para GNL en operación de transferencia.

Según el artículo de *Gas Processing* titulado *Floating cryogenic hoses unlock new opportunities in GNL transfer*,⁽³²⁾ las mangueras criogénicas (Imagen 16) para GNL están formadas típicamente por capas poliméricas, no adheridas (para permitir una mejor flexibilidad) y capas de tela tejida encapsuladas entre dos hélices de alambre de acero inoxidable, una interna y otra externa. Las capas de película proporcionan una barrera estanca al flujo del GNL con la resistencia mecánica de la manguera que viene de las capas de tela tejidas. La cantidad y disposición de las capas de película polimérica y de tela tejida dependerá del tamaño de la manguera y de la aplicación que se le vaya a dar.

Las mangueras son muy útiles en ambientes *offshore*, ya que por su diseño permiten la transferencia de GNL en aguas más profundas y en condiciones meteorológicas más desafiantes que dentro de un rompeolas. Además, las

mangueras criogénicas no sólo se pueden poner de costado a otro costado entre dos buques abarloados, sino también se pueden colocar siguiendo una configuración en tándem, de un punto a otro.

En estos casos se utilizan mangueras criogénicas que poseen la capacidad de flotar, pudiendo así aumentar en gran medida la distancia entre los buques involucrados en la operación STS. Esta distancia ayuda a mitigar el riesgo de colisión de buques haciendo además posible que los remolcadores no sean necesarios para asistir en la maniobra de aproximamiento de los buques involucrados, bastando de esta manera con el uso de buques de apoyo que se encarguen de llevar las bocas de las mangueras al *manifold* de los buques.⁽³²⁾



Imagen 17: Mangueras criogénicas flotantes.

En la Imagen 17 puede observarse cómo un FGNL utiliza mangueras criogénicas flotantes que van a una estructura con brazos de carga y descarga instalados, y cómo se realiza la transferencia de GNL sin necesidad de estar abarloados. Las mangueras pueden acoplarse entre ellas, lo que incrementa aún más la posible distancia entre los buques o las instalaciones marítimas y los buques. Además de las ventajas para transferencias buque-buque, esta solución ofrece la posibilidad de anular la construcción de costosas infraestructuras terrestres fijas. Esto significa que una plataforma en tierra combinada con

soluciones de transferencia de manguera resulta una alternativa que puede ser hasta un 80% más rentable para ubicaciones en donde la infraestructura fija esté prohibida. De esta manera, la combinación de un buque FSRU con mangueras criogénicas anula en gran medida la infraestructura necesaria y reduce por lo tanto el impacto ambiental mientras que aporta una gran flexibilidad debido a que tanto el buque como las mangueras pueden ser transportados a otras zonas geográficas. Debe añadirse también que las gabarras que llevan GNL a buques propulsados con GNL utilizan mangueras criogénicas para poder realizar dicha transferencia, permitiendo así que dicha operación pueda ser realizada en casi cualquier emplazamiento (*bunkering*).⁽³²⁾

9.1.2 Brazos de carga y descarga

El otro medio existente de transferencia de GNL es utilizando brazos de carga y descarga. Los brazos de carga deben ser construidos de tal forma que soporten las extremadamente bajas temperaturas del GNL, por lo que están contruidos con una aleación especial (invar, aleación de hierro y níquel al 36%) capaz de resistir esta temperatura y de mantener unos buenos niveles de expansión y contracción térmica. Además, los mismos deben poseer cierta flexibilidad para permitir el movimiento, trimado y escora del buque durante las operaciones de carga y descarga. Los brazos son accionados hidráulicamente y poseen acoplamientos y sistema de liberación de emergencia.

En la Imagen 18, a continuación, se puede apreciar el esquema de un brazo de carga. Los brazos de carga poseen dos articulaciones giratorias: una en la parte superior (1) y otra en la parte inferior (2). La parte superior giratoria y la roldana conectan los brazos internos (3) y externos (4). El eslabón giratorio y la roldana inferior forman el conjunto de rotación y la línea que va hacia el muelle. En la zona de la polea inferior y la articulación giratoria, se incorporan unos contrapesos (5) para acercar el centro de gravedad del brazo lo más cercanamente posible a la vertical de su base, y así reducir la potencia requerida para maniobrar el brazo

cuando se está colocando en posición con el *manifold* del buque mientras se mantiene una buena posición operativa. El brazo está sobre un elevador (6) cuya función será subir y bajar permitiendo el cambio de la componente vertical del brazo

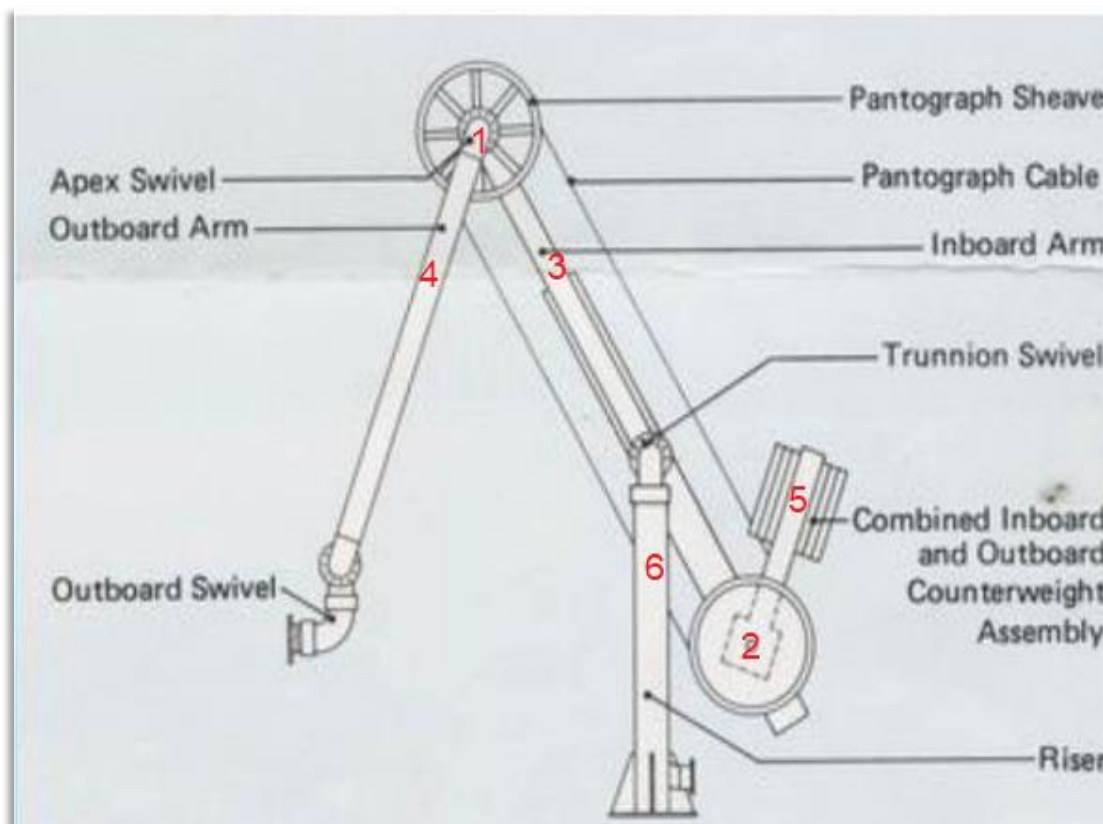


Imagen 18: Esquema de un brazo de carga.

cuando por ejemplo, hay cambio de francobordo.⁽³³⁾

Generalmente, las terminales y las transferencias entre buques GNL y buques FSRU utilizando brazos de carga utilizan el sistema QCDC (*Quick Connect/Disconnect Couplings*) que podríamos traducir como “acoplamientos de conexión o desconexión rápida”. Los acoplamientos son accionados hidráulicamente y controlados manualmente.

Durante las operaciones, existen dos tipos de sistemas de ESD: el ESDS1 y el ESDS2. El ESDS1 se activa automáticamente cuando ocurre un *blackout* (se cae la planta), cuando salta la alarma de alto nivel en los tanques o la alarma de baja presión en los mismos. Su activación iniciará el cierre de válvulas, la parada de bombas así como la parada de compresores. El ESDS2 es activado por la terminal

o el buque FSRU. Cuando se activa, produce los mismos efectos que el ESDS1 y además del sistema PERC y los ganchos de desamarre rápido.

El ESDS2 es utilizado cuando se produce una emergencia; pero cuando la emergencia se debe a que el brazo sufre un daño o es necesario abandonar la instalación inmediatamente, se activa otro tipo de ESD llamado PERC, traducido como acoplamiento de liberación de emergencia; y lo que sucede en este caso es que los brazos se desconectan y separan inmediatamente de una manera segura para evitar daños a la infraestructura o a los buques.⁽³³⁾

Existen asimismo mangueras criogénicas que igualmente pueden realizar el PERC en caso de que se utilicen para transferencias de GNL.

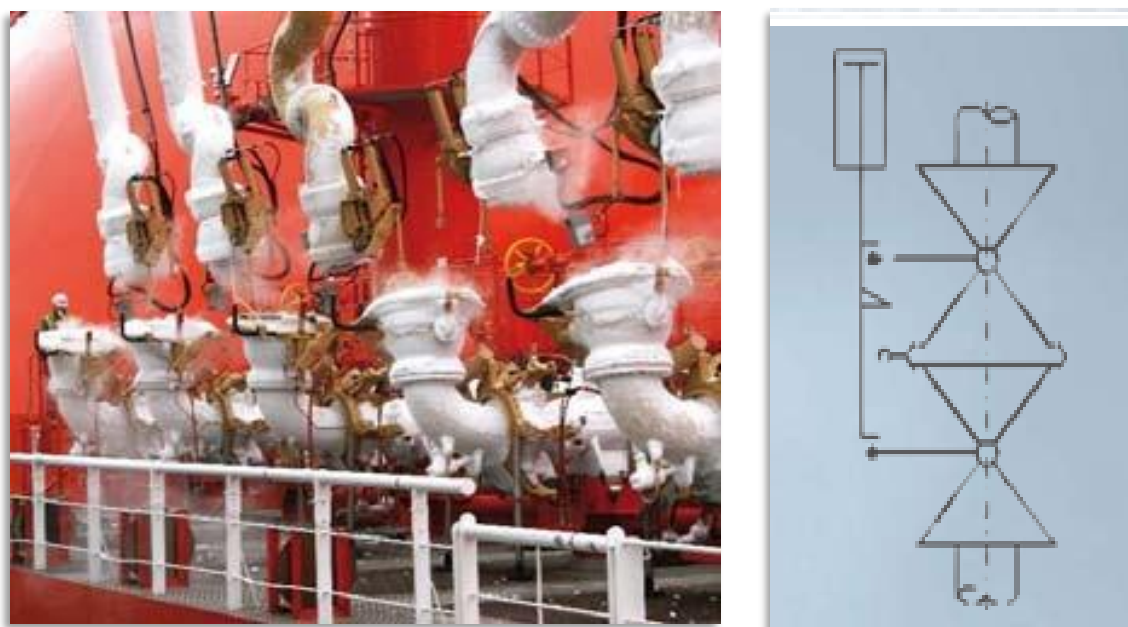


Imagen 19: Sistema PERC activado en brazos de carga.

El Sistema de ESD puede ser accionado desde distintas zonas del barco, como por ejemplo desde el Puente de Navegación, la Sala del Control de la Carga, en el *manifold*, la Cámara de Compresores, las Estaciones de Lucha Contra Incendios y desde el domo de los tanques.

Por otro lado, existen varios tipos de comunicación para ESD: la óptica, la neumática y la eléctrica. El tipo que se utilice dependerá del instalado en la terminal.

Antes de las operaciones de carga o descarga se realizan a bordo de los buques pruebas ESD para asegurarse de que el sistema funcione correctamente y en el tiempo correcto. En una operación de carga o descarga, cuando se activa el ESD, las operaciones se paran por completo, produciendo el cierre de válvulas, parada de bombas y parada de compresores. El ESD puede ser activado tanto desde el buque como desde la terminal, en este caso, desde el buque FSRU. Además de estos botones de ESD, existe un sistema con fusibles que, en caso de incendio, se derriten debido al calor y por lo tanto activan el ESD.⁽³⁴⁾

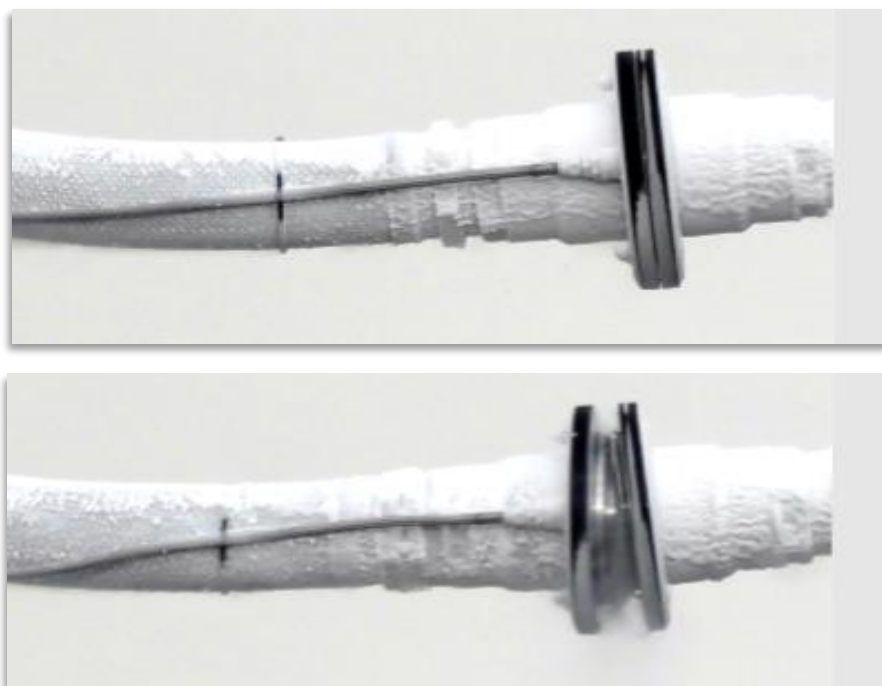


Imagen 20: Sistema PERC en mangueras criogénicas.

En la Imagen 20, obtenida del catálogo de productos de la empresa Mann Tek,⁽³⁵⁾ se puede apreciar el mismo sistema PERC sólo que en mangueras criogénicas en este caso. Como puede observarse, poseen un acoplamiento con un cable que recibe la señal de PERC y que realiza la acción inmediatamente. Es de vital importancia que tanto los brazos como las mangueras puedan realizar este tipo de parada de emergencia para evitar derrames del líquido y para poder desacoplarse fácil y rápidamente en caso de emergencias, que es cuando menos tiempo se dispone para poder actuar.

La ventaja de los brazos de carga frente a las mangueras criogénicas es que estos generan menos *boil-off* durante la operación. Además, son más rápidos a la hora de cargar o descargar y su operación es más sencilla. Sin embargo, las mangueras son mucho más baratas que los brazos de carga y su estiba en desuso se realiza más fácilmente, además de poder transportarse de un lugar geográfico a otro, mientras que los brazos habrán de estar instalados permanentemente en un lugar fijo.⁽²⁷⁾

Del mismo modo, las mangueras permiten llevar a cabo operaciones cuando existe una distancia considerable entre los buques, o entre un buque y una terminal. Se debe agregar que las mangueras, dependiendo de su diseño, pueden tener buena resistencia a la abrasión o a las condiciones meteorológicas adversas en zonas *offshore* además de permitir transferencias GNL entre buques sin necesidad de ir a instalaciones con brazos de carga/descarga, todo esto mientras ejercen un impacto medioambiental mucho menor que las construcciones de grandes infraestructuras marítimas, poseyendo además la flexibilidad al movimiento longitudinal que no tienen los brazos.⁽³²⁾

9.2 Principales tipos de tanques utilizados para el almacenamiento y transporte del GNL

Un elemento de gran importancia para los buques FSRU es su capacidad de almacenamiento de GNL, ya que dependiendo de dicha capacidad será necesario realizar operaciones STS de GNL con mayor o menor frecuencia. Si un buque FSRU posee poca capacidad de almacenamiento, se requerirán más operaciones STS de buques GNL para mantener sus tanques llenos y así poder satisfacer la demanda de gas natural en la zona.

Según el Código Internacional para la construcción y el equipo de buques que transporten gases licuados a granel (Código CIG) de la OMI existen cinco tipos de tanques:

- Tanques independientes (“A”, “B” o “C”).
- Tanques de membrana.
- Tanques de semi-membrana.
- Tanques integrales o estructurales.
- Tanques de aislamiento interno.

Los tanques independientes poseen tres categorías: “A”, “B” y “C”. Los tanques de membrana son tanques independientes. Los tanques más utilizados en buques GNL son los tanques independientes de membrana y los tanques independientes tipo B. Por dicho motivo, y a efectos del presente estudio, estos tipos de tanque en concreto serán los analizados. El resto de tanque anteriormente referidos, no obstante, igualmente son utilizados en otro tipo de buques gaseros, tales como los buques LPG.

La información que se ofrece en los siguientes apartados fue obtenida del Código CIG (normativa de obligado cumplimiento) de la publicación *International Safety Guide for Inland Navigation Tank-barges and Terminals*,⁽³⁶⁾ capítulo 33 y del

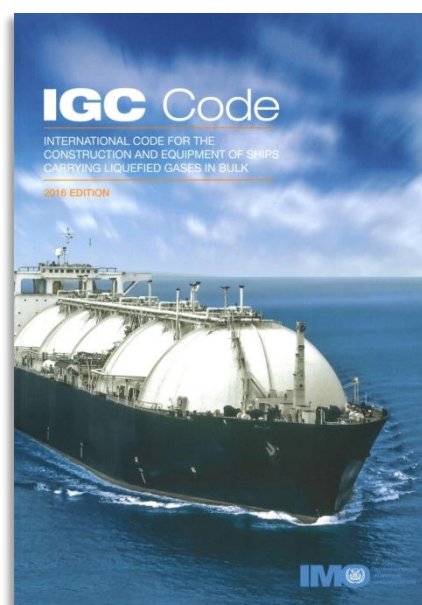


Imagen 21: Portada del Código IGC

artículo *Membrane Technology for Offshore LNG* de Frédéric Deybach, Gaztransport & Technigaz.⁽³⁷⁾

Como su nombre indica, los tanques independientes no forman parte de la estructura del casco ni contribuyen a la resistencia del mismo. Se clasifican en tipo “A”, “B” y “C” y de membrana dependiendo de la presión de vapor de proyecto y la forma del tanque, además de la temperatura, aislamientos, espacios de bodega y barreras.

9.2.1 Tanques independientes Tipo “B”

Este tipo de tanque está constituido por superficies planas, siendo la forma del tanque generalmente esférica; aunque también existen tanques tipo “B” de forma prismática, si bien estos son menos comunes. Los de forma esférica son llamados tanques Moss Rosenberg debido al nombre de la compañía noruega que los diseñó (Moss Maritime). La presión de vapor de proyecto en este tipo de tanque habrá de ser inferior a 0,7 bares. El sistema utilizado para el estudio de tensiones en los mismos es muy avanzado y exacto en comparación con los otros tipos de tanques independientes. Estos tanques son proyectados contando con el apoyo y ayuda de modelos de prueba para determinar los niveles de esfuerzos, resistencia a la fatiga y propagación de grietas, ya que habrán de transportar GNL completamente refrigerado a temperaturas muy bajas (-163 °C).

En la Imagen 22, a continuación, se puede observar el esquema de un tanque esférico tipo "B" obtenido de *ICS Tanker Safety Guide (liquefied gas)*,⁽³⁸⁾ apéndice 2.

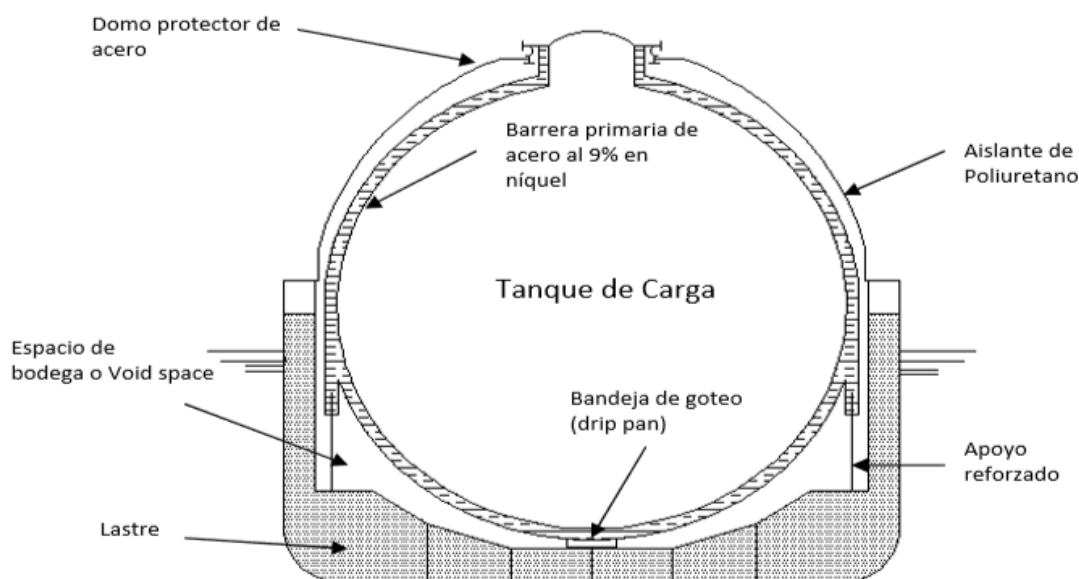


Imagen 22: Esquema de un tanque esférico tipo "B".

Este tipo de tanque consiste en una esfera de gran tamaño que no forma parte de la estructura del casco, por lo que es auto-soportable. Se construye con aleaciones de aluminio o acero-níquel al 9% aislado por dos capas, una de espuma de resina fenólica y otra de espuma de poliuretano, reforzadas ambas además por malla de alambre y cubierta con planchas de aluminio.

El espacio de bodega o *voidspace* en este tipo de barcos se suele llenar con gas inerte seco, aunque podría darse el caso de que se utilice también aire seco siempre y cuando el sistema sea capaz de inertizar el espacio antes de que se forme una atmósfera inflamable, y en el caso del metano antes de alcanzar el 5% en volumen. El espacio de bodega es el espacio que existe entre el casco del buque y el tanque.

En la Imagen 23, a la derecha, se puede observar el *voidspace* en un



Imagen 23: Voidspace en un tanque esférico tipo Moss Rosenberg

tanque esférico tipo Moss Rosenberg. En la parte superior del tanque se encuentra el domo protector de acero, el cual cubre la barrera principal por encima del nivel de la cubierta, por lo que puede ser visualizado fácilmente. El objetivo de los domos es proteger la barrera principal del tanque, para cuyos efectos posee un aislante en su parte exterior. Este tipo de tanque es muy utilizado en buques GNL ya que usa una barrera secundaria parcial en lugar de una barrera secundaria completa, lo que comporta una reducción del coste global. Todo esto se logra gracias al complejo diseño de este tipo de tanques y al preciso análisis de esfuerzos y gran resistencia a fracturas que ofrece debido a su forma esférica y a sus diversas capas.

Además de esta tecnología, su forma esférica ayuda a que la presión se distribuya equitativamente por todas las zonas, y la ausencia de bordes impide que existan zonas con presión desigual dentro del mismo tanque. La barrera secundaria parcial del tanque consiste en una bandeja de goteo y una barrera de salpicadura.

