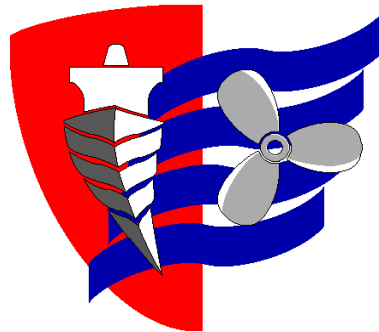


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

Desarrollo de procedimientos para las operaciones de carga, transporte, descarga y viaje en lastre aplicable a buques LNG

**(Development of procedures for loading, transport,
unloading and ballast voyage operations applicable to
LNG carriers)**

**Para acceder al Título de Máster Universitario en:
Ingeniería Náutica y Gestión Marítima**

Autor: Alán Martínez Pereira
Director: Francisco José Correa Ruíz
Septiembre, 2020

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

Trabajo Fin de Máster

**Desarrollo de procedimientos para las
operaciones de carga, transporte, descarga y
viaje en lastre aplicable a buques LNG**

**(Development of procedures for loading, transport,
unloading and ballast voyage operations applicable to
LNG carriers)**

**Para acceder al Título de Máster Universitario en:
Ingeniería Náutica y Gestión Marítima**

Septiembre, 2020.

AVISO DE RESPONSABILIDAD:

Este documento es el resultado del Trabajo Fin de Máster de un alumno, siendo su autor responsable de su contenido.

Se trata por tanto de un trabajo académico que puede contener errores detectados por el tribunal y que pueden no haber sido corregidos por el autor en la presente edición.

Debido a dicha orientación académica no debe hacerse un uso profesional de su contenido.

Este tipo de trabajos, junto con su defensa, pueden haber obtenido una nota que oscila entre 5 y 10 puntos, por lo que la calidad y el número de errores que puedan contener difieren en gran medida entre unos trabajos y otros,

La Universidad de Cantabria, la Escuela Técnica Superior de Náutica, los miembros del Tribunal de Trabajos Fin de Máster, así como el profesor/a director no son responsables del contenido último de este Trabajo.

ÍNDICE

ÍNDICE.....	I
RESUMEN Y PALABRAS CLAVE	VIII
I INTRODUCCIÓN	10
II PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	12
II.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	12
II.2 HIPÓTESIS DE PARTIDA	14
II.3 HIPÓTESIS DE RESULTADO	15
III HERRAMIENTAS DE RESOLUCIÓN	17
III.1 PRIMERA HERRAMIENTA: PROPIEDADES, DATOS DE INTERÉS Y PANORAMA ECONÓMICO DEL LNG.	17
III.1.1 <i>Definición del gas natural.</i>	17
III.1.2 <i>Propiedades fisicoquímicas del gas natural.</i>	17
III.1.3 <i>Usos y aplicaciones del gas natural.</i>	23
III.1.4 <i>Breve historia de los primeros buques LNG.</i>	23
III.1.5 <i>Impacto ambiental de las emisiones resultantes de la combustión del gas natural.</i>	26
III.1.6 <i>Aspectos económicos relativos a la industria global del LNG.</i>	33
III.2 SEGUNDA HERRAMIENTA: DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS UTILIZADOS EN LAS OPERACIONES DE CARGA Y DESCARGA EN BUQUES LNG.....	41
III.2.1 <i>Elementos de conexión y transferencia: mangueras criogénicas y brazos de carga.</i>	41
III.2.2 <i>Sistemas de contención de la carga: tanques de carga en buques LNG.</i>	48
III.2.3 <i>Líneas de carga.</i>	58
III.2.4 <i>Domos de vapor y de líquido.</i>	62
III.2.5 <i>Manifold.</i>	62
III.3 TERCERA HERRAMIENTA: EL DESAFÍO DEL CONTROL DEL BOIL-OFF.	63
III.4 CUARTA HERRAMIENTA: CONTENIDOS DE LAS ASIGNATURAS DEL MÁSTER COMO CONTEXTO CIENTÍFICO-TÉCNICO.	68
III.4.1 <i>Descripción de los contenidos y conceptos de interés para el Trabajo de Fin de Máster obtenidos en las asignaturas de Sistemas Integrados de Gestión y Sistemas Integrados de Gestión aplicados a la Manipulación y Estiba de la Carga.</i>	69
III.5 OTRAS HERRAMIENTAS.	70
IV METODOLOGÍA.....	72
IV.1 PROCESOS ANTES DE LA OPERACIÓN DE CARGA (MIENTRAS SE VIAJA EN LASTRE.	72
IV.1.1 <i>Creación del Loading Plan (OP_CARGO_001).</i>	72
IV.1.2 <i>Pruebas de Parada de Emergencia, ESD (OP_CARGO_002).</i>	73
IV.1.3 <i>Realizar el pre-arrival meeting (OP_CARGO_003).</i>	74
IV.1.4 <i>Realización de ejercicios y preparación de equipo para la operación de carga (OP_CARGO_004).</i>	75
IV.1.5 <i>Parada de Emergencia (ESD).</i>	76
IV.1.6 <i>Procedimiento de emergencia en caso de derrame líquido en cubierta.</i>	77
IV.1.7 <i>Alta presión en los tanques.</i>	77

IV.1.8	Baja presión en los tanques	77
IV.1.9	Fuga de gas en cubierta.....	77
IV.1.10	Fuego en el mástil de ventilación.....	78
IV.1.11	Pruebas y revisión de las válvulas, manifold y sistema de detección de gas (OP_CARGO_005).	78
IV.1.12	Pulverizar el LNG (Heel) en los tanques para mantenerlos fríos (OP_CARGO_006).	78
IV.1.13	Tareas de preparación antes de la operación de carga (OP_CARGO_007).	79
IV.2	PROCESOS TRAS LA LLEGADA AL MUELLE DE ATRAQUE PARA LA OPERACIÓN DE CARGA.	82
IV.2.1	Colocar el buque “En Posición” (OP_CARGO_008).	84
IV.2.2	Reunión antes de las operaciones (OP_CARGO_009).	85
IV.2.3	Conexión de los brazos de carga (OP_CARGO_010).	88
IV.2.4	Activar la Cortina de agua (OP_CARGO_011).....	88
IV.2.5	Realizar el test de fugas y presurizar la línea de carga. (OP_CARGO_012)	89
IV.2.6	Conectar y probar el ESD (OP_CARGO_013).....	89
IV.2.7	Enfriamiento de las líneas y brazos de carga, Cooldown (OP_CARGO_014).	90
IV.2.8	Realizar el Ramping-up (OP_CARGO_015).	91
IV.2.9	Gestionar la operación de carga en full rate y el boil-off generado (OP_CARGO_016).....	91
IV.2.10	Controlar las operaciones de deslastrado (OP_CARGO_017).	92
IV.2.11	Realizar el Ramping-down (OP_CARGO_018).....	92
IV.2.12	Realizar el topeo de los tanques, topping off (OP_CARGO_019).	92
IV.2.13	Purgar las líneas con nitrógeno (OP_CARGO_020).	92
IV.2.14	Desconectar los brazos de líquido (OP_CARGO_021).	93
IV.2.15	Realizar la post-loading meeting (OP_CARGO_022).....	93
IV.2.16	Desconectar el brazo de vapor (OP_CARGO_023).	94
IV.2.17	Cerrar las tapas del manifold (OP_CARGO_024).	94
IV.2.18	Apagar la cortina de agua y desconectar el ESD (OP_CARGO_025).	94
IV.2.19	Realizar una reunión tras las operaciones con la tripulación y redacción del reporte para la compañía (OP_CARGO_035).....	94
IV.3	PROCESOS A REALIZAR DURANTE EL VIAJE CARGADO.	95
IV.3.1	Preparar el Unloading Plan (OP_CARGO_026).	95
IV.3.2	Pruebas de Parada de Emergencia, ESD (OP_CARGO_002).	96
IV.3.3	Realizar el pre-arrival meeting (OP_CARGO_003).	97
IV.3.4	Realización de ejercicios y preparación de equipo para la operación de carga (OP_CARGO_004).	98
IV.3.5	Pruebas y revisión de las válvulas, manifold y sistema de detección de gas (OP_CARGO_005). ..	98
IV.3.6	Tareas de preparación antes de la operación de carga (OP_CARGO_007).	98
IV.3.7	Gestión del Boil-off durante la travesía (OP_CARGO_027).....	99
IV.3.8	Registrar datos diariamente (OP_CARGO_028).	100
IV.3.9	Calcular el BOR, Boil-off Rate (OP_CARGO_029).	100
IV.3.10	Buscar zonas dañadas del acero por el frío (OP_CARGO_030).	101
IV.4	PROCESOS TRAS LA LLEGADA AL MUELLE DE ATRAQUE PARA LA OPERACIÓN DE DESCARGA.	101
IV.4.1	Colocar el buque “En Posición” (OP_CARGO_008).	102
IV.4.2	Reunión antes de las operaciones (OP_CARGO_009).	102
IV.4.3	Conexión de los brazos de carga (OP_CARGO_010).	103

IV.4.4	Activar la Cortina de agua (OP_CARGO_011).....	103
IV.4.5	Realizar el test de fugas y presurizar la línea de carga. (OP_CARGO_012)	103
IV.4.6	Conectar y probar el ESD (OP_CARGO_013).....	104
IV.4.7	Enfriamiento de las líneas y brazos de carga, Cooldown (OP_CARGO_014).	104
IV.4.8	Realizar el Ramping-up (OP_CARGO_031).	104
IV.4.9	Gestionar la operación de descarga en full rate y el boil-off generado (OP_CARGO_032).	105
IV.4.10	Controlar las operaciones de lastrado (OP_CARGO_033).....	106
IV.4.11	Realizar el Ramping-down (OP_CARGO_034).....	106
IV.4.12	Purgar las líneas con nitrógeno (OP_CARGO_020).	106
IV.4.13	Desconectar los brazos de líquido (OP_CARGO_021).	107
IV.4.14	Realizar la post-loading meeting (OP_CARGO_022).....	107
IV.4.15	Desconectar el brazo de vapor (OP_CARGO_023).	107
IV.4.16	Cerrar las tapas del manifold (OP_CARGO_024).	108
IV.4.17	Apagar la cortina de agua y desconectar el ESD (OP_CARGO_025).	108
IV.4.18	Realizar una reunión tras las operaciones con la tripulación y redacción del reporte para la compañía (OP_CARGO_035).....	108
V	APLICACIÓN PRÁCTICA.	109
VI	CONCLUSIONES.....	118
	REFERENCIAS	120
	ANEXOS	125
	ANEXO A. DATOS DE BUQUE EJEMPLO UTILIZADO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS INSTRUCCIONES TÉCNICAS DE LOS PLANES DE CARGA Y DESCARGA.	126
	ANEXO B. EJEMPLO DE PLAN DE CARGA ELABORADO. INSTRUCCIÓN TÉCNICA OP_CARGO_001.IT	130
	ANEXO C. EJEMPLO DE CÁLCULO DEL BOIL-OFF RATE EN EL BUQUE EJEMPLO “RIOJA KNUTSEN”.....	143
	ANEXO D. EJEMPLO DE PLAN DE DESCARGA ELABORADO. INSTRUCCIÓN TÉCNICA OP_CARGO_026.IT	145
	ABREVIATURAS Y DEFINICIONES.....	158

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Propiedades fisicoquímicas del LNG. Fuente: Gas Innovations MSDS</i>	18
<i>Tabla 2: Comparación de las libras de CO2 emitidas por BTU de distintos combustibles. Fuente: U.S. Energy Information Administration (13).</i>	29
<i>Tabla 3: Elementos que componen la aleación de acero inoxidable 304L utilizado en la construcción de la barrera primaria de los tanques de membrana Mark III en buques LNG. Fuente: Senkrupp Materials (46)</i>	55
<i>Tabla 4: Tanques de Carga (Membrana) del Rioja Knutsen. Fuente: Elaboración propia.</i>	127
<i>Tabla 5: Tanques de Lastre del Rioja Knutsen. Fuente: Elaboración propia.</i>	127
<i>Tabla 6: Alineamiento de las válvulas para la operación de enfriamiento de los brazos de carga y las líneas de carga. Fuente: Rioja Knutsen.</i>	134
<i>Tabla 7: Alineamiento de las válvulas para la operación de enfriamiento de los brazos de carga y las líneas de carga. Fuente: Rioja Knutsen.</i>	148
<i>Tabla 8: Alineamiento de las válvulas para la operación de enfriamiento de los brazos de carga y las líneas de carga. Fuente: Rioja Knutsen.</i>	150

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Imagen 1: Gráfica de temperatura en función del tiempo a presión atmosférica del gas natural. Fuente: Engineering Toolbox y edición propia (2)</i>	19
<i>Imagen 2: Diagrama de fase de presión y temperatura del Metano. Fuente: Chemistry Central SCI & Lab Exper & Sol (12th Edition) (3)</i>	20
<i>Imagen 3: Triángulo/diagrama de Inflamabilidad de mezclas de metano con oxígeno y gases. Fuente: Curso de Formación Especializada en Biogás para Profesionales.</i>	22
<i>Imagen 4: Primeros buques LNG comerciales del mundo: Methane Progress y Methane Princess. Fuente: Information Technology in the Maritime Industry Past, Present and Future: Focus on LNG carriers (6).</i>	24
<i>Imagen 5: Comparación de las dimensiones y capacidades de carga entre el primer buque LNG del mundo (Methane Pioneer) y el más grande jamás construido, el Mozah de Qatargas. Fuente: El Mercantil (8).</i>	25
<i>Imagen 6: Gráfico de los principales contaminantes atmosféricos emitidos a la atmósfera por distintas fuentes combustibles. Fuente: World Energy Outlook 2017</i>	27
<i>Imagen 7: Gráfico comparativo de las emisiones en Megawatts/hora entre el carbón como combustible (azul) y el gas natural (amarillo). Fuente: National Energy Technology Laboratory.</i>	27
<i>Imagen 8: Gráfico de relación a lo largo de la década 2008-2018 de la cantidad de materia particulada en suspensión en el aire (amarillo) de Beijing con la demanda de gas (azul). BCM significa billón de metros cúbicos, como unidad de energía. Fuente: Beijing Gas</i>	28

<i>Imagen 9: Comparación de emisión de gases de efecto invernadero, en términos de dióxido de carbono, a lo largo de 120 años, entre el gas natural y el carbón. Fuente: World Energy Outlook analysis (IEA). (19)</i>	33
<i>Imagen 10: Cambio estimado del suministro de gas por regiones en un escenario del WEO 2019 para el período 2018-2040. Fuente: World Energy Outlook 2019.</i>	37
<i>Imagen 11: Imagen 11. Estimación de la demanda global de gas para distintas economías en intervalos de 5 años hasta el año 2040 expresada en Mtoe (Millón de toneladas equivalente de petróleo) Fuente: World Energy Outlook 2019, capítulo 14.</i>	39
<i>Imagen 12: Relación entre la capacidad de exportación y el volumen exportado de LNG de los últimos 5 años por Estados Unidos. Fuente: Energy Information Administration USA (33)</i>	41
<i>Imagen 13: Buque FSRU “Golar Spirit” recibiendo carga de otro buque LNG mediante el uso de un jetty-island de doble muelle. Fuente: Golar LNG.</i>	43
<i>Imagen 14: Uso de mangueras flotantes en ambientes offshore entre buque FLNG y buque LNG convencional. Fuente: Off-shore Technology. (36)</i>	44
<i>Imagen 15: Operación de aligeramiento entre dos buques LNG utilizando mangueras criogénicas como elemento de transferencia conectadas a los manifolds. Fuente: Gutteling Composite Hoses (37)</i>	44
<i>Imagen 16: Esquema de las partes de un brazo marino de carga/descarga de LNG. Fuente: Bdmарiners y edición propia. (38)</i>	45
<i>Imagen 17: Sistema de acoplamientos PERC en acción, desconexión inmediata de los brazos de carga del manifold del buque. Fuente: Bdmарiners (38).</i>	46
<i>Imagen 18: Sistema de acoplamientos PERC en acción en mangueras criogénicas de transferencia de LNG. Fuente: Manntek Solutions (39).</i>	47
<i>Imagen 19: Esquema de tanque esférico Tipo B Moss Rosenberg. Fuente: Handbook of Liquefied Natural Gas, 2004 edition. (41)</i>	50
<i>Imagen 20: Buque LNG “Arctic Princess” de tanques esféricos tipo B. Fuente: Global Security (42)</i>	51
<i>Imagen 21: Esquema de los tres diseños de tanques de membrana y las dos compañías que los diseñaron, GazTransport y Technigaz. Fuente: Marine Insight (43)</i>	52
<i>Imagen 22: Comparación de las tasas de vaporización del LNG (Boil-off rate) en función de las distintas versiones del modelo NO96 de tanques de membrana y los materiales de aislamiento y soportes de madera utilizados. Fuente: GazTransport and Technigaz (44).</i>	53
<i>Imagen 23: Imagen 23. Disposición de la barrera primaria y secundaria, además de los espacios de aislamiento de cajas de madera de plywood, unidas entre sí y rellenas del material aislante mostrado en la Imagen 22.</i>	54
<i>Imagen 24: Comparación de las tasas de vaporización del LNG (Boil-off rate) en función de las distintas versiones del modelo Mark III de tanques de membrana y los materiales de aislamiento y soportes de madera y espuma utilizados. Fuente: GazTransport and Technigaz</i>	56
<i>Imagen 25: Tanque de membrana tipo Mark III. Se aprecian los paneles corrugados de acero inoxidable. Fuente: GazTransport and Technigaz (47).</i>	57

<i>Imagen 26: Esquema de la barrera primaria de Invar y la secundaria de Triplex, con los espacios de aislamiento de espuma de poliuretano utilizado en el sistema CS1 de tanques de membrana para buques LNG desarrollado por GTT. Fuente: GazTransport</i>	58
<i>Imagen 27: Anillo de expansión/contracción térmica en líneas de líquido de una terminal, similares a los utilizados a bordo. Fuente: Belman Engineering.</i>	59
<i>Imagen 28: Vista del manifold de babor del buque LNG/c Rioja Knutsen en Sabine Pass. Fuente: Elaboración propia.</i>	63
<i>Imagen 29: Buque LNG venteando gas a la atmósfera para aliviar la sobrepresión en el sistema de carga. Fuente: Kairong. (49)</i>	65
<i>Imagen 30: Esquema de los efectos del boil-off en operaciones de carga/descarga. El vapor se representa de color verde mientras que el LNG en color azul. Fuente: Elaboración Propia.</i>	67
<i>Imagen 31: Ejemplo de diagramación de flujogramas, herramientas utilizadas en secuencias de tareas que han de ceñirse a un procedimiento. Fuente: Auditool.</i>	70
<i>Imagen 32: Water Spray activada en cubierta. Fuente: Elaboración Propia.</i>	75
<i>Imagen 33: Prueba de Nitrógeno a un detector de gas. Fuente: Elaboración Propia.</i>	76
<i>Imagen 34: Esquema de esfuerzos combinados del sistema de propulsión, remolcadores y acción de lascar y cobrar las maquinillas para colocar el buque en posición y permitir que la posición de los brazos de carga coincida con la de manifold. Fuente: Elab. Prop.</i>	84
<i>Imagen 35: Conexión de brazos de carga al manifold. Fuente: Kanon Marine Loading Arms</i>	88
<i>Imagen 36: Cortina de agua en funcionamiento. Fuente: LNG Sea Term.</i>	89
<i>Imagen 37: Enfriamiento de las líneas en cubierta. Se aprecia la formación de escarcha. Fuente: LNG Sea Term.</i>	90
<i>Imagen 38: Reunión tras operaciones para identificación de mejoras. Fuente: Elaboración propia.</i>	95
<i>Imagen 39: Mapa de procesos de los procedimientos de Viaje en Lastre, Operación de Carga, Viaje Cargado y Operación de Descarga. Fuente: Elaboración propia.</i>	110
<i>Imagen 40: Flujograma de procesos del viaje en lastre antes de la operación de carga. Fuente: Elaboración propia.</i>	111
<i>Imagen 41: Flujograma de procesos de la operación de carga (primera parte). Fuente: Elaboración propia.</i> ...	112
<i>Imagen 42: Flujograma de procesos de la operación de carga (segunda parte). Fuente: Elaboración propia.</i> ..	113
<i>Imagen 43: Flujograma de procesos del viaje cargado. Fuente: Elaboración propia.</i>	114
<i>Imagen 44: Flujograma de la gestión del boil-off generado en los tanques de carga durante el viaje. Fuente: Elaboración propia.</i>	115
<i>Imagen 45: Flujograma de procesos de la operación de descarga (primera parte). Fuente: Elaboración propia.</i>	116
<i>Imagen 46: Flujograma de procesos de la operación de descarga (segunda parte). Fuente: Elaboración propia.</i>	117

<i>Imagen 47: LNG/c Rioja Knutsen. Fuente: Knutsen</i>	<i>126</i>
<i>Imagen 48: Plano General del Rioja Knutsen. Fuente: Rioja Knutsen General Arrangement Plan Drawing.</i>	<i>128</i>
<i>Imagen 49: Cargo Piping Diagram del Tanque 1. Fuente: Rioja Knutsen Drawings.</i>	<i>129</i>
<i>Imagen 50: Ejemplo de la secuencia de topeo de los tanques de carga. Fuente: Rioja Knutsen.</i>	<i>137</i>
<i>Imagen 51: Secuencia del ramping up que muestra la cantidad de metros cúbicos por hora en función de intervalos de tiempo. Fuente: Rioja Knutsen.</i>	<i>151</i>
<i>Imagen 52: Secuencia del ramping down que se realizará en los tanques para concluir la operación. Fuente: Rioja Knutsen.</i>	<i>153</i>

RESUMEN Y PALABRAS CLAVE

El transporte del Gas Natural por vía marítima es rentable cuando se licúa debido a la relación de cambio de volumen de gas a líquido, permitiendo acumular una gran cantidad de gas en un espacio pequeño tras su cambio de estado. Esta materia prima cumple un papel primordial en la generación de energía eléctrica en países con problemas de contaminación del aire. Además, su uso como combustible marítimo genera un impacto medioambiental inferior al de otros combustibles fósiles debido al porcentaje de contaminantes presentes en sus emisiones.

La industria del GNL (Gas Natural Licuado) tendrá un crecimiento económico considerable durante las próximas décadas. Esta demanda global promueve el desarrollo constante de nuevas tecnologías y sistemas modernos de gestión de las operaciones de carga que requieren un gran conocimiento del campo y aplicación de procesos específicos. La finalidad del presente trabajo es crear una guía metodológica para la ejecución de procedimientos de carga, descarga, viaje cargado, viaje en lastre y gestión del boil-off (gas evaporado del GNL) en buques GNL modernos, mediante la descripción de los sistemas presentes a bordo, su funcionamiento, creación de listas de comprobación y uso de flujogramas para esquematizar el mapa de procesos necesario para llevar a cabo estas operaciones.

Palabras clave: Procedimientos de Carga y Descarga, Impacto Medioambiental, Gestión de Operaciones de carga y descarga, Gas Evaporado del GNL, GNL.

ABSTRACT

The carriage of Natural Gas by sea is profitable when it is liquefied, due to the ratio of change of volume of gas to liquid, thus allowing to accumulate a great amount of gas in a small space after its change of state. This raw material plays a primordial role in the generation of electrical energy in countries with air pollution problems. Furthermore, its use as a marine fuel generates a lower environmental impact than other fossil fuels due to the percentage of pollutants present in its emissions.

The LNG (Liquefied Natural Gas) industry will have considerable economic growth during the next decades. This global demand promotes the constant development of new technologies and modern systems for managing cargo operations that require great knowledge of the field and application of specific processes. The purpose of this work is to create a methodological guide for the execution of loading, unloading, loaded voyage, ballast voyage and boil-off management procedures in modern LNG vessels, by describing the systems present on board, their operation, creating checklists and using flowcharts to outline the process map required to carry out these operations.

Key words: *Loading and Unloading Procedures, Environmental Impact, Management of Loading and Unloading Operations, LNG, Boil-off.*

I INTRODUCCIÓN

El Gas Natural es una materia prima con una gran variedad de aplicaciones en diferentes industrias modernas, incluyendo su uso como combustible para generación de energía eléctrica y para propulsión de buques u otros medios de transporte, siendo además uno de los combustibles fósiles que menos contaminantes atmosféricos emite tras su combustión, causando un impacto medioambiental menor que otras fuentes utilizadas para la transformación de energía.

Su transporte por vía marítima es rentable cuando se realiza en estado líquido (Gas Natural Licuado, LNG), disminuyendo su volumen seiscientos veces, permitiendo el traslado de grandes cantidades en espacios considerables (tanques de carga). Esta industria es relativamente reciente, de poco más de sesenta años de antigüedad, la cual se ha ido desarrollando década a década, implementando costosas tecnologías de contención y equipos de control de la carga con un alto grado de especialización.

El presente texto explica el funcionamiento de dichos sistemas y de la industria, su evolución en este corto período de tiempo, analizando además el comportamiento de la materia prima en el mercado global, cómo afectará ambientalmente a los principales compradores y la previsión de desarrollo en el mercado que tendrá en las próximas dos décadas y sus procesos aplicados.

El avance tecnológico y crecimiento de la flota mundial de buques LNG, además de las nuevas aplicaciones del combustible y de sus equipos, requieren de una constante actualización de los conocimientos y procedimientos utilizados por los responsables en las operaciones. Este documento tiene la finalidad de servir como guía metodológica general para la ejecución de procedimientos de carga, descarga, viaje en lastre y viaje cargado en buques LNG que lleven a bordo sistemas de carga modernos, además de la gestión de la seguridad de dichas operaciones (procedimientos de emergencias) y el procedimiento de la gestión del gas (boil-off) y presión o vacío en los tanques y sistemas de carga, debido a la naturaleza volátil de la materia prima transportada.

Para ello, se desarrolla y explica el mapa de procesos que conforma el área de actividad, con sus correspondientes puntos de decisión y secuencia de tareas, ya que las operaciones de carga, descarga y gestión del viaje son procesos que por su naturaleza deben ceñirse totalmente a un procedimiento, para que los resultados de las operaciones no se vean afectados por quién ha sido la persona responsable que los ha llevado a cabo ni difiera de un buque a otro, dentro de una misma empresa con el mismo plan de gestión y procedimientos utilizados. Esto implica, además, la elaboración de diagramas de flujos que sintetizan la secuencia de dichos procesos y esquematizan la toma de decisiones, así como listas de comprobación (formularios) e instrucciones técnicas asociadas con los diferentes procesos involucrados y su ejecución material.

II PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

II.1 Planteamiento del problema

Este Trabajo de Fin de Máster es una guía con la finalidad de incorporar procedimientos esquematizados en flujogramas en las operaciones de carga, descarga, viaje en lastre y viaje cargado relativos al control y operación de la carga en buques modernos que transportan Gas Natural Licuado (LNG).

Para tal fin, se describe el sistema objeto de estudio, iniciando con las propiedades de interés del LNG que en efecto limitan el comportamiento físico de la carga a transportar (ver III.1.1). Se parte de la situación económica global del LNG y la previsión a futuro de mercado de esta (ver III.1.6), en la cual se prevé que la industria va a crecer, paulatinamente, durante las próximas dos décadas. Si a esta previsión añadimos las restricciones de emisiones de azufre que entraron en vigor este año 2020, por el anexo VI del convenio MARPOL (ver III.1.5), abriendo así puertas al uso del LNG como combustible marino, se visualiza mejor que la industria se va a desarrollar aún más. La contaminación atmosférica es un problema en muchas naciones del mundo y el LNG es, por ahora, una alternativa para controlar esta situación medioambiental.

Esto puede aparentar no tener mucha relación con las operaciones de carga y descarga de los buques LNG, pero en realidad sí que la posee. El número de operaciones realizadas por buques tendrá que incrementarse para satisfacer este crecimiento de la demanda y, si además se agrega todas las nuevas tecnologías que se han estado desarrollando últimamente e implementando en los buques LNG modernos (tales como el uso de plantas de relicuefacción o plantas de regasificación a bordo de buques FSRU, Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación), la especialización y el nivel de conocimiento de los procedimientos para dichas operaciones tendrá que actualizarse constantemente.

Al incrementar el número de buques operativos a nivel mundial, también lo hará el número de operaciones y, por tanto, el número de observaciones para los procedimientos de carga, descarga y viajes de los buques LNG. Cuando las empresas

recopilen datos e información de un número de observaciones elevado para un procedimiento en concreto, será de importancia establecer patrones e identificar puntos que puedan ser mejorados y así, perfeccionar los procedimientos de las operaciones constantemente, en un ciclo de mejora continua. Para este trabajo, se ha desarrollado una metodología para llevar a cabo estas operaciones, la cual, si se pone en práctica en un grupo de buques LNG de una empresa, dará resultados que, tras analizarlos detenidamente por las personas responsables, podrán someterse a ciclos de mejora continua.

Para implementar esta idea, se utilizarán, además de las fuentes bibliográficas citadas al final del presente trabajo y las descripciones de la sección de herramientas, las que se dictan a continuación:

- Anexo VI del Convenio MARPOL (ver apartado III.1.5.1).
- Código Internacional para la Construcción y Equipo de Buques que Transporten Gases Licuados a Granel (Código IGC). (ver apartados III.2.2 y IV.1-4).
- LNG Operational Practice de la Witherbys Seamanship Publication (ver apartados IV.1 a IV.4).
- LNG Shipping Knowledge. (ver apartados IV.1 a IV.4).
- Ship to Ship transfer guide for petroleum, chemicals and liquefied gases, OCIMF (ver apartados IV.1 a IV.4).
- Tanker Safety Guide. (ver Anexos B y D).
- World Energy Outlook 2019 (ver apartados III.1.5 III.1.6).

Los procedimientos descritos, además de estar respaldados por las distintas fuentes bibliográficas citadas y la experiencia del autor en este tipo de buques, se sirven de los conocimientos de las asignaturas de Sistemas Integrados de Gestión del Máster en Ingeniería Náutica y Gestión Marítima de la Universidad de Cantabria, aplicando el uso de la gestión por procesos, el uso de códigos asociados a documentos o procesos y la esquematización del procedimiento mediante flujogramas.

II.2 Hipótesis de partida

La metodología que sirve como guía para los procedimientos de carga, descarga, viaje en lastre y viaje cargado expuesta en este TFM asume que dichos buques LNG cuentan con equipo actualizado de gestión de los sistemas de carga, capaces de utilizar boil-off como combustible en la Sala de Máquinas, equipos de contención en los cuales la generación de boil-off sea como máximo, bajo condiciones normales, menor al 0,15% del volumen total de carga por día y en los que el venteo a la atmósfera del gas se realiza únicamente en caso de emergencia y no como un proceso de gestión habitual de la presión generada por la generación de boil-off. A raíz de esto, se enuncia la primera hipótesis de partida:

1. La metodología diseñada es aplicable a buques LNG que posean tanques de membrana o tanques tipo B Moss Rosenberg, que además cuenten con planta de relicuefacción a bordo y a los que se les aplique el Código IGC (Código Internacional para la Construcción y Equipo de Buques que Transporten Gases Licuados a Granel), en otras palabras, buques gaseros LNG construidos después del 1 de julio de 1986.

En las operaciones de carga y descarga, no cabe lugar la improvisación sobre la manera de ejecutar una tarea y, el resultado no se verá afectado por la persona responsable que haya llevado a cabo dicha tarea. Al final de cada operación, se realiza un reporte a la naviera para su recopilación y análisis. Por ello, se enuncia la segunda hipótesis de partida:

2. Las operaciones de carga, descarga, viaje en lastre y viaje cargado son procesos que deben ceñirse a un procedimiento y pueden ser perfeccionados en ciclos de mejora continua.

Debido al grado de especialización necesario en las tripulaciones en buques LNG y de sus equipos, es de importancia que la compañía se asegure de que los operarios cuentan con suficiente formación y práctica para llevar a cabo los procedimientos especificados en el plan de las operaciones de carga. Además, en dicha compañía se debe disponer de una política interna que incluya y promueva la seguridad de las

operaciones y la detección de fallos. Tomando esto en cuenta, se expone la tercera hipótesis de partida:

3. Los tripulantes cuentan con los certificados y el entrenamiento necesarios para llevar a cabo el procedimiento de la metodología diseñado y, además, la política de la empresa promueve el reporte de fallos, incongruencias y propuestas de mejora por parte de todos los responsables en todos los niveles de autoridad de la cadena de mando, incluyéndose en reportes hacia la empresa, para que sean revisados y puedan implementarse en el plan de mejora del procedimiento.

II.3 Hipótesis de resultado

La industria del transporte por vía marítima del LNG se ha desarrollado considerablemente en las últimas seis décadas y se pronostica que lo seguirá haciendo durante las próximas. Ya que se mueve una cantidad considerable de capital a nivel global en torno a esta materia prima, es de esperar que prosiga el desarrollo e investigación de nuevos sistemas de carga que busquen un mayor retorno de la inversión y maximizar los beneficios, mientras se reduce la contaminación medioambiental. Partiendo de esta información, se redacta la siguiente hipótesis de resultado:

1. Tal y como ha ocurrido en las últimas décadas, se desarrollarán mejores sistemas de carga, más modernos y eficientes que incrementarán la rentabilidad del transporte de LNG y cuyo grado de especialización requerirá de una actualización del procedimiento de ejecución y control de este y, por tanto, de los procesos de gestión de la carga de la compañía.

Tras la elaboración de la guía de los procedimientos descritos, basando la información utilizada en las herramientas descritas, se establecen las siguientes hipótesis de resultado:

2. Se desarrolla un mapa de procesos que puede utilizarse en el Sistema de Gestión de Seguridad y de las Operaciones de Carga de una empresa destinada al transporte de LNG por vía marítima.
3. Se incorpora el uso de flujogramas que esquematizan la secuencia de las tareas a realizar y las tomas de decisiones.
4. El procedimiento diseñado puede ser aplicado por diferentes personas responsables (operarios) y los resultados de este no variarían, pues se ciñe totalmente a un procedimiento y no hay lugar a la improvisación del camino a tomar entre una tarea u otra.
5. Para que el ciclo de mejora continua pueda implementarse, es necesaria la colaboración de todos los responsables en todos los niveles de autoridad de la empresa, además de la redacción de reportes con propuestas de mejora, fallos, aspectos a tomar en cuenta y cualquier otro tipo de información que pueda ser relevante para la mejora continua.
6. La aplicación de un procedimiento sujeto a un ciclo de mejora continua conllevará un transporte del LNG más seguro, eficiente y optimizado.

III HERRAMIENTAS DE RESOLUCIÓN

III.1 Primera Herramienta: Propiedades, datos de interés y panorama económico del LNG.

III.1.1 Definición del gas natural.

Los hidrocarburos son compuestos formados por átomos de hidrógeno y de carbono. Entre menos átomos de carbono posea la molécula, más volátil será. El hidrocarburo de menor número de átomos de carbono, el metano, es el más volátil de este grupo. Le sigue, por número ascendente de átomos de carbono, el etano, propano y butano.

El gas natural es un hidrocarburo formado tras el proceso de descomposición de organismos sepultados bajo tierra hace millones de años, en ausencia de aire y luz natural y bajo la presión de la corteza. La composición del gas natural es, generalmente, de 90 a 99% de metano, aunque algunas mezclas gaseosas solo llegan al 75% de metano (CH₄), dependiendo del lugar de procedencia y extracción, y en menor proporción por otros gases como los mencionados anteriormente, además de nitrógeno, dióxidos de carbono, mercaptanos (compuesto que contiene azufre además de C o H) y otros hidrocarburos más pesados (con mayor número de átomos de carbono y sus respectivos hidrógenos enlazados).

III.1.2 Propiedades fisicoquímicas del gas natural.

La siguiente tabla contiene información de las propiedades del gas natural licuado, provenientes de la MSDS (Material Safety Data Sheet) del gas natural licuado de la compañía estadounidense Gas Innovations, localizada en Texas. Se recalca que, dependiendo del lugar de extracción del gas natural, la composición de este podrá diferir de la presentada a continuación⁽¹⁾.

Como se puede apreciar en dicha tabla, la temperatura de ebullición del gas natural es de -162° C a 1 atm. Esto significa que, por debajo de esta temperatura y hasta los -182° C, el gas natural se encontrará en estado líquido, en otras palabras, es en este rango de temperaturas en dónde el gas natural se convierte en gas natural licuado (LNG). Por debajo de -182°C, estará en fase sólida y por encima de -162°C, en fase gaseosa. Este concepto se puede apreciar visualmente en la imagen 1.

Nombre de la propiedad	Propiedad del LNG
Aspecto	Líquido refrigerado criogénico
Color	Incoloro
Olor	Inodoro
Punto de auto ignición	537° C
Punto de Inflamación	-135° C
Punto de Congelación	-182° C a 1 atm
Punto de Ebullición	-162° C a 1 atm
Presión de Vapor	655.57 PSI
Densidad	0,415 (kg/m ³) a -164 C
Límite de explosividad superior	LSE 15% V
Límite de explosividad inferior	LIE 5% V
Peso molecular	16
Calor de combustión	11900 kcal/kg

Tabla 1: Propiedades fisicoquímicas del LNG. Fuente: Gas Innovations MSDS

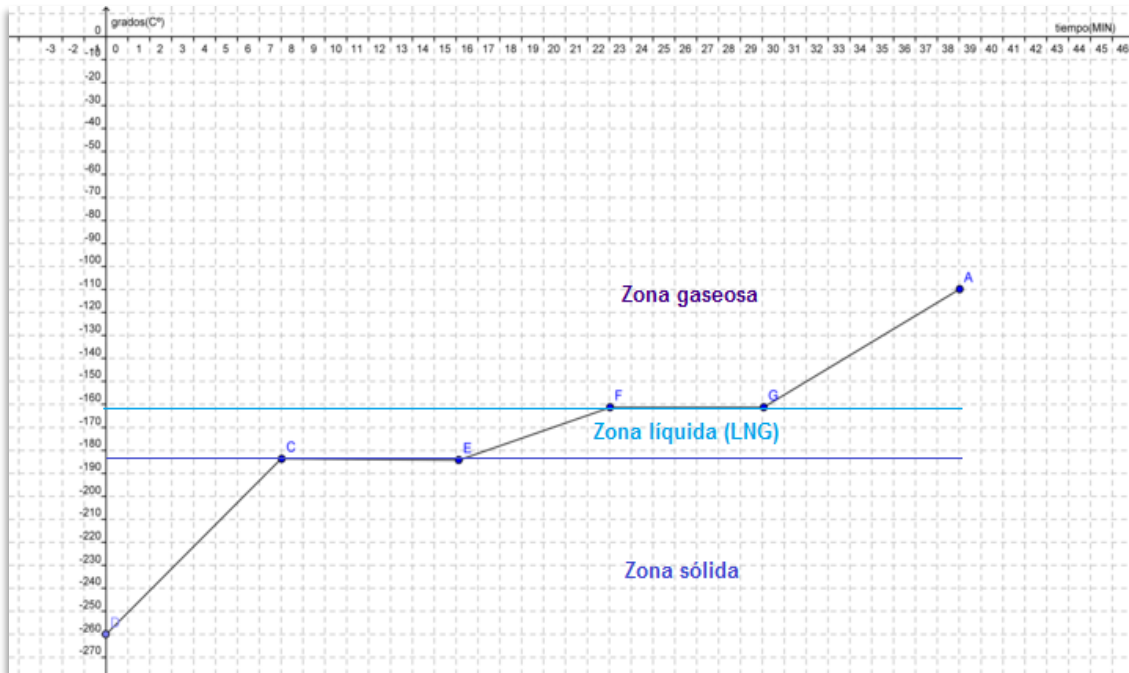


Imagen 1: Gráfica de temperatura en función del tiempo a presión atmosférica del gas natural. Fuente: Engineering Toolbox y edición propia⁽²⁾

El

segmento azul claro representa la temperatura de ebullición mientras que la azul oscuro representa la de congelación. Otra cualidad de gran importancia para este trabajo es que un metro cúbico de LNG equivale aproximadamente a seiscientos metros cúbicos de gas natural. Debido a esta relación de volúmenes entre ambas fases, el gas natural se licúa tras su extracción a estado líquido mediante el proceso de la licuefacción para disminuir el volumen seiscientos veces. En fase líquida, se transporta en buques gaseros y almacena en tanques, para posteriormente, mediante el proceso de la gasificación, cambiar su estado de líquido a gaseoso y así poder explotarlo comercialmente en las diferentes industrias. El segmento FG representa el calor latente de ebullición; la energía necesaria por un compuesto para cambiar de un estado a otro.

