

Generación de hidrógeno en buques GNL

Autor/a: Ignacio Arias Fernández

Tesis doctoral UDC / 2017

Director/a: Manuel Romero Gómez

Director/a: Javier Romero Gómez

Programa Oficial de Doctorado en Energía e Propulsión Marina



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Informe de los directores de la Tesis Doctoral

Manuel Romero Gómez, Doctor por la Universidad de A Coruña y profesor del Área de conocimiento de Máquinas y Motores Térmicos del Departamento de Energía y Propulsión Marina de la Universidad de A Coruña, y **Javier Romero Gómez**, Doctor por la Universidad de A Coruña y profesor del Área de conocimiento de Máquinas y Motores Térmicos del Departamento de Energía y Propulsión Marina de la Universidad de A Coruña,

Certifican:

Que **Ignacio Arias Fernández** ha realizado bajo nuestra supervisión y dirección la Tesis Doctoral titulada:

Generación de hidrógeno en buques GNL

Que la investigación llevada a cabo por parte del doctorando aporta resultados útiles e inéditos obtenidos con rigor científico. Asimismo, considera que la Tesis está en condiciones de ser presentada y defendida ante el Tribunal designado a tal efecto. Por todo ello,

Solicitan:

Que la mencionada Tesis Doctoral sea aceptada para su depósito y proceder a su defensa y calificación.

Y para que conste a los efectos oportunos, firmamos este documento en

A Coruña, a 31 de Marzo de 2017.

D. Manuel Romero Gómez

D. Javier Romero Gómez

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría que estas líneas sirvieran para expresar mi agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado en la realización de esta tesis doctoral, en especial mis directores de esta investigación Manuel y Javier, por la orientación, el seguimiento y la supervisión continua de la misma.

Quisiera agradecer a mis compañeros de grupo de investigación de ingeniería energética por el apoyo recibido.

Un agradecimiento muy especial se merece mi familia debido al apoyo incondicional recibido en cada proyecto en el que me embarco, estando a mi lado en todo momento.

Todo esto no hubiera sido posible sin mi pareja, María. Esa persona que siempre me respalda y me motiva cada día para alcanzar nuestras metas. Este trabajo también es tuyo, gracias.

Resumen (Castellano)

Debido a la evolución de las estrictas normativas anticontaminación, los sistemas de propulsión a bordo de buques GNL (Gas Natural Licuado) están en una época de cambios tecnológicos y económicos. Los motores DF (Dual Fuel) se establecieron como el sistema de propulsión más utilizado debido a la posibilidad que ofrecen de consumir diferentes combustibles, proporcionando una gran versatilidad al buque. Pero se debe prestar especial atención al sistema de gestión de gas en los buques GNL sin planta de relicuefacción, debido a que el exceso de BOG (Boil Off Gas) generado es quemado en la GCU (Gas Combustion Unit) sin ningún aporte energético, con lo que es evidente la necesidad de mejorar el sistema.

Esta tesis se centra en el estudio del aprovechamiento del exceso de BOG generado en buques GNL, para mejorar la eficiencia de las plantas.

Se revisan los diferentes sistemas de propulsión a bordo de buques GNL y se analiza el proceso de la gestión de gas, para determinar la energía disponible del BOG y la que se puede recuperar. Lo anterior tiene como objetivo proponer una nueva configuración de la planta de gestión de gas para aprovechar el exceso de BOG generado y aumentar el rendimiento de la planta.

Las planta propuesta es modelizada termodinámicamente y analizada con el software EES (Engineering Equation Solver) para realizar un análisis paramétrico y optimizarla bajo el punto de vista de la eficiencia. La planta tratada se basa en el aprovechamiento del exceso de BOG en un sistema de reformado con vapor para la obtención de hidrógeno, un combustible limpio que nos permite navegar sin limitaciones en zonas con estrictas normativas anticontaminación.

Resumo (Galego)

Debido a evolución das estritas normativas anticontaminación, os sistemas de propulsión a bordo dos buques GNL (Gas Natural Licuado) están nunha época de cambios tecnolóxicos e económicos. Os motores DF (Dual Fuel) establecéronse como o sistema de propulsión mais empregado debido a posibilidade que ofrecen de consumir diferentes combustibles, proporcionando unha gran versatilidade ao buque. Pero se debese prestar especial atención ao sistema de xestión de gas nos buques GNL sen planta de relicuefacción, debido a que o exceso de BOG (Boil Off Gas) xerado é queimado na GCU (Gas Combustion Unit) sen ningún aporte enerxético, polo que é evidente a necesidade de mellorar o sistema.

Esta tese centrase no estudio do aproveitamento do exceso de BOG xerado en buques GNL, para mellorar a eficiencia das plantas.

Revísanse os diferentes sistemas de propulsión a bordo dos buques GNL e analízase o proceso de xestión de gas, para determinar a enerxía dispoñible do BOG e a que se pode recuperar. O anterior ten como obxectivo propoñer unha nova configuración da planta de xestión de gas para aproveitar o exceso de BOG xerado e aumentar o rendemento da planta.

A planta proposta é modelizada termodinamicamente e analizada con software EES (Engineering Equation Solver) para realizar un análises paramétrico e optimizala baixo o punto de vista da eficiencia. A planta tratada baséase no aproveitamento do exceso de BOG nun sistema de reformado con vapor para a obtención do hidróxeno, un combustible limpo o que nos permite navegar sen limitacións en zonas con estritas normativas anticontaminación.

Abstract (English)

Amendments to strict anti-pollution maritime regulations have given rise to the shipping industry having to undertake costly technological investments in propulsion systems aboard LNG (Liquefied Natural Gas) vessels. The flexible fuel consumption of DF (Dual Fuel) engines have resulted in them becoming the main choice as the prime propulsion system, providing great versatility to the ship. However, particular attention should be given to gas management systems on those LNG vessels without a reliquefaction plant, as the excess BOG (Boil Off Gas) produced is burned in the GCU (Gas Combustion Unit) without any energy input, thereby determining a clear need to improve the system.

To this end, this thesis focuses on the study of the use of excess BOG generated on LNG vessels, with the aim of improving plant efficiency. Thus, the different propulsion systems on board LNG ships are reviewed and the gas management process is analysed to determine the available energy of the BOG, as well as the amount that can be recovered. Such analysis is aimed at proposing a new gas management plant configuration to exploit the excess BOG produced and hence increase the performance of the plant.

The proposed plant is thermodynamically modelled and analysed using EES (Engineering Equation Solver) software to perform a parametric analysis and optimisation thereof in terms of efficiency. The plant concerned is based on the use of excess BOG in a steam reforming system in order to obtain hydrogen, a clean fuel that allows vessels to navigate without limitations in areas with strict anti-pollution regulations.

ÍNDICE

	Pág.
Capítulo 1: Introducción	1
1.1 Introducción	1
1.2 Justificación del estudio	2
1.3 Objetivos de la investigación	3
1.4 Metodología	4
1.5 Estructura de la tesis	5
Capítulo 2: Antecedentes del estudio	7
2.1 Introducción	7
2.2 Gas Natural	8
2.3 BOG (Boil off Gas)	9
2.4 Sistemas de propulsión en buques GNL	10
2.4.1 Turbinas de vapor.....	12
2.4.1.1 Ciclo termodinámico.....	14
2.4.1.2 Ventajas e inconvenientes.....	15
2.4.1.3 Mejoras actuales en plantas de TV	16
2.4.2 Turbinas de Gas	17
2.4.2.1 Ciclo combinado con propulsión mecánica.....	19
2.4.2.2 Ciclo combinado con propulsión eléctrica.....	20
2.4.2.3 Ventajas e inconvenientes.....	22
2.4.3 Motores de combustión interna.....	23
2.4.3.1 Motores diesel 2T con planta de relicuefacción	23
2.4.3.2 Ventajas e inconvenientes.....	27
2.4.4 Propulsión diesel-eléctrica mediante motores Dual-Fuel 4T	28
2.4.4.1 Ventajas e inconvenientes.....	35
2.4.5 Propulsión diesel-eléctrica mediante motores DF 4T con planta de relicuefacción.....	35
2.4.6 Propulsión diesel-eléctrica mediante motores DF 2T	36
2.4.6.1 Alta presión.....	37
2.4.6.2 Baja presión	39

2.4.6.3 Ventajas e inconvenientes	41
2.4.7 Evolución de los sistemas de propulsión y normativa anticontaminación	41
Capítulo 3: Generación de hidrógeno a partir del exceso de BOG.....	45
3.1 Introducción.....	45
3.2 Características del buque GNL modelo objeto del estudio	46
3.2.1 Viaje en lastre	46
3.2.2 Viaje en carga	48
3.3 Generación de hidrógeno en el buque modelo	50
3.3.1 Descripción de la planta de generación de hidrógeno en el buque modelo...	53
3.4 Almacenamiento de hidrógeno en el buque modelo.....	56
3.4.1 Almacenamiento de H ₂ en depósitos	56
3.4.2 Almacenamiento de H ₂ por absorción	57
3.4.3 Almacenamiento de H ₂ por adsorción	58
3.4.4 Almacenamiento de H ₂ en microesferas de vidrio y zeolita.....	58
3.4.5 Almacenamiento de H ₂ en hidruros líquidos.....	59
3.4.6 Elección del sistema de almacenamiento abordo	59
3.5 Modelo termodinámico y análisis.....	61
3.5.1 Modelo termodinámico y análisis de la planta de reformado.....	61
3.5.1.1 Análisis energético	61
3.5.1.2 Análisis del proceso de reformado	62
3.5.1.3 Análisis de la combustión.....	64
3.5.2 Modelo termodinámico y análisis de la planta de almacenamiento de H ₂ en el buque modelo.....	65
3.5.3 Procedimiento de análisis	67
Capítulo 4: Análisis de resultados y discusión	69
4.1 Planta de generación de hidrógeno mediante reformado con vapor.....	69
4.1.1 Efectos de la variación de temperatura del agua de alimentación de reformado.....	70
4.1.2 Efecto de la variación de temperatura del aire de combustión	71
4.1.3 Efecto de la variación de temperatura del BOG de combustión.....	72
4.1.4 Efecto de la variación de temperatura de los gases de cola para alimentar la combustión.....	73

4.1.5 Estudio de la planta en condiciones de máxima eficiencia.....	76
4.1.6 Conclusiones	79
4.2 Sistema de almacenamiento de hidrógeno en el buque modelo.....	80
4.2.1 Almacenamiento de H ₂ presurizado.....	81
4.2.2 Almacenamiento de H ₂ enfriado	82
4.2.3 Almacenamiento de H ₂ presurizado y enfriado	84
4.2.4 Utilización del hidrógeno a bordo del buque	88
4.2.5 Conclusiones	91
Capítulo 5: Conclusiones generales y líneas de investigación abiertas	93
5.1 Conclusiones generales	93
5.2 Líneas de investigación abiertas	95
Referencias.....	97
Publicaciones como resultado de la investigación.....	105

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Fig. 2.1 Clasificación de los sistemas de propulsión en función de la finalidad del BOG.....	10
Fig. 2.2 Sistemas de propulsión en función del combustible utilizado.....	11
Fig. 2.3 Configuración de un sistema básico de propulsión mediante ST.....	13
Fig. 2.4 Configuración de la instalación de vapor con turbinas en disposición cross-compoun.....	14
Fig. 2.5 Configuración de una planta Ultra Steam Turbine.....	17
Fig. 2.6 DFGE (dual-fuel gas turbine electric propulsion)	18
Fig. 2.7 Ciclo combinado con propulsión mecánica.....	20
Fig. 2.8 COGES diseñada por Rolls-Royce.....	21
Fig. 2.9 COGES diseñada por General Electric.....	22
Fig. 2.10 Configuración del sistema de propulsión con motores diesel de 2 tiempos y planta de relicuefacción.	24
Fig. 2.11 Esquema básico de planta de relicuefacción.	25
Fig. 2.12 Sistema de propulsión con motor principal 2T y planta de relicuefacción.	26
Fig. 2.13 Sistema de propulsión con dos motores principales de 2T y planta de relicuefacción.	27
Fig. 2.14 Configuración de propulsión diesel-eléctrica mediante motores DF (4T).	29
Fig. 2.15 Configuraciones de propulsión diesel-eléctrica mediante motores Dual-Fuel (4T).....	30
Fig. 2.16 Etapas de trabajo de un motor DF (4T) en modo gas.....	31
Fig. 2.17 Etapas de trabajo de un motor DF (4T) en modo Diesel.....	32
Fig. 2.18 Grafica de operación de un motor Dual-Fuel (4 tiempos).....	33
Fig. 2.19 Sistema de gestión de gas en un sistema de motores DF (4T)	34
Fig. 2.20 Relación Velocidad del buque y cantidad de BOG relicuado	36
Fig. 2.21 Gestión de gas en motores DF 2T.	37
Fig. 2.22 Instalación motores DF 2T	38
Fig. 2.23 Válvula de inyección de gas	38

Fig. 2.24 Elementos sistema inyección de gas en un cilindro motor DF 2T baja presión	39
Fig. 2.25 Sistema de alimentación de gas de un motor DF 2T baja presión	40
Fig. 2.26 Configuración sistema de propulsión motores DF baja presión 2 tiempos.....	40
Fig. 2.27 Cronología de sistemas de propulsión y normativa anticontaminación.....	42
Fig.3.1 Condiciones de BOG en viaje en lastre: (a): Temperatura en el interior de los tanques; (b): Comparativa de generación de BOG teórica y real.	47
Fig. 3.2 Relación BOG generado y el consumido en la planta de propulsión y GCU en condiciones de lastre.....	48
Fig. 3.3 Condiciones de BOG en viaje en carga: (a): Temperatura en el interior de los tanques; (b): Comparativa de generación de BOG teórica y real.	49
Fig. 3.4 Relación BOG generado y el consumido en la planta de propulsión y GCU en condiciones de carga.....	50
Fig. 3.5 Energía primaria.....	51
Fig. 3.6 Fuentes de obtención de hidrógeno a partir de combustibles fósiles.....	52
Fig. 3.7 Proceso de reformado con vapor con el BOG del buque modelo quemado en la GCU sin aprovechamiento energético.	55
Fig. 3.8 Métodos de almacenamiento de H ₂	56
Fig. 3.9 Almacenamiento de H ₂	60
Fig. 3.10 Diagrama de flujo: procedimiento de análisis de la planta de reformado.....	70
Fig. 3.11 Diagrama de flujo: procedimiento de la planta de almacenamiento de H ₂	71
Fig. 4.1 Efecto de la variación de la temperatura del agua de reformado. (a) Comparativa calor y masa de combustible, (b) Comparativa rendimiento de la planta y masa de combustible.....	71
Fig. 4.2 Efecto de la variación de la temperatura del aire de combustión.....	72
Fig. 4.3 Efecto de la variación de la temperatura del BOG de combustión.	73
Fig. 4.4 Efecto de la variación de la temperatura de los gases de cola para alimentar la combustión.....	74
Fig. 4.5 Transferencia de calor entre el gas de reformado y los diferentes fluidos que integran el proceso.....	75
Fig. 4.6 Almacenamiento de H ₂ presurizando.....	81

Fig. 4.7 Efecto de la variación de la presión del H₂: (a) Potencia consumida y volumen específico del H₂. (b) Temperatura a la descarga del compresor. 82

Fig. 4.8 Almacenamiento de H₂ enfriando 82

Fig. 4.9 Efecto de la variación de la temperatura del H₂. (a) Temperatura del BOG y volumen de específico del H₂; (b) Trabajo de los compresores LD..... 83

Fig. 4.10 Generación de BOG en función de la temperatura de almacenamiento del H₂ 84

Fig. 4.11 Almacenamiento de H₂ presurizado y enfriado en tanque concéntrico..... 85

Fig. 4.12 Efecto de la variación de la temperatura del H₂. (a) Comparativa de temperatura del BOG, temperatura H₂ y potencia de los LD. (b) Comparativa de temperatura H₂ y potencia de los compresores. 86

Fig. 4.13 Efecto de la variación de la presión del H₂: (a) Comparativa de temperatura del H₂, presión H₂ y potencia del compresor. (b) Comparativa de presión de H₂ y trabajo de los compresores. 87

Fig. 4.14 Ventajas e inconvenientes de los sistemas de adaptación para consumir H₂ en los motores. 89

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1. Clasificación GNL en función de la densidad y composición.....	8
Tabla 2.2. Propiedades termo-físicas del GNL medio.....	8
Tabla 2.3 Comparación sistema convencional de TV y UST [30]......	13
Tabla 2.4. Métodos de reducción de NO _x [25].	28
Tabla 2.5. Contenido total de azufre [14].	41
Tabla 2.6. Programa de reducción de emisiones de NO _x [14].	41
Tabla 2.7. Características de los sistemas de propulsión.....	43
Tabla 3.1 Características del buque modelo	46
Tabla 3.2. Propiedades fisicoquímicas del diesel, hidrógeno y GNL [20, 55, 56].	51
Tabla 4.1. Parámetros y supuestos para el análisis de la planta de reformado.	69
Tabla 4.2. Eficiencia, flujo másico y potencia de bombas y compresores.	76
Tabla 4.3. Datos termodinámicos de los fluidos de trabajo en la planta propuesta.....	77
Tabla 4.4. Flujos másicos y molares de las composiciones.....	78
Tabla 4.5 Parámetros y supuestos para el análisis de la planta de almacenamiento H ₂	80
Tabla 4.6 Parámetros y supuestos para el análisis de la autonomía y emisiones.	91

NOMENCLATURA

Símbolos	Significado	Unidades
\dot{E}_{BOG}	Energía del BOG	kW
\dot{E}_{CH_4}	Energía del CH ₄	kW
\dot{E}_{H_2}	Energía del H ₂	kW
\dot{Q}	Transferencia de calor	kW
\dot{m}	Flujo másico	kg/s
\bar{h}_f^{-0}	Entalpía molar de formación	kJ/kmol
\bar{h}	Entalpía específica	kJ/kmol
$a-q$	Composición molar	-
h	Entalpía específica	kJ/kg
p	Presión	bar
Pot	Potencia	kW
T	Temperatura	°C
X	Exceso de O ₂	%
η	Eficiencia energética	-
η_{Plant}	Eficiencia de la planta	-
$\eta_{Thermal}$	Eficiencia térmica	-

Subíndices

0	Referencia
BOG	Boil Off Gas
Comb	Combustión
Compr	Compresor
Cons	Consumido
Plant	Planta
Reform	Reformado
Therm	Térmico

Acrónimos

2T	Dos Tiempos
4T	Cuatro Tiempos
AP	Alta Presión
BOG	Boil-Off Gas
BP	Baja Presión
Cal	Caldera
COGES	Combined Gas turbine Electric & Steam system
DF 4T	Dual Fuel Cuatro Tiempos
DF	Dual Fuel
DFDE	Dual-Fuel (medium speed) Diesel Electric propulsion
DFDM (HP)	Dual-Fuel (low speed) Diesel Mechanical Propulsion (high pressure)
DFDM (LP)	Dual-Fuel (low speed) Diesel Mechanical propulsion (low pressure)
DFGE	Dua-Fuel Gas turbine Electric propulsion
DFSM	Dual-Fuel Steamturbine Mechanical propulsion
DWI	Direct Water Injection
ECA	Emission Control Area
EES	Engineering Equation Solver
GCU	Gas Combustion Unit
GN	Gas Natural
GNL	Gas Natural Licuado
UVG	Unidad de Válvula de Gas
HAM	Humid Air Motor
HFO	Heavy Fuel Oil
HTS	High Temperature Shift
IC	Intercambiador de calor
LD	Low Duty
LTS	Low Temperature Shift
MP	Media Presión
OMI	Organización Marítima Internacional
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior

PMI	Punto Muerto Inferior
PMS	Punto Muerto Superior
PSA	Pressure Swing Adsorption
RC	Recalentador de vapor
SCR	Selective Catalytic Reduction
SFDM+R	Single-fuel (low speed) Diesel Mechanical propulsion + Reliquefaction
TG	Turbina de Gas
TV	Turbina de Vapor
UST	Ultra Steam Turbine

Capítulo 1

Introducción

1.1 Introducción

Durante las últimas décadas se ha prestado especial importancia al desarrollo energético y su repercusión medioambiental. Esto ha supuesto que se exploraran nuevas vías para aprovechar de una manera más responsable el uso de la energía.

En este sentido, para conseguir un desarrollo sostenible y proteger el medio ambiente es necesario mejorar la eficiencia de la conversión de la energía con el fin de reducir las emisiones de CO₂.

La evolución de las estrictas normativas anticontaminación en el transporte marítimo, están haciendo que este sector esté inmerso en una época de adaptación y cambios [1]. El sector marítimo es considerado uno de los principales contribuyentes al calentamiento global y contaminación del aire [2], por ello la OMI (Organización Marítima Internacional) desarrollo el Anexo VI del convenio internacional MARPOL para la prevención de la contaminación atmosférica ocasionada por los buques [2-4].

Las principales restricciones se establecen en las emisiones de NO_x (Límites Tier) y SO_x (Límites globales y ECA (Emission Control Area)) [3], obligando a las empresas a la utilización de nuevas estrategias de mercado para la reducción de costes debido a la necesidad de utilizar combustibles de mayor calidad.

Los puertos son uno de los principales focos de atención en temas de contaminación debido a su cercanía a núcleos urbanos, por ello se están barajando diferentes posibilidades para que los buques cumplan las normativas vigentes, como son: Cold Ironing (conexión eléctrica a tierra) [5] y la utilización de combustibles limpios y con menor porcentaje de azufre [3, 4].

La gran demanda de GN (Gas Natural) a nivel internacional [1-4], está provocando un aumento considerable del número de buques GNL (Gas Natural Licuado) para hacer frente a un comercio en pleno crecimiento [6-9]. La tecnología adoptada por los

sistemas de propulsión de los buques GNL, está relacionada con la evolución de las estrictas normativas anticontaminación, pero también con la versatilidad que presentan de poder consumir diferentes combustibles en función de los sistemas de gestión de BOG (Boil Off Gas) que incorporen [10]. Por ello la generación de hidrógeno a bordo de estos buques puede ser una opción muy atractiva debido a que el GN es la materia prima más utilizada para su obtención. Disponer de hidrogeno como combustible, permite consumirlo sin restricciones en cualquier zona de navegación, debido a sus emisiones contaminantes nulas [3].

1.2 Justificación del estudio

Investigar sobre el aprovechamiento del exceso de BOG generado a bordo de los buques GNL, es importante desde el punto de vista de la eficiencia energética e incluso medioambiental. Aspectos que repercuten directa e indirectamente en el desarrollo los buques GNL y la evolución de los sistemas de propulsión.

Utilidad práctica:

El sistema de gestión de gas en los buques GNL es un elemento crítico, debido a que el aprovechamiento del BOG generado es de suma importancia para que la eficiencia global de la instalación sea la mayor posible. En la actualidad, los buques GNL sin planta de relicuefacción consumen el BOG generado en el sistema de propulsión, y el exceso se quema en la GCU (Gas Combustion Unit) sin ningún aprovechamiento energético, por lo que es evidente la necesidad de mejorar el sistema de gestión de gas. El exceso de BOG puede ser tratado en una planta de reformado con vapor para la generación de H₂, un combustible limpio sin emisiones contaminantes. La utilización de H₂ como combustible, permite al buque navegar en zonas con estrictas normativas anticontaminación y durante la estancia en puerto evitar la necesidad de la conexión a tierra (Cold Ironing), que conlleva elevados costes.

Relevancia social:

El consumo de GN en el mundo se incrementará en un 63 % entre 2010 y 2040, según la Agencia Internacional de la Energía [11] y será más pronunciado en los países no miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico), debido al crecimiento industrial que experimentarán.

Como consecuencia, es necesario que la cadena del GN sea lo más eficiente posible con el fin de reducir el consumo de combustible y las emisiones de CO₂ al ambiente. De esta manera se contribuye a la disminución del efecto invernadero.

Conveniencia:

El desarrollo de nuevos modelos de plantas de gestión gas en buques GNL, beneficiará a todos aquellos buques existentes y en fase de construcción, que estén interesadas en mejorar su eficiencia energética. De este modo aprovecharán mejor sus recursos, y serán más competitivos, sostenibles y respetuosos con el medio ambiente.

1.3 Objetivos de la investigación

Objetivo general:

Proponer nuevas configuraciones de plantas de gestión de gas a bordo de buques GNL que aprovechen el exceso de BOG para la generación de H₂.

Objetivos específicos:

- 1- Revisar el estado actual de los sistemas de propulsión y las plantas de gestión de gas instaladas en buques GNL.
- 2- Realizar la toma de datos de la generación de BOG a bordo de un buque GNL sin planta de relicuefacción durante la navegación en lastre y carga.
- 3- Revisar el estado del arte y seleccionar el sistema de generación de hidrógeno utilizando GN que mejor se adapta a las instalaciones de un buque GNL.
- 4- Revisar el estado del arte y seleccionar el sistema de almacenamiento de hidrógeno más eficiente para la planta.
- 5- Analizar con el software EES (Engineering Equation Solver) los modelos termodinámicos de la planta de generación de hidrógeno y el sistema de almacenamiento propuestos en esta investigación.
- 6- Optimizar la eficiencia de las plantas térmicas propuestas con el EES.
- 7- Estudio de las diferentes utilidades que se le pueden dar al hidrógeno generado a bordo.

1.4 Metodología

La finalidad de este estudio de investigación es proponer un nuevo sistema de gestión de gas en buques GNL para la obtención de hidrógeno, aumentando así la eficiencia del proceso. Para cumplir con este objetivo principal se establece la siguiente metodología:

Paso 1:

Recopilación y análisis de la bibliografía que trate el tema del aprovechamiento del BOG en plantas de gestión de gas en buques GNL. Aunque se centra el tema en la gestión del BOG, también se hace una búsqueda relacionada con los sistemas de propulsión, generación y almacenamiento de hidrógeno a bordo de buques GNL. La búsqueda de la bibliografía se realiza en bases de datos científicas como Scopus, Science Direct, IEEE Xplore, entre otras. Los principales términos utilizados para tal efecto, fueron “Boil-off gas”, “LNG vessel”, “Dual fuel”, “Liquefied natural gas”, “Efficiency”, “Reforming”, “Hydrogen”, “H₂ storage”, etc.

De las referencias consultadas se realiza un estado del arte con el fin asentar los antecedentes para proponer un nuevo sistema de gestión de gas BOG.

Paso 2:

Se realiza la toma de datos de la generación de BOG a bordo de un buque GNL para cuantificar la energía desaprovechada en el proceso.

Paso 3:

Se proponen una nueva configuración de la planta de gestión de gas BOG y para ello se llevan a cabo las siguientes acciones:

- Descripción detallada del funcionamiento de la planta y establecimiento de los datos de partida, para el análisis termodinámico según las referencias consultadas.
- Se modelizan termodinámicamente todos los componentes estableciendo balances de masa y energía.
- Simulación termodinámica del modelo de la planta con el software EES, que permite resolver ecuaciones algebraicas, diferenciales e integrales. También dispone de una base de datos con las propiedades termodinámicas de alta precisión, para una gran variedad de fluidos. La incertidumbre de las ecuaciones de estado que emplea el EES, para el cálculo de las propiedades

termodinámicas de los fluidos utilizados en la simulación de la planta (gas natural, metano, hidrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono, agua, aire y oxígeno), es inferior al 2 %. En la simulación se ha considerado que el GNL es metano puro.

- Cálculo de las propiedades termodinámicas de la mezcla de gases con el software comercial (REFPROP), cuya biblioteca hace uso de la ecuación fundamental de Helmholtz para determinar las propiedades del fluido con la mayor precisión.
- Se realiza un análisis paramétrico con el EES, de los parámetros clave, para observar su efecto sobre la eficiencia y la potencia consumida por kg/s de la planta de reformado/almacenamiento de hidrógeno. Los resultados son representados en tablas y en gráficas para una interpretación más sencilla y rápida.
- Se extraen las conclusiones particulares de la planta.

Paso 4:

Como último paso se sacan las conclusiones generales y se proponen las líneas de investigación abiertas como resultado de la tesis.

1.5 Estructura de la tesis

Esta tesis se estructura de la siguiente manera:

En el capítulo 2 se analizan los antecedentes del estudio. En primer lugar se definen la composición y propiedades del GN junto con los principales factores que influyen en la formación de BOG en el interior de los tanques de carga. A continuación se realiza la revisión del estado del arte de los sistemas de propulsión a bordo de buques GNL y para finalizar, se resaltan las conclusiones obtenidas sobre los temas tratados.

En el capítulo 3 se realiza la toma de datos y el estudio de una planta de gestión de BOG en un buque GNL con propulsión DF 4T (Dual Fuel Cuatro Tiempos) sin planta de relicuefacción, para tener conocimiento de la eficiencia de la planta. A continuación se propone la instalación de una planta de reformado para la generación de hidrógeno empleando el exceso de BOG como materia prima. En este capítulo también se lleva a cabo el estudio para la integración de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en

Capítulo 1: Introducción

tanques concéntricos y de este modo poderlo consumir en la planta de propulsión cuando se considere oportuno. Para finalizar, se describen, y se fijan los parámetros iniciales, se plantean las ecuaciones de los balances de masa y energía y se establece el procedimiento de análisis de la planta propuesta.

En el capítulo 4 se exponen los resultados del análisis paramétrico llevado a cabo sobre la planta de generación/almacenamiento de hidrógeno y se realiza una discusión de los mismos. Se extraen las conclusiones particulares y finalmente, se comparan los resultados en las condiciones de máxima eficiencia.

Finalmente, **en el capítulo 5** se obtienen las conclusiones generales de la tesis y se apuntan las líneas futuras de trabajo a emprender como continuación de la investigación en la generación y almacenamiento de hidrógeno a bordo de buques GNL.

Capítulo 2

Antecedentes del estudio

2.1 Introducción

El comercio de GNL está en constante crecimiento debido a la gran demanda a nivel internacional [6-9]. Esta demanda es abastecida principalmente mediante transporte marítimo, que es la columna vertebral del transporte a granel de mercancías. Para hacer frente a la demanda actual, en los últimos tiempos, el número de buques GNL se han incrementado considerablemente, tanto en los mercados internacionales como de cabotaje [6, 7, 9].

El diseño de los buques GNL está marcado por las características de la carga, debido a que esta es transportada en estado licuado en condiciones criogénicas a -163 °C y a una presión ligeramente superior a la atmosférica [12-14].

La clasificación de este tipo de buques se realiza en función de su diseño, siendo la integración de la planta de relicuefacción la principal característica, debido a que de ello dependerá la disponibilidad de BOG para consumo en el sistema de generación eléctrica y propulsión [15].

La evolución tecnológica que se implementa en los sistemas de propulsión de los buques GNL está marcada por factores tanto económicos como medioambientales, vinculados entre sí por el convenio MARPOL, debido a que la restricción de emisiones conllevan a la utilización de combustibles de mayor calidad y por consiguiente, un aumento de los costes [14, 2].

Actualmente no existe un sistema de propulsión estándar para los buques GNL [10], por lo que en este capítulo se procede a realizar una revisión de los diferentes sistemas de propulsión instalados a bordo.

2.2 Gas Natural

El GN es una mezcla de hidrocarburos ligeros, cuyo componente principal es el metano (CH_4) con una relación entre el 85-96 % en volumen, con proporciones minoritarias de etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), pentano (C_5H_{12}) y nitrógeno (N_2) como componente inerte [16].

El GNL puede ser clasificado en función de la densidad en tres grupos: pesado, medio o ligero, cuya composición se muestra en la tabla 2.1 [12, 17-19].

Tabla 2.1. Clasificación GNL en función de la densidad y composición [13]

Composición molar (%)	GNL Ligero	GNL Medio	GNL Pesado
Metano (CH_4)	98,60	92,30	85,87
Etano (C_2H_6)	1,18	5,00	8,40
Propano (C_3H_8)	0,10	1,50	3,00
Butano (C_4H_{10})	0,02	0,60	1,20
Pentano (C_5H_{12})	-	0,10	0,23
Nitrógeno (N_2)	0,10	0,50	1,30
Densidad (kg/m^3)	427,74	445,69	464,83
PCI (kJ/kg)	49935,06	49557,05	48984,02

Para poder realizar el transporte del GNL, se debe mantener la temperatura de la carga por debajo de su punto de ebullición a la presión correspondiente en el interior del tanque [12]. En la tabla 2.2 se muestra las propiedades termo-físicas del GNL medio para una presión en el interior del tanque de 1,3 bar, utilizando para los cálculos el software comercial (REFPROP), cuya biblioteca hace uso de la ecuación fundamental de Helmholtz para determinar las propiedades del fluido con la mayor precisión [20].

Tabla 2.2. Propiedades termo-físicas del GNL medio

Parámetro	Valor
Presión	1,30 bar
Temperatura	-159,16 °C
Peso Molecular	19,396 g/mol
Densidad	447,56 kg/m^3
Poder Calorífico Superior	49,557 MJ/m^3

2.3 BOG (Boil off Gas)

La transferencia de calor al GNL desde el ambiente, a través los espacios aislados y de los tanques de contención, tiene como consecuencia la ebullición de la carga con la consiguiente formación de vapor denominado BOG [12, 21].