El tanque está sostenido alrededor de su circunferencia ecuatorial por un anillo que se encuentra soportado por una gran falda circular que lleva el peso del tanque a la estructura del buque. Esta falda permite que el tanque se expanda o contraiga en las operaciones de enfriamiento o calentamiento. Durante estos dos procesos, el tanque puede llegar a contraerse o expandirse hasta 60 cm y es debido a esto que todas las tuberías del tanque que van a la parte superior del mismo están conectadas a unos fuelles flexibles que a su vez se conectan con las líneas del buque.

En el interior de cada tanque existen cabezales de pulverización montadas alrededor del anillo ecuatorial, las cuales se encargan de rociar GNL para controlar la temperatura y mantenerla por debajo del punto de ebullición para de esta forma disminuir la generación del BOG.

Aunque la gran mayoría de los tanques tipo B son esféricos, existen algunos con forma prismática. Esta forma de los tanques posee la ventaja de aprovechar mejor el espacio del casco del buque tanque, ya que posee una mejor eficiencia volumétrica además de mantener el tanque por debajo de la cubierta. En la siguiente Imagen 23 se puede observar el buque Golar Freeze, el cual es un buque

gasero que opera como FSRU y que posee tanques esféricos tipo Moss Rosenberg. El buque además posee sus propios brazos de carga instalados en cubierta.

9.2.2 Tanques de membrana



Imagen 24: Buque Golar Freeze con tanques esféricos tipo Moss Rosenberg.

El otro tipo de tanque utilizado por buques GNL y FSRU son los tanques de membrana. Estos sistemas se basan en una barrera primaria muy delgada llamada membrana que puede tener de 0,7 a 1,5 mm de grosor y cuya estructura está soportada gracias al aislamiento por el casco del buque de manera que no son auto-soportados como los tanques tipo B. Debido a esto, los sistemas de contención de la carga de membrana deben poseer una barrera secundaria completa para garantizar la integridad y seguridad del sistema y del casco en caso de fuga por la barrera primaria. La membrana está diseñada y proyectada para que pueda, en caso de expansiones o contracciones térmicas, mantenerse compensada sin que suponga un esfuerzo excesivo.

Según el Manual de Carga del Buque Rioja Knutsen,⁽⁴²⁾ la presión de vapor de proyecto no debe exceder 0,25 bar; pero con escantillones del casco

aumentados y con estudios sobre la resistencia del aislamiento del soporte, puede aumentarse dicha presión mientras se mantenga por debajo de 0,7 bares.

En la actualidad existen tres tipos de tanques de membrana. Los dos primeros fueron desarrollados por sendas empresas en su día diferentes: Gaztransport y Technigaz. Sin embargo, en la actualidad ambas se encuentran fusionadas, ostentando el nombre de Gaztransport Technigaz GTT. Dichas empresas desarrollaron el tercer tipo de membrana que combina las características individuales de las otras dos.

Hoy en día los gaseros están prefiriendo utilizar buques con tanques de membrana debido a su forma prismática que permite un mejor aprovechamiento del espacio y, al no ser tecnológicamente tan avanzados, más baratos. Esto significa que para dos buques de igual dimensión, uno con sistema Moss Rosenberg y otro con sistema de membrana, el de membrana tendrá mayor capacidad volumétrica, lo que lo hace más viable para almacenamiento (FSRU) así como para el transporte de grandes cantidades de GNL.

Como los sistemas de membrana están directamente anclados al casco interior, estos se pueden adaptar a cualquier forma y geometría de diseño del casco. En este caso, los tanques están instalados dentro del casco, a diferencia de los tanques esféricos que sobresalen por la parte superior del mismo, lo que permiten tener un espacio sobre la cubierta superior para la instalación de la planta de relicuefacción y de regasificación.

Los primeros buques FSRU construidos, no reformados, utilizan tanques de membrana y no tanques esféricos tipo B.

9.2.3 Sistema de membrana GTT 96 (Gaztransport)

Este sistema ha sido el que frecuentemente se ha instalado en los buques GNL de membrana. El sistema había sido originalmente diseñado por Gaztransport

y eran del tipo GT 96. Sin embargo, después de fusionarse con Technigaz se desarrolló el modelo GTT 96, el cual representa una versión mejorada del anterior.

El sistema posee dos membranas prácticamente idénticas: la barrera primaria y la barrera secundaria, ambas construidas con una capa de 0,7mm de acero invar. Este acero es una aleación al 64% de hierro, 36% de níquel, 0,2% de carbono y una pequeña cantidad de cromo que posee un factor de contracción y coeficiente de expansión térmica prácticamente nulo, útil por consiguiente para las bajas temperaturas del GNL. Entre cada barrera, existe un espacio de aislamiento por donde circula nitrógeno (Gas Inerte). El aislamiento primario tiene un grosor de 230 mm y el aislamiento secundario uno de 300 mm.

En la Imagen 25, a continuación, obtenida de *Liquefied Gas Carrier*⁽³⁹⁾ se presenta el esquema de un tanque de membrana Gaztransport. En el mismo se pueden apreciar las dos barreras formadas por acero invar y entre ellas, el primer espacio de aislamiento de 230 mm en color azul claro, así como el segundo de 300 mm en azul oscuro.

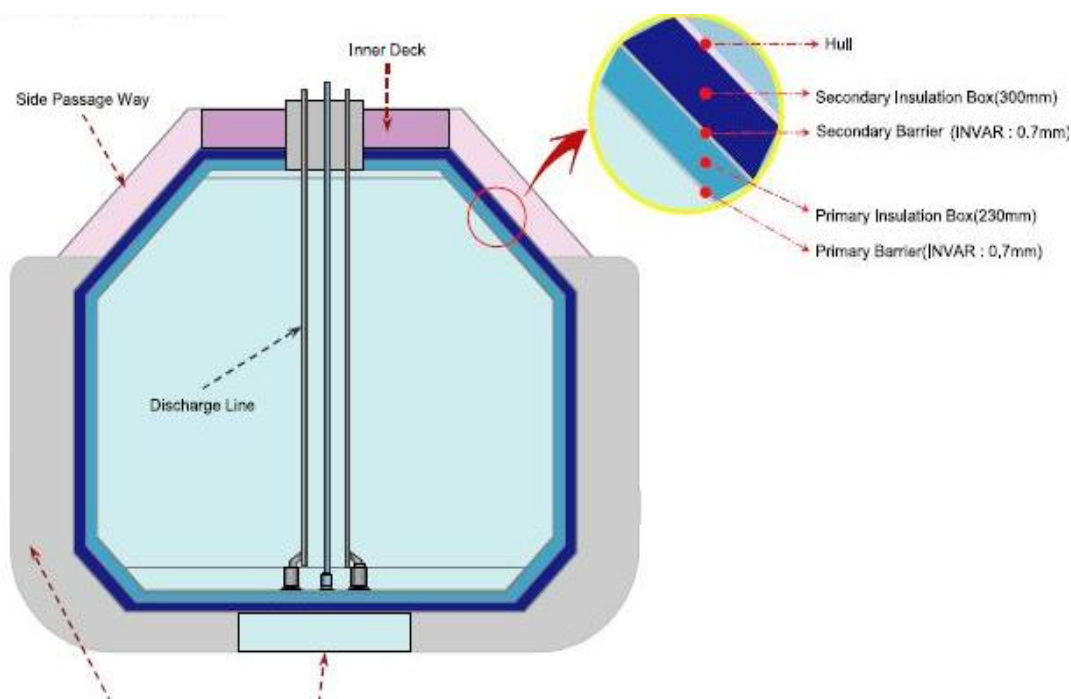


Imagen 25: Esquema de un tanque de membrana Gaztransport

La función de los espacios de aislamiento es soportar, retener y transmitir el GNL en caso de fuga de las barreras correspondientes, mientras minimiza el

intercambio de calor entre el GNL y el casco interior, ayudando de esta manera a que se genere menos *boil-off*. La barrera secundaria reduce las corrientes convectivas entre los dos aislamientos. En caso de fuga en la barrera primaria, la carga podrá ser contenida por la barrera secundaria durante 15 días, según el Código CIG.

Los espacios de aislamiento poseen una atmósfera de nitrógeno como gas inerte para evitar la formación de una atmósfera explosiva en caso de fugas en las barreras así como para evitar la humedad y la corrosión. El espacio de aislamiento primario posee una presión controlada. La presión del espacio de aislamiento primario debe ser mayor que la presión del tanque de carga para, de esta manera, contener una posible fuga por diferencia de presiones. En caso de que existan fugas en ambas barreras, y a fin de evitar la contaminación del espacio de aislamiento secundario y por la misma razón, se debe mantener la presión del espacio de aislamiento secundario mayor que la presión del espacio de aislamiento primario.

Según un artículo del LNG/c Ibérica Knutsen obtenido de la página de Tecnología Marítima,⁽⁴⁰⁾ este aislamiento está formado por dos capas de cajas de madera tipo *plywood* llenas de perlita fijadas al casco utilizando adaptadores y anclajes mecánicos soldados, ya que esta es una buena forma de hacer firme la madera al acero. La membrana de invar se dispone en forma de tracas de 0,7 mm de espesor y 530 mm de ancho, poseyendo los bordes doblados. Se colocan adyacentes entre ellas, y van soldadas igualmente entre ellas por resistencia.

La perlita es un material que se obtiene de una roca vítrea de origen volcánico. Cuando se calienta a temperaturas elevadas (727 °C), se



Imagen 26: Sistema de aislamiento de membrana.

transforma en bolas de tamaño muy reducido (su diámetro oscila entre centésimas a décimas de milímetro). La estructura final obtenida hace que posea muy buenas propiedades de aislamiento. Posteriormente es tratada y procesada con silicona para hacerla impermeable al agua y a la humedad.

9.2.4 Sistema de membrana MK GTT Mk III (Technigaz)

Este sistema fue desarrollado en principio por Technigaz bajo el modelo Mark III, pero después de fusionarse fue mejorado al modelo GTT Mk III. Aquí, la barrera primaria es de acero inoxidable y posee una superficie corrugada en forma de rejillas que permite tanto la expansión como la contracción. Posee un espesor de 1,2 mm y está fijada y soportada directamente por el sistema de aislamiento. El tamaño de las hojas corrugadas es de 3 x 1 metros. La membrana se pliega para crear ondulaciones y el *nudo* que las une es la intersección entre dichas corrugaciones.

Su sistema de aislamiento (ver Imagen 27 a continuación) es soportado por espuma aislante, estando formado por paneles de madera de balsa laminada que

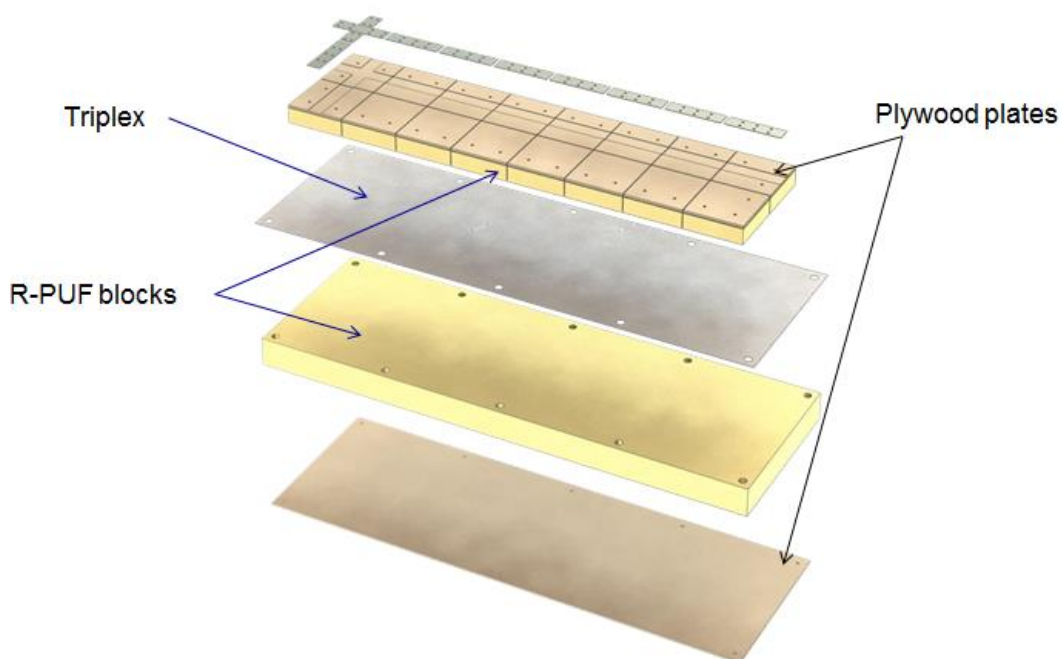


Imagen 27: Sistema de aislamiento de la membrana MK GTT Mk III (Technigaz).

a su vez se encuentran en dos capas de triplex (una hoja de aluminio entre dos capas de fibra de vidrio). El triplex a su vez se coloca dentro de los paneles de aislamiento prefabricados entre dos capas de aislamiento. La primera capa forma la barrera secundaria del tanque. Los paneles de madera laminada se encuentran interconectados mediante juntas diseñadas para este fin que a su vez están soportadas sobre el casco interno del buque. En la segunda capa, el aislante de madera es reemplazado por espuma celular y una tela de fibra de vidrio laminada con aluminio.

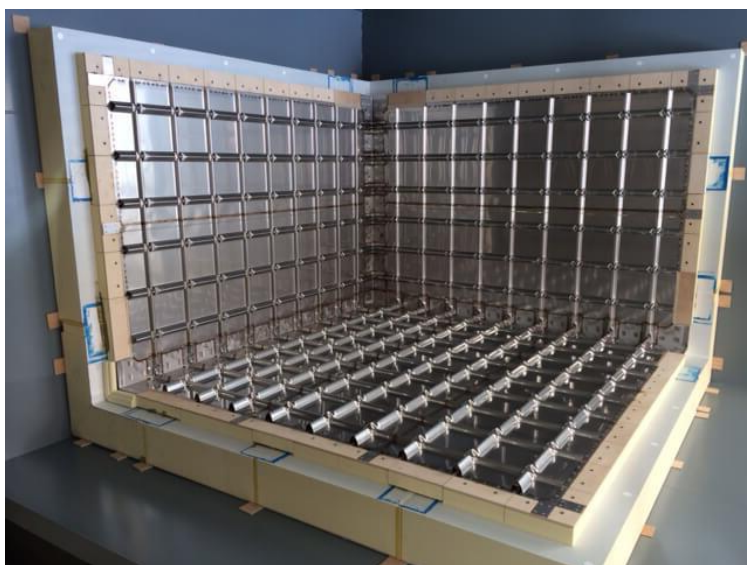


Imagen 28: Estructura de la barrera primaria del sistema de aislamiento de la membrana MK GTT Mk III (Technigaz).

En la Imagen 28 puede observarse las tracas de acero inoxidable de 1,2 mm que forman la barrera primaria con corrugaciones elevadas para permitir la contracción y expansión térmica. Después, inicia el aislamiento con una lámina de *plywood* seguida de la primera capa de aislamiento, y la lámina de triplex formando la barrera

secundaria. A continuación, en la segunda capa, se aprecia la espuma de aislamiento y la otra lámina de *plywood*. Finalmente se une a la parte interior del casco. Las imágenes fueron tomadas del sitio web de GTT y de *ICS Tanker Safety Guide (liquefied gas)*, apéndice 2 y del Capítulo III de *Clasificación de los buques Gaseros de la Universidad Austral de Chile*.⁽⁴¹⁾

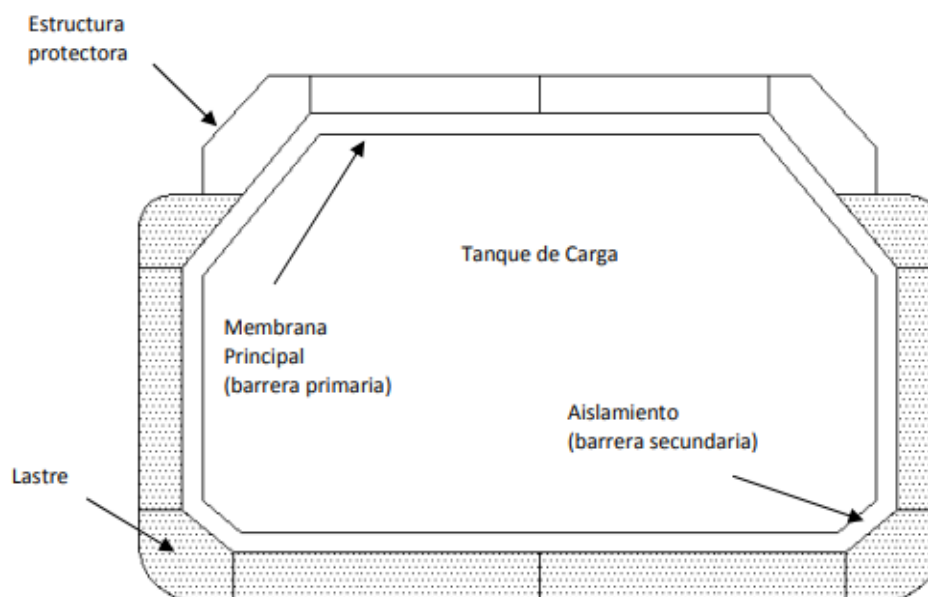


Imagen 29: Sección transversal de buque GNL con tanque de membrana

9.2.5 Sistema Gaztransport Technigaz CS1

Este sistema combina las ventajas de los sistemas Gaztransport y Technigaz: el GTT 96 con el GTT MK III. El mismo consiste en una barrera primaria de invar, incorporando el tipo de paneles corrugados de MK III, e incluye además una segunda barrera de triplex.

El sistema CS1 posee un revestimiento criogénico compuesto por una membrana metálica primaria colocada encima de un panel de aislamiento prefabricado que incluye una barrera secundaria completa. La membrana que actúa como barrera primaria está formada por acero invar, y es la encargada de contener el GNL. Los paneles de invar son apoyados y fijados al aislamiento. La barrera secundaria está formada por triplex (lámina de aluminio situada entre dos capas de fibra de vidrio). Esta barrera es colocada dentro de los paneles de aislamiento prefabricados. El aislamiento consiste en un sistema formado por paneles prefabricados de espuma de poliuretano reforzada. El tamaño estándar también es

de 3 x 1 metros. A su vez, estos paneles están anclados al casco interno del buque mediante unas cuerdas de resina, cuyo objetivo es el de soportar y mantener firme el aislamiento mientras por otro lado permite una distribución uniforme del GNL.

Entre la barrera primaria y la secundaria (espacio de aislamiento de la primera barrera) se inyecta nitrógeno a baja presión y entre la segunda barrera y la



zona interior del casco (espacio de aislamiento de la segunda barrera) se inyecta nitrógeno a alta presión. Esto conlleva una reducción de espesor que puede llegar a suponer hasta 8000 metros cúbicos por tanque.

Imagen 30: Tanque con sistema Gaztransport-Technigaz CS1.

9.3 Boil-off.

Una vez que el GNL en un buque FSRU es almacenado en alguno de los tipos de tanques anteriormente mencionados, el GNL puede seguir dos rutas diferentes.

El primer camino consiste en ser bombeado mediante las bombas de baja presión de los tanques a los vaporizadores por medio de las bombas de alta presión (continuar con el proceso de regasificación), y el segundo camino consiste en que un pequeño porcentaje de la carga contenida en el tanque se vaporice debido a sus propiedades físicas.

Como ya ha sido referido anteriormente, el GNL se transporta en estado líquido ya que de esta manera se reduce su volumen 600 veces y por lo tanto existe un mejor aprovechamiento del espacio de carga. Sin embargo, a la hora de

transportar y almacenar el GNL se debe tener en cuenta la generación de fase gaseosa en los tanques y los riesgos que ello conlleva.

A lo largo del tiempo, el calor ambiental se transfiere poco a poco al GNL almacenado en los tanques. Situaciones adversas y de mucho oleaje aportan energía facilitando esta transferencia de calor debido al movimiento de superficies libres, proceso conocido como *sloshing*. Además del *sloshing*, el simple intercambio diario de calor con el ambiente, las operaciones de carga y descarga y el almacenamiento en el tanque, así como cualquier proceso que genere un mínimo de entropía, hará que parte del GNL se vaporice. Este fenómeno se denomina *vaporización natural de la carga*, denominándose a este vapor generado como *boil-off*.

El metano es más ligero que el etano, propano o butano, por lo que el *boil-off* va a estar generado principalmente por el mismo y por nitrógeno, pues ambos alcanzan el punto de ebullición antes que los otros gases de hidrocarburo más pesados. De esta manera, al descargar habrá mayor porcentaje de estos hidrocarburos más pesados que al cargar debido a la generación de *boil-off*.

El *boil-off* genera un inconveniente en los tanques. Por cada metro cúbico de GNL vaporizado se generarán aproximadamente 600 metros cúbicos de *boil-off* dentro del tanque. El *ullage* de un tanque se define como el volumen libre que se deja sin carga dentro de un tanque. Este variará dependiendo del tipo de tanque, pero siempre se deberá dejar un espacio *vacío*. Al generarse *boil-off* se incrementa en gran medida el volumen de la fase gaseosa y por lo tanto se genera un exceso de presión dentro de los tanques hasta niveles que pueden hacer peligrar la seguridad. Con los medios de contención de carga actuales, se genera en torno a un 0,15% del volumen total de carga de un tanque como *boil-off* al día. Este *boil-off* es utilizado en algunos buques para realizar la combustión de los motores, generadores, calderas, turbinas y motores auxiliares. Otros buques GNL poseen plantas de relicuefacción. La misión de la planta de relicuefacción es recolectar el *boil-off* generado en los tanques y por medio de sistemas de refrigeración, licuarlo para inyectarlo nuevamente al tanque y así mantener las bajas temperaturas y el

estado líquido, asegurando una presión óptima y segura dentro de los tanques. Los buques FSRU poseen plantas de relicuefacción, así que usualmente el mismo es relicuado. Además, como el buque permanece habitualmente amarrado, no toda la maquinaria está en funcionamiento, por lo que no existe tanta demanda para la combustión de sus sistemas.

9.4 Sistema de re-licuefacción en buques gaseros

Según *The Outlook for Floating Storage and Regasification Units*⁽²⁹⁾ y *Design and Construction of a Regasification Vessel*, de Hochung, Kim y JungHan, Lee,⁽⁴³⁾ el sistema de relicuefacción está diseñado para controlar la presión de los tanques licuando el *boil-off* producido en los mismo durante las operaciones o durante el día a día. El *boil-off* gas de cada tanque es recolectado en un colector de vapor común para después ser pre-enfriado en un intercambiador de calor, comprimido en un compresor centrífugo de doble etapa, enfriado y condensado en un intercambiador

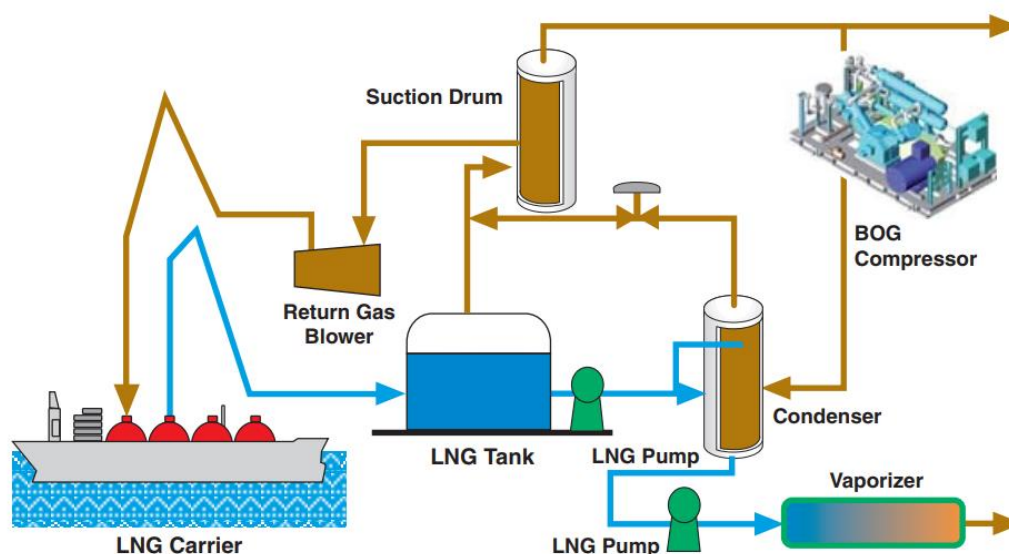


Imagen 31: Sistema de relicuefacción

de calor que es parte de la coldbox. Desde ese punto, el GNL puede volver al tanque o ir hacia los vaporizadores por medio de las bombas de alta presión, como puede observarse en las imágenes número 31 y 32.

