

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 659 028**

51 Int. Cl.:

F02M 21/02 (2006.01)

F25J 1/02 (2006.01)

B63B 25/16 (2006.01)

B63H 21/38 (2006.01)

F17C 13/08 (2006.01)

F17C 9/02 (2006.01)

F25J 1/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **24.10.2013 E 15153500 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **08.11.2017 EP 2896810**

54 Título: **Sistema de tratamiento de gas licuado**

30 Prioridad:

24.10.2012 KR 20120118241

11.12.2012 KR 20120143522

26.06.2013 KR 20130073731

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
13.03.2018

73 Titular/es:

**DAEWOO SHIPBUILDING & MARINE
ENGINEERING CO., LTD (100.0%)**

**85, Da-Dong Jung-Gu
Seoul 100-180, KR**

72 Inventor/es:

**LEE, JUN CHAE;
CHOI, DONG KYU;
MOON, YOUNG SIK;
JUNG, SEUNG KYO;
JUNG, JEHEON y
KIM, NAM SOO**

74 Agente/Representante:

VEIGA SERRANO, Mikel

ES 2 659 028 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Sistema de tratamiento de gas licuado

5 Sector de la técnica

La presente invención se refiere a un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque.

Estado de la técnica

10 Recientemente, el consumo de gas licuado, como el gas natural licuado (GNL) o el gas licuado de petróleo (GLP), ha aumentado rápidamente en todo el mundo. El gas licuado se transporta en un estado gaseoso a través de gaseoductos terrestres o marítimos, o se transporta a un lugar de consumo remoto mientras se almacena en un estado licuado dentro de un transportador de gas licuado. El gas licuado, tal como el GNL o el GLP, se obtiene
15 enfriando gas natural o gas de petróleo a una temperatura criogénica (en el caso del GNL, a aproximadamente $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$). Dado que el volumen del gas licuado se reduce considerablemente en comparación con un estado gaseoso, el gas licuado es muy adecuado para un transporte marítimo de larga distancia.

20 Un transportador de gas natural licuado, tal como un metanero está diseñado para cargar gas licuado, navegar por el mar y descargar el gas licuado en un lugar de consumo en tierra. Con este fin, el transportador de gas natural licuado incluye un tanque de almacenamiento (también llamado "tanque de carga") que puede soportar una temperatura criogénica del gas licuado.

25 Los ejemplos de una estructura marina provista de un tanque de carga capaz de almacenar gas licuado criogénico pueden incluir buques tales como un transportador de gas natural licuado y un buque de regasificación de GNL (LNG RV, por sus siglas en inglés, LNG Regasification Vessel) o estructuras tales como una unidad flotante de almacenamiento y regasificación de GNL (LNG FSRU, por sus siglas en inglés, LNG Floating Storage and Regasification Unit) y una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga de GNL (LNG FPSO, por sus siglas en inglés, LNG Floating, Production, Storage and Off-loading) y una central eléctrica montada en barcaza
30 (BMPP, por sus siglas en inglés, Barge Mounted Power Plant).

El LNG RV es un transportador de gas natural licuado flotante autopropulsado equipado con una instalación de regasificación de GNL, y el LNG FSRU es una estructura marina que almacena GNL descargado de un metanero en el mar lejos de la tierra y, si es necesario, suministra el GNL a un lugar de consumo marítimo gasificando el GNL. El
35 LNG FPSO es una estructura marina que refina el GNL extraído en el mar, almacena el GNL en un tanque de almacenamiento después del licuado directo y, si es necesario, transborda el GNL a un metanero. La BMPP es una estructura que está equipada con una instalación de generación de energía para producir electricidad en el mar.

40 El término "buque" tal como se utiliza en el presente documento es un concepto que incluye un transportador de gas licuado tal como un metanero, un LNG RV y estructuras tales como una LNG FPSO, una LNG FSRU y una BMPP.