El punto de ebullición de la imagen 1 se muestra a presión atmosférica. Sin embargo, la presión también afecta el valor de los puntos de cambio de estado de una sustancia. En la imagen 2, se aprecia el diagrama de fase del metano. Este diagrama de fase relaciona la presión con la temperatura.

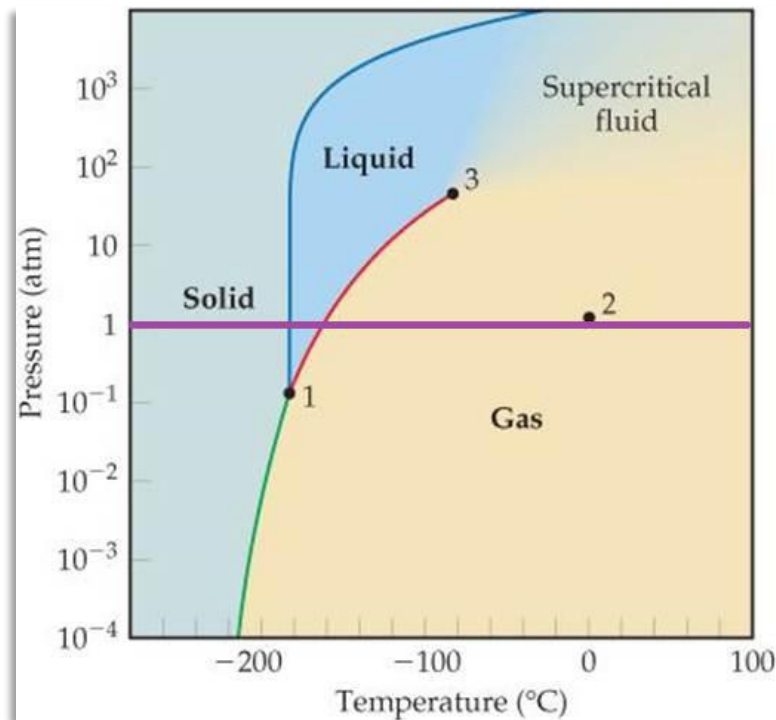


Imagen 2: Diagrama de fase de presión y temperatura del Metano. Fuente: Chemistry Central SCI & Lab Exper & Sol (12th Edition)⁽³⁾

Cada espacio contenido dentro del diagrama muestra el estado del metano relacionado con una presión y temperatura específica. Conforme estas dos propiedades varían, también lo hará el comportamiento de la sustancia. Las curvas de colores se denominan segmentos o líneas de saturación entre los dos estados de la materia adyacentes. La verde es la línea de saturación sólido-gas, la azul es sólido-líquido y la roja es líquido-gas. En la línea de saturación, ambos estados de la materia coexisten entre sí. El punto 1 se denomina triple, y es el único punto en el que los tres estados de la materia están presentes al mismo tiempo. En el punto 2 se puede observar que el metano se encuentra en estado gaseoso a 0°C y a 1 atm y el punto 3 se denomina punto crítico. Por encima de este punto crítico, la sustancia tendrá cualidades de gas y líquido a la vez (área delimitada como fluido supercrítico).

La línea de saturación de color rojo es de especial interés para este trabajo, ya que es aquí en dónde ocurrirán los procesos de gasificación o licuefacción. Se deduce por tanto que la licuefacción y la gasificación del gas natural se realiza a lo largo de este segmento. Esto se puede lograr mediante tres maneras: incrementando la presión,

disminuyendo la temperatura o ambas. Sin embargo, para el transporte y almacenamiento, se debe tomar en cuenta que es mucho más fácil controlar la temperatura de los tanques que las altas presiones que además pueden amenazar la seguridad. Es por eso por lo que el transporte por vía marítima del LNG se realiza a casi presión atmosférica y a aproximadamente -162°C , en estado líquido, ya que ocupa un volumen seiscientos veces menor que en estado gaseoso, permitiendo que el transporte sea mucho más rentable y eficiente, al transportar mayor cantidad de materia en un mismo volumen.

III.1.2.1 Inflamabilidad del Gas Natural.

Al ser un hidrocarburo de gran volatilidad, se debe prestar en todo momento especial consideración y atención a los límites de inflamabilidad y concentraciones en volumen de los tanques y líneas. Como se mencionó anteriormente en la Tabla 1, el límite inferior de inflamabilidad del gas natural es del 5% en volumen mientras que el superior es de 15% en volumen. Los lados del triángulo representan los siguientes compuestos: metano a la izquierda, gas inerte a la derecha, que en este diagrama es dióxido de carbono, pero a bordo se suele utilizar nitrógeno y el comburente en la parte inferior (aire con oxígeno).

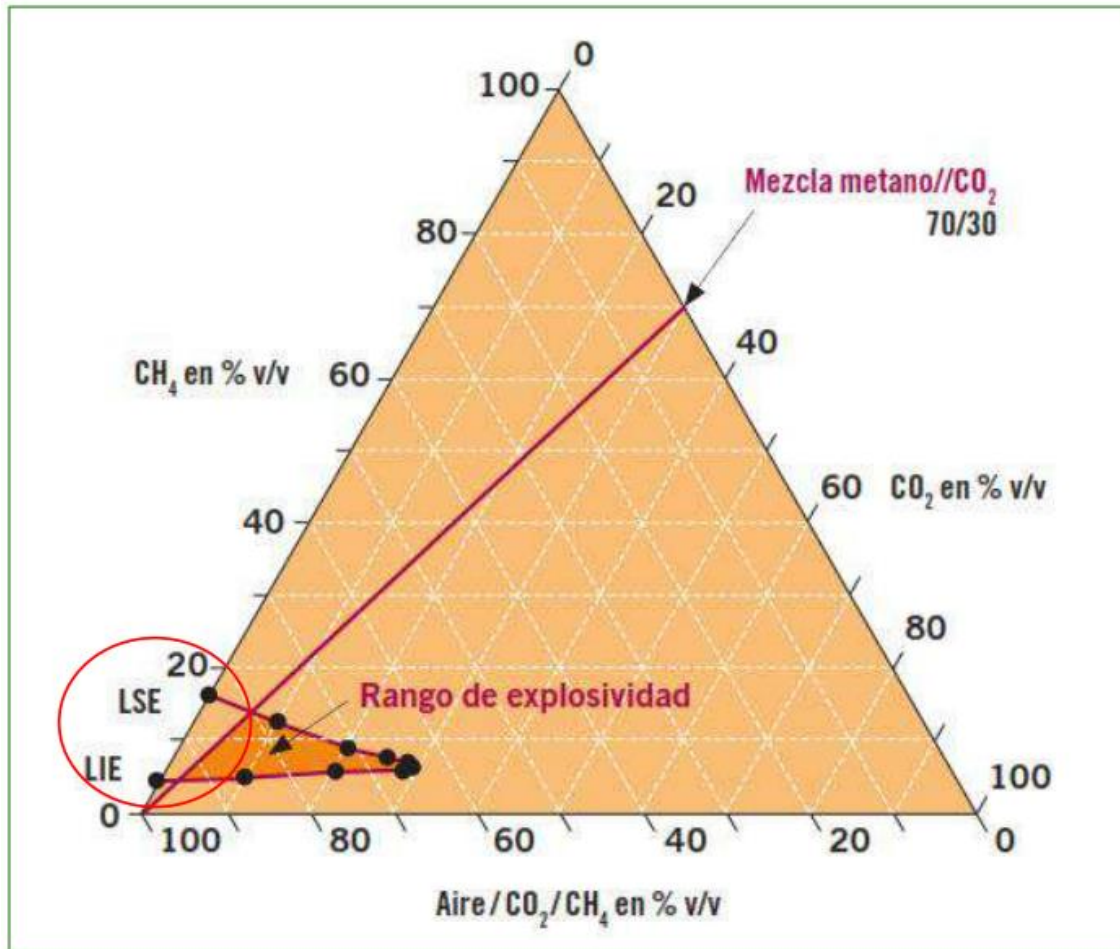


Imagen 3: Triángulo/diagrama de Inflamabilidad de mezclas de metano con oxígeno y gases. Fuente: Curso de Formación Especializada en Biogás para Profesionales.

El límite superior de explosividad (LSE) representa el porcentaje máximo en volumen de metano en una mezcla hidrocarburo-comburente en la cual, en las proporciones adecuadas y bajo una fuente de calor, se produciría la llama. El límite inferior de explosividad (LIE) representa el porcentaje mínimo en volumen de metano en una mezcla hidrocarburo-comburente en la que se produciría una llama bajo una fuente de calor. Ambos delimitan el área o rango de explosividad (naranja oscuro en la Imagen 3). Se debe evitar que la mezcla gaseosa esté en este rango o pueda entrar en este rango en todo momento durante todo el ciclo del LNG. Esto se consigue agregando o purgando con gas inerte (Nitrógeno, N₂) la atmósfera de los tanques, líneas de carga y conexiones de manguera o brazos de carga, asegurando en todo momento que el porcentaje de oxígeno y de metano sea tan inferior que sea imposible, y que aún bajo los efectos de una fuente de calor, no se produzca la explosión⁽⁴⁾.

III.1.3 Usos y aplicaciones del gas natural.

La combustión del gas natural se utiliza como fuente de energía en diversos tipos de industrias y actividades comerciales y es una materia prima que se comercializa y cotiza en el mercado. Las empresas intermedias y los consumidores finales se encargan de que el transporte de LNG por vía marítima o por líneas terrestres sea rentable. A continuación, se presentan algunos ejemplos de los usos de este hidrocarburo obtenidos de la página principal de Unión Fenosa Gas⁽⁵⁾ :

- En uso doméstico como calefacción, climatización, agua caliente sanitaria, cocina y equipamientos de gas. Se puede utilizar también como refrigeración mediante instalaciones de absorción y compresión, al igual que en estufas, hornos y secadores.
- Aplicaciones en industrias metalúrgicas y siderúrgicas, fuente de calor para fundición de metales, industria cerámica y calderas, además de industria textil, fabricación de cristal y papel.
- También se explota como una materia prima que utiliza y aprovecha el gas natural para crear otros productos derivados como metanol, hidrógeno, monóxido de carbono, ácidos.
- Se utiliza también como combustible fósil en medios de transporte como buses o coches al ser una alternativa menos dañina para la atmósfera que otros combustibles fósiles comunes.
- Generación de energía eléctrica, siendo el combustible de generadores de electricidad.
- Combustible alternativo en buques mercantes, especialmente al navegar en Áreas de Control de Emisiones (ECAs), además de la restricción de reducción de emisiones con contenido en azufre en combustibles marítimos a raíz del Anexo VI del Convenio MARPOL desde el inicio del año 2020.

III.1.4 Breve historia de los primeros buques LNG.

En el año 1959, el buque Methane Pioneer transportó gas natural licuado desde Estados Unidos al Reino Unido, por la compañía British Methane Limited. A raíz de

los sucesos de contaminación del Reino Unido (como la Niebla de Londres en 1952), el país intentaba buscar alternativas menos contaminantes para el desarrollo de su industria. El buque anteriormente transportaba carga general, de 106 metros de eslora, y tras modificaciones en astillero, acabó convirtiéndose en el primer buque LNG de la historia, con cinco tanques prismáticos de aluminio.

Debido a esto y tras probarse la viabilidad del transporte de LNG por vía marítima, la industria comenzó a desarrollarse más. A partir de 1964, Reino Unido se comprometió a adquirir LNG de Argelia durante un período de tiempo de 15 años, entrando en servicio para esta tarea los primeros dos buques gemelos comerciales de LNG del mundo: Methane Progress y Methane Princess. Ambos poseían 189 metros de eslora y una capacidad de almacenamiento de 27400 metros cúbicos

Un



Imagen 4: Primeros buques LNG comerciales del mundo: Methane Progress y Methane Princess. Fuente: Information Technology in the Maritime Industry Past, Present and Future: Focus on LNG carriers⁽⁶⁾

punto de vital importancia en el transporte del LNG es la generación del boil-off, tema que se profundizará en las secciones venideras de este trabajo. El boil-off consiste en la vaporización natural del LNG debido a las condiciones del tiempo, el calor

ambiental, la entropía y la volatilidad de la carga. Esto conlleva un riesgo, ya que un metro cúbico de LNG equivale a seiscientos metros cúbicos de gas, lo que acarrea un aumento de presión considerable. En la actualidad, se estima que cerca del 0,09 al 0,15% de la carga contenida en los tanques de un buque LNG moderno se vaporiza al día.

Durante los primeros prototipos, se utilizaban tanques de aluminio y madera de balsa como aislamiento térmico. Esto ocasionó que parte de la carga se vaporizaba y se liberaba a la atmósfera en los primeros años del transporte de LNG. En el año 1971, Moss Maritime desarrolló los tanques tipo B autosoportados, conocidos por su forma esférica. Esto permitió controlar mejor el problema del boil-off y el transporte de LNG se reforzó. Años después aparecieron los tanques de membrana, mucho más tecnológicos y con mayor capacidad de carga en comparación con los esféricos para un buque de unas mismas dimensiones. Se profundizará en detalle acerca de los tanques de carga en su sección correspondiente⁽⁷⁾.

Methane Pioneer		Mozah	
106 metros	Longitud total	345 metros	
16 metros	Altura/manga	54 metros	
GBHU	Señal distintiva	V7PD7	
334	Número de construcción	1675	
1945	Año de construcción	2008	
1972	Año de de desguace	-	
4.830 Tn	Capacidad de carga	163.922 Tn	

Imagen 5: Comparación de las dimensiones y capacidades de carga entre el primer buque LNG del mundo (Methane Pioneer) y el más grande jamás construido, el Mozah de Qatargas. Fuente: El Mercanti⁽⁸⁾

III.1.5 Impacto ambiental de las emisiones resultantes de la combustión del gas natural.

La combustión del gas natural está tomando un papel muy importante en la producción de energía a nivel mundial. Es un combustible que poco a poco sustituye otros más contaminantes ya que sus emisiones no son tan dañinas, y además sirve como puente hacia otro tipo de energías más limpias como la eólica o solar fotovoltaica.

Las emisiones de CO₂ por unidad de energía generada son 40% menores que las del carbón y 20% más bajas que la de productos de petróleo. Su posición como materia prima para la generación de energía mejora cuando se analiza la cantidad de contaminantes atmosféricos emitidos por unidad de energía generada en comparación a otros combustibles fósiles, como la materia particulada (PM 2,5), óxidos de azufre (SO_x), recalcando el dióxido de azufre (SO₂) y los óxidos de nitrógeno (NO_x). Estos son los contaminantes que mayor impacto causan en la contaminación del aire, según el World Energy Outlook (WEO) de noviembre del año 2019 de la Agencia Internacional de Energía (IEA)⁽⁹⁾.

De acuerdo con uno de los informes del WEO 2017 titulado “The environmental case for natural gas”, tras la combustión del gas natural se libera niveles altos y significativos de uno de los principales contaminantes, los óxidos de nitrógeno, cerca del 10% de las emisiones a nivel global de los mismos, pero dicha combustión libera emisiones casi nulas de óxidos de azufre y niveles bastante bajos de materia particulada⁽¹⁰⁾.

En el siguiente gráfico (Imagen 6) de la misma fuente, se realiza una comparación de los principales contaminantes atmosféricos de distintas fuentes combustibles de energía tales como el gas natural, carbón, bioenergía y petróleo. A la derecha se aprecia, en millón de toneladas (Mt) o Giga toneladas (Gt) las cantidades liberadas a la atmósfera de cada contaminante. El gas natural está representado con el color azul oscuro y se puede apreciar que, en comparación con los otros combustibles, la cantidad de contaminantes es mucho menor, especialmente de la PM y los SO_x. Entre

menor área de superficie se muestre en el gráfico, menos contaminante es el combustible utilizado.

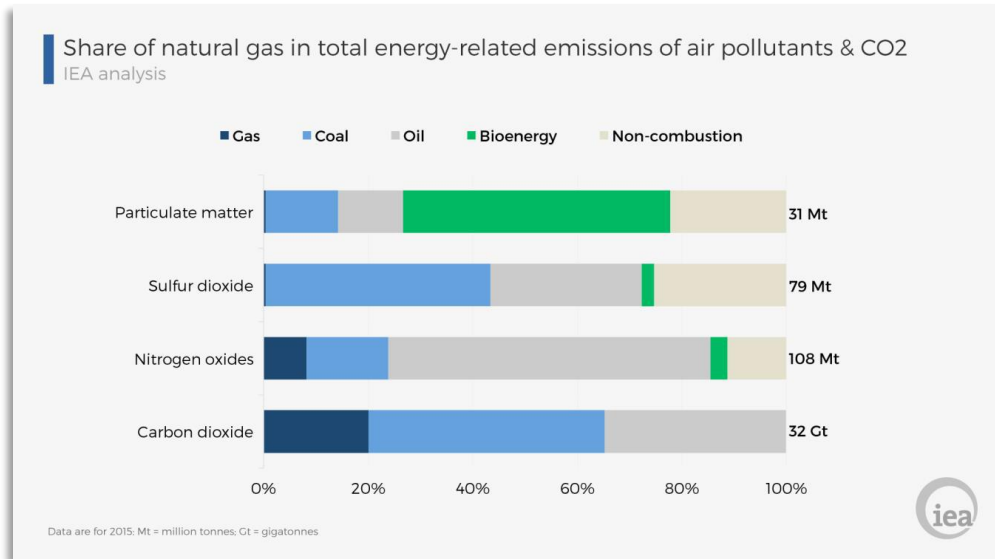


Imagen 6: Gráfico de los principales contaminantes atmosféricos emitidos a la atmósfera por distintas fuentes combustibles. Fuente: World Energy Outlook 2017

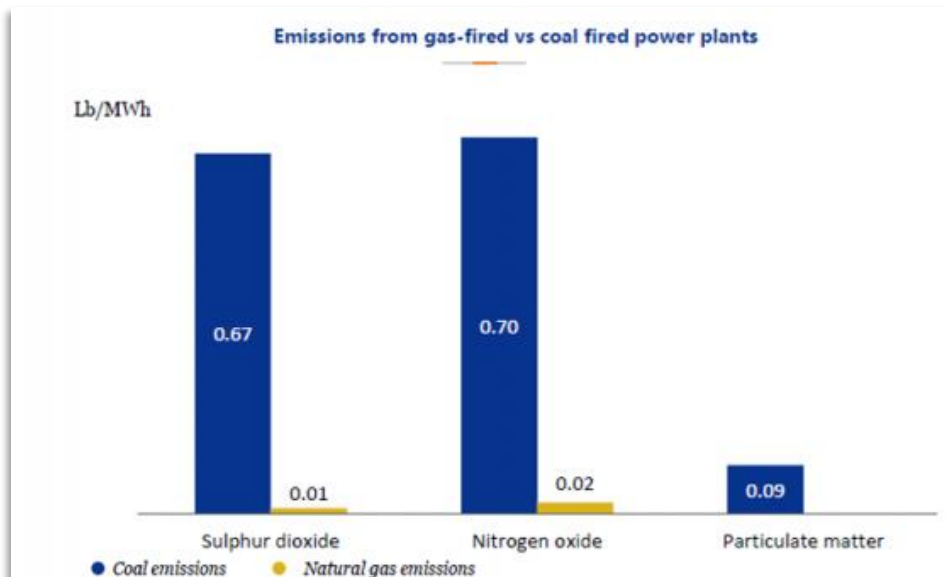
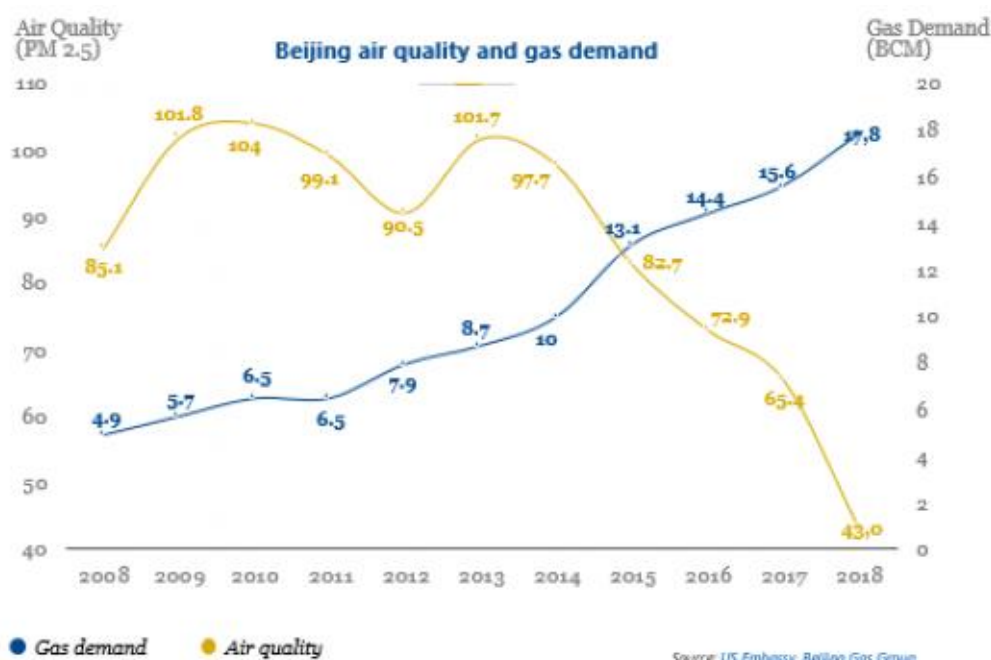


Imagen 7: Gráfico comparativo de las emisiones en Megawatts/hora entre el carbón como combustible (azul) y el gas natural (amarillo). Fuente: National Energy Technology Laboratory.

La combustión controlada del gas natural ayuda a mejorar la calidad del aire. Según el artículo “LNG improves Air Quality” del International Group of Liquefied Natural Gas Importers, no solo ayuda a disminuir los gases del efecto invernadero, sino también los contaminantes atmosféricos mencionados anteriormente. Para este estudio, se realizó una comparativa entre el uso de carbón y del gas natural para la generación de energía eléctrica en el noreste de China. Los resultados de las emisiones se muestran en la imagen 7⁽¹¹⁾.

En el mismo estudio, se compara la demanda de gas en Beijing con la calidad del aire. Como se puede observar en la imagen 8, conforme se incrementó a lo largo de la década la demanda de gas, disminuyó la cantidad de materia particulada en suspensión en el aire. La combustión del gas natural libera hasta 99% menos PM 2,5 que otras fuentes combustibles como el carbón o el Heavy Fuel Oil. En otras palabras, el uso del LNG como combustible puede mejorar rápidamente la calidad del aire en puertos y ciudades, al emitir muchos menos contaminantes del aire en comparación con otras fuentes⁽¹¹⁾.



En la tabla 2 se

Imagen 8: Gráfico de relación a lo largo de la década 2008-2018 de la cantidad de materia particulada en suspensión en el aire (amarillo) de Beijing con la demanda de gas (azul). BCM significa billón de metros cúbicos, como unidad de energía. Fuente: Beijing Gas

muestra otra comparación entre distintas variedades de carbón, diésel, gasolina, propano y gas natural en relación con la cantidad de libras de CO₂ emitidas a la atmósfera por Btu. Un Btu (Unidad Térmica Británica) muestra la cantidad de calor necesario para incrementar en 1° F una masa de una libra de agua. Analizando estos datos a nivel molecular, como ya se mencionó anteriormente, una molécula de metano posee un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno. Al tener un solo átomo de carbono, menos de los mismos reaccionarán con el oxígeno del aire para formar dióxido de carbono, en comparación con otros hidrocarburos o combustibles cuya molécula posee más átomos de carbono⁽¹³⁾.

Combustible	Libras de CO₂ emitidas por BTU
Carbón (anthracite)	228,6
Carbón (bituminous)	205,7
Carbón (lignite)	215,4
Carbón (subbituminous)	214,3
Diesel	161,3
Gasolina sin etanol	157,2
Propano	139,0
Gas Natural	117,0

Tabla 2: Comparación de las libras de CO₂ emitidas por BTU de distintos combustibles. Fuente: U.S. Energy Information Administration [\(13\)](#)

Esta información presentada puede generar otra pregunta. ¿Cómo es posible que las emisiones de dióxido de carbono pesen más que el combustible original? La razón de esto se debe a que cada átomo de carbono proveniente del combustible se combina con dos átomos de oxígeno para formar la molécula de CO₂. El peso molecular del átomo de oxígeno es de 16, y ya que la molécula de dióxido de carbono está formada por dos átomos de oxígeno y el de carbono, la molécula resultante pesa 3,67 veces más que el átomo de carbono original⁽¹⁴⁾.

III.1.5.1 Gas natural como combustible marino.

En el caso de combustibles marinos, si se comparan las emisiones del gas natural con las emisiones del HFO (Heavy Fuel Oil), se estima que el gas natural emite 25% menos dióxido de carbono, 99% menos óxidos de azufre y materia particulada y 85% menos óxidos de nitrógeno. Esto no quiere decir que sea una energía muy limpia y la mejor opción ambientalmente hablando, pero sí demuestra que es mucho menos dañina para la atmósfera que otras fuentes combustibles⁽¹²⁾.

Hasta el 31 de diciembre del año 2019, el contenido de azufre en las emisiones de los gases de combustión marinos era de 3,5% m/m (masa/masa). Desde el año 2005, se ha ido disminuyendo, poco a poco y de manera progresiva, el porcentaje de las emisiones de azufre, y desde el 1 de enero del 2020 (Anexo VI, revisado, del Convenio MARPOL), el límite del contenido de azufre para los buques que operan fuera de las zonas de control de emisiones designadas es del 0,5% masa/masa. Los buques pueden cumplir con este estándar utilizando versiones del combustible con menor porcentaje de azufre (LSFO, Low Sulphur Fuel Oil) o instalando torres de lavado de gases (scrubbers) para purificar el contenido de azufre antes de emitirlo a la atmósfera (debe ser aprobado por la administración) o mediante el uso de gas natural u otros combustibles de bajo punto de inflamación (código IGF, Código Internacional de Seguridad para los Buques que utilicen gases u otros combustibles de bajo punto de inflamación) que, como ya se mencionó anteriormente, la cantidad de emisiones es significativamente menor que otros combustibles convencionales. Además, desde el 1 de enero del 2015, los límites de SO_x y de PM 2,5, aplicable a las zonas marítimas designadas se disminuyeron al 0,1%^{(15) (16)}.

Los óxidos de azufre son compuestos dañinos y perjudiciales para la salud humana, y causan problemas en los pulmones y las vías respiratorias. Esto se ve más en ciudades portuarias o con gran volumen de coches. Con la limitación de las emisiones de óxidos de azufre a la atmósfera por parte de los buques, se mejora la salud humana en dichas zonas. Según el estudio “Air Pollution and Energy Efficiency, Study on effects of the entry into force of the global 0,5% fuel oil sulphur content limit on human health, presentado al Comité de Protección del Medio Marino (MEPC) en el año 2016 por Finlandia, se estimó que, tras la reducción de las emisiones de azufre en el año 2020, se evitará la muerte de quinientas setenta mil muertes prematuras solo durante el período del 2020 al 2025. El uso de gas natural como combustible, no solo es menos dañino para el medio ambiente en comparación con otros combustibles, sino que además es económicamente rentable (por su rendimiento de emisiones por unidad de energía producida)⁽¹⁷⁾.

III.1.5.2 Impacto ambiental de las emisiones de gas natural desde su extracción hasta que llega a los consumidores finales no relacionado con los compuestos de la combustión.

A pesar de que la combustión del gas natural es mucho menos dañina que otro tipo de combustibles, se debe tener en cuenta el efecto e impacto medioambiental de la molécula del metano. Según el reporte “Methane Emissions from Oil and Gas” de la IEA, la concentración actual de metano en la atmósfera es de 2,5 veces la de los niveles pre-industriales. El metano tiene un impacto considerable en el cambio climático. A pesar de que la molécula de metano posee una vida mucho más corta que la del CO₂ (aproximadamente doce años), absorbe mucha más energía en la atmósfera⁽¹⁸⁾.

Las emisiones de metano son la segunda gran causa del calentamiento global hoy en día. Proviene de distintas fuentes, tanto naturales (40% de las emisiones) como antropogénicas (causadas por el ser humano, el 60% de las emisiones), como el sector energético: petróleo, gas natural, carbón y bioenergía. Se estima que el sector del petróleo y gas emitió cerca de 82 Mt en el año 2019, y las emisiones anuales

globales rozan las 570 Mt. La mayor fuente de emisiones de metano es la agricultura, responsable de un cuarto de estas, seguidas del sector energético⁽¹⁸⁾.

Para comprender el impacto de estos datos, se debe relacionar la emisión de gas a la atmósfera con la emisión de dióxido de carbono, en términos equivalentes. La molécula de metano permanece en la atmósfera menos tiempo que la de CO₂, reaccionando antes con otros compuestos, ya que absorbe mucho más calor. La respuesta a la incógnita planteada de la relación del impacto de ambas moléculas dependerá del tiempo de estudio de la misma. Según el World Energy Outlook, cuando se estudia el impacto ambiental en un período de 20 años (GWP-20), una tonelada de metano causa el mismo impacto que de 84 a 87 toneladas de CO₂. Cuando se estudia para 100 años (GWP-100), el impacto ambiental equivale a 28 a 36 toneladas de dióxido de carbono. GWP significa Global Warming Potencial y es un índice de medida que representa la cantidad de calor que puede ser atrapado por un gas de efecto invernadero en comparación con un gas de referencia, en este caso se compara el metano con el dióxido de carbono, para estar en términos de impacto equivalentes. El potencial de calentamiento de una molécula de metano equivale al de veintiún moléculas de dióxido de carbono, según el Informe Especial sobre Calentamiento Global, publicado por el grupo intergubernamental sobre el cambio climático^{(18) (20)}.

La siguiente imagen obtenida del WEO 2017 de la IEA, compara las emisiones del carbón con las del gas natural en términos de dióxido de carbono. La conversión de gas a electricidad es mejor que de carbón a electricidad, en términos de eficiencia energética. El informe muestra que, a pesar de los inconvenientes del gas, cuando se genera energía, sin importar el plazo de tiempo, la generación utilizando gas es mejor que utilizando carbón⁽¹⁹⁾.

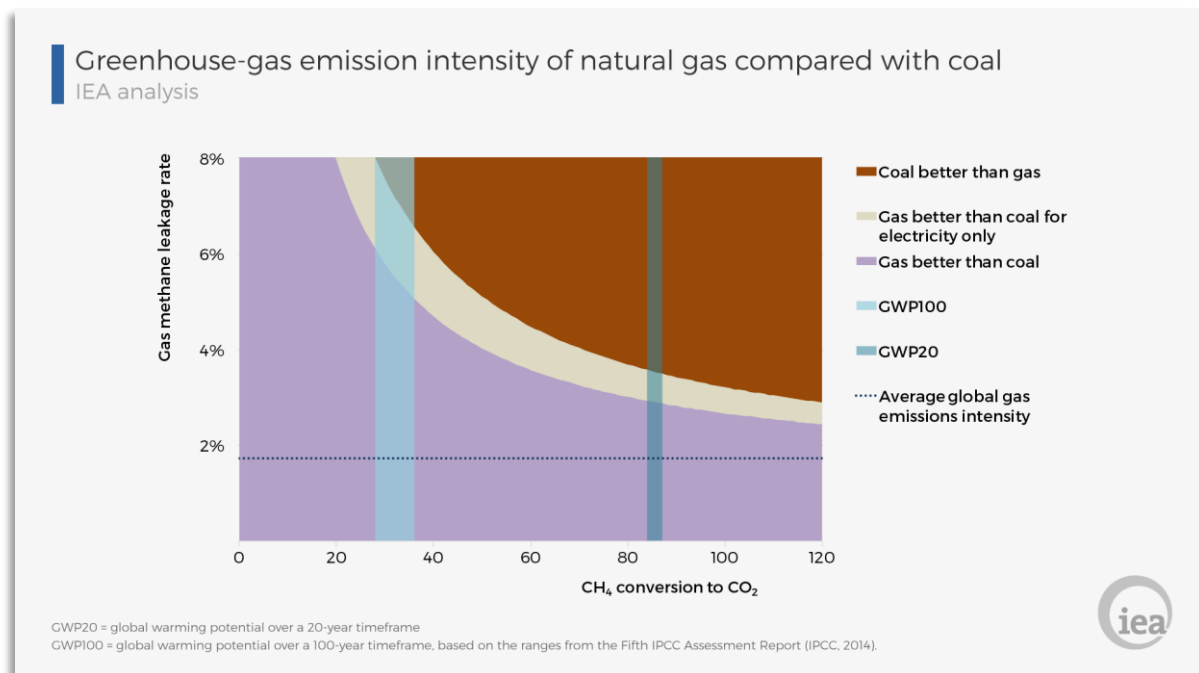


Imagen 9: Comparación de emisión de gases de efecto invernadero, en términos de dióxido de carbono, a lo largo de 120 años, entre el gas natural y el carbón. Fuente: World Energy Outlook analysis (IEA)⁽¹⁹⁾.

Ya que el metano es una materia prima y un producto de valor, se estima que el 45% de las 82 Mt emitidas se podrían evitar con medidas que no acarrearían un coste neto, y el 75% son evitables, técnicamente. La inversión en esta tecnología mitigaría su inversión a largo plazo.

III.1.6 Aspectos económicos relativos a la industria global del LNG.

III.1.6.1 Fletamento del LNG en el transporte marítimo.

Desde el inicio de su explotación comercial, el transporte marítimo del LNG se ha realizado casi exclusivamente bajo pólizas de fletamento por tiempo, sujetas a dichos términos y condiciones. En un fletamento “Time Charter”, el fletante pone a disposición del fletador un buque, armado y equipado, a cambio de un precio llamado flete, durante un período de tiempo, comprometiéndose a llevar a cabo los viajes que dicho fletador ordene por el tiempo estipulado en la póliza de fletamento (artículo 204.1 de la Ley de Navegación Marítima, en la LNM se utiliza el término porteador)⁽²¹⁾.

Una de las pólizas de fletamento más utilizadas en el transporte del LNG es la ShellLNGTime1 charter party⁽²³⁾. Fue expedida en noviembre del año 2005. Las especificaciones no relacionadas con el LNG son casi las mismas que las de la charter party ShellTime4⁽²²⁾ del año 2003. La ShellLNGTime1 incluye cláusulas para el tratamiento del problema del boil-off generado en los buques LNG. Como se mencionó al inicio, el boil-off consiste en la vaporización de la carga y se estima que se evapora entre el 0,07 y el 0,15% de la carga diariamente, debido a su alta volatilidad, afectada por la entropía, condiciones meteorológicas y el calor natural del ambiente. En otras palabras, representa el problema de la vaporización del flete. Además, esta póliza toma en cuenta el LNG heel (remanente) que se deja en los tanques de carga de los buques LNG tras la descarga.

El heel se utiliza, tras la operación de descarga, para mantener los tanques de carga y las líneas frías para la siguiente operación de carga, ya que de lo contrario, si los tanques no están preparados para recibir la carga y están calientes, cuando el LNG a cargar entre en contacto con estas líneas y tanques más calientes, se vaporizará, generando sobrepresión, además de que no podrá realizarse la operación de carga, ya que uno de los primeros pasos del procedimiento de carga es asegurarse de que los tanques y líneas del buque están fríos y preparados para recibir la carga.

El heel también se puede utilizar, mediante la generación de boil-off, como combustible en motores duales de buques LNG que son capaces de utilizar su propia carga como medio de propulsión, especialmente en navegar en Zonas de Control de Emisiones.

De acuerdo con la publicación LNG, Standard Form Charters, de la gran firma global de abogados Reed Smith, la póliza ShellLNGTime1, además de contener las previsiones del heel, el problema del boil-off y el uso del LNG como medio de propulsión, también contiene otras relativas al tiempo estimado de llegada, permitiendo que se ajuste la velocidad a lo largo del viaje.

En cuanto a las operaciones STS (Ship to Ship), en el año 2005 no existían suficientes guías relativas al LNG (solo de LPG, gases licuados del petróleo). Desde entonces se

han realizado muchas operaciones STS de este tipo, como operaciones de aligeramiento entre buques LNG u operaciones de carga/descarga entre buques LNG convencionales y Buques LNG FSRU (Floating Storage and Regasification Units), con Excelerate Energy liderando el campo a nivel global. Numerosas guías para estos procedimientos se han publicado desde entonces, tales como las SIGTTO guidelines.

Sin embargo, como recién se ha mencionado, en el momento que se creó esta charter party, el campo de las STS entre buques LNG apenas se estaba empezando a desarrollar de manera que no hay especificaciones para recalcar. En cuanto a las plantas de relicuefacción, sucede exactamente lo mismo. Las plantas de relicuefacción se encargan de licuar nuevamente el boil-off generado en los tanques de carga, para posteriormente regresarlo al tanque en estado líquido. El auge de estas plantas estaba a punto de darse, pero en el año 2005 apenas estaba empezando a desarrollarse a gran escala por parte de los Q-flex y Q-max de QatarGas⁽²⁴⁾ ⁽²⁵⁾.

La mayoría de los fletamentos de LNG se hacen por tiempo, en largos períodos entre los productores y grandes empresas. Sin embargo, existe también una póliza de fletamento por viaje (Voyage Charter Party) para el transporte del LNG, para contratos con términos a corto plazo y en mercado spot, que con el tiempo fueron más comunes.

A raíz de esto, BIMCO (Consejo Marítimo Internacional y del Báltico) y GIIGNL (International Group of Liquefied Natural Gas Importers) desarrollaron una póliza de fletamento que permite cierta flexibilidad para este tipo de comercio de LNG. El nombre de esta Charter Party es LNGVOY⁽²⁷⁾. GIIGNL es una organización sin ánimo de lucro que se encarga de promocionar el desarrollo de actividades relacionadas con el LNG, tales como compra, importación, procesamiento, transporte, gasificación, licuefacción y demás usos⁽²⁶⁾.

Como se especifica en las Notas Explicativas de la “Liquefied Natural Gas Voyage Charter Party (LNGVOY) de BIMCO y GIIGNL, para este tipo de fletamento en la modalidad de viaje, se deben tomar en cuenta una serie de consideraciones, como el tema de la gestión de la responsabilidad del boil-off. La póliza LNGVOY provee provisiones para el control del boil-off durante la travesía y otras para la estancia en

puerto. Otro aspecto de interés es quién paga por el combustible. En los buques LNG, el boil-off puede ser utilizado como combustible por el armador en los motores capaces de quemarlo. Sin embargo, en la modalidad de fletamento por viaje, solo el boil-off generado naturalmente se quema en la máquina, lo que requerirá, alternativamente, combustible extra para el viaje, que puede ser fuel oil o gasoil, o incluso más boil-off (en Time Charter, los buques pueden utilizar vaporizadores para crear boil-off y quemarlo en la máquina, en caso de que sea necesario, ya que los fletadores pagan tanto por el combustible como por la carga, y pueden preferir uno u otro combustible dependiendo de los precios del mercado del momento).

En LNGVOY, el combustible extra necesario irá por cuenta del fletante, y este último no puede quemar LNG para crear boil-off sin consentimiento del fletador. Sin embargo, esto puede ser negociado en la póliza⁽²⁸⁾.