Después de ser recolectado por el colector de vapor, el *boil-off* va al pre-enfriador. Su propósito es garantizar que la temperatura de descarga del compresor de BOG permanezca constante, protegiendo la *coldbox* de grandes cambios de temperatura y el daño que puede causar dicho estrés térmico. El pre-enfriador es un intercambiador de calor con aletas tubulares que se instala dentro de un separador vertical, y está diseñado para enfriar el *boil-off* gas entrante a una temperatura aproximada entre $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $-120\text{ }^{\circ}\text{C}$. Además, como es un separador vertical, está diseñado para proteger el compresor de cualquier posible arrastre de gotas de GNL que puedan encontrarse en estado líquido.

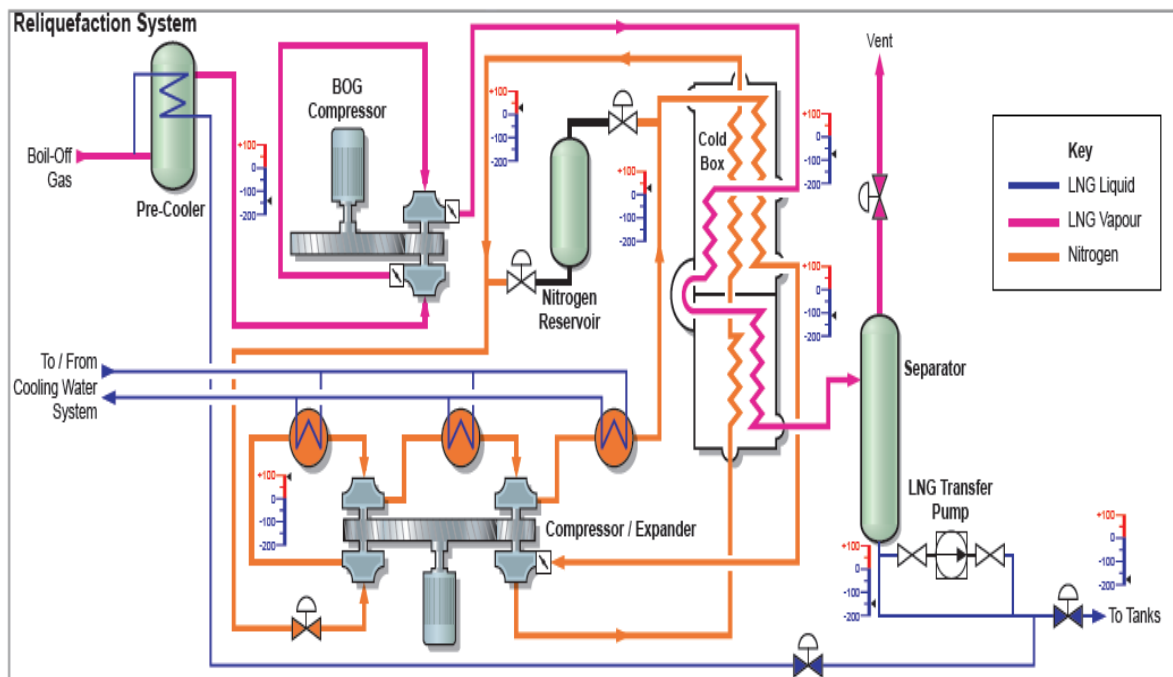


Imagen 32: Sistema de reliquefacción del buque Al Huwaila de Teekay

En la Imagen número 32, obtenida del manual de carga del buque Al Huwaila de Teekay⁽⁴⁴⁾ se puede apreciar con claridad el proceso. Las líneas rosas representan el *boil-off* y las azules el GNL líquido. Las líneas naranjas representan el nitrógeno que se utiliza para el sistema de enfriamiento. En el pre-enfriador se separa el gas natural en estado líquido del gaseoso, además de reducir la temperatura del *boil-off*. El pre-enfriador trabaja basándose en la temperatura de salida del compresor de *boil-off*.

El compresor de *boil-off* es de doble etapa, hay una parte del *boil-off* que viene del pre-enfriador y otra que va al pre-enfriador. El *boil-off* se enfría vaporizando el líquido de GNL que hay en el interior de los tubos del intercambiador de calor fluyendo por los tubos exteriores. Como el *boil-off* estará más caliente que este GNL en estado líquido, se producirá un intercambio de calor, ya que los sistemas siempre intentarán encontrar el balance energético. Así, este GNL se vaporizará debido a ese intercambio de calor y se mezclará con el *boil-off* enfriado en la entrada del pre-enfriador. Desde aquí, el GNL líquido regresará a los tanques o se continuará utilizando para enfriar el *boil-off*, el cual se dirigirá al compresor de *boil-off* donde entrará a una temperatura constante, repitiendo este proceso. En la imagen anterior (número 32) se puede ver que existe una válvula de suministro de GNL desde los tanques que es utilizada para realizar este pre-enfriamiento del *boil-off*.

Los compresores de *boil-off* son instalados en la sala de compresores de la carga, y se utilizan para comprimir el vapor de GNL producido por la ebullición natural (*boil-off*) a una presión suficiente para permitir que sea enviado a la planta de relicuefacción, en donde se enfría para posteriormente devolverse a los tanques de carga en estado líquido. Los compresores se operan mediante paneles de control en la sala de control de la carga y son accionados por medio de motores eléctricos instalados en la sala de motores eléctricos que se encuentra adyacente, pero separada de la sala de compresores de la carga por un mamparo hermético que es penetrado por el eje de los motores, haciendo así que trabajen los compresores.

En condiciones normales sólo uno de los dos compresores de doble etapa se encuentra trabajando, aunque en operaciones de transferencia suelen trabajar ambos debido a que se genera más *boil-off*. Según los apuntes de Gaseros por el profesor Julio Louro,⁽³⁴⁾ Este cuarto de motores eléctricos estará ventilado con aire fresco, y poseerá una presión mayor que el exterior y la cámara de compresores. Sus orificios de admisión y salida permitirán que el volumen total de aire pueda ser renovado al menos 30 veces en una hora, y está presurizado para impedir la entrada de gases inflamables desde la sala de los compresores. Es por eso que en

un buque GNL, antes de entrar a la sala de motores eléctricos, primero es necesario acceder a una esclusa neumática (*airlok*), para posteriormente cerrar la puerta que comunica al exterior, pudiéndose ya con posterioridad abrir la puerta que da acceso al cuarto de motores eléctricos.

El *boil-off* comprimido es transferido desde el compresor de *boil-off* para posteriormente ser enfriado y condensado en un intercambiador de calor de varias pasadas llamado *coldbox*. La temperatura es menor en su parte inferior ($-164\text{ }^{\circ}\text{C}$) y mayor en su parte superior, en donde esta alcanza un nivel ligeramente superior al agua de refrigeración. El nitrógeno a baja presión fluye desde la zona inferior del intercambiador de calor criogénico a la parte superior antes de ser regresado a la zona de succión de la primera etapa del compresor de nitrógeno. Esto permite un cambio de temperatura de $0,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ por minuto. Para entender mejor el funcionamiento del compresor de *boil-off* se consultó la publicación *Simplify BOG recondenser design and operation—Part 1*⁽⁴⁵⁾ por S. P. B. Lemmers, así como la Enciclopedia de Wärtsilä *Encyclopedia of Ship Technology*, por Jan Babicz.⁽⁴⁶⁾

En la Imagen 33 se puede apreciar un diagrama de una *coldbox*. Como se dijo anteriormente, esta en concreto consiste en un intercambiador de calor de aleta de placa y un separador de líquido que va ensamblado dentro de una carcasa de acero con aislamiento de perlita. El sistema de purgado de nitrógeno garantiza que exista una sobrepresión en la *coldbox* en todo momento, poseyendo al mismo tiempo un detector de gas en la salida de la corriente de purga para detectar si existe alguna fuga.

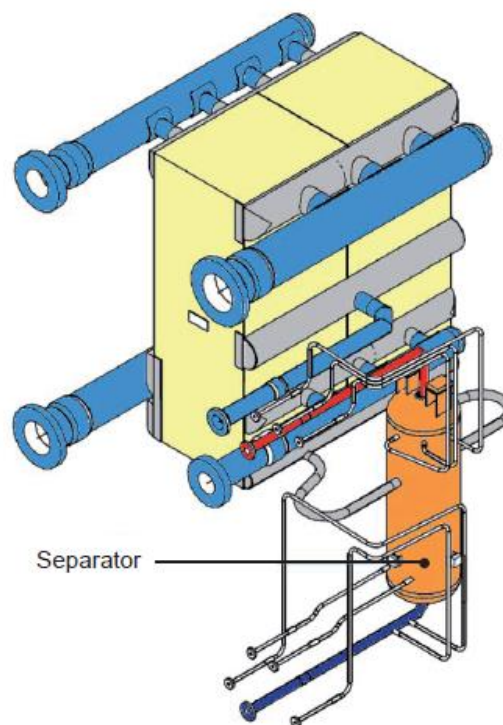


Imagen 33: Diagrama de una *coldbox*

El *boil-off* gas licuado y los gases no condensables son separados en el separador, donde la fase líquida se devuelve a los tanques de carga por medio de la diferencia de presión que se genera entre el separador y el tanque de carga. También, en el caso de buques FSRU, esta fase líquida puede ir a las bombas de alta presión para posteriormente dirigirse a los vaporizadores de GNL. La fase gaseosa se relicuará si es posible, y si no lo es se utilizará como combustible para los motores o calderas. Si esta circunstancia igualmente tampoco es factible, será enviada a la unidad de combustión de gas (GCU) para su eliminación tras la combustión.

Este enfriamiento se da debido al bucle de relicuefacción de nitrógeno (línea naranja de la Imagen 31). Su función es proporcionar el refrigerante necesario para licuar el *boil-off* de los tanques de carga. El nitrógeno en el circuito es comprimido en un compresor centrífugo de tres etapas mientras el gas se va enfriando en un intercambiador de calor de agua dulce que se encuentra debajo de cada etapa del compresor. El nitrógeno fluye hacia la *coldbox* para el pre-enfriamiento y luego se dirige al expansor (ver Imagen 31). Al salir del expansor, el nitrógeno fluye hacia arriba a través de la caja fría enfriando tanto la corriente de nitrógeno caliente (que se encuentra en el pre-enfriador y la corriente de *boil-off* gas. Posteriormente, el nitrógeno caliente sale de la *coldbox* y se dirige a la zona de succión del primer compresor para repetir el proceso de enfriamiento.

Bajo mi punto de vista, las plantas de relicuefacción son necesarias para los buques FSRU. Con los medios de contención actuales se genera en torno al 0,1% del volumen de la carga total como *boil-off* al día. Esto puede parecer poco en principio, pero al cabo de un ciclo anual va a equivaler a cerca del 36% del volumen de los tanques de un buque FSRU, y en menos de dos años se alcanzaría el volumen total de los tanques. Esta situación, a largo plazo, representa un alto coste económico que bien podría destinarse a otros fines lucrativos y comerciales si se contase con una planta de relicuefacción a bordo.

Después del proceso de relicuefacción, tanto el GNL de los tanques como el relicuado por la planta de relicuefacción se dirige a las bombas de alta presión, las

cuales incrementan su presión de usualmente unos 5 bares (poseen esta presión porque inicialmente fueron bombeadas por las bombas de baja presión de los tanques de carga o por la presión del separador de la *coldbox*) hasta la presión de exportación requerida por el cliente, que usualmente va de 50 a 100 bares, dependiendo de su uso. Acto seguido, el GNL es vaporizado en los vaporizadores a dicha presión.

9.5 Vaporizadores.

La función de los vaporizadores será la de calentar el GNL que previamente ha sido comprimido en las bombas de alta presión para cambiar su estado de líquido a gaseoso para así poder ser utilizado como materia prima o combustible. En las terminales suele haber muy diversos tipos de vaporizadores a fin de poder llevar a cabo el proceso de regasificación del GNL. Los vaporizadores trabajan generalmente mediante dos tipos de sistemas diferentes: el sistema de circuito o bucle abierto, y el sistema de circuito o bucle cerrado.

El sistema en bucle abierto utiliza directamente el agua de mar dentro de una carcasa con tubos intercambiadores de calor. El agua de mar es bombeada al intercambiador de calor, vaporiza el GNL y sale aproximadamente 10 °C más fría. Esto hace que este sistema sea ideal para lugares con aguas de mar cálida, para de esta manera aprovechar mejor su temperatura y minimizar el riesgo de congelación del agua. Como se trata de un circuito abierto, el agua vuelve al mar. Esta circunstancia puede generar problemas de permisos debido a la diferencia de temperatura causada entre el agua que entra y sale, y el impacto ambiental que esto pueda implicar.

El sistema en circuito cerrado trabaja re-circulando una mezcla de agua dulce con glicol, la cual es pre-calentada en las calderas del barco en un intercambiador de calor compacto. Este método requiere un 2,5% del gas enviado a la red de suministro para re-calentar la mezcla de glicol así como agua en cada ocasión.

La diferencia entre los dos sistemas radica en que en el circuito abierto, el agua marina regresa al mar, y en el circuito cerrado se re-circula y se mezcla con glicol sin volver al mar. Se utiliza el glicol debido a sus propiedades físicas y químicas como anticongelante y difusor de calor. Al diluirse en agua, este forma una mezcla que posee un punto de congelación más bajo, pudiendo de esta manera soportar las bajas temperaturas del GNL sin llegar a formar hielo dentro de las líneas.

Generalmente existen cuatro tipos de vaporizadores que suelen trabajar en alguno de los dos circuitos anteriores, aunque el fluido puede variar.

- Vaporizador de bastidor abierto (ORV).
- Vaporizadores de combustión sumergidos (SCV).
- Vaporizadores de aire ambiental (AAV).
- Vaporizadores de fluidos intermedios (IFV).

Estos cuatro tipos de vaporizadores tienen variantes, pero son los más utilizados.

Según la publicación *LNG Vaporizer Selection Based on Site Ambient Conditions*,⁽⁴⁷⁾ el 70% de las terminales utilizan vaporizadores de bastidor abierto, el 25% utiliza vaporizadores de combustión sumergida y el 5% restante utiliza vaporizadores de fluidos intermedios. Por otro lado, en algunos lugares como Dahej (India) se usan vaporizadores que utilizan el aire del ambiente para calentar el GNL. Este tipo de vaporizadores ambientales sólo pueden ser utilizados en lugares en los que la temperatura ambiental sea suficientemente alta. Una buena parte de la información sobre vaporizadores se obtuvo de esta publicación, además de la *LNG Vaporizer for LNG Re-gasification Terminal*, por Shinji Egashira del sitio web de Kobelco.⁽⁴⁸⁾

Sin embargo, para los buques FSRU los vaporizadores más utilizados son los de bastidor abierto y los de fluidos intermedios, de manera que en este trabajo se le prestará especial atención a estos dos tipos.

9.5.1 Vaporizador de bastidor abierto (ORV)

En el vaporizador de bastidor abierto (*ORV, Open Rack Vaporizer*) el GNL fluye dentro de un tubo intercambiador de calor, el cual trabaja intercambiando calor con el agua de mar que fluye por fuera del tubo, gasificando así el GNL. En la

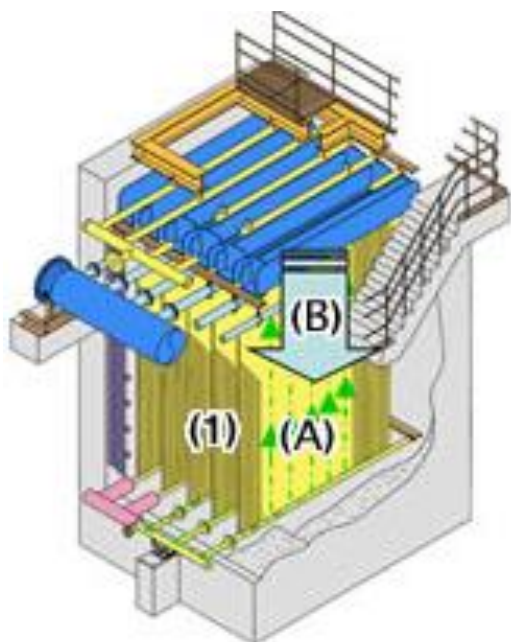


Imagen 34: Vaporizador de Bastidor Abierto.

Imagen 34, obtenida del sitio web de Kobelco,⁽⁴⁹⁾ se puede apreciar el esquema de un vaporizador de bastidor abierto. El GNL fluye desde las boquillas que se encuentran en el fondo del vaporizador y pasa a través de un colector de entrada y un tubo, para después ser enviado a un conjunto de paneles con una matriz de transferencia de calor que trabaja como una cortina de tubos al objeto de incrementar la superficie de contacto y por lo tanto, la transferencia térmica. El agua de mar fluye hacia abajo por la parte exterior de los tubos (B) mientras el GNL fluye hacia arriba (A) e intercambia calor con el agua (1). Este incremento de temperatura del GNL hará que se convierta en gas, el cual saldrá por la parte superior por medio de una boquilla hacia un cabezal y un tubo colector, listo para enviarse a la red de suministro. Los tubos de transferencia de calor están contruidos con una aleación de aluminio que posee una buena resistividad térmica a las bajas temperaturas, mientras por otro lao mantiene una muy buena conductividad térmica, además de estar provistos con aletas a lo largo de su longitud para incrementar de este modo el área de transferencia de calor.

Dentro de cada tubo de transferencia de calor existe un perfil cruzado de aleación de aluminio de forma espiral que rodea los tubos a lo largo de toda su longitud. Esta estructura ayuda a la generación de un flujo turbulento que mejora el intercambio de calor. En su parte exterior, los tubos poseen zinc a fin de evitar la

corrosión ocasionada por el agua de mar debido a la transferencia de electrones, impidiendo de esta manera el proceso de oxidación como si de un casco de un buque se tratase. La forma en que están dispuestos los paneles que contienen los haces tubulares permite el acceso para su mantenimiento. Existe otra versión de este concepto el cual consiste en una estructura de doble tubo. Este diseño se denomina SUPERORV (ORV de vaporizador de bastidor abierto) y fue desarrollado por Kobe Steel y Osaka Gas.⁽⁵⁰⁾ En este sistema dentro de cada tubo, habrá otro tubo. Se producirá una transferencia de calor entre el agua de mar y el espacio del primer tubo, y entre el espacio del primer tubo y el segundo tubo interior. En la

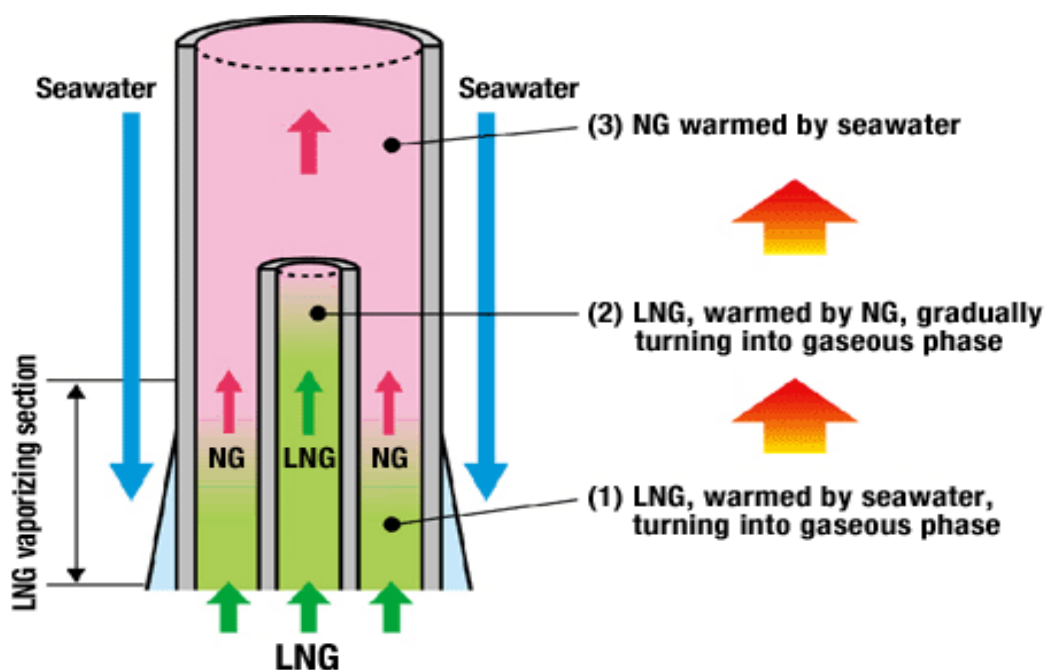


Imagen 35: Vaporizador SUPERORV.

siguiente imagen (número 35) obtenida del sitio web de la japonesa Osaka Gas, se puede ver cómo funciona este sistema. En la fase 1, el GNL es calentado por el agua de mar que fluye en dirección contraria y así dicho GNL se convertirá en gas natural. Después, en la fase 2, el GNL del tubo interior será gradualmente calentado debido al intercambio de calor entre el gas natural y el GNL. El gas natural seguirá absorbiendo calor debido al agua de mar y se irá transfiriendo al tubo interior.

Como su nombre indica, este sistema es abierto, y eso significa que el agua después de pasar por el vaporizador se enfriará y volverá al mar, tal y como se puede ver en este diagrama obtenido de la publicación recién mencionada (Imagen 36)

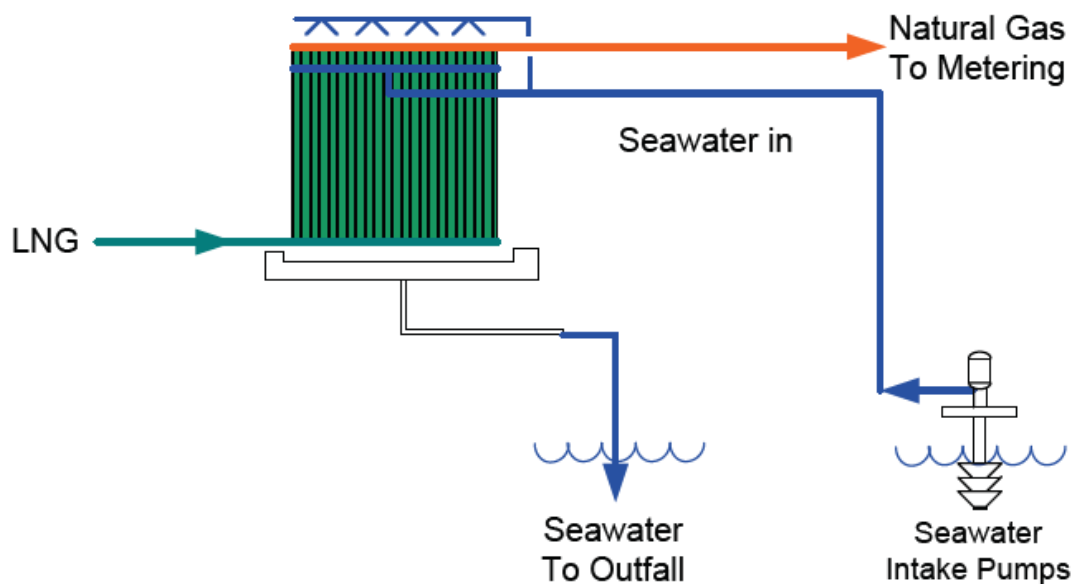


Imagen 36: Ciclo de trabajo de un vaporizador de bastidor abierto.