La mayor producción de BOG es generada durante el transporte de la carga, siendo las principales razones las siguientes:

- La transferencia de calor debido a la diferencia de temperaturas entre el ambiente y la carga transportada [12, 22].
- El enfriamiento de los tanques mediante la pulverización del GNL sobre la misma carga durante la navegación en lastre, para mantener la temperatura idónea en el interior [12].
- La energía disipada por la fricción entre las paredes y el fluido, debido a la agitación de la carga a causa del movimiento del buque, siendo en viajes con mal tiempo donde el BOG generado se ve incrementado considerablemente [12].

El BOG generado en los tanques debe ser extraído, con el fin de mantener en el interior de los tanques la presión de diseño [20], dándosele diferentes utilidades en el buque:

- En los buques que no cuenten con planta de relicuefacción, es empleado como combustible en el sistema de propulsión y el sobrante, dependiendo del sistema a utilizar, es quemado en la GCU o en las calderas, sin ningún tipo de aprovechamiento energético con el fin de controlar el nivel de presión en los tanques [23].
- Por lo contrario, aquellos buques que disponen de planta de relicuefacción, el BOG generado es relicuado retornándolo al interior de los espacios de carga en estado líquido. Este tipo de opción requiere un alto consumo de energía por parte de la planta de relicuefacción [12, 15, 24].

En las siguientes secciones se realizará una discusión de los diferentes métodos de tratamiento del BOG, según la finalidad a la cual esté destinado y dependiendo del sistema de propulsión del buque.

2.4 Sistemas de propulsión en buques GNL

El sistema de propulsión para buques GNL está estrechamente relacionado con la generación y consumo de BOG de la carga [12, 24]. Una forma de clasificar estos sistemas de propulsión, es en función de la finalidad adoptada para el BOG generado en los espacios de carga, como se representa en la Fig 2.1.

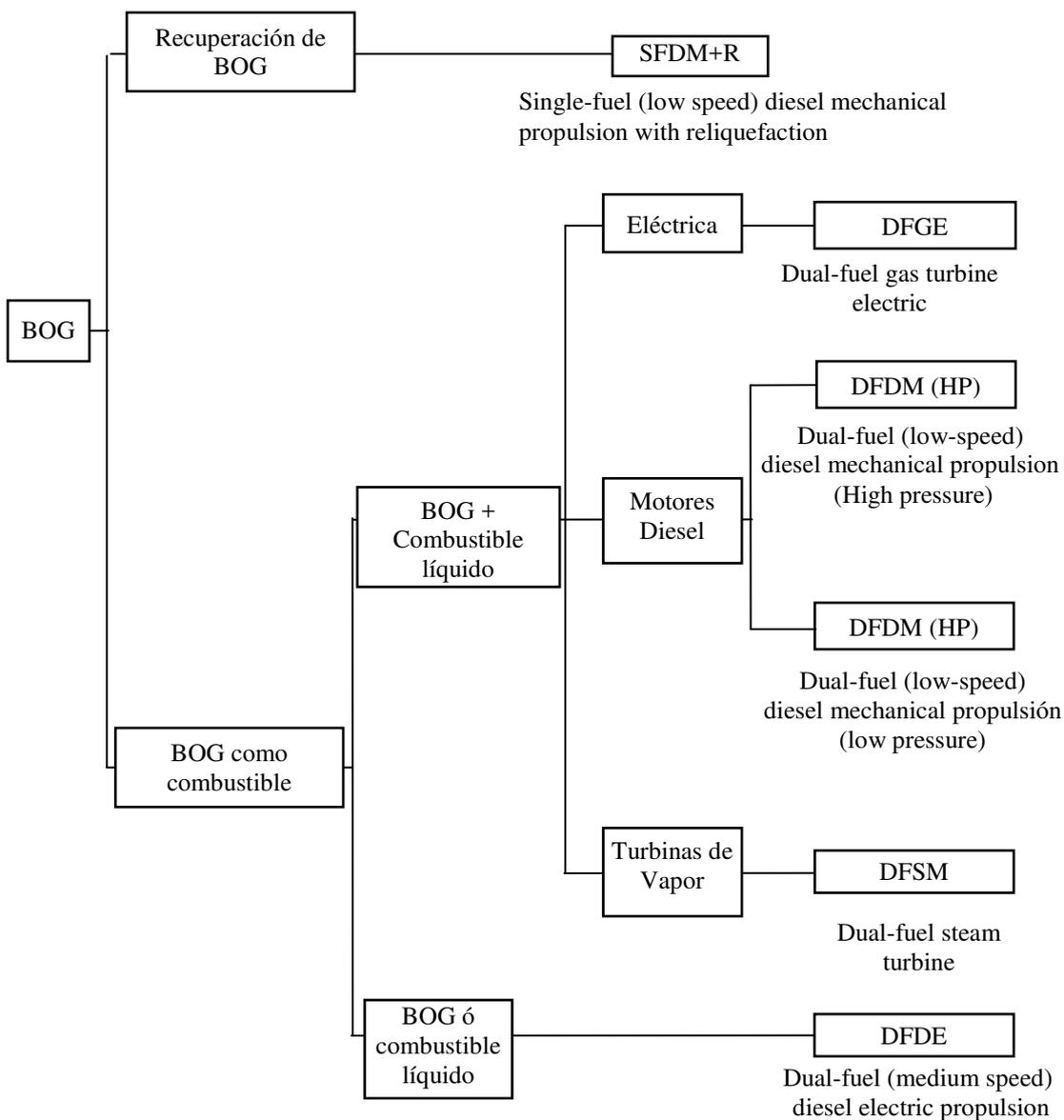


Fig. 2.1. Clasificación de los sistemas de propulsión en función de la finalidad del BOG.

Tanto los combustibles empleados como la normativa de emisiones, son factores que marcan las tendencias de los sistemas de propulsión en los buques GNL [14, 2]. Otra clasificación a realizar de los sistemas de propulsión es en función del combustible a utilizar, como se representa en la Fig. 2.2 [25].

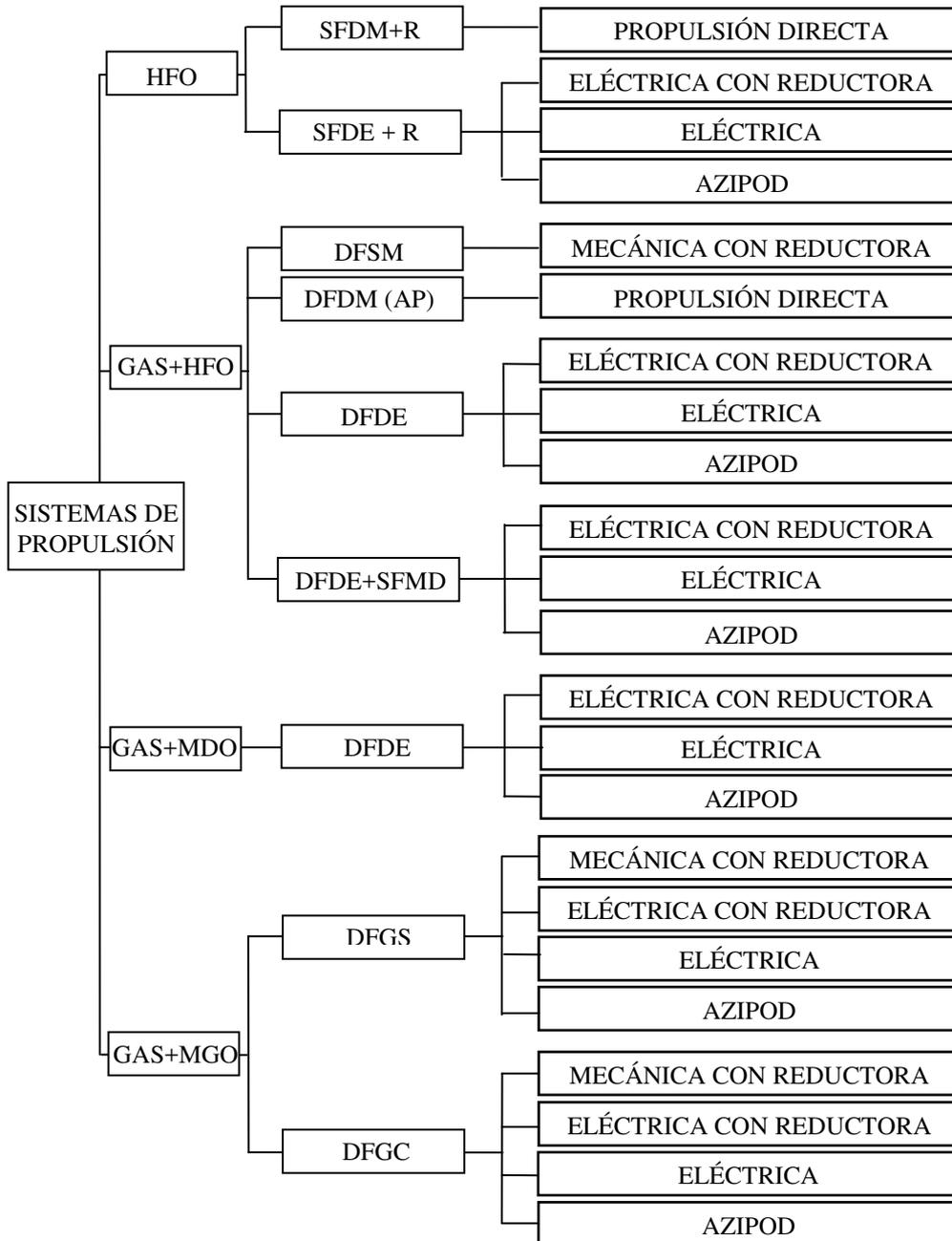


Fig. 2.2. Sistemas de propulsión en función del combustible utilizado [25].

La propulsión basada en TV (Turbinas de Vapor) ha sido el principal sistema implementado en buques GNL desde 1960, debido a la posibilidad que ofrecen de quemar fuel-oil pesado y BOG simultáneamente en las calderas, que a su vez alimentan las turbinas de propulsión y los turbogeneradores eléctricos [25, 26].

Desde el 2003, los sistemas de propulsión de los buques GNL están en un punto de inflexión. Las TV están siendo sustituidas por motores de combustión interna debido a las mejoras en la eficiencia de estos, y además, permiten quemar tanto fuel-oil pesado como BOG procedente de la carga [27]. Este cambio está reflejado en los 159 pedidos de buques metaneros desde el 2003 para su construcción con motores como sistema de propulsión [26].

Estos motores capaces de consumir diferente tipos de combustibles son denominados con las siglas DF. El Motor DF adoptó el concepto de mezcla pobre del ciclo Otto y una pequeña cantidad de gasóleo como combustible piloto, aproximadamente del 1 al 8%, que es utilizado para la ignición en la cámara de combustión en su funcionamiento en modo gas [26, 27].

Los motores DF desarrollados entorno al año 2003 son de 4 tiempos (4T), pero actualmente debido a los avances tecnológicos que permiten emplear GN en motores de 2 tiempos (2T), se está produciendo un nuevo cambio de sistema de propulsión a implementar en buques GNL [26].

A continuación se procederá a la descripción de los principales sistemas de propulsión de buques GNL, destacando sus ventajas e inconvenientes a bordo.

2.4.1 Turbinas de vapor

La planta de propulsión mediante turbinas está constituida por lo general por dos calderas con una capacidad de generación de 80-90 tons/h de vapor sobrecalentado a una presión de 60-70 bar a 520 °C [28], con la finalidad de alimentar las turbinas de AP (Alta presión) y BP (baja presión). Las turbinas suelen estar montadas en ejes independientes (cross-compound) [29] con una potencia neta que oscila entre 35-45 MW [28, 30]. La instalación funciona según un ciclo Rankine con el objetivo de la conversión de calor en trabajo, constituyendo lo que se denomina un ciclo de potencia [10, 24, 25, 31].

La generación de energía eléctrica a bordo, es suministrada por dos turbogeneradores alimentados por el mismo vapor de ambas calderas, como se representa en la Fig. 2.3 [25]. Cada generador tiene una potencia media de 10 MW, que junto a un generador diesel de unos 3 MW, es suficiente para hacer frente a la demanda de energía eléctrica del buque en cualquier situación operacional [28].

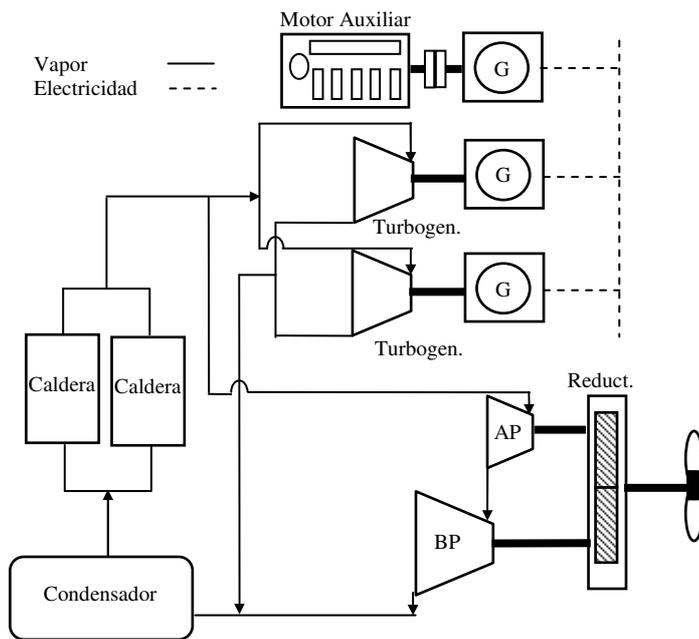


Fig. 2.3. Configuración de un sistema básico de propulsión mediante turbina de vapor.

Las calderas están diseñadas con el fin de lograr consumir simultáneamente diferentes tipos de combustibles, como son fuel-oil y BOG, proporcionando mayor versatilidad al sistema [24].

El suministro de gas desde los tanques de carga hacia las calderas, se realiza mediante compresores centrífugos de una sola etapa denominados LD (Low duty). Dichos compresores disponen de álabes de paso variable, arrastrados mediante un motor eléctrico de velocidad variable, regulando el suministro de gas hacia las calderas en función de la demanda en cada momento [26].

El exceso de BOG generado mientras el barco se encuentra en puerto o fondeado, situación en la cual el sistema de propulsión está fuera de servicio, es quemado igualmente en las calderas produciendo vapor que no tiene ningún tipo de

aprovechamiento energético. Este vapor se envía directamente al condensador previo paso por un proceso de laminación y atemperación. El proceso se conoce con el término “dumping” y cuya finalidad es proporcionar la capacidad de poder estabilizar la presión en los tanques de carga.

2.4.1.1 Ciclo termodinámico

Las instalaciones de TV se rigen bajo un ciclo termodinámico representativo denominado Ciclo Rankine [32, 33]. En las Fig. 2.4 (a) y (b), se puede observar los diferentes procesos de un ciclo Rankine referenciado a una instalación convencional de propulsión mediante ST en un buque mercante.

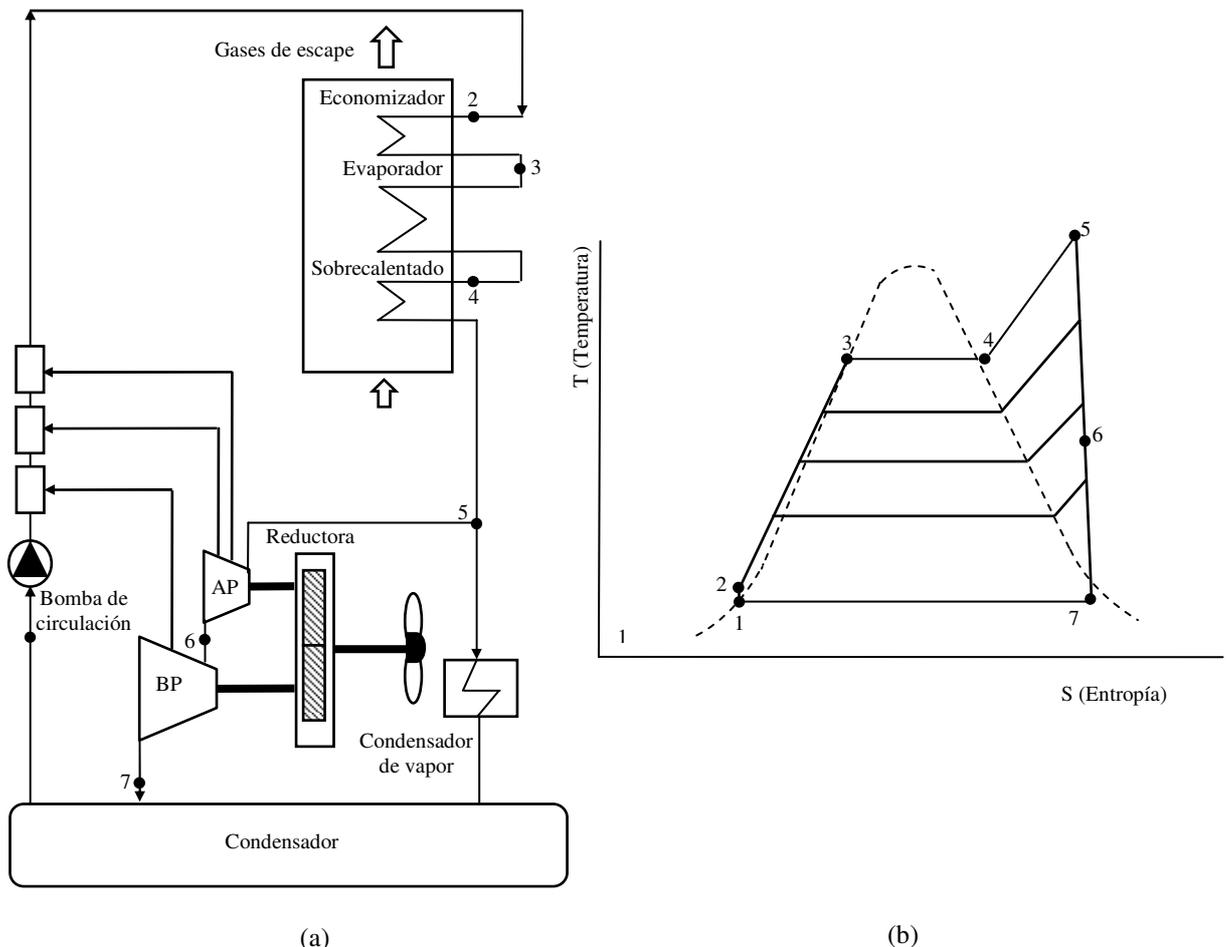


Fig. 2.4. Configuración de la instalación de vapor con turbinas en disposición cross-compound.

La instalación de vapor representada en la Fig. 4 (a) y el diagrama T-S representado en la Fig. 4 (b), están íntegramente relacionados entre sí, pasando por los diferentes procesos que se describen a continuación:

- Proceso 1-2: Compresión del agua de alimentación hasta la presión de alta mediante una turbobomba accionada por el propio vapor generado en las calderas. En esta etapa también se realiza el proceso de la eliminación de incondensables del sistema.
- Proceso 2-5: Transmisión de calor hacia el fluido de trabajo a presión constante en el economizador y en la caldera.
- Proceso 5-7: Expansión del vapor en las turbinas de AP y BP desde la presión de la caldera hasta la presión del condensador. También se realiza a la extracción de 3 sangrías hacia diferentes partes del ciclo realizando aporte calórico.
- Proceso 7-1: Transmisión de calor a presión constante en el condensador, desde el vapor hacia el circuito de refrigeración, alcanzando el fluido de trabajo el estado de líquido subenfriado.

2.4.1.2 Ventajas e inconvenientes

Las principales ventajas que aporta el sistema de propulsión mediante TV es la posibilidad de consumir diferentes tipos de combustibles simultáneamente, fiabilidad intrínseca y el bajo coste mantenimiento [10, 26], convirtiéndolo en el sistema más utilizado a bordo de buques GNL hasta principios del milenio [26]. También se pueden destacar otras ventajas que aporta una instalación de este tipo, como son el fácil control sobre la utilización del BOG, bajas vibraciones y un consumo de aceite de lubricación reducido [25].

El principal inconveniente debido al cual se están buscando e implementando nuevos sistemas de propulsión a bordo, es la baja eficiencia que presenta, aproximadamente el 35 % a plena carga, junto con las excesivas emisiones de CO₂ y una cámara de máquinas de mayor tamaño en comparación de otros sistemas [28].

2.4.1.3 Mejoras actuales en plantas de TV

Los fabricantes de TV están en un punto de inflexión, en el cual deben mejorar sus prestaciones si desean continuar como un sistema de propulsión a tener en cuenta en los buques GNL. El incremento de los precios del combustible [2, 14], junto con la normativa más estricta de las emisiones [6], les marca como una opción poco atractiva como sistema de propulsión.

Con el fin de mejorar la eficiencia de las plantas de propulsión basadas en TV, se ha desarrollado un sistema denominado Ultra Steam Turbine (UST) [26].

En comparación con los sistemas actuales, la principal diferencia reside en la existencia de una etapa de recalentamiento para mejorar la eficiencia termodinámica y la instalación de una turbina de media presión (MP). Con estas evoluciones implementadas en el sistema, la eficiencia aumenta en torno a un 15 %, pero continúa siendo inferior o equivalente a la alcanzada por los motores de combustión interna [26, 30].

Como se muestra en la tabla 2.3, tanto la temperatura como la presión del vapor en la caldera de un sistema UST son más elevadas que las de un sistema convencional, alcanzando los 560 °C a 10 MPa frente a los 515 °C a 6 MPa de un sistema convencional. El sistema UST consta de una turbina de MP, donde el vapor se expansiona previo paso por una etapa de recalentamiento, en la cual se eleva la temperatura del vapor desde los 365 °C a los 560 °C a una presión de 2 MPa, como se representa en la Fig. 2.5.

Tabla 2.3. Comparación sistema convencional de TV y UST [30].

	Planta convencional	UST
Condiciones del vapor en la caldera	6 MPa a 515 °C	HP: 10 MPa a 560 °C
Disposición de los elementos del sistema	CAL-AP-BP	CAL-AP-RC-MP-BP

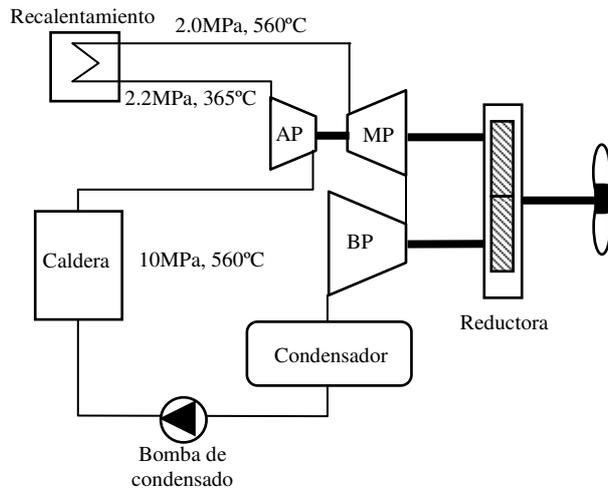


Fig. 2.5. Configuración de una planta Ultra Steam Turbine.

Las principales ventajas que aporta un sistema UST frente al sistema convencional de TV, son las siguientes [30]:

- El espacio ocupado en la cámara de máquinas, no se ve incrementado, teniendo en cuenta el aumento del número de elementos que lo componen.
- Aumento del rendimiento entorno al 15 %.
- Alta fiabilidad, equiparable al sistema convencional.
- Bajas emisiones, reduciéndose en torno al 15 % en NO_x , SO_x y CO_2 .

2.4.2 Turbinas de Gas

La turbina de gas (TG) fue una innovación tecnológica introducida en los buques GNL debido a la posibilidad que presentaban de consumir diesel y BOG sin ninguna limitación [24], elevada fiabilidad derivada de la industria aeronáutica y una relación potencia/peso muy elevada lo que proporciona unas dimensiones reducidas del sistema [26, 28].

Los primeros buques en instalar TG como sistema de propulsión principal fueron los pertenecientes a la armada y los buques de pasaje. Estos últimos combinaban la TG con TV o diesel generadores para producción de energía eléctrica. Por lo contrario, en los buques GNL con propulsión mediante TG no son combinadas con ningún otro sistema de generación, debido a que todo el BOG se emplea como combustible para hacer frente a la demanda energética del buque [26].

En la Fig. 2.6 se representa un sistema de TG con propulsión eléctrica, denominado DFGE (dual-fuel gas turbine electric propulsion) [10].

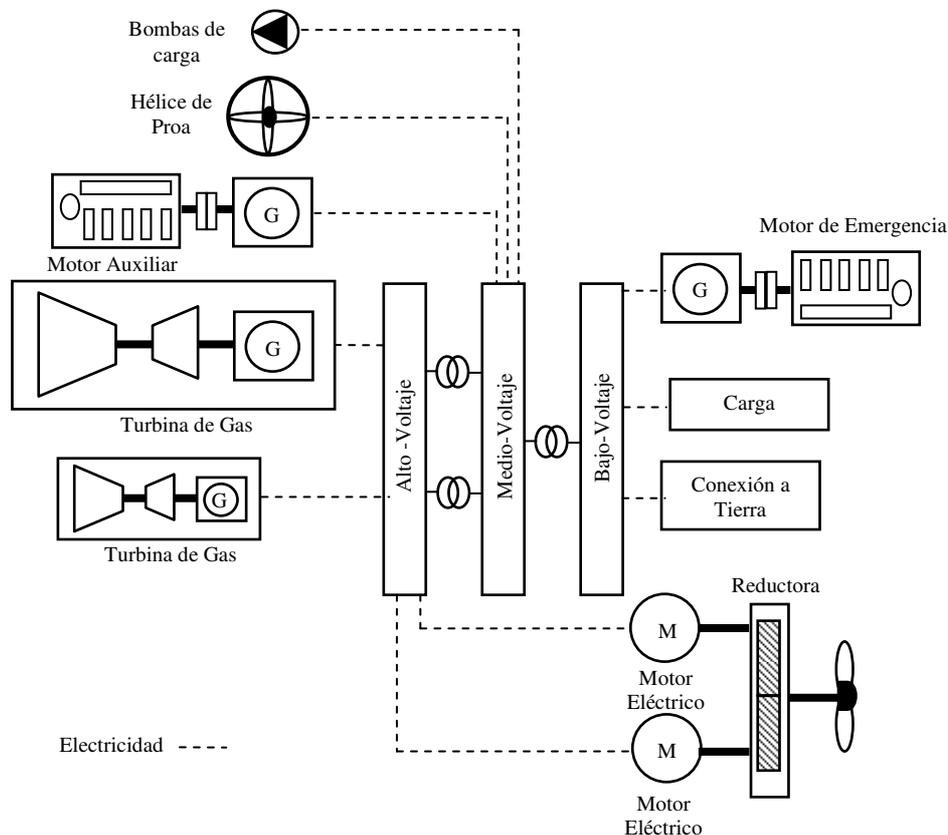


Fig. 2.6. DFGE (dual-fuel gas turbine electric propulsion).

El elevado consumo específico, junto con la necesidad de utilización de combustibles limpios con un elevado coste [25] para que cumpla las especificaciones de la norma ISO-F Marine Gas Oil [34-36], hacen de las turbinas una opción poco atractiva a emplear en los buques. Sin embargo, la TG permite la recuperación del calor residual para la implementación de un ciclo combinado, de modo que el rendimiento de la instalación aumenta hasta el 40 %. También existe la posibilidad de la utilización del BOG como combustible, lo que sería una opción a tener en cuenta para instalar en los buques GNL como sistema de propulsión [26, 37].

Existen diferentes configuraciones de sistemas basados en ciclos combinados, los cuales se pueden subdividir en dos grupos:

- Ciclo combinado con propulsión mecánica [25].
- Ciclo combinado con propulsión eléctrica, conocido con el acrónimo COGES (Combined Gas turbine Electric & Steam system) [10, 24-26, 28, 38].

2.4.2.1 Ciclo combinado con propulsión mecánica

El ciclo combinado con propulsión mecánica es una disposición poco frecuente en buques GNL, debido a que todas las ventajas de la flexibilidad que aporta el sistema DFGE, es eliminada con la instalación de un generador auxiliar de electricidad.

En la Fig. 2.7 se muestra la disposición de un ciclo combinado con propulsión mecánica. El sistema está formado por una TG con una potencia de 36 MW [25, 38], que es la encargada de suministrar el par de torsión necesario a una reductora, para hacer girar la hélice del buque. Los gases de escape generados en la TG son enviados a una caldera de recuperación, donde realizan el aporte de calor necesario para la generación de vapor. La producción de vapor en la caldera de recuperación es destinada a alimentar una turbina de unos 10 MW [25, 38], que acoplada a un generador suministra energía eléctrica al buque durante la navegación. La instalación también contempla tres generadores auxiliares con una potencia conjunta que oscila entre los 6 y 12 MW [25], siendo empleados para la generación de energía en puerto, periodo el cual ambas turbinas estarían paradas.

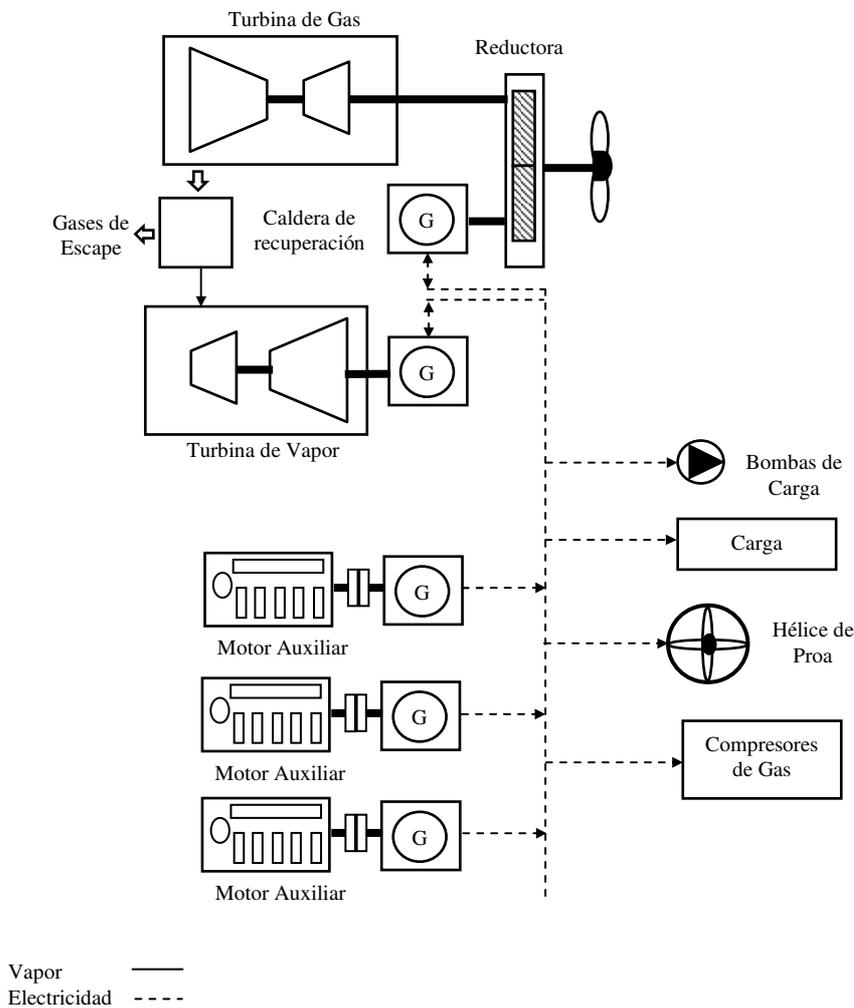


Fig. 2.7. Ciclo combinado con propulsión mecánica.

2.4.2.2 Ciclo combinado con propulsión eléctrica

Los COGES son ciclos combinados con propulsión eléctrica. Estos sistemas están formados por elementos similares a los que conforman un ciclo combinado con propulsión mecánica, pero con la diferencia en la disposición de sus elementos [26].

Dentro de los COGES, se puede diferenciar dos disposiciones asociadas a sus fabricantes, Rolls-Royce y General Electric [26, 28].

En la Fig. 2.8 se muestra la disposición de un COGES diseñado por el fabricante Rolls-Royce. La instalación dispone de dos TG con diferentes potencias, una de 36 MW y otra de 5 MW, diseñada de tal manera que los gases de escape de la TG con mayor potencia son aprovechados en una caldera de recuperación para la generación de vapor

[25, 26]. El vapor generado es utilizado para alimentar una TV de 10 MW, que junto a la TG, hacen frente a la demanda de energía eléctrica durante la navegación del buque. Por lo contrario, la turbina de menor potencia (5MW) tiene como finalidad la generación de energía eléctrica en puerto, evitando altos consumos de combustible ocasionados por la TG principal [38].