Otros aspectos que se especifican en el charter party, son las condiciones de los tanques de carga en el puerto de carga (frío y listo para cargar, caliente y con vapores de gas natural o caliente e inertizado), quien ostenta la propiedad del heel, STS, NOR, tiempos de plancha y demás cláusulas relacionadas con el transporte. LNGVOY provee tanto a los fletantes como fletadores, una opción para transporte por viajes y flexibilidad para promover el desarrollo del mercado spot de LNG⁽²⁸⁾.

III.1.6.2 Panorama actual y futuro de la industria del LNG.

En términos de uso como combustible marino, el LNG se encuentra en una posición privilegiada. Según el estudio “LNG as marine fuel, the investment opportunity” basado en un buque portacontenedores de 14000 TEU que comercializa entre Asia y la costa oeste de los Estados Unidos por SEA/LNG, el uso de LNG como combustible entrega el mejor retorno de inversión para plazos de a partir de diez años. Según el estudio, los astilleros, actualmente, poseen más experiencia y tecnología en la construcción de equipamiento de LNG, por lo que se mejora el retorno de la inversión a largo plazo⁽²⁹⁾.

Además, los costes energéticos del LNG son menores por tonelada en comparación con otros combustibles como el HFO. Para este caso, el LNG puede manifestar un

24% más de energía para una misma masa, además de la relación de volumen del gas natural en estado líquido. El LNG es viable no solo para los buques que operan continuamente dentro de zonas ECA, sino también para buques que están muy poco tiempo dentro de dichas zonas. El estudio también explica que el uso de scrubbers es significativamente más caro que lo reportado. Se estima en 2 millones de dólares para buques de nueva construcción que alcancen una potencia de 10000 kW, pero para buques de mayor potencia, por ejemplo, el portacontenedores de 14000 TEU que alcanza los 47000 kW, el costo asciende hasta los 8,6 millones de dólares^{(9) (29)}.

De acuerdo al World Energy Outlook del año 2019, el consumo de gas natural se incrementó un 4,6% a nivel global solo en el año 2018. Se estima que, en las próximas dos décadas, la demanda global de gas natural crecerá más de cuatro veces más rápido que la demanda de petróleo, en uno de los escenarios propuestos. El petróleo se utilizará más en el sector del transporte mientras que el gas natural en el sector energético. También se estima que las economías asiáticas en desarrollo representarán la mitad del crecimiento global de la demanda de gas natural y, por tanto, el incremento del comercio de ese mismo volumen. Esto es debido a que, para el año 2040, el gas natural viajará más de cinco mil kilómetros para llegar a los consumidores de estos países asiáticos en desarrollo, casi el doble de hoy en día⁽⁹⁾.

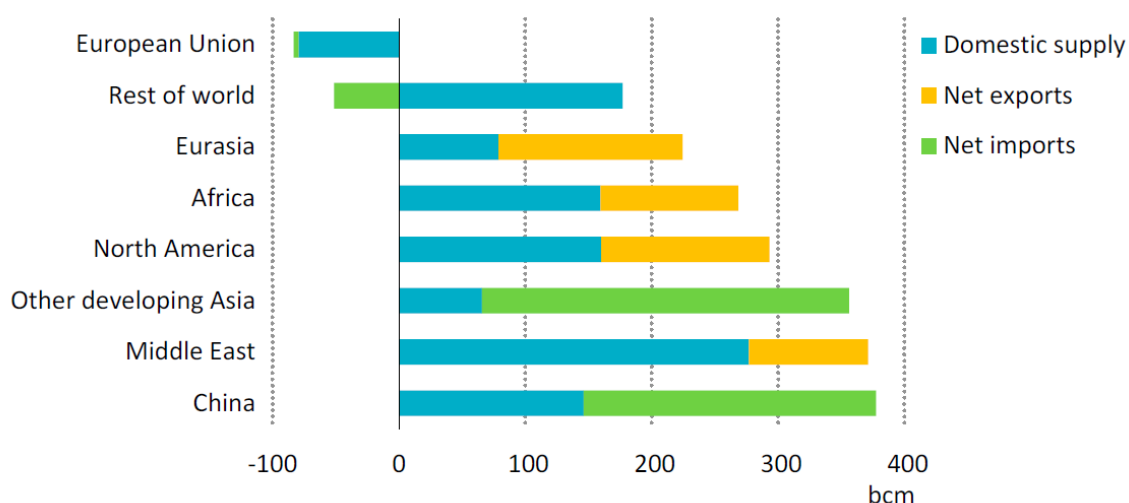


Imagen 10: Cambio estimado del suministro de gas por regiones en un escenario del WEO 2019 para el período 2018-2040. Fuente: World Energy Outlook 2019.

La mayor parte del gas producido es consumido dentro de la región en la cual es extraído (azul en la Imagen 10). Los países asiáticos en vías de desarrollo representan el mayor crecimiento de importación del gas natural (verde) mientras que el color amarillo representa la exportación del mismo, todo cuantificado en bcm (billion cubic metres)⁽⁹⁾.

El consumo de gas natural en China se incrementó en 33% solo durante los años 2017-2018 (y como se mencionó anteriormente, la calidad del aire ha mejorado conforme ha incrementado esta demanda de gas). Se estima que para el año 2040, China importará casi la mitad del LNG que el siguiente país importador de LNG, India, y el uso de gas natural para generar energía incrementará del 7% actual al 13% para este año⁽⁹⁾.

Estados Unidos añade cerca de 200 bcm a la producción global de gas natural para el año 2025, y la mitad de esta cantidad está destinada para exportación. Se estima que este país se mantendrá como uno de los principales productores de gas natural hasta el año 2040, produciendo aún más que Oriente Medio durante este intervalo de tiempo⁽⁹⁾.

El comercio de LNG aumenta a nivel global. Los avances tecnológicos del campo (tales como uso de Buques FSRU, plantas de relicuefacción, gasificación, control de atmósfera) que se están desarrollando continuamente (especialmente durante los últimos 15 años), además de las innovaciones financieras y como ya se mencionó anteriormente, el desarrollo del mercado spot para LNG, están permitiendo el desarrollo de la economía enfocada en el LNG y, por tanto, la actualización constante de sus procesos asociados. En cuanto los prospectos para la infraestructura de gas, se estima que la próxima década será crítica, ya que decisiones que parezcan tener consecuencias a corto plazo a la hora de invertir en gas natural tendrán impacto a largo plazo. La imagen 11 muestra la previsión de la demanda global de gas en el escenario de desarrollo sostenible, expresada en Mtoe (millón de toneladas equivalente de petróleo, que representa la cantidad de energía que puede generar una tonelada de petróleo) a lo largo de intervalos de tiempo hasta el año 2040. Como se puede apreciar, a partir del año 2025, se estima que los países con economías

avanzadas sean quienes se encarguen de comercializar el gas natural a otras naciones, mientras que los países con economías en desarrollo tendrán una mayor demanda del gas natural. En verde se representa gases con bajo contenido en carbono. Se estima que dicha industria se desarrolle, aunque actualmente es cara⁽⁹⁾.

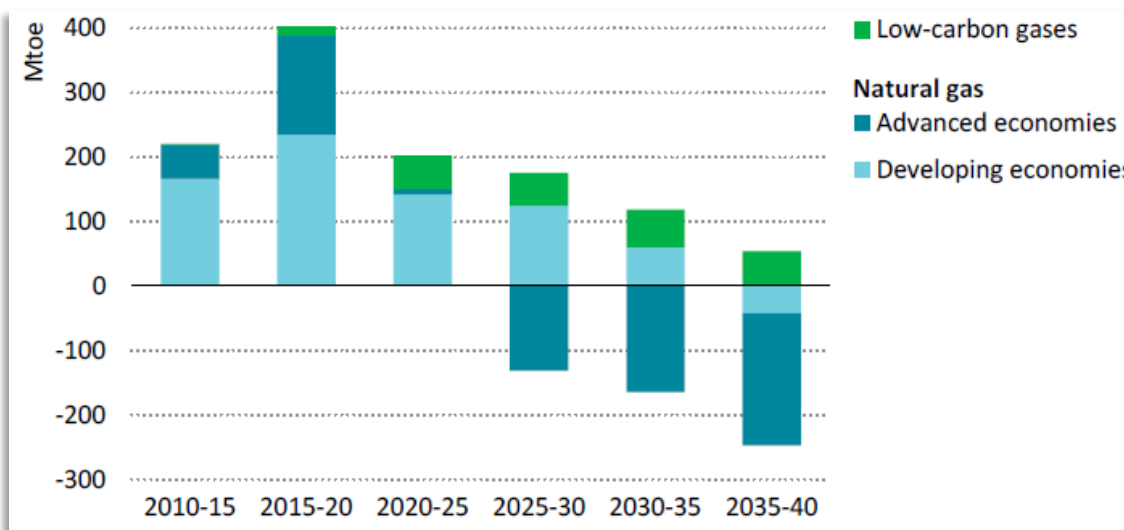


Imagen 11: *Imagen 11. Estimación de la demanda global de gas para distintas economías en intervalos de 5 años hasta el año 2040 expresada en Mtoe (Millón de toneladas equivalente de petróleo) Fuente: World Energy Outlook 2019, capítulo 14.*

Para expresar el crecimiento de la industria del LNG en cifras, se consultó la publicación Liquefied Natural Gas Market Size, Share & Trends Analysis Report By Application, Market Analysis Report publicada por Grand View Research, publicado en julio del 2020, además de la información contenida en el World Energy Outlook de 2019. De acuerdo con el análisis, se estima que la demanda del mercado del LNG crecerá a un TCAC (tasa de crecimiento anual compuesto) de 5,8% desde el 2020 hasta el 2027, esto tomando en cuenta la crisis. El término compuesto significa que toma en cuenta la revalorización del primer año en el segundo y así sucesivamente. El desarrollo de la infraestructura de los gasoductos, regulaciones gubernamentales, impacto ambiental y la fluctuación de los precios del petróleo son factores que impulsan el crecimiento de la industria⁽³⁰⁾.

III.1.6.3 Impacto de la crisis de la pandemia del COVID-19 en la industria global del LNG.

El año 2020 ha traído consigo una serie de sucesos que ha afectado y afecta diferentes industrias por todo el mundo. Una de las que se vio tremendamente afectada fue la del petróleo y el gas, con la Guerra de Precios del Petróleo entre Rusia y Arabia Saudita además del descenso en la demanda de esta materia prima a raíz de cierre de fábricas y reducción del volumen total de transporte a nivel global.

Según el artículo “What Will COVID-19 Mean for LNG” de BCG, las compañías globales de gas enfrentan grandes desafíos. La pandemia ha afectado el balance entre la oferta y la demanda del gas natural licado. Como resultado, se estima que hasta un 8% de la demanda global de gas puede estar en riesgo a corto plazo, y que el ambiente de precios bajos puede durar uno o dos años⁽³¹⁾.

A raíz de esto, se espera que los compradores de LNG aprovechen esta oportunidad para realizar contratos de compra y proseguir con el cambio de carbón a gas para la generación de energía. Se espera que los competidores y las partes del mercado revisen su competitividad y refuercen sus posiciones en el mercado⁽³¹⁾.

De acuerdo con el artículo de Business News, “COVID-19 could delay major LNG projects”, si bien algunos campos de la industria del LNG como el australiano no ha sido realmente afectado por la pandemia, otros proyectos de gran calibre como el de Woodside Petroleum. Varios proyectos de LNG se están aplazando temporalmente⁽³²⁾.

La Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos publicó el 11 de agosto del 2020 que durante el verano los niveles de exportación de LNG se han mantenido bajos. Se cancelaron 45 cargamentos previstos para agosto y 30 previstos para septiembre. Como se puede ver en la imagen 12, a partir de enero del 2020 hubo un declive en los niveles de exportación de LNG (verde oscuro). En verde claro se representa la capacidad total de exportación. A pesar de la crisis, la EIA prevé que la normalidad regrese a partir de noviembre. Será de gran interés revisar, cuando sea analizado y redactado, los reportes globales de las industrias a finales del año 2020. A pesar de todo, si bien la industria del LNG ha sido afectada a raíz de la Guerra de

Precios del Petróleo y la pandemia, se estima que se va a recuperar y que por lo tanto seguirá desarrollándose en las próximas dos décadas^{(33) (34)}.

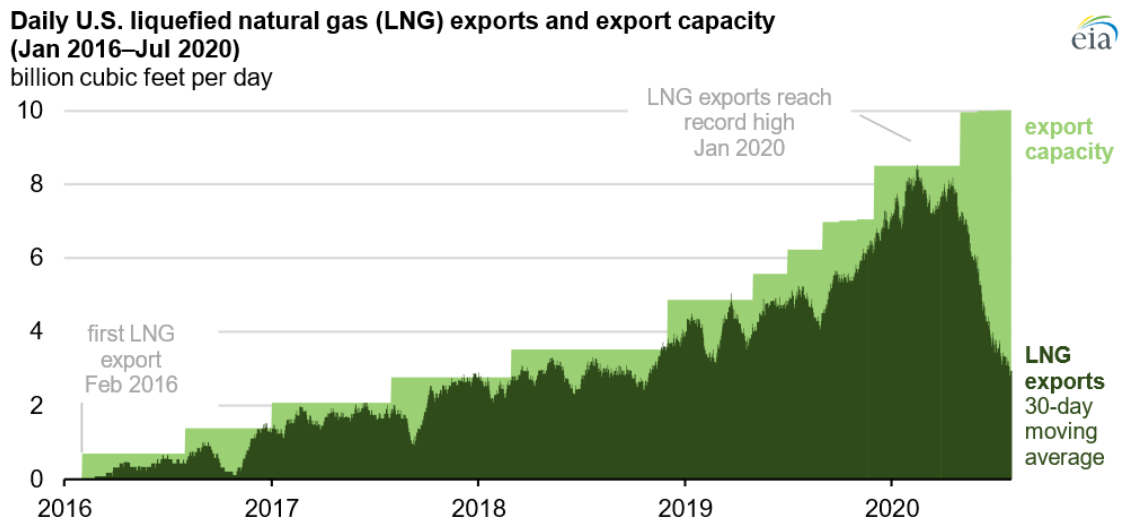


Imagen 12: Relación entre la capacidad de exportación y el volumen exportado de LNG de los últimos 5 años por Estados Unidos. Fuente: Energy Information Administration USA⁽³³⁾

III.2 Segunda Herramienta: Descripción de los principales elementos utilizados en las operaciones de carga y descarga en buques LNG.

III.2.1 Elementos de conexión y transferencia: mangueras criogénicas y brazos de carga.

Como se explicó anteriormente, el LNG es gas natural licuado a una temperatura muy baja, de -162°C aproximadamente, dependiendo su composición. Es debido a esto que los brazos o mangueras utilizados para las operaciones deben ser capaces de soportar esta temperatura, manteniendo su funcionalidad y respetando las medidas de seguridad. La mayoría de las terminales del mundo utilizan brazos de carga para estas operaciones, y el uso de mangueras criogénicas es comúnmente utilizado para operaciones STS entre buques LNG o entre buques LNG y buques FSRU (Unidades flotantes de Almacenamiento y Regasificación), aunque algunos buques LNG FSRU ya cuentan con sus propios brazos de carga. En una operación de carga, se conectan

brazos o mangueras de líquido (por los que circula el LNG) y un brazo o manguera de vapor, utilizado para conectar la fase gaseosa de los tanques de la terminal y del buque y poder gestionar así la generación de boil-off gas (BOR) durante las operaciones y como medida de seguridad tras la conclusión de estas.

III.2.1.1 Mangueras criogénicas.

Utilizadas principalmente para transferencias buque-buque (lightering), operaciones de bunkering de combustible LNG y en buques FSRU. Al realizar una transferencia entre dos buques y, especialmente si dicha transferencia es de un volumen de carga, es evidente que el francobordo de los buques variará. El buque que descarga acabará la operación con un francobordo mayor y el que es cargado con uno menor. La flexibilidad de las mangueras criogénicas permite que dicha operación pueda realizarse sin inconvenientes mientras resiste las extremadamente bajas temperaturas del LNG.

De acuerdo con el artículo “Floating cryogenic hoses unlock new opportunities in LNG transfer” publicado por Gas Processing and LNG, las mangueras criogénicas aportan una gran flexibilidad a las operaciones de transferencia. Tradicionalmente, dichas transferencias se realizaban mediante el uso de los brazos de carga, con complejas instalaciones, en algunos casos utilizando jetty-island de doble muelle de por medio, como se puede ver en la imagen 13, en la cual, el buque FSRU Golar Spirit (color naranja) está recibiendo carga de otro buque LNG para su almacenamiento y posteriormente, regasificación y exportación del gas natural, utilizando el doble muelle con dobles brazos de carga instalados sobre el mismo, en Río de Janeiro⁽³⁵⁾.



*Imagen 13: Buque FSRU “Golar Spirit” recibiendo carga de otro buque LNG mediante el uso de un jetty-island de doble muelle.
Fuente: Golar LNG.*

Sin embargo, a pesar de la ventaja que supone la construcción de estos jetties para operaciones STS, su construcción e inversión es alta y, en entornos offshore, en los que hay presencia de oleaje y condiciones meteorológicas más adversas, en algunos casos no suelen ser tan rentables o su construcción está prohibida por el impacto ambiental que pueda ocasionar. El uso de mangueras criogénicas, al ser flotantes en caso de que los buques se encuentren alejados cierta distancia entre sí, permite incrementar la seguridad de las operaciones mientras el coste es mucho menor y no se requiere el uso de remolcadores, solo de barcos de apoyo que transporten las cabezas de las mangueras. La distancia entre el FNLG y los buques LNG puede llegar a ser de 100 a 500 metros (Operación en tándem, Imagen 14)⁽³⁵⁾.

De acuerdo con el artículo citado, las mangueras criogénicas de LNG están compuestas por muchas capas con sus películas poliméricas y tela tejida, esta última no adherida, encajadas entre hélices de alambre de acero inoxidable, interna y externa. Estas capas trabajan como una barrera hermética para las bajas

temperaturas del LNG. Se estima que pueden reducir la generación de boil-off en un 60% durante la operación de carga⁽³⁵⁾.

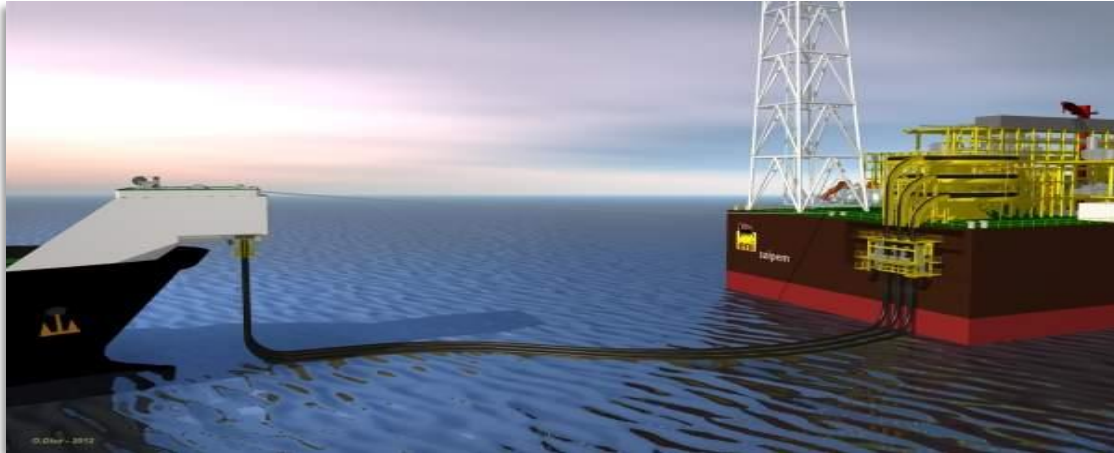


Imagen 14: Uso de mangueras flotantes en ambientes offshore entre buque FLNG y buque LNG convencional. Fuente: Off-shore Technology⁽³⁶⁾.

III.2.1.2 Brazos de carga/descarga.

Los brazos de carga y descarga son utilizados a nivel global mucho más que las mangueras criogénicas en las operaciones de carga y descarga de LNG, principalmente en terminales, aunque se utilizan también en buques FSRU y FLNG.



Imagen 15: Operación de aligeramiento entre dos buques LNG utilizando mangueras criogénicas como elemento de transferencia conectadas a los manifolds. Fuente: Gutteling Composite Hoses⁽³⁷⁾

Debido a las bajas temperaturas del LNG, los brazos de carga suelen estar contruidos con acero invar (aleación de hierro y níquel al 36%), permitiendo así el cambio del gradiente de expansión y contracción térmica. Los brazos deben poseer, además, cierta movilidad, ya que, durante las operaciones de carga y descarga, el buque sufrirá cambios de calado, afectando el trimado y su escora⁽³⁸⁾.

Según el artículo publicado en Bdmariners titulado “Liquefied Natural Gas (LNG): Storage & Loading Operations, los brazos de carga/descarga, tal y como se puede ver en la imagen 16, están formados por dos articulaciones giratorias. La superior (1) conecta el brazo externo (2) con el interno (3). La inferior (5) está conectada con el contrapeso (4) y forman un conjunto rotativo utilizado para aproximar el punto de gravedad del brazo cerca de su base, minimizando la potencia necesaria para controlar y mover el brazo, al reducir la distancia del brazo, generando menor momento. Los brazos de carga están instalados sobre una base con sistema de elevación (6) que permite adaptarse al cambio de calado del buque⁽³⁸⁾.

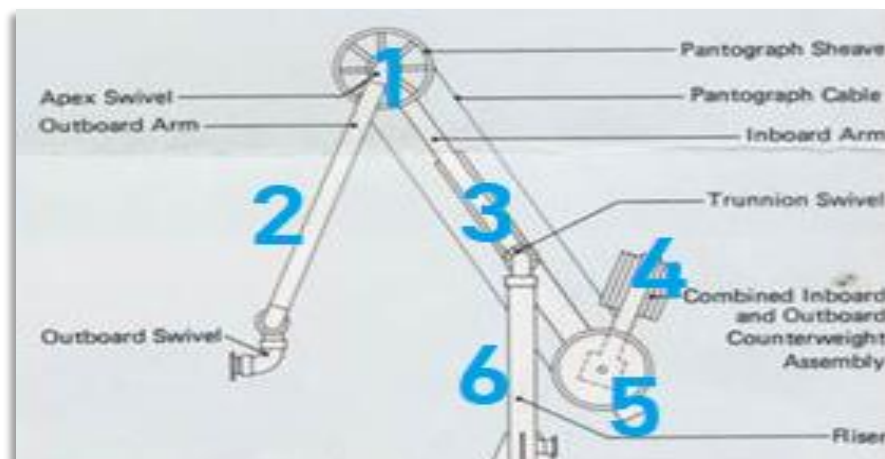


Imagen 16: Esquema de las partes de un brazo marino de carga/descarga de LNG. Fuente: Bdmariners y edición propia⁽³⁸⁾.

Los brazos de carga, al igual que las mangueras, pueden utilizarse para la transferencia de líquido y de vapor. Los de líquido irán conectados al manifold de líquido, y generalmente, en las operaciones se conectan tres. El cuarto brazo es el de vapor, e irá conectado al manifold de vapor. La finalidad de este último es la conexión

de las fases gaseosas atmosféricas de la terminal y de los tanques del buque y gestionar la generación de boil-off⁽³⁸⁾.

Los brazos de carga y las conexiones de las mangueras criogénicas poseen un sistema de acoplamiento denominado QCDC (Quick Connect / Disconnect Couplings). Este es un sistema de acoplamiento de conexión o desconexión rápida y pueden ser accionados hidráulicamente, facilitando mucho el proceso de conectar y desconectar los brazos. También se cuenta con un sistema denominado PERC (Powered Emergency Release Coupling). La finalidad de este último es que, en caso de emergencia y activación del ESD (Emergency Shutdown), se pueda desconectar los brazos de carga del manifold del buque rápidamente y permitir el desbarloamto inmediato del buque de la terminal. Con este sistema, y siguiendo la publicación “Design and Construction Specification for Marine Loading Arms” de la OCIMF, la tolerancia o recorrido de brazos de carga (rango de movimiento) debe ser de tres metros en situaciones normales y cinco metros en situaciones de vientos, corrientes o buques pasantes ⁽³⁸⁾.



Imagen 17: Sistema de acoplamientos PERC en acción, desconexión inmediata de los brazos de carga del manifold del buque. Fuente: Bdmariner ⁽³⁸⁾.

El sistema PERC se activa solo en caso de emergencia extrema. En este tipo de operación, hay dos sistemas de ESD. Para este caso, se denominarán ESDS1 y ESDS2. ESD significa Emergency Shutdown System, Sistema de Parada de

Emergencia. El ESDS1 se activará desde el buque cuando se cae la planta (blackout), saltan las alarmas de alto nivel de los tanques o la de baja presión. La alarma de alto nivel es la que se activa cuando el nivel de los tanques ha llegado a un punto en el que no es seguro cargar más

Cuando se activa este ESD, se cerrarán las válvulas y se detendrán las bombas y los compresores. El ESDS2 es el que se activa desde la terminal (o el buque FSRU). Si se activa, se realiza el mismo proceso para el ESDS1. Si la emergencia es muy grave, se puede además desconectar los brazos de carga/descarga que utilizan el PERC, permitiendo que el buque abandone rápidamente las operaciones. Las mangueras criogénicas también pueden contar con sistema PERC, en caso de operaciones STS, el cual es activado mediante un sistema de alta presión de nitrógeno⁽³⁸⁾.



Imagen 18: Sistema de acoplamiento PERC en acción en mangueras criogénicas de transferencia de LNG. Fuente: Manntek Solutions⁽³⁹⁾

La principal ventaja del uso de brazos de carga respecto al de mangueras criogénicas es la generación de boil-off. Los brazos son capaces de generar mucho menos y pueden cargar o descargar a un ritmo mucho más elevado. Son fáciles de operar, especialmente si poseen un sistema QDC. Mientras que las mangueras son mucho más baratas que los brazos de carga son fáciles de transportar, estibar, permiten la distancia entre los buques (mangueras flotantes), mayor movimiento y flexibilidad y

pueden utilizarse en condiciones meteorológicas adversas. Su uso no requiere grandes y costosas construcciones en zonas en donde tenga cierto impacto ambiental. Si bien ambos sistemas tienen la finalidad de realizar la operación de carga, descarga o transferencia, dependiendo de las características y el lugar de la operación, será mejor que se utilice una opción o la otra.

III.2.2 Sistemas de contención de la carga: tanques de carga en buques LNG.

De acuerdo con el capítulo 4 del Código Internacional para la Construcción y el Equipo de Buques que Transporten Gases Licuados a Granel (Código IGC/CIG), existen cinco tipos de tanques diferentes para el transporte de gases licuados, y algunos de ellos se subdividen en otro tipo de tanques. Estos tanques son:

- Tanques Estructurales.
- Tanques de Membrana.
- Tanques de Semimembrana.
- Tanques Independientes (tipo A, B y C)
- Tanques de Aislamiento Interno.

En la actualidad y tras muchos avances, se utiliza principalmente dos tipos de tanque: los tanques independientes tipo B (Tanques esféricos Moss Rosenberg) y los tanques de membrana (GTT 96, GTT MK III y CS1). Debido a esto, para este trabajo se describirán solamente dichos tanques, ya que son los de mayor importancia y los más utilizados, especialmente los de membrana.

Un sistema de contención de la carga generalmente posee una barrera primaria, una barrera secundaria, aislamiento térmico, espacios y una estructura adyacente.

III.2.2.1 Tanques independientes tipo B (esféricos Moss Rosenberg).

Si bien generalmente tienen su característico diseño esférico, también existen variaciones de forma prismática. Están contruidos mediante el uso de superficies planas. Llevan el nombre Moss Rosenberg por la empresa marítima que los desarrolló, llamada Moss Maritime, en el año 1971, presentando así una gran solución a los

sistemas de contención de LNG para la época, justo cuando se llevaba poco más de una década desarrollándose esta industria del transporte de gas natural licuado por vía marítima. Estos tanques trabajan con una presión de vapor de proyecto menor a 0,7 bares. Son independientes, auto-soportados, desarrollados mediante profundos estudios de las tensiones en la superficie.

De acuerdo con ICS Tanker Safety Guide (liquefied gas), Los tanques tipo B para LNG utilizan una barrera primaria y solo una barrera parcial secundaria. Los de forma prismática poseen un sistema de placas de aluminio unidas entre sí y están soportados por madera de plywood que permite que se expandan y contraigan libremente. El problema del sloshing (que no suele ocurrir en los buques LNG ya que casi siempre van totalmente cargados o con heel) se controla mediante el uso de un mamparo en la línea de crujía unido a otro transversal, reduciendo así el efecto del brazo de momento que pueda generarse⁽⁴⁰⁾.

En cuanto a los tanques tipo B de forma esférica, son tanques de baja presión que también utilizan una barrera primaria y una barrera secundaria parcial. Están contruidos con aleaciones de aluminio (material de baja conductividad térmica) o aleación de acero-níquel al 9%, con aislamiento externo en dos capas, una de ellas utiliza resina de fenol-formaldehído y la otra de espuma de poliuretano, soportado por cilindros (también llamados faldas) unidos a la circunferencia ecuatorial, un soporte con forma de anillo, apoyado sobre la estructura del buque (pero como se dijo anteriormente, los tanques son auto-soportados sobre sí mismos). Esta falda es de gran importancia. Tras una operación de descarga, es normal que la temperatura de los tanques se incremente, ya que están más calientes al contener menos LNG a -163°C (como el punto de ebulición es de 162°C, se suele transportar dejando un margen de seguridad de un grado). El tanque se va a expandir y contraer en las operaciones de calentamiento (warming-up) y las de enfriamiento (cooling-down). La longitud del tanque puede variar hasta sesenta centímetros durante este proceso debido a la expansión o contracción térmica y la estructura del tanque y del buque debe ser capaz de permitir este cambio. Es debido a esto que, además de dicha falda ecuatorial de la esfera, las líneas de líquido que se conectan con el tanque lo hacen a

través de unos fuelles criogénicos con flexibilidad, ya que, de no ser así, cuando el tanque se extrae o se contrae, podría destruir las líneas. Los tanques sobresalen de la cubierta principal y en su parte superior cuentan con los domos de vapor.

El voidspace es el espacio que existe entre el doble casco del buque y el tanque de carga. En los buques LNG que utilizan tanques esféricos tipo B, este espacio posee una atmósfera con gas inerte seco, generalmente nitrógeno. Se puede utilizar también aire seco, aunque esto no es tan usual, ya que requiere un equipo que sea capaz de purgar e inertizar el espacio antes de que se cree una atmósfera inflamable (que como se mencionó anteriormente, ocurre a partir del 5% de volumen de metano y mezclado con suficiente oxígeno, en condiciones normales). En su interior, existen cabezales de pulverización que se encargan de inyectar en LNG relicuado por la planta (por el boil-off generado), en estado líquido, para enfriar el tanque. De acuerdo con el ICS Tanker Safety Guide, la barrera secundaria de este tipo de tanques es una bandeja de goteo y una barrera de salpicadura. La forma esférica permite además que la presión del tanque se distribuya equitativamente por toda la superficie⁽⁴⁰⁾.

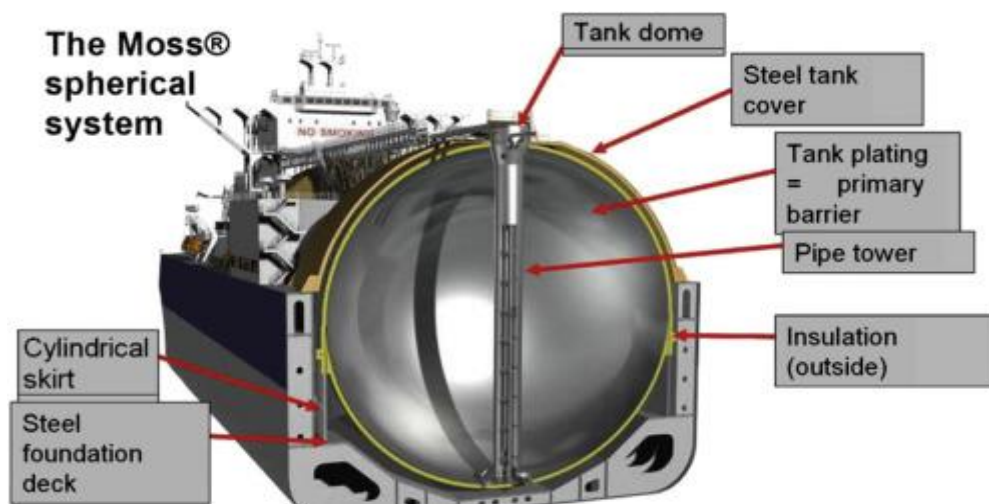


Imagen 19: Esquema de tanque esférico Tipo B Moss Rosenberg. Fuente: Handbook of Liquefied Natural Gas, 2004 edition⁽⁴¹⁾.

Se estima que la generación de gas del boil-off (BOR, Boil-off Rate) para este tipo de tanques es de 0,1 a 0,15% del volumen total por día. Este gas puede ser quemado en la máquina, venteado (en caso de emergencia de sobrepresión) o relicuado por la planta de relicuefacción para posteriormente ser inyectado nuevamente en el tanque.

Los tanques esféricos tipo B Moss Rosenberg pueden llegar a cargar un máximo de 99% del volumen. La alarma de alto nivel (High Level) suele estar fijada en 95% del volumen, mientras que la de muy alto nivel (High High Level) es de 98,5%.



Imagen 20: Buque LNG "Arctic Princess" de tanques esféricos tipo B. Fuente: Global Security ⁽⁴²⁾

III.2.2.2 Tanques de Membrana.

Los sistemas de contención de membrana están contruidos por una fina capa de acero invar de 0,7 a 1,5 mm de espesor, soportados sobre la propia estructura del buque, a diferencia de los tanques esféricos Moss Rosenberg que son auto-soportados. El acero invar es una aleación de hierro al 64% y níquel al 36%, conteniendo además pequeñas cantidades de manganeso, carbono y cromo. También es dominado FeNi36 y su nombre viene de invariable, debido a la baja capacidad de expansión o contracción por el cambio de temperaturas. Los tanques de membrana poseen una barrera secundaria completa, a diferencia de la barrera secundaria parcial de los tanques tipo B Moss Rosenberg.

Existen tres diseños diferentes de tanques de membrana. Dos de ellos fueron diseñados por dos compañías diferentes: Gaztransport y Technigaz. Cada una desarrolló un tipo de tanque de membrana que fue mejorado continuamente. Las dos compañías se fusionaron en el año 1994 para formar Gaztransport & Technigaz

(GTT). Tras fusionarse, ambos diseños fueron mejorados (versión GTT) y además crearon un tercer tipo de tanque de membrana, combinando lo mejor de cada diseño (CS1, Combination System).

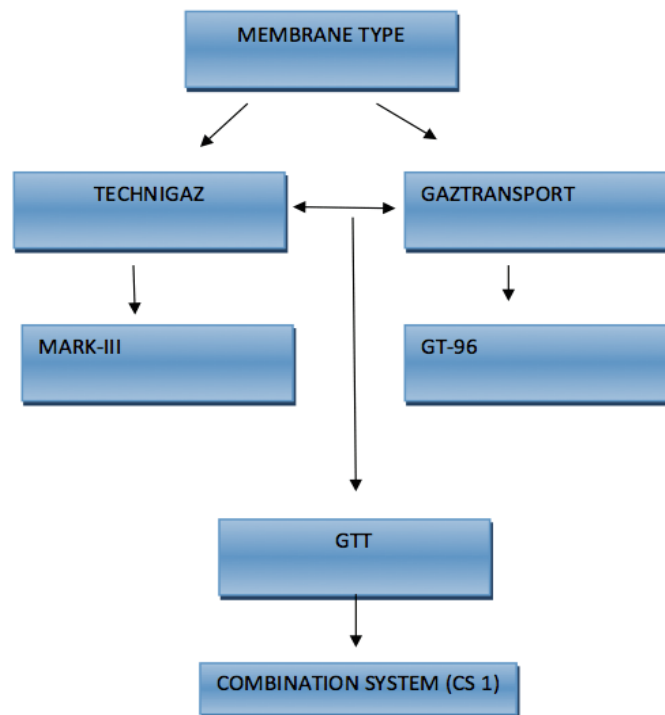


Imagen 21: Esquema de los tres diseños de tanques de membrana y las dos compañías que los diseñaron, Technigaz y GazTransport. Fuente: Marine Insight ⁽⁴³⁾

El uso de tanques de membrana en los buques gaseros modernos está siendo cada vez más utilizado. Una de las principales razones para esto es que, para dos buques de igual dimensiones, el que utilice tanques de membrana, debido a la forma de los tanques, podrá almacenar y transportar una mayor cantidad de volumen de gas natural licuado que los tanques esféricos, a pesar de que estos sobresalgan por encima de la cubierta principal (los buques de membrana tienen una trunk deck, de manera que también aprovechan parte del espacio por encima de la cubierta). Los tanques de membrana se adaptan a la forma del casco interior del buque.

III.2.2.2.1 Sistema NO96 (Evolución del GT 96)

La primera versión de este tanque de membrana fue diseñada por Gaztransport y se llamó GT 96. Tras su fusión con Technigaz, nuevos diseños salieron a flote. Los aislamientos de las barreras han evolucionado ligeramente, reduciendo el BOR. En la imagen 22 se presenta una tabla obtenida de la página principal de GTT, de los distintos diseños de las versiones de los tanques de membrana NO96 para buques de una capacidad de volumen y almacenamiento de 170000 metros cúbicos. Como se puede ver, el boil-off rate varía en un ligero porcentaje dependiendo del modelo. El modelo clásico (NO96) consiste en dos barreras (primaria y secundaria) de acero Invar de 0,7 mm de espesor, soportado por cajas de madera de plywood rellenas de perlita. Nuevos diseños sustituyeron la perlita (material volcánico de roca vítrea con excelentes propiedades de aislamiento) por fibra de vidrio con espuma. El espesor total es de 530 mm (la primaria es de 230 mm y la secundaria de 300 mm).

	NO96	NO96 GW	NO96 L03	NO96 L03+
BOR* (170K m ³ vessel)	0.15%	0.125%	0.11%	0.10%
Main insulating material	Perlite	Glass-wool	Glass-wool and foam 130 kg/m ³	
Membranes	Invar [®] 0.7 mm			
Support	Boxes with bulkheads: plywood		Boxes primary and top secondary with bulkheads: plywood Panels lower secondary: foam & plywood	Boxes with bulkheads: plywood Panels: foam & plywood
Thickness	530 mm (primary box: 230 mm + secondary box: 300 mm)			

Imagen 22: Comparación de las tasas de vaporización del LNG (Boil-off rate) en función de las distintas versiones del modelo NO96 de tanques de membrana y los materiales de aislamiento y soportes de madera utilizados. Fuente: GazTransport and Technigaz⁽⁴⁴⁾

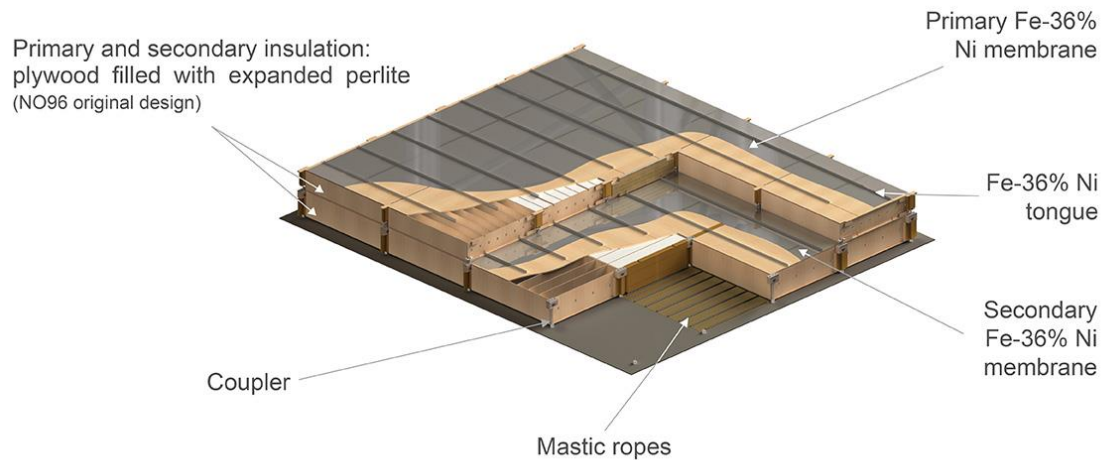


Imagen 23. Disposición de la barrera primaria y secundaria, además de los espacios de aislamiento de cajas de madera de plywood, unidas entre sí y rellenas del material aislante mostrado en la Imagen 22.