Esto significa que dependiendo del lugar en el que va a operar el buque FSRU se deben tener ciertas consideraciones en cuenta:

- Si la calidad del agua es adecuada para operar el sistema ORV. Esto es debido a que el agua que circula a veces tienen sedimentos que pueden afectar al sistema.
- Si el agua de mar de la zona geográfica contiene grandes cantidades de iones de metales pesados, debido a que el revestimiento de Zinc reaccionaría con ellos y habría intercambio de electrones y con el tiempo dejaría de funcionar sobre el aluminio, acortando su vida útil.
- Si el agua de mar posee una cantidad significativa de arena o sólidos en suspensión, ya que el exceso de sedimentos puede llegar a obstruir las vías de agua que van al vaporizador. Es por esto que en estas circunstancias

debe incorporarse un filtro al objeto de evitar que arena o vida marina lleguen a las bombas de agua e intercambiadores de calor.

- Realizar un estudio del impacto ambiental en relación con el efecto que el agua fría expulsada puede tener sobre el medio ambiente, y cumplir además con los permisos y regulaciones del país respecto a este extremo. Ello significa que la temperatura de descarga del agua deberá cumplir con la regulación local. En la mayoría de los lugares la caída de temperatura del agua está limitada a 5 °C. Además, en caso de utilizar cloración, se debe observar cómo puede esta afectar a la vida marina.
- Estudiar la ubicación de la entrada y salida del agua de mar utilizada para la regasificación en el buque, para evitar re-circular agua que ya está fría.
- Si el buque va a operar en una zona de clima frío puede ser necesario utilizar un sistema de calentamiento adicional a fin de mantener la temperatura del gas natural de salida. El *boil-off* puede utilizarse como combustible de estos calentadores. Un ejemplo puede ser utilizar el vapor para pre-calentar el agua de mar antes de hacerla circular por el vaporizador. En la Imagen 37, a continuación, puede observarse el diseño de vaporizadores de la empresa DongHwa Entec ⁽⁵¹⁾ y cómo trabaja este sistema.

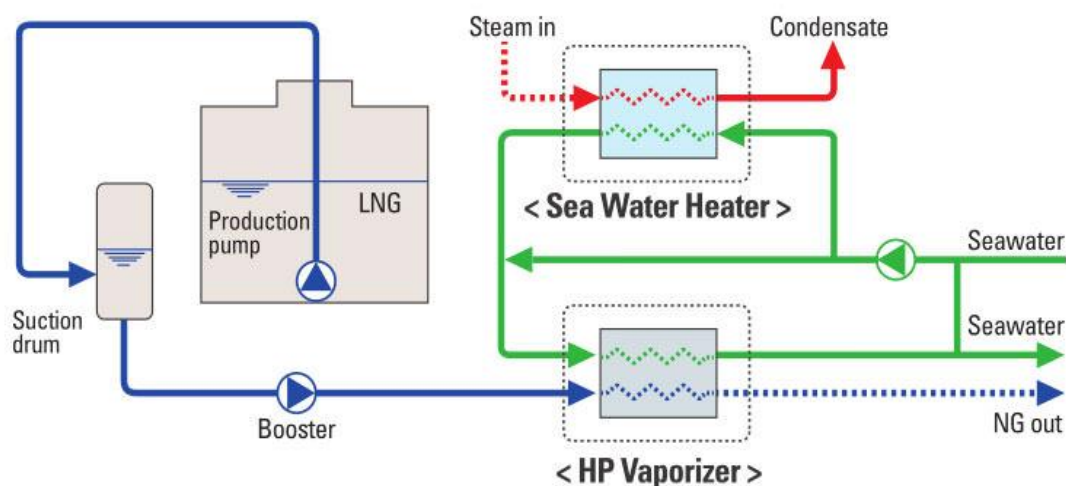


Imagen 37: Sistema de calentamiento adicional del vaporizador de la empresa DongHwa Entec.

Sin embargo, como se vio anteriormente, la mayoría de los buques FSRU que existen actualmente, y los programados, se encuentran en América del Sur, Mar Mediterráneo, Golfo Pérsico, la costa ecuatorial atlántica de África y Sudeste Asiático, lugares que, en general, poseen temperaturas cálidas y están cerca del ecuador. Estos países ecuatoriales poseen temperaturas que usualmente están por encima de los 18 °C. Hay excepciones, como es el caso de Argentina, pero la mayoría están dentro de este margen ya que los buques FSRU, como ya ha sido citado anteriormente, son usados principalmente por aquellos países con mayor restricción presupuestaria para la construcción de terminales.

9.5.2 Vaporizador de fluidos intermedios (IFV)

Según el artículo *The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)*⁽²⁹⁾ de la Universidad de Oxford, el vaporizador de fluidos intermedios (IFV, *Intermediate Fluid Vaporizer*) puede ser de circuito abierto o de circuito cerrado. La vaporización ocurre en dos etapas diferentes. La primera etapa puede utilizar vapor de glicol de propano, butano, etileno u otros gases similares, el cual es condensado; y la segunda etapa utiliza agua de mar que se enfría. En la primera etapa se utilizan estos gases debido a que poseen un bajo punto de congelación. El propano, por

dar un ejemplo de un vaporizador IFV que trabaja con glicol de propano, es re-vaporizado utilizando el agua de mar caliente. La ventaja de este sistema es que reduce el riesgo de congelación al no haber contacto directo entre el GNL con el agua de mar, además de ser más compacto, reduciendo así el peso y el volumen, lo cual es ideal para buques FSRU. La desventaja que esto supone es la introducción de propano u otro gas altamente inflamable al buque FSRU. Sin embargo, existen versiones que en vez de utilizar estos gases emplean una mezcla de agua con glicol, pero lo común es utilizar propano, butano o etileno, ya que poseen mejores propiedades para este fin.

La Imagen 38, a continuación, fue tomada del sitio web de IFV de Kobelco.⁽⁵²⁾ Este vaporizador realiza las dos etapas de vaporización por medio de tres carcassas de intercambiadores de calor que pueden apreciarse en la imagen:

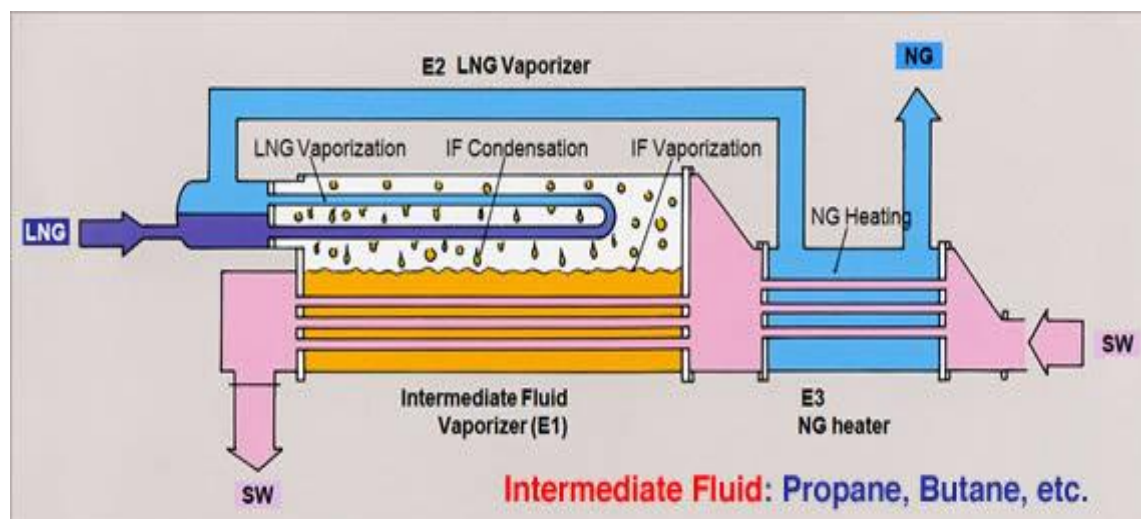


Imagen 38: Vaporizador de Fluidos Intermedios (IFV).

vaporizador de flujo intermedio (E1), vaporizador de GNL (E2) y el calentador de compensación (E3).

En el diagrama puede apreciarse cómo el GNL es introducido en los tubos intercambiadores de calor de E2. El GNL se representa con color azul oscuro, y el gas natural con azul claro. El GNL intercambia calor con el fluido intermedio encima de E1, utilizándose propano en la mayoría de los casos para este fin. Aquí, casi todo el GNL es vaporizado, de forma que es transferido a la carcasa de E3 por

medio de una línea de interconexión. Posteriormente, el gas natural intercambia calor con el agua de mar, la cual fluye dentro del tubo intercambiador de calor, y el gas natural es calentado hasta alcanzar la temperatura normal de suministro.

Por otro lado, como resultado del intercambio de calor de GNL en E2, el fluido intermedio se condensa en la superficie exterior de los tubos de GNL que recorren ese espacio, y por lo tanto cae a la carcasa E1. Desde esta carcasa E1, el condensado de propano intercambia calor con el agua de mar que fluye por los tubos que pasan por su interior, enfría el agua de mar (color rosa) la cual circula por E1 y E3 como un circuito abierto, y debido a esto el propano (color naranja) se vaporiza y se convierte en un fluido que calienta el GNL que pasa por los tubos de E2. Posteriormente, el proceso vuelve a repetirse.

Estos tubos que fluyen entre E3 y E1 (rosas) están formados por una aleación de titanio, ya que dicho material posee una muy alta resistencia a la corrosión del agua de mar, y de existir corrosión en el interior de estos tubos, la transferencia de calor se vería afectada.

9.6 Exportación del gas natural

Después de haber sido comprimido y vaporizado a la presión adecuada para el cliente, el gas se exporta desde el buque a los consumidores, la red de suministro, fábricas y/o plantas generadoras de energía. Dependiendo de la localización del buque FSRU y de sus características lo puede hacer mediante dos sistemas. Si el buque FSRU se encuentra amarrado a tierra, utilizará brazos o mangueras de exportación. Estos se localizan por el costado del buque no destinado a operaciones STS. Así, por un costado se abarboa un buque GNL para realizar la transferencia de GNL en ese *manifold*, y por el otro *manifold* se enviará a tierra el gas una vez que sea regasificado. En la Imagen 39 se puede apreciar el caso del buque Nasantara FSRU en Indonesia. La exportación de gas la realiza por medio de mangueras criogénicas hacia las instalaciones existentes en tierra. La

imagen fue tomada de un artículo denominado *Nusantara Regas Satu FSRU* del sitio web de Wartsila.⁽⁵³⁾



Imagen 39: Exportación de gas comprimido a tierra desde un buque FSRU por medio de mangueras criogénicas

Si no se utilizan mangueras criogénicas, se puede enviar el gas (GNL previamente regasificado) a tierra por medio del uso de brazos de exportación de gas. Este sistema trabaja de forma similar a las mangueras, pero tomando en cuenta las ventajas que los brazos poseen frente a las mangueras en cuanto a velocidad y generación de *boil-off*. Esta opción de mangueras y brazos de carga es utilizada principalmente cuando los buques FSRU operan dentro del ámbito portuario.

La otra opción es para buques FSRU que operan en aguas abiertas (*offshore*). Estos buques fueron modificados y poseen torres de boya sumergidas a proa, sistema conocido como STL (*Sumerged Turret Loading*). Algunos ejemplos son los primeros 9 buques de la flota de Excelerate Energy o algunos de Höegh LNG como los Suez Cape Ann y Neptune (información obtenida del artículo *The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)*,⁽²⁹⁾ de la Universidad de Oxford).

Estos buques poseen el casco especialmente modificado para el acoplamiento con la boya y la transferencia. El sistema posee una especie de cilindro en la zona de proa del buque FSRU que alberga un cono de acoplamiento de la boya de la torre y un sistema giratorio adaptado para resistir posibles movimientos mientras se transfiere gas natural a alta presión. Un buque equipado con el sistema STL es capaz de permanecer amarrado al sistema de transferencia de gas natural en zonas de mar abierto mientras realiza la función de enviar el gas natural incluso cuando las condiciones climáticas son adversas. Esta tecnología fue diseñada por *Advanced Production Loading* (APL), una empresa noruega, y no sólo ha sido utilizado para gas natural, sino también para petróleo, habiendo sido probada en el Mar del Norte en condiciones climáticas muy adversas. Posee líneas comunicadas con los tanques de carga, lo cual permite el envío del gas comprimido directamente a la boya. En la Imagen 40 a continuación, referida en el artículo *Submerged Turret Loading*,⁽⁵⁴⁾ se puede observar un buque FSRU con un sistema STL instalado a proa.

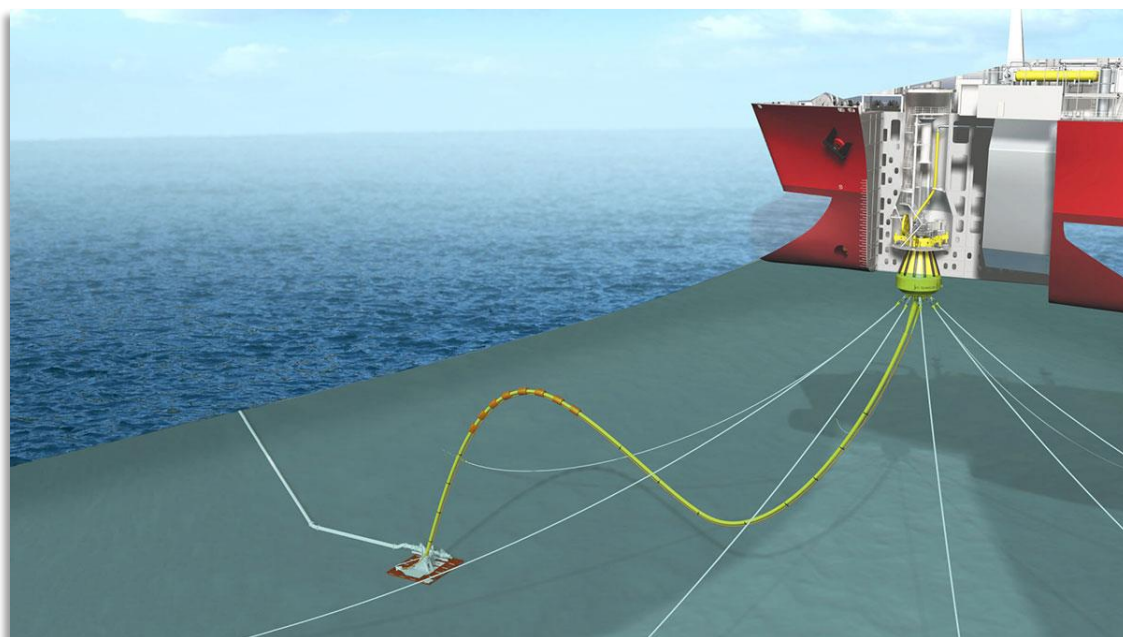


Imagen 40: Buque FSRU con un sistema STL.

Esta boya está comunicada por mangueras criogénicas y van a líneas de transporte submarinas que a su vez se dirigen hacia la red de suministro terrestre.

Por otro lado, este cono permite la conexión y desconexión del buque FSRU. De esta manera, un buque FSRU que posee esta modificación en su casco puede ir a otro destino y seguir operando con el sistema STL al conectarse a otra boya submarina. En la siguiente Imagen, número 41, se puede observar un buque FSRU abarloado a otro buque que le transfiere GNL. En la misma puede observarse el sistema de amarre submarino de la boya y los remolcadores portuarios que brindaron servicio para realizar la maniobra de aproximación de ambos buques. El gas natural es enviado por vía submarina a tierra en donde habrá además estaciones de regulación de presión para tratar la presión dependiendo del cliente. La fuente es *Excelerate Energy* y la imagen fue obtenida del su sitio web.

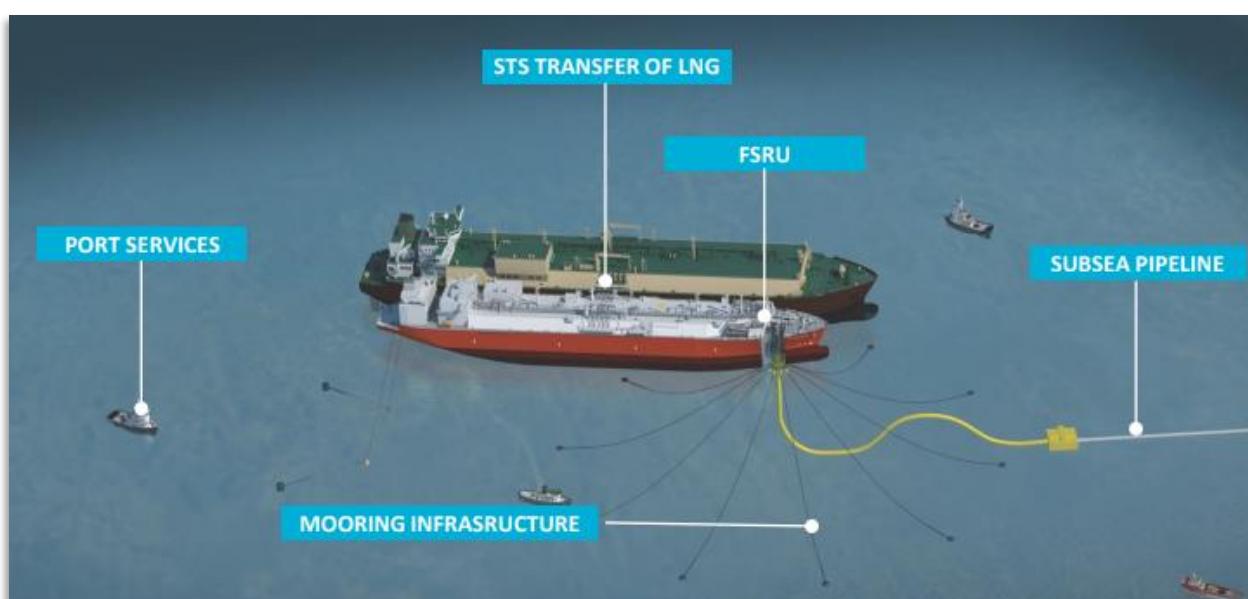


Imagen 41: Buque GNL y Buque FSRU abarloados realizando una transferencia de GNL mediante un sistema STL.

Otra variante de este sistema consiste en equipar una torre externa a la estructura del buque con resistencia a las condiciones adversas y que posea la boya integrada a su estructura, que también va generalmente a proa del buque FSRU. Estas torres son denominadas SPM (*Single Point Mooring*) o puntos de amarre único, y además de la función de amarre sirven para comunicar las mangueras criogénicas del buque FSRU con la boya sumergida al objeto de enviar el gas a tierra. La siguiente imagen (número 42) fue obtenida del sitio web de SOFEC y muestra una torre externa SPM y un buque FSRU que la utiliza para

enviar el gas natural a tierra, que se encuentra a 20 km. Está localizada en Labuhan Maringgai, Indonesia.⁽⁵⁵⁾



Imagen 42: Torre SPM (Single Point Mooring).

10. ELEMENTOS RELACIONADOS CON LA MANIOBRA Y LA OPERACIÓN DE TRANSFERENCIA ENTRE UN BUQUE GNL Y UN BUQUE FSRU

Antes de describir cómo se realiza la maniobra para la transferencia de GNL desde el buque GNL al buque FSRU, además de los elementos técnicos reseñados anteriormente, se deben definir los elementos que se utilizarán en dicha maniobra y en la operación. Esta sección del trabajo fue realizada consultando los apuntes de Maniobra II del profesor Santiago Iglesias,⁽⁵⁶⁾ la información disponible en el sitio web de Exceletrate Energy,⁽⁵⁷⁾ el documento *Operability of a Floating LNG Terminal*, de De Pee, A.,⁽⁵⁸⁾ así como mi memoria de prácticas y apuntes realizados en el buque LNG/c Rioja Knutsen.⁽⁵⁹⁾

10.1 Disposiciones de amarre

Las siguientes disposiciones de amarre fueron obtenidas del cuadrático ideado por la empresa Sener.⁽⁶⁰⁾

Existen varias disposiciones de amarre para los buques FSRU. La más conocida (Imagen 43) consiste en que el buque FSRU esté amarrado a tierra dentro de las instalaciones portuarias y que el buque GNL realice la maniobra de acercamiento y se abarloe a su costado.



Imagen 43: Disposición con buque FSRU amarrado a tierra.

Otra disposición (Imagen 44) consiste en utilizar un *jetty-island* de doble muelle. Se trata de una construcción, que puede ser una plataforma o bien estar comunicada con tierra, y que posee brazos de carga instalados en ambos costados. Desde dicha plataforma hay líneas que están comunicadas por tierra de manera que el buque FSRU exporta el gas.



Imagen 44: Disposición con buque FSRU amarrado a un jetty-island de doble muelle.

El buque FSRU se encuentra permanentemente amarrado al *jetty-island*, y el buque destinado a realizar la descarga se amarra a la otra banda del *jetty-island* como si se tratase de una terminal. La maniobra del buque GNL que va a descargar es muy parecida a la que realizan los buques GNL convencionales al atracar en terminales. Esta construcción posee sus propios sistemas de desencapillado rápido. En la Imagen 44 se observa el buque FSRU Golar Spirit recibiendo a un buque GNL convencional.

El resto de las otras disposiciones ya fueron explicadas anteriormente en el apartado de Exportación de gas natural (apartado 9.6) y consisten básicamente en el sistema *offshore*, en el cual el buque FSRU puede estar amarrado a una torre fija en el mar (*tower yoke system*) o bien puede haber sido modificado para contener el sistema de torreta sumergido (STL) en el cual el gas natural se envía por un cilindro en el interior de la estructura del buque que va sujeto a una boya con forma de cono. En ambos sistemas el gas va a tierra por medio de líneas subacuáticas. En la siguiente imagen (número 45) se observa respectivamente a izquierda y derecha el sistema de amarre *tower yoke* y el de torre sumergida de descarga, ambos mientras se realizan operaciones STS entre el buque GNL y el buque FSRU.



Imagen 45: Sistema de amarre tower yake (izda) y de amarre de torre sumergida (dcha).

10.2 Tanques de Lastre

Los tanques de lastre son utilizados en ambos buques para mantener el francobordo de los buques lo más constante posible para conservar la integridad del amarre y limitar el rango de operación necesario de los brazos de carga en caso de que se utilicen para la operación. Cuando se utilizan mangueras criogénicas, no hay tantas limitaciones, pero igualmente se intenta mantener los francobordos constantes entre los buques. Además, se utilizan los tanques de lastre para estabilizar los buques, corregir escoras y mantener un buen asiento apopante para el achique de los tanques.

10.3 Hélices de popa para instalaciones *offshore*

Cuando el buque FSRU no está amarrado a tierra y utiliza algún otro sistema de amarre, como STL o Torres fijas, debe poseer hélices de popa instaladas para ser capaz de maniobrar su popa y corregir su caída. Esta maniobrabilidad es especialmente necesaria cuando el buque GNL está abarloándose, ya que el buque FSRU debe mantenerse en una posición estable. La ausencia de estas hélices en situaciones *offshore* haría que el buque FSRU se mueva mientras el buque GNL está intentando abarloarse por causa de la presión creada por las olas debido al acercamiento de este buque, e impulsaría el buque FSRU en dirección contraria.