Dado que la temperatura de licuado del gas natural es una temperatura criogénica de $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$ a presión ambiente, es probable que el GNL se vaporice incluso cuando la temperatura del GNL sea ligeramente superior a $-163\text{ }^{\circ}\text{C}$ a presión ambiente. En el caso de un metanero convencional, aunque el tanque de carga de GNL está aislado
45 térmicamente, el calor externo se transfiere continuamente al GNL. Por lo tanto, durante el transporte de GNL por el metanero, el GNL se vaporiza continuamente dentro del tanque de carga de GNL y se genera gas de evaporación (en lo sucesivo, denominado BOG, por sus siglas en inglés, boil-off gas) dentro del tanque de carga de GNL.

50 El gas natural generado puede aumentar la presión interna del tanque de carga y acelerar el flujo del gas natural debido al balanceo del buque, lo que ocasiona problemas estructurales. Por lo tanto, es necesario suprimir la generación de BOG.

Convencionalmente, para suprimir la generación de BOG dentro del tanque de carga del transportador de gas natural licuado, se han usado solos o en combinación, un método para descargar el BOG del tanque de carga y quemar el BOG, un método para descargar el BOG del tanque de carga, relicuar el BOG a través de un aparato de relicuado, y devolver el BOG al tanque de carga, un método para usar el BOG como combustible para el motor de propulsión de un buque, y un método para suprimir la generación de BOG manteniendo una presión interna de un tanque de carga a un nivel alto.

60 En el caso de un buque convencional equipado con un aparato de relicuado de BOG, el BOG dentro de un tanque de carga se descarga del tanque de carga y a continuación se relicúa a través de un aparato de relicuado para mantener la presión del tanque de carga a un nivel apropiado. En este caso, el BOG descargado se relicúa mediante intercambio de calor con un refrigerante (por ejemplo, nitrógeno, refrigerante mixto o similar), se enfría a una temperatura criogénica en el aparato de relicuado que incluye un ciclo de refrigeración, y el BOG relicuado se
65 devuelve al tanque de carga.

En el caso de un metanero convencional equipado con un sistema de propulsión DFDE (por sus siglas en inglés dual-fuel diesel-electric), el BOG se consume de tal manera que se suministra como combustible al DFDE después de tratar el BOG solo con un compresor de BOG y de calentarlo, sin instalar la instalación de relicuado. Por lo tanto, cuando la cantidad de combustible necesaria para un motor es menor que la cantidad de generación de BOG, existe el problema de que el BOG se quema en una unidad de combustión de gas (GCU, por sus siglas en inglés, gas combustion unit) o se ventila a la atmósfera.

Aunque un metanero convencional equipado con una instalación de relicuado y un motor diésel de baja velocidad puede tratar el BOG a través de la instalación de relicuado, el control de todo el sistema es complicado debido a la complejidad operativa de la instalación de relicuado que usa nitrógeno gaseoso, y a la cantidad de energía que se consume.

En consecuencia, existe una necesidad de investigación y desarrollo continuos de sistemas y métodos para el tratamiento eficiente del gas licuado, incluido el BOG generado de forma natural en el tanque de carga.

El documento EP2808633 (A2) publicado a posteriori, divulga un sistema de tratamiento de gas licuado que incluye un intercambiador de calor de gas de evaporación, un compresor de gas de evaporación y un almacenamiento de gas licuado. Otro ejemplo de un sistema similar se muestra en el documento WO 2010/101356.

Objeto de la invención

Problema técnico

La presente invención se ha realizado en un esfuerzo por resolver los problemas anteriores y está dirigida a un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque, que puede usar el BOG de manera eficiente, utilizando la mayor parte del BOG descargado de un tanque de carga como combustible de un motor de inyección de gas natural a alta presión (es decir, un sistema de propulsión) y devolver una parte del BOG restante al tanque de carga licuándolo con energía fría del BOG recién descargado del tanque de carga.