Según la sección 4.6.2.1 del código CIG, en caso de fuga de LNG de la barrera primaria, este espacio de aislamiento deberá poder contener dicha pérdida durante al menos 15 días, a menos que se apliquen diferentes criterios para viajes concretos. Los espacios de aislamiento de las barreras tendrán una atmósfera presurizada con gas inerte, para que, en caso de fuga, no se pueda formar una atmósfera explosiva. La presión será controlada, la del espacio primario será mayor que la del tanque de carga, para que, en caso de brecha, simplemente por diferencia de presiones, el boil-off no pueda introducirse en dicho espacio. La presión de la barrera secundaria será superior que la primaria por la misma razón⁽⁴⁵⁾.

III.2.2.2.2 Sistemas Mark III.

Este sistema fue diseñado por Technigaz, bajo el nombre de Mark I en el año 1969, pero al igual que el NO96, tras la fusión con GazTransport, distintas mejoras se llevaron a cabo mejorando sus capacidades de aislamiento. A diferencia del sistema NO96 que posee las dos barreras de Invar, en el sistema de membrana Mark III, la barrera primaria está formada por acero inoxidable 304L 1.4307. Este tipo de acero es una aleación de los compuestos que se aprecian en la siguiente tabla. Es conocido por su alta resistencia a la corrosión, las altas y las bajas temperaturas, su maleabilidad,

característica de gran importancia en este tipo de tanque debido a la forma en que está dispuesto y su capacidad de ser soldado⁽⁴⁶⁾ ⁽⁴⁷⁾.

Elemento	Porcentaje presente
Carbón	0,03
Cromo	17,5-19,5
Manganeso	2
Silicio	1
Fósforo	0,045
Azufre	0,015
Níquel	8-10,5
Nitrógeno	0,1
Hierro	Resto

Tabla 3: Elementos que componen la aleación de acero inoxidable 304L utilizado en la construcción de la barrera primaria de los tanques de membrana Mark III en buques LNG. Fuente: Senkrupp Materials⁽⁴⁶⁾

La barrera primaria de acero inoxidable 304L está dispuesta en una superficie corrugada similar a rejas, plegada creando ondulaciones (de ahí la importancia de la maleabilidad del acero) que sirven de intersección entre los paneles, permitiendo la contracción y la expansión a raíz de los cambios térmicos. El espesor de esta capa es de 1,2 mm y está soportada directamente sobre el sistema de aislamiento que consiste en cajas de madera plywood con espuma aislante (de 130kg/m³) en su interior⁽⁴⁷⁾.

La barrera secundaria está apoyada sobre el sistema de aislamiento secundaria construido de la misma forma que el primario; madera plywood con espuma aislante. Esta barrera secundaria es compuesta y se denomina Triplex, la cual consiste en una hoja de aluminio entre dos láminas de fibra de vidrio. En la siguiente ilustración se presenta los diferentes modelos Mark III creados y las tasas de boil-off capaces de alcanzar, así como un resumen de su espesor y materiales utilizados. El modelo más reciente, el Mark III flex+ del 2017, alcanza una tasa de boil-off de 0,07% de volumen diario⁽⁴⁷⁾.

	Mark III	Mark III Flex	Mark III Flex+
Boil-off Rate (BOR)* (170K m ³ vessel)	From 0.15 to 0.125%	From 0.10 to 0.085%	0.07%
Date to market	1969 (Mark I concept)	2011	2017
Insulation	Foam 130 kg/m ³		
Membranes	Primary: Stainless steel 304L - 1.2 mm Secondary: composite material		
Support	Primary and secondary panel: foam and plywood		
Thickness Primary + Secondary panel	270 mm = 100 + 170	400 mm = 100 + 300	480 mm = 100 + 380

Imagen 24: Comparación de las tasas de vaporización del LNG (Boil-off rate) en función de las distintas versiones del modelo Mark III de tanques de membrana y los materiales de aislamiento y soportes de madera y espuma utilizados. Fuente: GazTransport and Technigaz

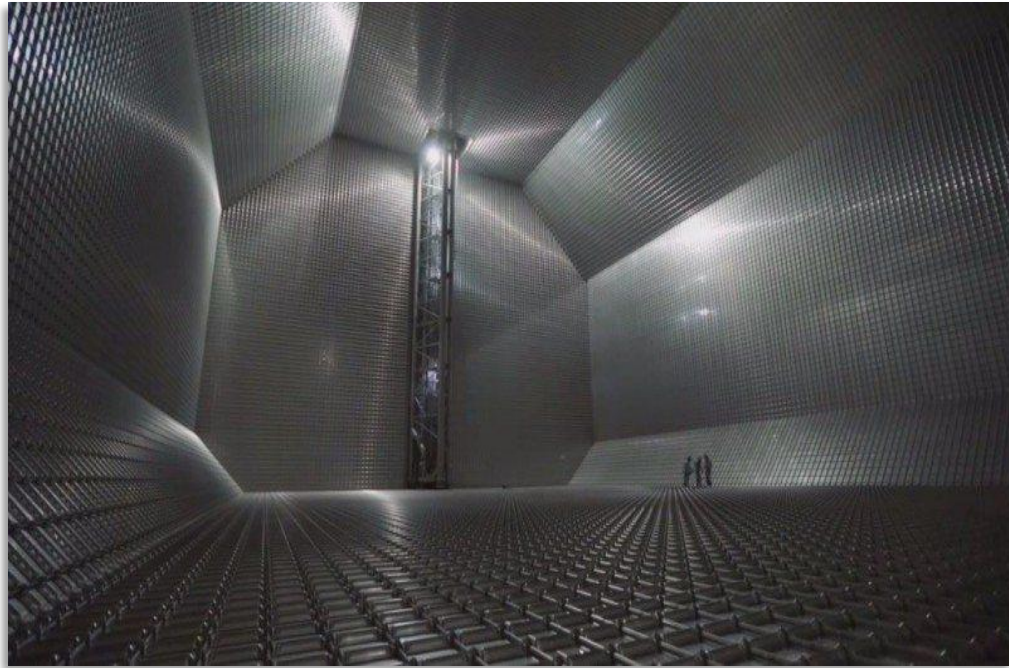


Imagen 25: Tanque de membrana tipo Mark III. Se aprecian los paneles corrugados de acero inoxidable. Fuente: GazTransport and Technigaz ⁽⁴⁷⁾

III.2.2.2.3 Sistemas CS1 (Combined System GTT)

Este sistema combina ambos métodos. La barrera primaria está formada por la aleación Invar y contiene el LNG directamente, como en el sistema NO96 mientras que la secundaria está formada por Triplex. El espacio de aislamiento entre las barreras está compuesto por paneles de madera con espuma de poliuretano que también están soportadas por cuerdas de resina. Al igual que en los otros dos sistemas, el espacio de aislamiento primario estará presurizado con nitrógeno a una presión menor que la del espacio de aislamiento secundario, para que sea capaz de contener fugas por diferencia de presiones. Actualmente están incluso desarrollando una nueva versión denominada GTT Next1, en la cual la barrera primaria es acero inoxidable 304L mientras que la barrera secundaria es aleación Invar, anunciado en septiembre del 2019 en Houston por la gran empresa francesa GTT⁽⁴⁸⁾.

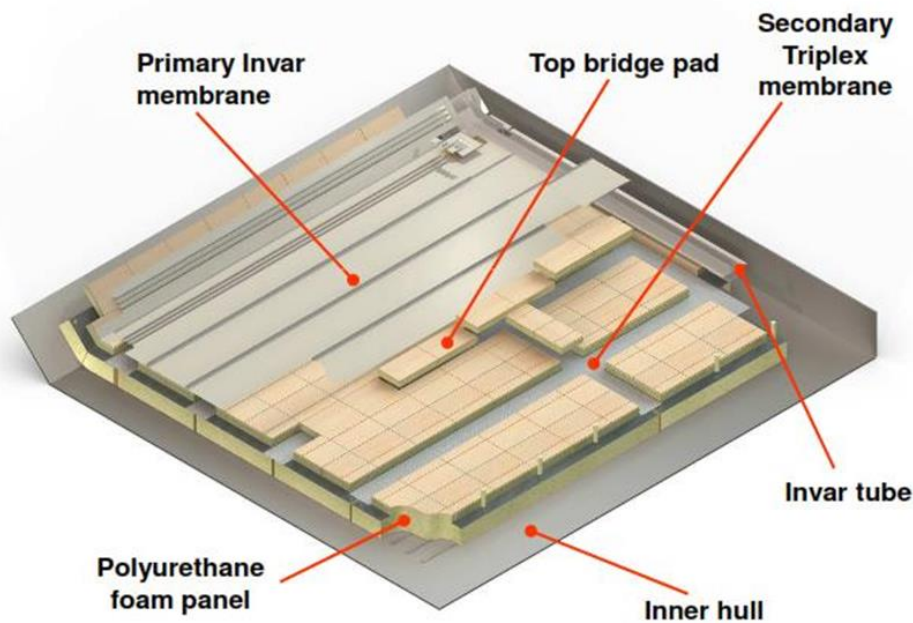


Imagen 26: Esquema de la barrera primaria de Invar y la secundaria de Triplex, con los espacios de aislamiento de espuma de poliuretano utilizado en el sistema CS1 de tanques de membrana para buques LNG desarrollado por GTT. Fuente: GazTransport

III.2.3 Líneas de carga.

En los buques gaseros modernos, hay una gran cantidad de líneas que comunican los tanques de carga con otros elementos de importancia para las operaciones, como el manifold, la sala de compresores CCR (Cargo Compressor Room), el mástil de venteo de emergencia, la máquina, la planta de relicuefacción, vaporizadores, GCU (Gas Combustion Unit) entre otros. La información para la descripción de este apartado se obtuvo del Manual de Carga del buque LNG/c Rioja Knutsen en el que el autor estuvo embarcado⁽⁴⁹⁾.

III.2.3.1 Línea de líquido.

Los buques gaseros poseen una línea de líquido de proa a popa en la trunk deck cuyo objetivo es la conexión de los tanques de carga con los manifolds de cada banda. Como las operaciones pueden realizarse tanto por la banda de babor como por la de estribor, dicha línea principal de líquido está comunicada con las dos de crossover provenientes de cada banda del manifold, de manera que se puede conectar hasta

cuatro brazos de líquido por banda (lo normal es que sean tres) más el de vapor. Está construido por acero capaz de resistir las bajas temperaturas del LNG.

Todas las líneas de carga deben pasar por la cubierta trunk, a cierta altura, y nunca por debajo, y se comunicarán con los tanques a través de los domos de líquido o vapor, únicamente. En dichos domos estarán además las válvulas de estas líneas, así como sondas y sensores de nivel, y pasará la línea de carga y las dos líneas de descarga al interior del tanque. Hay dos líneas de descarga por domo de líquido debido a que cada tanque posee dos bombas. Las líneas de líquido en cubierta cuentan con secciones de anillos de expansión, cuya finalidad es aportar cierta flexibilidad a la línea cuando ocurre expansión o contracción térmica (Imagen 27). Es precisamente debido a esto que en los buques gaseros, las líneas que recorren la trunk deck están a cierta distancia de la cubierta, elevadas mediante el uso de pilares y soportes. Esto es para que la expansión y contracción no ocurra directamente sobre el acero de la cubierta y evitar daños, permitiendo que la línea se dilate conforme lo necesite sin que un acero externo a la misma la limite.



Imagen 27: Anillo de expansión/contracción térmica en líneas de líquido de una terminal, similares a los utilizados a bordo. Fuente: Belman Engineering.

III.2.3.2 Línea de vapor.

La línea de vapor está comunicada con los tanques de carga mediante los domos de vapor respectivos de cada tanque. Está a su vez conectada con la Sala de Compresores (CCR) y con el manifold de vapor. En la sala de compresores hay un par de compresores High Duty y otro par Low Duty. Los compresores High Duty se utilizan para gestionar el boil-off durante las operaciones de carga y descarga. Cuando se descarga, se genera vacío en los tanques, de manera que se encargan de enviar vapor a la fase gaseosa de los mismos. Cuando se carga, se genera presión en los mismos, de manera que envía dicho vapor en exceso a la terminal, todo esto a través del manifold de vapor y el brazo de vapor. La gestión de boil-off durante las operaciones se explicará con detalle en su sección correspondiente. La línea de vapor se utiliza para dicho fin. Esta línea también puede utilizarse para purgar los tanques si se da el caso de visita al astillero, control de presión en los tanques y puntos de medición de atmósfera.

III.2.3.3 Línea de vapor a la máquina.

Debido a la entropía, la transferencia térmica y los acontecimientos que ocurren a lo largo del tiempo, parte de la carga de LNG se convierte en boil-off cada día. Este gas debe ser gestionado ya que, como se mencionó al inicio, un metro cúbico de LNG equivale a seiscientos de gas natural, lo que conlleva un aumento de presión considerable. Sin embargo, una de las maneras de gestionar esta fase gaseosa que se desarrolla en el interior de los tanques es utilizándolo como combustible en la máquina. Para ello, se utiliza esta línea, la cual pasa por un separador de líquido (para asegurar que solo el gas va a la máquina), luego por los compresores Low Duty, los cuales se utilizan para llevar este gas a la máquina y así quemarlo. En caso de que se genere un gran exceso de boil-off, el gas también se puede llevar al GCU (Gas Combustion Unit) para quemarlo.

III.2.3.4 Línea de enfriamiento y reachique (también denominada stripping)

Como su nombre indica, es una línea (que, a diferencia de las otras, no es tan gruesa) por la que se circula el LNG a los pulverizadores de enfriamiento en la parte superior de los tanques y a la línea de líquido, para enfriarla antes de las operaciones de carga/descarga. Está conectada con la bomba de stripping, utilizada cuando queda poco LNG en el tanque. La pulverización es para enfriar los tanques y mejorar la densidad del boil-off.

III.2.3.5 Línea de nitrógeno.

El espacio de aislamiento de la barrera primaria y de la barrera secundaria debe estar presurizado e inertizado con nitrógeno para que, en caso de fuga, no se genere una atmósfera explosiva. Además, por diferencia de presiones, se debe poder contener el exceso. La línea de nitrógeno se utiliza para este fin.

III.2.3.6 Línea de Gas Inerte.

La función de esta línea es suministrar el gas inerte o aire seco a los tanques de carga. Está comunicada con la planta de gas inerte situada en la sala de máquinas. Se utiliza para las operaciones de inertizar el tanque con gas inerte para después purgarlo con aire seco, antes de ir a astillero, por ejemplo.

III.2.3.7 Línea de Venteo.

El LNG/c Rioja Knutsen, dispone de cuatro tanques de carga con sus respectivos mástiles de venteo. En caso de que se genere un exceso de boil-off en la atmósfera de los tanques, generalmente dicho exceso se quema en la máquina, utilizando los compresores Low Duty para llevar ese gas y utilizarlo como combustible en las calderas. Si la cantidad de boil-off generado es superior a la que puede quemar las calderas, se utiliza el Gas Combustion Unit, cuyo objetivo es, en efecto, quemar ese exceso de gas. Pero si aún así la presión de los tanques es muy alta, se deberá ventear dicho exceso de gas a la atmósfera hasta que la presión alcance un valor que no peligre la seguridad. Esto último se realiza mediante la línea de venteo.

Generalmente, esta exhaustación de gas se realiza mediante el mástil de venteo de más a proa, aunque cada tanque tiene su propio mástil de venteo, en caso de emergencia extrema. Se recalca que esto se hace exclusivamente en caso de emergencia, ya que como se explicó en la sección del impacto ambiental del gas natural, la molécula de metano sin combustionar es hasta veintiún veces más dañina para la atmósfera que la de dióxido de carbono.

III.2.4 Domos de vapor y de líquido.

Todas las líneas de carga/descarga, retorno, enfriamiento, sondas y comunicaciones con las bombas del tanque acceden al interior del mismo a través del domo de líquido. Todas las líneas y sensores relacionados con la fase gaseosa del tanque acceden al mismo a través del domo de vapor. Ninguna línea, ni sensor accederá al tanque por otro punto que no sea el domo de líquido o de vapor.

III.2.5 Manifold.

El manifold de un buque gasero consiste en una serie de conexiones, generalmente cuatro de líquido (para el LNG) y una de vapor. Es en ellos en donde se conectan los brazos de carga/descarga o las mangueras criogénicas para las operaciones de carga y descarga. Las líneas de líquido del manifold se comunican con la fase líquida de los tanques de carga a mediante el domo de líquido y las líneas respectivas, mientras que la línea de vapor del manifold se conecta a la fase gaseosa de los tanques a través del domo de vapor y la línea de vapor. Cada una de las conexiones del manifold a los brazos o mangueras cuenta con una válvula, la cual, cuando se activa e ESD, se cierra automáticamente, o cuando se alcanza el nivel máximo de carga de los tanques de membrana, que dependiendo del diseño generalmente es del 99% del volumen de carga del tanque.

El buque cuenta con un manifold a cada banda. Uno de los sistemas contraincendios utilizados durante las operaciones es la cortina de agua, la cual se activa justo en esta zona. Esto es precisamente por seguridad en caso de que se genere una explosión y también debido a que, en caso de derrame de LNG por parte de las mangueras, los brazos de carga o el manifold, el frío líquido no entre en contacto directamente con el

acero del casco del buque, ya que lo puede quebrar. Es debido a esta razón que las conexiones del manifold tienen debajo una bandeja con rejillas, la cual está llena de agua durante las operaciones. En caso de que salpique algo de LNG, este caerá sobre el agua, formando hielo, pero no sobre el acero del buque, evitando daños por enfriamiento térmico. En el manifold se instalan además los strainers, que básicamente son filtros que se colocan a la entrada del manifold y cuya función es evitar que algún cuerpo extraño entre en el interior de los sistemas de carga.



Imagen 28: Vista del manifold de babor del buque LNG/c Rioja Knutsen en Sabine Pass. Fuente: Elaboración propia.

III.3 Tercera Herramienta: El desafío del control del boil-off.

Antes de profundizar en los procesos de carga y descarga de los buques LNG, es necesario comprender con detalle el efecto del boil-off gas (BOG) en los procesos de carga y descarga. Debido a las condiciones meteorológicas, entropía, transferencia de calor y cualquier suceso que transmita energía al interior de los tanques, junto a la gran volatilidad del LNG debido a que es una molécula de hidrocarburo muy simple

con mucha facilidad para evaporarse, se debe prever el comportamiento del gas en las operaciones. El gas natural no está compuesto solo de metano, pero ya que los otros hidrocarburos poseen puntos de ebullición más altos, es más probable que sean dichas moléculas de metano las que se evaporen. El transporte del LNG por vía marítima es rentable y eficiente debido a la gran relación de volumen que hay entre la fase líquida y la gaseosa. Un metro cúbico de LNG equivale a seiscientos metros cúbicos de gas. Cuando ese metro cúbico se convierte en boil-off, su volumen se incrementa considerablemente.

Como se explicó anteriormente, dependiendo del tipo de tanque utilizado, se puede evaporar entre 0,07 y el 0,15% del volumen de carga diariamente. Si se toma de referencia un buque de tanques de membrana, cargado al 98,5% de la capacidad de sus tanques y se estima que lleva 170000 metros cúbicos de LNG en esos tanques cargados al 98,5% y que el 0,1% del su volumen cargado se convertirá en boil-off diariamente, 170 metros cúbicos de LNG se evaporarán diariamente y se convertirán, por su relación de volumen líquido/gas en 102000 metros cúbicos de gas, por día. El incremento de presión, en caso de que no se haga nada al respecto, será bastante considerable. El LNG se puede convertir en gas mediante este proceso recién mencionado o mediante el uso de vaporizadores a bordo (o de la planta de regasificación en buques FSRU) cuyo objetivo es vaporizar el LNG para su explotación comercial.



Imagen 29: Buque LNG venteando gas a la atmósfera para aliviar la sobrepresión en el sistema de carga. Fuente: Kairong ⁽⁴⁹⁾.

El boil-off generado en los tanques puede ser quemado en las calderas del buque. En caso de exceso, se puede quemar en el Gas Combustion Unit, para no liberarlo a la atmósfera directamente. Muchos buques LNG modernos cuentan además con motores duales ME-GI, los cuales pueden utilizar el boil-off generado dentro de sus tanques de carga para la propulsión del barco. Como se mencionó anteriormente, cuando la presión hace que peligre la seguridad, se puede ventear el exceso a la atmósfera. Otro camino que puede tomar el boil-off es licuarse nuevamente a bordo para ser inyectado nuevamente en el tanque por medio de los pulverizadores y además ayudar a enfriar la fase gaseosa superior del tanque (ullage). Esto se hace por medio de la planta de relicuefacción, un sistema que cada vez más buques LNG poseen y que en los últimos 15 años se ha desarrollado considerablemente. Este sistema es ampliamente utilizado en buques FSRU, ya que como su misión es almacenar para después regasificar, no tendría mucho sentido quemarlo, además de que están amarrados y no operan navegando como los otros buques.

Durante las operaciones de carga y de descarga, también se debe prestar atención a la generación del boil-off, ya que el LNG estará en movimiento, la entropía aumentará y el ritmo de carga o descarga será elevado y por tanto la generación de gas también. Antes de la operación de carga o de descarga, se deberá enfriar las líneas. Para las operaciones de carga, también se deberá prestar atención al enfriamiento de los tanques. Esto es debido a que, como el tanque tiene solo el heel, la temperatura será mayor a la del supuesto en el que está totalmente cargado con LNG. Como la temperatura es mayor, es probable que cuando se empiece a cargar, la diferencia de temperatura entre el LNG entrando con el tanque genere boil-off y se incremente la presión.

Así que se resume las operaciones en los dos supuestos: carga y descarga. Cuando el buque se carga, se va a generar una cantidad considerable de boil-off en la fase gaseosa del tanque. Este boil-off que se genera en exceso, va a aumentar la presión del tanque. Para controlar esto, la fase gaseosa del tanque del buque se comunicará, a través de la línea de vapor que pasa por el domo de vapor al manifold de vapor, con la fase gaseosa de los tanques de la terminal, ya que en ellos ocurrirá lo contrario, se generará vacío por estar descargando. Este principio se puede apreciar mejor en la imagen 29. Cuando el buque descarga, ocurre lo contrario. Como las bombas están enviando el LNG a los tanques de la terminal (o del buque FSRU), el nivel del tanque bajará, y por tanto el espacio de la fase gaseosa incrementará. Debe entrar vapor proveniente de la terminal, a través del manifold de vapor, para agregar ese boil-off a la fase gaseosa, contrarrestando al vacío que se está generando.

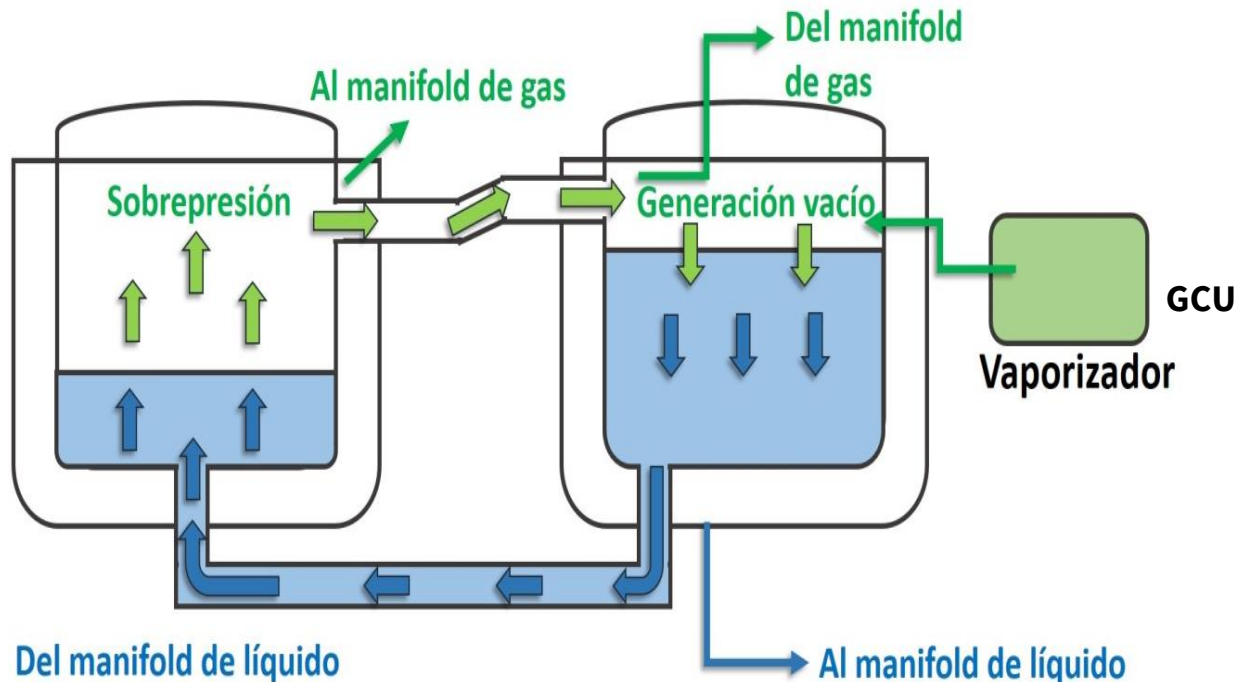


Imagen 30: Esquema de los efectos del boil-off en operaciones de carga/descarga. El vapor se representa de color verde mientras que el LNG en color azul. Fuente: Elaboración Propia.

La imagen 30 es una representación de lo que ocurre. Se observa una línea que pasa por debajo de los tanques, pero esto es solo con fines ilustrativos, todo el líquido y el vapor entra o sale del buque o de la terminal a través del manifold. Sin embargo, con esta representación se puede entender mejor el flujo que ocurre en el proceso. En esta imagen, el tanque de la izquierda es el de la terminal mientras que el de la derecha es el del buque LNG. Como se explicó recientemente, las bombas descargarán el LNG del buque, enviándolo a través del manifold de líquido a los tanques de la terminal. A raíz de esto, como el nivel del tanque disminuye, el espacio aéreo incrementa. Si no se hace nada al respecto, se va a generar un vacío. Mientras se genera ese vacío en el tanque del buque, en el tanque de la terminal (o el buque FSRU o buque LNG siendo cargado en operación de lightering) el nivel subirá y, por tanto, la fase gaseosa (verde) será cada vez menor y se va a comprimir, por lo que la presión aumentará. Así que se tiene por un lado el tanque del buque en el que se está generando vacío, mientras que, en el tanque de la terminal, se está generando sobrepresión. Evidentemente la solución es unir las fases gaseosas de los tanques,

formando un ciclo de flujo líquido y de vapor, y es así como se gestiona el boil-off durante la operación. Sin embargo, quizás la cantidad de presión generada en uno de los tanques de la terminal o del buque FSRU no puede controlarse con el vapor proveniente del manifold de vapor. En estos casos, la solución es quemar ese exceso de vapor en las calderas de la máquina, o incluso en la Unidad de Combustión de Gas (GCU) si es necesario. Y si aun así la presión es extremadamente alta, siempre se puede ventear a la atmósfera. Por otro lado, si en el buque que descarga el vacío no se estabiliza con el vapor proveniente del manifold de vapor, se puede utilizar un vaporizador el cual, como su nombre indica, vaporizará el LNG convirtiéndolo en gas, incrementando su volumen seiscientos veces, presurizando ese espacio. Debe haber siempre un equilibrio de presión entre las fases gaseosas de los tanques que se cargan y los que se descargan.

III.4 Cuarta Herramienta: contenidos de las asignaturas del Máster como contexto científico-técnico.

Debido a la naturaleza de este trabajo, se aplican conocimientos de distintas asignaturas cursadas durante el año académico del Máster en Ingeniería Náutica y Gestión Marítima de la Universidad de Cantabria, como se acontece.

Conocimientos acerca de pólizas y modalidades de fletamento de interés para la industria del transporte del gas natural licuado por vía marítima y su evolución a lo largo de los años, obtenidos de la asignatura de Gestión de Fletamentos, con el objeto de explicar los términos utilizados en el comercio internacional de esta materia prima que, en efecto, delimitará la manera en que se proceda a realizar las travesías y las operaciones de carga y descarga en este tipo de buques.

Conocimientos teóricos que impulsan la investigación práctica de la actualidad y futuro económico de la industria del LNG, así como sus usos y aplicaciones a nivel global para enfatizar en la posición actual de la carga y su futuro, ya que una previsión de crecimiento de la industria está directamente relacionada con su transporte marítimo, además de la importancia del impacto ambiental que posee y su relación por tanto con

su uso como alternativa energética en el panorama mundial, obtenidos de la asignatura de Gestión y Explotación Comercial del Buque.

III.4.1 Descripción de los contenidos y conceptos de interés para el Trabajo de Fin de Máster obtenidos en las asignaturas de Sistemas Integrados de Gestión y Sistemas Integrados de Gestión aplicados a la Manipulación y Estiba de la Carga.

El presente apartado no describirá por completo los contenidos de dichas asignaturas, pero si citará conceptos imprescindibles para la explicación de la metodología empleada, obtenidos de los apuntes de las materias por parte de los profesores Don Francisco José Correa Ruiz y Don Francisco Sánchez de la Campa⁽⁵⁰⁾.

Un proceso agrupa actividades que posean características comunes y uniformes y es por tanto una unidad de análisis o clase de actividad y una tarea son dichas clases de actividades en las que se utiliza un proceso. Algunos de los procesos son extremadamente amplios (como las operaciones de carga y descarga de buques LNG). A raíz de esto, estos procesos en el que se toman en cuenta muchos más, se dividen en niveles de despliegue del sistema de gestión, los cuales son áreas de actividad, procesos y tareas. Esta información se agrupa en esquemas denominados mapas de procesos. Los procesos recibirán entradas y generarán salidas. Estas salidas o entradas son productos, decisiones, información o servicios y dichas salidas se entregarán a los clientes.

Un concepto de gran importancia es el ciclo de mejora continua de procesos. Consiste en utilizar la experiencia adquirida para elaborar planes de mejora, ejecutarlos y continuar haciendo un seguimiento. Todos los niveles de la organización deben estar conscientes de la mejora continua y participar.

En las directrices OMI/MSC se mencionan los procesos para los que hay una actuación idónea, y dichos son los procesos que deben ceñirse a un procedimiento. La realización de estos procesos requiere puntos de decisiones en los que se aplican reglas que han sido estudiadas y establecidas con anterioridad. Las operaciones de carga y descarga de un buque LNG deben ceñirse totalmente a un procedimiento.

Esto va a permitir que sin importar quién realice estas actividades, se podrá llegar a los objetivos operacionales, trabajando sin improvisar y de forma ordenada.

Las incidencias de seguimiento son eventos que acontecen y con los que se responde tomando decisiones en función de unas reglas establecidas del proceso que ha de seguir un procedimiento. Su gestión se realiza mediante un punto de decisión y su respuesta ya preparada.

En el trabajo se aplicarán estos conceptos mediante el uso de flujogramas o diagramas de flujo, ya que son de gran utilidad para representar los procesos que deben ceñirse a un procedimiento específico, representando la secuencia de tareas a realizar en el proceso, siendo por tanto una herramienta imprescindible.

III.5 Otras herramientas.

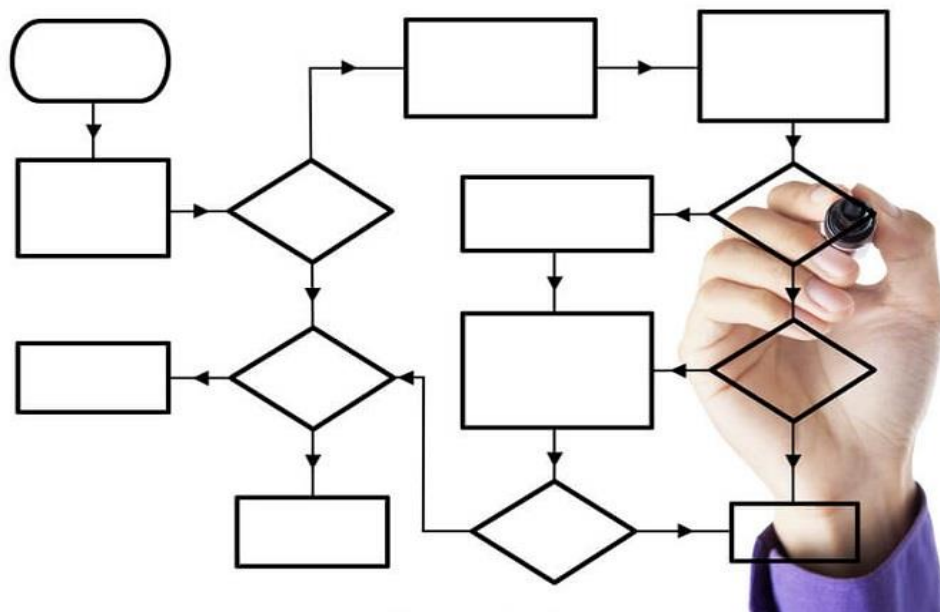


Imagen 31: Ejemplo de diagramación de flujogramas, herramientas utilizadas en secuencias de tareas que han de ceñirse a un procedimiento. Fuente: Audítool.

Tras la descripción de los principales conceptos teóricos necesarios para comprender los procesos de las operaciones de carga y descarga que se mostrarán en las siguientes secciones, también será necesario tomar en cuenta otras fuentes documentales de interés para el desarrollo del trabajo, las cuales profundizan en los

conceptos explicados o se utilizan como guías y para comprender mejor las peculiaridades del sistema objeto de estudio:

- Manual de Carga del buque LNG/c Rioja Knutsen y del buque Huwaila de Teekay⁽⁴⁹⁾ ⁽⁵¹⁾.
- De Pee, A. (2005). *Operability of a floating LNG terminal* ⁽⁵²⁾.
- OCIMF (Oil Companies International Marine Forum, 2013). *Ship to ship transfer guide for petroleum, chemicals and liquefied gases* ⁽⁵³⁾.
- Código internacional para la construcción y el equipo de buques que transporten gases licuados a granel - Código IGC.
- LNG Operational Practice⁽⁵⁴⁾.
- LucidChart.
- LNG Shipping Knowledge, 2nd Edition. 2011⁽⁵⁵⁾.
- Ship to Ship Transfer Guide for Petroleum, Chemicals and Liquefied Gases. 2013⁽⁵⁶⁾.

IV METODOLOGÍA

Este apartado consiste en una guía para la elaboración y ejecución de los procedimientos de viaje en lastre (con heel), carga, viaje cargado y descarga en buques LNG. Se utiliza el código OP_CARGO_000 para documentar los procesos realizados por el buque una vez que ha sido puesto en servicio, en otras palabras, durante las operaciones de carga, descarga y viajes en lastre y viaje cargado.

IV.1 Procesos antes de la operación de carga (mientras se viaja en lastre).

IV.1.1 Creación del Loading Plan (OP_CARGO_001).

La compañía notifica al capitán de la cantidad de carga a embarcar, el lugar y de una serie de datos que son necesarios para la preparación de la operación de carga. En el Loading Plan se calculan las condiciones de llegada a puerto, cuánto y cómo se va a cargar, en qué tanques y en qué disposición, así como las operaciones de deslastre que se llevarán a cabo mientras se realiza la carga, paralelamente.

Se debe tener en cuenta la relación de esfuerzos cortantes con momentos flectores del buque, calados máximos y mínimos y estabilidad. El documento "Loading Plan" asociado a este proceso es una Instrucción de Trabajo que se denomina OP_CARGO_001.IT el cual, es un ejemplo preparado que se encuentra en el apartado de anexos.

La estructura del Plan de Carga preparado es como acontece:

- Se especifica la banda de atraque del buque y la secuencia de las líneas de amarre.
- Se especificará el número de brazos de carga que se conectarán en el manifold además del brazo de vapor y en dónde se conectarán.
- Se especificará la manera en que se realizará el cooldown de los tanques y las líneas de carga.

- El alineamiento de las válvulas con los tanques de carga, la presión, la separación de los niveles entre cada tanque (esto es necesario para al final de la operación, realizar el topping de los tanques uno por uno, dejando cierto margen entre ellos).
- La secuencia del topeo de los tanques de carga y el intervalo de tiempo aproximado que existirá entre ellos.
- Las alarmas de alto nivel. Por defecto, la alarma HH (High High) cierra la válvula filling cuando el tanque está lleno al 98,5% y la alarma de alto nivel activa el ESD cuando el tanque llega al 99%.
- Cómo se va a monitorear la operación: desde el Loading Computer, las pantallas de lastre, las válvulas y comparando las lecturas físicamente con lo que muestra la pantalla (IAS).
- El ratio de carga durante la operación, el Ramp Down, antes de finalizar la operación y el cooling down, como ya se dijo anteriormente.
- Las operaciones de deslastre que se realizarán paralelamente con las operaciones de carga.
- Los procedimientos de emergencia.
- Las obligaciones del Watchmen y el Oficial que realizan la guardia de carga.
- La información (Material Data Safety Sheet) del LNG que se cargará, conteniendo sus propiedades físicas y químicas, los riesgos, los efectos en caso de exposición, las medidas de primeros auxilios a tomar en cuenta, las medidas contra incendios, medidas en caso de derrame en cubierta, parada de emergencia y algún tipo de información extra que puede ser relevante para esa operación de carga en concreto en dicha terminal o abarloado al buque FSRU.

IV.1.2 Pruebas de Parada de Emergencia, ESD (OP_CARGO_002).

Las pruebas de ESD (Emergency Shut Down) se realizan antes de llegar a puerto y tras haber llegado a puerto. Cuando se activa un ESD, las operaciones se detienen por completo, se cierran las válvulas, se paran las bombas y los compresores. Puede

ser activado desde ciertos lugares del buque, como la Sala de Control de la Carga o el manifold, y desde la terminal. Otros sistemas como los fusibles de conraincendios (melting plugs) activan el ESD en caso de incendio, al derretirse dichos fusibles y despresurizando una línea conectada con el sistema de ESD. Este proceso debe realizarse entre uno y dos días antes de la operación de carga. Deberá registrarse en la checklist de Pre-Arrival llamada OP_CARGO_003.FRM

El proceso de una prueba genérica de ESD es el siguiente:

1. Ir a la caja de terminales en el manifold.
2. Asegurarse de que el lector se encuentre en la opción “Block”.
3. Colocarlo en el terminal.
4. Remover “Pasive Manifold”.
5. Abrir el manifold.
6. Acceder a la pantalla de ESD.
7. Se revisa que el sistema funciona correctamente.
8. Se cambia de “block” a “normal” (se usa block porque es una prueba).
9. Se genera un ESD eléctrico desde el manifold.
10. Se revisa que suene la alarma de ESD.
11. Se resetea.

A bordo existen dos tipos diferentes de ESD. El ESD corto y el largo. El ESD corto se activa cuando se alcanza el 98,5% del volumen en el tanque, y en este caso cierra la “Filling Valve”, la cual es la válvula de llenado del tanque. Cuando se alcanza el 99%, se hace el ESD largo, el cual para todo el sistema.

IV.1.3 Realizar el pre-arrival meeting (OP_CARGO_003).