Además, en caso de que exista algún accidente, esta hélice permitiría al buque rotar y alejarse.

10.4 Configuración de las líneas de amarre

Las líneas de amarre son utilizadas para mantener el buque GNL amarrado y abarloado de manera segura y en la posición correcta durante las operaciones de transferencia. Las líneas salen del buque GNL pasando por las guías de dicho buque hacia las guías del buque FSRU, y de ahí van a los ganchos de liberación rápida del buque FSRU. Algo interesante de los buques FSRU es que poseen ganchos de liberación rápida (*Quick Release Hooks*). Estos pueden ser de varios ganchos, por lo que se acompaña la palabra doble o triple dependiendo de este número de ganchos. En las Imágenes 46 y 47 se puede apreciar un gancho doble de liberación rápida y uno triple.



Imagen 46: Quick Release Hooks doble.

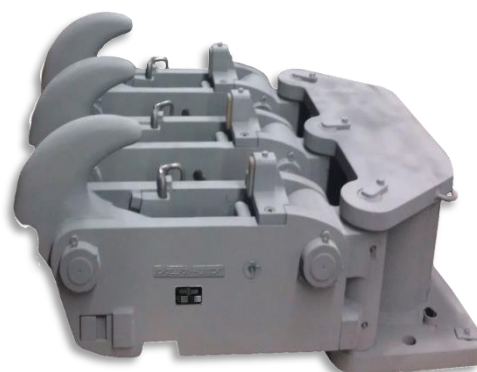


Imagen 47: Quick Release Hooks triple.

Cómo ya se habló anteriormente, tanto los brazos de carga como las mangueras criogénicas poseen el sistema PERC. Si ambos buques están abarloados, de nada sirve que sólo los brazos o mangueras de carga puedan liberarse rápidamente si las líneas de amarre están firmes en bitas de los buques. Es por eso que los buques FSRU poseen ganchos de liberación rápida, para que en caso de emergencia se puedan desencapillar rápidamente y soltar amarras.

La configuración para el amarre debe tener las siguientes líneas:

- Largos de proa y popa para limitar los balances y las guiñadas. Según la OCIMF, deberían formar al menos un ángulo de 45 grados respecto a la línea de crujía, y esto es imposible de alcanzar en buques FSRU debido a la diferencia de esloras.
- Traveses perpendiculares entre ambos buques, pero sin trabajar mucho, únicamente para limitar los posibles balances.
- Esprines.

Antes de la operación se prepara un *mooring plan*, en el cual se especifica cuántas parejas de largos, traveses y esprines se van a utilizar, y la manera en la que se van a disponer y configurar entre los buques. A continuación Imagen 48) se puede apreciar un ejemplo de un *mooring plan* para operaciones STS entre dos buques. Dependiendo el lugar de dónde se realice la operación, se pueden enviar largos a instalaciones fijas (coderas).

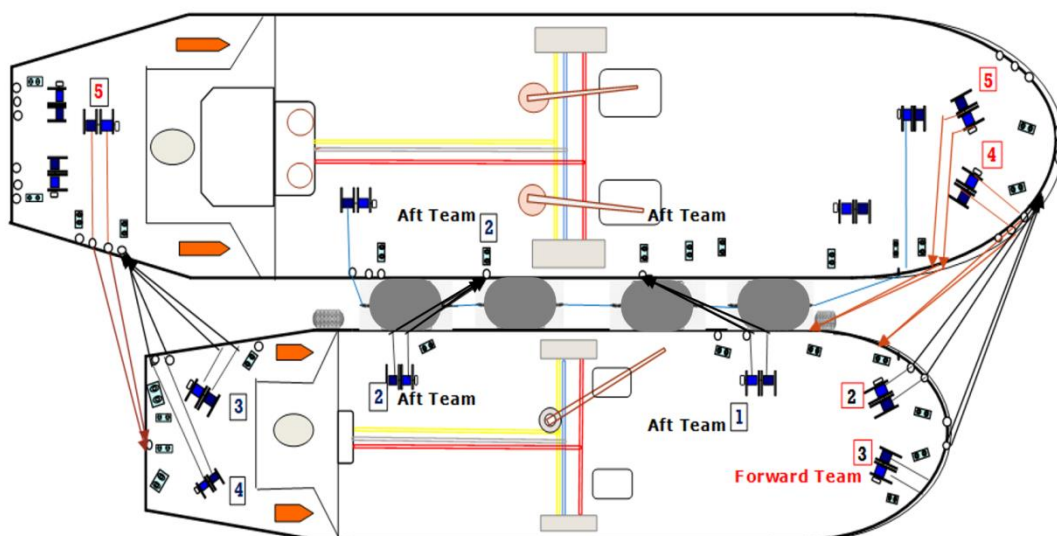


Imagen 48: Ejemplo de un *mooring plan* para operaciones STS entre dos buques.

La capacidad de los ganchos de liberación rápida del buque FSRU debe ser mayor que la carga de rotura mínima de las líneas. Cada una de las líneas de amarre debe ser pre-tensionada para la misma carga después de completar la operación de amarre inicial, y se debe intentar mantener todas a la misma tensión

para evitar picos de carga sobre ciertas líneas. El buque FSRU se encontrará amarrado a la torre por su proa o utilizará el sistema de STL, por lo que el buque FSRU no se encontrará fondeado a la hora de la operación.

10.5 Guías (*fairleads*), panamás y gateras

Las líneas de amarre, cable o cabo, salen y entran a los buques a través de guías, gateras y/o panamás. Una vez dentro del buque, las líneas se dirigen a través de “monajillos” para que el molinete o cabrestante, o los ganchos de liberación rápida (en el caso del buque FSRU), trabajen con un buen ángulo. Hay varios tipos: las guías que posee rolín, las panamás que poseen cuatro bulones, como se puede ver en la Imagen 49, y la gatera que no posee ningún tipo de rolín (Imagen 50).



Imagen 49: Panamás.

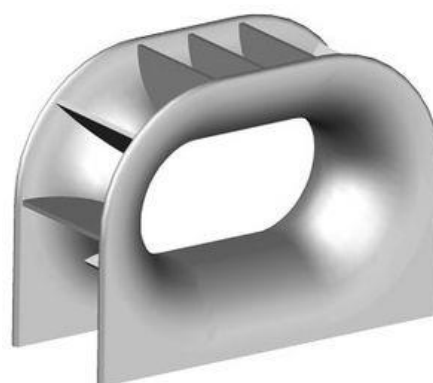


Imagen 50: Gatera.

La ventaja de las gateras frente a las guías y panamás es que su construcción es más simple, a la vez que requiere menos mantenimiento debido a que no necesitan ser engrasadas; sin embargo, poseen un mayor efecto de fricción con las líneas de amarre que las guías rotatorias y Panamá.

Las guías rotatorias poseen rolín que gira conforme va pasando la línea, por lo que al ser circular se puede dirigir a casi cualquier sitio (se puede ver en la siguiente Imagen –número 51- bajo el nombre de *roller*). Deben ser engrasadas para un óptimo funcionamiento. Los buques suelen llevar todos estos tipos de

guías. Las guías más recomendadas son las guías cerradas tipo panamá debido a que puede haber diferencia de francobordos y puede llegar a haber mucha componente vertical y los cabos no van a rozar como lo harían en una gatera.

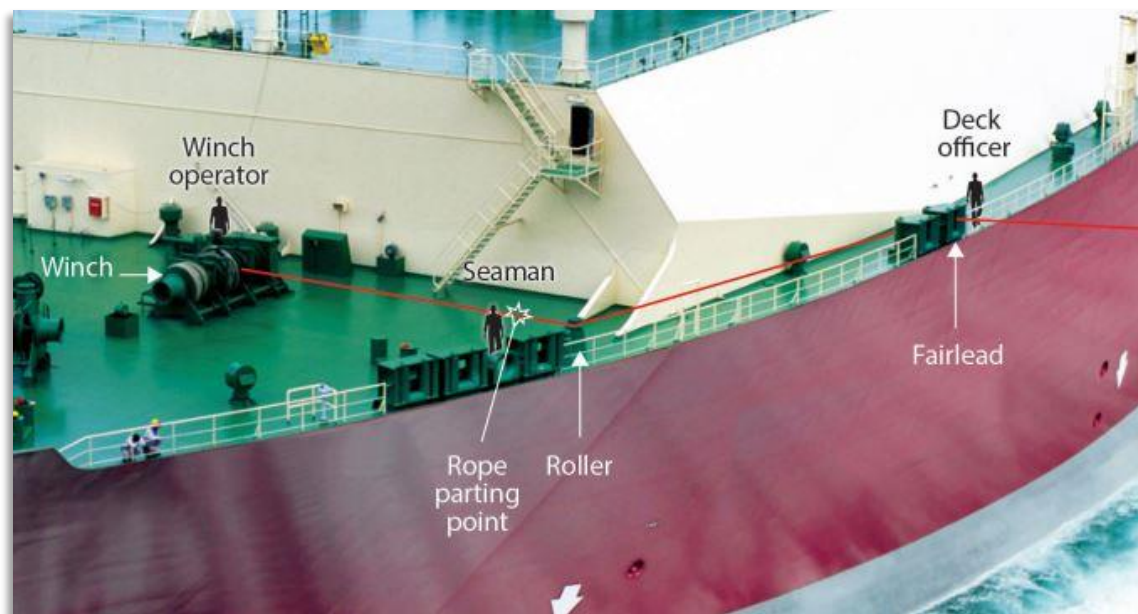


Imagen 51: Disposición de guías en proa.

10.6 Defensas (*Fenders*)

Las defensas se encargan de absorber la energía de impacto al abarloadse ambos buques, y así evitar el posible daño que puede darse si los cascos de los buques colisionan entre sí directamente. Esto es particularmente importante en este tipo de buques, ya que el contacto y rozamiento de metales pueden generar chispas que originen un riesgo de incendio.

El tipo de defensa más utilizada para operaciones STS es la neumática, y las Yokohama Fenders son las más conocidas. Son útiles hasta para ambientes *offshore*. Poseen una forma cilíndrica y están protegidas a lo largo de su superficie por llantas de camión. Están contenidas en un forro de cadenas (para evitar su rotura) forradas a su vez con llantas de camión para evitar el roce entre acero (de

la cadena) y acero (de los cascos de los buques). Su diámetro máximo es de 4,5 metros y su longitud, de 9 metros; aunque estas medidas pueden variar.

El diámetro de estas defensas debe ser siempre menor que la mitad del francobordo que posea cualquiera de los dos buques, esto es para impedir que en caso de condiciones meteorológicas adversas puedan embarcar en la cubierta.

Hay dos tipos principales de defensas: las defensas primarias y las defensas secundarias (*baby fenders*).

Las defensas primarias fueron las mencionadas anteriormente, y suelen utilizarse cuatro dispuestas en hilera o en doble pareja. Cada una pesa en torno a 4,7 toneladas, y se disponen flotando en el agua. Estas defensas trabajan en la sección recta de los costados de los buques. Están firmes al buque por medio de un largo a proa y otro a popa (para regular su emplazamiento), y llevan un giratorio para permitir girar a la defensa sin retorcer los cabos de amarre.

Las defensas secundarias son de tipo neumático o pueden estar rellenas de espuma. Pesan cerca de una tonelada y van suspendidas sobre los finos de proa y popa. En operaciones de *lightering* siempre van en el buque de servicio, al igual que las defensas primarias. Sin embargo, para maniobras STS de buques FSRU se utilizan remolcadores, por lo que un abarloamiento paralelo de ambos buques es posible y común. Es por eso que las defensas primarias suelen estar instaladas en el buque FSRU y las secundarias en el buque GNL. Sin embargo, en algunos sitios, como por ejemplo en Dubai en el caso del buque FSRU Excelsior, es este el que posee las defensas secundarias y no el buque GNL.

La función de las defensas secundarias en este tipo de maniobras es evitar que en caso de balance las partes altas del casco de los buques entren en contacto. En la Imagen 52, a continuación, pueden observarse las defensas primarias flotando en el agua y las secundarias en los finos del buque de estribor.



Imagen 52: Defensas primarias flotando en el agua y las secundarias en los finos del buque de estribor.

En la Imagen 53 puede observarse la defensa secundaria dispuesta en los finos de proa del buque GNL (estribor) mientras que las defensas primarias están dispuestas en el buque FSRU. Esta imagen es de una operación del Excelerate Energy Gateway.⁽⁶¹⁾



Imagen 53: Defensa secundaria dispuesta en los finos de proa del buque GNL.

En la Imagen 54 la operación ha concluido y el buque GNL se desabarloa. Pueden apreciarse ambas defensas secundarias sobre dichos finos (puntos negros sobre el casco).



Imagen 54: Defensa secundaria dispuesta en los finos de proa del buque GNL libre por el costado.

10.7 Remolcadores

Se utilizan remolcadores para ayudar al buque GNL a realizar un abarloomiento paralelo, así como para asistir en la maniobra. Pueden ser utilizados para tirar o empujar (de carnero) al buque.

En condiciones meteorológicas favorables, los remolcadores pueden utilizarse para empujar al buque y maniobrarlo en la dirección de una plataforma de atraque o hacia el buque FSRU, ejerciendo presión sobre las zonas designadas del casco para tal fin. Esto no es posible si las olas son de gran altura, debido al cabeceo del remolcador.

Cuando las condiciones meteorológicas son adversas, los remolcadores asisten al buque GNL utilizando líneas de remolque. En estos casos, los remolcadores actúan aguantando o tirando al buque en la dirección deseada. Lo

normal es que se utilicen unos remolcadores empujando y otros tirando o aguantando en una maniobra común.

Es debido a esta asistencia que tanto las defensas primarias como las secundarias, las puede tener un buque FSRU como se puede ver a continuación en la Imagen 55 obtenida de Excelerate Energy.⁽⁶²⁾ Sin embargo, como ya se mencionó anteriormente, esto puede variar según los buques y el lugar de la maniobra.



Imagen 55: Remolcadores asistiendo al buque GNL convencional durante la maniobra..

11. CICLO DE LA MANIOBRA DE ABARLOAMIENTO ENTRE BUQUE GNL Y BUQUE FSRU PARA REALIZAR UNA OPERACIÓN DE TRANSFERENCIA

El ciclo de la maniobra es diferente para cada buque FSRU y más aún para cada buque GNL. Hay muchas disposiciones de atraque, el buque FSRU puede estar atracado en tierra, en plataformas, a torres, poseer sistema de torreta sumergido, *jetty-island*... Y para cada configuración hay distintas características meteorológicas, relieves y características topográficas y oceanográficas. Además, factores como el diseño y el mantenimiento del casco y la hélice pueden influir significativamente en la capacidad de maniobra además de los conocimientos de los prácticos y los capitanes. No existe una estrategia que se aplique a todos los buques por lo que la posición y velocidad va a variar, sin embargo se puede realizar un estudio base de lo que ocurre en cada maniobra. Este estudio abarca cuatro fases: la maniobra de aproximación, el atraque/abarloamiento y proceso de amarre, condición de amarrado y proceso de descarga, y desatraque.

11.1 Aproximación

Cuando el buque GNL se encuentra en las vecindades del buque FSRU (Imagen 56), ambos buques establecerán contacto por radio (VHF) e

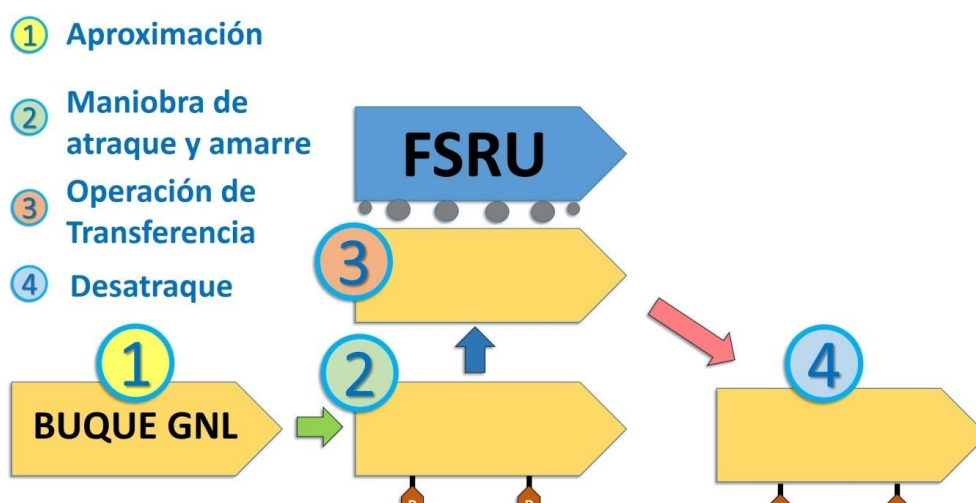


Imagen 56: Ciclo completo de aproximación, de operación de transferencia y desatraque.

intercambiarán toda la información necesaria para dar inicio al ciclo de la maniobra y de la transferencia. Es en este momento cuando comienza la aproximación inicial. Aproximadamente una hora antes del inicio de la operación, los prácticos embarcarán en el buque GNL. Comunicándose y consultando al buque FSRU, los prácticos y el capitán decidirán qué estrategia de atraque será la óptima, el mejor rumbo a tomar hacia el buque FSRU, la ruta de aproximación, política y condiciones de cancelación de la maniobra y si es en condiciones *offshore*, la banda de abarloadamiento.

La estrategia de atraque estará basada en una predicción de condiciones favorables para las siguientes 24 horas. Si las condiciones se encuentran dentro de límites operacionales y las comunicaciones e instalaciones a bordo se encuentran en buenas condiciones de trabajo, la operación de atraque puede iniciar.

11.2 Atraque y amarre del buque

Al principio del procedimiento de atraque, el buque GNL se aproximará al buque FSRU a una distancia de, aproximadamente, 3 millas náuticas; aunque esto puede variar según las condiciones del lugar.

Como se dijo anteriormente, esto ocurre alrededor de una hora antes de llevarse a cabo la operación. El momento de la llegada final al buque FSRU tendrá lugar cuando el Buque GNL entre en contacto con las defensas del buque FSRU.

Inicialmente, la velocidad de aproximación es de 4 a 5 nudos. Los remolcadores se harán firmes en el buque GNL a una distancia aproximada de 2 millas náuticas del buque FSRU y navegarán en dirección longitudinal al buque GNL. Se suelen hacer firme un remolcador a popa y un remolcador a proa, e igualmente suelen ir otros dos de escolta, los cuales asistirán en la maniobra de abarloadamiento a fin de que dicho acercamiento sea lo más paralelo posible respecto a las líneas de crujía de ambos buques.

La máquina suele estar en *slowahead* hasta que el buque GNL está a una milla del buque FSRU. Cuando esto sucede, se cambia a *deadslow*. Mientras se navega hacia el buque FSRU, se llevará el timón a mano, y se irán realizando las correcciones necesarias para mantener el rumbo que los prácticos y el capitán decidan.

La última parte del atraque depende en gran medida del desempeño de los remolcadores. Como se mencionó anteriormente, los remolcadores pueden empujar, tirar y/o aguantar al buque. Dependiendo de las condiciones meteorológicas, la maniobra se puede dar de dos maneras diferentes: en condiciones meteorológicas favorables o en condiciones meteorológicas adversas.

11.2.1 Atraque y amarre del buque en condiciones meteorológicas favorables

Además de los remolcadores firmes en proa que se van a dedicar a aguantar el buque, se suelen utilizar otros dos: uno cerca de la aleta y otro cerca de la amura de la banda contraria de atraque. En el casco del buque, suele estar marcada una zona designada para empujar con el remolcador. Además, estos dos remolcadores



Imagen 57: Sunken bit en diferentes posiciones del casco de un buque.

hacen firme unas estachas a unas bitas que se encuentran en el casco del buque, comúnmente llamadas *sunken bit*.

En la Imagen 57, presentada anteriormente, se pueden observar tres *sunken bit* en diferentes posiciones del casco de un buque. Estas líneas tienen muy poca longitud, no más de 25 metros, y van a permitir que el remolcador cambie de fase de empujar a fase de tirar para así poder hacer que el buque GNL esté paralelo al buque FSRU. De esta manera, si por ejemplo la proa del buque está más alejada del FSRU que la popa, se puede empujar la proa y tirar de la popa para facilitar este paralelismo.

Una vez que ambos buques están paralelos, los remolcadores empezarán a empujar a igual velocidad y llevarán el buque lo más paralelo posible hasta que este entre en contacto con las defensas. En caso de situaciones *offshore*, el buque FSRU puede utilizar su hélice de popa para evitar que el empuje hidrodinámico del buque GNL mueva su popa, y se mantenga de esta manera en posición. Hay que recordar que en condiciones *offshore* la proa suele estar asegurada a la torre o a la boya, por lo que es la popa la que tiende a cambiar de posición. En la Imagen 58 a continuación, obtenida de Petrominer,⁽⁶³⁾ se puede observar como dos

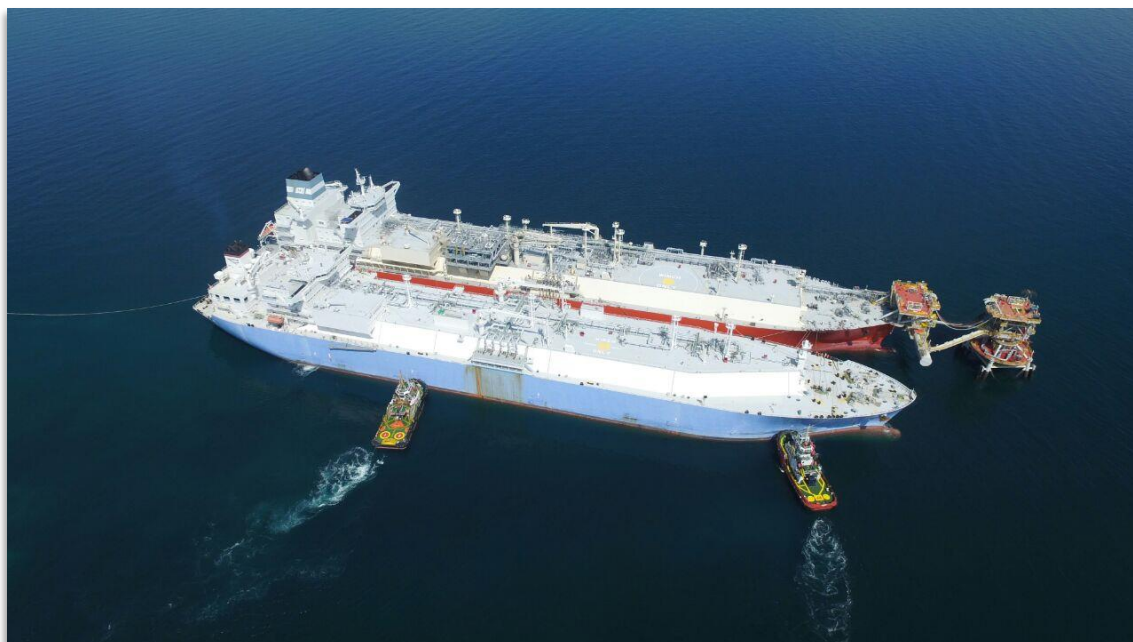


Imagen 58: Remolcadores asistiendo a un buque GNL a abarloarse a un buque FSRU.

remolcadores asisten al buque GNL a abarloarse a un buque FSRU asegurado a una torre. En este caso, el buque FSRU utiliza la hélice de popa para corregir la caída de la misma.