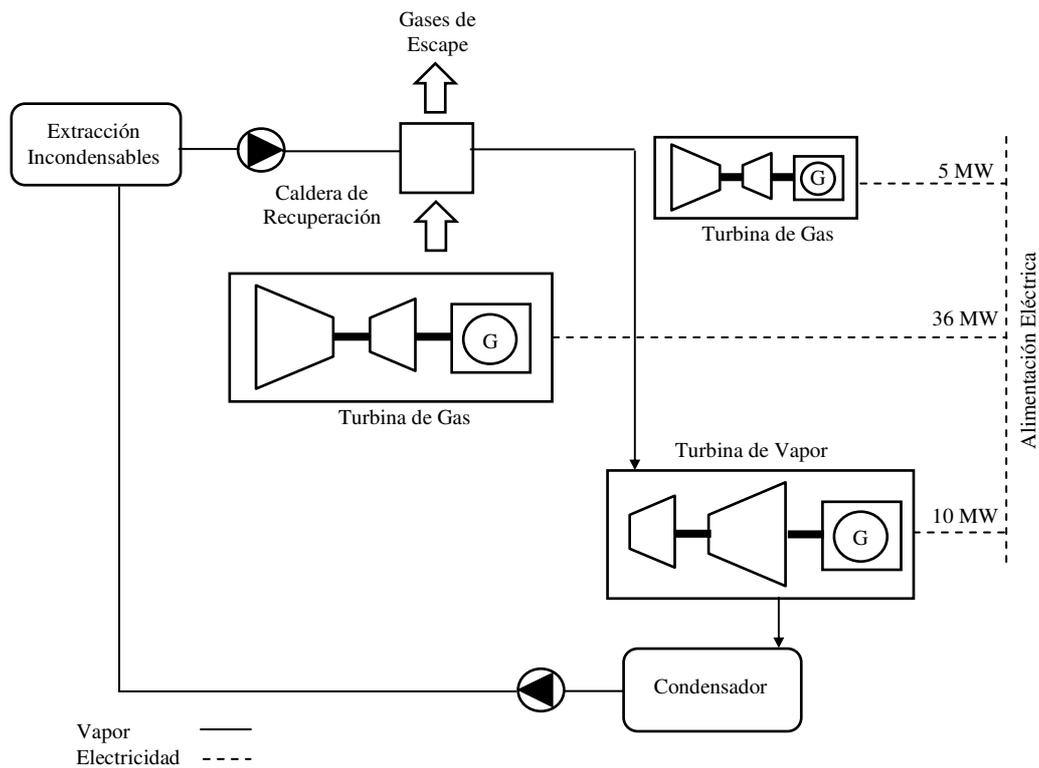


Fig. 2.8. Sistema de ciclo combinado COGES diseñado por Rolls-Royce.

En la Fig. 2.9 se representa una instalación COGES diseñada por el fabricante General Electric [26, 28]. La instalación dispone de dos turbinas de gas de 20 MW cada una, aumentando la redundancia del sistema y garantizado el suministro de energía eléctrica en caso de avería durante la travesía. Pero tiene como la desventaja el elevado consumo en las estancias en puerto, ya que no se dispone de un generador auxiliar de baja potencia, como en el caso del diseño de Rolls-Royce. La TV de este sistema es de mayor potencia, debido a que al disponer de dos turbinas de gas 20 MW, la generación de gases aumenta en comparación con el sistema anterior, dando la posibilidad de instalar una turbina de 15 MW [25, 26, 28, 38].

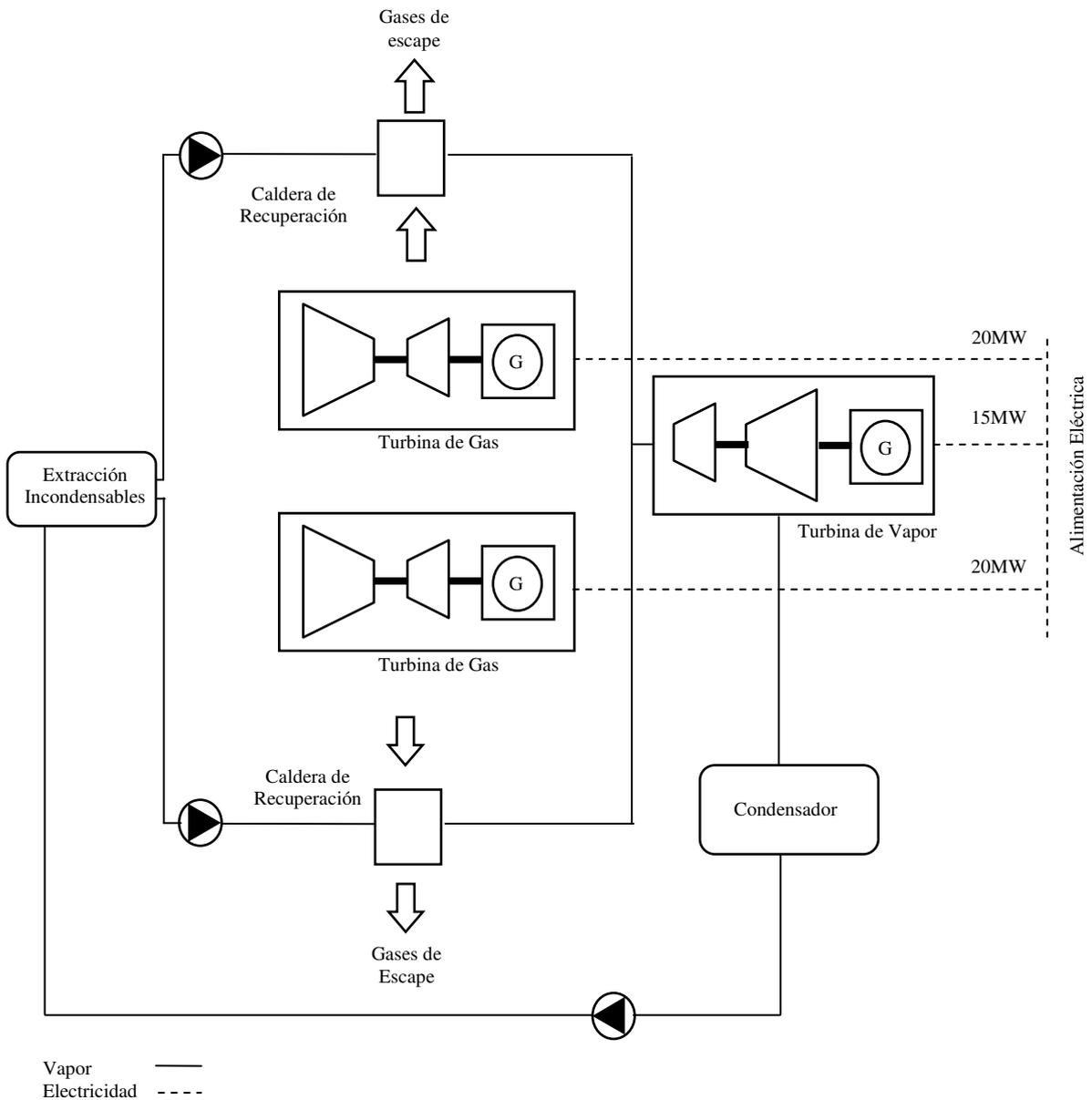


Fig. 2.9. Sistema de ciclo combinado COGES diseñado por General Electric.

2.4.2.3 Ventajas e inconvenientes

Las instalaciones de TG aportan una fiabilidad elevada al sistema, en torno al 99 %. Pero se deben de tener en cuenta los sistemas auxiliares, debido a que la fiabilidad global se ve mermada a consecuencia de ellos, siendo necesario evaluar cuidadosamente todos los sistemas que completan una instalación de TG [26, 28]. Una de las principales ventajas que aporta la instalación de un sistema de TG o COGES, es la disminución considerable de espacio requerido en la sala de máquinas, repercutiendo

en un aumentando del espacio destinado a la carga. En un buque GNL de 138000 m³, el espacio de carga puede aumentar en 8500 m³ si se compara con la instalación de un sistema de TV, pero se debe tener en cuenta que los costes de una instalación de GT son un 3% superiores a los de un sistema de TV y un 5 % a un COGES [25]. El elevado consumo tanto de gas como en diesel de las TG lo hacen como una opción poco atractiva para la instalación a bordo, surgiendo la necesidad de investigar nuevas tecnologías [25].

2.4.3 Motores de combustión interna

Los motores de combustión interna han llegado a ser el sistema de propulsión predominante en todos los segmentos del transporte marítimo, abarcando el 80 % de la flota a excepción los buques GNL [10, 25], debido a que no podían quemar diferentes combustibles simultáneamente [14, 37].

En el 2003, los motores DF destacan debido a la posibilidad de consumir tanto combustible líquido como gas, convirtiéndose en la nueva tendencia de los sistemas de propulsión en buques GNL, alcanzando la cifra de 159 unidades construidas a finales del 2006 [26].

Los motores DFDE (Dual Fuel Diesel Eléctrico) de 4 tiempos, fueron los primeros en abrir el mercado, debido a que desde principios de la década de 1990 ya operaban en instalaciones en tierra para la generación de energía eléctrica [39]. En el año 2008 la tendencia alcanza un punto de inflexión, donde los motores DF se orientan hacia los 2 tiempos debido a la evolución en la tecnología en el sistema de inyección de gas [27].

2.4.3.1 Motores diesel 2T con planta de relicuefacción

Los motores 2T fueron la opción más utilizada como sistema de propulsión principal en la marina mercante debido a su bajo coste de mantenimiento, alta eficiencia y la posibilidad que ofrecen de poder quemar combustibles de baja calidad [28]. Este sistema es utilizado en buques GNL de más de 200000 m³ y dedicados a travesías de larga distancia [26], pero con la peculiaridad de la integración de plantas de relicuefacción y GCU [24] como se representa en la Fig. 2.10 La planta de relicuefacción tiene como misión relicuar el BOG generado en los tanques de carga y poder devolverlo en estado líquido a su interior, evitando mermas del GNL

transportado [15, 28]. La GCU está diseñada para quemar el BOG generado que por avería de la planta de relicuefacción sería imposible tratarlo, evitando el incremento de la presión en los tanques carga y los daños que podría ocasionar [24].

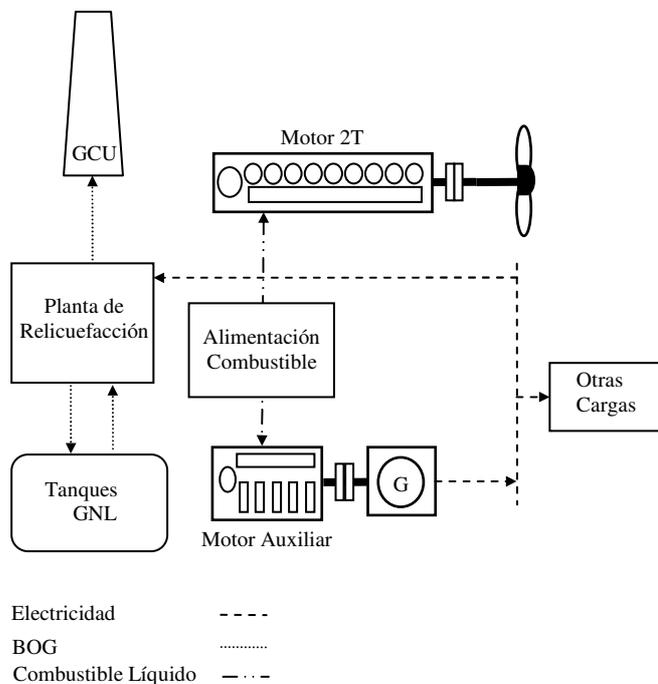


Fig. 2.10. Configuración del sistema de propulsión con motores diesel de 2T y planta de relicuefacción.

Las plantas de relicuefacción instaladas a bordo se rigen bajo el ciclo inverso de Rankine, con una configuración en cascada de tres etapas [15] en el cual el N_2 es considerado el fluido refrigerante más utilizado [40].

El BOG generado en los tanques de carga, es sometido a diferentes etapas en la planta de relicuefacción [41]. En primer lugar, el BOG es extraído de los tanques y es sometido a un proceso en el cual se separan todas las gotas que pueda contener, evitando dañar los compresores. La compresión se efectúa en dos etapas, para a continuación realizar el intercambio con el fluido refrigerante, que en este caso es N_2 . Una vez atravesado los intercambiadores, el BOG se retorna nuevamente a los tanques de carga, previo paso por una etapa de separación de N_2 . Este proceso está

representado en la Fig. 2.11, donde se puede observar el esquema básico de una planta de relicuefacción, haciendo referencia a la parte de GN y N₂.

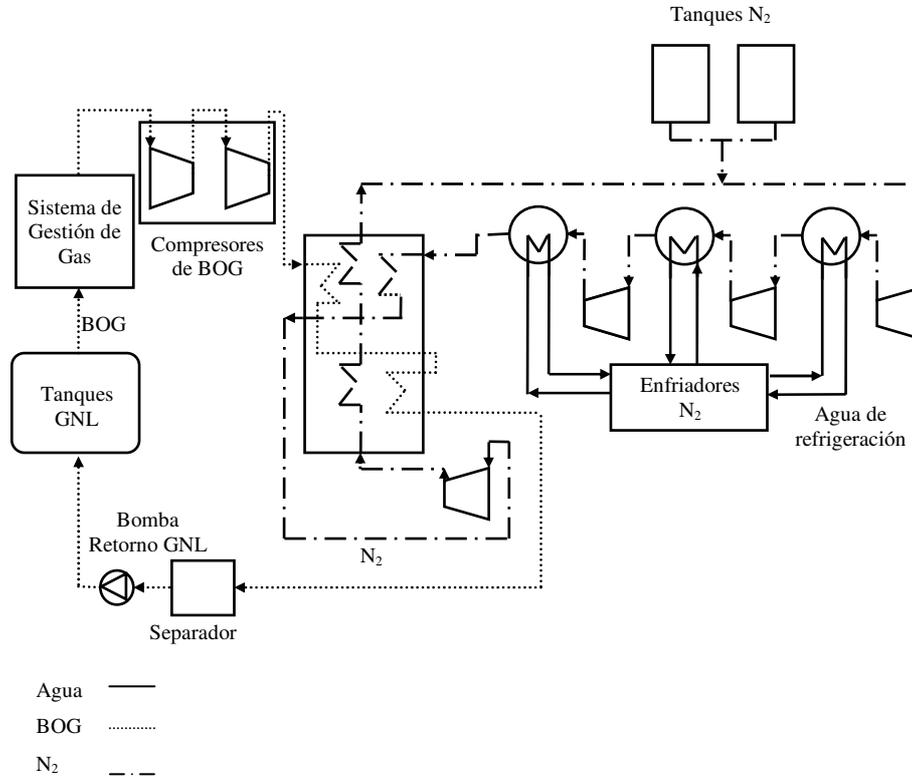


Fig. 2.11. Esquema básico de una planta de relicuefacción.

Los motores de dos tiempos tienen una elevada eficiencia, pero en el rendimiento global de la instalación se debe tener en cuenta la planta de relicuefacción. El funcionamiento de una planta de relicuefacción representa un elevado consumo eléctrico, suministrado por 3 o 4 generadores eléctricos auxiliares [26].

Si se toma como ejemplo un buque GNL de 149000 m³, la planta de relicuefacción tiene un consumo de entre 3,5 y 7 MW que varía en función del BOG generado en los tanques de carga. El consumo de la planta de relicuefacción representa un 20 % de la energía disponible en el BOG recuperado o aproximadamente de 20 toneladas de fuel por día [25, 28]. La potencia auxiliar neta de un buque con planta de relicuefacción se ve incrementada entre 14 y 16 MW, si se compara con un sistema de motores de 4 tiempos DF que no la integra [28].

En los sistemas de propulsión con motores de 2T y planta de relicuefacción, se pueden diferenciar dos disposiciones de la planta, marcadas por el número de motores

principales que la integra [10, 25, 26, 28]. La primera opción, representada en la Fig. 2.12, está formada por un único motor principal que arrastra una hélice de paso fijo, mientras que la generación eléctrica es suministrada por 3 diesel generadores de 4T, alimentados también por un combustible pesado [26, 28].

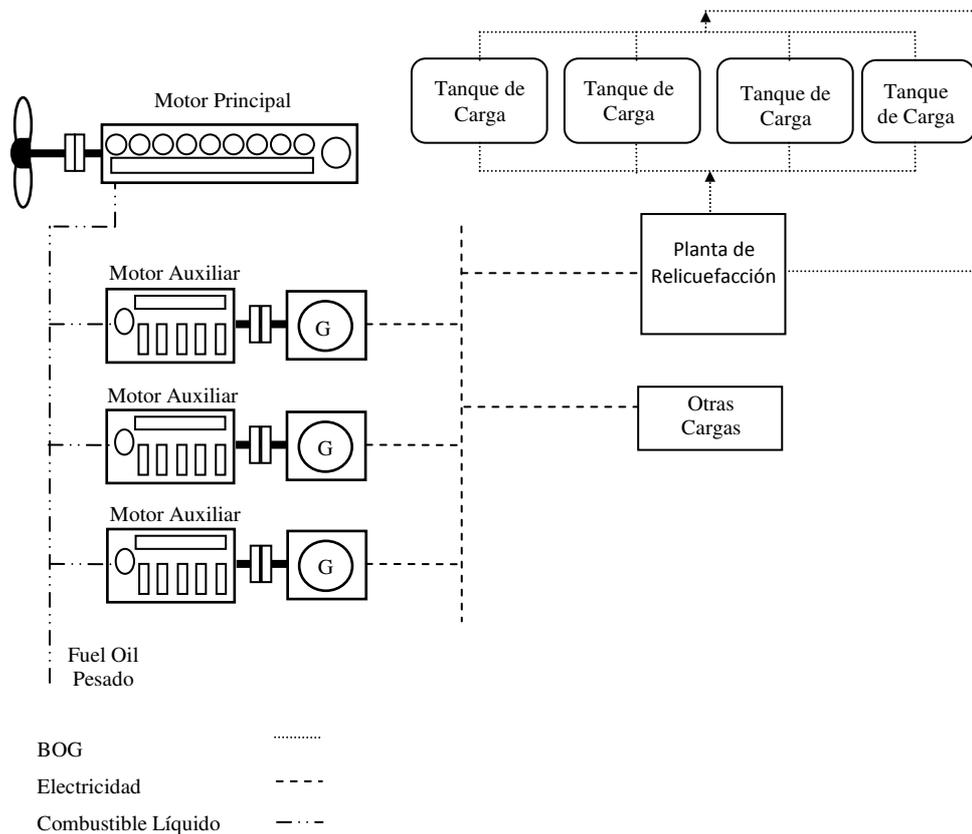


Fig. 2.12. Sistema de propulsión con motor principal 2T y planta de relieves.

Con la evolución de las medidas de seguridad en el sector del transporte de GNL, las sociedades de clasificación de los buques establecen altos estándares con respecto al mantenimiento y a la redundancia de equipos. En los buques con sistemas de propulsión mediante motores diesel de 2T, se exige la integración de dos motores acoplados a líneas de ejes individuales para aumentar la redundancia de la planta [28], como se representa en la Fig. 2.13.

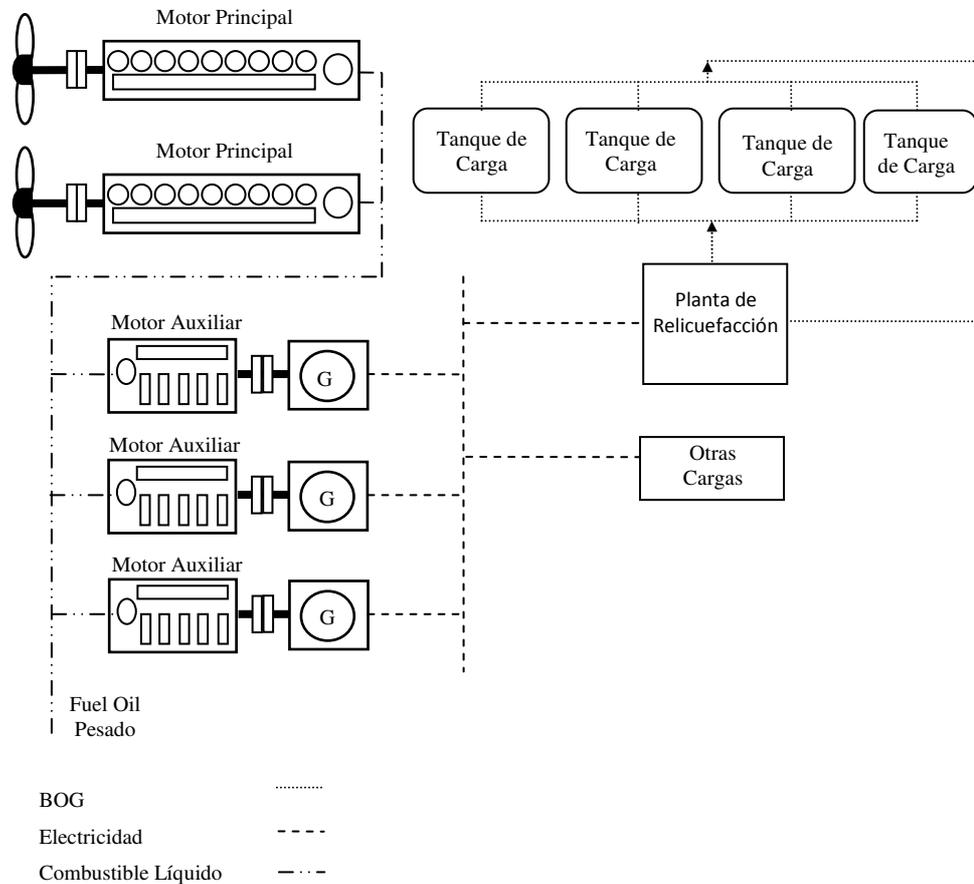


Fig. 2.13. Sistema de propulsión con dos motores principales de 2T y planta de relicuefacción.

2.4.3.2 Ventajas e inconvenientes

Los motores 2T utilizados en buques tienen una elevada eficiencia, aproximadamente del 50%, que junto con la utilización de una planta de relicuefacción tiene la ventaja de que no generan mermas en la carga de GNL transportado. Por lo contrario, el sistema presenta una serie de desventajas si se compara con una planta de TV, como son los elevados costes de mantenimiento, el alto consumo de la planta de relicuefacción y las elevadas emisiones de NO_x y SO_x [25].

Las emisiones de los buques mercantes están reguladas por el convenio MARPOL en el anexo VI “Reglas para prevenir la contaminación atmosférica ocasionada por los buques”, fijando los límites máximos de emisiones tanto de NO_x y SO_x [42-44]. En la

tabla 2.4 pueden observar los diferentes sistemas empleados por los buques para cumplir con los valores estipulados en las emisiones de NO_x.

Tabla 2.4. Métodos de reducción de NO_x [25].

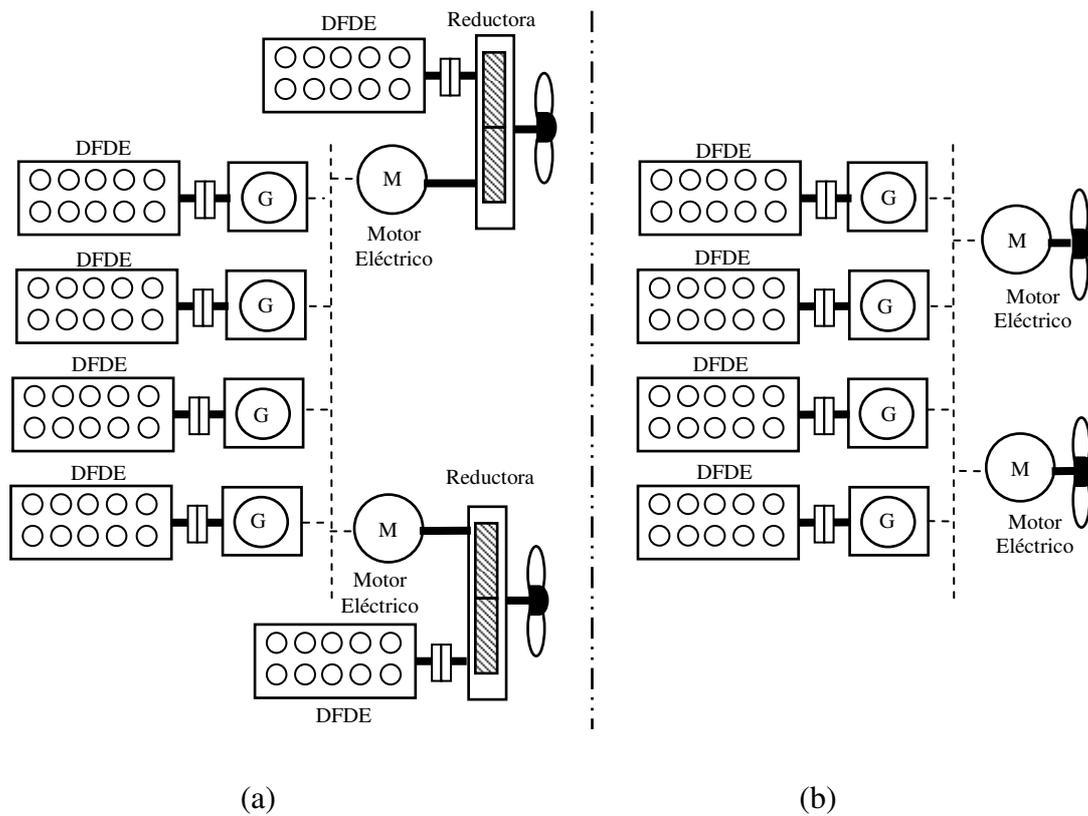
Técnica	Reducción de NO_x
Combustibles alternativos	50-60 %
Combustible emulsionado - Adición de agua	50-60 %
Retardo en la inyección	30 %
Modificación de la relación de compresión	10-30 %
Modificación del sistema de inyección	30 %
Enfriamiento del aire de admisión	14 %
Incrementar presión del aire de admisión	10-40 %
Inyección directa de agua (DWI)	40-60 %
Humedad en el aire de admisión (HAM)	70-80 %
Recirculación gases de escape (EGR)	80-98 %
Reducción catalítica selectiva (SCR)	80-99 %

Por el contrario, la eliminación de SO_x solo se puede conseguir mediante la utilización de combustible bajos en azufre o con la limpieza de los gases de escape, para no sobrepasar el valor máximo de 6,0 g SO_x/kW h establecido por la normativa vigente [45].

2.4.4 Propulsión diesel-eléctrica mediante motores Dual-Fuel 4T

Desde comienzos del 2003, el número de buques GNL con sistema de propulsión mediante motores dual-fuel diesel-eléctrica (DFDE), se ha incrementado considerablemente, alcanzando las 159 unidades [26]. Este hecho demuestra que la tendencia de los sistemas de propulsión en los buques GNL está orientada a la utilización de motores DF, los cuales tienen la capacidad de consumir tanto gas como combustibles líquidos [24-26].

La configuración típica de un sistema de propulsión DFDE es representada en la Fig. 2.14. Esta configuración dispone de cuatro motores DF acoplados a generadores eléctricos, que abastecen de energía a todo el buque incluyendo a los dos motores de propulsión [10, 25].



Electricidad - - - -

Fig. 2.15. Configuraciones de propulsión diesel-eléctrica mediante motores Dual-Fuel 4T: (a) Propulsión mecánica y eléctrica; (b) Propulsión eléctrica.

Los motores DF disponen de diferentes modos de funcionamiento dependiendo del combustible a emplear. Cuando queman gas como combustible, adoptan el concepto de mezcla pobre de ciclo Otto, mostrándose en la Fig. 2.16 las diferentes etapas de trabajo [10, 25, 26, 28].

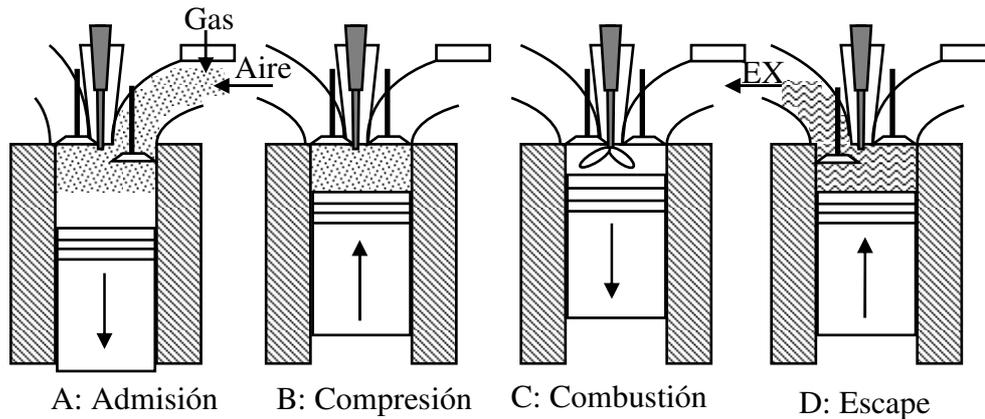


Fig. 2.16. Etapas de trabajo de un motor DF 4T en modo gas.

A continuación se procede a realizar una breve descripción de las diferentes etapas de trabajo de un motor DF cuando funciona en modo gas:

- A: Admisión. El gas es suministrado a cada cilindro individualmente mediante una válvula situada en el conducto de admisión, donde es mezclado con el aire antes de la entrada a la cámara de combustión [3]. La admisión de gas se realiza a baja presión, aproximadamente a 5 bar [26], reduciendo considerablemente los riesgos que conllevaría la utilización de metano a alta presión en la cámara de máquinas.
- B: Compresión. La mezcla es comprimida por el cilindro en su carrera de ascenso hasta que alcanza el PMS (Punto muerto superior).
- C: Combustión. Cuando el cilindro se encuentra próximo al PMS, se realiza la inyección del combustible piloto, representando el 1 % del consumo total. Con este proceso se libera la energía necesaria para iniciar la combustión y con ello el cilindro se desplaza hasta alcanzar el PMI (Punto muerto inferior).
- D: Escape. Una vez realizada la carrera de trabajo, el cilindro comienza nuevamente el desplazamiento hacia el PMS, forzando a salir del cilindro los gases de combustión.

Por lo contrario, si emplea diesel o combustibles pesados, el motor DF adopta el concepto de ciclo Diesel, mostrándose en la Fig. 2.17 las 4 etapas de trabajo que lo forman.

Capítulo 2: Antecedentes del estudio

A continuación se procede a realizar una breve descripción de las diferentes etapas trabajo de un motor DF cuando funciona en modo diesel:

- A: Admisión. En la carrera de admisión solo se introduce aire en el cilindro debido a que la válvula de gas permanece cerrada.
- B: Compresión. El aire es comprimido por el cilindro en su carrera de ascenso hasta que alcance el PMS.
- C: Combustión. Cuando el cilindro se encuentra próximo al PMS, se realiza la inyección tanto del combustible principal como piloto, liberando la energía necesaria para iniciar la combustión y realizar el desplazando del cilindro hasta alcanzar el PMI.
- D: Escape. Una vez realizada la carrera de trabajo, el cilindro comienza nuevamente el desplazamiento hacia el PMS, forzando a salir del cilindro los gases de la combustión.

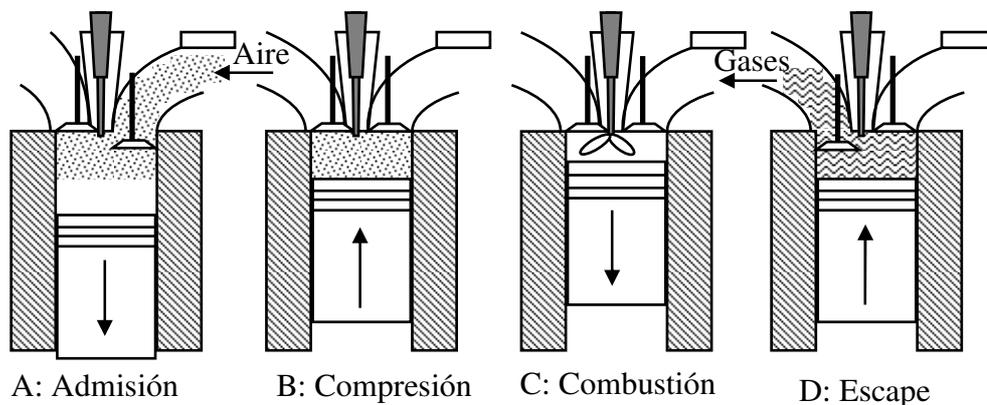


Fig. 2.17. Etapas de trabajo de un motor DF 4T en modo Diesel.

El sistema de control de la combustión, es una de las principales características a tener en cuenta en los motores DF. Esto es debido a que en función del combustible a emplear, el ciclo de trabajo realizado por el motor varía entre Otto y Diesel. Cuando el motor funciona en modo Diesel, la regulación de la combustión se efectúa mediante el control de las temperaturas de escape para garantizar la optimización del proceso [34, 42]. Por el contrario, la regulación de la combustión en modo gas es mucho más compleja, debido a que en función de la carga del motor, el control se adaptará a

diferentes variables [46]. Cuando la carga del motor es inferior al 65 %, la regulación se realiza mediante las temperaturas de escape como en el ciclo Diesel, pero una vez superado este valor de carga, la combustión se controla mediante los sensores de Knocking (detonación) [25, 3, 46].

Los motores DF integran un sensor de Knocking por cilindro, debido a que la combustión es controlada y monitorizada individualmente. A medida que se aumenta la carga del motor y con ello la presión media efectiva, se debe ajustar con mayor precisión los parámetros de la combustión, garantizando que la presión de combustión se sitúe dentro del área denominada como ventana de operación, representada en la Fig. 2.18 [25].