Este proceso consiste en una reunión de todos los tripulantes con obligaciones y responsabilidades relacionadas con la operación de carga. Se explicarán los procedimientos que se tendrán que llevar a cabo, la particularidad de la operación, se revisarán las obligaciones de los tripulantes y se aclararán las dudas que existan al respecto. Existirá una checklist llamada “Pre-Arrival Cargo Checklist” y denotada en

este trabajo como OP_CARGO_003.FRM la cual deberá completarse antes de llegar a puerto.

IV.1.4 Realización de ejercicios y preparación de equipo para la operación de carga (OP_CARGO_004).

En este proceso se incluirá la preparación de las mangueras en cubierta, preparación de los sistemas contraincendios en cubierta, se abrirán las válvulas de los cañones de polvo y se asegurará que estén apuntando al manifold, se realizarán ejercicios (drills) de contraincendios y de derrames en cubierta, se preparará todo el PPE (Personal Protection Equipment), la caja de ISPS que contiene ID de visitantes, las listas de tripulantes, los planos de lucha contra incendios y se colocan todos los imbornales (scupper plugs). De la misma manera, se marcarán estas acciones en el documento OP_CARGO_003.FRM.



Imagen 32: Water Spray activada en cubierta. Fuente: Elaboración Propia.



Imagen 33: Prueba de Nitrógeno a un detector de gas. Fuente: Elaboración Propia.

Además, se deben repasar los procedimientos de emergencia de acuerdo con el Manual de Respuesta a Emergencias de la compañía y el código ISM:

IV.1.5 Parada de Emergencia (ESD).

En caso de que se tenga que activar el ESD, se hará lo siguiente:

1. Notificar a la terminal.
2. Activar el ESD y detener todas las operaciones de carga y deslastre.
3. Inhibir el ESD.
4. Abrir la válvula maestra a la sala de máquinas y comenzar a quemar el gas.
5. Iniciar el LD. Controlar la presión de los tanques hasta que la situación sea evaluada y se confirme que todo está bajo control.
6. Continuar con las operaciones.

IV.1.6 Procedimiento de emergencia en caso de derrame líquido en cubierta.

1. Activar la alarma general del buque y notificar a la terminal.
2. Activar el ESD y detener todas las operaciones de carga y deslastre.
3. Controlar la presión de los tanques.
4. Aislar la fuga.
5. Utilizar el sistema de water spray para evitar la fractura del acero.
6. Utilizar las mangueras para vaporizar el líquido y mantener el metal caliente.
7. Detener la ventilación.
8. Todas las puertas, ventanas y accesos tendrán que estar cerrados.
9. Revisar que la fuga se ha controlado.

IV.1.7 Alta presión en los tanques.

- Reducir el loading rate.
- Incrementar el retorno de vapor a la terminal mediante el uso de los compresores HD.
- Enviar el gas a la máquina para dumping.

IV.1.8 Baja presión en los tanques.

- Reducir/Detener el retorno de vapor a la terminal mediante la reducción de los compresores HD.
- Dejar de enviar gas a quemar.

IV.1.9 Fuga de gas en cubierta.

- Informar a la terminal y activar la alarma general del buque.
- Detener todas las operaciones.
- En caso de que no se esté en puerto, alterar el rumbo del buque para impedir que el gas entre en la acomodación.
- Considerar acciones a tomar para aislar la fuga.
- Cerrar la ventilación natural. Operar la ventilación en circuito cerrado.
- Cerrar las puertas y ventanas.

- Detener la ventilación en la Sala de Compresores y Sala de Motores Eléctricos.

IV.1.10 Fuego en el mástil de ventilación.

- Suspender las operaciones.
- Detener el venteo.
- Purgar el mástil de venteo con nitrógeno.
- Controlar la situación.

Estos procedimientos de emergencia están además incluidos en el Plan de Carga OP_CARGO_001.IT que se encuentra en el apartado de anexos.

IV.1.11 Pruebas y revisión de las válvulas, manifold y sistema de detección de gas (OP_CARGO_005).

- Revisar la operación remota y manual de las válvulas de llenado y de carga. Confirmar que el tiempo necesario para cerrar las válvulas es de 25 a 30 segundos.
- Revisar y confirmar el buen funcionamiento, manual y remoto, de las válvulas de lastre.
- Revisar y testear el sistema de detección de gas en los puntos operaciones o según el calendario de pruebas a bordo.
- Revisar la integridad del manifold.

IV.1.12 Pulverizar el LNG (Heel) en los tanques para mantenerlos fríos (OP_CARGO_006).

Se debe controlar el estado frío del tanque durante el viaje en lastre. Esto permitirá que, cuando el buque vuelva a puerto a cargar, se reduzca el tiempo de enfriamiento de los tanques. Tras la última operación de carga, se debe asegurar que suficiente heel se dejó en uno de los tanques de carga, el cual se pulveriza y rocía sobre los tanques para mantenerlos fríos. En los anillos ecuatoriales de los tanques Moss Rosenberg se deberá realizar a -113°C y en los tanques de membrana GTT a -130°C .

Cuando los viajes en lastre son cortos (una semana), se puede dejar el heel en todos los tanques.

IV.1.13 Tareas de preparación antes de la operación de carga (OP_CARGO_007).

Se ha completado la Pre-Operations Checklist OP_CARGO_006.FRM correspondiente de la empresa y será necesario realizar dichas tareas antes de la maniobra de atraque, con suficiente tiempo de antelación. La OP_CARGO_003.FRM es la Ship-Shore Checklist, la cual contiene apartados que se marcan una vez que el buque ha atracado.

Documento “Pre-Arrival Cargo Checklist” elaborado:

OP_CARGO_003.FRM.

Buque LNG/c:

Puerto:

Fecha:

Viaje:

Núm.	Actividad.	Sí	No	N/A	Info
1	Plan de Carga preparado y aceptado por el Capitán.				
2	El Plan de Carga ha sido leído y entendido por todos los Oficiales y Marineros.				
3	Se han realizado los cálculos de estrés y estabilidad para la llegada y salida, incluyendo las restricciones por calados.				
4	Se han identificado los requerimientos de la terminal: presión, temperatura, brazos de carga.				
5	Se ha identificado el alineamiento de las líneas de carga, se han cerrado las válvulas innecesarias, los vaporizadores se encuentran en el modo correcto y todo el equipo está preparado.				
6	Válvulas controladas remotamente operan correctamente y las sondas de los tanques muestran el valor correcto.				
7	El tiempo de cerrado de las válvulas está entre 25-30s				
8	Sistemas de calibrado en funcionamiento				
9	Alarmas de nivel alto y de nivel alto-alto revisadas.				
10	Líneas de venteo y válvulas de alivio de presión revisadas.				
11	Se han realizado todas las pruebas de ESD pertinentes.				
12	Las duchas de emergencia se han revisado y están operativas.				

13	Los tanques poseen la presión apropiada.				
14	Los sistemas de detección de gas han sido revisados y están trabajando.				
15	El nivel de aceite de las bombas de carga se ha revisado. Se han realizado los tests de las bombas.				
16	Sistema de glycol-water revisado, la planta de relicuefacción está operativa.				
17	Sistemas de Spray revisados.				
18	Las bandejas de goteo y sus tapones están limpios y no hay fugas.				
19	Se ha informado a la Sala de Máquinas del requerimiento de energía eléctrica para las operaciones.				
20	Sistemas Contra-incendios y Equipo de Protección Personal preparado para la operación de carga.				
21	Sistema de ventilación de la cámara de compresores está operativo y los cierres de este funcionan.				
22	Las luces de cubierta funcionan correctamente				
23	El sistema de lastrado funciona correctamente.				
24	Las radios UHF están cargadas y operativas.				
25	¿Están operativos los pescantes y grúas a bordo?				
26	¿Se ha realizado un test de fugas de agua de mar de los intercambiadores de calor?				
27	Se ha actualizado las listas de tripulantes y las hojas de contactos de emergencia?				
28	¿Se ha cambiado el power output de la radio, VHF, AIS, equipo Radar a aislado o 1W? (tras la operación de atraque)				

Firma Primer Oficial.

Firma del Capitán.

Final del documento: OP_CARGO_003.FRM.

Documento "Pre-Operations Checklist" elaborado: OP_CARGO_007.FRM.

Buque LNG/c:

Puerto: |

Fecha:

Viaje:

Núm.	Actividad.	Sí	No	N/A	Info
1	Inspeccionar el manifold y asegurar de que se encuentra seguro y presurizado con nitrógeno.				
2	Preparar y alinear las líneas de carga, de acuerdo con el plan de carga, para la operación a realizar.				
3	Preparar y revisar todo el equipo de maniobra. Tomar en cuenta el francobordo de los buques LNG (debido a la poca densidad de la carga) y la combinación de esfuerzos horizontales y verticales en las líneas y guías en cubierta.				
4	Revisar que los compresores High Duty estén operativos, así como el resto de los sistemas de control de generación de boil-off (calderas, GCU, palos de venteo).				
5	Realizar pruebas del sistema de water spray en el manifold.				
6	Revisar que la bomba de CI y de emergencia están operativas, además del generador de emergencia.				
7	El primer oficial ha completado el plan de deslastre y el mismo se encuentra autorizado por el capitán y estudiado y firmado por los responsables que tomarán acción durante la operación.				
8	Se ha preparado la escala del práctico y la señal correspondiente.				
9	Se han preparado las condiciones de estabilidad de llegada al puerto en específico y, si es necesario, se ha ajustado el calado y la escora con el lastre.				
10	Están puestos todos los imbornales en cubierta.				

11	Los molinetes y maquinillas han sido testeados y funcionan correctamente. Se han preparado los cabos/alambres en cubierta para agilizar las operaciones de atraque.				
12	Se ha preparado el equipo de lucha contra incendios en cubierta y se puede acceder al equipo de lucha contra derrames y contaminación rápidamente en caso de emergencia.				

Firma Primer Oficial.

Firma del Capitán.

Final del documento: OP_CARGO_007.FRM.

Procesos tras la llegada al muelle de atraque para la operación de carga.

IV.1.14 Colocar el buque “En Posición” (OP_CARGO_008).

Este paso se realiza durante la operación de atraque. Cuando se están dando los esprines de proa y popa a la vez, es necesario colocar el buque en posición, especialmente cuando se utilizan brazos de carga, ya que las mangueras de carga ofrecen mayor flexibilidad.

Esto se consigue a través del trabajo combinado de medios de propulsión y gobierno del buque, los remolcadores de la terminal y las maquinillas. Mientras los remolcadores aguantan al buque, se dan paladas avante o atrás, mientras se cobra y se lasca en las cabezas. En esta imagen elaborada por el autor, se puede observar cómo mediante la acción combinada de lascar y cobrar las maquinillas, la palada atrás y la función de los remolcadores se consigue que el manifold se alinee con los brazos de carga de la terminal.

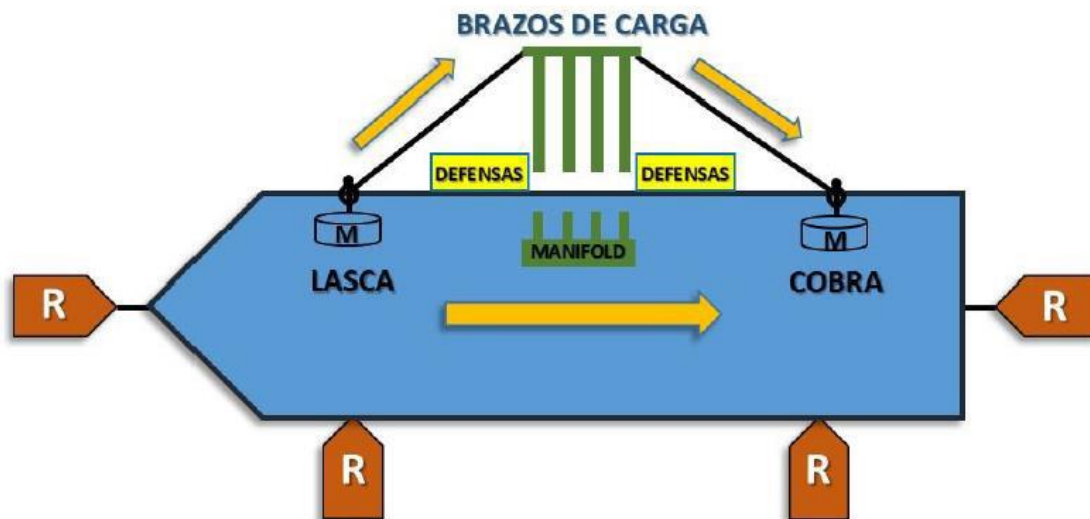


Imagen 34: Esquema de esfuerzos combinados del sistema de propulsión, remolcadores y acción de lascar y cobrar las maquinillas para colocar el buque en posición y permitir que la posición de los brazos de carga coincida con la de manifold. Fuente: Elab. Prop.

IV.1.15 Reunión antes de las operaciones (OP_CARGO_009).

Una vez que el buque se encuentre atracado correctamente, se debe llevar a cabo una serie de acciones para el correcto desarrollo de la operación. Primero, el Capitán, Primer Oficial y las autoridades del puerto se reunirán y se harán las inspecciones correspondientes. Una vez que se ha revisado que el buque se encuentra al día en todo lo referente a documentación, el Loading Master se reunirá con el Primer Oficial y se acordarán los detalles y procedimientos de la operación, tales como el horario, se rellena la checklist de pre-loading Ship-Shore (OP_CARGO_009.FRM), se estipula cuál será el rate máximo permitido, el flujo de retorno del vapor, la presión de los tanques, la presión permitida en el manifold, los tests de fugas, el barrido final tras la operación, las pruebas ESD, la duración de tiempo de las operaciones de ramp up y ramp down, si existe algún problema y cualquier otro detalle de interés. Tras eso, el Primer Oficial realiza una ronda con el Loading Master para terminar de explicar las particularidades del buque en referencia a la operación de carga.

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 LNG o del gas inerte, se debe cerrar la válvula.

Documento “Pre-Loading Ship-Shore Checklist” elaborado:

OP_CARGO_009.FRM

Buque LNG/c:

Puerto:

Fecha:

Viaje:

Núm.	Actividad.	Sí	No	N/A	Info
1	Existe un acceso seguro entre el buque y la terminal.				
2	El buque está atracado con seguridad.				
3	Los sistemas de comunicación buque-terminal están operativos.				
4	Las líneas de remolque de emergencia están preparadas.				
5	Las mangueras de CI del buque están dispuestas, presurizadas y preparadas en cubierta.				
6	El equipo de CI de la terminal está preparado y listo para utilizarse.				
7	Los brazos de carga de la terminal se encuentran en buen estado.				
8	Está preparado el sistema CTS (Custody Transfer System)				
9	Los imbornales están puestos y las bandejas de llenado poseen agua y están selladas.				
10	Imbornales removidos temporalmente están siendo monitorizados (si aplicable).				
11	Equipo de control de derrames preparado y a mano.				
12	Las tapas del manifold que no se utilizarán están bien aseguradas.				

13	Los planos de control de incendios del buque se encuentran en la terminal.				
14	La bomba de contraincendios está activada.				
15	El buque estará preparado para moverse por sí mismo.				
16	La cubierta está correctamente vigilada y supervisada.				
17	Hay suficientes personas a bordo y en la terminal para controlar una emergencia.				
18	Se conocen los procedimientos de la operación.				
19	Se tiene a mano la MSDS (Material Safety Data Sheet, Hoja de Seguridad), los tripulantes conocen su información y las medidas a tomar.				
20	Existe una Conexión Internacional de Fuego				
21	Se han establecido los parámetros de la operación.				
22	Los VHF/UHF son del tipo aprobado.				
23	Se siguen los protocolos de seguridad.				
24	El sistema CI de Water Spray está listo para utilizarse.				
25	Hay suficiente PPE para todas las personas.				
26	El sistema de detección de gases funciona correctamente, al igual que los analizadores de gas y atmósfera.				
27	Sistema de re-licuefacción y de gestión del boil-off está en orden y operativo.				
28	Los sistemas de ESD operan de manera correcta.				

Firma Primer Oficial.

Firma del Capitán.

Final del documento: OP_CARGO_009.FRM

IV.1.16 Conexión de los brazos de carga (OP_CARGO_010).

El primer paso es remover las tapas del manifold. Se conectarán tres brazos de líquido y uno de vapor. La terminal proveerá sus propios strainers (rejillas), las cuales serán encajados entre el manifold y los brazos (como se mencionó en el apartado de herramientas, su función es trabajar como filtros para el LNG y que no entren otros objetos en el sistema de carga). Se utiliza la grúa de babor para ayudar en esta tarea. Se debe tomar fotografías (cámara explosion proof) de la instalación antes y después de la carga. Las líneas de líquido se representan con la letra L y aparecen de color azul, mientras que la de vapor con la letra V, en amarillo.

L₄ - L₃ - V - L₂ - Ø Banda de Babor (ejemplo de conexión)



Imagen 35: Conexión de brazos de carga al manifold. Fuente: Kanon Marine Loading Arms

IV.1.17 Activar la Cortina de agua (OP_CARGO_011)

Esto se realiza como medida de contraincendios y por seguridad en caso de fuga del LNG sobre el casco de acero. Además, la bandeja del manifold se rellenará con agua para que, en caso de fuga, el LNG caiga sobre el agua y no sobre el acero. Las bajas temperaturas del LNG pueden quebrantar fácilmente el acero del casco del buque.



Imagen 36: Cortina de agua en funcionamiento. Fuente: LNG Sea Term.

IV.1.18 Realizar el test de fugas y presurizar la línea de carga. (OP_CARGO_012)

Tras la conexión, todas las líneas conectadas serán presurizadas con nitrógeno y se hará una prueba de fugas. Una vez que se ha completado el test, se revisará el porcentaje de Oxígeno en las líneas de carga y de vapor. Si es mayor a 2%, la línea se volverá a purgar con nitrógeno hasta que el porcentaje de oxígeno sea menor al 2% en volumen. Cuando este paso haya concluido, el buque estará listo para comenzar la operación de enfriamiento.

IV.1.19 Conectar y probar el ESD (OP_CARGO_013).

Se conectará el ESD de la terminal al buque, para que, en caso de un incidente, ellos también puedan realizar el ESD. Posteriormente, se realizan los tests de ESD y si todo funciona correctamente, se procede al enfriamiento de líneas y brazos.

IV.1.20 Enfriamiento de las líneas y brazos de carga, Cooldown (OP_CARGO_014).

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 más calientes, en comparación con el LNG, que tiene una temperatura de aproximadamente $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, ya el choque térmico puede dañarlas. Además, esta situación crearía abundante evaporación, produciendo sobrepresión, debido al contraste de diferencias térmicas.

El enfriamiento (Cooldown) se comienza a un ritmo bajo, y mientras se realiza se comprobarán posibles fugas. Esto se lleva a cabo hasta que se alcanza el máximo ritmo de carga (*full rate*), que usualmente es de $12\ 000\ \text{m}^3/\text{h}$, y se caracteriza por la formación de hielo y escarcha sobre la superficie de las líneas, brazos o mangueras y cuando los sensores de temperatura señalen que las líneas están, al menos, a $-110\text{ }^{\circ}\text{C}$. Todos estos pasos se realizarán de acuerdo con el OP_CARGO_001.IT (Plan de Carga ejemplo detallado en el Anexo B) en el cual se explica además un supuesto de alineamiento de líneas y válvulas. Durante el procedimiento, la válvula del brazo de vapor estará abierta para conectar la fase gaseosa de los tanques del buque y de los de la terminal.



Imagen 37: Enfriamiento de las líneas en cubierta. Se aprecia la formación de escarcha. Fuente: LNG Sea Term.

IV.1.21 Realizar el Ramping-up (OP_CARGO_015).

Dependiendo de la capacidad de bombeo de las bombas del buque y del lugar (terminal), usualmente esta operación se inicia al ritmo mínimo de la terminal, seguido de 2000 m³/h, y cada diez minutos se va incrementando en 2000 m³/h. Se realizará de acuerdo con lo especificado en el documento OP_CARGO_001.IT

Cuando las operaciones inician, se genera una gran cantidad de vapor debido a que los tanques del buque, al estar casi vacíos, tendrán una temperatura mayor que el LNG que entra desde la terminal. El contacto del LNG con los tanques genera mucho vapor, por lo que al comenzar la operación es mejor enviar LNG 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. Es un momento delicado de la operación. Se realiza hasta que se alcance el Full Rate, que es cuando las bombas están trabajando al bombeo por hora especificado en el plan de carga, que generalmente es de 12000 metros cúbicos por hora.

IV.1.22 Gestionar la operación de carga en full rate y el boil-off generado (OP_CARGO_016).

Para entender la explicación de este proceso, se recomienda encarecidamente leer la sección III.3 (El desafío del control del boil-off), en la que se explica con detalle lo que ocurre durante las operaciones respecto a la generación de boil-off gas. El proceso se realiza siguiendo las instrucciones del Plan de Carga. Se debe controlar la presión de los tanques de carga. En caso de emergencia por sobrepresión, se puede ventear a la atmósfera el exceso para evitar dañar la integridad del buque, aunque los pasos previos a esta opción es quemar ese exceso de boil-off en la máquina, en el GCU o enviarlo a la terminal por medio de la línea de vapor. El *boil-off* que se genera durante la operación en los tanques del buque se envía a la fase gaseosa (*ullage*) de los tanques de la terminal. La transferencia buque-terminal se realiza a través del manifold y de los brazos de carga. El vaporizador se utiliza por si se genera vacío y si 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, aunque esto no suele ocurrir en el proceso de carga, pero es importante contar con una respuesta en caso de que suceda.

Además, durante la operación se deben realizar cálculos cada hora, registrando la presión y temperatura en cada tanque, cuánto se ha cargado y cuánto falta por cargar. También se monitorea el estado y ratio de los tanques de lastre.

IV.1.23 Controlar las operaciones de deslastrado (OP_CARGO_017).

Esta tarea se realiza con el fin de mantener la estabilidad del buque. Mientras los tanques se cargan, se deslastra, siguiendo las indicaciones del Plan de Carga (OP_CARGO_001.IT). Se deberá prestar atención a las superficies libres y achicar los tanques todo lo posible.

IV.1.24 Realizar el Ramping-down (OP_CARGO_018).

Aquí se irá reduciendo el rate de la terminal, poco a poco, de manera inversa al ramping up, 2000 m³/h cada un pequeño intervalo de tiempo que generalmente es de diez minutos. Esto ocasionará que disminuya la presión en los tanques. La manera de realizar el proceso se explica en el Plan de Carga (OP_CARGO_001.IT), en el Anexo B.

IV.1.25 Realizar el topeo de los tanques, topping off (OP_CARGO_019).

Se monitoreará todo el proceso mediante el Loading Computer y las pantallas de las sondas en cubierta y se revisará que los momentos flectores y esfuerzos cortantes aparezcan dentro de los límites aceptables en todo momento. El proceso consiste en ir cerrando, una por una, las válvulas de llenado de los tanques cuando estos alcanzan su volumen carga especificado en el Plan de Carga, dejando un intervalo de tiempo entre tanque y tanque para realizar esto de manera eficiente y con tiempo suficiente.

IV.1.26 Purgar las líneas con nitrógeno (OP_CARGO_020).

Para realizar este proceso, se cierran primero las válvulas del *manifold de líquido* de la terminal dejando abiertas las del buque LNG. Posteriormente, se procederá a

realizar barridos con gas inerte (nitrógeno) para aumentar la presión en los brazos o las mangueras hasta que alcancen 5 bares aproximadamente. Acto seguido, se abrirá las válvulas del buque para que la presión del nitrógeno sople todo el líquido atrapado en las líneas y lo lleve hasta los tanques del buque. Para comprobar que no queda metano en los brazos, se abrirán las purgas y se comprobará que no sale metano de ellas, utilizando un detector de gas para este fin. El purgado de los brazos finalizará cuando se tome una lectura inferior al 1% en volumen de metano. Una vez que han sido purgados y el volumen de metano es seguro, se puede proceder a la desconexión ya que a partir de ese momento no hay riesgo de que se genere una atmósfera inflamable.

IV.1.27 Desconectar los brazos de líquido (OP_CARGO_021).

Esta acción se llevará a cabo una vez que la lectura sea inferior al 1% y la presión de los brazos sea la normal (1 atm), tal y como se acaba de mencionar. Es importante dejar conectado el brazo de vapor. Se podrá detener los compresores High Duty. Si se genera boil-off en los tanques, se podrán quemar en la máquina como combustible (utilizando los compresores Low Duty para llevar dicho gas a la máquina).

IV.1.28 Realizar la post-loading meeting (OP_CARGO_022).

Después de que se ha finalizado la operación de carga, se lleva a cabo el CTS (Custody Transfer System), se crea el certificado de carga y se firma y sella toda la documentación pertinente. Algunos de los documentos que se deben rellenar, firmar o sellar son la Ship-Shore Checklist (OP_CARGO_009.FRM), datos de la condición de salida del buque, el Itinerario de la operación, el Loading Plan (OP_CARGO_001.IT), documentación relacionada con la liquidación, documentación relacionada con búsquedas ISPS, el bellbook, se hará un reporte a la naviera para que posteriormente se haga para el fletador, cartas de compromiso, partes meteorológicos y cualquier otro tipo de documentación que sea exigida. Cuando las autoridades acepten que el buque está listo para zarpar, se notificará.

IV.1.29 Desconectar el brazo de vapor (OP_CARGO_023).

Se cerrará la válvula ESD de vapor y posteriormente se procederá a su desconexión. El brazo de vapor se mantendrá siempre conectado hasta este momento. Esto es como medida de seguridad, ya que si por alguna razón se genera un exceso de boil-off, habrá una sobrepresión que se podrá aliviar enviando ese gas a la terminal.

En el buque LNG se debe 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 a la terminal, o viceversa, para posteriormente ser quemado o relicuado.

IV.1.30 Cerrar las tapas del manifold (OP_CARGO_024).

Se colocarán las tapas sobre el manifold. No se apretará completamente todas las tuercas, debido a que los brazos pueden estar aun ligeramente fríos, y conforme vayan retomando la temperatura ambiente, el acero puede expandirse por el incremento de temperatura.

IV.1.31 Apagar la cortina de agua y desconectar el ESD (OP_CARGO_025).

Ya que las operaciones han concluido, se cerrará la válvula del sistema CI de la cortina de agua (ya no existe el riesgo de fuga de LNG o incendio proveniente del LNG). Operación de carga concluida, se podrá realizar el desatraque.

IV.1.32 Realizar una reunión tras las operaciones con la tripulación y redacción del reporte para la compañía (OP_CARGO_035).

El objetivo de este meeting es comentar el desarrollo de las operaciones con todos los tripulantes y oficiales, analizar qué se pudo hacer mejor, escuchar propuestas de mejora, corregir y explicar posibles errores llevados a cabo en la ejecución del procedimiento expuesto en la metodología. Esto incluye sucesos ocurridos durante los viajes de carga o lastre. Posteriormente, se redactará un reporte que se enviará a la compañía para su análisis, que incluye todo lo comentado en dicha reunión.



Imagen 38: Reunión tras operaciones para identificación de mejoras. Fuente: Elaboración propia.

IV.2 Procesos a realizar durante el viaje cargado.

En este apartado, se citarán los procesos que se realizarán antes de la operación de descarga. Son muy parecidos a los que se debe realizar antes de la operación de carga (viaje en lastre), de manera que habrá muchos que se repitan, siendo el texto igual o casi igual en algunos casos.

IV.2.1 Preparar el Unloading Plan (OP_CARGO_026).

En el Plan de Descarga se calcularán las condiciones de llegada a puerto, cuánto y cómo se va a descargar, la secuencia de tanques y las operaciones de lastrado que se llevarán a cabo mientras se realiza la carga, paralelamente.

Se debe tener en cuenta la relación de esfuerzos cortantes con momentos flectores del buque, calados máximos y mínimos y estabilidad. El documento “Unloading Plan” asociado a este proceso será una Instrucción de Trabajo que se llamará OP_CARGO_026.IT que puede encontrarse en el Anexo D del presente trabajo.

La estructura del Plan de Carga es como acontece:

- Se especifica la banda de atraque del buque y la secuencia de las líneas de amarre (al menos en la compañía del autor fue así).
- Se especificará el número de brazos de carga que se conectarán en el manifold además del brazo de vapor.
- Se especificará la manera en que se realizará el cooldown de los tanques y las líneas de carga.
- El alineamiento de las válvulas con los tanques de carga, la presión, la separación de los niveles entre cada tanque.
- Cómo se va a monitorear la operación. Esto será desde el Loading Computer, las pantallas de lastre, las válvulas y comparando las lecturas físicamente con lo que muestra la pantalla.
- El ratio de descarga durante la operación, el ramp up, ramp down, antes de finalizar la operación y el cooling down, como ya se dijo anteriormente.
- Las operaciones de lastrado que se realizarán paralelamente con las operaciones de descarga.
- Los procedimientos de emergencia.
- Las obligaciones del Watchmen y el Oficial que estará realizando la carga.
- La información (Material Data Safety Sheet) del LNG que se cargará, conteniendo sus propiedades físicas y químicas, los riesgos, los efectos en caso de exposición, las medidas de primeros auxilios a tomar en cuenta, las medidas contra incendios, medidas en caso de derrame en cubierta, parada de emergencia y algún tipo de información extra que puede ser relevante para esa operación de carga en concreto.

IV.2.2 Pruebas de Parada de Emergencia, ESD (OP_CARGO_002).

Como ya se explicó anteriormente, las pruebas de ESD (Emergency Shut Down) se realizan antes de llegar a puerto y tras haber llegado a puerto. Cuando se activa un ESD, las operaciones se detienen por completo, se cierran las válvulas, se paran las

bombas y los compresores. Puede ser activado desde ciertos lugares de un buque LNG, como la Sala de Control de la Carga o el manifold, y desde la terminal. Otros sistemas como los fusibles de conraincendios (melting plugs) activan el ESD en caso de incendio, al derretirse dichos fusibles y despresurizando una línea conectada con el sistema de ESD. Este proceso debe realizarse entre uno y dos días antes de la operación de carga. Deberá registrarse en la checklist de Pre-Arrival llamada OP_CARGO_003.FRM, la cual es igual tanto para carga como para descarga, por lo que el nombre del documento no cambia y no se mostrará nuevamente.

El proceso de una prueba genérica de ESD es el siguiente:

1. Ir a la caja de terminales en el manifold.
2. Asegurarse que el lector se encuentre en la opción "Block".
3. Colocarlo en el terminal.
4. Remover "Pasive Manifold".
5. Abrir el manifold.
6. Se entra en la pantalla de ESD.
7. Se revisa que el sistema funciona correctamente.
8. Se cambia de "block" a "normal" (se usa block porque es una prueba).
9. Se genera un ESD eléctrico desde el manifold.
10. Se revisa que suene la alarma de ESD.
11. Se resetea.

IV.2.3 Realizar el pre-arrival meeting (OP_CARGO_003).

Este proceso consiste en una reunión de todos los tripulantes con obligaciones y responsabilidades relacionadas con la operación de carga. Se explicarán los procedimientos que se tendrán que llevar a cabo, particularidad de la operación, se revisarán las obligaciones de los tripulantes y se aclararán las dudas que existan al respecto. Existirá una checklist llamada "Pre-Arrival Cargo Checklist" y denotada en este trabajo como OP_CARGO_003.FRM la cual deberá completarse antes de llegar a puerto.

IV.2.4 Realización de ejercicios y preparación de equipo para la operación de carga (OP_CARGO_004).

En este proceso se incluirá la preparación de las mangueras en cubierta, preparación de los sistemas contraincendios en cubierta, se abrirán las válvulas de los cañones de polvo y se asegurará que están apuntando al manifold, se realizarán ejercicios (drills) de contraincendios y de derrames en cubierta, se preparará todo el PPE (Personal Protection Equipment), la caja de ISPS que contiene ID de visitantes, las listas de tripulantes, los planos de lucha contra incendios y se colocan todos los imbornales (scupper plugs). De la misma manera, se marcarán estas acciones en el documento OP_CARGO_003.FRM.

IV.2.5 Pruebas y revisión de las válvulas, manifold y sistema de detección de gas (OP_CARGO_005).

- Revisar la operación remota y manual de las válvulas de llenado y de carga. Confirmar que el tiempo necesario para cerrar las válvulas es de 25 a 30 segundos.
- Revisar y confirmar el buen funcionamiento, manual y remoto, de las válvulas de lastre.
- Revisar y testear el sistema de detección de gas en los puntos operaciones o según el calendario de pruebas a bordo.
- Revisar la integridad del manifold.

IV.2.6 Tareas de preparación antes de la operación de carga (OP_CARGO_007).

Se ha completado la Pre-Operations Checklist OP_CARGO_007.FRM correspondiente de la empresa y será necesario realizar dichas tareas antes de la maniobra de atraque, con suficiente tiempo de antelación. La OP_CARGO_003.FRM es la Ship-Shore Checklist, la cual contiene apartados que se marcan una vez que el buque ha atracado.

IV.2.7 Gestión del Boil-off durante la travesía (OP_CARGO_027).

Para este apartado, se recomienda leer la sección III.3 de Herramientas en la que se describe con detalle las maneras de gestionar el boil-off en diferentes situaciones. Durante el viaje, debido al movimiento del buque y al ingreso de calor externo a través del aislamiento de los tanques y al movimiento de la carga dentro de los mismos, una parte del LNG se transforma en boil-off. Se estima que cerca del 0,15% de la carga del buque se evapora diariamente, aunque con los sistemas más modernos de aislamiento se logra alcanzar tasas de evaporación de cerca del 0,07%. Este boil-off generado se gestiona de diferentes maneras hoy en día. En el pasado, se venteara a la atmósfera, lo que suponía una pérdida y poco aprovechamiento de la energía que es capaz de generar tras su combustión. Es por eso que una de las maneras de gestionar este boil-off es quemándolo en las calderas del buque. Muchos buques LNG modernos cuentan con motores duales ME-GI de manera que son capaces de quemar este boil-off para propulsión. Si por alguna razón se genera demasiado boil-off dentro de los tanques y no es posible quemarlo todo o relicuarlo mediante la planta de relicuefacción, se debe ventear a la atmósfera, preferiblemente por el mástil número 1 (el que está más a proa), para evitar que el gas entre en la acomodación, aunque esto es algo que se debe hacer solo en caso de emergencia, ya que las moléculas de metano sin quemar son muy dañinas para la atmósfera. El orden de prioridad de acciones a tomar será:

1. Quemar en las calderas o motores de propulsión del buque.
2. Relicuarlo nuevamente en LNG. Debe existir un balance entre la relicuefacción y su combustión en los motores, lo cual está relacionado con la operatividad del buque y los precios en el mercado de los combustibles. Esto dependerá de lo que se ha acordado entre el fletante y el fletador. Si por ejemplo, el precio de la materia prima del LNG está en alza, mientras que el HFO está muy barato, como ocurrió recientemente, una buena estrategia sería utilizar el HFO y relicuar la mayor cantidad posible de boil-off generado a bordo para generar mejores retornos.
3. Quemar en el GCU (Gas Combustion Unit).
4. Ventear a la atmósfera por el palo de venteo número 1.

5. Ventear a la atmósfera por todos los palos de venteo.

La vasta mayoría de los buques LNG modernos poseen un sistema denominado Automatic Combustion Control (ACC). El objetivo de este sistema es encargarse de que el boil-off generado en los tanques se utilice para la propulsión, y que en caso de que no sea suficiente, aportar el resto de volumen de combustible necesario para la combustión desde otra fuente, como puede ser el HFO. Por ejemplo, el ACC puede trabajar, para un motor que esté operando al 90% de su capacidad, aportando un 70% del combustible necesario proveniente del boil-off y el 20% restante proveniente del HFO.

IV.2.8 Registrar datos diariamente (OP_CARGO_028).

Se deben mantener los siguientes registros:

- El Cargo Log diariamente.
- Registros del compresor Low Duty (directamente relacionados con la cantidad de carga en estado boil-off se ha quemado en la máquina).
- Registro de inspecciones del casco (barreras de contención):
- Control de la Temperatura del líquido.
- Control del equivalente en gas del fuel oil cuando se utiliza como propulsión.
- Registros de los tests de las alarmas.
- El reporte del tiempo. Esta información es imprescindible, ya que, dependiendo de la altura de las olas y el tiempo atmosférico, la tasa de boil-off puede incrementarse y se debe enviar esta información a la oficina.

IV.2.9 Calcular el BOR, Boil-off Rate (OP_CARGO_029).

Es una tarea que se debe realizar diariamente y se debe enviar un reporte de cuánto se ha evaporado cada día antes de llegar al puerto. Es difícil prevenir cómo será el BOR record, de manera que es imposible adelantarse en los días a los cálculos. Dependiendo de la temperatura del agua, el tiempo, la altura de las olas y los diferentes efectos que generen entropía y conductividad térmica en los tanques, se generará más o menos gas. Por regla general, se suele evaporar 0,15% del volumen

transportado cada día, aunque como ya se mencionó, dependiendo del sistema de contención, se puede vaporizar mucho menos. En el Anexo C se ha realizado un ejemplo del cálculo de la tasa de boil-off, en términos simples y generales. Es imprescindible quemar o relicuar el LNG para evitar la sobrepresión en los tanques de carga, debido a la relación de 1-600 entre la fase líquida-vapor y controlar la presión de los tanques.

IV.2.10 Buscar zonas dañadas del acero por el frío (OP_CARGO_030).

Ya que el LNG se transporta a temperaturas tan bajas, se deben realizar revisiones constantemente de la integridad del acero. Una vez que el frío fractura el acero, es necesaria una cantidad de energía muy baja para generar que dicha fractura se extienda sobre el acero. En caso de que se encuentre un punto dañado, se deberá seguir el siguiente procedimiento:

- Registrar el tamaño, localización y temperatura mínima en la superficie afectada del acero.
- Evaluar el nivel de estrés y carga de la estructura. La oficina deberá proveer ayuda.
- No tomar otra acción, pero monitorear constantemente la zona afectada hasta que la zona afectada alcance una temperatura estable.
- Si la situación continúa, considerar el estrés del buque e intentar inundar el espacio, si es posible.

IV.3 Procesos tras la llegada al muelle de atraque para la operación de descarga.

Este apartado tendrá gran similitud con una buena parte de los procesos mostrados anteriormente, debido a que muchos de ellos son iguales. Como este trabajo desarrolla una metodología que sirve como guía y a la que se le puede dar una aplicación práctica, se desarrollarán dichos procesos nuevamente, en caso de que algún lector solo esté interesado en un apartado en concreto. Los procesos que sean diferentes a los de las operaciones de carga, tendrán su propio nombre y código. Las checklists no difieren entre una operación u otra.

IV.3.1 Colocar el buque “En Posición” (OP_CARGO_008).

Este paso se realiza durante la operación de atraque. Cuando se están dando los esprines de proa y popa a la vez, es necesario colocar el buque en posición, especialmente cuando se utilizan brazos de carga, ya que las mangueras de carga ofrecen mayor flexibilidad.

Esto se consigue a través del trabajo combinado de medios de propulsión y gobierno del buque, los remolcadores de la terminal y las maquinillas. Mientras los remolcadores aguantan al buque, se dan paladas avante o atrás, mientras se cobra y se lasca en las cabezas. La acción combinada de lascar y cobrar las maquinillas, la palada atrás y la función de los remolcadores permite que el manifold se alinee con los brazos de carga de la terminal.

IV.3.2 Reunión antes de las operaciones (OP_CARGO_009).

Una vez que el buque se encuentre atracado correctamente, se debe llevar a cabo una serie de acciones para el correcto desarrollo de la operación. Primero, el Capitán, Primer Oficial y las autoridades del puerto se reunirán y se harán las inspecciones correspondientes. Una vez que se ha revisado que el buque se encuentra al día en todo lo referente a documentación, el Loading Master se reunirá con el Primer Oficial y se acordarán los detalles y procedimientos de la operación, tales como el horario, se rellena la checklist de pre-loading Ship-Shore (OP_CARGO_009.FRM), se estipula cuál será el rate máximo permitido de descarga, el flujo de retorno del vapor, la presión de los tanques, la presión permitida en el manifold, los tests de fugas, el barrido final tras la operación, las pruebas ESD, la duración de tiempo de las operaciones de ramp up y ramp down, si existe algún problema y cualquier otro detalle de interés. Tras eso, el Primer Oficial realiza una ronda con el Loading Master para terminar de explicar las particularidades del buque en referencia a la operación de carga.