Algo a tener en cuenta es que ambos buques deben estar “en posición”, y los remolcadores deben empujar al buque GNL para asegurarse de que quede “en posición”. Esto significa que los *manifolds* de ambos buques deben coincidir en caso de que se utilicen mangueras criogénicas, y en caso de que se utilice brazos de carga, dichos brazos deben coincidir con el *manifold* del buque GNL. Esto será descrito con mejor detalle más adelante en el apartado “Colocar ambos buques *en posición*”, y es aplicable tanto para operaciones en condiciones favorables como adversas.

Después de que el buque sea aguantado contra las defensas, se coloca “en posición”, se dan las líneas de amarre. En una maniobra de *lightering* convencional, primero se suelen dar los esprines de proa debido al efecto hidrodinámico que tiende a separar la proa del buque GNL. Sin embargo, como en esta situación se cuenta con la asistencia de remolcadores, se dan las parejas de esprines y largos de proa y popa simultáneamente, como si de una terminal se tratase. Estas líneas son pasadas y aseguradas a los respectivos ganchos de liberación rápida de los buques FSRU. Si en una operación no se cuentan con dichos ganchos, las amarras estarán dispuestas de tal manera que se puedan largar rápidamente en caso de emergencia. Cuando se ha confirmado que, en efecto, los buques se encuentran “en posición”, todas las líneas se tensan para que trabajen con una carga de trabajo similar y así evitar picos de tensión sobre determinadas amarras.

11.2.2 Condiciones meteorológicas adversas

Estas condiciones suelen darse principalmente en ambientes de aguas abiertas debido a que las zonas portuarias suelen estar normalmente resguardadas por uno o varios rompeolas. En este escenario se requiere de mucha mayor habilidad por parte de los prácticos y capitanes a fin de maniobrar el buque GNL, el

cual tendrá que utilizar su propia propulsión y gobierno para llevar dicho buque a tener contacto con las defensas del buque FSRU y así poder dar las líneas de amarre.

Esta maniobra entraña dificultad debido a que el buque GNL debe maniobrar por sus propios medios hacia el buque FSRU y los remolcadores sólo podrán controlar el movimiento transversal, pero no el longitudinal. En este tipo de maniobras es preferible que las barreras secundarias vayan sobre el buque GNL, ya que es el que va a realizar el contacto y este no será completamente paralelo. Los remolcadores trabajarán con estachas de remolque y no empujando.

El buque GNL debe aproximarse desde lejos, y es recomendable que posea una buena maniobrabilidad. Debe ir situado a aproximadamente una milla a popa del buque FSRU, y debe asimismo ir reduciendo cada vez más el ángulo de convergencia formado por las prolongaciones del rumbo de los buques para intentar colocarse lo más paralelo posible respecto al buque FSRU. Se debe hacer esto respecto al rumbo efectivo y no respecto a las líneas de crujía, debido esto a los posibles efectos de abatimiento de la corriente y el viento.

Si se sospecha que las circunstancias no son adecuadas y existen riesgos potenciales, la operación debe cancelarse. Dependiendo de las condiciones ambientales, la diferencia entre ambos rumbos efectivos debe ser de 0 a 20 grados, y conforme los buques se acerquen deben ser cada vez menor. La velocidad del buque debe ser la mínima de gobierno, la cual es aproximadamente de uno a tres nudos.

Cuando los buques están a aproximadamente medio cable de distancia lateral, dicho ángulo no debe ser mayor que 5°, y deberá ir reduciéndose cada vez más. Los remolcadores actuarán aguantando al buque GNL, y en caso de que exista riesgo de colisión pueden tirar del mismo y así evitarla. Además, si hay riesgo de colisionar con la torre, también pueden desviar fácilmente ese rumbo. Su función será tirar y ayudar al desplazamiento transversal del buque hasta que esté en contacto con las defensas y se puedan dar las primeras líneas de amarre entre los barcos. Cuando los buques están finalmente abarloados, se dan los esprines y se

procede a colocar el buque “en posición”. Los remolcadores estarán presentes hasta que ambos buques estén firmes entre sí y asistirán en caso de cualquier emergencia.

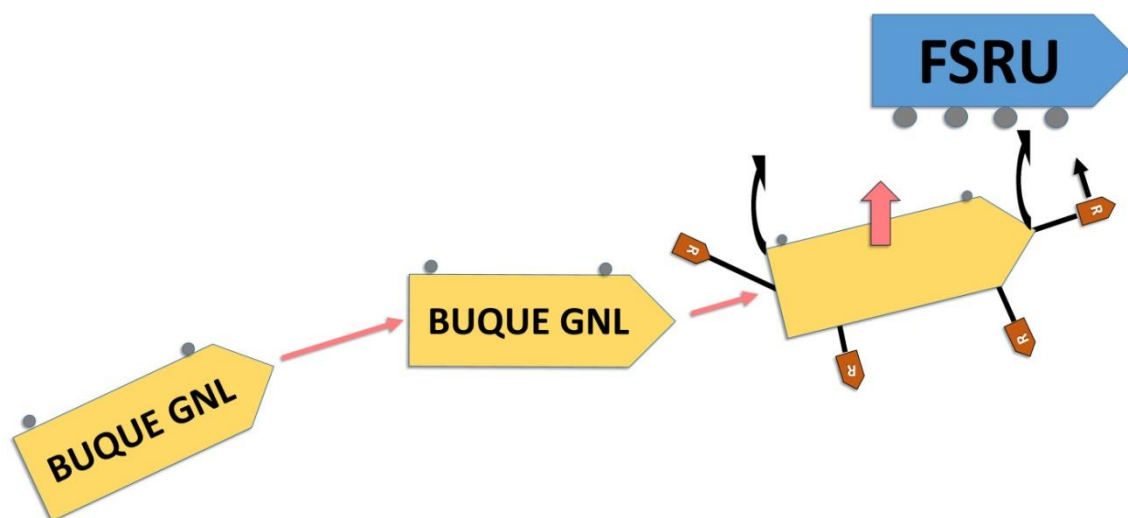


Imagen 59: Maniobra de aproximación del buque GNL al FSRU en condiciones adversas.

11.2.3 Colocar los buques “en posición”

Mientras se dan los esprines de proa y popa simultáneamente, se debe colocar el buque “en posición”. Esto es especialmente importante cuando se utilizan brazos de carga. Las mangueras aportan más flexibilidad y por lo tanto no debe coincidir a la perfección. Esta operación se consigue mediante el trabajo combinado de los medios de propulsión y gobierno del buque, los remolcadores y las maquinillas y cabrestantes. Los remolcadores se encargan de aguantar al buque para mantenerlo abarloado a las defensas del buque FSRU y, mientras tanto, utilizando las maquinillas de proa y popa y dando paladas según corresponda, el buque se logra mover adelante y atrás.

En el siguiente diagrama (Imagen 60, fuente: elaboración propia) se puede observar que con la maquinilla de proa se lasca, mientras se cobra con la de popa, permitiendo de esta manera un movimiento del buque atrás hasta que los brazos coincidan con el *manifold*. Una vez en posición, se tensan y se mantienen firmes y luego se dan las otras líneas de amarre.

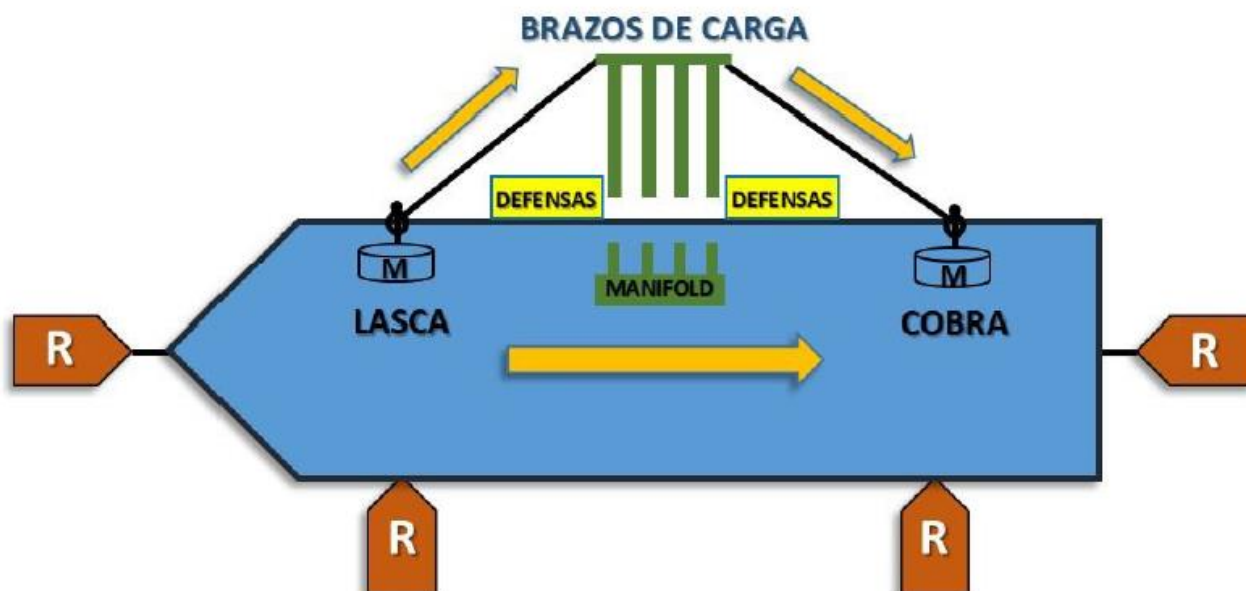


Imagen 60: Colocación del buque "en posición".

11.2.4 Sobre cuál banda abarloadse en condiciones offshore

Partimos que la FSRU está orientada el viento. En estas circunstancias siempre nos abarloadremos proa con proa (al tener el viento por la proa, podremos aguantar con máquina y por lo tanto, con gobierno hasta el último momento). Si el buque es diestro, la maniobra recomendada será por la banda de babor de la FSRU, si es zurdo, por su banda de estribor. La razón de ello es que esto nos permitirá acercar la proa con seguridad para dar los cabos, y al dar atrás, la proa abre y se aleja (habiendo dado ya las siskas) y la popa se acerca (para dar los cabos). Lógicamente, con hélice de proa y remolcadores, la maniobra se facilita.

11.3 Transferencia de la carga

Cuando los buques están abarloados y amarrados con seguridad, y se han realizado todas las comprobaciones previas a las operaciones de transferencia, se procede a la operación de descarga. Este tema será descrito más ampliamente en el capítulo “Operación de transferencia entre el buque GNL y el buque FSRU”.

Se procede a la conexión de brazos o mangueras y a realizar las pruebas de ESD. En buques FSRU, los brazos de carga son diferentes de los de las terminales. Los brazos de las terminales permiten que un objeto móvil se sitúe junto a uno no móvil. Sin embargo, compañías como FMC Technologies han diseñado un sistema de brazos de carga que es capaz de trabajar correctamente cuando ambas bases son móviles mientras las defensas mantengan a los buques a una distancia segura. Esta tecnología permite que los brazos de carga trabajen en situaciones *offshore* y con mal tiempo sin afectar la estructura de los *manifolds* de los buques, por lo que los límites operacionales no se exceden.

En algunos ambientes (ver Imagen 61) también se puede llevar a cabo la operación de transferencia de carga en tándem, utilizando para ello mangueras criogénicas flotantes (ver anterior Imagen 17), lo cual permite que exista distancia entre los buques y se reduzca de esta manera los riesgos de colisión. En buques petroleros esta operación se realiza por medio del “sistema de carga a proa” (*Bow Loading System, BLS*).



Imagen 61: Operación de transferencia mediante el uso de mangueras criogénicas.

Loading System, BLS).

11.4 Desatraque.

Para esta operación, el buque GNL debe desabarloadarse de manera segura del buque FSRU, y es asistido por remolcadores.

Primero, los remolcadores se hacen firmes al buque GNL, el cual tendrá la máquina en *stand-by*. Los remolcadores suelen lanzar un *monkey fist* atado al mensajero (*messenger*) y con la máquina se cobra. Se hace un estudio de las condiciones del tiempo en ese momento. Se observa la dirección del viento, si hay presencia de corrientes. Si la operación se lleva a cabo dentro de un canal, se observa si la marea sube o baja, y cualquier otra condición meteorológica que pueda afectar a la maniobra.

Dependiendo de dichas condiciones, se largan ciertas líneas. No se pueden cobrar todas a la vez. Se suele ir haciendo pareja por pareja debido a que el buque puede quedar fuera de control. Las condiciones meteorológicas de ese momento delimitan mucho qué parejas se cobran antes; pero generalmente se cobra desde los largos de las cabezas del buque hacia los esprines. Cada vez que se cobra una línea que ya ha sido desencapillada por el buque FSRU se genera un incremento de la carga de trabajo de las líneas que aún están firmes.

Si las condiciones ambientales ayudan a que el buque GNL se aleje cada vez más del buque FSRU, las líneas se van cobrando por parejas de largos a esprines, y si una línea va a tener mucha tensión se puede lascar un poco.

Cuando las condiciones ambientales hacen que el buque GNL vaya hacia el buque FSRU, los remolcadores tendrán que tirar del buque GNL para facilitar el desabarloadamiento. De todas maneras, en ambos casos se utilizan los remolcadores. Se podría prescindir del uso de remolcadores en condiciones *offshore* con viento y corriente a favor del desabarloadamiento, pero siempre que sea posible, se deben utilizar los mismos.

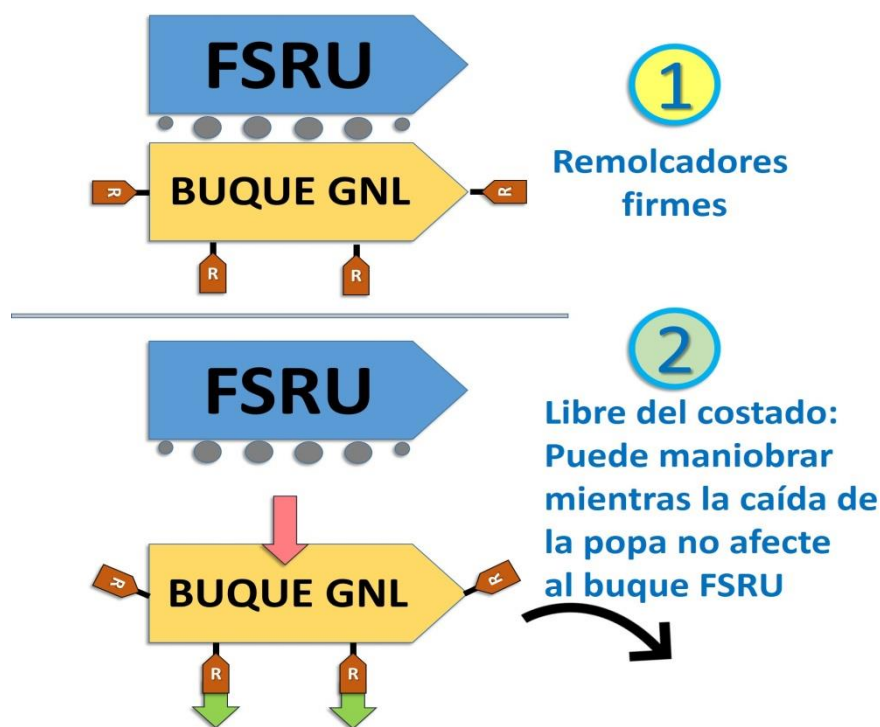


Imagen 62: Esquema de la maniobra de desatraque.

Si el buque GNL posee hélice de proa, cuando se ha separado suficiente del buque FSRU y esté libre por el costado, puede alejarse del mismo teniendo especial cuidado con la caída de la popa que se pueda generar. Una vez libres por el costado, se procede a seguir las recomendaciones de los prácticos para abandonar la zona y a largar los remolcadores.

Normalmente, en espacios *off-shore* los buques abarloados suelen mantener la proa al viento (salvo que haya corrientes predominantes). En estas circunstancias, se suelen ir aligerando cabos a proa y a popa, dejando un *spring* a popa (el viento hará pivotar el buque que maniobra sobre el *spring* de popa y la proa se abrirá). Cuando la proa abra 30°, aproximadamente se le da *dead slow ahead* con timón a la banda de la FSRU, de manera que el buque avance paralelo. Si cuenta con hélice de proa, se facilita la maniobra.

12. OPERACIÓN DE TRANSFERENCIA ENTRE EL BUQUE GNL Y EL BUQUE FSRU

Después de concluida la operación de abarloomiento entre los buques y estén amarrados de forma segura entre sí, se debe comprobar que hay buena comunicación entre los ambos. Además, se debe cumplimentar apropiadamente la lista de comprobación de pre-operación de carga/descarga de la Cámara Internacional de Navegación (ICS) y del Foro Marino Internacional de Compañías Petroleras (OCIMF).

Antes de las operaciones se deberá tener un plan de carga/descarga previamente acordado y revisado entre los buques. El mismo deberá asegurar que habrá estabilidad a lo largo de la operación, así como un estudio del estrés del casco y el efecto de las superficies libres en ambos buques. Para realizar este apartado, se consultó el libro *Ship to Ship Transfer Guide for petroleum, chemicals and liquefied gases.*⁽⁶⁴⁾

Este plan debe contemplar al menos los siguientes puntos:

- Medios de comunicación.
- Duración de la operación.
- Un plan de guardias y horas de trabajo para la tripulación con objeto de evitar la fatiga.
- Cantidad de la carga a ser transferida.
- Datos de carga como densidad, temperatura y precauciones específicas a tener en cuenta.
- Compatibilidad entre los brazos de carga o mangueras con los *manifolds* de los buques.
- Detalles del sistema de transferencia de la carga, número de bombas, presión máxima de bombeo, temperaturas máximas de diseño de las líneas, capacidad del sistema de control de vapor y equipos de ESD.
- Hora y manera de realizar el topeo de los tanques.
- Equipo de prevención de derrames.

- Reglamentación del gobierno local que pueda afectar a la operación.
- Señales y procedimientos a tener en cuenta en caso de emergencia.
- Secuencia de las operaciones de lastre/deslastre.
- Coordinación para la conexión entre los brazos o mangueras de carga.
- Ratio de carga durante las operaciones.

Tanto el plan de carga como las listas de comprobaciones para cada proceso deberán estar previamente preparados y aceptados para cumplir con los estándares de seguridad y operatividad.



Imagen 63: Operaciones de transferencia entre buques GNL y FSRU.

12.1 Acciones previas al inicio de la operación de carga

Primero se realiza la conexión de los brazos de carga o las mangueras criogénicas. A las juntas se les suele dar grasa molykote, y se comprueba la estanqueidad de la conexión. Esta prueba consiste en que la FSRU presuriza sus líneas con nitrógeno hasta 5 bares, y se comprueba que la presión no caiga. Además de la cortina de agua en ambos *manifolds*, se suele montar una especie de piscina debajo de la zona del *manifold* para que, en caso de fugas o derrames, el GNL no caiga directamente sobre el acero del buque. Al estar muy frío este podría

fracturarse. Las mangueras contraincendios no sólo se utilizan para el fuego, también se utilizan para baldear el área en donde se pueda haber producido un derrame de GNL y evitar de esta manera que se dañe la estructura del buque.

A continuación se deben realizar las pruebas de ESD (parada de bombas, compresores, válvulas del *manifold*, válvulas de gas) y comprobar que se cierran en no menos de 30 segundos. Las pruebas se realizarán dos veces: la primera, justo después de conectar las líneas estando calientes, y la segunda después de completar el enfriamiento de los brazos o mangueras y las líneas de carga.⁽³⁴⁾

Además se verifican otros factores, tales como:

- Analizadores fijos de gases.
- Manómetros de presión en los tanques.
- Comprobación de las medidas de las sondas de los tanques.
- Sistema de nitrógeno.
- Alarmas.
- Suministro de aire.
- Registradores de temperatura en el casco.
- Funcionamiento correcto del equipo en la sala de control de la carga.
- Las válvulas que no se utilicen deben estar cerradas. Si se hace alguna medición de la calidad del GNL o del gas inerte, se debe cerrar la válvula.

Después de la conexión de los brazos o las mangueras, se deben purgar y realizar análisis para identificar la presencia de oxígeno. El porcentaje de oxígeno debe ser inferior al 1%, y para realizar esto se inyectará nitrógeno como gas inerte. Al utilizar gas inerte, se crea una atmósfera cuyos porcentajes y relaciones volumétricas están fuera de la zona de inflamabilidad y así, aunque exista alguna fuente de ignición, no se provocaría un incendio.⁽³⁴⁾

Los brazos tienen la capacidad de moverse, por lo que la conexión se realiza operando con ellos. Si poseen QC/DC se realizará la conexión, y si es con pernos estos se colocarán y se asegurará que la conexión es satisfactoria. En el caso de que se utilicen mangueras, se utilizará las grúas del propio buque para pasar sus



Imagen 64: Acople de mangueras apoyadas en la silla al manifold.

bocas de un lado a otro. Las mangueras nunca podrán tocar la estructura del buque (debido a que se forma hielo y escarcha a su alrededor, y el frío puede fracturar el acero) por lo que se apoyarán sobre una estructura especial resistente que se encapilla sobre la cubierta del buque GNL, como se puede ver en la Imagen 64, obtenida de Excelerate Energy, en GNL Escobar, Argentina. ⁽⁶⁵⁾ Esta estructura se llama “silla” y tiene la función de dar el apoyo adecuado a las líneas de líquido y de vapor, además de proteger los pasamanos de los *manifolds* del peso de las líneas utilizando abrazaderas para asegurarlas a dichos pasamanos. ⁽⁶⁶⁾

Cuando se utilicen brazos de carga, estos habrán de ser cuatro: tres de líquido y uno de vapor; y cuando se utilicen mangueras, se habilitarán ocho: seis de líquido y dos de vapor. Cada una de estas parejas de mangueras van conectadas a un mismo *manifold* mediante una especie de conexión en T. Las mangueras tendrán una longitud de quince metros; aunque esto dependerá del tamaño de los buques y de su francobordo. ⁽⁶⁶⁾

12.2 Brazo o mangueras de vapor para el control de la presión en los tanques

Debido a que el buque FSRU no va a contener mucho GNL en sus tanques a la hora del inicio de la operación y el buque GNL sí, a la hora de realizar la transferencia se debe comunicar la fase gaseosa de los tanques. Al descargar el buque GNL, el *ullage* va a ser cada vez mayor, y si no entra gas se formará un vacío; mientras que en el buque FSRU, al entrar GNL el *ullage*, este va a ser cada vez menor, por lo que se puede generar una sobrepresión. Tanto el vacío como la sobrepresión pueden dañar la estructura de los tanques. El *manifold* tiene una línea destinada a la transferencia de vapor por esta razón. Cuando el buque GNL descarga, se le inyecta gas inerte para evitar la formación de vacío en sus tanques y se sustrae la fase gaseosa de los tanques del buque FSRU. Es importante que durante la operación se analice el contenido de oxígeno y si se detecta presencia superior al 1% del mismo, lo correcto es detener la operación y volver a purgar. En el apartado 12.5 “Gestión del boil-off durante la operación” se explica mejor cómo ayuda este brazo o esta pareja de mangueras a controlar la presión en los tanques. ⁽⁶⁴⁾ ⁽⁵⁹⁾

12.3 Enfriamiento de los brazos, mangueras y líneas de los buques

Después realizar la conexión y de llevar a cabo las pruebas y comprobaciones pertinentes, se comienza el enfriamiento de las líneas, brazos o mangueras. Esta operación ha de llevarse a cabo debido a que las líneas estarán *calientes* en comparación con el GNL, que tiene una temperatura de -162 °C, ya el choque térmico puede dañarlas. Además, esta situación crearía abundante evaporación, produciendo sobrepresión. ⁽⁵⁹⁾ ⁽⁶⁶⁾

El enfriamiento se comienza a un ritmo bajo, y mientras tanto se comprobarán posibles fugas. Depende de la capacidad de las bombas, de los buques y del lugar, pero usualmente esta operación se inicia a un ritmo de 2000m³/h, y cada 10 minutos se van incrementando otros 2000m³/h. Esto se lleva a cabo hasta que se alcanza el máximo ritmo de carga (*full rate*), que usualmente

118

es de 12 000m³/h, y se caracteriza por la formación de hielo y escarcha sobre la superficie de las líneas, brazos y mangueras y cuando los sensores de temperatura señalen que las líneas están, al menos, a -110 °C. Debido a esto, que cuando se utilizan mangueras, las mismas deben ser apoyadas sobre una superficie especial (silla). Mientras se hace esto se procede a las operaciones de lastrado en el buque GNL y deslastrado en el buque FSRU según el plan de gestión de carga/descarga y lastre/deslastre.^{(59) (66)}



Imagen 65: Formación de hielo y escarcha sobre las líneas

12.4 Inicio de operaciones y transferencia del GNL

Cuando las operaciones inician, se genera una gran cantidad de vapor debido a que los tanques del buque FSRU, al estar casi vacíos, tendrán una temperatura mayor que el GNL que entra desde el buque GNL. El contacto del GNL con los tanques genera mucho vapor, por lo que al comenzar la operación es mejor enviar GNL a un solo tanque para de esta manera poder realizar una buena gestión

del aumento de presión que se va a generar en el tanque. Una vez que esta presión y esta generación de vapor son controladas, se van abriendo las válvulas de las líneas de llenado de los otros tanques.