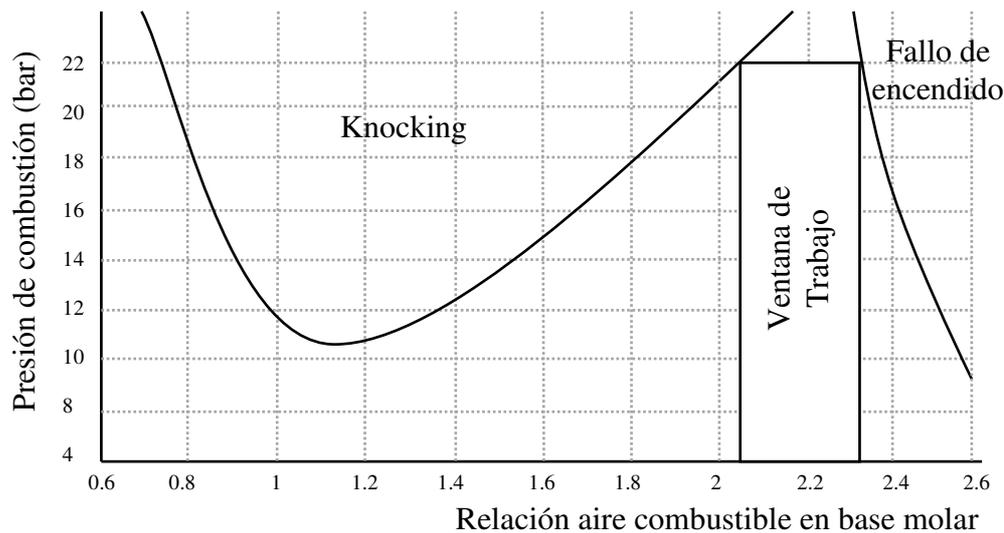


Fig. 2.18. Grafica de operación de un motor Dual-Fuel 4T [21].

El proceso de acondicionamiento del BOG generado en los tanques de carga, es de suma importancia en los motores DF, por ello antes de ser quemado como combustible debe ser tratado. Los motores DF están diseñados para usar como combustible gas el metano, por esta razón es esencial separar el resto de los componentes del GN en un sistema denominado Oil Mist Separator, garantizando una combustión correcta para evitar el Knocking [26, 39, 47, 48].

Una vez que se obtiene el metano a la salida del Oil Mist Separator, se procede a elevar la presión hasta 5-6 bar, correspondiente con la presión de admisión en los motores de

combustión [24, 27]. Este proceso se realiza mediante dos compresores denominado Low-Duty (LD), que garantizan una presión constante en el sistema [24, 26, 27, 39]. Una vez estabilizada la presión del metano se procede a controlar su temperatura mediante un intercambiador con glicol, que a su vez es enfriado con agua de mar, para alimentar los motores DF y la GCU [46]. La GCU se utiliza para quemar el exceso de BOG generado y que no es posible consumir en los motores, evitando posibles sobrepresiones en el interior de los tanques de carga que pueda dañarlos [14, 49]. En caso de avería de la GCU, el buque dispone de válvulas de venteo como última medida de seguridad, liberando el GN a la atmósfera. En Fig. 2.19 se muestra esquemáticamente como sería este sistema de gestión del BOG con motores DF 4T.

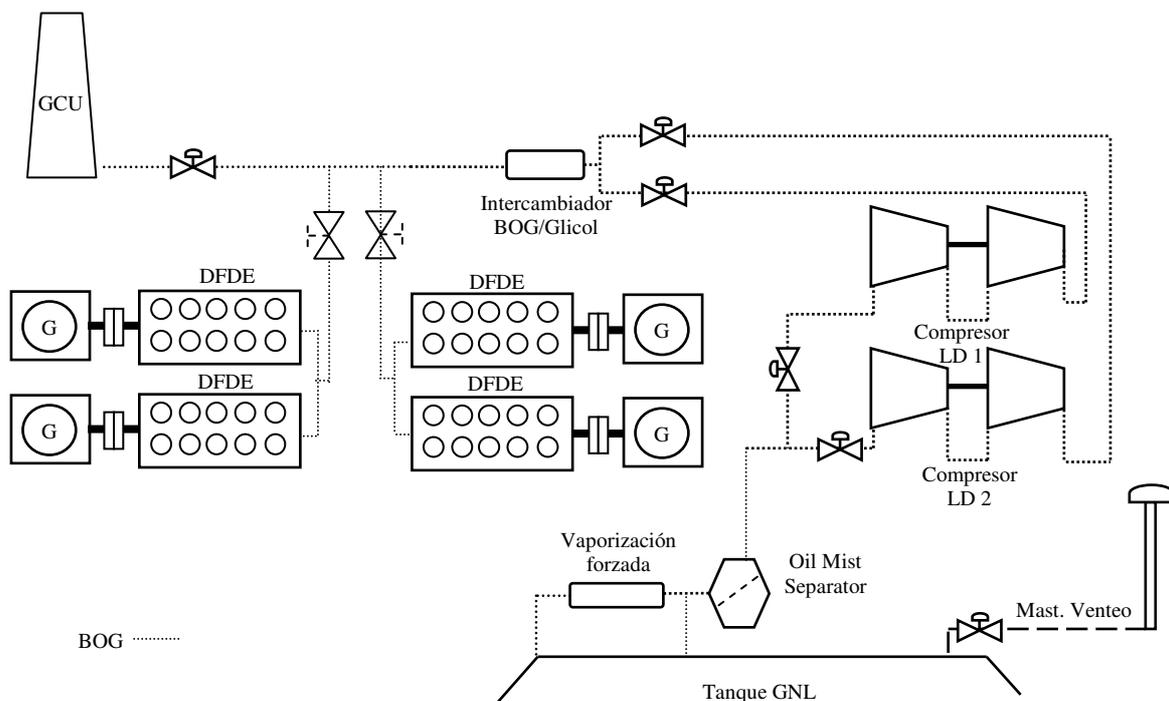


Fig. 2.19. Sistema de gestión de gas en un sistema de motores DF 4T.

Según la situación operacional en la que se encuentre el buque, el BOG generado es tratado de diferente modo, destacando las dos situaciones más comunes, que son cuando el buque se encuentra en puerto/fondeado o en navegación.

Cuando el buque se encuentra en puerto o fondeado, el sistema de propulsión está fuera de servicio, con lo que sólo se necesita un generador eléctrico para proporcionar energía a la habilitación y elementos auxiliares. En esta situación, el BOG es destinado

a alimentar el generador en servicio y el exceso es quemado en la GCU sin ningún aprovechamiento energético [10, 27, 38, 39].

Cuando el buque se encuentra en navegación, el BOG consumido por la planta de propulsión es mayor, con lo que se pueden dar las siguientes situaciones operacionales.

- Vaporización Forzada: En el caso de que se necesite mayor cantidad de BOG a la generada de manera natural, se procede a forzarlo en un intercambiador GNL/Vapor [10, 39] y de este modo hacer frente a la demanda de la planta de propulsión.
- GCU: Cuando la demanda de la planta de propulsión no es elevada y el BOG generado de manera natural es superior al consumido, se produce un exceso de BOG, que es quemado en la GCU para mantener la presión en el interior de los tanques [10].

2.4.4.1 Ventajas e inconvenientes

La propulsión con motores DF es un sistema que presenta elevada eficiencia en comparación con las TV, alta redundancia y reducidas emisiones de SO_x. También se debe resaltar que en modo gas, el motor no necesita emplear sistemas de limpieza de gases de escape para cumplir con la normativa IMO TIER III [42], debido a que el BOG consumido no tiene azufre [25, 39, 43].

Como desventaja se puede destacar que este sistema de propulsión consta de un elevado número de componentes, los cuales supone un alto coste de la instalación y de mantenimiento [25].

2.4.5 Propulsión diesel-eléctrica mediante motores DF 4T con planta de relicuefacción

La instalación de una planta de relicuefacción en un buque que tenga como sistema de propulsión motores DF 4T, aporta una alta flexibilidad al sistema. Pero se debe tener en cuenta dos factores de gran importancia, como son los elevados costes de la planta y la relación de BOG consumido/generado [25].

La viabilidad de la integración de una planta de relicuefacción en un buque con sistema de propulsión basado en motores DF 4T, depende tanto del BOG generado como de la velocidad en navegación. En la Fig. 2.20 se representa la relación entre ambos factores,

considerando el BOG generado de manera natural en un 0,15% al día [15, 41, 50, 51], con lo que dependiendo de las necesidades operacionales puede ser una opción atractiva a tener en cuenta.

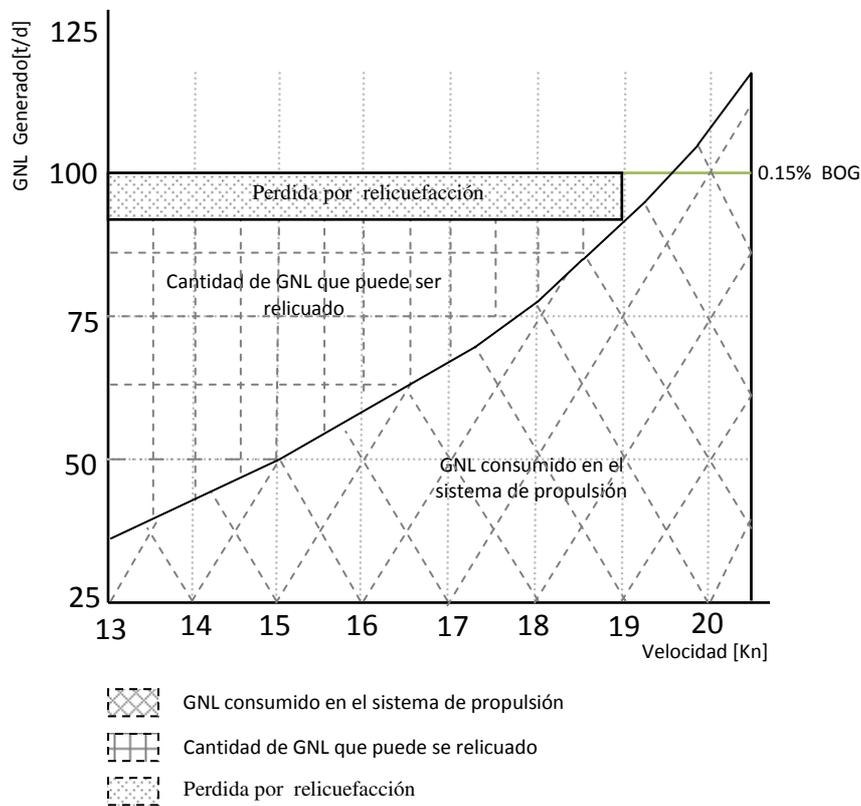


Fig. 2.20. Relación velocidad del buque y cantidad de BOG relicuado [25].

2.4.6 Propulsión diesel-eléctrica mediante motores DF 2T

La propulsión mediante motores DF, es una tecnología asentada en los buques GNL desde el año 2003. Los primeros motores DF instalados a bordo fueron de 4T, debido a la existencia en la industria terrestre de unidades similares desde los años 80 [26, 39]. Por el contrario, la evolución de los motores DF 2T fue más lenta, teniendo que esperar hasta comienzos de siglo XXI para tener conocimiento de los primeros buques con dicha tecnología instalada a bordo [39, 50]. En los motores DF 2T se puede diferenciar dos modelos según la presión de inyección de gas, alta presión (MAN) y baja presión (WARTSILA).

2.4.6.1 Alta presión

MAN fue pionero en el desarrollo de los motores DF 2T para instalación a bordo de buques GNL, siguiendo la tendencia en sus motores industriales con la utilización de altas presiones de inyección de gas. La principal diferencia con los motores DF 4T, se encuentra en el procedimiento del inyección de gas, puesto que es realizada directamente en la cámara de combustión a altas presiones (250-300 bares) [10, 24, 46].

Dentro de los motores DF 2T desarrollados por MAN, se pueden resaltar dos sistema de gestión de gas (Fig. 2.21), siendo en ambas opciones la presión de suministro en torno a 300 bar. Para alcanzar la elevada presión de trabajo, es necesario instalar compresores volumétricos con la capacidad de hacer frente a la demanda total de los motores individualmente. En la Fig. 2.22, se puede observar una planta compuesta por dos motores DF 2T y la planta de gestión de gas [46].

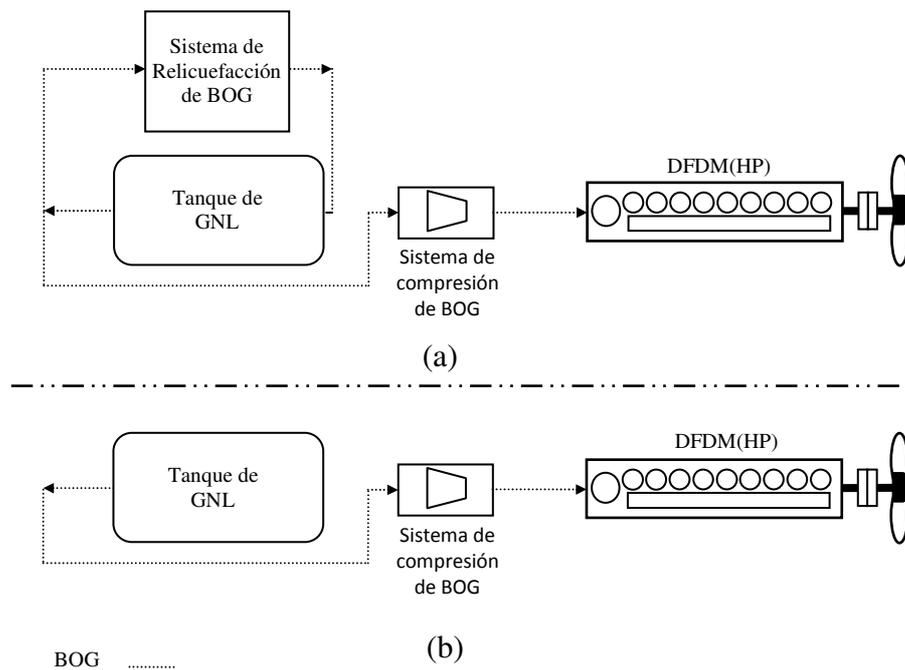


Fig. 2.21. Gestión de gas en motores DF 2T: (a) Con planta de relieves; (b) Sin planta de relieves.

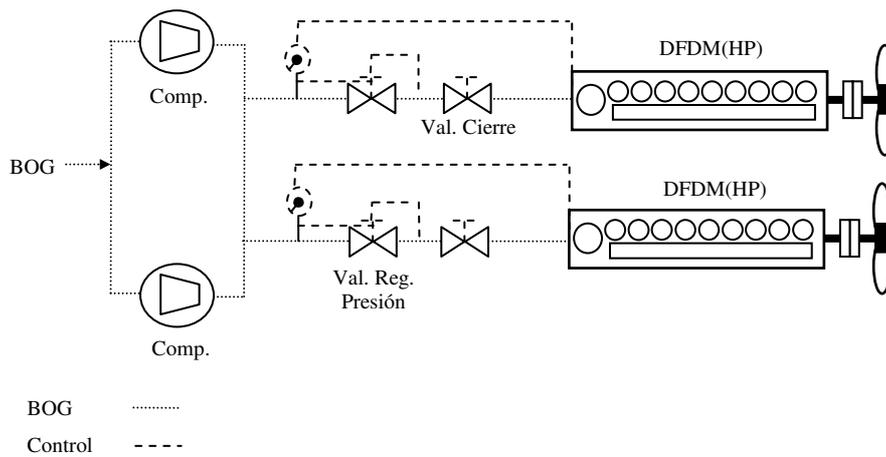


Fig. 2.22. Sistema de compresión y control de la presión motores DF 2T.

La inyección de combustible se efectúa en la cabeza del cilindro mediante válvulas de gas situadas en la culata del motor (Fig. 2.23) [43]. Para prevenir posibles fugas de gas, el flujo hacia las válvulas se realiza mediante conductos de doble pared con sensores de detección de fugas [24, 26]. La presión de gas a unos 300 bar es ejercida de manera permanente sobre el vástago, utilizando aceite a una presión entre 25 y 50 bar superior a la de inyección para realizar un correcto sellado y evitar cualquier fuga hacia el sistema de actuación [26, 46].

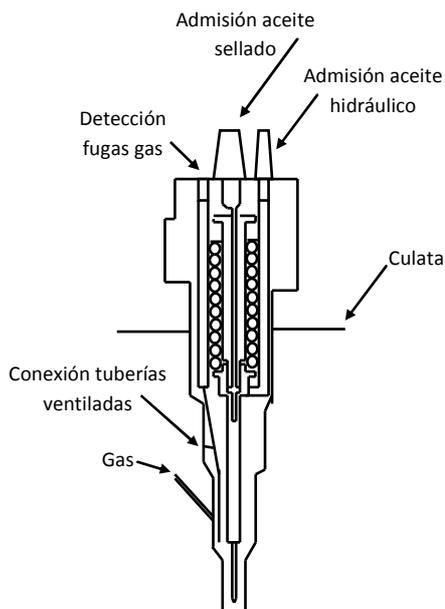


Fig. 2.23. Válvula de inyección de gas.

2.4.6.2 Baja presión

En los años 1980s WÄRTSILÄ sacó al mercado motores industriales DF de alta presión, descartándolos como una opción debido a su complejo sistema de tratamiento del gas, costosos sistemas de seguridad e insignificante mejoría en las emisiones. A finales de los 90s introdujo en el mercado los motores DF 4T de baja presión, modelo utilizado como prototipo para desarrollar los motores DF 2T a baja presión, que son los que instala desde el año 2013 [39].

En los motores DF 2T, la inyección de gas se realiza a una presión inferior a 16 bar cuando el cilindro se encuentra en la mitad de la carrera, mezclándose con el aire de barrido como se representa en la Fig. 2.24 [15]. Una vez comprimida la mezcla, la combustión es iniciada mediante la inyección de combustible en una cámara de pre-combustión, garantizando una ignición estable en todas las condiciones [39].

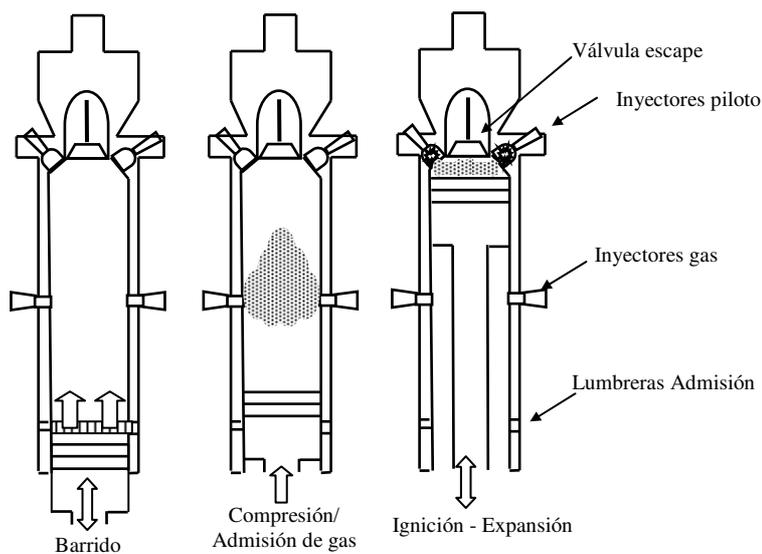


Fig. 2.24. Elementos de un sistema de inyección de gas en un cilindro de un motor DF 2T baja presión.

En la Fig. 2.25 se puede observar el sistema de alimentación de gas de un motor DF 2T de baja presión, donde se resaltan los principales componentes que integran la planta [39].

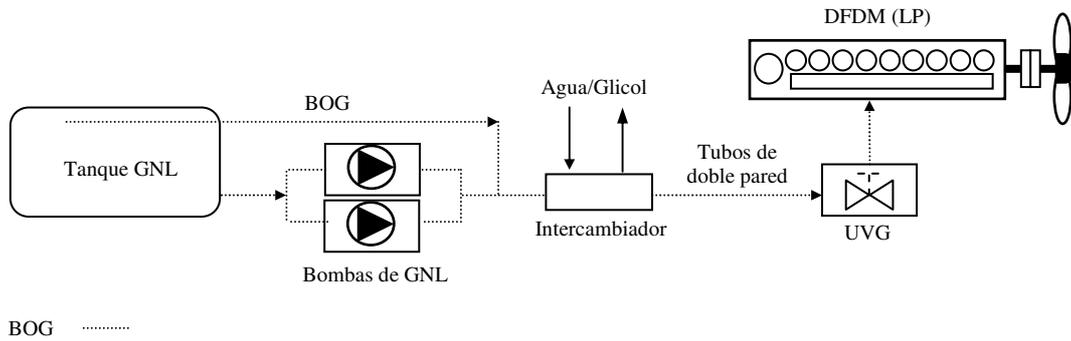


Fig. 2.25. Sistema de alimentación de gas de un motor DF 2T baja presión.

La configuración de las plantas de propulsión con motores DF 2T de baja presión, constan de dos motores acoplados directamente a ejes independientes como se representa en la Fig. 2.26. Para aportar mayor redundancia a la instalación, esta configuración cuenta con un sistema de tratamiento de gas individual para cada motor, garantizando de este modo mayor seguridad en el suministro del gas [39]. La planta también dispone de de tres motores DF 4T acoplados a sus correspondientes generadores para suministrar energía eléctrica al buque.

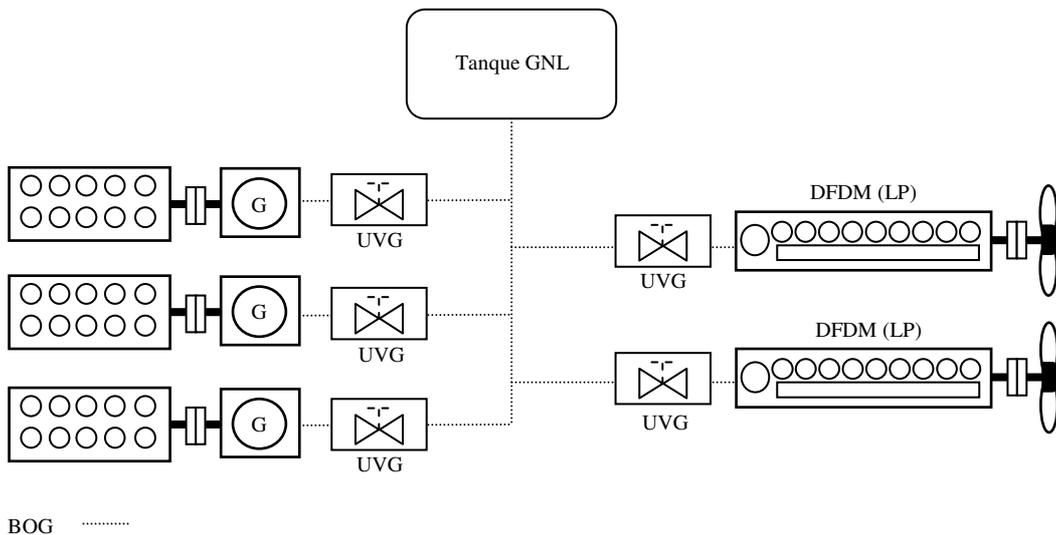


Fig. 2.26. Configuración sistema de propulsión motores DF baja presión 2 tiempos.

2.4.6.3 Ventajas e inconvenientes

Las ventajas más destacada en los motores DF 2T es su elevado rendimiento y fiabilidad [26, 27], pero se debe tener en cuenta las emisiones contaminantes debido a las limitaciones establecidas por la normativa vigente [14,2]. Por esta razón se debe resaltar las bajas emisiones de (NO_x) en los motores WÄRTSILÄ DF 2T de baja presión, no necesitando dispositivo auxiliares para cumplir con la normativa OMI Tier III [14, 39]. Por lo contrario, los motores MAN DF de alta presión tienen emisiones de NO_x más elevadas, surgiendo la necesidad de emplear un sistema EGR (Recirculación de gases) para reducir las emisiones y cumplir con la normativa vigente [24, 46].

2.4.7 Evolución de los sistemas de propulsión y normativa anticontaminación

La evolución de los sistemas de propulsión siempre estuvo marcada por las estrictas normativas anticontaminación. El Anexo VI del Convenio MARPOL 73/78, que trata la prevención de la contaminación atmosférica ocasionada por los buques, incluye entre sus enmiendas, los límites significativos y progresivos para los óxidos de azufre (SO_x) y óxidos de nitrógeno (NO_x) [2, 14]. Los límites de óxidos de azufre (SO_x) son establecidos mediante límites globales y límites ECA como se representa en la tabla 2.5, mientras que los óxidos de nitrógeno (NO_x) están marcados por los límites Tier, representados en la tabla 2.6 [14].

Tabla 2.5. Contenido total de azufre [14].

Fecha	Límite Global (% masa)	Fecha	Límite ECA (% masa)
Antes 1/1/2010	4,5 %	Antes 1/7/2010	1,5 %
Después 1/1/2012	3,5 %	Después 1/7/2010	1,0 %
Después 1/1/2020	0,5 %	Después 1/1/2025	0,1 %

Tabla 2.6. Programa de reducción de emisiones de (NO_x) [14].

Tier	Fecha	Límite NO _x (g/kWh)		
		n < 130	130 < n < 2000	n > 2000
Tier I	2000	17	45 x n-0.2	9,8
Tier II	2011	14,4	44 x n-0.23	7,7
Tier III	2016	3,4	9 x n-0.2	1,96

Capítulo 2: Antecedentes del estudio

El estrecho lazo que une la evolución de los sistemas de propulsión y las normativas anticontaminación, se puede observar en la en la Fig. 2.27, donde se realiza un análisis cronológico de ambos desde 1960, donde la propulsión mediante TV se establecía como el principal sistema de propulsión [25, 26]. En el 2003 se produce un punto de inflexión donde los motores de combustión interna acaparan el mercado debido a los avances en el desarrollo de la tecnología DF, ofreciendo la posibilidad de consumir diferentes tipos de combustibles [27]. La normativa anticontaminación es más estricta con el paso de los años, como se observa en la Fig. 2.27, donde la tendencia es que en el año 2016/2020 las emisiones tanto de óxidos de azufre (SO_x) como de óxidos de nitrógeno (NO_x) se reduzcan considerablemente.

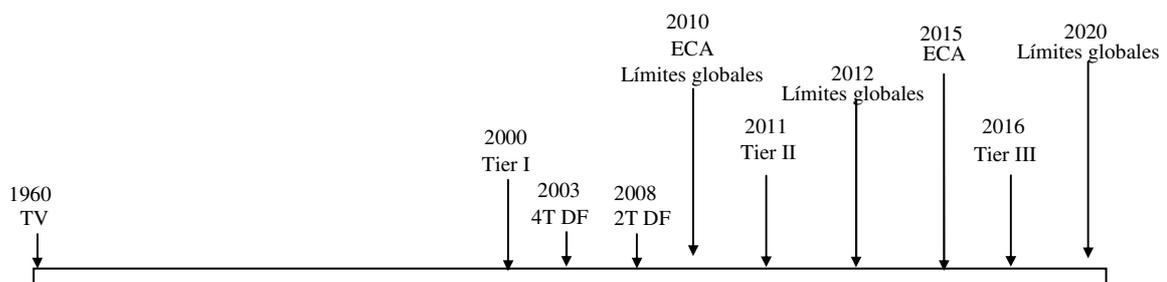


Fig. 2.27. Cronología de sistemas de propulsión y normativa anticontaminación.

A modo de resumen de todos los sistemas de propulsión, en la tabla 2.7 se puede observar las características principales de todos los sistemas, realizando una comparativa de las ventajas e inconvenientes que aportan.

Tabla 2.7. Características de los sistemas de propulsión.

Sistema de propulsión	Elementos	Ventajas	Inconvenientes	Combustible	Emisiones (g/kWh)			
					SO _x	NO _x	CO ₂	Part.
TV	- Turbinas AP & BP. - Caldera. - Bomba - Condensador	- Consume diferentes tipos de combustible. - Seguridad intrínseca. -Costes de mantenimiento reducidos -Bajas vibraciones. -Reducido consumo de aceite.	- Eficiencia reducida, 35% a plena carga. - Elevadas emisiones de CO ₂ . - Cámara de máquinas grande en comparación con otros sistemas.	HFO o Gas	1	11	930	2,50
UST	- Turbinas AP, MP & BP. - Caldera - Recalentador - Condensador.	- Incrementa el rendimiento 15%. - Alta fiabilidad. - Reducidas emisiones, 15% of NO _x , SO _x and CO ₂ .	- Mayor número de elementos de los que se compone.	HFO y/o Gas	0,75	8,25	697	1,87
TG	- 2 TG. - Motor Aux. - 2 Motores eléctricos.	- Elevada fiabilidad 99%.	- Elevado consumo de gas y diesel.	Gas o MGO	0	2,50	590	0,01
COGES	- 2 TG - TV - Caldera de recuperación. - 3 Motores Aux.	- Elevada fiabilidad.	- Elevado consumo de gas y diesel.	Gas o MGO	0	14	590	0,01
2T+ Reliq.	- Motores 2T. - 3 Motores Aux. - Planta de relicuefacción. - GCU	- Los motores de 2T tienen una elevada eficiencia, sobre el 50%.	- Elevados costes de mantenimiento. - Consumo de la planta relicuefacción. - Elevadas emisiones de NO _x y SO _x .	HFO	17,01	12,90	550	0,50
DFDE 4T	- 4 DFDE - 2 Motores eléctricos - GCU	- Elevada eficiencia. - Redundancia elevada - Reducidas emisiones de SO _x con BOG.	- El incremento del número de elementos implica un elevado coste de instalación y mantenimiento.	HFO, Gas o MDO	12	13,6	612	0,4
DFDE4T + Reliq.	- 4 DFDE - 2 Motores eléctricos - GCU - Planta de relicuefacción	- Alta flexibilidad.	- Elevado coste de la planta.	HFO, Gas o MDO	12	13,60	612	0,40
DFDM 2T (AP)	- DFDM (AP) - 3 Motores Aux.	- Elevada eficiencia.	- Necesidad de limpieza de gases de escape.	HFO y/o Gas	0,85	10,12	469	0,31
DFDM 2T (BP)	- DFDM(BP) - 3 Motores Aux.	- Elevada eficiencia. - Reducidas emisiones NO _x .	- Cuando opera en modo gas, cumple con la normativa IMO TIER III.	HFO y/o Gas	0,17	2,68	412	0,01

Capítulo 3

Generación de hidrógeno a partir del exceso de BOG

3.1 Introducción

La evolución de las estrictas normativas anticontaminación en el transporte marítimo están haciendo que este sector esté inmerso en una época de adaptación y cambios. El sector marítimo es considerado uno de los principales contribuyentes al calentamiento global y contaminación del aire [2], por ello la OMI desarrollo el Anexo VI del convenio internacional MARPOL para la prevención de la contaminación atmosférica ocasionada por los buques [2, 14]. Las principales restricciones se establecen en las emisiones de NO_x (Límites Tier) y SO_x (Límites globales y ECA) [14], obligando a las empresas a la utilización de nuevas estrategias de mercado para la reducción de costes debido a la necesidad de utilizar combustibles de mayor calidad. Las estrategias más empleadas son el aumento de la velocidad fuera de las zonas ECA y la disminución en su interior, evitar zonas con restricciones aunque las distancias sean mayores y disminuir las estancias en puerto [4].

Los puertos son uno de los principales focos de atención en temas de contaminación debido a su cercanía a núcleos urbanos, por ello se barajan diferentes posibilidades para que los buques cumplan las normativas vigentes, como la conexión a tierra (Cold Ironing) [5] y utilización de combustibles limpios como el hidrógeno o combustibles de mayor calidad y menor porcentaje de azufre [4, 14].

La gran demanda de GN a nivel internacional [2, 13], está provocando un aumento considerable del número de buques GNL para hacer frente a un comercio en pleno crecimiento [6-8]. La tecnología adoptada por los sistemas de propulsión de los buques GNL, está relacionada con la evolución de las estrictas normativas anticontaminación, pero también con la versatilidad que presentan de poder consumir diferentes combustibles en función de los sistemas de gestión de BOG que incorporen [10]. Por ello la generación de hidrógeno a bordo de estos buques puede ser una opción muy atractiva, ya que el GN es la materia prima más utilizada para su obtención y sus

emisiones contaminantes nulas permiten consumirlo sin restricciones en cualquier zona [14].

Después de revisar el estado del arte, no se ha encontrado ningún sistema de generación de H₂ a partir del BOG generado en buques GNL. Por ello, el objetivo de esta investigación es realizar la toma de datos de una planta de gestión de BOG en un buque GNL con propulsión DF 4T, para el posterior estudio de la integración de una planta de generación de hidrógeno mediante reformado con vapor utilizando el exceso de BOG generado.

3.2 Características del buque GNL modelo objeto del estudio

Se toma como caso a estudiar un buque de 173400 m³, propulsión mediante cuatro motores DFDE 4T y con las características mostradas en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Características del buque modelo.

Característica	
Tipo de buque	Gasero
Carga	GNL
Clasificación DNV	+1A1, petrolero para gas licuado, buque tipo 2G(-163 °C, 500 kg/m ³)
Eslora total	290 m
Capacidad	173400 m ³
Velocidad de servicio	19,50 kn
Potencia propulsora	2 x 13240 kW (77,80 rpm)

Cuando se realiza el estudio del sistema de gestión de gas, se debe tener en cuenta que la generación de BOG a lo largo de la travesía no es constante, sino que sufre variaciones. Por ello la toma de datos se ha realizado a través del sistema de gestión y control del buque en las diferentes situaciones operacionales durante la travesía, minimizando al máximo cualquier error que se pueda producir en el estudio.