Solución técnica

De acuerdo con un aspecto de la presente invención, se proporciona un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque, que incluye un tanque de almacenamiento que almacena gas natural licuado, y un motor que usa el gas natural licuado almacenado en el tanque de almacenamiento como combustible, el sistema de tratamiento de gas licuado que incluye: una primera corriente de gas de evaporación, que se genera a partir del gas natural licuado en el tanque de almacenamiento y se descarga desde el tanque de almacenamiento; una segunda corriente de gas de evaporación, que se suministra como combustible al motor en la primera corriente; y una tercera corriente de gas de evaporación, que no se suministra al motor en la primera corriente, en el que la primera corriente se comprime a aproximadamente 150 a 400 bar en un compresor y posteriormente se divide en la segunda y en la tercera corriente, la tercera corriente comprimida mediante el compresor se enfría en un intercambiador de calor, intercambiando calor con la primera corriente sin emplear un aparato de relicuado que use un refrigerante independiente, la tercera corriente enfriada en el intercambiador de calor se descomprime por medios de descompresión, y la tercera corriente descomprimida mediante los medios de descompresión está en un estado mixto de gas-líquido y tanto el componente gaseoso como el componente líquido de la tercera corriente se devuelven al tanque de almacenamiento.

Un componente gaseoso en la tercera corriente descomprimida a un estado mixto de gas-líquido puede unirse con la primera corriente del gas de evaporación descargado desde el tanque de carga.

La tercera corriente suministrada a los medios de descompresión puede enfriarse mediante intercambio de calor en un enfriador instalado en un lado aguas arriba de los medios de descompresión, junto con el componente gaseoso de la tercera corriente descomprimida al estado mixto de gas-líquido al pasar a través de los medios de descompresión.

Puede instalarse un separador gas-líquido para separar solo un componente líquido de la tercera corriente descomprimida a un estado mixto de gas-líquido y devolver el componente líquido al tanque de carga.

El compresor puede incluir una pluralidad de cilindros de compresión.

El sistema de tratamiento de gas licuado puede incluir además medios de consumo de gas de evaporación que reciben y usan el gas de evaporación comprimido al pasar a través de una parte de la pluralidad de cilindros de compresión incluidos en el compresor.

El gas de evaporación suministrado al intercambiador de calor puede ser un gas de evaporación comprimido al pasar a través de todos o de parte de la pluralidad de cilindros de compresión incluidos en el compresor.

El sistema de tratamiento de gas licuado puede incluir además un vaporizador forzado configurado para vaporizar forzosamente el gas natural licuado almacenado en el tanque de carga y para suministrar el gas natural licuado vaporizado al compresor.

- 5 El sistema de tratamiento de gas licuado puede incluir además: una tubería de compresor a través de la que el gas de evaporación dentro del tanque de carga se comprime mediante el compresor y se suministra como combustible al motor; y una tubería de bomba de alta presión a través de la que el gas natural licuado dentro del tanque de carga se comprime mediante una bomba de alta presión y se suministra como combustible al motor.
- 10 El motor puede incluir un motor ME-GI y un motor DF.

Los medios de descompresión pueden ser una válvula de expansión o un expansor.

- 15 De acuerdo con otro aspecto de la presente invención, un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque, que tiene un tanque de carga que almacena gas natural licuado y un motor de inyección de gas natural a alta presión que usa el gas de evaporación descargado del tanque de carga como combustible, incluye: un compresor configurado para comprimir el gas de evaporación generado por el tanque de carga; el motor de inyección de gas natural a alta presión configurado para usar el gas de evaporación, comprimido en el compresor, como combustible; un intercambiador de calor configurado para licuar una parte del gas de evaporación comprimido que no se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión; y una válvula de expansión o un expansor instalado para disminuir la presión del gas de evaporación licuado en el intercambiador de calor, en el que el intercambiador de calor intercambia calor entre una parte del gas de evaporación comprimido que no se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión y el gas de evaporación que se descarga del tanque de carga y se transfiere al compresor.