El arranque (*ramping up*) y la parada (*ramping down*) de las bombas de carga son los momentos más delicados de la operación de carga/descarga, y debido a la estrangulación de válvulas y al contacto del GNL con los tanques más calientes va a variar mucho el ritmo y la presión. ⁽⁵⁹⁾ ⁽⁶⁶⁾



Imagen 66: Mangueras criogénicas durante la operación de transferencia

12.5 Gestión del *boil-off* durante la operación

Se conoce como *venteo* a la situación en la que se genera una sobrepresión en los tanques y se debe liberar a la atmósfera para evitar daños al buque. Esta acción sólo se realizará en caso de emergencia, y se evitará llevarla a cabo convencionalmente durante las operaciones. El *boil-off* que se genera durante la operación en los tanques del buque FSRU se enviará a la fase gaseosa (*ullage*) del buque GNL convencional debido a que este buque necesita presión en sus tanques para poder “empujar” el GNL hacia la succión de la bomba. Estas bombas trabajan

en función de la columna de GNL y la presión que se aplica. Si por alguna razón se genera una presión que pueda afectar al tanque, este exceso de *boil-off* se enviará a la Unidad de Combustión de Gas (GCU) para quemarlo antes de ventearlo; pero como se mencionó anteriormente, esto se hará sólo en caso de emergencia. La generación de *boil-off* durante la operación dependerá de distintos factores, como el ritmo de la descarga (a mayor movimiento y agitación de las partículas, mayor generación de vapores), la presión de los tanques, la temperatura de los tanques y el contraste térmico que ocurra entre ellos y el GNL cargado, el haber realizado un enfriamiento correcto y la temperatura de los tanques.^{(64) (34) (59)}

El buque FSRU deberá tener los tanques y las líneas lo más frías posibles para evitar este contraste térmico y la generación de *boil-off*, que llevará a un aumento de la presión. Además, como se explicó anteriormente, se hará uso de los brazos o mangueras de vapor para controlar la presión de los tanques. En caso de que exista una sobrepresión en los tanques del buque GNL convencional, será dicho buque el encargado de igualar la presión de los tanques quemando el exceso de *boil-off* en calderas o en la Unidad de Combustión de Gas (GCU).^{(34) (59) (66)}

En la Imagen 67, a continuación, se puede apreciar el esquema de los tanques en una operación de transferencia entre el buque GNL convencional y el buque FSRU. El color azul representa el GNL; y el verde, la fase gaseosa de los tanques. El nivel de los tanques del buque GNL convencional irá disminuyendo (debido a que está descargando) lo que hará que se genere un vacío en el *ullage* del tanque, mientras que en el buque FSRU, al subir el nivel, se generará una sobrepresión.

Ha de tomarse en cuenta que durante la operación de transferencia se genera *boil-off*, el cual tiene un volumen 600 veces mayor que el GNL. Para evitar este vacío y esta sobrepresión, que evidentemente es perjudicial para la estructura del tanque y del sistema de carga, se conecta un brazo de vapor o dos mangueras de vapor a fin de unir la fase gaseosa de ambos tanques y equiparar las presiones. De esta manera se mantiene la presión en un mismo volumen. En el diagrama (Imagen 67) esto se corresponde con la zona verde del diagrama.

El diagrama que se aporta (fuente propia) es sólo con fines ilustrativos. La transferencia entre los buques se realiza a través de ambos *manifolds*, no por líneas por debajo de los buques, pero con esta proyección se visualiza mejor el sentido del ciclo. Puede también observarse el vaporizador, debido a que si se genera vacío y por alguna razón no se comunica la fase gaseosa de los tanques o la fase gaseosa recibida no posee una presión suficiente para equilibrar el vacío, se puede vaporizar parte de la carga para incrementar la presión de este espacio y mantener así el sistema estable. Las flechas muestran el flujo del metano en ambos estados de la materia, y el empuje que se ejerce sobre las bombas de carga.

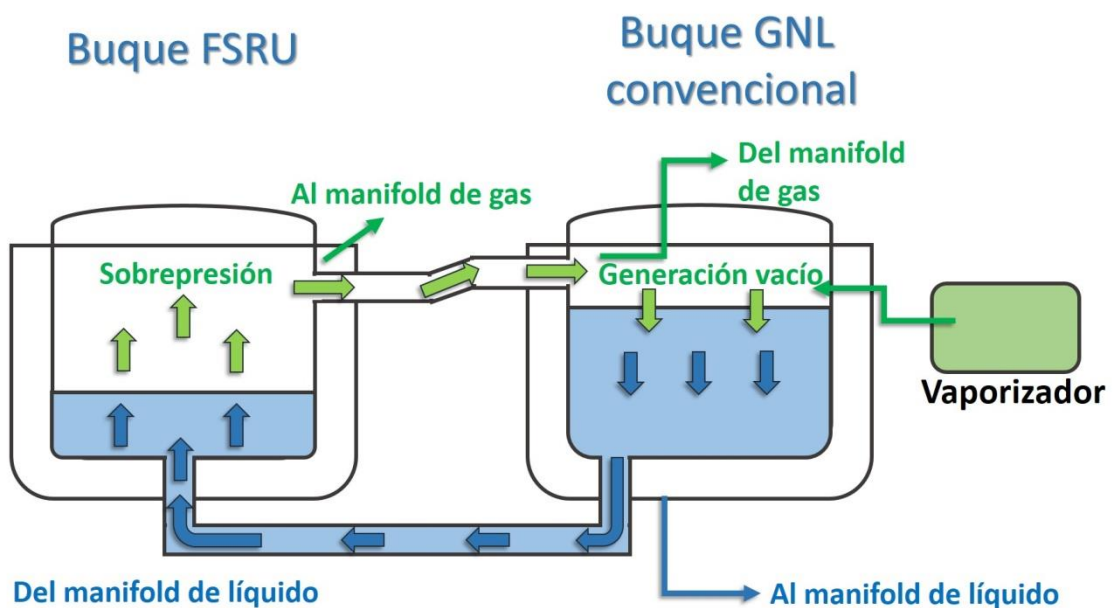


Imagen 67: Ciclo del GNL y de la generación de boil-off en una operación de transferencia.

12.6 Finalización de la transferencia de GNL, drenado de las líneas y desconexión de los brazos o las mangueras

Los tanques se cargan simultáneamente, pero con desfase, al objeto de finalizar su carga con intervalos de tiempo suficientes entre ellos y poder así realizar los "topeos" de cada tanque. Esto se realiza cuando cada tanque alcanza el volumen establecido en el plan de carga, el cual nunca superará el porcentaje de carga que admite cada tanque.

Por ejemplo, si se trata de un tanque de membrana, nunca se cargará por encima del 98,5% de su volumen; y en tanques Moss Rosenberg, del 98,8% del volumen total. El código CIG define esta cifra como el "límite de llenado". Conforme se obtienen los límites de llenado de los tanques del buque FSRU, se irán parando las bombas y disminuyendo el ritmo y el caudal, para calcular así mejor el momento exacto de cerrar la válvula de la línea de llenado de cada tanque y de esta manera realizar el topeo.

El último topeo suele ser el tanque número cuatro, aunque si el buque posee más tanques sería el que esté más a popa. Una hora antes de realizar este topeo se debe notificar al otro buque para realizar la operación inversa al enfriamiento: se irá disminuyendo de los 12 000m³/h (*full rate*) hasta que la transferencia entre ambos buques sea nula. Además, se deberá dejar un espacio previamente acordado para recoger toda la carga que se encuentre en las líneas mediante la operación de drenado, que consiste en un soplado de las líneas para que el GNL entre en los tanques del buque FSRU. ^{(34) (59) (66)}

Para realizar este proceso, se cierran primero las válvulas del *manifold* del buque GNL, dejando abiertas las del buque FSRU. Posteriormente, se procederá a realizar barridos con gas inerte (nitrógeno) para de esta manera aumentar la presión en los brazos o las mangueras hasta que alcancen una presión de unos 5 bares aproximadamente. Posteriormente se abrirán las válvulas del buque FSRU para que la presión del nitrógeno sople todo el líquido atrapado en las líneas y lo lleve hasta los tanques del buque FSRU. Para comprobar que no queda metano en los brazos o mangueras, se abrirán las purgas y se comprobará que no sale GNL de ellas. El purgado de los brazos o mangueras finalizará cuando se tome una lectura inferior al 1% en volumen de metano. Una vez que han sido purgados, se puede proceder a la desconexión ya que a partir de ese momento no hay riesgo ya de que se genere una atmósfera inflamable. ^{(34) (59)}

Como se forma hielo sobre los *manifolds* y los brazos o mangueras, se debe intentar remover dicho hielo baldeando con agua y removiendo los trozos de hielo que van surgiendo. Cuando es posible, se desconectan los brazos o mangueras de

líquido; sin embargo los de vapor se dejarán conectados hasta que concluya por completo la operación y los buques vayan a desabarloarse por si, debido al calentamiento del GNL que quede en alguna línea, este se evapora generando un aumento de presión.

En el buque GNL se deben alinear las válvulas para que circule el vapor que se genere en las líneas debido al calentamiento hasta uno de los tanques de carga. Esto se hace debido a que si queda algo de líquido en alguna línea y este comienza a evaporarse, habrá un incremento de presión que puede dañar las líneas o las válvulas. Cuando se genera este vapor, el mismo se suele soplar del buque FSRU al buque GNL convencional, o viceversa, para posteriormente ser quemado o relicuado. Cuando los buques están listos para la operación de desatraque, se desconecta el brazo de vapor y se inicia la maniobra de desatraque. ⁽⁵⁹⁾ ⁽⁶⁶⁾

13. CONCLUSIONES FINALES

- Para que el transporte y almacenamiento del gas natural sea rentable, dichos procesos deben realizarse como Gas Natural Licuado, ya que en estado líquido su volumen es 600 veces menor y se aprovecha de esta forma mejor el espacio de los tanques. De esta manera, para su transporte y almacenamiento, se licúa: y para su explotación comercial y combustión, se gasifica.
- El gas natural posee un menor impacto ambiental que otros combustibles fósiles. Sus emisiones de CO₂ por unidad de energía producida son un 40% más bajas que el carbón y un 20% menores que el petróleo. Además, si bien su combustión produce niveles significativos de óxidos de nitrógeno, prácticamente no produce emisiones de óxidos de azufre y solo cantidades despreciables de partículas finas.
- Según el WEO 2017, la demanda del gas natural crecerá en todos los escenarios que plantea hacia 2040. Esto significa que habrá un gran desarrollo en la industria y que los buques FSRU y GNL serán rentables en las próximas décadas. Según este informe, habrá un aumento del 45% en la producción y uso del gas natural para el año 2040.
- La nueva norma de restricción de emisiones del Convenio MARPOL anexo VI empezará a aplicarse en 2020, y buscará reducir las emisiones de óxidos de azufre del 3,5% al 0,5%, por lo que los buques tendrán que buscar otras alternativas de combustibles lo que representará que el GNL generará un incremento de demanda para su consumo en el transporte marítimo. Además, el Acuerdo de París posee 193 firmantes e igualmente busca reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, por lo que fuentes de energía más limpias como el gas natural serán demandadas.
- Todas estas conclusiones previas relacionadas con el gas natural afectan en gran medida al uso de buques FSRU. Como se transporta en estado líquido,

la construcción de terminales es necesaria para realizar la regasificación. Sin embargo, los buques FSRU ofrecen la misma capacidad de procesamiento que una terminal terrestre, mientras representan de un 50 a un 60% del coste total de una terminal terrestre y se fabrican en menos tiempo que una terminal. Naciones emergentes utilizan buques FSRU ya que es una alternativa más rápida y barata para la importación de GNL.

- Una terminal de tierra requiere una mayor cantidad de permisos que un buque FSRU, y además posee un impacto ambiental mucho mayor. Por otro lado, los buques FSRU pueden desplazarse y reubicarse fácilmente en caso de que sus servicios ya no sean necesarios, mientras que una terminal no puede moverse de su sitio de emplazamiento.
- Los brazos de carga generan menos *boil-off* que las mangueras criogénicas, además de que pueden realizar la operación más rápido. Los brazos especiales para FSRU permiten el movimiento de ambos buques sin exceder los límites de operatividad. Las mangueras, en cambio, son más baratas que los brazos y permiten la operación cuando hay una distancia considerable entre los buques (operación en tándem), aunque existan condiciones adversas. Ambos tienen sistema PERC para poder detener inmediatamente las operaciones en caso de emergencia.
- Para los buques FSRU es preferible el uso de tanques de membrana ya que aprovechan mejor el espacio en comparación con los tanques esféricos Moss Rosenberg, y no será necesario hacer operaciones STS tan frecuentemente aunque generan más *boil-off*.
- La gestión del *boil-off* es uno de los retos más importantes para los buques GNL y FSRU. El cambio de fase líquida a fase gaseosa genera un incremento de presión en los tanques, por lo que este debe ser gestionado (utilizado, quemado o relicuado). Si bien no todos los buques FSRU poseen planta de relicuefacción, en los más modernos ya se está incorporando. Si

en un día se evapora el 0,1% de la carga, al año esto representará más del 36% del volumen total del buque. Si no se cuenta con planta de relicuefacción, este porcentaje habrá de quemarse, y con el paso de los años la pérdida se incrementará cada vez más. Para las empresas, esto es quemar dinero. Una planta de relicuefacción es cara, pero a largo plazo es una gran inversión que amortiza la quema del *boil-off*.

- Los vaporizadores se encargan de gasificar el GNL que ha sido previamente comprimido. Los utilizados a bordo de buques FSRU (Vaporizador de Bastidor Abierto y el de Fluidos Intermedios) utilizan el agua de mar circulando por un intercambiador de calor. Sin embargo, esto hace que el agua de mar se enfríe, así que se debe tener en cuenta el impacto ambiental que esto pueda significar. La vaporización es necesaria para que el gas natural pueda utilizarse como combustible.
- El gas natural comprimido y previamente vaporizado se puede enviar a tierra mediante el uso de brazos o mangueras de carga si se encuentra atracado en tierra. Si está en aguas abiertas, debe utilizar el sistema de torreta de descarga sumergida, que trabaja con una boya conectada a la estructura del buque o mediante una torre de amarre único. En este caso, el gas natural se envía a la torre y desde ahí por comunicación submarina va a tierra.
- Para realizar la maniobra de abarloadamiento entre el buque GNL y el buque FSRU se deben utilizar remolcadores, por facilidad y por seguridad. Hay muchas disposiciones de amarre al igual que lugares geográficos con sus propias características oceanográficas. No existe ningún guion para una maniobra de este tipo, pero los prácticos y capitanes deben tomar en cuenta en todo caso las condiciones meteorológicas.
- El uso de defensas es necesario para impedir el rozamiento de los cascos y las posibles chispas que esto pueda generar. A diferencia de las operaciones de *lightering*, en buques FSRU las defensas las puede tener el buque FSRU

(el que no se va a mover) debido a que contará con la asistencia de remolcadores y el abarloomiento será prácticamente paralelo.

14. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- (1) Ecopetrol, Editorial (2014). *Usos del gas Natural*. Disponible en Internet: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%C3%B3n%20General/usos-del-gas-natural>
- (2) Enagas (2013). *Ficha de datos de seguridad, Gas Natural Licuado*. Disponible en Internet: <http://www.ecosmep.com/cabecera/upload/fichas/8164.PDF>
- (3) International Energy Agency (IEA, 2016). *World Energy Outlook Special Report: Energy and Air Pollution*. Disponible en Internet: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyOutlookSpecialReport2016EnergyandAirPollution.pdf>
- (4) International Energy Agency (IEA, 2017). *Commentary: The environmental case for natural gas*. Disponible en Internet: <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/october/commentary-the-environmental-case-for-natural-gas.html>
- (5) U.S. Energy Information Administration (IEO, 2017). *International Energy Outlook 2017*. Disponible en Internet: [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf)
- (6) Global Energy Statistical Yearbook (2017). Disponible en Internet: <https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/world-natural-gas-production-statistics.html>
- (7) Editorial diario El Mundo (2017). *Rusia, a la conquista del mercado mundial del gas natural licuado*. Disponible en Internet: <https://mundo.sputniknews.com/economia/201712301075136915-rusia-qln-gas-mundo/>
- (8) Colás, Xavi. 2017. *Gas del ártico ruso para el mercado español*. Disponible en Internet: <http://www.elmundo.es/economia/macroeconomia/2017/12/09/5a2ae10922601dbb348b4608.html>
- (9) Sedigas, Informe Anual (2012). Disponible en Internet: <https://www.sedigas.es/informeanual/2012/44.html>
- (10) Energy Education (Consultado en 2018). *Transportation of liquefied natural gas*. Disponible en Internet: http://energyeducation.ca/encyclopedia/Transportation_of_liquefied_natural_gas
- (11) International Gas Union (Consultado en 2018). *Major LNG shipping Routes 2016*. Disponible en Internet: <http://www.igu.org/dialog-sidebar/major-GNL-shipping-routes>
- (12) LNG Encyclopaedia (Consultado en 2018). *Main LNG Transportation Routes*. Disponible en Internet: <https://lng.edu.pl/en/education-centre/main-lng-transportation-routes/>

- (13) Ship Technology (Consultado en 2018). *Christophe de Margerie Class Icebreaking LNG Carriers*. Disponible en Internet: <https://www.ship-technology.com/projects/christophe-de-margerie-class-icebreaking-lng-carriers/>
- (14) Hansen, Megan E. Hansen, Director of Policy, Strata; Dursteler, Ethan, Student Research Associate, Strata (Consultado en 2018). *Economics: Pipeline, Rail, and Truck: Economic, environmental, and safety impacts of transporting oil and gas in the U.S.* Disponible en Internet: <https://www.strata.org/pdf/2017/pipelines.pdf>
- (15) UCSUSA (Union of Concerned Scientists (Consultado en 2018). *The Future of Natural Gas*. Disponible en Internet: <https://www.ucsusa.org/clean-energy/coal-and-other-fossil-fuels/the-future-of-natural-gas#.WucvQYhublU>
- (16) Taylot James Taylor, president de Spark of Freedom Foundation. Revista Forbes (2017). *Natural Gas Is The Future Of Energy, And It's Not Even Close*. Disponible en Internet: <https://www.forbes.com/sites/jamestaylor/2017/01/10/natural-gas-is-the-future-of-energy-and-its-not-even-close/#1834442964ae>
- (17) ANAVE (Asociación de Navieros Españoles, 2017). *La flota mundial de GNL, camino de récord de entregas de nuevas construcciones en 2017*. Disponible en Internet: <http://www.anave.es/prensa/ultimas-noticias/1715-la-flota-mundial-de-gnl-camino-de-record-de-entregas-de-nuevas-construcciones-en-2017>
- (18) Convención Marco sobre el Cambio Climático (Acuerdo de París). Disponible en Internet: <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/spa/l09s.pdf>
- (19) OMI (Organización Marítima Internacional). (Consultado en 2018). *Prevención de la contaminación atmosférica ocasionada por los buques*. Disponible en Internet: <http://www.imo.org/es/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Paginas/Air-Pollution.aspx>
- (20) OMI (Organización Marítima Internacional, 2016). *IMO sets 2020 date for ships to comply with low sulphur fuel oil requirement*. Disponible en Internet: <http://www.imo.org/es/MediaCentre/HotTopics/Paginas/Sulphur-2020.aspx>
- (21) OMI (Organización Marítima Internacional, Consultado en 2018). *El límite de contenido de azufre de 2020*. Disponible en Internet: <http://www.imo.org/es/MediaCentre/HotTopics/GHG/Documents/Preguntas%20frecuentes%20-%20El%20l%C3%ADmite%20de%20contenido%20de%20azufre%20de%202020.pdf>
- (22) Revista del sector marítimo e ingeniería naval (2008). *Los grandes portacontenedores usarán combustible LNG*. Disponible en Internet: <https://sectormaritimo.es/portacontenedores-usaran-combustible-GNL>
- (23) Barrera Medina, Ana María (2014). *Actualidad Jurídica Ambiental. Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014,*

relativa a la implantación de una infraestructura para combustibles alternativos (DOUE L 307/1, de 28 de octubre de 2014). Disponible en Internet:

<http://www.actualidadjuridicaambiental.com/legislacion-al-dia-union-europea-transportes-combustibles-alternativos/>

(24) Core LNGas hive (Consultado en 2018). *Por un transporte más sostenible.*

Disponible en Internet: http://coreGNLashive.eu/wp-content/uploads/2017/05/2017_FOLLETO-ESP-V1.pdf

(25) ANAVE (Asociación de Navieros Españoles, consultado en 2018). *Sigue creciendo la aceptación del GNL como combustible para el transporte marítimo.*

Disponible en Internet: <https://www.anave.es/prensa/ultimas-noticias/1788-sigue-creciendo-la-aceptacion-del-gnl-como-combustible-para-el-transporte-maritimo>

(26) DNV GL (Consultado en 2018). Disponible en Internet: <https://www.dnvgl.com/>

(27) Wankhede, Annish (2018). *What Is A Floating Storage Regasification Unit*

(FSRU)? Disponible en Internet: <https://www.marineinsight.com/types-of-ships/what-is-floating-storage-regasification-unit-fsru/>

(28) Excelerate Energy (consultado en 2018). *Gulf Gateway® Deepwater Port: world's first offshore LNG receiving facility and the birthplace of the FSRU.* Disponible en

Internet: <http://excelerateenergy.com/project/gulf-gateway-deepwater-port-2/>

(29) Songhurst, Brian (2017). Oxford Institute for Energy Studies. OIES Paper NG

123. *The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs).* Disponible en Internet: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/07/The-Outlook-for-Floating-Storage-and-Regasification-Units-FSRUs-NG-123.pdf>

(30) Louzán, Felipe (2013). *A bordo de la unidad flotante de almacenamiento y regasificación "Golar Spirit".* Disponible en Internet:

http://www.naucher.com/es/actualidad/a-bordo-de-la-unidad-flotante-de-almacenamiento-y-regasificacion-golar-spirit/_n:327/

(31) Thomas, Karen (2017). LNG World Shipping. *Exclusive infographic: the world's existing and planned FSRU projects.* Disponible en Internet:

http://www.GNLworldshipping.com/news/view/exclusive-infographic-the-worlds-existing-and-planned-fsru-projects_48399.htm