3.2.1 Viaje en lastre

El viaje en el cual se realiza la toma de datos tiene una duración de 30 días con el buque en lastre. La velocidad media es de 17 kn, con un volumen de 7586 m³ de GNL en el interior de los taques al comenzar la travesía y 2382 m³ al finalizar.

Como se observa en la Fig. 3.1 (a) la temperatura en los tanques tras la descarga está entorno -158 °C y aumenta a medida que transcurren los días, llegando a alcanzar los -

136 °C debido a la transferencia de calor desde el medio ambiente al interior de los tanques [17].

La generación de BOG teórica en un buque GNL de 173000 m³ en lastre es entorno al 0.06-0.10 % del total de la carga por día [12, 15]. En la Fig. 3.1 (b) se realiza una comparativa de la generación de BOG teórica y real, siendo la media de generación de BOG real obtenida en torno al 0,11 %, muy próximo al valor máximo ideal establecido.

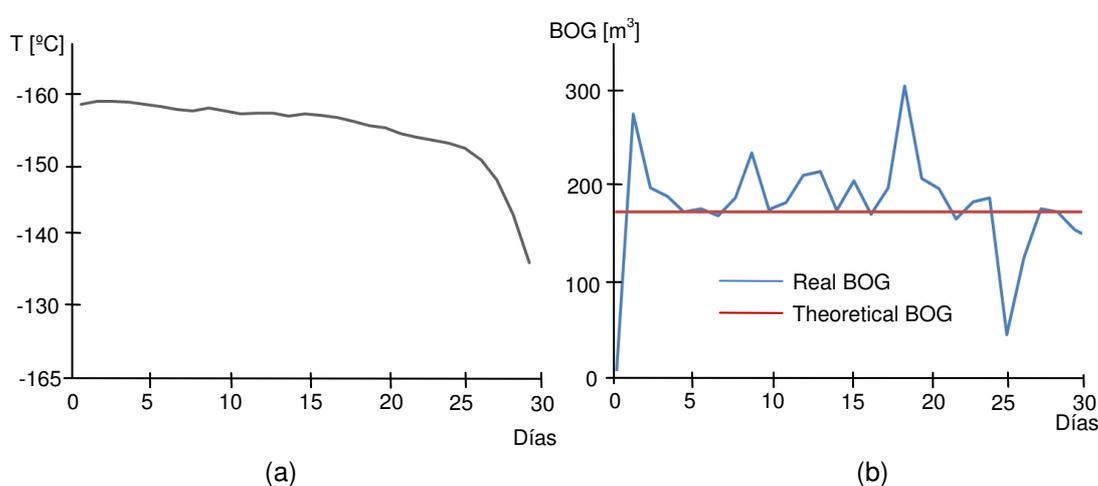


Fig.3.1 Condiciones de BOG en viaje en lastre: (a) Temperatura en el interior de los tanques; (b) Comparativa de generación de BOG teórica y real.

El BOG generado diariamente en el buque, es destinado como combustible a los motores DF y en caso de existir exceso es quemado en la GCU. Se pueden dar situaciones en las que el consumo de la planta de propulsión es superior al BOG generado de manera natural, por esta razón existe el sistema de vaporización forzada, para poder suplir el exceso requerido. Este proceso se ve representado en la Fig. 3.2, donde se observa tanto el BOG generado de manera natural, como el consumido en los motores DF y el quemado en la GCU. La media de BOG generado de manera natural es de 183 m³/día, el consumido de la planta de propulsión de 170 m³/día y el exceso es enviado a la GCU es de 30 m³/día.

Una práctica habitual que incrementa el BOG generado en estos buques, es la pulverización de GNL sobre la propia carga para enfriarla mediante un proceso de cambio de fase, absorbiendo calor [12, 22]. En este proceso el exceso de BOG se ve

incrementado considerablemente en ocasiones puntuales, teniendo que ser quemado en la GCU.

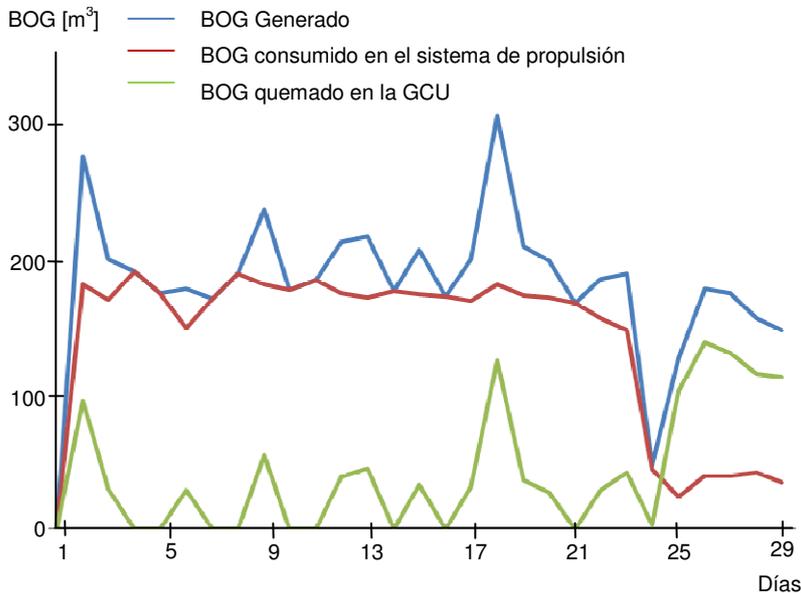


Fig. 3.2 Relación BOG generado y el consumido en la planta de propulsión y GCU en condiciones de lastre.

3.2.2 Viaje en carga

Tras el estudio realizado de la travesía del buque en lastre, se procede a realizar el mismo estudio pero con el buque cargado. El viaje en el cual se realiza la toma de datos tiene una duración de 33 días, la velocidad media es de 15 kn y el volumen en el interior de los taques al comenzar la travesía es de 170841 m³ de GNL y 163180 m³ al finalizar.

Como sucedió con el buque en lastre, la temperatura en los tanques de carga aumenta a lo largo de la travesía, comenzando con una temperatura de -160 °C y terminando con -159 °C, como se observa en la Fig. 3.3 (a). La diferencia de las temperaturas con el buque cargado es inferior, debido a que la cantidad de GNL transportado es mayor y es posible controlar la temperatura con mayor facilidad [13].

Con el buque cargado la generación de BOG teórica se estipula entorno al 0,15 % del total de la carga por día [11, 15]. En la Fig. 3.3 (b) se realiza una comparativa de la generación de BOG teórica y real, situándose la generación real en un 0,13%, siendo muy similar al valor teórico.

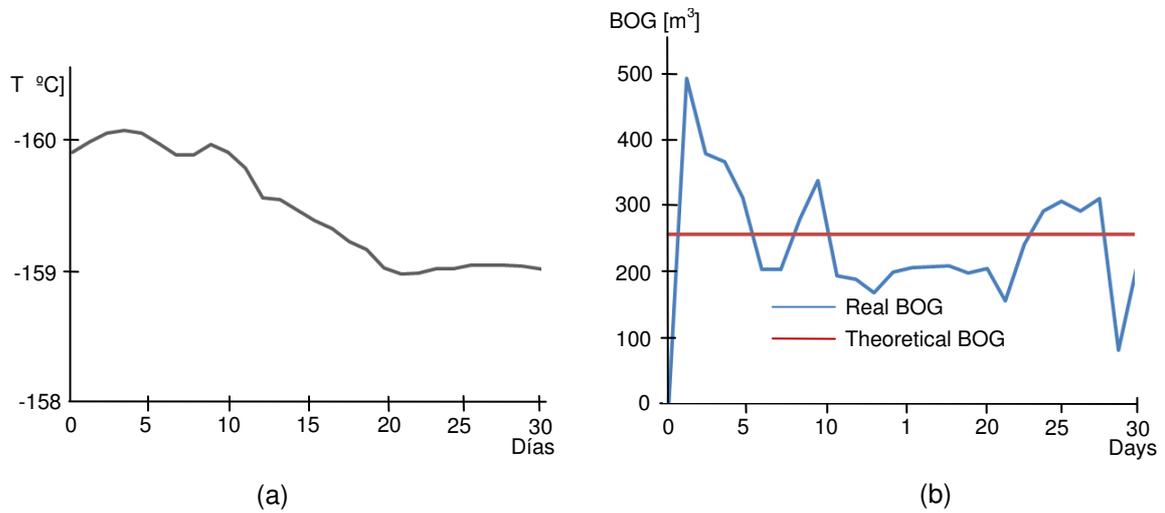


Fig. 3.3 Condiciones de BOG en viaje en carga: (a) Temperatura en el interior de los tanques; (b) Comparativa de generación de BOG teórica y real.

Con el buque cargado, la cantidad de BOG generado y el consumido por día aumenta considerablemente, siendo sus respectivos valores entorno a $228 \text{ m}^3/\text{día}$ y a $182 \text{ m}^3/\text{día}$. En la Fig. 3.4 se realiza una comparativa del BOG generado de manera natural, el consumido en los motores DF y el quemado en la GCU. Se puede observar que el BOG generado es mayor al consumido en el sistema de propulsión como sucede cuando el buque navega en lastre, pero con la diferencia de que el exceso de BOG que se quema en la GCU es muy superior, siendo de $73 \text{ m}^3/\text{día}$.

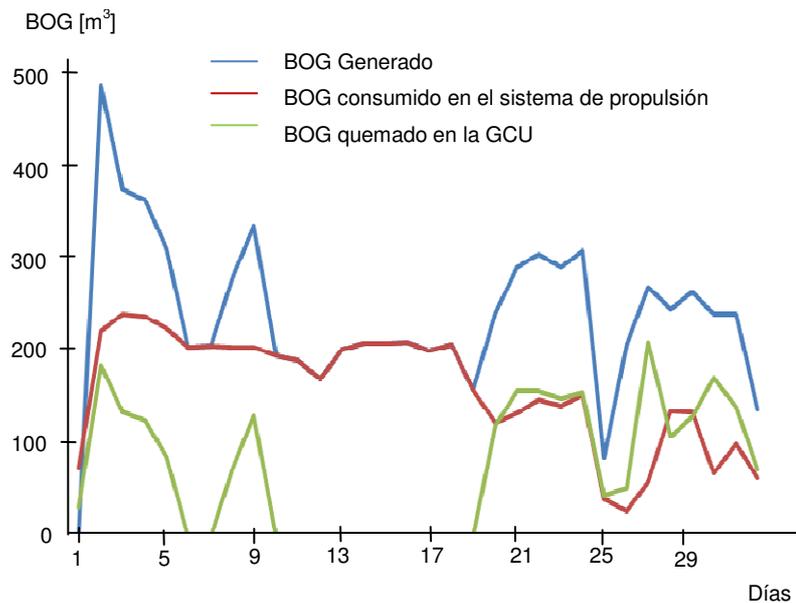


Fig. 3.4. Relación BOG generado y el consumido en la planta de propulsión y GCU en condiciones de carga.

Como conclusión al estudio del sistema de gestión BOG, se puede apreciar la baja eficiencia energética que presenta debido a la cantidad de $\text{m}^3/\text{día}$ de GNL que se quema en la GCU sin ningún aprovechamiento energético, junto con las emisiones contaminantes que originan. Con las estrictas normativas anticontaminación impuestas por la OMI [2, 14], es necesario un nuevo planteamiento en el sistema de gestión de gas en los buques GNL para que aporten mayor flexibilidad, rendimiento y disminuyan la emisiones contaminantes.

La obtención de hidrógeno a partir del exceso de BOG se puede considerar una opción atractiva, puesto que se dispondría a bordo de un combustible limpio para consumir en las zonas ECA y puertos con la única emisión en los escapes de vapor de agua [14].

3.3 Generación de hidrógeno en el buque modelo

Actualmente, más del 80 % de la energía primaria en el mundo se basa en energías no renovables [52], como se representa en la Fig. 3.5. Pero se debe tener en cuenta que la utilización de energías no renovables como el petróleo, gas natural y carbón, conlleva una generación excesiva de CO_2 [53].

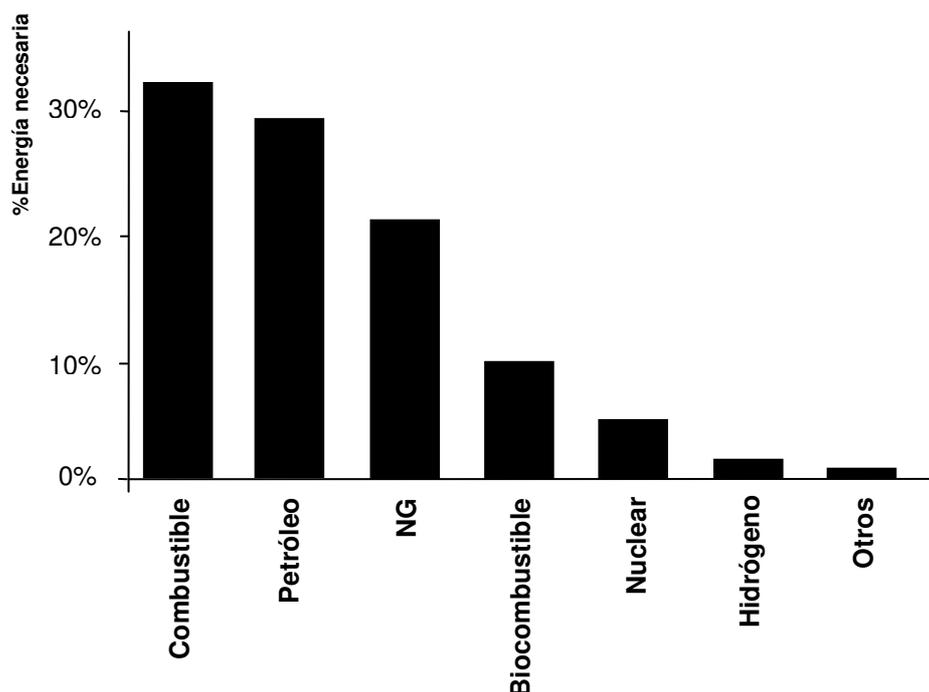


Fig. 3.5. Consumo de fuentes de energía primaria [51].

El H₂ es considerado como una fuente de energía atractiva para el futuro debido a que su combustión no resulta contaminante, puesto que únicamente produce vapor de agua en las emisiones de escape [54]. En la tabla 3.2 se muestran una comparativa entre las propiedades físicas y químicas del H₂ con otros combustibles, como el Diesel [55, 56] o GNL, observándose que este es muy superior a los demás. Las propiedades del GNL han sido calculadas a una presión media de 1,3 bar y -163°C, utilizando para los cálculos el software comercial (REFPROP) cuya biblioteca hace uso de la ecuación fundamental de Helmholtz para determinar las propiedades del fluido con la mayor precisión [20].

Tabla 3.2. Propiedades fisicoquímicas del diesel, hidrógeno y GNL [20, 55, 56].

Propiedades	Diesel	Hidrógeno	GNL
Densidad (kg/m ³)	840	0,08	447,56
Poder calorífico (MJ/kg)	42,70	119	49,55
Velocidad de llama (m/s)	0,30	2,70	0,40
Temp. Auto ignición. (°C)	280	585	482
PPM (%)	0,10	0	0,09

Existen diversas maneras de producir hidrógeno, tanto a partir de energías renovables como de hidrocarburos [53]. En este caso, únicamente se hará referencia a los sistemas de producción de H₂ a partir de hidrocarburos, debido a que el GN es la materia prima de la cual disponemos a bordo. En la Fig.3.6 se representan los sistemas que mejor se adaptan al buque, destacando las ventajas e inconvenientes más significativas de cada método [52, 53, 57].

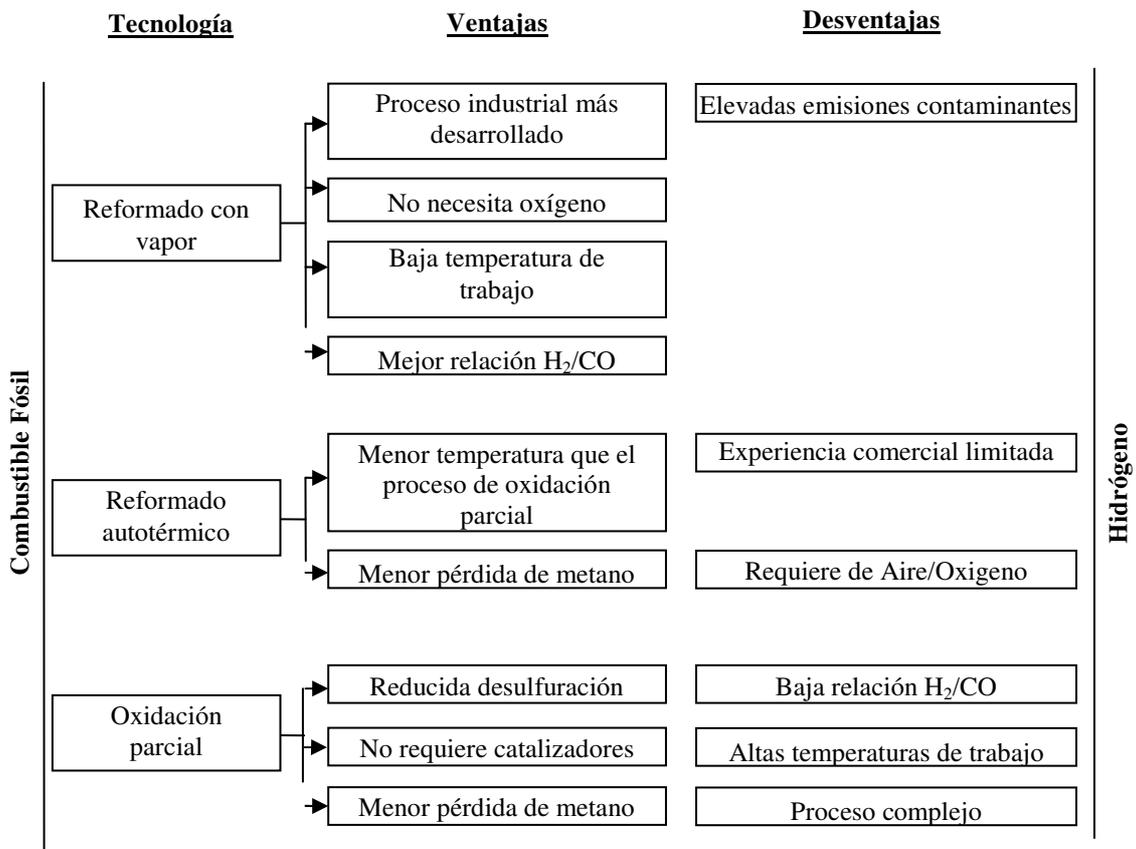


Fig. 3.6. Métodos de obtención de hidrógeno a partir de combustibles fósiles [51].

En la actualidad, el método de generación de H₂ más empleado es el reformado con vapor a partir de gas natural, alcanzando el 50 % de la producción de H₂ mundial [53, 58]. Para poder aprovechar el exceso de BOG, se plantea un sistema de obtención de hidrógeno mediante reformado con vapor debido a que es una tecnología madura, con elevado rendimiento y que garantiza una producción a bajo coste si se compara con los demás métodos [55, 58].

3.3.1 Descripción de la planta de generación de hidrógeno en el buque modelo

En la Fig. 3.7 se muestra el esquema del sistema de reformado en el buque modelo, dividido en tres etapas que deben realizarse para completar el proceso de obtención de H₂, utilizando como materia prima el BOG. El BOG que alimenta el reformador se obtiene del exceso generado a bordo (14), tras ser elevada la presión en los compresores Low-Duty (14-15) y no ser consumido en los motores de generación eléctrica (31).

En la primera etapa denominada reformado (5-6), se realiza en el interior de un reactor tubular donde se produce una reacción endotérmica entre vapor de agua (4) y BOG (18). Esta reacción tiene lugar en un catalizador de Ni sobre alúmina que se encuentra depositada en las paredes de los tubos, formando H₂ y CO a la salida del mismo, como se indica en la siguiente reacción [57, 59, 60]:



Esta reacción se lleva a cabo a una temperatura de 900 °C a una presión de entre 15 y 30 bar (16-17), precalentándose la mezcla antes de la entrada en el reformador para aumentar el rendimiento del sistema [59]. El agua es precalentada en el proceso (1-4) con el propio gas de reformado, mientras que el BOG entre el (17-18) con los gases de escape (27-28). Como la reacción que se lleva a cabo entre el BOG y el vapor es endotérmica, es necesario realizar un gran aporte de calor externo para poder alcanzar la temperatura óptima en la reacción. Por esta razón la reacción se lleva a cabo en un reactor, el cual se encuentra en el interior de un horno o caldera donde se realiza una combustión a 1300 °C (26-27) entre el BOG (19), la corriente gaseosa residual del proceso (25) y aire (23) [61,62]. El aire (20-23), y el CH₄ (16-19) son precalentados antes de introducirse en la cámara de combustión para aumentar el rendimiento del proceso. El aire es precalentado con la corriente de reformado (9-10) y los gases de escape (28-29), mientras que el CH₄ únicamente con los gases de escape (29-30).

La segunda etapa denominada de catalizador, representada en la Fig. 10 entre los puntos (6-12), tiene la misión de reducir las emisiones de CO que se producen en la primera etapa, haciendo referencia a la siguiente reacción [57, 60]:



Para lograr la reducción de la concentración de CO, se emplean dos catalizadores colocados en serie, produciendo reacciones exotérmicas que dan lugar a emisiones de CO₂. La primera etapa (7-8), a unos 350 °C, se realiza en un catalizador formado con óxidos de hierro y cromo. Mientras que la segunda etapa (10-11) se realiza en un catalizador cobre zinc a una temperatura inferior, sobre unos 200 °C [59, 62]. De este modo se pueden alcanzar valores de la concentración de CO a la salida del reformador entorno al 0,2-0,3 % (Base Húmeda).

Los valores típicos a la salida del reformador tras los dos catalizadores son de 56,9 % H₂, 24,6 % H₂O, 13,4 % CO₂, 3,5 % CO, 1,3 % CH₄ [61]. Esta corriente de gases obtenida tras el segundo catalizador, se introduce en un intercambiador para condensar el H₂O existente (12-13) y de este modo poder extraer el H₂ de la mezcla con mayor facilidad.

En el último paso del reformado se procede a purificar la corriente de H₂ (13-32), consiguiendo una pureza elevada, en torno al 99,99 % [58]. Para ello se emplean módulos PSA (Pressure swing adsorption), que consiste en una estructura formada por múltiples lechos empacados (carbón activado, alúmina o zeolitas), absorbiendo las impurezas de la corriente de H₂ [59, 62]. En este paso se produce una corriente residual (24) formada por el resto de los gases que forman la mezcla (H₂, CH₄, CO₂ y CO), recirculándolos hacia la caldera para disminuir el flujo de combustible que la alimenta [61, 62].

Para mejorar el rendimiento de la instalación, se efectúa el aprovechamiento del calor residual de la instalación, debido a que entre las diferentes etapas descritas en el proceso se debe de realizar el enfriamiento de la mezcla para conseguir la temperatura óptima en cada proceso. Para ello se emplean intercambiadores para calentar tanto el BOG como el H₂O utilizado en el reformado y de este modo se consigue disminuir la cantidad de combustible utilizada en el proceso de una manera significativa [53, 61-63].

Una vez que se dispone de H₂ a bordo del buque, surge la necesidad de almacenarlo y consumirlo en el sistema de propulsión. Por ello, en el siguiente apartado se procede a realizar un estudio de los diferentes métodos de almacenamiento, teniendo en cuenta los últimos desarrollos tecnológicos en este campo.

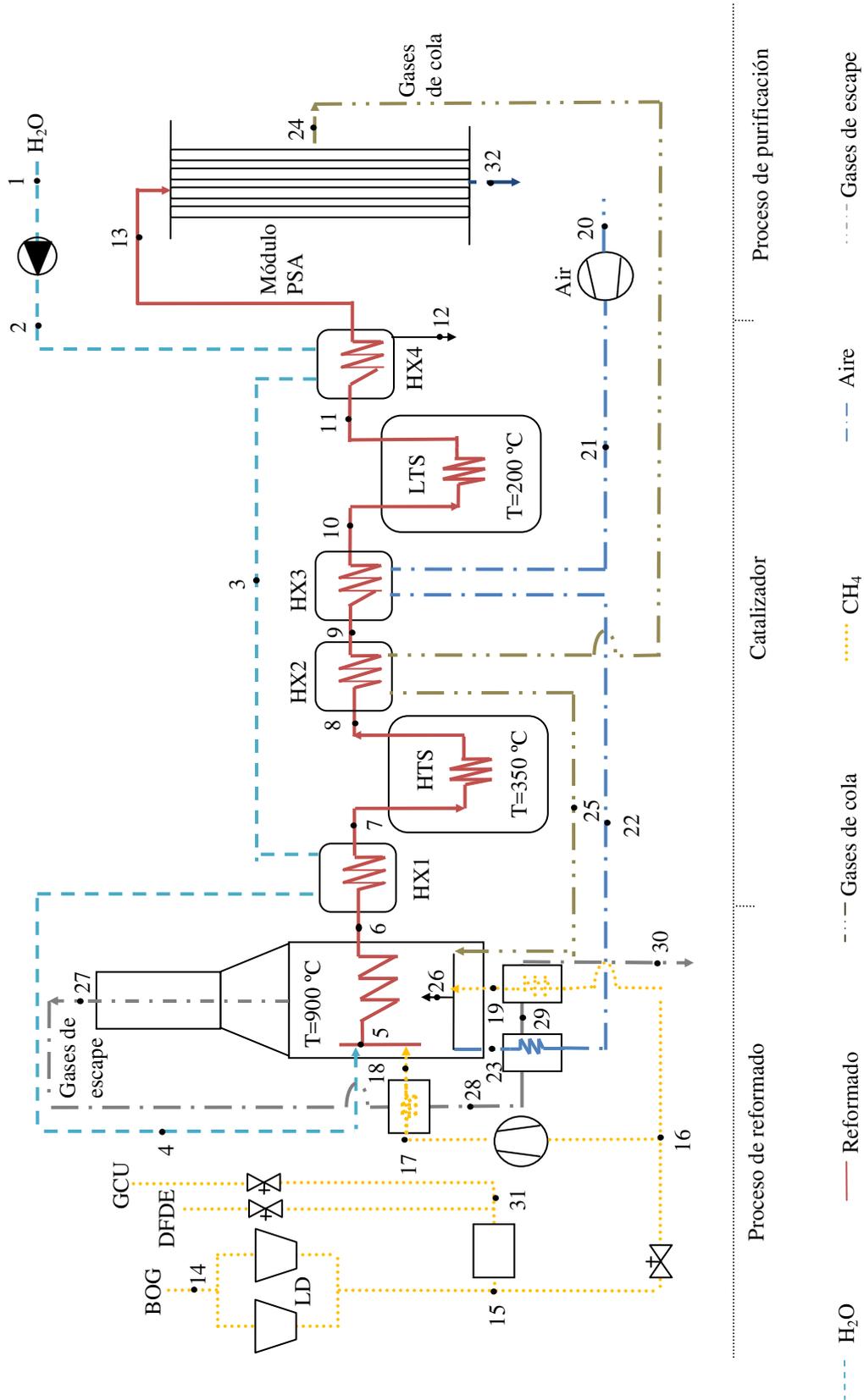


Fig. 3.7. Proceso de reformado con vapor con el BOG del buque modelo quemado en la GCU sin aprovechamiento energético.

3.4 Almacenamiento de hidrógeno en el buque modelo

En la actualidad existen multitud de métodos para almacenar H_2 en instalaciones industriales, pero ninguna adaptada a buques GNL. En la Fig. 3.8 se muestra los diferentes métodos de almacenamiento que se podrían instalar en un buque GNL, clasificándolos en función de la tecnología a emplear [64, 65].

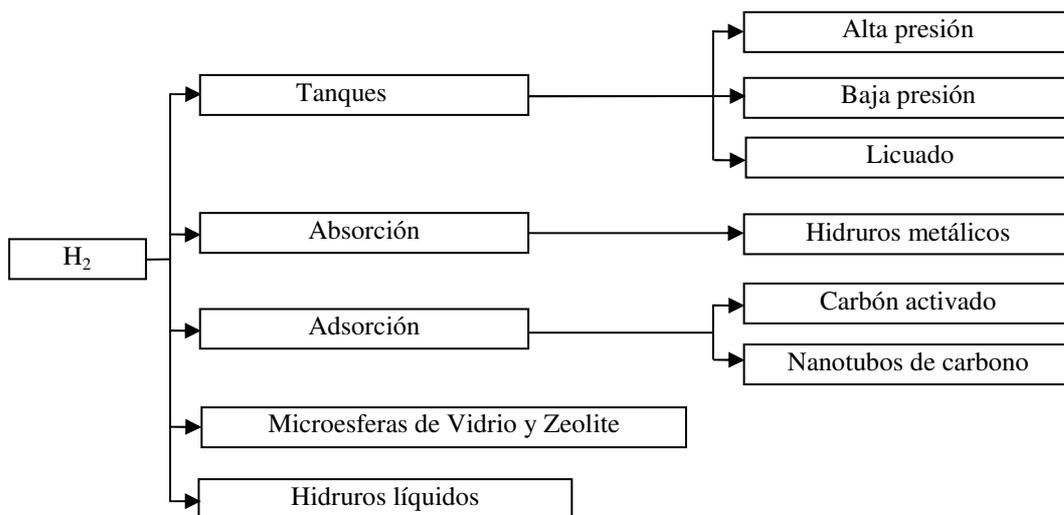


Fig. 3.8. Métodos de almacenamiento de H_2 .

3.4.1 Almacenamiento de H_2 en depósitos

Almacenar H_2 en depósitos ha sido el método más extendido desde hace más de cien años [66]. El almacenamiento en depósitos se puede realizar a baja o alta presión en función de la necesidad y la cantidad a almacenar. Cuando se realiza el almacenamiento a baja presión, por lo general suele ser en instalaciones que requieren un elevado caudal de H_2 , donde la producción y el consumo se realizan en la misma planta [62]. Este sistema no plantea problemas relevantes y por esta razón se extendió para realizar el almacenamiento de otros gases como GN, siendo el método más empleado para el almacenamiento en grandes tanques esféricos [62, 67].

Con el almacenamiento de H_2 a alta presión se consigue almacenar una gran cantidad en un reducido volumen. Las presiones de almacenamiento más frecuentes están en el rango de 200 a 450 bar [66], e incluso en algunas ocasiones se alcanzan los 700 bar [65, 68, 69]. Las bombonas de almacenamiento para altas presiones suelen ser

cilíndricas y fabricadas en diferentes materiales en función de las necesidades, siendo acero y aluminio los más empleados [66].

Licuar el H₂ para su posterior almacenamiento es un método en el que se consigue una elevada relación masa-volumen. Este sistema tiene como desventaja su elevado consumo energético para reducir la temperatura por debajo de su punto crítico (-239,8 °C) [39, 70], estimando que el aporte energético necesario para la licuefacción es de 1/3 de la energía del H₂ [66].

3.4.2 Almacenamiento de H₂ por absorción

El almacenamiento de H₂ mediante hidruros metálicos se basa en la propiedad de algunos metales de formar enlaces covalentes reversibles cuando reaccionan con el H₂ [69]. Este método es una forma segura y fiable de almacenamiento, que consiste en someter a un metal a elevadas presiones de H₂ para atrapar los átomos en su estructura cristalina [71]. Para liberar el H₂ almacenado simplemente se realiza disminuyendo la presión en la parte exterior del metal o calentándolo [66].

Las aleaciones del grupo V de los metales de transición son las más utilizadas en este método, debido a su elevada capacidad de almacenamiento y bajas temperaturas necesarias para disociar el hidruro. Como se observa en la reacción (3), en el proceso de almacenamiento de H₂ se produce una reacción exotérmica para formar el compuesto, donde *M* representa el metal, elemento o aleación y *n* el número de moles de H₂. Por lo contrario, en el proceso de liberación de H₂ es una reacción endotérmica, teniendo que realizar un aporte de calor externo como se refleja en la reacción (4) [68].



3.4.3 Almacenamiento de H₂ por adsorción

El hidrógeno, dependiendo de la presión y temperatura aplicada, puede ser adsorbido y almacenado de modo reversible en nanotubos de carbono o en partículas de grafito. Los nanotubos de carbono están constituidos por redes hexagonales de carbono, formando tubos ligeros y porosos con elevada capacidad de almacenar hidrógeno. Se pueden diferenciar dos tipos de nanotubos, Monocapa (SWNT) o Multicapa (MWNT) en función del número de capas que lo componen. La técnica consiste en distribuir nanotubos de carbono en una cámara donde se introduce H₂ a presión entre 10 y 100 bar [68, 70, 71]. La temperatura es otro factor que afecta a la capacidad de adsorción del sistema, favoreciendo las que están por debajo de la ambiente [70].

Otro sistema de adsorción a destacar es el almacenamiento de hidrógeno en tanques llenos con partículas de grafito. Este sistema presenta reducidos costes de material en comparación con los nanotubos de carbono, cuyo alto precio es un serio inconveniente a la hora de implementarlos como almacenamiento de hidrógeno [66].