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 LNG o del gas inerte, se debe cerrar la válvula.

IV.3.3 Conexión de los brazos de carga (OP_CARGO_010).

El primer paso es remover las tapas del manifold. Se conectarán tres brazos de líquido y uno de vapor. La terminal proveerá sus propios strainers (rejillas), las cuales serán encajados entre el manifold y los brazos (como se mencionó en el apartado de herramientas, su función es trabajar como filtros para el LNG y que no entren otros objetos en el sistema de carga). Se utiliza la grúa de babor para ayudar en esta tarea (o la de la banda de atraque). Se debe tomar fotografías (cámara explosion proof) de la instalación antes y después de la carga. Las líneas de líquido se representan con la letra L y aparecen de color azul, mientras que la de vapor con la letra V, en amarillo.

L₄ - L₃ - V - L₂ - Ø Banda de Babor (ejemplo de conexión)

IV.3.4 Activar la Cortina de agua (OP_CARGO_011)

Esto se realiza como medida de contraincendios y por seguridad en caso de fuga del LNG sobre el casco de acero. Además, la bandeja del manifold se rellenará con agua para que en caso de fuga, el LNG caiga sobre el agua y no sobre el acero. Las bajas temperaturas del LNG pueden quebrantar fácilmente el acero del casco del buque.

IV.3.5 Realizar el test de fugas y presurizar la línea de carga. (OP_CARGO_012)

Tras la conexión, todas las líneas conectadas serán presurizadas con nitrógeno y se hará una prueba de fugas. Una vez que se ha completado el test, se revisará el porcentaje de Oxígeno en las líneas de carga y de vapor. Si es mayor a 2%, la línea

se volverá a purgar con nitrógeno hasta que el porcentaje de oxígeno sea menor al 2% en volumen. Cuando este paso haya concluido, el buque estará listo para comenzar la operación de enfriamiento.

IV.3.6 Conectar y probar el ESD (OP_CARGO_013).

Se conectará el ESD de la terminal al buque, para que, en caso de un incidente, ellos también puedan realizar el ESD. Posteriormente, se realizan los tests de ESD y si todo funciona correctamente, se procede al enfriamiento de líneas y brazos.

IV.3.7 Enfriamiento de las líneas y brazos de carga, Cooldown (OP_CARGO_014).

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 más calientes, en comparación con el LNG, que tiene una temperatura de aproximadamente -162 °C, ya el choque térmico puede dañarlas. Además, esta situación crearía abundante evaporación, produciendo sobrepresión, debido al contraste de diferencias térmicas.

El enfriamiento (Cooldown) se comienza a un ritmo bajo, y mientras se realiza se comprobarán posibles fugas. Esto se lleva a cabo hasta que se alcanza el máximo ritmo de descarga (*full rate*), que usualmente es de 12 000 m³/h, y se caracteriza por la formación de hielo y escarcha sobre la superficie de las líneas, brazos o mangueras y cuando los sensores de temperatura señalen que las líneas están, al menos, a -110 °C. Todos estos pasos se realizarán de acuerdo con el OP_CARGO_026.IT (Plan de Descarga ejemplo detallado en el Anexo D) en el cual se explica además un supuesto de alineamiento de líneas y válvulas. Durante el procedimiento, la válvula del brazo de vapor estará abierta para conectar la fase gaseosa de los tanques del buque y de los de la terminal.

IV.3.8 Realizar el Ramping-up (OP_CARGO_031).

Esto se hace dependiendo de la capacidad de bombeo de las bombas del buque. Cuando las operaciones inician, se genera una gran cantidad de vapor debido a que

los tanques de la terminal, al estar casi vacíos (ya que tienen espacio debido a que se va a descargar en ellos), tendrán una temperatura mayor que el LNG descargado por el buque. El contacto del LNG con los tanques genera mucho vapor, por lo que al comenzar la operación es mejor enviar LNG poco a poco, para que la terminal gestione la generación de boil-off en sus tanques. Cada un intervalo de tiempo de aproximadamente diez minutos se notificará a la terminal que se subirá el ratio de descarga. Si ellos acceden a que se incremente, se hará, y se seguirá el proceso hasta que se alcance el full rate de descarga para la operación, que, al igual que en la carga, suele ser de 12000 metros cúbicos por hora, aunque este valor puede variar, dependiendo la terminal y el buque. Se debe seguir en todo momento el OP_CARGO_026.IT.

IV.3.9 Gestionar la operación de descarga en full rate y el boil-off generado (OP_CARGO_032).

Para entender la explicación de este proceso, se recomienda encarecidamente leer la sección III.3 (El desafío del control del boil-off), en la que se explica con detalle lo que ocurre durante las operaciones respecto a la generación de boil-off gas. El proceso se realiza siguiendo las instrucciones del Plan de descarga (OP_CARGO_026.IT). Se debe controlar la presión de los tanques de carga y, ya que se está ante un procedimiento de descarga, es posible que se genere vacío.

En caso de emergencia por sobrepresión, se puede ventear a la atmósfera el exceso para evitar dañar la integridad del buque, aunque los pasos previos a esta opción es quemar ese exceso de boil-off en la máquina, en el GCU o enviarlo a la terminal por medio de la línea de vapor. Sin embargo, como se está ante una operación de descarga, y el nivel de líquido irá bajando, lo normal es que la presión disminuya. Como el brazo de vapor está conectado con la fase gaseosa de la terminal, la sobrepresión que se genera en los tanques de la terminal irá hacia el vacío que se genera en los tanques del buque. Sin embargo, si por alguna razón este vapor no es suficiente para estabilizar la presión en los tanques del buque, se puede utilizar vaporizadores, cuya función será cambiar una cantidad de LNG de fase líquida a gaseosa, creando así presión en el tanque.

Además, durante la operación se deben realizar cálculos cada hora, registrando la presión y temperatura en cada tanque, cuánto se ha descargado y cuánto falta por descargar. También se monitorea el estado y ratio de los tanques de lastre.

IV.3.10 Controlar las operaciones de lastrado (OP_CARGO_033).

Esta tarea se realiza con el fin de mantener la estabilidad del buque. Mientras los tanques se descargan, se lastra, siguiendo las indicaciones del Plan de descarga (OP_CARGO_026.IT). Se deberá prestar atención a las superficies libres y llenar los tanques hasta el nivel estipulado en el plan, anotando además toda la información y sucesos ocurridos en el registro de aguas de lastre.

IV.3.11 Realizar el Ramping-down (OP_CARGO_034).

Aquí se irá reduciendo el rate de bombeo hacia la terminal, poco a poco, de manera inversa al ramping up, 2000 m³/h cada un pequeño intervalo de tiempo. La manera de realizar el proceso se explica en el Plan de descarga (OP_CARGO_026.IT). Se deberá dejar el Heel previsto en el plan para el viaje en lastre, como se explicó en la primera parte de la metodología.

IV.3.12 Purgar las líneas con nitrógeno (OP_CARGO_020).

Para realizar este proceso, se cierran primero las válvulas del *manifold de líquido* de la terminal dejando abiertas las del buque LNG. Posteriormente, se procederá a realizar barridos con gas inerte (nitrógeno) para aumentar la presión en los brazos o las mangueras hasta que alcancen 5 bares aproximadamente. Acto seguido, se abrirá las válvulas del buque para que la presión del nitrógeno sople todo el líquido atrapado en las líneas y lo lleve hasta el tanque del buque que contiene el heel. Para comprobar que no queda metano en los brazos, se abrirán las purgas y se comprobará que no sale metano de ellas, utilizando un detector de gas para este fin. El purgado de los brazos finalizará cuando se tome una lectura inferior al 1% en volumen de metano. Una vez que han sido purgados y el volumen de metano es seguro, se puede proceder a la desconexión ya que a partir de ese momento no hay riesgo de que se genere una atmósfera inflamable.

IV.3.13 Desconectar los brazos de líquido (OP_CARGO_021).

Esta acción se llevará a cabo una vez que la lectura sea inferior al 1% y la presión de los brazos sea la normal (1 atm), tal y como se acaba de mencionar. Es importante dejar conectado el brazo de vapor. Se podrá detener los compresores High Duty.

IV.3.14 Realizar la post-loading meeting (OP_CARGO_022).

Después de que se ha finalizado la operación de carga, se lleva a cabo el CTS (Custody Transfer System), se crea el certificado de carga y se firma y sella toda la documentación pertinente. Algunos de los documentos que se deben rellenar, firmar o sellar son la Ship-Shore Checklist (OP_CARGO_009.FRM), datos de la condición de salida del buque, el Itinerario de la operación, el Unloading Plan (OP_CARGO_026.IT), documentación relacionada con la liquidación, documentación relacionada con búsquedas ISPS, el bellbook, se hará un reporte a la naviera para que posteriormente se haga para el fletador, cartas de compromiso, partes meteorológicos y cualquier otro tipo de documentación que sea exigida. Cuando las autoridades acepten que el buque está listo para zarpar, se notificará.

IV.3.15 Desconectar el brazo de vapor (OP_CARGO_023).

Se cerrará la válvula ESD de vapor y posteriormente se procederá a su desconexión. El brazo de vapor se mantendrá siempre conectado hasta este momento. Esto es como medida de seguridad, ya que si por alguna razón se genera un exceso de boil-off, habrá una sobrepresión que se podrá aliviar enviando ese gas a la terminal.

En el buque LNG se debe 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 a la terminal, o viceversa, para posteriormente ser quemado o relicuado.

IV.3.16 Cerrar las tapas del manifold (OP_CARGO_024).

Se colocarán las tapas sobre el manifold. No se apretará completamente todas las tuercas, debido a que los brazos pueden estar aun ligeramente fríos, y conforme vayan retomando la temperatura ambiente, el acero puede expandirse por el incremento de temperatura.

IV.3.17 Apagar la cortina de agua y desconectar el ESD (OP_CARGO_025).

Ya que las operaciones han concluido, se cerrará la válvula del sistema CI de la cortina de agua (ya no existe el riesgo de fuga de LNG o incendio proveniente del LNG). Operación de descarga concluida, se podrá realizar el desatraque.

IV.3.18 Realizar una reunión tras las operaciones con la tripulación y redacción del reporte para la compañía (OP_CARGO_035).

El objetivo de este meeting es comentar el desarrollo de las operaciones con todos los tripulantes y oficiales, analizar qué se pudo hacer mejor, escuchar propuestas de mejora, corregir y explicar posibles errores llevados a cabo en la ejecución del procedimiento expuesto en la metodología. Esto incluye sucesos ocurridos durante los viajes de carga o lastre. Posteriormente, se redactará un reporte que se enviará a la compañía para su análisis, que incluye todo lo comentado en dicha reunión.

V APLICACIÓN PRÁCTICA.

La metodología descrita se pone en práctica para el buque LNG/c Rioja Knutsen desde su viaje en lastre a la operación de carga, para posteriormente realizar el viaje cargado y finalizar con la operación de descarga. Para tal fin, se desarrolla el mapa de procesos de la secuencia de procesos previamente descrita, además de los flujogramas independientes correspondientes al procedimiento de viaje en lastre, operación de carga, viaje cargado y operación de descarga. Se recomienda revisar las listas de comprobación generadas (ver apartado de metodología) al igual que las instrucciones técnicas (planes de carga y descarga) y los datos del buque que se encuentran en el apartado de anexos del presente trabajo. En el mapa de procesos se aprecian los cuatro bloques principales para los que se ha desarrollado la metodología. Los códigos mostrados están directamente relacionados con el nombre de la tarea que se lleva a cabo descrita en el apartado de metodología, tanto para el mapa de procesos como para los flujogramas.

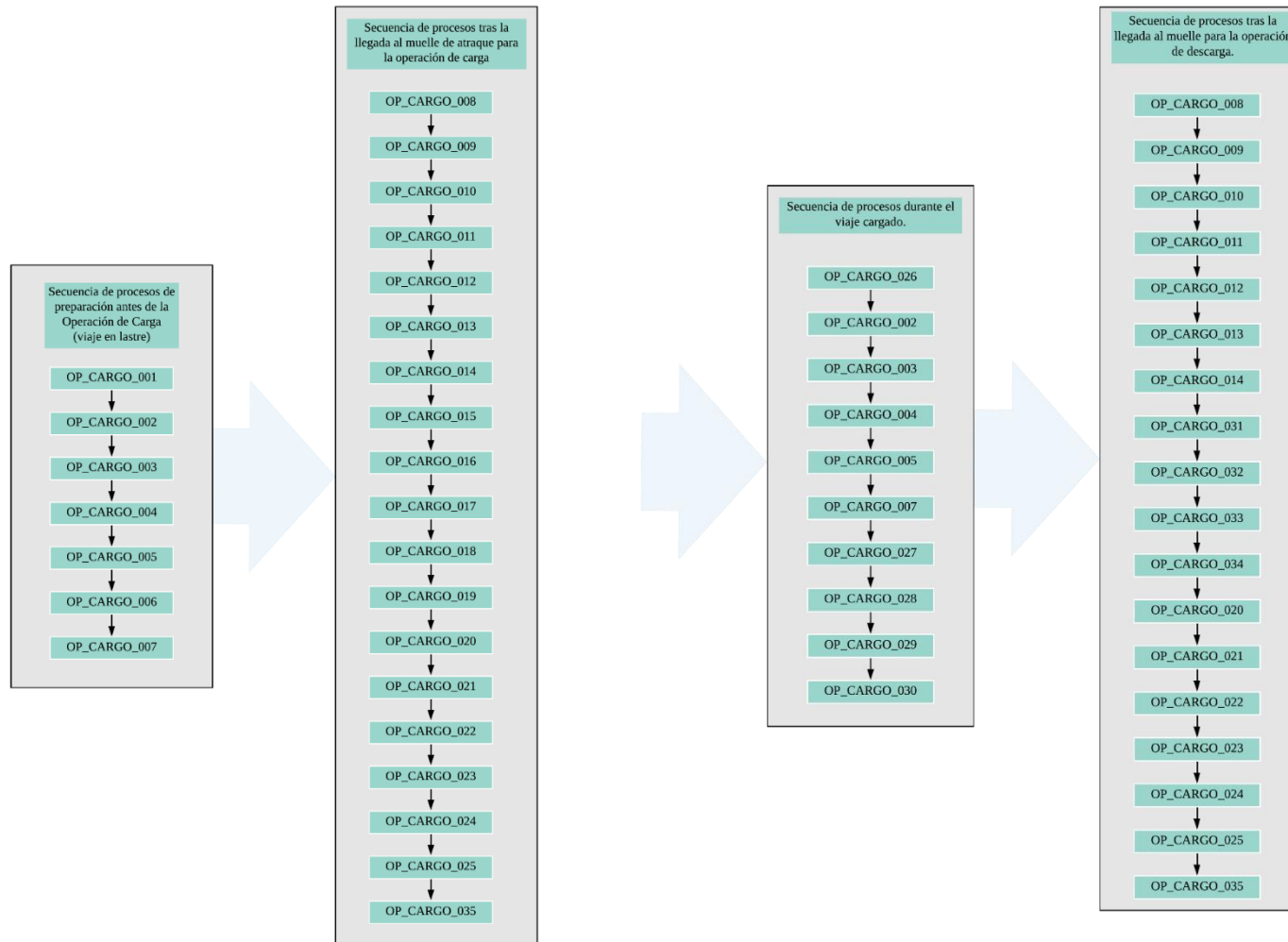


Imagen39: Mapa de procesos de los procedimientos de Viaje en Lastre, Operación de Carga, Viaje Cargado y Operación de Descarga. Fuente: Elaboración propia.

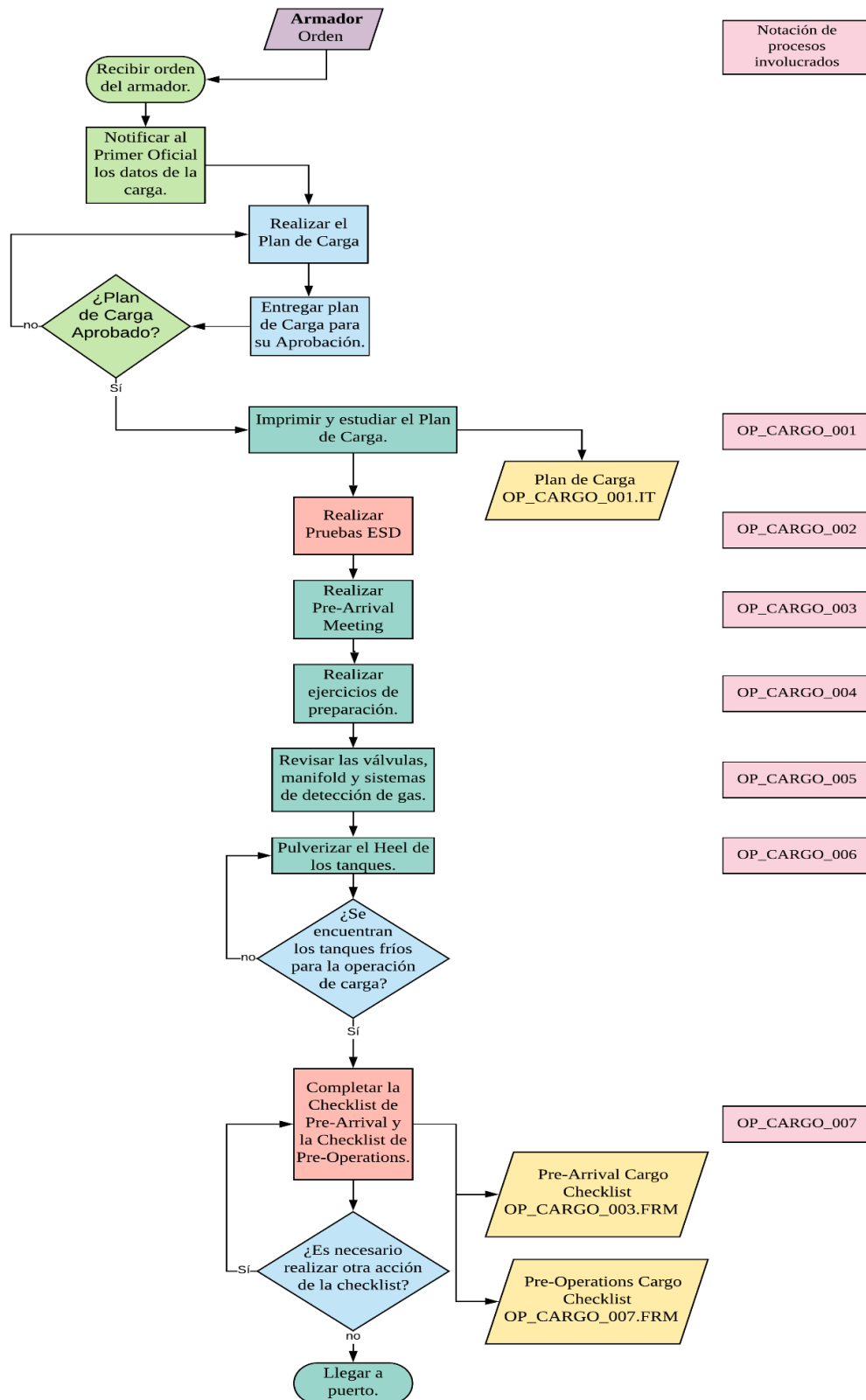


Imagen 40: Flujograma de procesos del viaje en lastre antes de la operación de carga. Fuente: Elaboración propia.

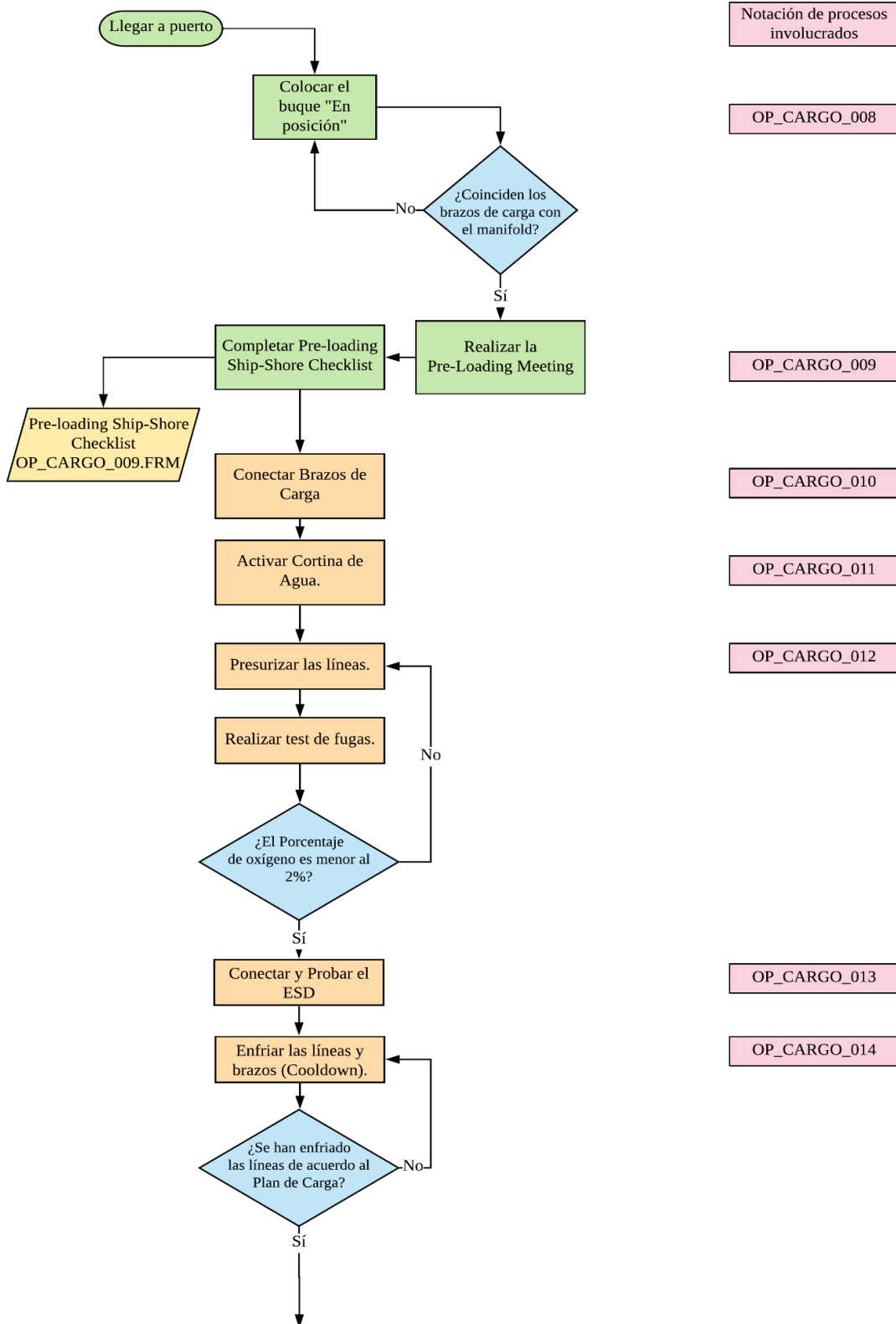


Imagen 41: Flujograma de procesos de la operación de carga (primera parte). Fuente: Elaboración propia.

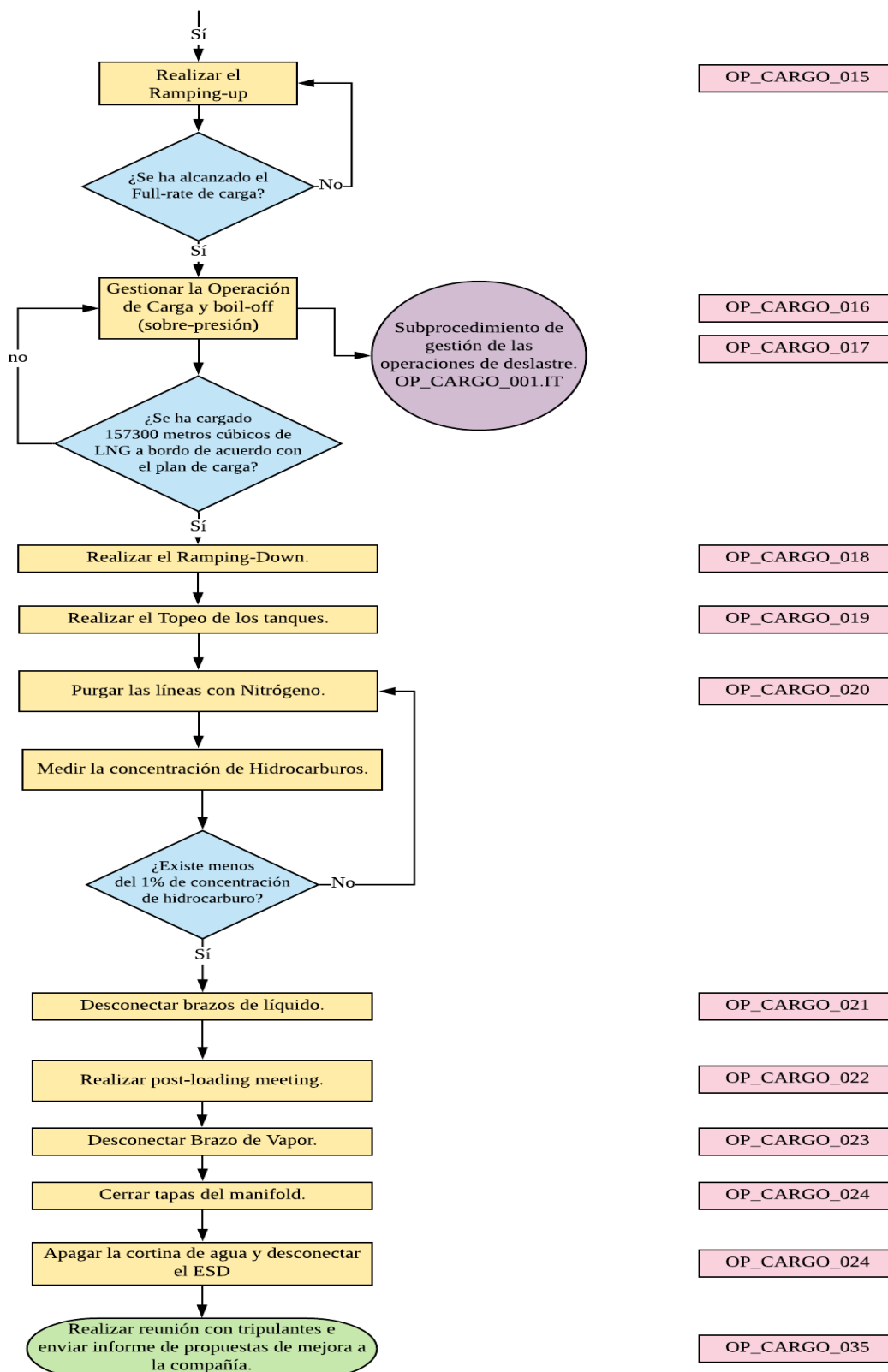


Imagen 42: Flujograma de procesos de la operación de carga (segunda parte). Fuente: Elaboración propia.

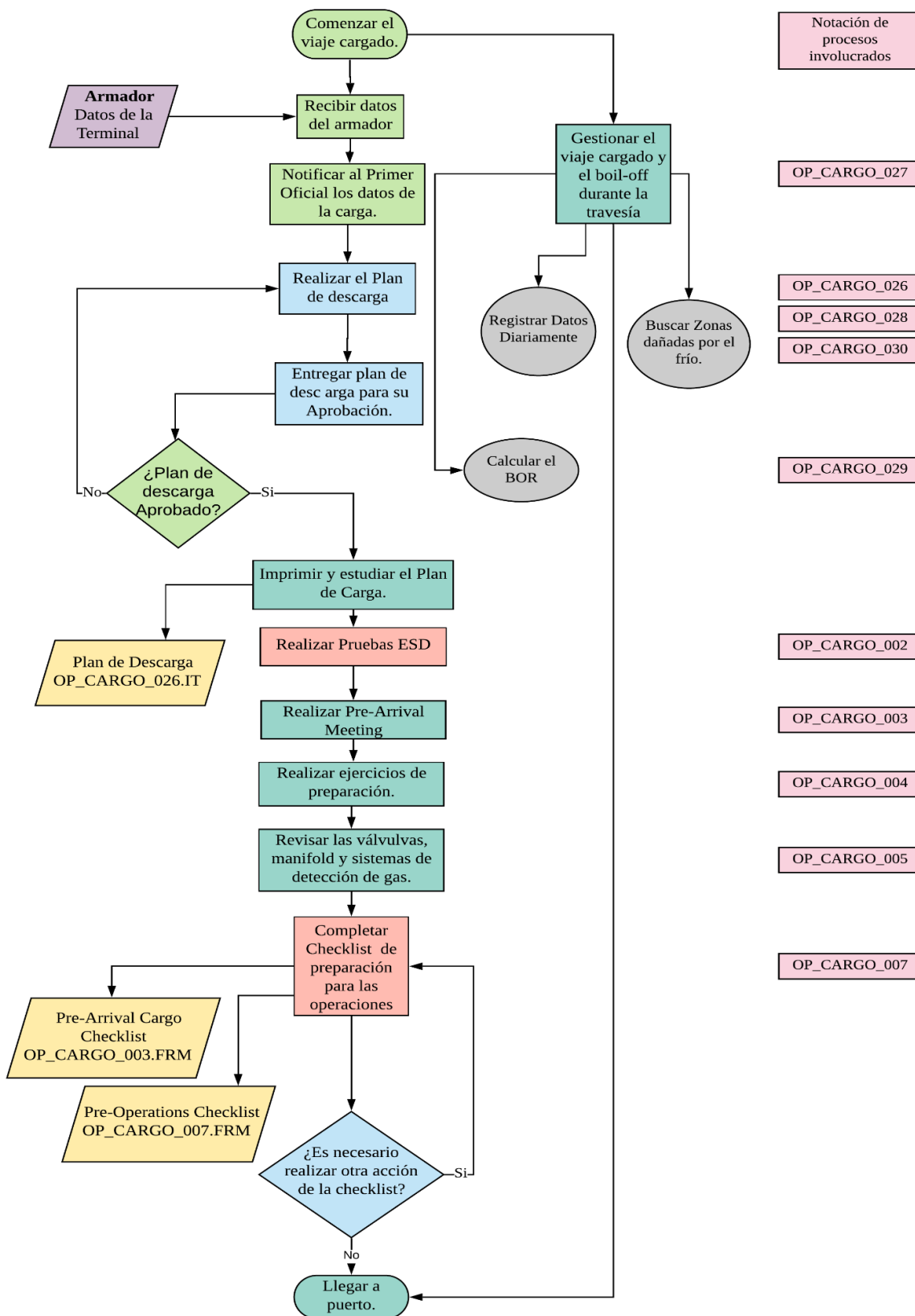
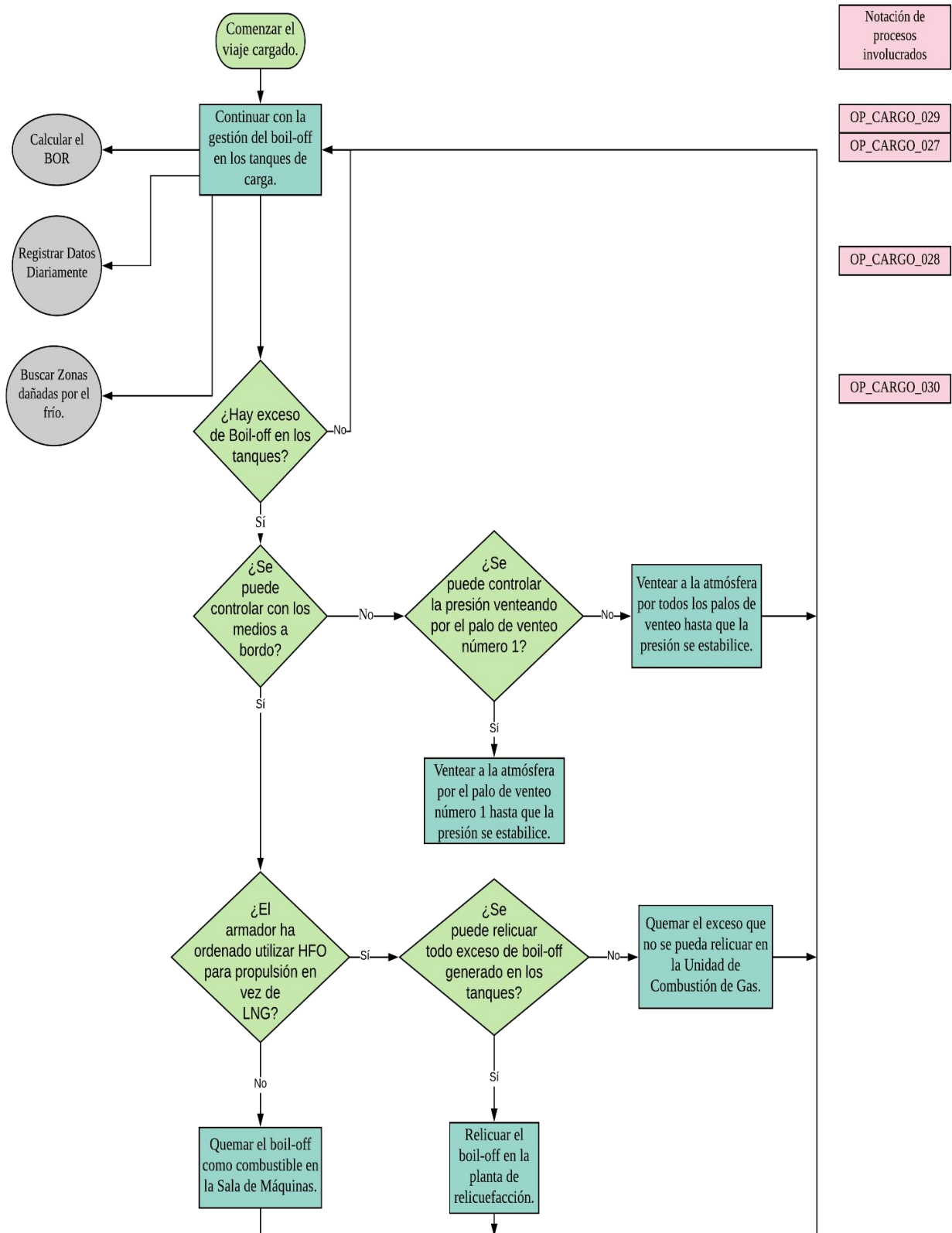


Imagen 43: Flujograma de procesos del viaje cargado. Fuente: Elaboración propia.



- Notación de procesos involucrados
- OP_CARGO_029
- OP_CARGO_027
- OP_CARGO_028
- OP_CARGO_030

Imagen 44: Flujograma de la gestión del boil-off generado en los tanques de carga durante el viaje. Fuente: Elaboración propia.

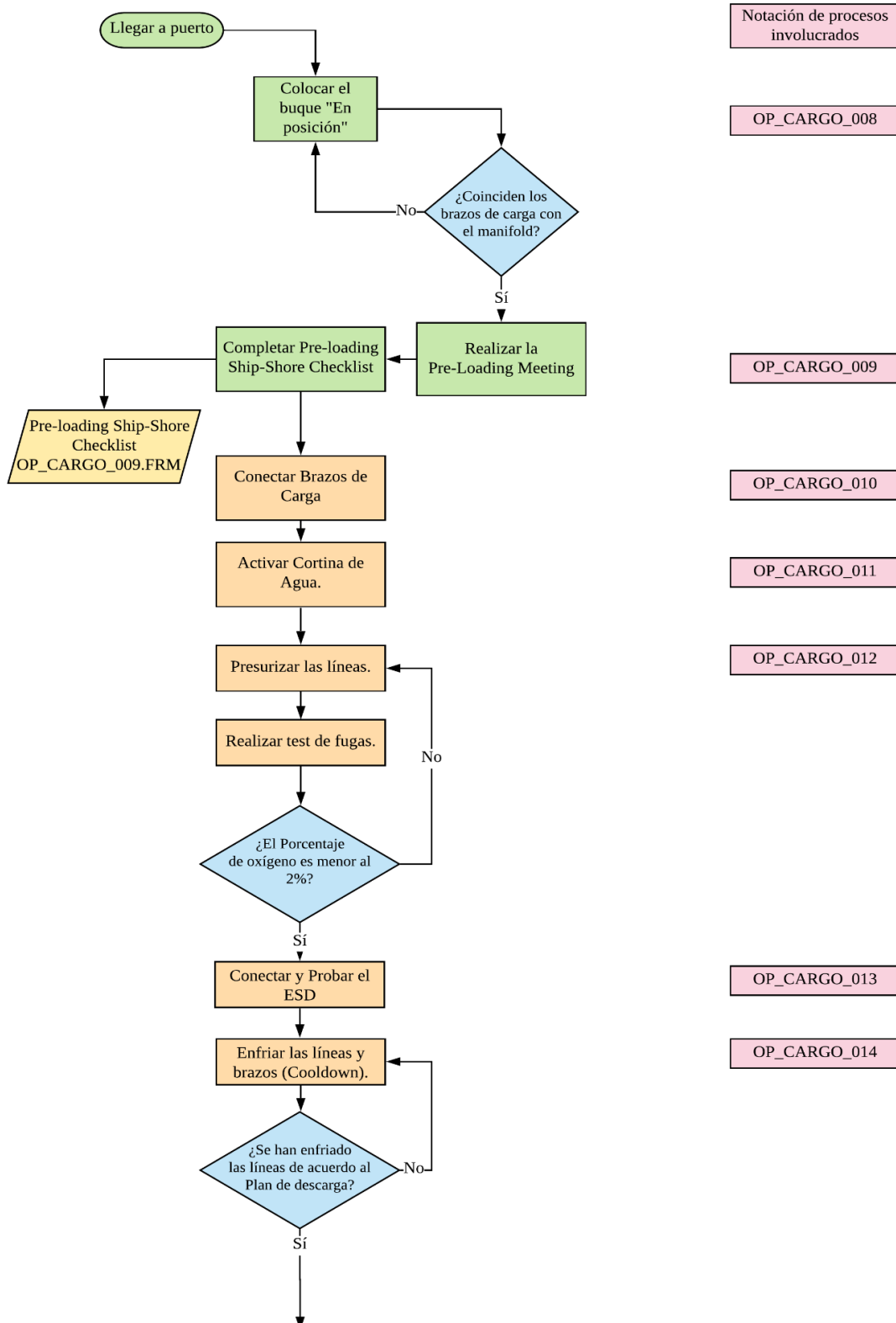


Imagen 45: Flujograma de procesos de la operación de descarga (primera parte). Fuente: Elaboración propia.