(32) Lagarrigue, Vincent (Consultado en 2018). Gas Processing News. *Floating cryogenic hoses unlock new opportunities in LNG transfer.* Disponible en Internet:

<http://www.gasprocessingnews.com/features/201710/floating-cryogenic-hoses-unlock-new-opportunities-in-GNL-transfer.aspx>

(33) Khan, Manjur (2017). *Liquefied Natural Gas (LNG): Storage & Loading*

Operations. Disponible en Internet: <http://www.priyoaustralia.com.au/articles/research-paper/2017/05/04/liquefied-natural-gas-GNL-storage-loading-operations/>

- (34) Louro, Julio (2018). *Apuntes de Buques Gaseros*. ETS Náutica y Máquinas, Universidad de A Coruña. Departamento: Ciencias de la Navegación e Ingeniería Marina.
- (35) MannTek, Suecia (Consultado en 2018). *Mann Tek Cryogenic PERC*. Disponible en Internet:
http://www.elaflex.de/dokumente/download/ElaflexInformation/MannTek_Information_CBC-PERC.pdf
- (36) ISGINTT, International Safety Guide for Inland Navigation Tank-barges and Terminals (Consultado en 2018). *Types of gas carriers*. Disponible en Internet:
https://www.isgintt.org/files/documents/Chapter_33en_isgintt_062010.pdf
- (37) Deybach, Frédéric (Gaztransport & Technigaz, 2003). *Membrane Technology for Offshore LNG*. Disponible en Internet: <https://www.gtt.fr/sites/gtt/files/20131005-otc-membrane-technology-for-offshore-lng-2003-10-06.pdf>
- (38) International Chamber of Shipping (1995). *Tanker Safety Guide Liquefied*. Disponible en Internet:
<https://www.pfri.uniri.hr/knjiznica/download/TankerLPGSafetyGuide.pdf>
- (39) Liquefied Gas Carrier (Consultado en 2018). *LNG vessel construction - Advantages of membrane technology*. Disponible en Internet:
<http://www.liquefiedgascarrier.com/LNG-vessel-construction.html>
- (40) Tecnología Marítima (2014). *LNG Iberica Knutsen*. Disponible en Internet:
<http://tecnologia-maritima.blogspot.com.es/2014/08/lng-iberica-knutsen.html>
- (41) Ávila Leiva, Rodrigo Leonel. Universidad Austral de Chile, Tesis de Grado, 2009). *Gas Natural; Uso, transporte y desarrollo de nuevas tecnologías (Capítulo III, clasificación de buques gaseros)*. Disponible en Internet:
http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2009/bmfcia958g/doc/capitulos/cap_3.pdf
- (42) *Cargo Operation Manual*, LNG/c Rioja Knutsen
- (43) Hochung, Kim; JungHan, Lee. NTNU (Norwegian University of Science and Technology, 2005). *Design and Construction of LNG Regasification Vessel*. Disponible en Internet:
http://www.ivt.ntnu.no/ept/faq/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2005/SDS_TIF/050155.pdf
- (44) Al Huwaila Cargo Systems Operating Manual. Issue 4 (October 2015, Samsung, Teekay.
- (45) P. B. Lemmer, Sander. (Gas Processing News, Consultado en 2018). *Simplify BOG recondenser design and operation—Part 1*. Disponible en Internet:
<http://www.gasprocessingnews.com/features/201406/simplify-bog-recondenser-design-and-operation—part-1.aspx>

- (46) Babicz, Jan. *Wärtsilä Ärtsilä Encyclopedia of Ship Technology* (Second Edition, 2014). Disponible en Internet: https://www.wartsila.com/docs/default-source/marine-documents/encyclopedia/wartsila-o-marine-encyclopedia.pdf?utm_source=web&utm_medium=web&utm_term=marine&utm_content=encyclopedia&utm_campaign=encyclopedia
- (47) Dhirav Patel, Dhiray; Mak, John; Rivera, Daniel; Angtuaco, Joanne. (Gas Technology Institute, Consultado en 2018). *LNG vaporizer selection based on site ambient conditions*. Disponible en Internet: http://www.gastechnology.org/training/documents/lng17-proceedings/materials-4-dhirav_patel.pdf
- (48) Egashira, Shinji (Consultado en 2018). *LNG Vaporizer for LNG Re-gasification Terminal*. Disponible en Internet: http://www.kobelco.co.jp/english/ktr/pdf/ktr_32/064-069.pdf
- (49) Kobelco, Japan (Consultado en 2018). *ORV (Open Rack Vaporizer)*. Disponible en Internet: <http://www.kobelco.co.jp/english/products/ecmachinery/lng/orv.html>
- (50) Osaka Gas, Japan (Consultado en 2018). *High-performance open rack LNG vaporizer SUPERORV*. Disponible en Internet: https://www.osakagas.co.jp/en/rd/technical/1198901_6995.html
- (51) DongHwa Entec (2016). *LNG RV/FSRU Regasification System*. Disponible en Internet: <http://www.dh.co.kr/hp-vaporizer-rvfsru/?ckattemp=1>
- (52) Kobelco, Japan (Consultado en 2018). *IFV (Intermediate Fluid Vaporizer)*. Disponible en Internet: <http://www.kobelco.co.jp/english/products/ecmachinery/lng/ifv.html>
- (53) Wärtsilä, Finlandia (Consultado en 2018). *Nusantara Regas Satu FSRU*. Disponible en Internet: <https://www.wartsila.com/resources/customer-references/view/nusantara-regas-satu-fsru>
- (54) National Oilwell Varco (NOV) EE. UU. (Consultado en 2018). *Submerged Turret Loading*. Disponible en Internet: https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Floating_Production_Systems/APL_Mooring_and>Loading_Systems/Submerged_Turret>Loading.aspx
- (55) SOFEC, EE. UU. (Consultado en 2018). *PGN FSRU Lampung Tower Yoke – Indonesia*. Disponible en Internet: <http://www.sofec.com/productItem.asp?intcategoryName=Mooring%20Systems&intsubCat=Tower%20Yoke&intproductID=Lampung>
- (56) Iglesias Baiela, Santiago (2018). *Apuntes de Maniobra II*. ETS Náutica y Máquinas, Universidad de A Coruña. Departamento: Ciencias de la Navegación e Ingeniería Marina.

- (57) Excelerate Energy (consultado en 2018). *STS LNG Transfer enhances the capabilities of FSRUs by allowing for a continuous supply of natural gas for import and enabling small-scale LNG*. Disponible en Internet: <http://excelerateenergy.com/>
- (58) De Pee, A. (2005). *Operability of a floating LNG terminal*. Disponible en Internet: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:62e5fab0-0cc1-4c31-ad8a-32c3a4a43ec6?collection=education>
- (59) Martínez Pereira, Alán (2018). *Memoria de prácticas en buque LNG/c Rioja Knutsen*. ETS Náutica y Máquinas, Universidad de A Coruña.
- (60) Grupo SENER (consultado en 2018). *Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación / Floating Storage Regasification Units*. Disponible en Internet: http://www.sener.es/EPORTAL_DOCS/GENERAL/SENERV2/DOC-cw51e6c407e1f69/floating-storage-regasification-units.pdf
- (61) Excelerate Energy (consultado en 2018). *The Excelerate Energy Gateway*. Disponible en Internet: <http://excelerateenergy.com/excelerate-energy-gateway/>
- (62) Excelerate Energy (consultado en 2018). *FSRU Technology*. Disponible en Internet: <http://excelerateenergy.com/fsru-technology/>
- (63) Prismo, Penulis (2016). *FSRU Lampung Terima 1 Kargo LNG Lagi*. Disponible en Internet: <https://petrominer.com/fsru-lampung-terima-1-kargo-lng-lagi/>
- (64) OCIMF (Oil Companies International Marine Forum, 2013). *Ship to ship transfer guide for petroleum, chemicals and liquefied gases*. Editorial: Witherby Seamanship International Ltd. ISBN-13: 978-1856095945.
- (65) Excelerate Energy (consultado en 2018). *GNL Escobar, the second LNG import terminal in Argentina*. Disponible en Internet: <http://excelerateenergy.com/project/gnl-escobar-2/>
- (66) Vázquez Vadillo, Judit. *Operaciones STS entre buques LNG*, Trabajo de Fin de Grado (Licenciatura en Marina Civil, Sección Náutica). ETS Náutica y Máquinas, Universidad de A Coruña.

15. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES.

- **AAV:** *Ambient Air Vaporizer*. Vaporizadores de aire ambiental.
- **Agencia Internacional de Energía:** Organización internacional creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) tras la crisis del petróleo del año 1973 y cuyo objetivo es coordinar las políticas energéticas de sus estados miembros a fin de asegurar energía confiable, adquirible y limpia para sus habitantes.
- **Antropogénico:** Efectos, procesos o materiales que son resultado de actividades humanas, siendo este un término utilizado para describir contaminación ambiental en forma de desechos físicos, químicos o biológicos como consecuencia de actividades económicas.
- **Barril (unidad):** Unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril aproximadamente 158,9873 litros.
- **Bcm (unidad):** Mil millones de metros cúbicos.
- **BLS:** *Bow Loading System*. Sistema de carga a proa. Sistema de transferencia de la carga utilizado por petroleros como *shuttle tankers* para cargar petróleo desde una facilidad *offshore* de manera eficiente y segura.
- **BOG:** *Boil-off gas*. Gas natural vaporizado.
- **Boil-off:** Partículas de gas que pasan de estado líquido a estado gaseoso debido a la ganancia de temperatura en la carga.
- **Bunkering:** Aprovechamiento de combustible para el uso de los buques. Incluye la logística a bordo de cargar el combustible y de distribuirlo entre los tanques de combustible disponibles.
- **CNG:** Compressed Natural Gas. Gas Natural Comprimido.
- **Código CIG:** Código Internacional OMI para la construcción y el equipamiento de buques que transporten gases licuados a granel.
- **Coldbox:** Traducido como “caja fría”. Es un intercambiador de calor de varias pasadas que recibe el *boil-off* comprimido por los compresores para enfriarlo y cambiar su estado de gaseoso a líquido. Posteriormente, el condensado va a un separador el cual se encarga de separar la parte

condensada de la gaseosa. La parte condensada va a los tanques de carga y la parte gaseosa se suele enviar a la unidad de combustión de gas.

- **Diagrama de fase:** Representación entre distintos estados de la materia en función de variables escogidas para facilitar el estudio o comportamiento del mismo.
- **DNV GL:** Es una Sociedad de Clasificación y registro acreditada internacionalmente. Brinda servicios a varias industrias, incluida la marítima, la de energía renovable, la del petróleo y la del gas. Fue creada tras la fusión de dos organizaciones líderes: DetNorske Veritas (Noruega) y Germanischer Lloyd (Alemania). Es la sociedad de clasificación más grande del mundo, brindando servicios a 13 165 buques. Fue creada en 2013 como resultado de una fusión entre dos organizaciones líderes en el campo: DetNorske Veritas (Noruega) y Germanischer Lloyd (Alemania). Es la mayor consultora técnica y supervisora de la industria mundial renovable y de petróleo y gas.
- **ECA:** *Emission Control Area*. Áreas de control de emisiones.
- **ESD:** *Emergency Shut Down*. Sistema de emergencia que sirve para detener las operaciones de carga o descarga inmediatamente, cerrando las válvulas y parando las bombas y los compresores.
- **Excelerate Energy:** Es una empresa líder y pionera en el mercado de soluciones innovadoras de GNL flotante. Ofrece servicios de regasificación flotante (FSRU) hasta desarrollo de infraestructura y suministro de GNL.
- **FLNG:** *Floating Liquefied Natural Gas*. Plataforma flotante para la extracción, procesamiento, almacenamiento y manejo de gas natural.
- **FSRU:** *Floating Storage and Regasification Unit*. Unidades flotantes de almacenamiento y de regasificación.
- **GCU:** *Gas Combustion Unit*. Unidad de Combustión de Gas. Si en un buque se genera mucho *boil-off* y este no se pasa por la planta de relicuefacción o se utiliza para la combustión de alguna maquinaria del buque, se puede enviar al GCU. El GCU es un quemador que realiza la combustión del *Boil-off* de manera controlada sin el riesgo de liberar gas natural no quemado a la atmósfera. Por eso, en diagramas, cuando algo va hacia la GCU también se escribe "vent", de ventilar a la atmósfera, siendo quemado antes.

- **GNC:** Gas natural comprimido.
- **GNL:** Gas natural licuado.
- **Gulf Gateway Deepwater Port:** Fue la primera instalación *offshore* de importación de GNL en gas natural licuado costa afuera.
- **GWP (Índice GWP):** *Global Warming Potencial* es una medida relativa de cuánto calor puede ser atrapado en el planeta por un determinado gas de efecto invernadero en comparación con un gas de referencia. Se calcula también por períodos de años, y se anota al lado de GWP el número en años.
- **HFO:** *Heavy Fuel Oil*. Es obtenido del petróleo tras una destilación fraccionaria. Es el combustible más pesado destilado a presión atmosférica. Se usa como combustible para plantas de energía eléctrica, hornos y calderas.
- **ICS:** *International Chamber of Shipping*. Es una organización de la industria marítima. Representa los intereses globales de todos los distintos comercios de la industria: Bulk Carriers, buques tanque, buques de pasaje, buques contenedores, armadores entre otros.
- **IFV:** *Intermediate Fluid Vaporizer*. Vaporizador de fluido intermedio.
- **IGU:** *International Gas Union*. Unión Internacional de Gas. Es una asociación global cuyo objetivo es promover el progreso técnico y económico de la industria del gas. Fue fundada en 1931. Está registrada en Vevey, Suiza, y su secretaría se encuentra en Barcelona, España.
- **Licuefacción:** Proceso que consiste en convertir el gas en fase gaseosa a fase líquida mediante la disminución de temperatura y/o incremento de presión para reducir en gran medida su volumen y facilitar de esta manera el transporte y almacenamiento del mismo.
- **Ligthing:** Aligeramiento. Es el proceso de transferir carga de un buque tanque a otro. También es el proceso de descargar parte de la carga a un "aligerador" para reducir el calado de un buque y que este pueda acceder a aguas que poseen una restricción de calado.
- **LNG/c:** *Liquefied Natural Gas Carrier*. Buque destinado al transporte de GNL

- **LNG:** *Liquefied Natural Gas*. Gas Natural Licuado.
- **Manifold:** Parte del sistema de tuberías de carga, descarga o manejo de productos, en el cual confluyen varios tubos y válvulas, por lo que también se le conoce como "múltiple de carga". Son las tuberías utilizadas en buques gaseros por donde se conectan los brazos o mangueras de la carga para realizar las operaciones de carga/descarga y STS. En este trabajo se utilizará la palabra *manifold* para referirse a esta zona del buque.
- **MARPOL:** Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques, de la Organización Marítima Internacional (OMI).
- **MEPC:** *Marine Environment Protection Committee*. Comité de Protección del Medio Marino. Este comité aborda cuestiones ambientales dentro del ámbito de competencias de la IMO, en especial las del Convenio MARPOL. Se encarga del control y prevención de la contaminación causada por los buques.
- **Mmscfd:** *Million standard cubic feet per day*. Millón estándar de pies cúbicos por día. 1000 mmscfd equivalen a 6 972 mtpa.
- **Mt:** Millones de toneladas
- **Mtpa:** *Million tons per year*. Millón de toneladas por año.
- **NFPA:** *National Fire Protection Association*. Asociación encargada de crear y mantener las normas y requisitos mínimos para la prevención contra incendios, capacitación, instalación y uso de medios de protección contra incendio, utilizados tanto por bomberos como por el personal encargado de la seguridad.
- **OMI:** Organización Marítima Internacional. Organismo Especializado de Naciones Unidas para la regulación de tráfico marítimo internacional.
- **ORV:** *Open Rack Vaporizer*. Vaporizador de bastidor abierto.
- **PERC:** *Powered Emergency Release Coupling*. Acoplamiento de liberación de emergencia. Es una opción que permite desacoplar rápidamente los brazos o las mangueras en operaciones de transferencia o de carga/descarga en caso de que ello sea necesario.

- **Presión de vapor de proyecto:** Presión manométrica máxima medida en la parte superior del tanque que se utiliza para proyectar el tanque.
- **QC/DC:** *Quick Connect/Disconnect Coupling*. Acoplamiento de conexión y desconexión rápida.
- **Regasificación:** Proceso que consiste en convertir el gas licuado (en fase líquida) a fase gaseosa para ser inyectado a la red del gaseoducto para los potenciales consumidores.
- **Scrubber:** Traducido como “depurador”, se trata de una torre de lavado que se encarga de eliminar partículas y ciertos gases de chimeneas o conductos de escape, evitando por este medio la contaminación del aire.
- **SCV:** *Submerged Combustion Vaporizer* Vaporizadores de combustión sumergidos.
- **Sloshing:** Fenómeno que se produce como consecuencia de los movimientos de cabeceo y balances del buque que, junto al efecto de superficies libres, hace que el líquido se mueva de un lado a otro en los tanques de carga y, para el caso de GNL, supone la generación del *boil-off* y, por lo tanto, el aumento de presión de los tanques.
- **STL:** *Sumerged Turret Loading*. Torre de carga sumergida. El sistema posee una especie de cilindro en la zona de proa del buque FSRU que alberga un cono de acoplamiento de la boya de la torre y un sistema giratorio adaptado para resistir posibles movimientos mientras se transfiere gas natural a alta presión.
- **STS:** *Ship-to-ship*. Transferencias buque-buque. Pueden ser de aligeramiento de la carga (*lightering*) o por toma de combustible (*bunkering*).
- **SVT Transfer Complete:** Empresa alemana especializada en la construcción de brazos de carga y mangueras criogénicas.
- **Voidspace:** Espacio de bodega. Es el espacio que existe entre el casco del buque y el tanque.
- **Wärtsilä:** Es una corporación finlandesa dedicada a la manufactura y servicios de fuentes de energía y equipos marítimos.

- **WEO-2017:** *World Energy Outlook*, publicación anual insignia de la Agencia Internacional de la Energía ampliamente reconocida como la fuente más autorizada para las proyecciones y el análisis de energía a nivel mundial.

16.ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Propiedades físico-químicas del gas natural.....	16
Tabla 2: Volumen de producción de gas natural por países.	28
Tabla 3: Consumo de gas natural por países.....	30
Tabla 4: Informativa buques FSRU	49

17.ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen 1: Gráfica de calentamiento de temperatura en función del tiempo a presión atmosférica del metano	17
Imagen 2: Diagrama de fase del metano	18
Imagen 3: Comparativo de emisiones de gas, petróleo, carbón y bioenergía.....	21
Imagen 4: Comparativa de emisión de gases de efecto invernadero entre el gas natural y el carbón en emisiones convertidas a CO2	23
Imagen 5: Curva de costo marginal de reducción para las emisiones de metano relacionadas con el petróleo y el gas	24
Imagen 6: Principales países productores de gas natural.....	27
Imagen 7: Principales países Consumidores de Gas Natural	30
Imagen 8: Evolución del consumo de gas natural por regiones del mundo.	31
Imagen 9: Principales rutas de buques GNL.....	33
Imagen 10: LNG/c Christophe de Margerie.....	34
Imagen 11: Comparativo del coste de transporte por barril.	35
Imagen 12: Gasoducto Nordstream	36
Imagen 13: Buques operativos propulsados a GNL por zona de operación en la actualidad y encargados.	43
Imagen 14: Terminales FSRU.....	50
Imagen 15: Ciclo del GNL en el buque FSRU desde la operación de transferencia a la exportación del gas natural comprimido.....	51
Imagen 16: Mangueras criogénicas para GNL en operación de transferencia.	54
Imagen 17: Mangueras criogénicas flotantes.....	55
Imagen 18: Esquema de un brazo de carga.	57
Imagen 19: Sistema PERC activado en brazos de carga.	58
Imagen 20: Sistema PERC en mangueras criogénicas.	59
Imagen 21: Portada del Código IGC	61
Imagen 22: Esquema de un tanque esférico tipo "B".	63
Imagen 23: Voidspace en un tanque esférico tipo Moss Rosenberg	63
Imagen 24: Buque Golar Freeze con tanques esféricos tipo Moss Rosenberg. ...	65
Imagen 25: Esquema de un tanque de membrana Gaztransport.....	67
Imagen 26: Sistema de aislamiento de membrana.	68
Imagen 27: Sistema de aislamiento de la membrana MK GTT Mk III (Technigaz).	69
Imagen 28: Estructura de la barrera primaria del sistema de aislamiento de la membrana MK GTT Mk III (Technigaz).	70
Imagen 29: Sección transversal de buque GNL con tanque de membrana	71
Imagen 30: Tanque con sistema Gaztransport-Technigaz CS1.....	72
Imagen 31: Sistema de relicuefacción	74
Imagen 32: Sistema de relicuefacción del buque Al Huwaila de Teekay	75

Imagen 33: Diagrama de una coldbox	77
Imagen 34: Vaporizador de Bastidor Abierto.....	81
Imagen 35: Vaporizador SUPERORV.....	82
Imagen 36: Ciclo de trabajo de un vaporizador de bastidor abierto.	83
Imagen 37: Sistema de calentamiento adicional del vaporizador de la empresa DongHwa Entec.	85
Imagen 38: Vaporizador de Fluidos Intermedios (IFV).....	86
Imagen 39: Exportación de gas comprimido a tierra desde un buque FSRU por medio de mangueras criogénicas	88
Imagen 40: Buque FSRU con un sistema STL.....	89
Imagen 41: Buque GNL y Buque FSRU abarloados realizando una transferencia de GNL mediante un sistema STL.	90
Imagen 42: Torre SPM (Single Point Mooring).....	91
Imagen 43: Disposición con buque FSRU amarrado a tierra.	92
Imagen 44: Disposición con buque FSRU amarrado a un jetty-island de doble muelle.	93
Imagen 45: Sistema de amarre tower yake (izda) y de amarre de torre sumergida (dcha).....	94
Imagen 46: Quick Release Hooks doble.	95
Imagen 47: Quick Release Hooks triple.	95
Imagen 48: Ejemplo de un mooring plan para operaciones STS entre dos buques.	96
Imagen 49: Panamá.	97
Imagen 50: Gatera.	97
Imagen 51: Disposición de guías en proa.	98
Imagen 52: Defensas primarias flotando en el agua y las secundarias en los finos del buque de estribor.	100
Imagen 53: Defensa secundaria dispuesta en los finos de proa del buque GNL.	100
Imagen 54: Defensa secundaria dispuesta en los finos de proa del buque GNL libre por el costado.....	101
Imagen 55: Remolcadores asistiendo al buque GNL convencional durante la maniobra..	102
Imagen 56: Ciclo completo de aproximación, de operación de transferencia y desatraque.	103
Imagen 57: Sunken bit en diferentes posiciones del casco de un buque.....	105
Imagen 58: Remolcadores asistiendo a un buque GNL a abarloadarse a un buque FSRU.	106
Imagen 59: Maniobra de aproximación del buque GNL al FSRU en condiciones adversas.	109
Imagen 60: Colocación del buque "en posición".	110

Imagen 61: Operación de transferencia mediante el uso de mangueras criogénicas.	111
Imagen 62: Esquema de la maniobra de desatraque.....	113
Imagen 63: Operaciones de transferencia entre buques GNL y FSRU.....	115
Imagen 64: Acople de mangueras apoyadas en la silla al manifold.....	117
Imagen 65: Formación de hielo y escarcha sobre las líneas	119
Imagen 66: Mangueras criogénicas durante la operación de transferencia	120
Imagen 67: Ciclo del GNL y de la generación de boil-off en una operación de transferencia.	122