Los sistemas de adsorción en general, presenta un serio inconveniente de seguridad para el transporte de hidrógeno, debido a que los valores de densidades volumétricas y gravimétricas están significativamente por debajo de los valores mínimos establecidos por regulaciones estatales e internacionales. En la actualidad, se está trabajando en realizar mejoras en la seguridad en el transporte para que pueda ser una tecnología a tener en cuenta debido a su elevada capacidad de almacenamiento [49].

3.4.4 Almacenamiento de H₂ en microesferas de vidrio y zeolita

El almacenamiento de H₂ en microesferas de vidrio y zeolita es una tecnología que está en pleno desarrollo debido a las limitaciones que presenta en las densidades de almacenamiento [70]. El sistema consiste en almacenar H₂ a alta presión en el interior de esferas huecas con diámetros comprendidos entre 25 y 500 micrones a una temperatura en el rango de 200 a 400 °C [72, 73]. Esta alta temperatura es necesaria para hacer permeable las paredes de las esferas y permitir el paso del gas hacia su interior. Para liberar el gas de las esferas es necesario el calentamiento de las mismas, aunque también existe la posibilidad de aplastarlas pero con la desventaja de no poder reutilizarlas [73]. Este sistema presenta elevados costes en los materiales a emplear, por lo que todavía está en un proceso de desarrollo tecnológico [62].

3.4.5 Almacenamiento de H₂ en hidruros líquidos

El sistema de almacenamiento mediante hidruros líquidos proporciona la posibilidad de almacenar H₂ durante largos periodos de tiempo de manera estable y en volúmenes reducidos [28]. Los hidruros líquidos son compuestos químicos que tiene la capacidad de unir hidrógeno con metales ciclohexano, amoniaco y metanol [66, 68, 69]. Para poder recuperar el hidrógeno almacenado es necesario una unidad de deshidrogenación lo que supone un elevado coste de la instalación, pero se debe tener en cuenta que este proceso no causa ninguna merma en la cantidad de H₂ almacenado [69].

3.4.6 Elección del sistema de almacenamiento abordo

Teniendo en cuenta que un buque GNL se dispone de una fuente de energía a baja temperatura como es la propia carga y el BOG generado, es importante aprovecharla para reducir la temperatura del H₂ antes de su almacenamiento [12, 39, 50, 74]. Además, en un buque se requiere de una instalación que sea simple y fiable para evitar comprometer la seguridad del mismo. De este modo, se considera que el método más adecuado es el almacenamiento a baja temperatura y presurizado debido a la madurez y bajo coste de la tecnología [66-68]. Como se representa en la Fig.3.9, una ubicación estratégica podría ser colocar los tanques de H₂ en el interior de los tanques de carga de GNL, consiguiendo mantenerlos a baja temperatura sin un aporte energético externo

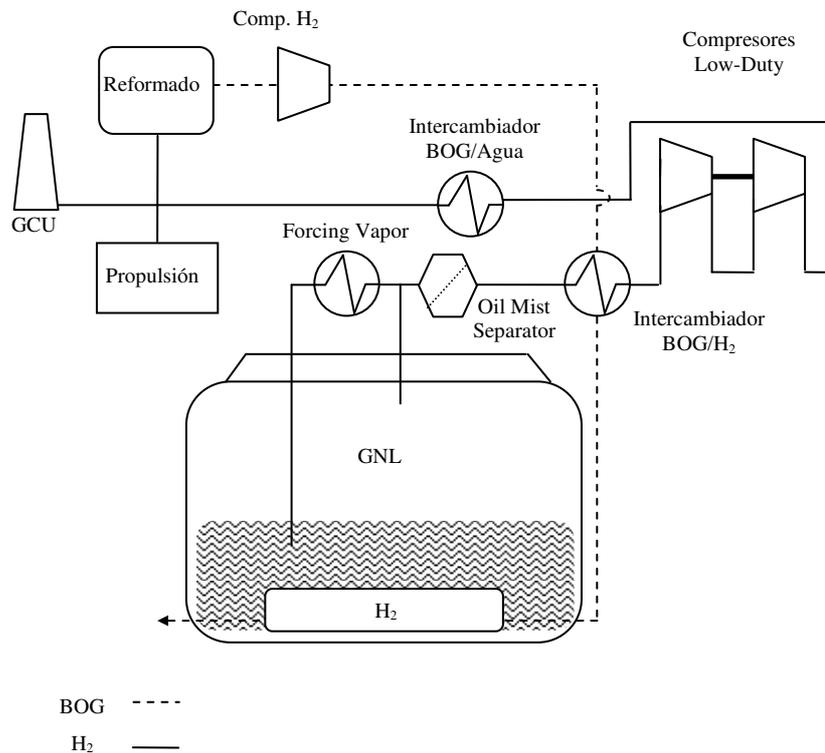


Fig. 3.9. Almacenamiento de H₂.

Los demás sistemas han sido descartados por las siguientes razones:

- El almacenamiento mediante hidruros metálicos presenta un elevado coste y la necesidad de utilizar calor para la liberación del H₂, siendo inviable su ubicación en el interior de los tanques de GNL debido a que aumenta la generación de BOG [12, 68].
- La falta de seguridad en los sistemas de almacenamiento mediante adsorción, lo descarta como una opción para poder ser instalado a bordo del buque. Este sistema presenta un riesgo elevado debido a que los valores de densidades volumétricas y gravimétricas están significativamente por debajo de los valores mínimos establecidos por regulaciones estatales e internacionales [66, 68, 70, 71].
- Las microesferas de vidrio y zeolita necesitan de grandes tanques debido a que la densidad de almacenamiento es muy baja, con lo que surge la necesidad de la utilización de amplios espacios en el buque para la instalación del sistema [72, 73].

- Los hidruros líquidos es un sistema a tener en cuenta, pero debido a su elevado coste y a la utilización de compuestos químicos en el interior de los tanques de carga es descartado por seguridad [68, 69].

3.5 Modelo termodinámico y análisis

3.5.1 Modelo termodinámico y análisis de la planta de reformado

El principal objetivo de este apartado es determinar la eficiencia de la planta de reformado, cuya finalidad es la obtención de hidrógeno utilizando como materia prima el BOG. Para ello se analiza de forma individual cada componente para posteriormente realizar un balance global de la instalación. Para simplificar el análisis se asumen que el GN está formado únicamente por metano, los volúmenes de control se consideran en estado estacionario, los componentes son adiabáticos y se desprecia las variaciones de energía cinética y potencial en comparación con la térmica.

3.5.1.1 Análisis energético

El análisis energético está basado en el principio de la conservación de la energía, establecido en la primera ley de la termodinámica. El objetivo final del análisis energético es determinar la influencia de los parámetros clave del ciclo y el rendimiento del sistema energético.

A continuación se plantea las ecuaciones para realizar el análisis energético de la planta.

Balance de energía en intercambiadores:

$$\sum \dot{m}_{in} (h_{out} - h_{in})_{in} = \sum \dot{m}_{out} (h_{out} - h_{in})_{out} \quad (3.5)$$

Potencia consumida por la planta:

$$Pot_{cons} = \sum \dot{m}_{in} (h_{out} - h_{in})_{Pump} + \sum \dot{m}_{in} (h_{out} - h_{in})_{air\ compr.} + \sum \dot{m}_{in} (h_{out} - h_{in})_{BOG\ compr.} \quad (3.6)$$

Energía del BOG a la entrada del reformado:

$$E_{BOG} = \dot{m}(PCI_{BOG} + h_{BOG}) \quad (3.7)$$

Energía del H₂ a la salida del reformado:

$$E_{H_2} = \dot{m}(PCI_{H_2} + h_{H_2}) \quad (3.8)$$

Energía del CH₄ para la combustión del reformado:

$$E_{CH_4} = \dot{m}_{CH_4}(PCI_{CH_4} + h_{CH_4}) \quad (3.9)$$

Eficiencia de la planta:

$$\eta_{plant} = \frac{E_{H_2}}{E_{CH_4} + E_{BOG} + Pot_{cons}} \quad (3.10)$$

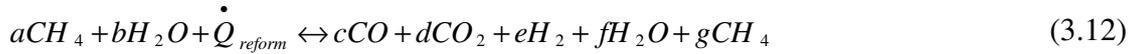
Rendimiento térmico de la planta:

$$\eta_{Thermal} = \frac{E_{H_2}}{\dot{Q}_{reform} + E_{BOG} + Pot_{cons}} \quad (3.11)$$

3.5.1.2 Análisis del proceso de reformado

En la planta modelo se describe un sistema de reformado con vapor, el cual está formado por tres catalizadores que favorecen la reacción para la obtención de H₂ utilizando como materia prima el BOG y H₂O.

En el primer catalizador cuya temperatura de trabajo es de 900 °C y a una presión entre 15-30 bar, se basa en la expresión. (3.12) que refleja la reacción química que ocurre en su interior:

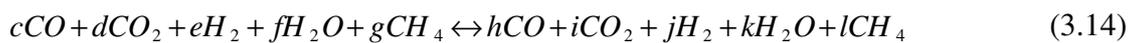


En la ecuación (13) los coeficientes a, b, c, d, e, f y g representan la composición molar de la mezcla, mientras que \dot{Q}_{reform} , es el calor aportado de manera externa para que la reacción que se lleva a cabo entre el BOG y el H_2O alcance la temperatura óptima, debido a que es una reacción endotérmica.

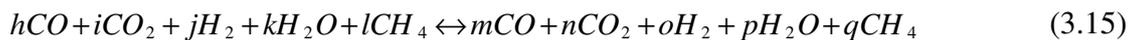
Para determinar el calor necesario para el reformado, se establece un balance de energía considerando el proceso adiabático, que es expresado por la ecuación (3.13), donde T y p representan las condiciones de los reactivos y productos respectivamente.

$$\sum_r n_r \bar{h}(T, p) + \dot{Q}_{reform} = \sum_p n_p \bar{h}(T, p) \quad (3.13)$$

El segundo y tercer catalizador tienen la finalidad de reducir las emisiones de CO generadas en la etapa de reformado. El segundo catalizador formado por óxidos de hierro y cromo tiene una temperatura de trabajo entorno a los 350 °C y se basa en la expresión (3.14) reflejada a continuación, donde los coeficientes h, i, j, k y l representa la composición molar de la mezcla.



El tercer catalizador formado por cobre y zinc, tiene una temperatura de trabajo de 200 °C. Este catalizador se basa en la ecuación (3.15), donde los coeficientes l, m, n, o y p representa la composición molar de la mezcla.



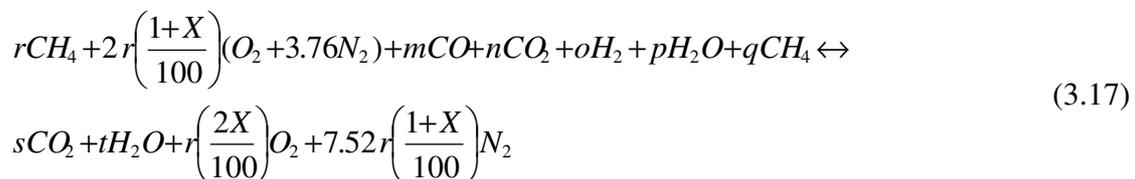
Para determinar la entalpía molar de los reactivos y productos se sigue la siguiente ecuación:

$$\bar{h}(T, p) = \bar{h}_f^0 + [\bar{h}(T, p) - \bar{h}(T_0, p_0)] = \bar{h}_f^0 + \Delta \bar{h} \quad (3.16)$$

En la ecuación (3.16) \bar{h}_f^0 es la entalpía de formación de los componentes y representa el cambio entre la entalpía del estado especificado y las condiciones de estado de referencia ($T_0=25\text{ °C}$ y $p_0=1\text{ bar}$). Se debe de tener en cuenta que los gases obtenidos en el proceso de reformado son una mezcla de varios componentes (CO , CO_2 , H_2 , H_2O y CH_4) y cuyas propiedades termodinámicas son determinadas por la ecuación de estado de Peng-Robinson.

3.5.1.3 Análisis de la combustión

El modelo usado para el análisis de la combustión está basado en la expresión (3.17), donde los componentes de la reacción química son el BOG, aire y los gases de cola del proceso de reformado. Estos gases se recirculan para disminuir el exceso de aire de la combustión y como consecuencia la cantidad de combustible necesario. En la ecuación también aparecen reflejados los coeficientes m , n , o , p , q , r , s y t que representa la composición molar de la mezcla, y X el coeficiente de exceso de aire en la combustión para lograr una temperatura de 1300°C .



Para determinar la entalpía molar de los reactivos y productos se utiliza la ecuación de estado de Peng-Robinson, garantizando resultados satisfactorios en el cálculo de compuestos.

La masa de gases es función del calor que se necesita para la reacción de reformado que se muestra en la ecuación (3.18) y para determinar el flujo de gases, se establece un balance de energía de la cámara de combustión mediante las siguientes ecuaciones:

$$\dot{Q}_{\text{reform}} = \dot{m}_{\text{gas comb}} \times (h_{\text{gas.in}} - h_{\text{gas.out}}) \quad (3.18)$$

$$\eta_{Comb.} = \frac{LHV - (\sum_r n_r \bar{h} - \sum_p n_p \bar{h})}{LHV} \quad (3.19)$$

A su vez, el flujo de gases se tiene que corresponder con el determinado por un balance de masas en los reactivos y productos, que respectivamente se representan por las ecuaciones (3.20) y (3.21).

$$\dot{m}_{gascomb} = r PM_{CH_4} + 2r \left(\frac{1+X}{100} \right) PM_{O_2} + 7.52r \left(\frac{1+X}{100} \right) PM_{N_2} + m PM_{CO} + n PM_{CO_2} + o PM_{H_2} + p PM_{H_2O} + q PM_{CH_4} \quad (3.20)$$

$$\dot{m}_{gascomb} = s \times PM_{CO_2} + t \times PM_{H_2O} + r \left(\frac{2X}{100} \right) \times PM_{O_2} + r 7.52 \left(\frac{1+X}{100} \right) \times PM_{N_2} \quad (3.21)$$

3.5.2 Modelo termodinámico y análisis de la planta de almacenamiento de H₂ en el buque modelo

El almacenamiento del H₂ generado a bordo se puede realizar de tres modos diferentes: presurizado, enfriado y combinado. Los tres sistemas están basados en diferentes configuraciones empleando tan solo compresores e intercambiadores de calor. Para simplificar el análisis se asumen que el GN está formado únicamente por metano, los volúmenes de control se consideran en estado estacionario, los componentes son adiabáticos y se desprecia las variaciones de energía cinética y potencial en comparación con la térmica.

A continuación se plantea las ecuaciones para realizar el análisis energético de la planta.

Balance de energía en intercambiadores:

$$\sum \dot{m}_{in} (h_{out} - h_{in})_{in} = \sum \dot{m}_{out} (h_{out} - h_{in})_{out} \quad (3.22)$$

Potencia consumida por la planta:

$$Pot_{cons} = \sum \dot{m}_{in} (h_{out} - h_{in})_{H_2 compr.} \quad (3.23)$$

3.5.3 Procedimiento de análisis

El procedimiento del análisis de la planta de reformado y del sistema de almacenamiento de hidrógeno se lleva a cabo mediante el software EES, mostrándose en los diagramas de flujo de las Fig. 3.10 y 3.11 respectivamente.

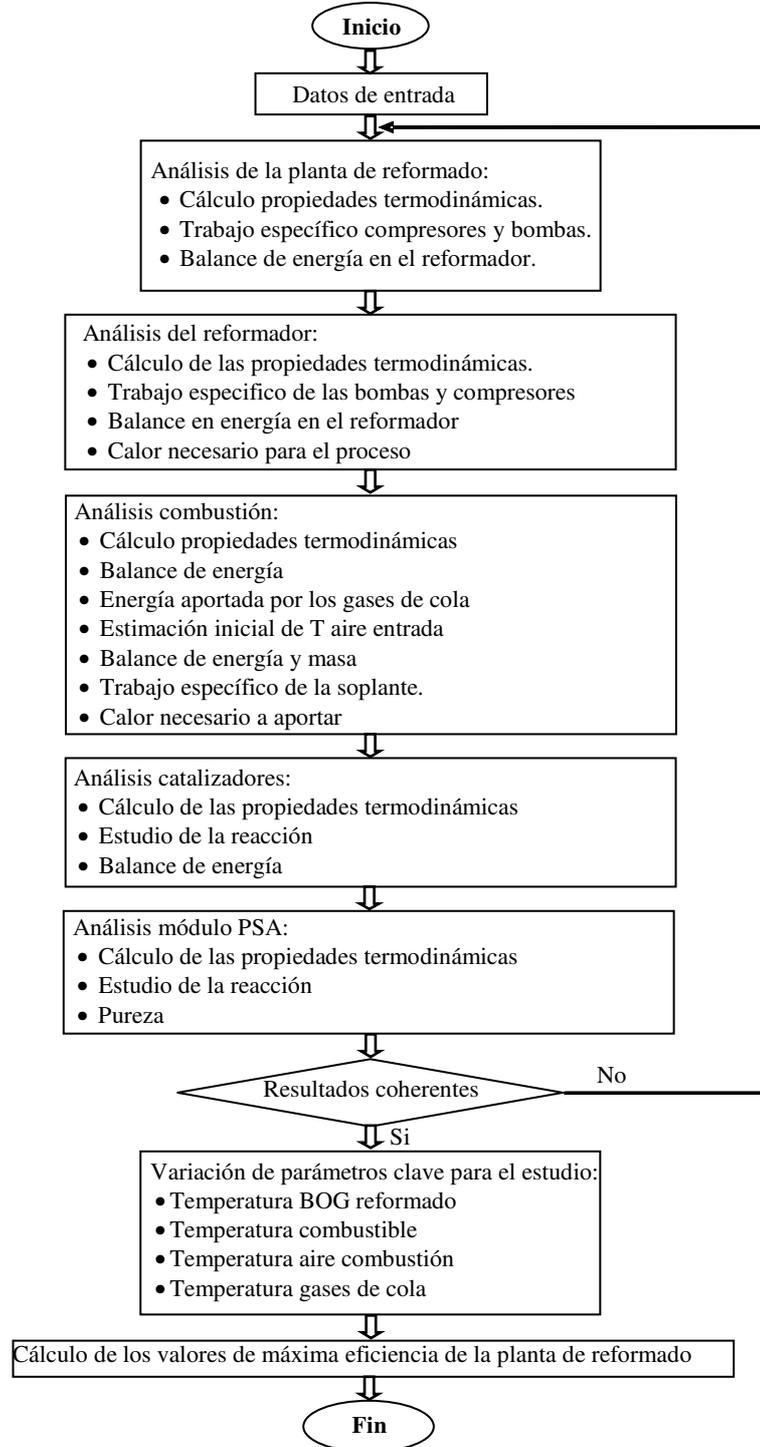


Fig. 3.10. Diagrama de flujo: procedimiento de análisis de la planta de reformado.

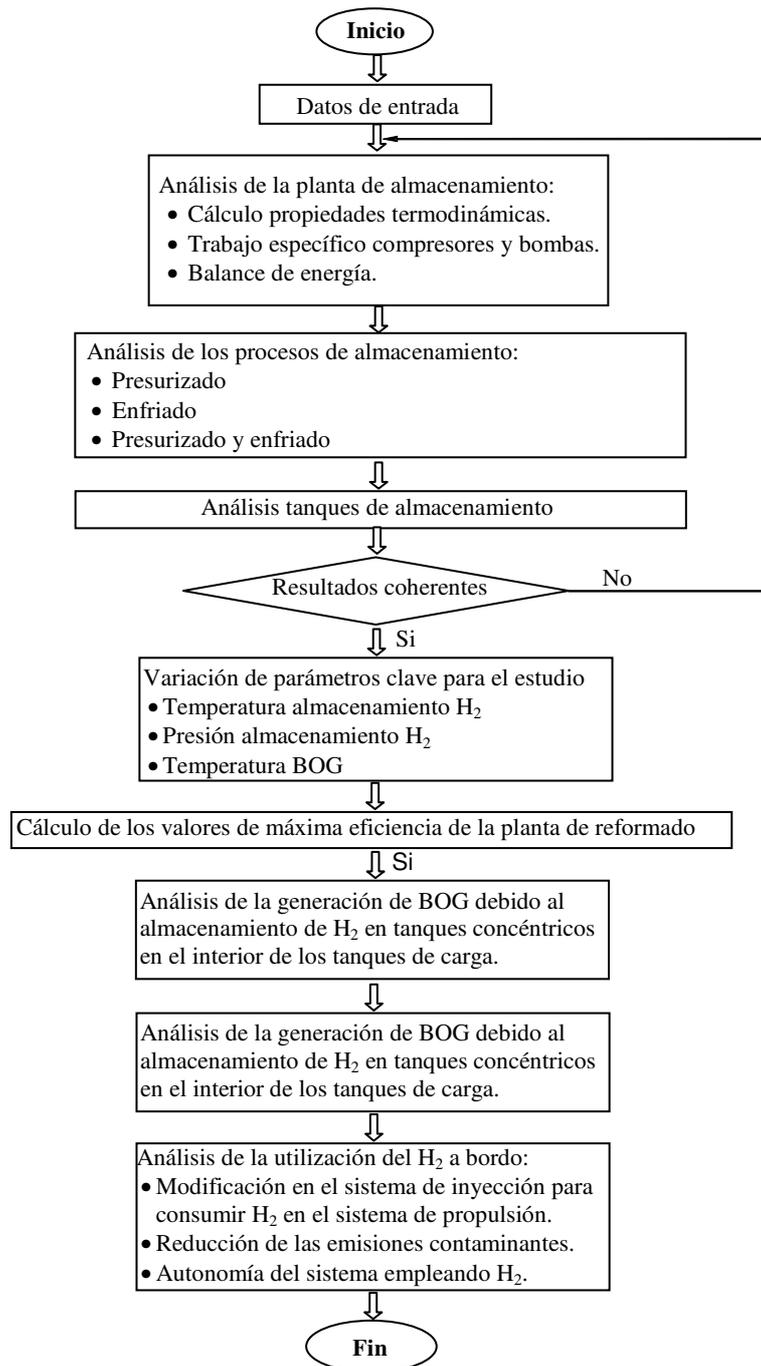


Fig. 3.11. Diagrama de flujo: procedimiento de la planta de almacenamiento de H₂.

Capítulo 4

Análisis de resultados y discusión

4.1 Planta de generación de hidrógeno mediante reformado con vapor

En este apartado se procede a analizar la eficiencia de la planta de generación de hidrógeno mediante reformado con vapor, para realizar el aprovechamiento del exceso de BOG generado en buques GNL. Para analizar el sistema, se procede a variar parámetros clave como la temperatura del BOG de reformado, del combustible, del aire de combustión y de los gases de cola, mediante la utilización del Software EES [63] que tiene la ventaja de incluir las propiedades de los fluidos y herramientas de optimización.

En la tabla 4.1 se muestran los parámetros asumidos para la simulación de la planta modelo y se debe de tener en cuenta, que los resultados obtenidos en el estudio están referenciados por kg/s de BOG de entrada a la planta de reformado.

Tabla 4.1. Parámetros y supuestos para el análisis de la planta de reformado.

Sistema	Parámetros	Valor
Reformado	Flujo másico BOG	1 kg/s
	Temperatura BOG - $T(14)$	-135 °C
	Presión BOG - $p(14)$	1 bar
	Temperatura H ₂ O - $T(1)$	25 °C
	Presión H ₂ O - $p(1)$	1 bar
	Temperatura reformado - $T(6)$	900 °C
	Presión reformado - $p(5)$	15/30 bar
	Temperatura catalizador 1- $T(7)$	350 °C
	Temperatura catalizador 2- $T(10)$	200 °C
Combustión	Mínima diferencia de temperatura en el IC_reformado	50 °C
	Presión del aire de combustión - $p(20)$	2 bar
	Temperatura del aire de combustión- $T(20)$	25 °C
	Temperatura de gases de cola - $T(24)$	20 °C
	Eficiencia de la combustión	99 %
Otros	Eficiencia isoentropica de compresores	80 %
	Mínima diferencia de temperatura en intercambiadores	5 °C
	Eficiencia isoentropica de bombas	90 %
	Perdida de carga (Δp)	2 %
	Pureza del hidrógeno en el módulo PSA	99 %

4.1.1 Efectos de la variación de temperatura del agua de alimentación de reformado

La reacción de reformado entre el BOG y el vapor se lleva a cabo a una temperatura de 900 °C [59], y teniendo en cuenta que la reacción de estos dos componentes es endotérmica, se debe de realizar un aporte de calor externo importante. Este calor es suministro mediante una cámara de combustión alimentada con el exceso de BOG, aire y los gases de cola del proceso.

En el primer caso, se procedió a variar la temperatura del agua de entrada en el reformador desde 250 °C a 690 °C, siendo una temperatura similar a la utilizada en ciclos supercríticos [64]. Las elevadas temperaturas del agua de reformado son alcanzadas mediante el aprovechamiento del calor residual del gas de reformado, tal y como se detalla en la sección 3.3.1.

En la Fig. 4.1 (a) se puede observar la notoria repercusión de la variación de la temperatura del agua de alimentación, debido a que a mayor temperatura el calor que se debe de proporcionar a la reacción es inferior, con lo que la masa de combustible requerida en la cámara de combustión disminuye considerablemente.

Como se expresa en la ecuación (3.10), el rendimiento de la planta es inversamente proporcional a la masa de combustible, con lo que la disminución del consumo se refleja en un aumento del rendimiento. Este efecto se muestra en la Fig. 4.1 (b), alcanzando un 64 % a 690 °C.

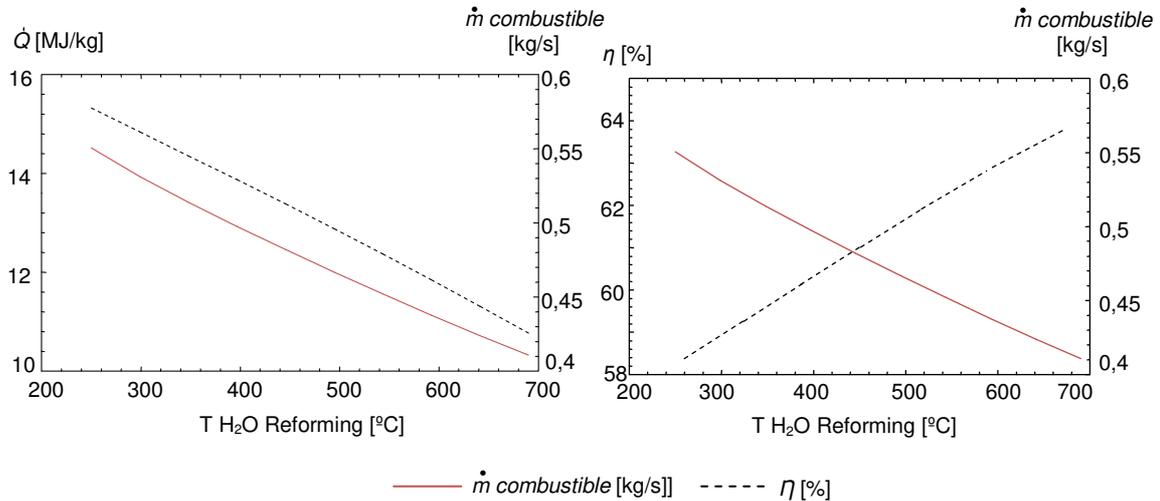


Fig. 4.1. Efecto de la variación de la temperatura del agua de reformado. (a) Comparativa calor y masa de combustible; (b) Comparativa eficiencia de la planta y masa de combustible.

4.1.2 Efecto de la variación de temperatura del aire de combustión

Para que el rendimiento de la combustión sea el mayor posible, las condiciones de temperatura de los reactivos a la entrada de la cámara deben de ser lo más elevadas posibles. Para ello se procede a variar la temperatura de entrada del aire observando la evolución de la eficiencia y masa de combustible consumida, reflejándolos en la Fig. 4.2.

Al variar la temperatura de entrada del aire de combustión desde los 25 °C a 600 °C, la masa de combustible se reduce debido a que el calor que se debe aportar disminuye como se representa en la Fig. 4.2. En la ecuación (3.11) se refleja que el eficiencia de la planta es inversamente proporcional a la masa de combustible, con lo que al disminuir ésta supone un aumento del rendimiento llegando a situarse en torno al 63,55 %.

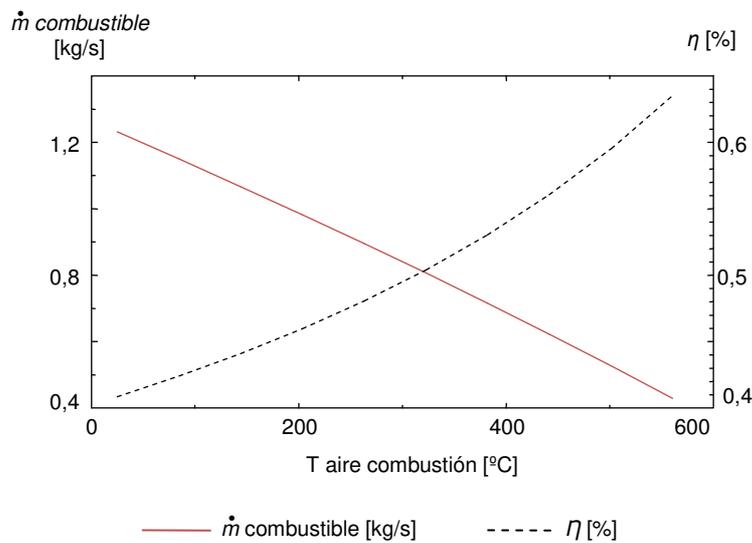


Fig. 4.2. Efecto de la variación de la temperatura del aire de combustión.

4.1.3 Efecto de la variación de temperatura del BOG de combustión

La variación de la temperatura de los reactivos en la combustión, influye directamente en la masa de combustible necesaria. En esta sección se procede a realizar un estudio de la influencia de la temperatura del combustible desde 25 °C a 600 °C, mostrándose los resultados en la Fig. 4.3.

Un aumento en la temperatura del combustible se refleja en la disminución en la masa necesaria, debido a que la entalpía de los reactivos se ve incrementada con la temperatura. La disminución de la masa de combustible utilizada, repercute en un aumento del rendimiento como se muestra en la Fig. 4.3.

El aumento de la temperatura del aire tiene mayor repercusión en la eficiencia de la planta en comparación con la del combustible, pues esta aumenta del 40 % al 63 %, mientras que con el BOG pasa del 63 % al 64,8 %. Esto es debido a que la masa del BOG es muy inferior a la del aire necesario para la combustión, con lo que el aporte energético varía considerablemente.

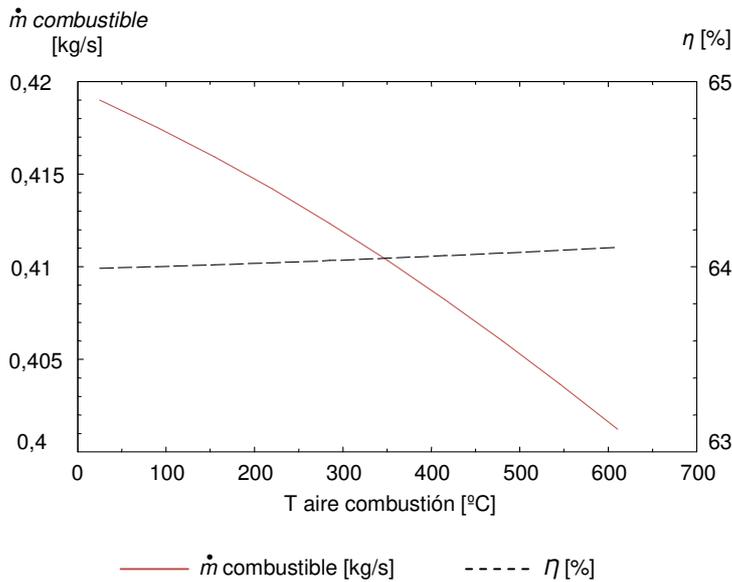


Fig. 4.3. Efecto de la variación de la temperatura del BOG de combustión.

4.1.4 Efecto de la variación de temperatura de los gases de cola para alimentar la combustión

En el proceso de reformado, los gases de cola obtenidos son recirculados hacia la cámara de combustión como se representa en la Fig. 3.7, para reaprovecharlos y disminuir de esta manera la cantidad de combustible necesario.

En este caso se procede a variar la temperatura de los gases de cola desde 25 °C a 450 °C, observando la variación de la masa de combustible necesaria y el rendimiento de la planta, mostrando en la Fig. 4.4 los resultados obtenidos.

Al aumentar la temperatura de los gases de cola el calor que se debe aportar es inferior. Esto implica que la masa de combustible disminuye considerablemente y el de la planta aumenta hasta el 64 %.

En esta sección también se procede a realizar un estudio en el cual se elimina la recirculación de los gases de cola hacia la cámara de combustión. No aprovechar la energía de los gases de cola tiene como consecuencia el aumento de la masa de combustible necesaria, debido a que los gases realizan un gran aporte de combustible como se expresa en la ecuación (3.17). Al no recircular los gases, el eficiencia de la planta disminuye del 64 % al 53 %, con lo que se demuestra la necesidad de la

utilización de los gases de cola para que el proceso alcance su máximo grado de eficiencia.