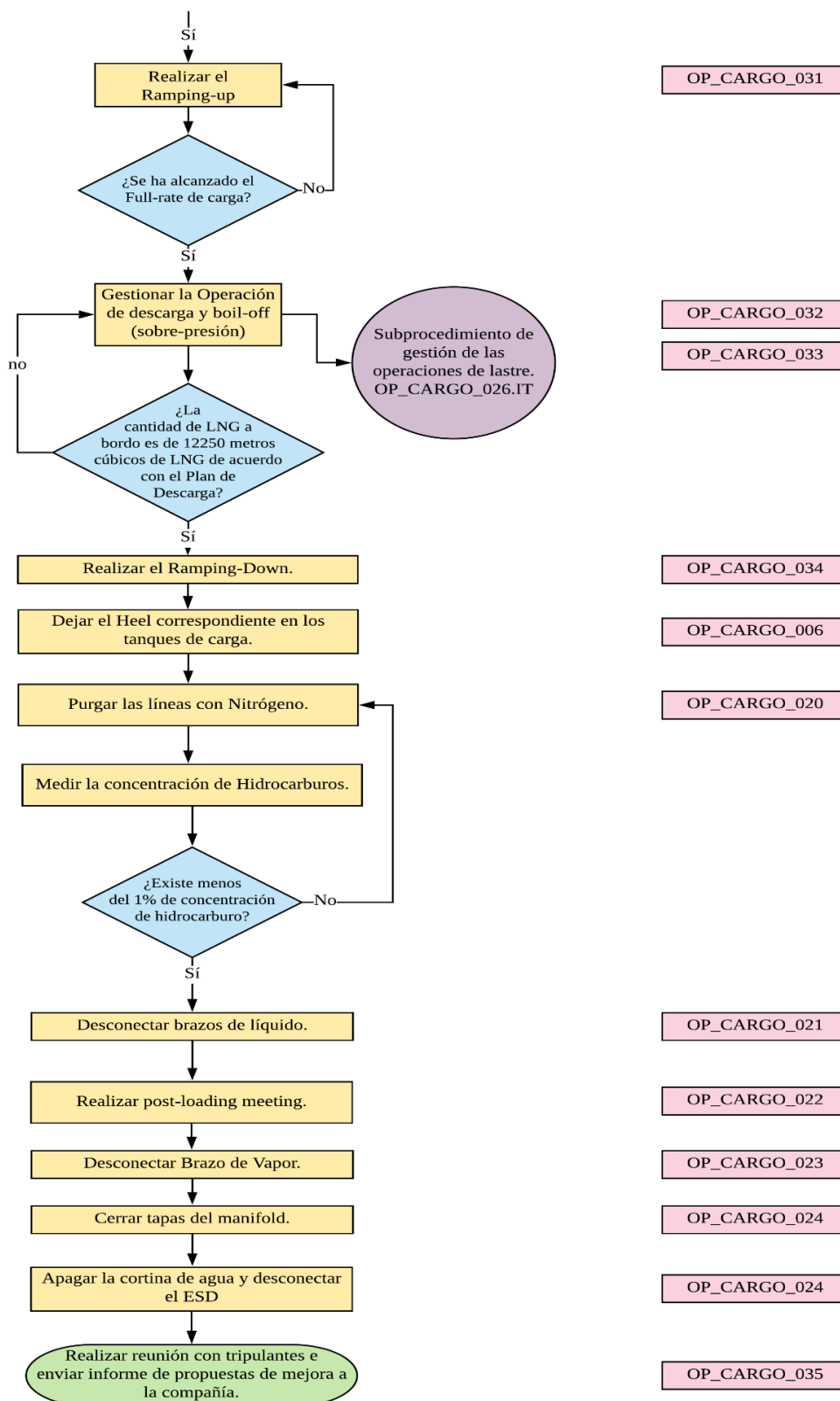


Imagen 46: Flujograma de procesos de la operación de descarga (segunda parte). Fuente: Elaboración propia.

VI CONCLUSIONES

1. El transporte de Gas Natural por vía marítima es rentable y eficiente al ser este susceptible de realizarse en fase líquida y, por ello, reducir significativamente su volumen.
2. Debido a los problemas medioambientales de contaminación del aire en algunos países, las propiedades de generación energética del Gas Natural en comparación con otras fuentes combustibles y el nivel de contaminantes emitidos tras su combustión, se pronostica que la industria del transporte de LNG crecerá durante las próximas décadas para la generación de energía eléctrica.
3. A raíz de las restricciones de contenido de azufre del anexo VI del Convenio MARPOL, el uso de LNG como combustible marítimo se incrementará, dando lugar además a nuevos clientes para la industria.
4. El desarrollo económico y crecimiento global de la industria del LNG conllevará la implementación de modernos equipos a bordo que requerirán la actualización de los procedimientos técnicos de ejecución y mantenimiento de los actuales.
5. El procedimiento preparado para las operaciones puede ser incorporado al sistema de gestión de una empresa naviera enfocada en el transporte de LNG por vía marítima, esta metodología es aplicable a las compañías cuyos buques se ciñan a la descripción de las hipótesis de partida.
6. El uso de flujogramas esquematiza la secuencia de las tareas a realizar en el procedimiento y su toma de decisiones, además que impide que se improvise a la hora de ejecutar el plan elaborado.
7. Para que un proceso de mejora continua pueda ser perfeccionado, se requiere la colaboración de todos los niveles de la cadena de mando, comunicación entre los responsables y reportes a la empresa.
8. Se ha mejorado la metodología de los procedimientos de carga, descarga, viaje en lastre y viaje cargado relativa a las operaciones de la carga, mediante la

incorporación de procesos, flujogramas, documentos y reportes por parte de todos los niveles de la cadena de mando

REFERENCIAS

- (1) **Gas Innovations. 2018.** Safety Data Sheet Liquefied Natural Gas (LNG). [Online] 2018. [Cited: 06/08/2020] <https://gasinnovations.com/wp-content/uploads/Gas-Innovations-Liquefied-Natural-Gas-LNG-SDS-12.07.2018-1.pdf>
- (2) **Engineering ToolBox. 2010.** Methane - Thermophysical Properties. [Online] 2010. [Cited: 06/08/2020] https://www.engineeringtoolbox.com/methane-d_1420.html
- (3) **Chemistry Central SCI & LAB Exper&Sol EXP PKG** (12th Edition), Bruce Edward Bursten, Catherine J. Murphy, Theodore L. Brown, Patrick M Woodward, H. Eugene Lemay, Jr. ISBN: 0321810961. Problema 5PE.
- (4) **Brunasley Elliot Stambuck. 2017.** Curso de Formación Especializada en Biogás para Profesionales. Módulo 8: Aspectos de Seguridad. Presentado por EBP. [Online] 2017. [Cited: 06/08/2020] <https://4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/11/Biogas-modulo8-Seguridad-11-2017.pdf>
- (5) **Newsletter UFG (Union Fenosa Gas). 2019.** Usos y aplicaciones del gas natural. [Online] 2019. [Cited: 06/08/2020] <https://www.unionfenosagas.com/es/Newsletter/NoticiaNewsletter/formas-uso-gas-natural-NL-abril-2019?p=ABRIL2019>
- (6) **Olugbenga A. Bankole y Habib Ullah Khan. 2017.** Conference Paper. Information Technology In The Maritime Industry: Past, Present And Future: Focus On Lng Carriers. 2017 IEEE 7th International Advance Computing Conference. [Online] 2017. [Cited: 06/08/2020] https://www.researchgate.net/publication/314039675_Information_Technology_In_The_Maritime_Industry_Past_Present_And_Future_Focus_On_Lng_Carriers
- (7) **Noble P. G (2009).** A short History of LNG Shipping 1959-2009. Texas Section <https://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/SNAME/1dcdb863-8881-4263-af8d-530101f64412/UploadedFiles/c3352777fcaa4c4daa8f125c0a7c03e9.pdf>
- (8) **Miriam Vázquez. 2019.** El Mercantil: Se cumplen 60 años del primer metanero del mundo. [Online] 2019. [Cited: 01/04/2020] <http://elmercantil.com/2019/01/22/se-cumplen-60-anos-del-primer-metanero-del-mundo/>
- (9) **IEA (International Energy Agency). 2019.** World Energy Outlook. [Online] 2019. [Cited: 07/08/2020] <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
- (10) **IEA (International Energy Agency). 2017.** Commentary: The environmental case for natural gas. [Online] 2017. [Cited: 07/08/2020] <https://www.iea.org/newsroom/news/2017/october/commentary-the-environmental-case-for-natural-gas.html>

- (11) **GIIGNL (International Group of Liquefied Gas Importers)**. LNG Improves air quality. [Online] [Cited: 07/08/2020] <https://giignl.org/lng-improves-air-quality>
- (12) **Revista del Sector Marítimo – Ingeniería Naval. 2017**. Los grandes portacontenedores usarán combustible LNG. [Online] 2017. [Cited: 07/08/2020] <https://sectormaritimo.es/portacontenedores-usaran-combustible-lng>
- (13) **EIA (U.S. Energy Information Administration). 2020** . FAQs: How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned? [Online] 2020. [Cited: 07/08/2020] <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11>
- (14) **EIA (U.S. Energy Information Administration). 2020**. FAQs: Why do carbon dioxide emissions weigh more than the original fuel? [Online] 20120. [Cited: 07/08/2020] <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=82&t=11>
- (15) **IMO (International Maritime Organization). The 2020 global sulphur limit. 2020**. When did IMO adopt regulations to control air pollution from ships? [Online] 2020. [Cited: 09/08/2020] <http://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/GHG/Documents/2020%20sulphur%20limit%20FAQ%202019.pdf>
- (16) **OMI (Organización Marítima Internacional. 2016**. Prevención de la contaminación atmosférica ocasionada por los buques. [Online] 2018. [Cited: 09/08/2020] <http://www.imo.org/es/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Paginas/Air-Pollution.aspx>
- (17) **MO (International Maritime Organization). Marine Environment Protection Comitee. 2016**. AIR POLLUTION AND ENERGY EFFICIENCY: Study on effects of the entry into force of the global 0.5% fuel oil sulphur content limit on human health [Online] 2018. [Cited: 09/08/2020] <http://www.imo.org/en/MediaCentre/HotTopics/Documents/Finland%20study%20on%20health%20benefits.pdf>
- (18) **Tim Gould, Christophe McGlade y Rebecca Schulz – IEA, Paris. 2020**. Methane Emissions from Oil and Gas. [Online] 2020. [Cited: 10/08/2020] <https://www.iea.org/reports/methane-emissions-from-oil-and-gas>
- (19) **EIA (U.S. Energy Information Administration). 2017**. International Energy Outlook 2017. [Online] 2017. [Cited: 10/08/2020] [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf)
- (20) **IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). 2019**. Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C. [Online] 2019. [Cited: 10/08/2020] https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/IPCC-Special-Report-1.5-SPM_es.pdf
- (21) **B.O.E. (Boletín Oficial del Estado). 2014**. Ley 14/2014, de 24 de julio, de Navegación Marítima. [Online] 2014. [Cited: 11/08/2020] <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-7877>

- (22)**Shipping Forum. 1984 amended December 2003.** Tanker Charter Parties Agreement. [Online] 2012. [Cited: 11/08/2020] <https://shippingforum.files.wordpress.com/2012/08/shelltime-4-as-revised-20031.pdf>
- (23)**Fleetle - Maritime Marketplace. 2006.** Charter Parties Agreement. [Online] 2014. [Cited: 12/08/2020] http://www.fleetle.com/a/d/pdf/shelltime_1_temp_version.pdf
- (24)**Reed Smith, lawyers. 2013.** LNG – Standard Form Charters. [Online] 2013. [Cited: 12/08/2020] <https://www.reedsmith.com/en/perspectives/2013/03/lng--standard-form-charters>
- (25)**RUC (Repositorio Universidade da Coruña), Martínez Pereira, Alán. 2018.** Buques LNG: FSRU. [Online] 2018. [Cited: 13/08/2020] <https://ruc.udc.es/dspace/handle/2183/21196>
- (26)**GIIGNL (International Group of Liquefied Gas Importers). 2009.** About GIIGNL. [Online] 2009. [Cited: 13/08/2020] <https://giignl.org/about-giignl>
- (27)**GIIGNL (International Group of Liquefied Gas Importers). 2016.** LNG Voyager Charter Party. [Online] 2016. [Cited: 13/08/2020] https://giignl.org/system/files/lngvoy_3.pdf
- (28)**GIIGNL (International Group of Liquefied Gas Importers). 2016.** Liquefied Natural Gas Voyage Charter Party Explanatory Notes. [Online] 2016. [Cited: 13/08/2020] https://giignl.org/system/files/lngvoy_explanatory_notes.pdf
- (29)**SEA/LNG. 2020.** LNG as a marine fuel – the investment opportunity. [Online] 2020. [Cited: 14/08/2020] https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2020/04/190123_SEA-LNG_InvestmentCase_DESIGN_FINAL.pdf
- (30)**Grand View Research. 2020.** Liquefied Natural Gas Market Size, Share & Trends Analysis Report. [Online] 2020. [Cited: 14/08/2020] <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/liquefied-natural-gas-lng-market>
- (31)**Alex Dewar, Juan Vázquez, and Lluís Bori (BCG - Boston Consulting Group). 2020.** What Will COVID-19 Mean for LNG? [Online] 2020. [Cited: 16/08/2020] <https://www.bcg.com/publications/2020/covid-impact-lng-liquefied-natural-gas>
- (32)**Business News. 2020.** COVID-19 could delay major LNG projects: Report. [Online] 2020. [Cited: 16/08/2020] <https://www.businessnews.com.au/article/COVID-19-could-delay-major-LNG-projects-report>
- (33)**EIA (U.S. Energy Information Administration). 2020.** Today in Energy: U.S. liquefied natural gas exports remain at low levels this summer. [Online] 2020. [Cited: 16/08/2020] <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44697>
- (34)**Daily Energy Insider. 2020.** COVID-19 mitigation efforts keep liquefied natural gas demand low. [Online] 2020. [Cited: 17/08/2020] <https://dailyenergyinsider.com/news/26698-covid-19-mitigation-efforts-keep-liquefied-natural-gas-demand-low/>

- (35) **Gas Processing & LNG (Gulf Energy Information). 2017.** Floating cryogenic hoses unlock new opportunities in LNG transfer. [Online] 2017. [Cited: 17/08/2020] <http://www.gasprocessingnews.com/features/201710/floating-cryogenic-hoses-unlock-new-opportunities-in-lng-transfer.aspx>
- (36) **Offshore Technology. 2013.** Tandem offloading: pushing FLNG further offshore. [Online] 2013. [Cited: 17/08/2020] <https://www.offshore-technology.com/features/feature-tandem-offloading-pushing-flng-further-offshore>
- (37) **Gutteling Composite Hoses. 2016.** Ship to shore hoses: Composite hoses. <https://www.gutteling.com/products/hoses/ship-to-shore> [Online] 2016. [Cited: 18/08/2020] <https://www.gutteling.com/products/hoses/ship-to-shore>
- (38) **BD Mariners. 2017.** Liquefied Natural Gas (LNG): Storage & Loading Operations – Manjur Khan (19N). [Online] 2017. [Cited: 19/08/2020] <http://bdmariners.org/liquefied-natural-gas-lng-storage-loading-operations-manjur-khan-19n/#sthash.PID0ReO7.ngIP10Mr.dpbs>
- (39) **Mann Teknik AB. 2017.** LNG Transfer Systems. [Online] 2017. [Cited: 19/08/2020] <https://www.manntek.se/lng/lng-solutions>
- (40) **ICS (International Chamber of Shipping). 1995.** Tanker Safety Guide Liquefied. [Online] 2017. [Cited: 19/08/2020] <https://www.pfri.uniri.hr/knjiznica/download/TankerLPGSafetyGuide.pdf>
- (41) **Science Direct. 2014.** Handbook of Liquefied Natural Gas. [Online] 2017. [Cited: 19/08/2020] <https://www.sciencedirect.com/book/9780124045859/handbook-of-liquefied-natural-gas>
- (42) **Global Security. LNG Tanker History.** [Online] [Cited: 19/08/2020] <https://www.globalsecurity.org/military/systems/ship/tanker-lng-history.htm>
- (43) **Vignesh Balasubramaniyan, Marine Insight. 2020.** Properties of Membrane Tanks For Transportation Of LNG Cargo On Ships. [Online] 2020. [Cited: 19/08/2020] <https://www.marineinsight.com/tech/properties-of-membrane-tanks-for-transportation-of-lng-cargo-on-ships/>
- (44) **GTT (Gaztransport & Technigaz). 2019.** NO96 technology. [Online] 2019. [Cited: 20/08/2020] <https://www.gtt.fr/en/technologies/no96-systems>
- (45) **B.O.E. (Boletín Oficial del Estado). 2017.** [Online] 2017. Enmiendas al código internacional para la construcción y el equipo de buques que transporten gases licuados a granel (código CIG). [Online] 2017. [Cited: 20/08/2020] <https://www.boe.es/boe/dias/2017/03/17/pdfs/BOE-A-2017-2923.pdf>
- (46) **Thyssenkrupp Materials (UK). 2011.** Stainless Steel 304L 1.4307. [Online] 2011. [Cited: 20/08/2020] <https://www.thyssenkrupp-materials.co.uk/stainless-steel-304l-14307.html>
- (47) **GTT (Gaztransport & Technigaz). 2019.** Mark III technology. [Online] 2019. [Cited: 20/08/2020] <https://www.gtt.fr/en/technologies/markiii-systems>

- (48) **Frédéric Deybach, Gaztransport & Technigaz. 2003.** Membrane Technology for Offshore LNG. [Online] 2019. [Cited: 20/08/2020] <https://www.gtt.fr/sites/gtt/files/20131005-otc-membrane-technology-for-offshore-lng-2003-10-06.pdf>
- (49) **Ningbo Kairong Ship Machinery. 2018.** Other LNG products. [Online] 2018. [Cited: 21/08/2020] http://kairong.com.cn/En/product1_detail/id/59/tid/40.html
- (50) **Sánchez, F.J. 2020.** Sistemas Integrados de Gestión. Apuntes de la asignatura Sistemas Integrados de Gestión del Máster en Ingeniería Náutica y Gestión Marítima de la Universidad de Cantabria.
- (51) **Al Huwaila. 2015.** Cargo Systems Operating Manual. Issue 4 (October 2015), Samsung, Teekay.
- (52) **De Pee, A. TU Delft Publications. 2020.** Operability of a floating LNG terminal. [Online] 2020. [Cited: 24/08/2020] <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:62e5fab0cc1-4c31-ad8a-32c3a4a43ec6?collection=education>
- (53) **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.
- (54) **LNG Operational Practice. 2006.** Witherbys Publishing Limited & Seamanship International Limited,. LNG Operational Practice. ISBN: ISBN 13: 978-1-85609-871-7 (9781856098717), ISBN 10: 1-85609-871-0 (1856098710)
- (55) **LNG Shipping Knowledge. 2011.** 2nd Edition Seamanship International, 2011. LNG Shipping Knowledge: Underpinning Knowledge to the SIGTTO Standards, 2nd edition. ISBN: 1856095037, 9781856095037
- (56) **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.
- (57) **Brian Songhurst, The Oxford Institute for Energy Studies. 2017.** The Outlook for Floating Storage and regasification Units (FSRUs). [Online] 2020. [Cited: 08/08/2020] <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/07/The-Outlook-for-Floating-Storage-and-Regasification-Units-FSRUs-NG-123.pdf>

ANEXOS

Anexo A. Datos de buque ejemplo utilizado para la realización de las Instrucciones Técnicas de los Planes de Carga y Descarga.

Los planes de carga y descarga (instrucciones técnicas) mostrados en este trabajo, están basados en operaciones reales que ocurrieron por parte del buque LNG/c Rioja Knutsen. En ningún momento se utiliza este buque para el desarrollo de la metodología del TFM, solo para su aplicación práctica y para permitir que estos ejemplos de planes de carga y descarga sean más fáciles de comprender por el lector.

- **Nombre:** RIOJA KNUTSEN
- **Tipo de buque:** *Segregated Ballast LNG Carrier.*
- **Registro Bruto (GT):** 116 246.
- **Registro Neto (NT):** 34 873.
- **Desplazamiento (DWT):** 92 787 (verano).
- **Número IMO:** 9721736.
- **Distintivo de llamada:** EARG.
- **Bandera – Puerto de Registro:** ESPAÑA, Santa Cruz de Tenerife.
- **Año de construcción:** 2016.
- **Sociedad Clasificadora:**
Lloyd's Register.
- **Club de P&I:** SKULD.
- **Eslora total (m):** 290m.
- **Eslora entre PP (m):** 284m.
- **Manga de trazado (m):**
46.4m.
- **Puntal de trazado (m):**
26.5m.
- **Calado de verano (m):**
12.669m.
- **Permiso de agua dulce:** 288mm.
- **Velocidad:** 19.5 nudos.



Imagen 47: LNG/c Rioja Knutsen. Fuente: Knutsen

Tanque de Carga	Volumen en metros cúbicos (100%)
NO.1 CARGO TANK	24994.3
NO.2 CARGO TANK	50401.3
NO.3 CARGO TANK	50419.2
NO.4 CARGO TANK	50403.2
Total	176218

Tabla 4: Tanques de Carga (Membrana) del Rioja Knutsen. Fuente: Elaboración propia.

TANQUES DE LASTRE	
Compartimiento	Volumen en metros cúbicos (100%)
NO.1 FWD.W.B.T. (C)	1858.4
NO.2 FWD.W.B.T. (C)	2396.3
NO.1.W.B.T (P)	7499.3
NO.1.W.B.T (S)	7499.3
NO.2.W.B.T (P)	6108.2
NO.2.W.B.T (S)	6108.2
NO.3.W.B.T (P)	6345.7
NO.3.W.B.T (S)	6345.7
NO.4.W.B.T (P)	5773.3
NO.4.W.B.T (S)	5773.3
E/R W.B.T (P)	1007.2
E/R W.B.T (S)	1007
A.P.T (C)	1829.1
Total	59551.2

Tabla 5: Tanques de Lastre del Rioja Knutsen. Fuente: Elaboración propia.

GENERAL ARRANGEMENT

HYUNDAI 176,300 CBM CLASS LNGC

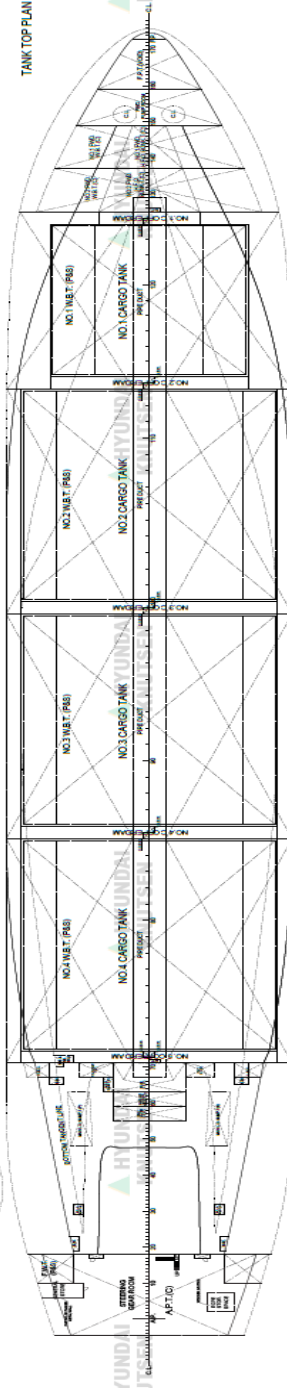
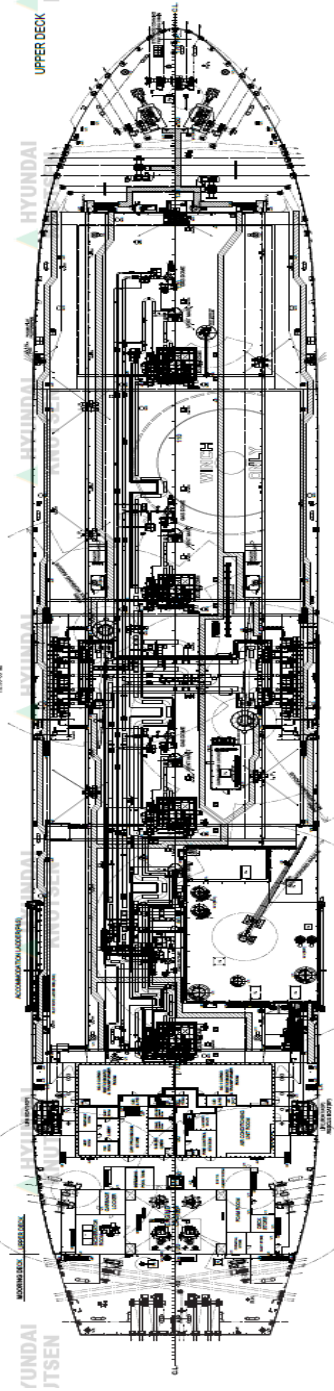
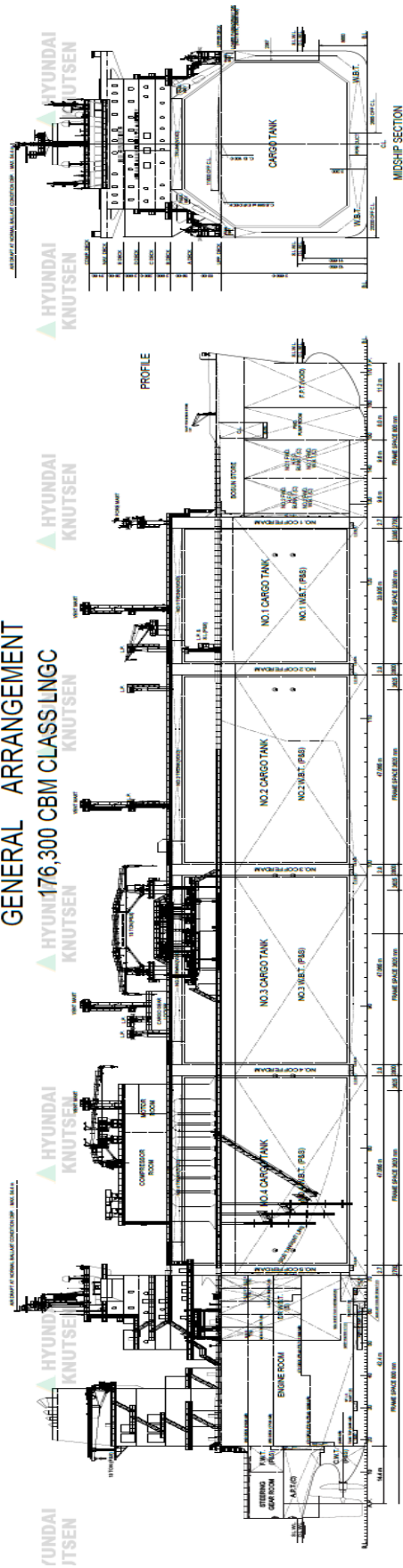


Imagen 48: Plano General del Rioja Knutsen. Fuente: Rioja Knutsen General Arrangement Plan Drawing.

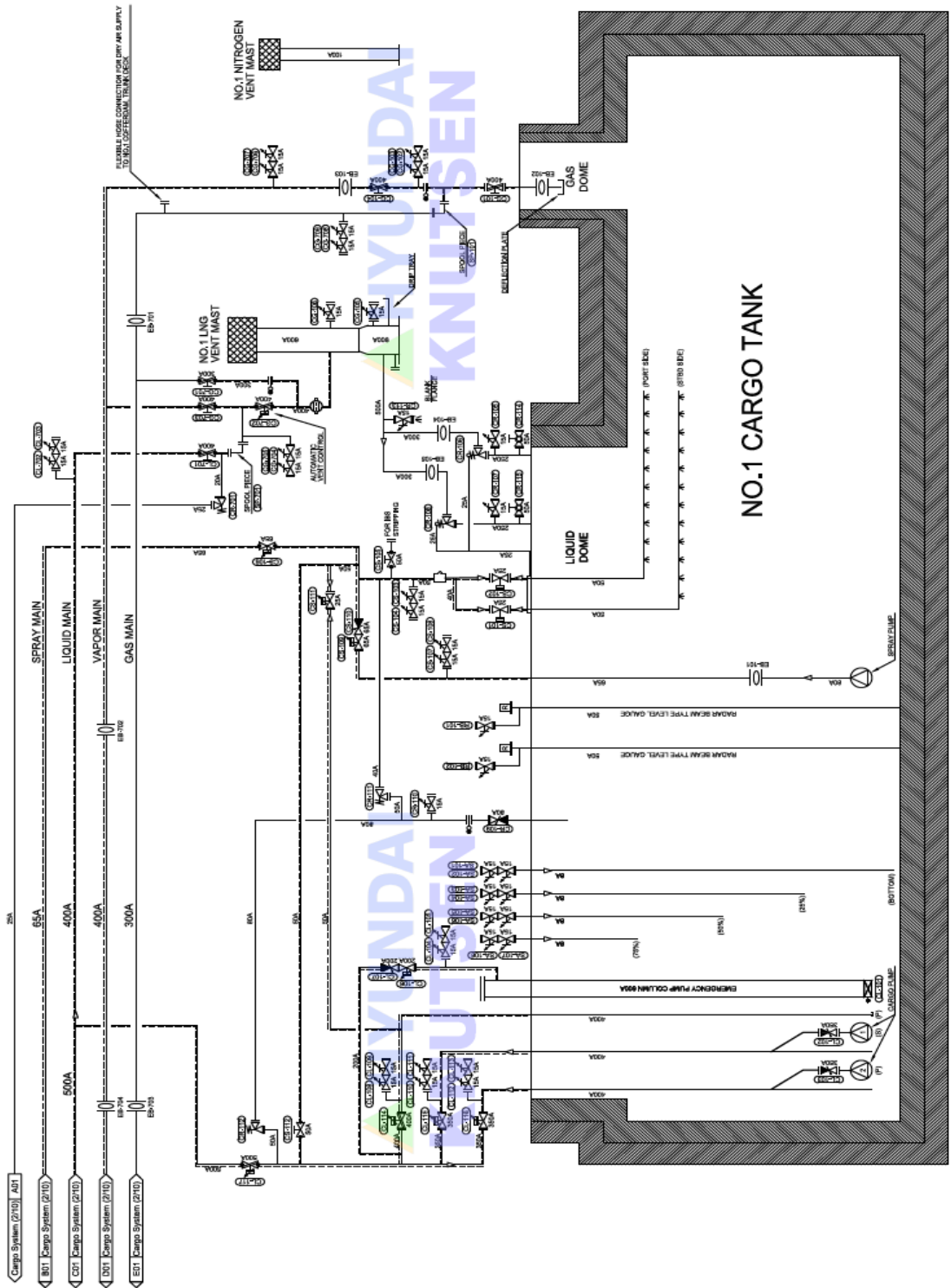


Imagen 49: Cargo Piping Diagram del Tanque 1. Fuente: Rioja Knutsen Drawings.

Anexo B. Ejemplo de Plan de Carga elaborado. Instrucción Técnica OP_CARGO_001.IT

Nota: Esta instrucción técnica es un ejemplo y se han tomado datos del buque LNG/c Rioja Knutsen para que su entendimiento sea más fácil. En la metodología no se hace referencia alguna a este buque y el proceso creado si bien puede aplicarse a este buque, no se ha realizado específicamente para él, ya que no es objeto de la metodología, solo el de su aplicación práctica. Los diagramas de flujo de la aplicación práctica si hacen referencia a datos expuestos en este Plan de Carga.

Inicio del documento **OP_CARGO_001.IT**

Parte 1. Información General.

El buque Rioja knutsen procederá a cargar 171800 metros cúbicos de LNG en la terminal Ichthys LNG.

Calado de Llegada: 9 metros, aguas iguales.

Calado de Salida: 12.10 metros, aguas iguales.

El buque atracará babor al muelle, formaciones 2-4-3 a proa y 2-4-3 a popa, según el plan de amarre.

El buque tendrá que llegar con todos los tanques listos en todos los sentidos para recibir la carga. Los tanques de carga estarán con la temperatura de condición de carga y las líneas del buque serán enfriadas a la vez que la terminal enfría los brazos de carga.

Una vez que los brazos de carga hayan sido enfriados a los requerimientos de la terminal y el Header líquido del buque ha alcanzado por lo menos -100 °C desde proa a popa del mismo, el buque estará listo para cargar.

La línea de retorno de vapor se conectará. La presión de vapor deseada durante la operación de carga será de aproximadamente 80 mbar y se encontrará enviando vapor a la terminal constantemente mediante los compresores High Duty.

Las operaciones de delastrado tomarán en cuenta el trim, heel y las limitaciones de calados.

Este es el tiempo de las operaciones que se espera:

- Práctico y Amarre: 0400 horas.
- Precarga y conexión de brazos: 0300 horas.
- Enfriamiento de los brazos: 0130 horas.
- Carga: 1600 horas.
- Desconexión y tareas tras la carga: 0130 horas.
- Desatraque y práctico: 0300 horas.

El tiempo estimado total será de 29 horas.

El Loading rate (full rate) será de 12000 metros cúbicos por hora.

La presión de los tanques de carga será de 80 a 100 mbar durante la carga.

Parte 2. Tránsito y Atraque.

El buque atracará babor al muelle en el Jetty No.2 de Ichthys LNG Terminal en Darwin, Australia, formaciones 2-4-3 a proa y 2-4-3 a popa, según el plan de amarre. Se utilizarán las líneas de amarre propias, de tipo alambre y estarán equipadas con nylon tails.

En esta terminal, según el OCIMF, no se requiere la preparación de los Fire Wires (en caso de accidente) en buques LNG. Si se decide preparar este fire wire, será a discreción del buque, pero se presentarán de manera tal que evite el riesgo de accidente a los tripulantes del remolcador, y tendrá un mensajero.

El procedimiento de atraque sin botes de ayuda a la maniobra de atraque consiste en pasar una heaving line a los trabajadores de la terminal, la cual se hará firme al

mensajero de la línea de amarre. Los trabajadores de la terminal se encargarán de encapillar las líneas. Si existen botes de ayuda, la heaving line se pasará a los trabajadores de dichos botes para que realicen la misma tarea.

Parte 3. El pre-loading meeting.

En esta reunión se discute con los representantes de la terminal los parámetros de la operación, antes de iniciarla. Debe acudir el Capitán, el Primer Oficial, el Oficial de Protección del Buque, en caso de que sea necesario y cualquier otra persona reconocida y con un interés legítimo en la operación de carga. Desde la terminal acudirá el Capitán del Puerto o su persona Autorizada, el Oficial de Protección de la Instalación Portuaria, el Surveyor y cualquier otra persona reconocida y con un interés legítimo en la operación de carga. El objetivo de esta reunión será asegurar y aclarar todos los aspectos relativos a la seguridad, protección (ISPS), protección del medio ambiente y cualquier otra actividad de importancia.

Parte 4. Preloading y Conexión.

Se conectarán tres brazos de líquido y uno de vapor. La terminal proveerá sus propios 200 mesh strainers (rejillas), los cuales serán encajados entre el manifold y los brazos (ver apartado de manifold en herramientas). Se utilizará la grúa de babor para ayudar en esta tarea. Se deberá tomar fotografías (cámara explosion proof) de la instalación antes y después de la carga. Las líneas de líquido se representan con la letra L y aparecen de color azul, mientras que la de vapor con la letra V, en amarillo.

L₄ - L₃ - V - L₂ - Ø Banda de Babor.

Los brazos de carga y las mangueras serán responsabilidad de la terminal. El buque debe negarse a asistir en la conexión de los brazos al no ser que el operador de la terminal firme una carta en la que el armador y el capitán no serán responsables de cualquier incidente ocasionado por la conexión del equipo. Sin embargo, la conexión deberá ser revisada por el Ingeniero de la Carga y el Oficial de Guardia.

Tras la conexión, todas las líneas conectadas serán presurizadas con nitrógeno y se hará una prueba de fugas. Una vez que los brazos de carga han sido conectados, se deberá iniciar la cortina de agua en el manifold.

Una vez que se ha completado el test de fugas, se revisará el porcentaje de Oxígeno en las líneas de carga y de vapor. Si es mayor a 2%, la línea se volverá a purgar con nitrógeno hasta que el porcentaje de O₂ sea menor al 2%. Cuando este paso haya concluido, el buque estará listo para comenzar la operación de enfriamiento.

Parte 5. Brazos de carga y enfriamiento de las líneas.

Una vez que el personal de la terminal esté de acuerdo en que la conexión ha sido satisfactoria, se procederá a abrir las válvulas del manifold y alinear para el enfriamiento de los brazos de carga y las líneas de carga. Esto es necesario debido a que se debe enfriar poco a poco, ya que la temperatura del LNG es muy baja y así evitar un choque térmico que agriete o dañe el equipo. A continuación, se muestra un ejemplo de las válvulas que deben abrirse y cerrarse para realizar este proceso (alineamiento de las válvulas para la operación):

Port/Stbd side alongside	Location / Identification / Actuator	Open	Closed
CL-004	Manifold / ESD port line1 / Hydraulic		X
CL-016	Manifold / ESD port line2 / Hydraulic	X	
CL-028	Manifold / ESD port line3 / Hydraulic	X	
CL-040	Manifold / ESD port line4 / Hydraulic	X	
CL-003	Manifold / Manual port line1 / Manual		X
CL-015	Manifold / Manual port line2 / Manual	X	
CL-027	Manifold / Manual port line3 / Manual	X	
CL-039	Manifold / Manual port line4 / Manual	X	
CL-001	Manifold / ESD stbd line1 / Hydraulic		X
CL-013	Manifold / ESD stbd line2 / Hydraulic		X
CL-025	Manifold / ESD stbd line3 / Hydraulic		X
CL-037	Manifold / ESD stbd line4 / Hydraulic		X
CL-002	Manifold / Manual stbd line1 / Manual		X
CL-014	Manifold / Manual stbd line2 / Manual		X
CL-026	Manifold / Manual stbd line3 / Manual		X

CL-038	Manifold / Manual stbd line4 / Manual		X
CL-117	Liquid dome tank #1 / Liquid master	X	
CL-114	Liquid dome tank #1 / Tank filling	X	
CL-217	Liquid dome tank #2 / Liquid master	X	
CL-214	Liquid dome tank #2 / Tank filling	X	
CL-317	Liquid dome tank #3 / Liquid master	X	
CL-314	Liquid dome tank #3 / Tank filling	X	
CL-417	Liquid dome tank #4 / Liquid master	X	
CL-414	Liquid dome tank #4 / Tank filling	X	
CG-101	No.1 Cargo tank vapour connection isolation	X	
CG-104	Vapour purging to No.1 Cargo tank	X	
CG-201	No.2 Cargo tank vapour connection isolation	X	
CG-204	Vapour purging to No.1 Cargo tank	X	
CG-301	No.3 Cargo tank vapour connection isolation	X	
CG-304	Vapour purging to No.1 Cargo tank	X	
CG-401	No.4 Cargo tank vapour connection isolation	X	
CG-404	Vapour purging to No.1 Cargo tank	X	
CG-601	Vapour to HD compressor	X	

CG-501/515	High duty compressor #1 / Suction / Discharge	X	
CG-502/516	High duty compressor #2 / Suction / Discharge	X	
CG-507/508	High duty compressor #1 & 2 Bypass	X	
CG-628	Crossover / Compressor discharge to shore / Hydraulic	X	
CG-612	Vapour to HP Compressors	X	
CG-537/538	No.1 and No.2 HP compressor suction	X	
CG-551/552	No.1 and No.2 HP compressor discharge to DFGE	X	
CG-555/579	Fuel gas supply to DFGE isolation	X	
CG-613/614	Fuel gas supply to DFGE ESD	X	

Tabla 6: Alineamiento de las válvulas para la operación de enfriamiento de los brazos de carga y las líneas de carga. Fuente: Rioja Knutsen.

Parte 6. Carga.

El propósito de este apartado es explicar cómo se va a cargar en LNG en los tanques de carga del buque Rioja Knutsen como ejemplo. Los tanques de LNG deben llenarse por lo menos hasta el 70% y no debe sobrepasarse el 98,5%. Los compresores auxiliares High Duty se utilizarán para controlar el vapor de carga generado. La operación durará aproximadamente entre 15 y 16 horas, mediante los tres brazos de carga líquidos, excluyendo la conexión y desconexión, el ramp up y el ramp down, además del topeo de los tanques.

Se revisará constantemente el nivel, temperatura y presión de los tanques, además de la presión de las barreras de contención (primaria y secundaria).

Revisiones a realizar antes de la operación de carga:

- Asegurarse de que las alarmas de nivel de los tanques están operativas.
- Confirmar que el sistema de carga se ha enfriado.
- Asegurarse de que el nitrógeno se encuentra a la presión adecuada y que se encuentra, principalmente, alimentando la barrera de contención primaria.