- 20
- 25 De acuerdo con otro aspecto de la presente invención, un método de tratamiento de gas licuado para un buque, que tiene un tanque de carga que almacena gas natural licuado y un motor de inyección de gas natural a alta presión que usa el gas de evaporación descargado del tanque de carga como combustible, incluye: comprimir el gas de evaporación generado por el tanque de carga mediante un compresor; clasificar el gas de evaporación comprimido en la etapa de compresión y suministrar una parte del gas de evaporación como combustible al motor de inyección de gas natural a alta presión; licuar el gas de evaporación restante que no se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión intercambiando calor con el gas de evaporación antes de la compresión después de descargarse del tanque de carga; y disminuir la presión del gas de evaporación licuado en el intercambiador de calor, en el que en la etapa de licuado, una parte del gas de evaporación que no se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión se intercambia con calor con el gas de evaporación que se descarga del tanque de carga y se transfiere al compresor.

Efectos ventajosos

- 40 De acuerdo con la presente invención, puede proporcionarse un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque, que puede suministrar un motor de inyección de gas a alta presión (es decir, un sistema de propulsión) como combustible con una parte del BOG comprimido después de presurizar el BOG descargado de un tanque de carga y puede descargar nuevamente el BOG comprimido restante desde un tanque de carga para devolverlo al tanque de carga licuándolo con energía fría del BOG antes de la compresión.

- 45 Por lo tanto, de acuerdo con el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención, el BOG generado en el tanque de carga puede relicuarse sin instalar un aparato de relicuado que consuma una gran cantidad de energía y requiera un coste de instalación inicial excesivo, ahorrando así la energía consumida en el aparato de relicuado.

- 50 Además, de acuerdo con el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención, todo el BOG generado durante el transporte de la carga (es decir, del GNL) en el metanero puede utilizarse como combustible del motor, o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad de BOG consumida en la GCU o similar. Además, el BOG puede tratarse por relicuado, sin usar refrigerantes independientes como nitrógeno.

- 55 Además, en el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente invención, dado que no es necesario instalar los aparatos de relicuado que usan refrigerantes independientes (es decir, ciclo de refrigeración de refrigerante de nitrógeno, ciclo de refrigeración de refrigerante mixto, o similar), las instalaciones para el suministro y almacenamiento de refrigerantes no necesitan instalarse por separado. En consecuencia, es posible ahorrar el coste de instalación inicial y el coste de operación para configurar todo el sistema.

- 60 Además, de acuerdo con el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención, cuando el BOG se enfría y se licua en el intercambiador de calor después de que el expansor descomprime la compresión, la energía desperdiciada puede reutilizarse porque puede generarse energía durante la expansión.

65

Descripción de las figuras

- La figura 1 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una primera realización de la presente invención.
- 5 La figura 2 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una segunda realización de la presente invención.
- Las figuras 3 y 4 son diagramas de configuración esquemática que ilustran sistemas de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con modificaciones de la segunda realización de la presente invención.
- 10 La figura 5 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una tercera realización de la presente invención.
- La figura 6 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una cuarta realización de la presente invención.
- Las figuras 7 y 8 son diagramas de configuración esquemática que ilustran sistemas de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con modificaciones de la cuarta realización de la presente invención.
- 15 La figura 9 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una quinta realización de la presente invención.
- Las figuras 10 a 12 son diagramas de configuración esquemática que ilustran sistemas de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con modificaciones de la quinta realización de la presente invención.
- 20 La figura 13 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una sexta realización de la presente invención.

Descripción detallada de la invención

- 25 A continuación se describirán en detalle realizaciones a modo de ejemplo de la presente invención con referencia a los dibujos adjuntos. Estas realizaciones se proporcionan de modo que esta descripción será minuciosa y completa, y transmitirá completamente el alcance de la invención a los expertos en la materia. Sin embargo, la invención puede realizarse de muchas formas diferentes y no debe interpretarse como limitada a las realizaciones expuestas en el presente documento. A lo largo de los dibujos y la descripción, se usarán los mismos números de referencia para referirse a elementos similares.