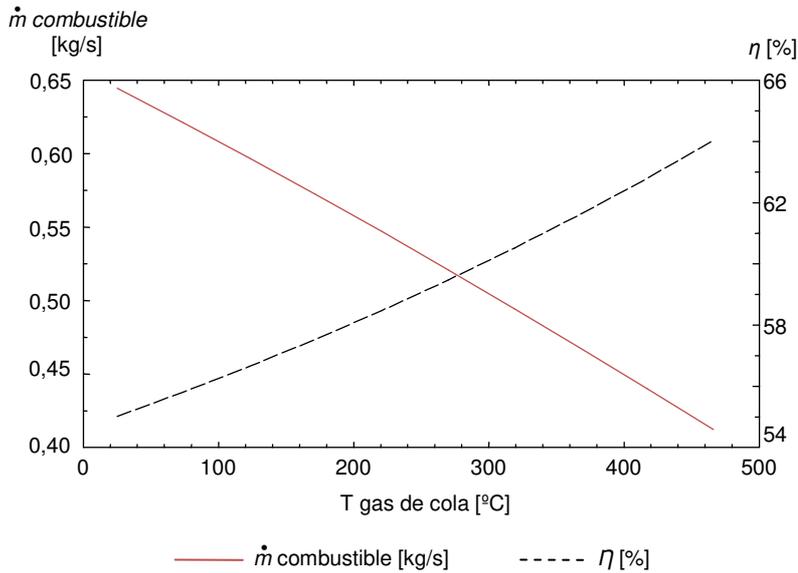


Fig. 4.4. Efecto de la variación de la temperatura de los gases de cola para alimentar la combustión.

Es importante destacar, que los gases de cola antes de la entrada en la cámara de combustión, aumentan su temperatura al aprovechar el calor residual del proceso. En la Fig. 4.5 se muestra la distribución de la energía de los gases de reformado en los diferentes intercambiadores con las corrientes de los flujos de agua, aire y gases de cola. El agua absorbe el 78,86 % del calor de los gases de reformado, los gases de cola el 12,65 % y el aire el 8,49 %.

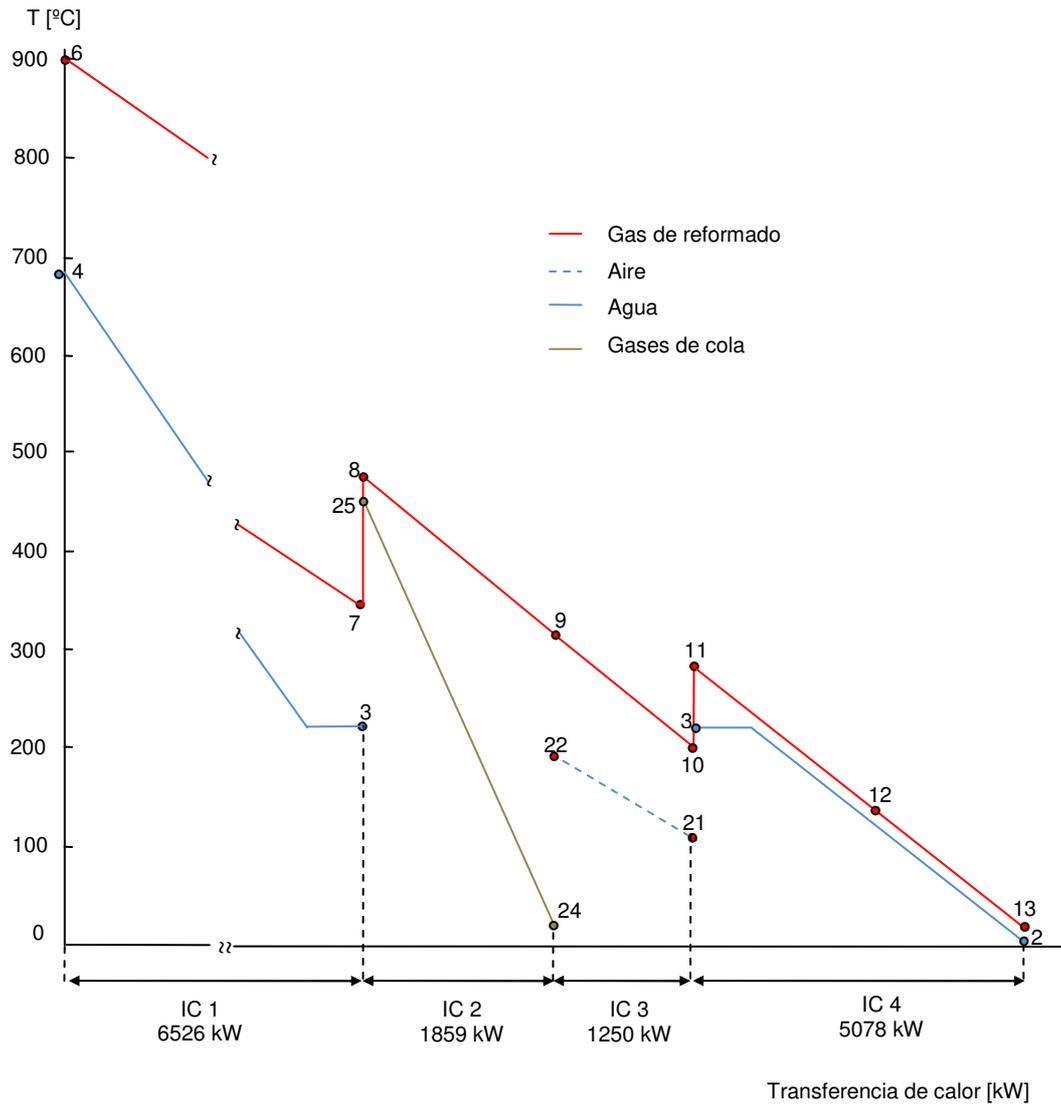


Fig. 4.5. Transferencia de calor entre el gas de reformado y los diferentes fluidos que integran el proceso.

4.1.5 Estudio de la planta en condiciones de máxima eficiencia

En esta sección se procede al estudio de la planta en la situación operacional de máxima eficiencia. Esta situación se alcanza con la recirculación de los gases de cola del reformado hacia la cámara de combustión y el aprovechamiento de calor residual del proceso para el precalentamiento del BOG, agua, aire y combustible. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4.2, donde se pueden observar el hidrógeno generado en condiciones de máxima eficiencia, flujos máscicos de cada corriente y potencia consumida por la planta. Como dato relevante a mencionar es que por cada kg/s de BOG se generan 0,37 kg/s de H₂.

En las tablas 4.3 y 4.4 se representan respectivamente las propiedades termodinámicas y la composición molar de cada corriente.

Tabla 4.2. Eficiencia, flujo máscico y potencia de bombas y compresores.

Parámetros	Valor
Compresor de BOG	205,10 kW
Bomba de agua	5,09 kW
Compresor de aire	960,60 kW
η de la planta	64,04 %
η térmico	74,49 %
Flujo máscico BOG	1 kg/s
Flujo máscico del agua	2,96 kg/s
Flujo máscico BOG como combustible.	0,41 kg/s
Flujo máscico aire	11,41 kg/s
Flujo máscico gases de cola	2,69 kg/s
Flujo máscico gases de escape	14,52 kg/s
Flujo máscico H ₂ generado	0,372 kg/s

Tabla 4.3. Datos termodinámicos de los fluidos de trabajo en la planta propuesta (Fig. 3.7).

Punto	Fluido	T (°C)	p (bar)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg ⁻¹ °C ⁻¹)
1	Agua	15,00	1,00	63,01	22,422
2	Agua	15,04	17,32	64,73	22,455
3	Agua	203,30	16,65	1687,56	4,084
4	Agua	686,80	16,00	3890,33	8,027
5	Gas de reformado	686,10	16,00	3468,80	6,841
6	Gas de reformado	900,00	15,68	3404,25	5,060
7	Gas de reformado	350,00	15,37	1757,56	3,192
8	Gas de reformado	471,30	15,06	1935,89	3,183
9	Gas de reformado	310,60	15,06	1466,45	2,471
10	Gas de reformado	200,00	14,76	1151,11	1,886
11	Gas de reformado	281,90	17,46	1266,36	1,953
12	Gas de reformado	121,60	14,18	288,96	-0,804
13	Gas de reformado	20,00	13,90	-15,19	-1,678
14	BOG	-130,00	1,00	-332,10	-1,553
15	BOG	-41,72	5,00	-151,90	-1,393
16	BOG	-41,72	5,00	-151,90	-1,392
17	BOG	54,57	16,32	53,12	-1,261
18	BOG	686,80	16,00	2218,58	2,218
19	BOG	295,60	2,00	720,89	1,335
20	Aire	25,00	1,00	298,40	6,867
21	Aire	106,40	2,00	65,03	0,204
22	Aire	193,40	2,00	171,70	0,413
23	Aire	566,50	2,00	571,40	1,034
24	Gases de cola	20,04	13,62	-12,31	-0,619
25	Gases de cola	466,30	13,35	676,80	0,792
26	Gases de escape	1300,00	2,00	1767,58	2,593
27	Gases de escape	736,10	1,96	1021,56	2,003
28	Gases de escape	616,50	1,92	871,60	1,846
29	Gases de escape	345,60	1,88	548,50	1,4071
30	Gases de escape	327,70	1,84	528,69	1,377
31	BOG	25,00	5,00	-4,89	-0,835
32	Hidrógeno	20,00	13,62	3866,56	42,404

Capítulo 4: Análisis de resultados y discusión

Tabla 4.4. Flujos másicos y composiciones molares de la planta propuesta (Fig. 3.7).

Punto	Fluid	\dot{m} (kg/s)	CH ₄ (%)	H ₂ (%)	O ₂ (%)	N ₂ (%)	CO (%)	CO ₂ (%)	H ₂ O (%)
1	Agua	2,96	-	-	-	-	-	-	100
2	Agua	2,96	-	-	-	-	-	-	100
3	Agua	2,96	-	-	-	-	-	-	100
4	Agua	2,96	-	-	-	-	-	-	100
5	Gas de reformado	3,96	27,49	-	-	-	-	-	72,51
6	Gas de reformado	3,96	1,30	59,10	-	-	8,50	8,40	22,70
7	Gas de reformado	3,96	1,30	59,10	-	-	8,50	8,40	22,70
8	Gas de reformado	3,96	1,30	64,10	-	-	3,50	13,40	17,70
9	Gas de reformado	3,96	1,30	64,10	-	-	3,50	13,40	17,70
10	Gas de reformado	3,96	1,30	64,10	-	-	3,50	13,40	17,70
11	Gas de reformado	3,96	1,30	67,35	-	-	0,25	16,65	14,45
12	Gas de reformado	3,96	1,30	67,35	-	-	0,25	16,65	14,45
13	Gas de reformado	3,07	1,52	78,73	-	-	0,29	19,46	-
14	BOG	-	100	-	-	-	-	-	-
15	BOG	-	100	-	-	-	-	-	-
16	BOG	1,41	100	-	-	-	-	-	-
17	BOG	1	100	-	-	-	-	-	-
18	BOG	1	100	-	-	-	-	-	-
19	BOG	0,41	100	-	-	-	-	-	-
20	Aire	11,71	-	-	0,21	0,79	-	-	-
21	Aire	11,71	-	-	0,21	0,79	-	-	-
22	Aire	11,71	-	-	0,21	0,79	-	-	-
23	Aire	11,71	-	-	0,21	0,79	-	-	-
24	Gases de cola	2,69	4,10	42,53	-	-	0,78	52,57	-
25	Gases de cola	2,69	4,10	42,53	-	-	0,78	52,57	-
26	Gases de escape	14,49	-	-	8,78	64,71	-	13,52	12,99
27	Gases de escape	14,49	-	-	8,78	64,71	-	13,52	12,99
28	Gases de escape	14,49	-	-	8,78	64,71	-	13,52	12,99
29	Gases de escape	14,49	-	-	8,78	64,71	-	13,52	12,99
30	Gases de escape	14,49	-	-	8,78	64,71	-	13,52	12,99
31	BOG	-	100	-	-	-	-	-	-
32	Hidrógeno	0,37	-	100	-	-	-	-	-

4.1.6 Conclusiones

La gestión del BOG generado a bordo de los buques GNL necesita ser mejorada para poder obtener una mayor eficiencia, debido al desaprovechamiento energético existente actualmente. Para ello es necesario nuevos sistemas que aprovechen el exceso de BOG generado a bordo y que se quema en la GCU sin ningún aprovechamiento energético. En este caso se propone como alternativa a los sistemas actuales, la generación de hidrógeno con el exceso de BOG mediante reformado.

Tras el análisis realizado se han obtenido las siguientes conclusiones:

- Un buque GNL sin planta de relicuefacción genera un exceso de BOG de 30 m³ /día en lastre y 73 m³ /día en carga, que es quemado en la GCU sin ningún aprovechamiento energético y producción de contaminación atmosférica. En esta tesis se propone que el exceso de BOG puede ser tratado en una planta de generación de hidrógeno mediante reformado con vapor.
- El hidrógeno es considerado como combustible limpio por sus emisiones contaminantes nulas, pudiendo ser consumido en las zonas de estrictas restricciones anticontaminantes como ECA y puertos.
- El sistema de producción de hidrógeno con mayor rendimiento y madurez en el mercado es el reformado con vapor, alcanzando el 50 % de la producción de hidrógeno mundial. Este sistema además tiene un elevado rendimiento, bajos costes y con la integración de un módulo PSA se pueden obtener corrientes de hidrógeno con una pureza superior al 95 %.
- La temperatura de reformado es de 900 °C, siendo necesario un aporte de calor elevado, y para ello se utiliza una cámara de combustión en la cual se quema CH₄ y aire. Para que la eficiencia de la planta aumente, es necesaria la recirculación de los gases de cola generados en el proceso, pues contienen H₂ y CH₄ que repercuten en la disminución del combustible empleado y como consecuencia en la eficiencia. El aprovechamiento del calor residual del gas de reformado también es de suma importancia para calentar los fluidos necesarios en el proceso y de esta manera optimizar la planta.
- Como resultados se obtiene una eficiencia de la planta del 64 % y una producción de H₂ de 0,37 kg/s por cada kg/s de BOG disponible.

La instalación de una planta de reformado es viable energéticamente y aportaría una mayor versatilidad al buque debido a la posibilidad de disponer de diferentes combustibles, además de mejorar la gestión del BOG.

4.2 Sistema de almacenamiento de hidrógeno en el buque modelo

Para realizar el estudio de cada sistema de almacenamiento se procede a la variación de parámetros clave como la presión y temperatura del H₂ en diferentes puntos del proceso. El almacenamiento del H₂ generado a bordo se puede realizar de tres modos diferentes: presurizado, enfriado y combinado.

En esta sección se analiza de forma individual cada sistema para posteriormente realizar un balance energético de la instalación.

La simulación se realiza con el Software EES que tiene la ventaja de incluir las propiedades de una amplia gama de fluidos y herramientas de optimización [62]. En la tabla 4.5 se muestran los parámetros asumidos para la simulación de la planta modelo. Los resultados obtenidos en el estudio son referenciados por kg/s de BOG que entra en la planta de reformado.

Tabla 4.5 Parámetros para el análisis de la planta de almacenamiento de H₂.

Sistema	Parámetro	Valor
Tanque de GNL	Temperatura de GNL	-163 °C
	Presión de GNL	1 bar
Oil mist searator	Temperatura de BOG (Entrada)	-156 °C
	Presión de BOG (Entrada)	1 bar
	Temperatura metano (Salida)	-130 °C
	Presión metano (Salida)	1 bar
Low-Duty	Presión metano (Entrada)	1 bar
	Presión metano (Salida)	5 bar
Reformado	Temperatura metano	25 °C
	Presión metano	5 bar
	Temperatura H ₂ O	1 bar
	Presión H ₂ O	25 °C
	Temperatura H ₂	25°C
Agua de mar	Presión H ₂	13 bar
	Temperatura de agua de mar	25 °C

4.2.1 Almacenamiento de H₂ presurizado

En la planta de almacenamiento de H₂ mediante presurización, se instala un compresor a la salida de la planta de reformado para conseguir disminuir el volumen específico y poder almacenar mayor cantidad de H₂. Como se muestra en la Fig. 4.6, es necesario instalar un intercambiador con agua de mar para estabilizarla la temperatura del H₂ a unos 25 °C previo almacenamiento en el tanque, debido a que en el proceso de compresión se ve incrementada considerablemente.

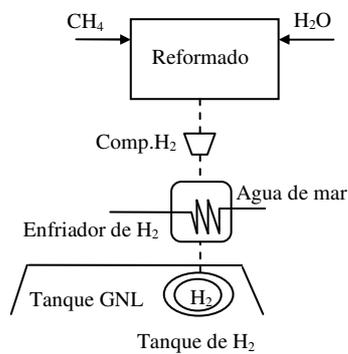


Fig. 4.6. Almacenamiento de H₂ presurizando.

En este caso se procede a variar la presión de almacenamiento del H₂ desde 13 bar (Presión a la salida de la planta de reformado) hasta 700 bar (la más elevada para almacenar H₂ bajo presión) [69]. A medida que se aumenta la presión del H₂ se reduce su volumen específico, pero el trabajo realizado por los compresores se ve incrementado considerablemente, pasando de 114,1 kW para 14 bar a 12 MW para 700 bar como se refleja en la Fig. 4.7 (a). En este proceso, se alcanza una temperatura de 789 °C a una presión de 700 bar en la descarga del compresor como se representa en la Fig. 4.7 (b). Con estas condiciones del H₂, surge la necesidad de instalar un intercambiador con agua de mar para estabilizarla la temperatura a unos 25 °C, previo almacenamiento en el tanque para evitar un aumento de generación de BOG al mismo tiempo que se reduce el volumen del tanque de H₂.

Con este sistema se logra un volumen de almacenamiento de H₂ reducido debido a las elevadas presiones de trabajo. Pero las altas temperaturas alcanzadas comprometen la seguridad del buque, al mismo tiempo que se necesita de un elevado consumo de energía, por lo que se descarta este sistema para poder ser utilizado a bordo.

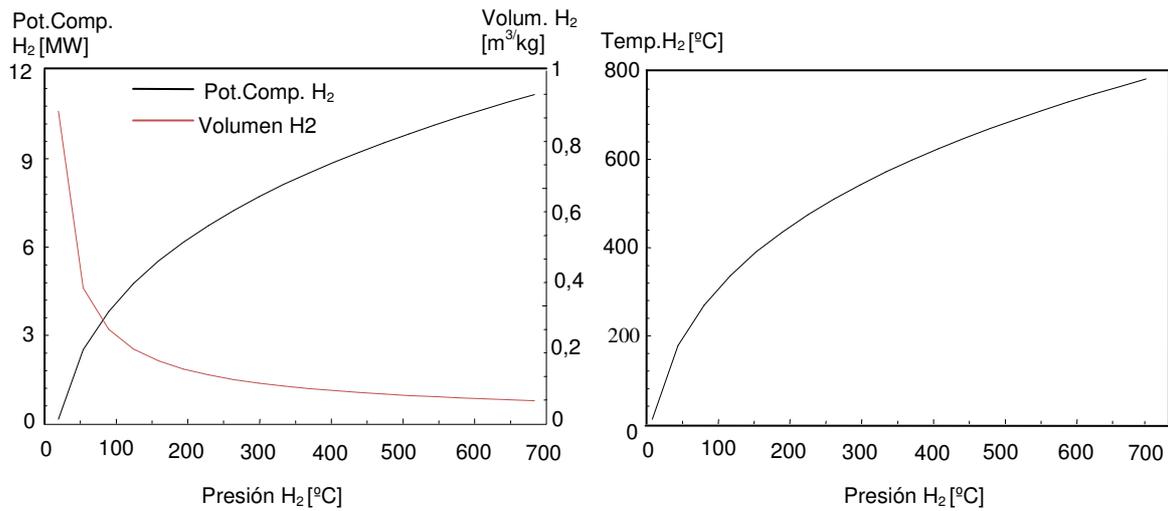


Fig. 4.7. Efecto de la variación de la presión del H₂: (a) Potencia consumida y volumen específico del H₂; (b) Temperatura a la descarga del compresor.

4.2.2 Almacenamiento de H₂ enfriado

El almacenamiento de H₂ mediante enfriamiento cuenta con una única etapa de intercambio de calor a la salida de la planta de reformado como se muestra en la Fig. 4.8. El enfriamiento del H₂ se realiza con el BOG generado en los tanques de carga, que a la entrada del intercambiador se encuentra a una temperatura de -130 °C.

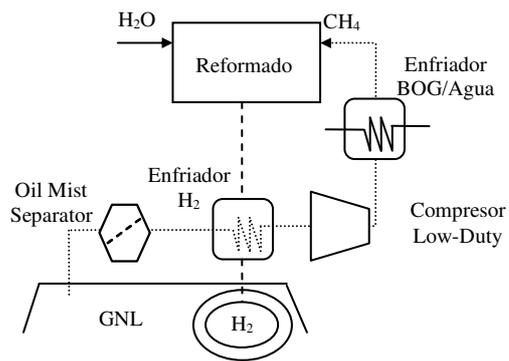


Fig. 4.8. Almacenamiento de H₂ enfriando.

En este caso se procede a reducir la temperatura del H₂ a la salida del intercambiador y previa entrada en los tanques de almacenamiento, desde 25 °C (temperatura del H₂ a la salida de la planta de reformado) a -125 °C (limitada por la temperatura del BOG que se encuentra a -130 °C).

En la Fig. 4.9 (a) se observa que a medida que disminuye la temperatura del H₂ se reduce su volumen, pero la temperatura del BOG se ve incrementada como consecuencia del intercambio de calor. Al elevar la temperatura del BOG, aumenta su volumen específico y el trabajo realizado por los compresores LD en un 44 %, pasando de 1407 kW a 2521 kW como se representa en la Fig. 4.9 (b).

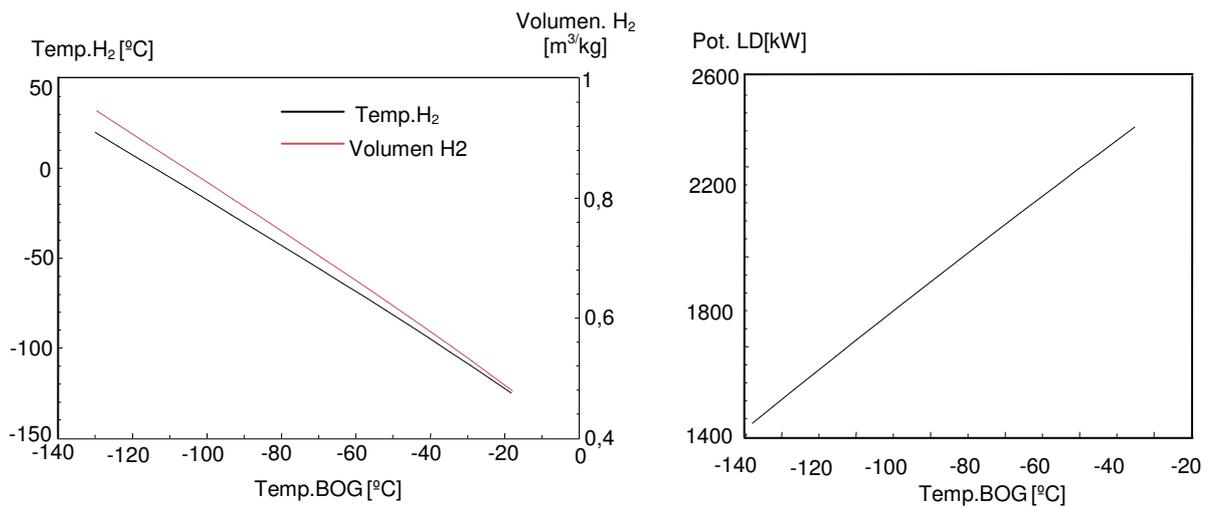


Fig. 4.9. Efecto de la variación de la temperatura del H₂. (a) Temperatura del BOG y volumen de específico del H₂; (b) Trabajo de los compresores LD.

Al disminuir la temperatura H₂ se logra reducir su volumen específico y la generación de BOG, pero se debe de tener en cuenta que el trabajo de los LD se ve incrementado considerablemente. En la Fig. 4.10 se observa la variación en la generación de BOG en función de la temperatura de almacenamiento de H₂, variándola desde 25 °C a -163 °C. En el caso más desfavorable, que es introducir el H₂ a 25°C, solo se generaría un exceso de un 0.0075 % más que la cantidad teórica, que para un buque de 173000 m³ es del 0.15 %/día [12, 15]. Este sistema queda descartado para la utilización a bordo debido al elevado volumen específico y al aumento de consumo en los LD.

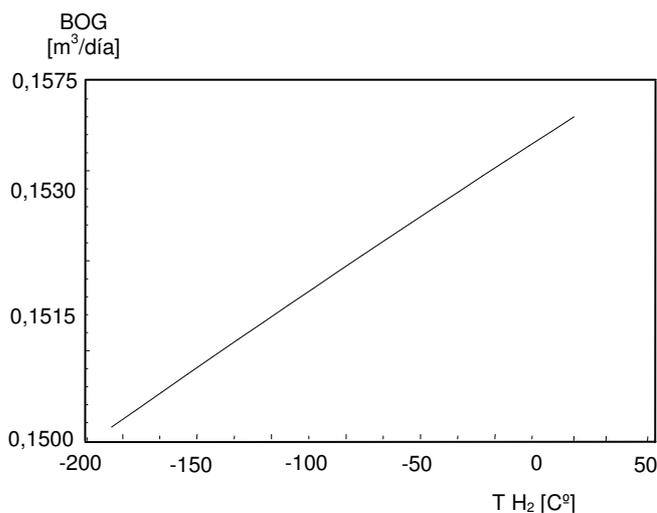


Fig. 4.10 Generación de BOG en función de la temperatura de almacenamiento del H₂.

4.2.3 Almacenamiento de H₂ presurizado y enfriado

En la Fig. 4.11 se puede observar el proceso de almacenamiento combinado, donde se enfría y presuriza el H₂ para almacenarlo en el interior de los tanques de carga en un tanque concéntrico [74, 75]. El BOG generado como consecuencia de la transferencia de calor desde el medioambiente es extraído de los tanques de carga para evitar sobrepresiones que pueda dañarlos (13). El BOG extraído es tratado en el oil mist separator (1-2) cuya finalidad es separar el metano del resto de componentes del NG para ser consumido en los motores (6), planta de generación de H₂ (7) o GCU (5). A la salida del separador, el metano se introduce en un intercambiador de calor (2-3) para enfriar el H₂ generado previo proceso de compresión y almacenamiento (9-10). El BOG tras realizar el intercambio de calor con el H₂, es comprimido en los low duty a una presión de 5 bar (3-4) y enfriado nuevamente en un intercambiador con agua de mar (16-17) para estabilizarlo a una temperatura de 25 °C (4-5) y poder ser consumido en los motores (6), planta de reformado (7) y GCU (5).

El H₂ obtenido en la planta de reformado (9-10) es enfriado con el BOG a la salida del oil mist separator (2-3), como se explicó anteriormente. A la salida del intercambiador, el H₂ es comprimido (10-11) y como consecuencia elevada su temperatura nuevamente, por esta razón surge la necesidad de enfriarlo (11-12) en un intercambiador con agua de mar (14-15). El H₂ presurizado y enfriado es introducido en los tanques concéntricos (18), que se localizan en el interior de los tanques de carga

(13), donde el H₂ continuaría disminuyendo la temperatura por la transferencia de calor con el GNL que se encuentra a una temperatura de -163 °C.

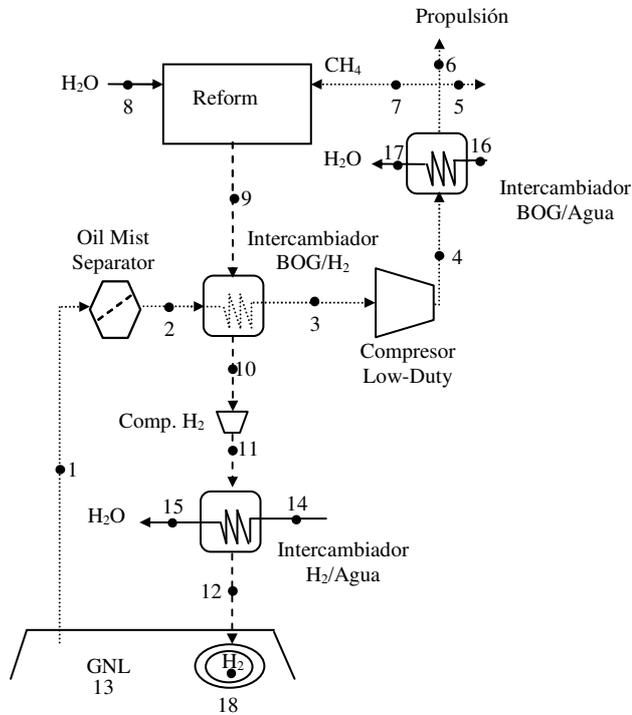


Fig. 4.11. Almacenamiento de H₂ presurizado y enfriado en tanque concéntrico.

En este proceso se realiza un estudio variando la presión y la temperatura del H₂ en diferentes puntos del sistema para analizar el comportamiento de los elementos de la planta y las condiciones del hidrógeno para su almacenamiento.

En el primer caso, se procede a variar la temperatura del H₂ a la salida del intercambiador con el BOG (punto 10) desde 25 °C a -125 °C (proceso limitado por la temperatura del BOG), manteniendo constante la presión de almacenamiento a 200 bar. Como se observa en Fig. 4.12 (a), a medida que disminuye la temperatura del H₂ el BOG la aumenta, y como consecuencia se produce un aumento del consumo en los compresores LD desde 1407 kW a 2524 kW.

En la Fig. 4.12 (b) se realiza una comparativa entre las potencia consumidas por el compresor de H₂ y los LD en relación a la temperatura del H₂. Con una temperatura constante del H₂ a la salida del intercambiador de 20 °C, los compresores LD reflejan un consumo de 1407 kW y los compresores de H₂ de 6447 kW. Por lo contrario, si

disminuimos la temperatura del H₂ a la salida del intercambiador hasta -125 °C, la potencia consumida por los LD se ve incrementada hasta 2524 kW mientras que la del compresor de H₂ es reducida hasta 3438 kW. Como conclusión, se debe de resaltar que al enfriar el H₂ se consigue reducir el consumo total de la instalación (compresor H₂ más LD).

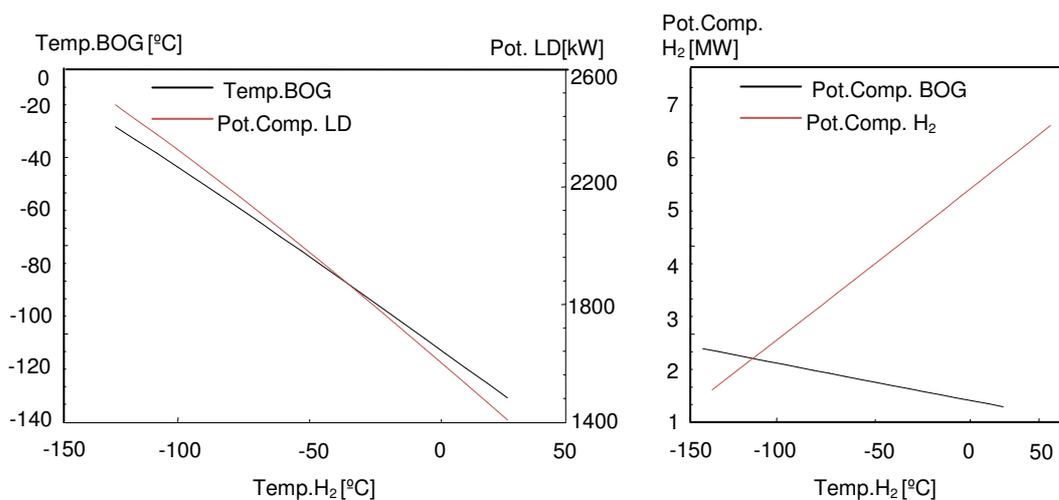


Fig. 4.12 Efecto de la variación de la temperatura del H₂. (a) Comparativa de temperatura del BOG, temperatura H₂ y potencia de los LD; (b) Comparativa de temperatura H₂ y potencia de los compresores.

En el segundo caso, se mantiene constante la temperatura del H₂ a -125 °C a la salida del intercambiador y se procede a variar la presión de almacenamiento de H₂ entre 13 y 700 bar (punto 11). Como se observa en la Fig. 4.13 (a), a medida que se incrementa la presión de almacenamiento del H₂, el consumo del compresor aumenta proporcionalmente hasta los 6447 kW. Como consecuencia del aumento de la presión del H₂ desde 13 a 700 bar, su temperatura aumenta respectivamente desde -130 a 265 °C, surgiendo la necesidad de instalar un intercambiador con agua de mar en la descarga del compresor para evitar la generación de BOG al introducir el H₂ en el tanque de almacenamiento.

En la Fig. 4.13 (b) se realiza una comparativa entre los consumos de los compresores manteniendo constante la temperatura del H₂ a -125 °C. En estas condiciones de la planta, el consumo de los compresores LD permanece constante a 2524 kW, mientras

que el compresor de H₂ varía su consumo en función de la presión de almacenamiento. Al variar la presión de almacenamiento del H₂ desde 13 a 700 bar, se observa que el volumen se ve reducido debido a que es inversamente proporcional a la presión. Pero se debe de tener en cuenta que la reducción de volumen es más importante entre las presiones de 13 y 200 bar, con lo que seguir aumentando la presión del H₂ conlleva un aumento del consumo de energía pero el volumen apenas sufre variación.