Precauciones relativas a la seguridad:

- Asegurarse de que la cortina de agua está operativa en todo momento. Esto es para evitar que, en caso de una fuga de nitrógeno líquido, se agriete el metal y como medida de contra incendios.
- Todo el equipo contra incendios, mangueras y PPE se encuentra preparado. Los cañones de polvo están alineados y la cortina de agua está operativa.
- Los compresores HD están preparados.
- Se ha revisado el sistema ESD, conexiones y comunicación con la terminal.
- Se ha completado la ship-shore checklist. En este trabajo, se crearon tres checklist que deben ser completadas antes de la operación:

OP_CARGO_003.FRM,
OP_CARGO_009.FRM.

OP_CARGO_007.FRM

y

La tabla 6 con el alineamiento de las válvulas y líneas de carga para la operación es la misma que la de enfriamiento (mencionada anteriormente), por lo que en cuanto se haya completado el enfriamiento, con notificar a la terminal se podrá empezar la carga. No será necesario hacer ningún cambio en el alineamiento de las líneas y las válvulas. Se empezará con las operaciones de deslastrado y con el ramping up.

El **Ramping up** se realizará de la siguiente manera mientras se mantenga la presión controlada:

- 00h 00m. 500 m³/h (Ratio mínimo de la terminal)
- 00h 10m. 1000 m³/h
- 00h 20m. 2000 m³/h
- 00h 30m. 4000 m³/h
- 00h 40m. 6000 m³/h
- 00h 50m. 8000 m³/h
- 01h 00m. 10000 m³/h
- 01h 10m. 12000 m³/h

Se intentará mantener todos los tanques con el mismo nivel y, en caso de que un tanque se esté vaciando más rápido que otro, se estrangulará la válvula con respecto a las otras.

Secuencia de topeo.

La secuencia de topeo de los tanques será primero el 1, luego el 4 seguido del 2 y el 3. Se dejará un intervalo de al menos 12 minutos entre cada tanque, para poder realizar la operación eficientemente. Aproximadamente tres horas antes de completar la carga, se irá estrangulando las válvulas filling de los tanques y se

realizará el ramp down antes de terminar. Tras llenar los tanques 1, 2 y 4 hasta el nivel planeado, con un ratio de carga reducido en el tanque 3, se seguirá cargando hasta alcanzar un volumen de aproximadamente 98,5%.

Se monitoreará todo el proceso mediante el Loading Computer y revisiones de las sondas en cubierta y se revisará que los momentos flectores y esfuerzos cortantes aparezcan dentro de los límites aceptables en todo momento, en la gráfica del programa que se utiliza a bordo.

Las líneas de líquido se drenarán automáticamente a los tanques de carga y serán purgadas con nitrógeno. Después de que se ha completado el drenado y el medidor de hidrocarburos marque que la concentración es menor al 1% del volumen, se podrán desconectar los brazos de carga.

MAXIMUM TANKS CAPACITY 98.5%: 173600 m³

Volume To Load **173600.0 m³**

Time to Go	Loading Rate	Volume on Board	Volume to Go	Rate x min. (m ³ /min)	Action	Tk #1 Level	Tk #2 Level	Tk #3 Level	Tk #4 Level
120.0 min	12000	157383	16050	200.0	Advice terminal 1 h x Ramp Down				
100.0 min	12000	161383	12167	200.0					
85.0 min	12000	164383	9217	200.0	Reduce to 11000 m ³ . Start Ramp Down				
70.0 min	11000	167133	6467	183.3	Reduce to 10000 m ³				
63.0 min	10000	168300	5300	166.7	Reduce to 9000 m ³				
56.0 min	9000	169350	4250	150.0	Reduce to 8000 m ³				
49.0 min	8000	170283	3317	133.3	Reduce to 7000 m ³				
42.0 min	7000	171100	2500	116.7	Reduce to 6000 m ³	29.067 mtr			
35.0 min	6000	171800	1800	100.0	Reduce to 5000 m ³				
28.0 min	5000	172383	1217	83.3	Reduce to 4000 m ³				28.843mtr
21.0 min	4000	172850	750	66.7	Reduce to 3000 m ³				
14.0 min	3000	173200	400	50.0	Reduce to 2000 m ³		28.84 mtr		
7.0 min	2000	173433	167	33.3	Reduce to 1000 m ³				
0.0 min	1000	173550	50	16.7	STOP LOADING			28.836 mtr	
	LINE DRAIN	173600	0						

Imagen 50: Ejemplo de la secuencia de topeo de los tanques de carga. Fuente: Rioja Knutsen.

Operaciones de deslastre.

Estas operaciones se llevarán a cabo a la vez que las operaciones de carga, simultáneamente. Se ajustará el caudal de deslastre (ratio), manteniendo el

buque adrizado en todo momento y consiguiendo un asiento apopante de 1-1,5 metros para mantener una buena succión en los tanques de lastre.

La profundidad del agua en el puerto (de este ejemplo de Instrucción Técnica) es de 13,5 metros y por las regulaciones de dicho puerto el calado máximo de salida será de 12,30 metros, aguas iguales. La operación se hará de la siguiente manera (ejemplo de secuencia de procesos del subprocedimiento de deslastre):

1. No se realizará ninguna operación hasta que se haya concluido de realizar el CTS (Custody Transfer System), excepto la de mantener un asiento positivo y el buque adrizado.
2. Una vez que el CTS haya concluido, se alineará por gravedad y se comenzará a deslastrar los tanques WBT1 (p/s), WBT2 (p/s), WBT3 (p/s) and WBT4 (p/s) hasta alcanzar aproximadamente 12 metros de sonda.
3. Tras dos horas de carga, cuando se posea a bordo aproximadamente 20800 metros cúbicos de LNG, se activarán las bombas de lastre 1 y 2 y se continuará deslastrando los tanques WBT2 (p/s), WBT3 (p/s) and WBT4 (p/s) y se mantendrá el asiento mediante los tanques WBT1 (p/s).
4. Tras dos horas, parar el deslastre de WBT3 (p/s), con aproximadamente 4500 metros cúbicos.
5. Cuando se acabe con los tanques WBT2 (p/s) y WBT4 (p/s), continuar con los tanques WBT1 (p/s) y WBT3 (p/s).
6. Cuando se posea aproximadamente 140000 metros cúbicos de LNG, detener la bomba de lastre número 1 y continuar deslastrando los tanques WBT1 (p/s) y WBT3 (p/s) hasta acabar.
7. Los tanques FWD#2 y E/R (P/S) se deberían mantener iguales desde el principio a finales de las operaciones, sin embargo, no se debe dudar en utilizarlos para cumplir con los parámetros de asiento y adrizamiento.
8. Utilizar las bombas de lastre todo lo posible. Cuando no sea posible, utilizar los eductores. Esto consume mucha energía, por lo que será necesario tener los dos generadores activados antes de iniciar las bombas.

9. El calado de salida será de 12,10 metros en aguas iguales. Se debe cumplir el requerimiento de la compañía de mantener un UKC (Under-keel Clearance, agua bajo la quilla) de por lo menos 0,60 metros.

Parte 7. Marineros de guardia.

Habrá un número suficiente de "Watchmen" en cubierta durante la operación de carga. Estará bajo las órdenes del Oficial de Guardia. El manifold será atendido en todo momento durante las operaciones de carga. Se podrá incrementar el número de Marineros de Guardia para cumplir con la carga de trabajo. El OOW deberá confirmar que todos los Marineros de Guardia están familiarizados con las rutinas y procedimientos pertinentes.

Obligaciones del marinero de guardia:

1. Atender constantemente el gangway (portalón), mantener el gangway log y atender a las personas que deseen acceder a bordo, como los inspectores de vetting y autoridades.
2. Revisar constantemente las mangueras de carga, los brazos de carga y las tuberías en busca de fugas. Esto se realizará en ambos manifolds.
3. Revisar frecuentemente las líneas de amarre y mantenerlas trabajando.
4. Revisar si existen buques pasando en las proximidades.
5. Utilizar el PPE correcto.
6. Revisar constantemente la superficie del mar en busca de indicios de algún derrame de hidrocarburos.
7. Ajustar la línea de remolque de emergencia.
8. Ajustar el gangway según sea necesario (marea) y revisar que la red de seguridad está bien asegurada.
9. Revisar que los imbornales están bien colocados y no hay fugas.
10. Izar y bajar las banderas al amanecer y atardecer.
11. Mantener guardia en el gangway.
12. Siempre tendrá que haber una persona presente en el manifold.

13. Patrullar la cubierta, buscar cualquier tipo de fuga. Si hay alguna fuga de LNG, inmediatamente activar una manguera de agua y apuntar al área. Avisar al control de la carga.
14. Controlar el acceso no autorizado al buque y reportar cualquier sospecha.

Parte 8. Obligaciones del oficial de guardia (OOW).

1. Revisar que se realizan las medidas citadas anteriormente para el marinero de guardia.
2. Prohibir el acceso con zapatos metálicos.
3. Prohibir la toma de fotografías con flash.
4. Prohibir el uso de cualquier material que pueda producir alguna chispa, a excepción de los lugares designados para fumar.
5. Confirmar que todas las ventanas de los camarotes y puertas que van al exterior están cerradas.
6. Revisar si hay algún buque aproximándose cuando se revisan las líneas de carga.
7. Revisar la existencia de fugas de combustible, aceites o LNG. En caso de que ocurra, tomar acción.
8. Prohibir que se lance basura.
9. Controlar las operaciones de lastrado/deslastrado.
10. Calcular el ratio de carga, la carga faltante y tomar los datos de importancia relacionados con la operación y anotar la información en el diario, cargo logbook y ballast logbook.

Parte 9. Guardia del Primer Oficial y el Ingeniero de la Carga.

En el ramp up y el ramp down, ambos tendrán que estar presentes en el Control de la Carga. Tras el ramp up, se procurará que las horas de descanso de ambos sean equivalentes y que no se solapen entre ellas.

Si durante las operaciones se considera que algún oficial no se encuentra en las condiciones necesarias para llevar a cabo la operación debido a fatiga u otra razón, se informará al capitán para que se asesore el nivel de operacional.

Parte 10. Parada de Emergencia (ESD).

En caso de que se tenga que activar el ESD, se hará lo siguiente:

7. Notificar a la terminal.
8. Activar el ESD y detener todas las operaciones de carga y deslastre.
9. Inhibir el ESD.
10. Abrir la válvula maestra a la sala de máquinas y comenzar a quemar el gas.
11. Iniciar el LD. Controlar la presión de los tanques hasta que la situación sea evaluada y se confirme que todo está bajo control.
12. Continuar con las operaciones.

Parte 11. Procedimiento de emergencia en caso de derrame líquido en cubierta.

10. Activar la alarma general del buque y notificar a la terminal.
11. Activar el ESD y detener todas las operaciones de carga y deslastre.
12. Controlar la presión de los tanques.
13. Aislar la fuga.
14. Utilizar el sistema de water spray para evitar la fractura del acero.
15. Utilizar las mangueras para vaporizar el líquido y mantener el metal caliente.
16. Detener la ventilación.
17. Todas las puertas, ventanas y accesos tendrán que estar cerrados.
18. Revisar que la fuga se ha controlado.

Parte 12. Alta presión en los tanques.

- Reducir el loading rate.
- Incrementar el retorno de vapor a la terminal mediante el uso de los compresores HD.
- Enviar el gas a la máquina para dumping.
- En última instancia, ventear a la atmósfera.

Parte 13. Baja presión en los tanques.

- Reducir/Detener el retorno de vapor a la terminal mediante la reducción de los compresores HD.
- Dejar de enviar gas a quemar.
- Utilizar el vaporizador para generar presión dentro del tanque.

Parte 14. Fuga de gas en cubierta.

- Informar a la terminal y activar la alarma general del buque.
- Detener todas las operaciones.
- En caso de que no se esté en puerto, alterar el rumbo del buque para impedir que el gas entre en la acomodación.
- Considerar acciones a tomar para aislar la fuga.
- Cerrar la ventilación natural. Operar la ventilación en circuito cerrado.
- Cerrar las puertas y ventanas.
- Detener la ventilación en la Sala de Compresores y Sala de Motores Eléctricos.

Parte 15. Fuego en el mástil de ventilación.

- Suspender las operaciones.
- Detener el venteo.
- Purgar el mástil de venteo con nitrógeno.
- Asesorar el nuevo estado de la situación.

Documento firmado por los oficiales. Final del documento **OP_CARGO_001.IT**

Anexo C. Ejemplo de cálculo del Boil-off Rate en el buque ejemplo “Rioja Knutsen”.

Nota: Los sistemas utilizados a bordo para el cálculo del BOR son mucho más avanzados, exactos y complejos que el que se mostrará a continuación, además de que el cálculo se realiza aplicando fórmulas de termodinámica. La siguiente explicación es simplemente con fines aclarativos y en ningún caso debe utilizarse este proceso para el cálculo BOR en un buque LNG moderno, ya que no se están tomando muchas variables ni utilizando equipos avanzados destinados para tal fin.

Como ejemplo, tomaremos los tanques de carga del Buque LNG/c Rioja Knutsen en un supuesto de olas de cinco metros y que se está evaporando 0,15% de la carga diariamente.

Los tanques de carga pueden almacenar 176218 metros cúbicos (cuando están al 100%), sin embargo, como ya se explicó en el plan de carga, van cargados al 98,5%, no al 100% de su capacidad volumétrica.

Cantidad de LNG tras 24 horas de la operación de la carga:

$$=0,985 \times VTanque1 + 0,985 \times VTanque2 + 0,985 \times VTanque3 + 0,985 \times VTanque4$$

Nota, si algún tanque de carga no se cargó hasta el 98,5% de volumen, se utilizaría esta fórmula cambiando el porcentaje de volumen cargado para dicho tanque en específico. Por ejemplo, si tras el topeo del último tanque se registró una carga del 95% del volumen, en la fórmula recién mostrada, se multiplicará por 0,95 en vez de 0,985.

$$=0,985 \times 176218$$

$$=173574 \text{ metros cúbicos de LNG cargados.}$$

Tras 24 horas, el 0,15% de esta carga se ha convertido en gas, por lo que hacemos el cálculo correspondiente:

$$=0,0015 \times 173574$$

$$=260,3 \text{ metros cúbicos de LNG}$$

Recordemos que el gas, al pasar a estado gaseoso, incrementa su volumen 600 veces, aproximadamente, por lo que el volumen total de gas creado en solo 1 día tras la carga es el siguiente:

$$=600 \times 260,3$$

$$=156180 \text{ metros cúbicos en fase gaseosa en solo un día.}$$

Evidentemente es una cantidad bastante considerable de gas, a pesar de que no se han tomado una gran cantidad de factores para su cálculo. Algunos viajes de los buques LNG duran hasta dos semanas de viaje, por lo que una cantidad bastante elevada de LNG se evapora. Este gas, como ya se explicó, se utiliza para propulsión del buque en caso de que el precio del combustible sea menor al del mercado del fuel oil en ese momento (o si se está navegando en alguna zona ECA).

Anexo D. Ejemplo de Plan de Descarga elaborado. Instrucción Técnica **OP_CARGO_026.IT**

Nota: Esta instrucción técnica es un ejemplo y se han tomado datos del buque LNG/c Rioja Knutsen para que su entendimiento sea más fácil. En la metodología no se hace referencia alguna a este buque y el proceso creado si bien puede aplicarse a este buque, no se ha realizado específicamente para él, ya que no es objeto de la metodología, solo el de su aplicación práctica. En los flujogramas de la aplicación práctica sí se hace referencia a datos expuestos de este plan de descarga.

Inicio del documento Plan de descarga elaborado: **OP_CARGO_026.IT**

Parte 1. Información General.

El buque tendrá que llegar con todos los tanques listos en todos los sentidos para recibir la carga. Los tanques de carga estarán con la temperatura de condición de carga y las líneas del buque serán enfriadas a la vez que la terminal enfría los brazos de carga.

Una vez que los brazos de carga hayan sido enfriados a los requerimientos de la terminal y el Header líquido del buque ha alcanzado por lo menos -120 °C desde proa a popa del mismo, el buque estará listo para descargar.

La línea de retorno de vapor se conectará. La presión de vapor deseada durante la operación de descarga será de 80 a 100 mbar.

Las operaciones de lastrado tomarán en cuenta el trim, heel final y las limitaciones de calados. Se mantendrá la mayor cantidad del heel en el tanque número 4.

Este es el tiempo de las operaciones que se espera:

- Práctico y Amarre: 0400 horas.
- Precarga y conexión de brazos: 0130 horas.
- Enfriamiento de los brazos: 0130 horas.
- Descarga: 1300 horas.

- Desconexión y tareas tras la carga: 0200 horas.
- Desatraque y práctico: 0400 horas.

El tiempo estimado total será de 26 horas.

El Unloading rate (full rate) será de 12500 metros cúbicos por hora.

La presión de los tanques de carga será de 80 a 100 mbar durante la descarga.

La presión de descarga máxima permitida será de 4,5 bar, y la presión de trabajo normal de descarga será de 4 bar (fase líquida).

La conexión ESD será óptica y eléctrica.

Parte 2. Tránsito y Atraque.

El práctico será obligatorio para los buques LNG. Toda la comunicación será por el VHF canal 13. El buque atracará babor al muelle en la terminal de Tianjin, China, formaciones 2-2-2-2 a proa y 2-2-2-2 a popa, según el plan de amarre. Se utilizarán las líneas de amarre propias, de tipo alambre y estarán equipadas con nylon tails.

Parte 3. El pre-unloading meeting.

En esta reunión se discutirá con los representantes de la terminal los parámetros de la operación, antes de iniciarla. Tendrá que acudir el Capitán, el Primer Oficial, el Oficial de Protección del Buque, en caso de que sea necesario, y cualquier otra persona reconocida y con un interés legítimo en la operación de descarga. Desde la terminal acudirá el Capitán del Puerto o su persona Autorizada, el Oficial de Protección de la Instalación Portuaria, el Surveyor y cualquier otra persona reconocida y con un interés legítimo en la operación de descarga. El objetivo de esta reunión será asegurar y aclarar todos los aspectos relativos a la seguridad, protección (ISPS), protección del medio ambiente y cualquier otra actividad de importancia. Además, se acordará lo siguiente:

- Si se deberá ajustar el tiempo de plancha (si procede en la modalidad de fletamento).

- Cantidad de carga.
- Se verificarán los canales de comunicación.
- Se discutirá la configuración de las alarmas.
- Se acordará el ratio de descarga.
- Se acordará cómo será el enfriamiento y la presión.
- Demás datos de interés.

Parte 4. Preloading y Conexión.

Se conectarán tres brazos de líquido y uno de vapor. Se deberá tomar fotografías (cámara explosion proof) de la instalación antes y después de la carga. Las líneas de líquido se representan con la letra L y aparecen de color azul, mientras que la de vapor con la letra V, en amarillo.

L₁ - L₂ - V - L₃ - Ø Banda de Babor.

Los brazos de carga y las mangueras serán responsabilidad de la terminal. El buque debe negarse a asistir en la conexión de los brazos al no ser que el operador de la terminal firme una carta en la que el armador y el capitán no serán responsables de cualquier incidente ocasionado por la conexión del equipo. Sin embargo, la conexión deberá ser revisada por el Ingeniero de la Carga y el Oficial de Guardia.

Tras la conexión, todas las líneas conectadas serán presurizadas con nitrógeno y se hará una prueba de fugas. Una vez que los brazos de carga han sido conectados, se deberá iniciar la cortina de agua en el manifold.

Una vez que se ha completado el test, se revisará el porcentaje de Oxígeno en las líneas de carga y de vapor. Si es mayor a 2%, la línea se volverá a purgar con nitrógeno hasta que el porcentaje de oxígeno sea menor al 2%. Cuando este paso haya concluido, el buque estará listo para comenzar la operación de enfriamiento.

Parte 5. Enfriamiento de las líneas y brazos de carga.

Una vez que el personal de la terminal esté de acuerdo en que la conexión ha sido satisfactoria, se procederá a abrir las válvulas del manifold y alinear para el enfriamiento de los brazos de carga y las líneas de carga. Esto es necesario debido a que se debe enfriar poco a poco, ya que la temperatura del LNG es muy baja y así evitar un choque térmico que agriete o dañe el equipo. A continuación, se muestra un ejemplo de las válvulas que deben abrirse y cerrarse para realizar este proceso para el modelo de ejemplo del buque seleccionado:

#	<u>Location / Identification / Actuator</u>	V.1	Open	<u>Closed</u>
CS309	Spray Pump discharge Tank #3. Hydraulic		X	
V.1.1 CS311	Spray recirculating valve Tank #3. Hydraulic		X	
CS306	Spray branch valve Tank #3. Manual		X	
CS705	Spray line isolating valve. Manual		X	
CS701	Spray line isolating valve. Manual		X	
CS702	Spray header to manifold. Manual		X	
CS019	Manual cooling down valve Line #4		X	

Tabla 7: Alineamiento de las válvulas para la operación de enfriamiento de los brazos de carga y las líneas de carga. Fuente: Rioja Knutsen.

Parte 6. Descarga.

El propósito de este apartado es explicar cómo se va a descargar el LNG de los tanques de carga del buque. Los compresores auxiliares High Duty se utilizarán para controlar el vapor de carga generado. La operación durará aproximadamente 13 horas, mediante los tres brazos de carga líquidos, excluyendo la conexión y desconexión, el ramp up y el ramp down.

Se revisará constantemente el nivel, temperatura y presión de los tanques, además de la presión de las barreras de contención (primaria y secundaria).

Revisiones a realizar antes de la operación de carga:

- Asegurarse de que las alarmas de nivel de los tanques están operativas.
- Confirmar que el sistema de carga se ha enfriado.
- Asegurarse de que el nitrógeno se encuentra a la presión adecuada y que se encuentra, principalmente, alimentando la barrera de contención primaria.

Precauciones relativas a la seguridad:

- Asegurarse de que la cortina de agua está operativa en todo momento. Esto es para evitar que, en caso de una fuga de nitrógeno líquido, se agriete el metal y como medida de contra incendios.
- Todo el equipo contra incendios, mangueras y PPE se encuentra preparado. Los cañones de polvo están alineados y la cortina de agua está operativa.
- Los compresores HD están preparados.
- Se ha revisado el sistema ESD, conexiones y comunicación con la terminal.
- Se ha completado las checklists mostradas en el apartado de metodología: OP_CARGO_003.FRM, OP_CARGO_007.FRM y OP_CARGO_009.FRM.

Para la operación de descarga, se alinearán las válvulas como muestra la siguiente tabla:

#	Location / Identification / Actuator	V.1	Open	Closed
V.1.1 CL115	Tank #1 stbd pump discharge. Hydraulic		X	
CL116	Tank #1 port pump discharge. Hydraulic			X
CL117	Tank #1 branch valve. Hydraulic		X	
CL215	Tank #2 stbd pump discharge. Hydraulic		X	
CL216	Tank #2 port pump discharge. Hydraulic		X	
CL217	Tank #2 branch valve. Hydraulic		X	
CL315	Tank #3 stbd pump discharge. Hydraulic		X	
CL316	Tank #3 port pump discharge. Hydraulic		X	
CL317	Tank #3 branch valve. Hydraulic		X	
CL415	Tank #4 stbd pump discharge. Hydraulic		X	
CL416	Tank #4 port pump discharge. Hydraulic		X	
CL417	Tank #4 branch valve. Hydraulic		X	
	Rest of valves at liquid domes			X
CL003	Port liquid manifold Line #1. Manual valve		X	
CL004	Port liquid manifold Line #1. ESD valve		X	
CL015	Port liquid manifold Line #2. Manual valve		X	
CL016	Port liquid manifold Line #2. ESD valve		X	
CL027	Port liquid manifold Line #3. Manual valve		X	
CL028	Port liquid manifold Line #3. ESD valve		X	

CL039	Port liquid manifold Line #4, Manual valve		X
CL040	Port liquid manifold Line #4, ESD valve		X
CG716	Manifold crossover, Vapour from shore, Hydraulic	X	
CG003	Port manifold vapour, ESD valve	X	
	Rest of valves on Port manifold		X
	All valves on Starboard manifold		X

Tabla 8: Alineamiento de las válvulas para la operación de enfriamiento de los brazos de carga y las líneas de carga. Fuente: Rioja Knutsen.

Se empezará con las operaciones de lastrado y con el ramp up. El oficial tendrá que calcular el ratio de descarga cada hora, controlar el lastre, hacer rondas de seguridad en cubierta y reportar al primer oficial si cualquier fuga de LNG es localizada.

El **Ramping up** se realizará de la siguiente manera mientras se mantenga la presión controlada:

Ramp-Up Sequence for Tianjin

Discharging rate:

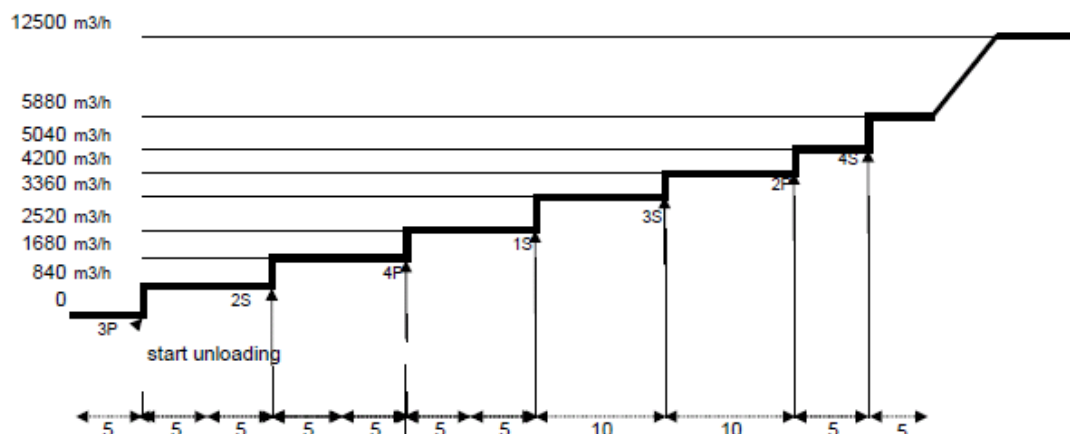


Imagen 51: Secuencia del ramping up que muestra la cantidad de metros cúbicos por hora en función de intervalos de tiempo. Fuente: Rioja Knutsen.

Operaciones de lastre.

Estas operaciones se llevarán a cabo a la vez que las operaciones de carga, simultáneamente. Se ajustará el caudal de deslastrado (ratio), manteniendo el buque adrizado en todo momento y consiguiendo un asiento apopante de 1-1,5 metros. El ratio de bombeo de las bombas de lastre es de 2500 m³/h. Se deberán seguir las instrucciones para mantener la estabilidad, calados, momentos flectores y esfuerzos cortantes planeados. A continuación se muestra un ejemplo de una operación concreta:

1. Alinear el lastre por gravedad. Primero se debe abrir la válvula al 20% y poco a poco se continúa abriendo hasta el 100%.
2. Antes de realizar el CTS, ajustar el asiento lastrando el WBT1C con 1800 metros cúbicos.
3. Una vez que se ha alcanzado el full rate, comenzar con el lastrado por gravedad simultáneamente. Utilizar los tanques E/R (P&S) para mantener el buque adrizado. Seguir las instrucciones del plan de descarga.
4. Después de aproximadamente 4 horas deslastrado, dejar de lastrar los tanques WBT1 (P&S) y WBT3 (P&S) y continuar con WBT2 (P&S) y WBT4 (P&S).
5. Todos los tanques deben poseer una sonda de 11 metros para cuando el lastrado por gravedad se ha completado.
6. Para este momento, se debería haber cargado cerca de 64400 metros cúbicos de LNG, se iniciarán dos bombas de lastre (1 y 2) y se continuará lastrando los tanques 2 (P&S), 3 (P&S) y 4 (P&S). El tanque 1 se seguirá lastrando de acuerdo con el plan hasta que se complete el proceso.
7. Si por alguna razón no se logra mantener el asiento de 1 metro, se debe considerar detener el lastrado de algún tanque que impida mantener este asiento.

Las condiciones de los tanques de lastre serán a como acontece:

- FWD 1C: 1800 m³
- FWD 2C: 2000 m³

- WB#1P/S: 5150 m3
- WB#2P/S: 5800 m3
- WB#3P/S: 6000 m3
- WB#4P/S: 5500 m3
- E/R P: 300 m3
- E/R S: Vacío
- Aft WBT Vacío

La secuencia de **Ramping Down** se hará una hora y quince minutos antes de completar la descarga y consistirá en ir disminuyendo el caudal de descarga poco a poco, tal y como se indica en la siguiente figura. Se detendrá una bomba de carga en los tanques 2 cuando la sonda alcance 61cm y otra en el tanque 3 cuando la sonda alcance 1,42 metros.

Time to go	Qty remaining on Board	Action	Tk-1		Tk-2		Tk-3		Tk-4		Total Rate
			Sounding	m3	Sounding	m3	Sounding	m3	Sounding	m3	
1h-15'	12254			1153		2044		3368		5688	12502
1h-10'	11212			1002		1732		3069		5409	12502
1h-05'	10170	Reduce C.Pumps rate to:	48 A	850	48 A	1420	48 A	2770	48 A	5130	5880
60'	9680			780		1280		2630		4990	5880
55'	9190			710		1140		2490		4850	5880
50'	8700			640		1000		2350		4710	5880
45'	8210	Stop Cargo Pump 2Pt.		570	0.61	860		2210		4570	5040
40'	7790	Stop Cargo Pump 3Pt.		500		790	1.42	2070		4430	4200
35'	7440	Stop Cargo Pump 4Pt.		430		720		2000	2.81	4290	3360
30'	7160			360		650		1930		4220	3360
25'	6880			290		580		1860		4150	3360
20'	6600			220		510		1790		4080	3360
15'	6320	Stop Cargo Pump 1St.	0.27	150		440		1720		4010	2520
10'	6110	Stop Cargo Pump 2St.		150	0.27	370		1650		3940	1680
5'	5970	Stop Cargo Pump 3St.		150		370	1.10	1580		3870	840
0'	5900	Discharge Completed		150		370		1580	2.51	3800	0

Imagen 52: Secuencia del ramping down que se realizará en los tanques para concluir la operación. Fuente: Rioja Knutsen.

Parte 7. Marineros de guardia.

Habrá un número suficiente de "Watchmen" en cubierta durante la operación de descarga. Estará bajo las órdenes del Oficial de Guardia. El manifold será atendido en todo momento durante las operaciones de descarga. Se podrá incrementar el número de Marineros de Guardia para cumplir con la carga de trabajo. El OOW deberá confirmar que todos los Marineros de Guardia est n familiarizados con las rutinas y procedimientos pertinentes.

Obligaciones del marinero de guardia:

1. Atender constantemente el gangway (portalón), mantener el gangway log y atender a las personas que deseen acceder a bordo, como los inspectores de vetting y autoridades.
2. Revisar constantemente las mangueras de carga, los brazos de carga y las tuberías en busca de fugas. Esto se realizará en ambos manifolds.
3. Revisar frecuentemente las líneas de amarre y mantenerlas trabajando.
4. Revisar si existen buques pasando en las proximidades.
5. Utilizar el PPE correcto.
6. Revisar constantemente la superficie del mar en busca de indicios de algún derrame de hidrocarburos.
7. Ajustar la línea de remolque de emergencia.
8. Ajustar el gangway según sea necesario (marea) y revisar que la red de seguridad est  bien asegurada.
9. Revisar que los imbornales est n bien colocados y no hay fugas.
10. Izar y bajar las banderas al amanecer y atardecer.
11. Mantener guardia en el gangway.
12. Siempre tendrá que haber una persona presente en el manifold.
13. Patrullar la cubierta, buscar cualquier tipo de fuga. Si hay alguna fuga de LNG, inmediatamente activar una manguera de agua y apuntar al  rea. Avisar al control de la carga.
14. Controlar el acceso no autorizado al buque y reportar cualquier sospecha.

Parte 8. Obligaciones del oficial de guardia (OOW).

11. Revisar que se realizan las medidas citadas anteriormente para el marinero de guardia.
12. Prohibir el acceso con zapatos metálicos.
13. Prohibir la toma de fotografías con flash.
14. Prohibir el uso de cualquier material que pueda producir alguna chispa, a excepción de los lugares designados para fumar.
15. Confirmar que todas las ventanas de los camarotes y puertas que van al exterior están cerradas.
16. Revisar si hay algún buque aproximándose cuando se revisan las líneas de carga.
17. Revisar la existencia de fugas de combustible, aceites o LNG. En caso de que ocurra, tomar acción.
18. Prohibir que se lance basura.
19. Controlar las operaciones de lastrado/deslastrado.
20. Calcular el ratio de carga, la carga faltante y tomar los datos de importancia relacionados con la operación y anotar la información en el diario, cargo logbook y ballast logbook.

Parte 9. Guardia del Primer Oficial y el Ingeniero de la Carga.

En el ramp up y el ramp down, ambos tendrán que estar presentes en el Control de la Carga. Tras el ramp up, se procurará que las horas de descanso de ambos sean equivalentes y que no se solapen entre ellas.

Si durante las operaciones se considera que algún oficial no se encuentra en las condiciones necesarias para llevar a cabo la operación debido a fatiga u otra razón, se informará al capitán para que se asesore el nivel de operacional.

Parte 10. Parada de Emergencia (ESD).

En caso de que se tenga que activar el ESD, se hará lo siguiente:

13. Notificar a la terminal.

14. Activar el ESD y detener todas las operaciones de carga y deslastre.
15. Inhibir el ESD.
16. Abrir la válvula maestra a la sala de máquinas y comenzar a quemar el gas.
17. Iniciar el LD. Controlar la presión de los tanques hasta que la situación sea evaluada y se confirme que todo está bajo control.
18. Continuar con las operaciones.

Parte 11. Procedimiento de emergencia en caso de derrame líquido en cubierta.

19. Activar la alarma general del buque y notificar a la terminal.
20. Activar el ESD y detener todas las operaciones de carga y deslastre.
21. Controlar la presión de los tanques.
22. Aislar la fuga.
23. Utilizar el sistema de water spray para evitar la fractura del acero.
24. Utilizar las mangueras para vaporizar el líquido y mantener el metal caliente.
25. Detener la ventilación.
26. Todas las puertas, ventanas y accesos tendrán que estar cerrados.
27. Revisar que la fuga se ha controlado.

Parte 12. Alta presión en los tanques.

- Reducir el ratio de la operación.
- Incrementar el retorno de vapor a la terminal mediante el uso de los compresores HD.
- Enviar el gas a la máquina para dumping.
- En última instancia, ventear a la atmósfera.

Parte 13. Baja presión en los tanques.

- Reducir/Detener el retorno de vapor a la terminal mediante la reducción de los compresores HD.
- Dejar de enviar gas a quemar.
- Utilizar el vaporizador para generar presión dentro del tanque.

Parte 14. Fuga de gas en cubierta.

- Informar a la terminal y activar la alarma general del buque.
- Detener todas las operaciones.
- En caso de que no se esté en puerto, alterar el rumbo del buque para impedir que el gas entre en la acomodación.
- Considerar acciones a tomar para aislar la fuga.
- Cerrar la ventilación natural. Operar la ventilación en circuito cerrado.
- Cerrar las puertas y ventanas.
- Detener la ventilación en la Sala de Compresores y Sala de Motores Eléctricos.

Parte 15. Fuego en el mástil de ventilación.

- Suspender las operaciones.
- Detener el venteo.
- Purgar el mástil de venteo con nitrógeno.
- Asesorar el nuevo estado de la situación.

Documento firmado por los oficiales. Final del documento **OP_CARGO_026.IT**

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- **1 atm:** presión de 1 atmósfera.
- **BIMCO:** Consejo Marítimo Internacional y del Báltico.
- **BOR:** Boil-Off Rate. Tasa de evaporación del boil-off.
- **Btu:** British Thermal Unit. Unidad térmica británica. Una Btu muestra la cantidad de calor necesario para incrementar en 1 ° F una masa de una libra de agua.
- **CAGR (TCAC):** tasa de crecimiento anual compuesto.
- **CAPEX:** capital expenditure. Gasto en capital. Se refiere a la inversión en capital o inmovilizado fijo que se realiza para mantener, adquirir o mejorar un activo.
- **CCR:** Cargo Compressor Room. Sala de Compresores.
- **Charter Party:** Póliza de Fletamento.
- **Código IGF:** Código Internacional de Seguridad para los buques que utilicen gases u otros combustibles de bajo punto de inflamación.
- **CTS:** Custody Transfer System. Sistema utilizado para medir la cantidad y el volumen de LNG transferido durante la operación.
- **ECA:** Emission Control Area. Zona de Control de Emisiones.
- **FLNG:** Floating Liquefied Natural Gas.
- **FSRU:** Floating Storage and Regasification Units. Unidades flotantes de almacenamiento y regasificación. Los buques FSRU, son buques LNG que se encargan de almacenar el LNG brindado por otros buques LNG convencionales, y regasificarlo mediante la planta de regasificación, para enviarlo a tierra y poder darle un uso comercial. Cumplen la misma función que una terminal de gas, sin el coste y el impacto ambiental que supone la construcción de la misma y con la habilidad de ser móvil.
- **GCU:** Gas Combustion Unit. Unidad de Combustión de Gas.
- **Gt:** Giga toneladas. 1000 millones de toneladas.
- **GWP:** Global Warming Potencial. Índice de medida que representa la cantidad de calor que puede ser atrapado por un gas de efecto invernadero en comparación con un gas de referencia.
- **Heel:** remanente de carga a bordo de LNG en los tanques de carga, utilizado para mantener los tanques y líneas del buque fríos para la siguiente operación

de carga y para la generación de boil-off y combustible alternativo en buques LNG de motores duales.

- **HFO:** Heavy Fuel Oil.
- **IEA:** Agencia Internacional de Energía. Organización Internacional creada para la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) después de la crisis del petróleo del año 1973. Tiene además el objetivo de coordinar políticas del campo energético de los Estados miembros y busca energía adquirible y limpia. Se encarga de emitir el World Energy Outlook a finales de cada año en donde desarrolla los datos obtenidos para las distintas fuentes de energía, su impacto ambiental y futuro económico previsible, además de crear escenarios hipotéticos con sus respectivos resultados.
- **LNG:** Liquefied Natural Gas. Gas Natural Licuado.
- **LNM:** Ley de Navegación Marítima.
- **LPG:** Liquefied Petroleum Gas. Gas licuado del petróleo.
- **LSE:** Límite Superior de Inflamabilidad.
- **LSFO:** Low Sulphur Fuel Oil. Fuel Oil con bajo contenido de azufre.
- **LSI:** Límite Inferior de Inflamabilidad.
- **m/m:** masa/masa.
- **MARPOL:** Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques.
- **MSDS:** Material Safety Data Sheet. Hoja de Seguridad de Datos de Materiales.
- **Mt:** Millón de toneladas.
- **Mtoe.** Tonelada equivalente de petróleo (unidad de energía). Energía generada por una tonelada de petróleo.
- **NOx:** Óxidos de nitrógeno.
- **OPEP:** Organización de Países Exportadores de Petróleo.
- **PERC:** Powered Emergency Release Coupling. Sistema utilizado para desconectar rápidamente los brazos o mangueras de carga en caso de emergencia.
- **PM 2,5:** Materia Particulada. Particulate Matter. Partículas en suspensión de menos de 2,5 micras.
- **QCDC:** Quick Connect Disconnect Coupling. Sistema utilizado para conectar y desconectar fácilmente los brazos de carga.
- **SIGTTO:** Sociedad Internacional de Petroleros de Gas y Operadores de Terminales.

- **SOx:** Óxidos de azufre.
- **STS operations:** Ship to Ship operations. Operaciones buque-buque. Consiste en operaciones de traspaso de carga, combustible, aceites... entre buques. Cuando son operaciones de carga, se le suele llamar “lightering” o aligeramiento.
- **Time Charter:** Fletamento por Tiempo.
- **WEO:** World Energy Outlook. Creado por la Agencia Internacional de Energía.