Con el estudio de ambos casos se considera que la situación de trabajo ideal del sistema es el punto donde se realiza el corte de la curva de la potencia del compresor de H₂ (88,67 bar) y la del volumen de H₂ (0,13 m³/kg) en la Fig.13 (b). Este punto es seleccionado debido a que a posteriori el volumen de almacenamiento apenas se ve reducido, mientras que la potencia del compresor de H₂ se incrementa considerablemente.

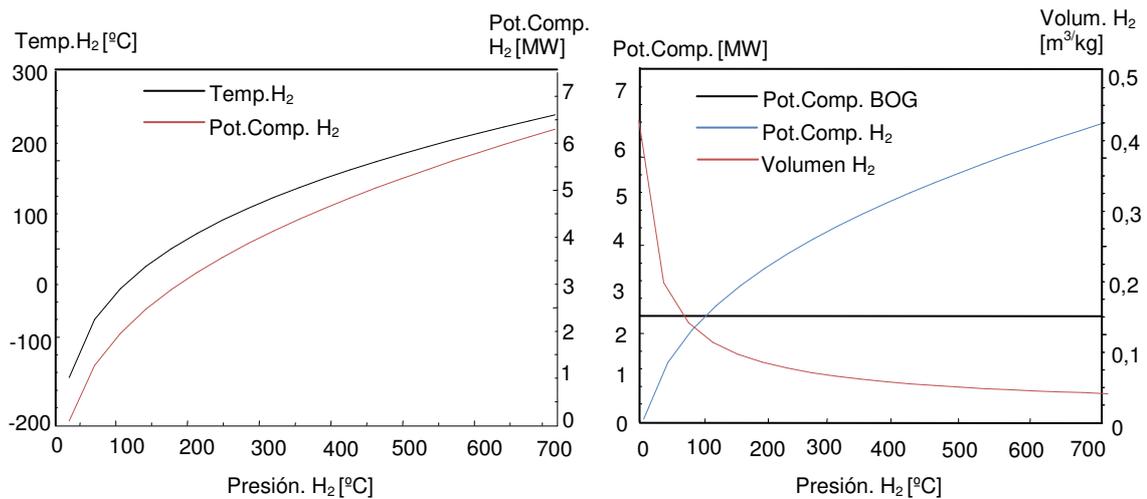


Fig. 4.13. Efecto de la variación de la presión del H₂: (a) Comparativa de temperatura del H₂, presión del H₂ y potencia del compresor; (b) Comparativa de presión de H₂ y trabajo de los compresores.

4.2.4 Utilización del hidrógeno a bordo del buque

Una vez que se dispone de H_2 almacenado a bordo del buque, surge la necesidad de consumirlo en el sistema de propulsión o equipos auxiliares. Utilizar el H_2 como combustible tiene dos ventajas evidentes. La principal ventaja es que las emisiones contaminantes son nulas, favorecieron que el buque pueda navegar en zonas con estrictas normativas anticontaminación como son las ECA [4, 5, 14] y en las estancias en puerto, donde se evita la conexión eléctrica a tierra (Cold Ironing) que conlleva elevados costes para el armador [4, 76, 77]. La segunda ventaja a destacar es que los motores de combustión interna son una tecnología ampliamente desarrollada y que pueden consumir hidrógeno de manera fiable con pequeñas adaptaciones del sistema de combustible y control [27, 39, 46].

Emplear H_2 como combustible presenta varias particularidades que lo diferencian considerablemente de otros combustibles. En los motores de combustión interna, especialmente en motores alternativos, la disminución de la potencia es un factor a tener en cuenta debido a que el contenido energético por unidad de volumen del H_2 es inferior al de otros combustibles [27]. Esto es debido a que por su baja densidad se reduce el espacio disponible en el cilindro o en la cámara de combustión para la entrada de aire, llegando a reducir su potencia en un 15 %. Para evitar este problema se aconseja inyectar el hidrógeno en estado licuado o presurizado [27, 39].

Cuando se consume H_2 en los motores, su baja temperatura de autoignición presenta un serio riesgo de seguridad debido a la posibilidad de autoencendido de la mezcla [27]. Por ello, se debe evitar la formación de puntos calientes que puede provocar el encendido prematuro de la mezcla, generando efectos de knocking y disminuyendo la vida útil del motor. Para evitar este problema se puede realizar la inyección de hidrógeno en estado líquido, ya que su baja temperatura previene la preignición, o bien, retrasando la inyección del hidrógeno en el cilindro [46].

Para que se pueda quemar combustible 100 % de H_2 en los motores de gas natural, es necesario realizar una modificación en el sistema de inyección, existiendo tres posibilidades a destacar. La primera opción es la denominada inyección central, en la que el sistema cuenta con un carburador para realizar la mezcla de aire e H_2 . Con este sistema se logra trabajar con presiones de inyección relativamente bajas, pero las

principales desventajas que presenta es la posibilidad de sufrir preignición del combustible con suma facilidad y combustión irregular [46].

La segunda opción es la inyección mediante válvulas de gas, en la que el H₂ es suministrado directamente en el cilindro instantes después de comenzar el ciclo de admisión. Con este sistema se reduce la probabilidad y magnitud de los efectos de una preignición, pero la principal desventaja que presenta son las elevadas presiones de inyección en comparación con la inyección central [27, 49].

La inyección directa es la tercera opción y la que mejor se puede adaptar al buque debido a su similitud con el sistema existente. La inyección se realizaría durante el ciclo de compresión mientras que la válvula de admisión está cerrada, realizándose una mezcla homogénea entre el aire y el H₂. Con este sistema se logra evitar la preignición y se ve incrementada la potencia del motor, pero tiene como desventaja que la presión de inyección es elevada en comparación con los otros sistemas [27, 39].

En la Fig 4.14 se muestra las ventajas e inconvenientes que presentan los diferentes sistemas para adaptar los motores a consumir H₂. Tras realizar una evaluación se ha llegado a la conclusión de que la mezcla CH₄-H₂ es el sistema más viable debido a que no es necesario realizar ninguna modificaciones y las emisiones contaminaste se ven reducidas.

<u>Sistema</u>	<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>
Mezcla de CH₄-H₂ 70 CH ₄ - 30 H ₂	- No necesita modificación del sistema de combustible. - Menos Emisiones contaminantes	- No se reducen completamente las emisiones
Inyección central	- Baja presión	- Pre-ignición - Combustión irregular
Inyección mediante válvula de gas	- Se reducen la posibilidad de la pre-ignición	- Mayor presión de inyección
Inyección directa	- Evita la pre-ignición - Aumento de la potencia del motor	- Presión de inyección muy elevada

Fig. 4.14 Ventajas y desventajas de los sistemas de adaptación para consumir H₂ en los motores.

El buque modelo utilizado durante el estudio, consta de un sistema de propulsión mediante motores DF con la posibilidad de consumir combustibles líquidos y gas. Con los motores DF no es necesario realizar ninguna modificación en el sistema de inyección para que puedan consumir el H₂ almacenado, debido a que admiten como combustible una mezcla con la proporción de 70 % CH₄ y 30 % H₂ en base molar [67]. Actualmente existe en tierra un combustible denominado Hythane, que está constituido por una mezcla del 80 % CH₄ y 20 % de H₂, el cual está diseñado para que los motores de gas natural lo puedan consumir disminuyendo las emisiones de hidrocarburos, CO y CO₂ [49, 62, 67].

Con los datos obtenidos de la planta convencional de gestión de gas a bordo del buque GNL y los resultados del estudio de la planta de reformado descrita en la tesis, se procede a realizar el cálculo de la autonomía y de las emisiones contaminantes del buque, consumiendo una mezcla del 70 % CH₄ y 30 % H₂.

Un buque GNL con las características especificadas en la tabla 2.2 genera 228 m³/día de BOG, de los cuales 182 m³/día son utilizados en la planta de propulsión y el exceso de 46 m³/día se envía a la planta de reformado para generar H₂. La planta de reformado con vapor genera 0,37 kg/s de H₂ por cada kg/s de BOG [76], con lo que si se dispone de 46 m³/día de GNL se puede obtener un total de 6836,225 m³/día de H₂ a 25 °C a 13 bar.

Si se toma como referencia una mezcla del 70 % CH₄ y 30 % H₂ para alimentar los motores, se necesita 161,28 m³/día de GNL y 3459,29 m³/día de H₂ en estado gas. Como se observa, al utilizar H₂ como combustible, la cantidad necesaria de CH₄ disminuye considerablemente. Esto implica que el exceso de BOG aumenta y por tanto, se dispone de mayor cantidad de CH₄ que se puede destinar a la planta de generación de H₂. En la tabla 4.6, se muestran los valores de consumos, autonomía y reducción de emisiones de CO₂. Es importante destacar que con la implementación del sistema, por cada día de operación de la planta de reformado se consigue generar suficiente H₂ para una autonomía de casi 3 días y que el consumo de los motores disminuye en un 11,38 %. Demostrando de esta manera, que el sistema es viable energéticamente y aporta mayor versatilidad al buque.

Tabla 4.6 Parámetros y supuestos para el análisis de la autonomía y emisiones.

Sistema	Parámetros	Valor	Condiciones
Tanques GNL	BOG generado	228 m ³ /día	1 bar,-163 °C
Propulsión	Combustible-CH₄		
	BOG Consumido	182 m ³ /día	1 bar,-163 °C
	CH ₄ Consumido	0,8944 kg/s	
	Combustible- Mezcla		
	70 %CH₄-30 %H₂		
	BOG Consumido	161,28 m ³ /día	1 bar,-163 °C
	CH ₄ Consumido	0,7926 kg/s	
Reformado	H ₂ Consumido	0,0420 kg/s	
	H ₂ Consumido	3459,29 m ³ /día	13 bar,25 °C
	BOG para la generación H ₂	66,72 m ³ /día	1 bar,-163 °C
	H ₂ generado por kg/s CH ₄	0,37 kg/s	1 bar, 25 °C
Autonomía	H ₂ producido por día	10189,62 m ³ /día	13 bar,25 °C
Autonomía	Mezcla 70 %CH ₄ -30 %H ₂	2,94 días	
Emisiones	Reducción CO ₂	11,38 % menos	

4.2.5 Conclusiones

Tras el análisis realizado se han obtenido las siguientes conclusiones:

- El almacenamiento de hidrógeno bajo presión en tanques concéntricos es un sistema que aporta simplicidad, madurez, bajo coste y seguridad en comparación con el resto de los sistemas descritos, que lo hacen la propuesta más destacada.
- Disponer de un foco de bajo temperatura como es el GNL a -163 °C, favorece a enfriar el hidrógeno disminuyendo el volumen de almacenamiento en un 80-90 % y el trabajo realizado por los compresores en un 44-46 %.
- Introducir hidrógeno en el interior de los tanques de almacenamiento a una temperatura de 25 °C solo repercutiría en un 0,0075 % en la formación diaria de BOG.
- Los motores DF admiten como combustible una mezcla de 70 % CH₄ y 30 % H₂ sin la necesidad de realizar ninguna modificación en el sistema de inyección.
- Por cada día de operación de la planta de reformado se consigue generar suficiente H₂ para una autonomía de casi 3 días y el consumo de los motores disminuye en un 11,38 %.
- -Las emisiones contaminantes se ven reducidas en relación a la cantidad de CH₄ empleado, debido a que es el único componente que tiene asociado a su composición carbono.

- -La potencia de los motores de combustión interna al utilizar hidrógeno como combustible se ve reducida en torno a un 15 %, debido a que el contenido energético por unidad de volumen del hidrógeno es inferior al de otros combustibles. Para evitar ver reducida la potencia en los motores al utilizar hidrógeno como combustible, este debe de ser inyectado comprimido o en estado licuado.

El almacenamiento de H₂ a bordo y la adaptación del sistema de propulsión para consumir el H₂ generado es de suma importancia, aportando una mayor versatilidad al buque debido a la posibilidad de disponer de diferentes combustibles, además de mejorar la gestión del BOG.

Capítulo 5

Conclusiones generales y líneas de investigación abiertas

5.1 Conclusiones generales

De los antecedentes en el aprovechamiento energético para mejorar la eficiencia de la plantas de gestión de gas en buques GNL, y del estudio y análisis de los resultados obtenidos de la planta de obtención de H₂ mediante reformado con vapor propuesta en esta tesis, se obtienen las siguientes conclusiones:

- El sistema de gestión de gas en los buques GNL es un elemento crítico, debido a que el aprovechamiento del BOG generado es de suma importancia para que la eficiencia global de la instalación sea lo mayor posible. En la actualidad, los buques GNL sin planta de relicuefacción consumen el BOG generado en los motores, y el exceso se quema en la GCU sin ningún aprovechamiento energético, por lo que es evidente la necesidad de mejorar el sistema de gestión de BOG.
- La tecnología adoptada por los sistemas de propulsión de los buques GNL, está relacionada con la evolución de las estrictas normativas anticontaminación, pero también con la versatilidad que presentan de poder consumir diferentes combustibles en función de los sistemas de gestión de BOG que incorporen. La generación de hidrógeno a bordo de estos buques puede ser una opción muy atractiva, ya que el GN es la materia prima más utilizada para su obtención y sus emisiones contaminantes nulas permiten consumirlo sin restricciones en cualquier zona.
- Después de revisar el estado del arte de lo diferentes sistemas de generación de H₂, se concluye que el reformado con vapor es el sistema de producción de hidrógeno con mayor rendimiento y madurez en el mercado, alcanzando el 50% de la producción de hidrógeno mundial. Este sistema además tiene un elevado

rendimiento, bajos costes y con la integración de un módulo PSA se pueden obtener corrientes de hidrógeno con una pureza superior al 95 %.

- Para que la eficiencia de la planta de reformado sea la más elevada posible, surge la necesidad de aprovechar el calor residual del gas de reformado para calentar los fluidos necesarios en el proceso y de esta manera optimizar la planta. También es de suma importancia realizar la recirculación de los gases de cola generados en el proceso hacia la cámara de combustión, pues contienen H_2 y CH_4 que repercuten en la disminución del combustible empleado y como consecuencia en la eficiencia. Como resultados se obtiene un rendimiento de la planta del 64 % y una producción de H_2 de 0,37 kg/s por cada kg/s de BOG disponible.
- Una vez que disponemos de hidrógeno a bordo del buque, surge la necesidad de almacenarlo para poder ser utilizado como combustible en el sistema de propulsión. El almacenamiento de hidrógeno bajo presión en tanques concéntricos en el interior de los tanques de GNL, es un sistema que aporta simplicidad, madurez, bajo coste y seguridad en comparación con el resto de los sistemas descritos, que lo hace la propuesta más destacada.
- Utilizar el H_2 como combustible tiene dos ventajas evidentes. La principal ventaja es que las emisiones contaminantes son nulas, favorecieron que el buque pueda navegar en zonas con estrictas normativas anticontaminación como son las ECA y en las estancias en puerto, donde se evita la conexión eléctrica a tierra (Cold Ironing) que conlleva elevados costes para el armador. La segunda ventaja a destacar es que los motores de combustión interna son una tecnología ampliamente desarrollada y que pueden consumir hidrógeno de manera fiable con pequeñas adaptaciones del sistema de combustible y control.
- Los motores DF admiten como combustible una mezcla de 70 % CH_4 y 30 % H_2 sin la necesidad de realizar ninguna modificación en el sistema de inyección. Si se toma como referencia la mezcla de CH_4 y H_2 , por cada día de operación de la planta de reformado se consigue generar suficiente H_2 para una autonomía de casi 3 días, y el consumo de los motores disminuye en un 11,38 %. También se debe tener en cuenta que con la reducción del consumo de

CH₄, las emisiones contaminantes se ven reducidas debido a que es el único componente que tiene asociado a su composición carbono.

Con la instalación de la planta de reformado a bordo del buque se logra aumentar el rendimiento global de la instalación de la planta de gestión de gas, aprovechando el exceso de BOG generado para la generación en H₂. De este modo se consigue un buque que cumpla con las normativas anticontaminación sin la necesidad de utilizar sistemas de lavado de gases de escape.

Cabe señalar que la instalación de una planta de reformado con vapor aporta una mayor versatilidad al buque debido a la posibilidad de disponer de diferentes combustibles limpios, además de mejorar la gestión del BOG.

5.2 Líneas de investigación abiertas

Después de investigar sobre el aprovechamiento energético en la planta de gestión de gas y de analizar los resultados obtenidos, se considera que esta investigación abre nuevas líneas de estudio.

Los campos que pueden ser explorados en futuras investigaciones tienen relación con la viabilidad económica y técnica de implementación de la planta propuesta y con su posible aplicación en otros escenarios contextuales.

Las líneas de investigación abiertas, susceptibles de ser acometidas a partir de esta tesis pueden ser:

- Aunque los resultados termodinámicos de esta investigación pueden ser un elemento decisivo para su futura aplicación, es necesario realizar un estudio económico de la planta propuesta, que determine su rentabilidad y viabilidad. En este sentido, se debe tener en cuenta que los resultados obtenidos serán relativos al buque en el que se instale la planta y a las estrictas normativas anticontaminación establecidas por regulaciones estatales e internacionales.
- Es importante profundizar en la optimización de la planta de generación de hidrógeno, mejorando tanto en el sistema de combustión como de intercambio de calor. El aprovechamiento del calor residual es de suma importancia en la planta para que el rendimiento sea lo más elevado posible, con lo es necesario realizar un estudio más profundo en esta parte de la planta.

Capítulo 5: Conclusiones generales y líneas de investigación abiertas

- Estudiar el diseño de los tanques de almacenamiento de H₂ instalados en el interior de los propios tanques de carga para que puedan soportar las elevadas presiones con las que trabaja la planta, en donde se pueden alcanzar de 200 a 450 bar, e incluso en algunas ocasiones se alcanzan los 700 bar.
- Estudio de diferentes sistemas de almacenamiento de hidrogeno aplicados a buques.
- Realizar un estudio con CFD para mejorar el sistema de inyección de hidrógeno en los motores DF, evitando costosas modificaciones y mermas en el rendimiento.
- Promover el uso del hidrógeno como combustible en diferentes sistemas de propulsión.
- Realizar un estudio de viabilidad estructural y económica sobre la adecuada ubicación de la planta de reformado.

Referencias

- [1] Lindstad Haakon, Sandaas Inge, Strømman Anders H. Assessment of cost as a function of abatement options in maritime emission control areas. *Transp Res Part D* 2015;38:41–8.
- [2] Lin C. Strategies for promoting biodiesel use in marine vessels. *Mar Policy* 2013;40(1):84–90.
- [3] Burel F, Taccani R, Zuliani N. Improving sustainability of maritime transport through utilization of liquefied natural gas (LNG) for propulsion. *Energy* 2013;57:412–20.
- [4] Fagerholt Kjetil, Gausel Nora T, Rakke Jørgen G, Psaraftis Harilaos N. Maritime routing and speed optimization with emission control areas. *Transp Res Part C* 2015;52:57–73.
- [5] Sciberras Edward A, Zahawi Bashar, Atkinson David J. Electrical characteristics of cold ironing energy supply for berthed ships. *Transp Res Part D* 2015;39:31–43.
- [6] Maxwell D, Zhu Z. Natural gas prices, LNG transport costs, and the dynamics of LNG imports. *Energy Econ* 2011;33(2):217–26.
- [7] U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook; 2014.
- [8] Kumar S, Kwon H-, Choi K-, Hyun Cho J, Lim W, Moon I. Current status and future projections of LNG demand and supplies: a global prospective. *Energy Policy* 2011;39(7):4097–104.
- [9] Aguilera RF, Aguilera R. World natural gas endowment as a bridge towards zero carbon emissions. *Technol Forecast Soc Change* 2012;79(3):579–86.
- [10] Chang D, Rhee T, Nam K, Chang K, Lee D, Jeong S. A study on availability and safety of new propulsion systems for LNG carriers. *Reliab Eng Syst Saf* 2008;93(12):1877–85.
- [11] International Energy Agency, International Energy Outlook 2013.
- [12] Dobrota Dorđe, Lalić Branko, Komar Ivan. Problem of boil – off in LNG Supply Chain. *Trans Marit Sci* 2013;02:91–100.
- [13] Querol E, Gonzalez-Regueral B, García-Torrent J, García-Martínez MJ. Boil off gas (BOG) management in spanish liquid natural gas (LNG) terminals. *Appl Energy* 2010;87(11):3384–92.

Referencias

- [14] Burel F, Taccani R, Zuliani N. Improving sustainability of maritime transport through utilization of liquefied natural gas (LNG) for propulsion. *Energy* 2013;57:412-20.
- [15] Romero Gómez J, Romero Gómez M, Lopez Bernal J, Baaliña Insua A. Analysis and efficiency enhancement of a boil-off gas reliquefaction system with cascade cycle on board LNG carriers. *Energy Convers Manag* 2015;94:261–74.
- [16] Kakaee A, Paykani A, Ghajar M. The influence of fuel composition on the combustion and emission characteristics of natural gas fueled engines. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;38:64–78.
- [17] Romero Gómez M, Romero Gómez J, López-González LM, López-Ochoa LM. Thermodynamic analysis of a novel power plant with LNG (liquefied natural gas) cold exergy exploitation and CO₂ capture. *Energy* 2015. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.09.011>.
- [18] Querol E, Gonzalez-Regueral B, García-Torrent J, Ramos A. Available power generation cycles to be coupled with the liquid natural gas (LNG) vaporization process in a Spanish LNG terminal. *Appl Energy* 2011;88(7):2382–90.
- [19] Cheenkachorn K, Poompipatpong C, Ho CG. Performance and emissions of a heavy-duty diesel engine fuelled with diesel and LNG (liquid natural gas). *Energy* 2013;53:52–7.
- [20] LemmonEWHuberMLMcLindenMO NIST reference fluid thermodynamic and transport properties e REFPROP version 8.0, Colorado, Boulder; 2007.
- [21] Yu YH, Kim BG, Lee DG. Cryogenic reliability of the sandwich insulation board for LNG ship. *Compos Struct* 2013;95:547–56.
- [22] Miana M, Rd Hoyo, Rodrigálvarez V, Valdés JR, Llorens R. Calculation models for prediction of liquefied natural gas (LNG) ageing during ship transportation. *Apply Energy* 2010;87(5):1687–700.
- [23] Chang D, Rhee T, Nam K, Lee S, Kwak B, Ha J. Economic evaluation of propulsion systems for LNG carriers: a comparative life cycle cost approach. *Hydrocarb Asia* 2008;18(2):22–40.
- [24] Shin Y, Lee YP. Design of a boil-off natural gas reliquefaction control system for LNG carriers. *Appl Energy* 2009;86(1):37–44.

- [25] Gilmore R., Hatzigrigoris S., Mavrakis S., Spertos A., Vordonis A. LNG carrier alternative propulsion systems. SNAME-Greek Sect; February 2005.
- [26] Yeo DAhnBKimJKimI. Propulsion alternatives for modern LNG carriers. In: Proceedings of the 15th international conference and exhibition on liquified natural gas, Gas Technology Institute, LNG 15 GNL, vol. 15; 2007. p. 620–35.
- [27] ME-GI Dual Fuel MAN B &W Engines. A technical, operational and cost-effective solution for ships fuelled by gas. (<http://goo.gl/caO0k1>) [acceso el 28/03/15].
- [28] SinhaRPMohd Norsani Wan NikW Investigation of propulsion system for large LNG ships. In: Proceedings of the IOP conference series: materials science and engineering; 2012.
- [29] Vanem E, Antão P, Østvik I, de Comas FDC. Analysing the risk of LNG carrier operations. *Reliab Eng Syst Saf* 2008;93(9):1328–44.
- [30] Ito M, Hiraoka K, Matsumoto S, Tsumura K. Development of high efficiency marine propulsion plant (Ultra Steam Turbine). *Mitsubishi Heavy Ind Ltd Tech Rev* 2007;44(3).
- [31] Komal Chang D, Lee S- Fuzzy. reliability analysis of dual-fuel steam turbine propulsion system in LNG carriers considering data uncertainty. *J Nat Gas Sci Eng* 2015;23:148–64.
- [32] Jung D, Park S, Min K. Selection of appropriate working fluids for Rankine cycles used for recovery of heat from exhaust gases of ICE in heavy-duty series hybrid electric vehicles. *Appl Therm Eng* 2015;81:338–45.
- [33] Livanos GA, Theotokatos G, Pagonis D-. Techno-economic investigation of alternative propulsion plants for ferries and RoRo ships. *Energy Convers Manag* 2014;79:640–51.
- [34] Lin C. Strategies for promoting biodiesel use in marine vessels. *Mar Policy* 2013;40(1):84–90.
- [35] Soloiu V, Lewis J, Yoshihara Y, Nishiwaki K. Combustion characteristics of a charcoal slurry in a direct injection diesel engine and the impact on the injection system performance. *Energy* 2011;36(7):4353–71.
- [36] Haglind F. A review on the use of gas and steam turbine combined cycles as prime movers for large ships. Part III: fuels and emissions. *Energy Convers Manag* 2008;49(12):3476–82.

Referencias

- [37] Haglind F. A review on the use of gas and steam turbine combined cycles as prime movers for large ships. Part I: background and design. *Energy Convers Manag* 2008;49(12):3458–67.
- [38] Haglind F. A review on the use of gas and steam turbine combined cycles as prime movers for large ships. Part III: fuels and emissions. *Energy Convers Manag* 2008;49(12):3476–82.
- [39] www.wartsila.com [acceso 16/06/15].
- [40] Baek S, Hwang G, Lee C, Jeong S, Choi D. Novel design of LNG (liquefied natural gas) reliquefaction process. *Energy Convers Manag* 2011;52(8–9):2807–14.
- [41] Shin Y, Lee YP. Design of a boil-off natural gas reliquefaction control system for LNG carriers. *Applied Energy* 2009;86(1):37–44.
- [42] IMO-International Maritime Organization. www.imo.org [acceso el 26.06.15].
- [43] Schinas O, Stefanakos C. Selecting technologies towards compliance with MARPOL Annex VI: the perspective of operators. *Transp Res Part D Transp Environ* 2014;28:28–40.
- [44] Raptotasio SI, Sakellariadis NF, Papagiannakis RG, Hountalas DT. Application of a multi-zone combustion model to investigate the NO_x reduction potential of twostroke marine diesel engines using EGR. *Appl Energy* 2014.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.041>.
- [45] Yang ZL, Zhang D, Caglayan O, Jenkinson ID, Bonsall S, Wang J, Huang M, Yan XP. Selection of techniques for reducing shipping NO_x and SO_x emissions. *Transp Res Part D Transp Environ* 2012;17(6):478–86.
- [46] MAN (Marine Engines and Systems). www.marine.man.eu [acceso el 29/06/15].
- [47] Soffiato M, Frangopoulos CA, Manente G, Rech S, Lazzaretto A. Design optimization of ORC systems for waste heat recovery on board a LNG carrier. *Energy Convers Manag* 2015;92:523–34.
- [48] Heavy Mitsubishi Industries. www.mhi-global.com [acceso el 31/07/15].
- [49] Samsung Techwin. www.samsungtechwin.com [acceso el 26/07/15].
- [50] Ekanem Attah E, Bucknall R. An analysis of the energy efficiency of LNG ships powering options using the EEDI. *Ocean Eng* 2015;110:62–74.

- [51] Beladjine Boumedienne M, Ouadha Ahmed, Adjlout Lahouari. Performance analysis of oxygen refrigerant in an LNG BOG re-liquefaction plant. *Procedia Comput Sci* 2013;19:762–9.
- [52] Yilmaz Fatih, Balta M Tolga, Selbas_ Res_at. A review of solar based hydrogen production methods. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;56:171–8.
- [53] Dincer Ibrahim, Acar Canan. Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. *Int J Hydrogen Energy* 2015;40:11094–111.
- [54] Alrazen Hayder A, Abu Talib AR, Adnan R, Ahmad KA. A review of the effect of hydrogen addition on the performance and emissions of the compression ignition engine. *Int J Hydrogen Energy* 2016;54:785–96.
- [55] Belz S. A synergetic use of hydrogen and fuel cells in human spaceflight power systems. *Acta Astronaut* 2016;121:323–31.
- [56] Jhang Syu-Ruei, Chen Kang-Shin, Lin Sheng-Lun, Lin Yuan-Chung, Cheng Way Lee. Reducing pollutant emissions from a heavy-duty diesel engine by using hydrogen additions. *Fuel* 2016;172:89–95.
- [57] Hosseini Seyed Ehsan, Wahid Mazlan Abdul. Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: promising green energy carrier for clean development. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;57:850–66.
- [58] Dincer Ibrahim. Green methods for hydrogen production. *Int J Hydrogen Energy* 2012;37:1954–71.
- [59] Voldsund Mari, Jordal Kristin, Anantharaman Rahul. Hydrogen production with CO₂ capture. *Int J Hydrogen Energy* 2016;30:1–24.
- [60] Said Syed AM, Simakov David SA, Waseuddin Mohammed, Román-Leshkov Yuriy. Solar molten salt heated membrane reformer for natural gas upgrading and hydrogen generation: a CFD model. *Sol Energy* 2016;124:163–76.
- [61] Bang Yongju, Park Seungwon, Han Seung Ju, Yoo Jaekyeong, Song Ji Hwan, Choi Jung Ho, et al. Hydrogen production by steam reforming of liquefied natural gas (LNG) over mesoporous Ni/Al₂O₃ catalyst prepared by an EDTA-assisted impregnation method. *Appl Catal B* 2016;180:179–88.
- [62] Gas Natural Fenosa. www.gasnaturalfenosa.com [accessed 08.04.16].
- [63] Klein SA. Engineering equation solver (EES). Academic professional V9.172; 2012.

Referencias

- [64] Espatolero Sergio, Cortés Cristóbal, Romeo Luis M. Optimization of boiler coldend and integration with the steam cycle in supercritical units. *Appl Energy* 2010;87:1651–60.
- [65] Dewei Rao, Yunhui Wang, Zhaoshun Meng, Shanshan Yao, Xuan Chen, Xiangqian Shen, Ruifeng Lu. Theoretical study of H₂ adsorption on metal-doped graphene sheets with nitrogen-substituted defects. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 40, 2015, Pages 14154-14162
- [66] Luis Gutiérrez Jodra. El hidrógeno, combustible del futuro. *Rev.R.Acad.Cienc.Exact.Fís.Nat. (Esp)* Vol. 99, N°. 1, pp 49-67, 2005, V Programa de Promoción de la Cultura Científica y Tecnológica
- [67] Repsol. www.repsol.com [acceso el 19/09/16].
- [68] Fan Zhang, Pengcheng Zhao, Meng Niu, Jon Maddy. The survey of key technologies in hydrogen energy Storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 41, 2016, Pages 14535-4552
- [69] Ch. Chilev, F. Darkrim Lamari. Hydrogen storage at low temperature and high pressure for application in automobile Manufacturing. *International Journal of Hydrogen Energy* 41, 2016, Pages 1744-1758
- [70] E. Reguera. Hydrogen Storage Nanocavities. *Rev. Cub. Física*, volume. 26, 2009, pages 3-14
- [71] N.A.A. Rusman, M. Dahari. A review on the current progress of metal hydrides material for solid-state hydrogen storage applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 41, 2016, Pages 12108-12126
- [72] Air Liquide, www.airliquide.com [acceso el 20/09/16].
- [73] Exxonmobil, www.corporate.exxonmobil.com [acceso el 20/09/16].
- [74] Jinsheng Xiao, Tingting Zhou, Daniel Cossement, Pierre Bénard, Richard Chahine. Coupled thermal simulation of hydrogen storage tank-Dewar flask system. *International Journal of Hydrogen Energy* 2013;38(25):10880-88.
- [75] Linde Group, www.linde.com [acceso el 2/09/16].
- [76] Ignacio Arias Fernández, Manuel Romero Gómez, Javier Romero Gómez, Álvaro Baaliña Insua. Review of propulsion systems on lng carriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.*, volume 67, january 2017, pages 1395-1411.

[77] Ignacio Arias Fernández, Manuel Romero Gómez, Javier Romero Gómez, Luis M. López-González. H₂ production by the steam reforming of excess boil off gas on LNG vessels. *Energy Conversion and Management.*, volume 134, February 2017, pages 301-313.

Publicaciones como resultado de la investigación

A continuación se muestran las publicaciones realizadas como resultado de la investigación llevada a cabo durante la tesis.

Publicaciones científicas JCR:

(I) Ignacio Arias Fernández, Manuel Romero Gómez, Javier Romero Gómez, Álvaro Baaliña Insua. Review of propulsion systems on lng carriers. Renewable and Sustainable Energy Reviews., volume 67, january 2017, pages 1395-1411.

(II) Ignacio Arias Fernández, Manuel Romero Gómez, Javier Romero Gómez, Luis M. López-González. H₂ production by the steam reforming of excess boil off gas on LNG vessels. Energy Conversion and Management., volume 134, February 2017, pages 301-313.

(III) Ignacio Arias Fernández, Manuel Romero Gómez, Javier Romero Gómez, Luis M. López-González. Hydrogen generation on LNG vessels. NGV Transportation Magazine.

Enviados:

(IV) Ignacio Arias Fernández, Manuel Romero Gómez, Javier Romero Gómez, Luis M. López-González. Generation and Consumption of H₂ on board LNG vessels. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Enviado el 30/01/17.

Patente

Planta de generación de hidrógeno para instalación a bordo de buques GNL.
Número de solicitud: P201600088.