- 30 La Organización Marítima Internacional (OMI) regula la emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxidos de azufre (SO_x) entre los gases de escape de los barcos y también trata de regular la emisión de dióxido de carbono (CO_2). En particular, la cuestión de la regulación de óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxidos de azufre (SO_x) se planteó mediante el protocolo MARPOL (Prevención de la Contaminación Marina de los barcos) en 1997. Después de ocho largos años, el protocolo cumplió con los requisitos de efectividad y entró en vigor en mayo de 2005. Actualmente, el reglamento está en vigor como una disposición obligatoria.

- 40 Por lo tanto, para cumplir con dicha disposición, se han introducido una variedad de métodos para reducir la emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x). Como uno de estos métodos, se ha desarrollado y utilizado un motor de inyección de gas natural a alta presión para un metanero, por ejemplo, un motor ME-GI. En comparación con el motor diésel de la misma potencia, el motor ME-GI puede reducir la emisión de contaminantes (dióxido de carbono: 23 %, compuesto de nitrógeno: 80 %, compuesto de azufre: 95 % o más). Por lo tanto, el motor ME-GI se considera un motor de nueva generación respetuoso con el medio ambiente.

- 45 Dicho motor ME-GI puede instalarse en un buque tal como un metanero que transporta GNL mientras almacena el GNL en un tanque de almacenamiento capaz de soportar una temperatura criogénica. El término "buque" tal como se utiliza en el presente documento incluye un metanero, un LNG RV y centrales marítimas tales como una LNG FPSO y una LNG FSRU. En este caso, el motor ME-GI usa gas natural como combustible y requiere una presión alta de aproximadamente 150 a 400 bar (presión absoluta) para el suministro de gas, dependiendo de la carga del mismo.

- 50 El ME-GI puede conectarse directamente a la hélice para la propulsión. Con este fin, el motor ME-GI está provisto de un motor de 2 tiempos que gira a baja velocidad. Es decir, el motor ME-GI es un motor de inyección de gas natural a alta presión de 2 tiempos de baja velocidad.

- 55 Además, para reducir la emisión de óxido de nitrógeno, se ha desarrollado y utilizado para propulsión o generación de energía un motor DF (por ejemplo, un DFDG: generador diésel de combustible dual, por sus siglas en inglés, dual fuel diesel generator) que utiliza una mezcla de gasóleo y gas natural como combustible. El motor DF es un motor que puede quemar una mezcla de gasóleo y gas natural, o puede usar selectivamente uno de gasóleo y gas natural como combustible. Como el contenido de azufre es menor que en el caso en el que solo se usa gasóleo como combustible, el contenido de óxido de azufre en los gases de escape es pequeño.

- 60 El motor DF no necesita suministrar gas combustible a una alta presión como el motor ME-GI, y solo tiene que suministrar gas combustible después de comprimirlo en varias bar a varias decenas de bar. El motor DF obtiene potencia al accionar un generador de potencia a través de la fuerza motriz del motor. Esta potencia puede utilizarse para accionar un motor de propulsión o para operar varios aparatos o instalaciones.

Cuando se suministra gas natural como combustible, no es necesario igualar la cantidad de metano en el caso del motor ME-GI, pero es necesario igualar la cantidad de metano en el caso del motor DF.

5 Si se calienta el GNL, el componente de metano que tiene una temperatura de licuado relativamente baja se vaporiza preferentemente. Por lo tanto, dado que el contenido de metano del BOG es alto, el BOG puede suministrarse directamente como combustible al motor del DF. Sin embargo, dado que el contenido de metano del GNL es relativamente menor que el del BOG, la cantidad de metano del GNL es menor que la cantidad de metano requerida en el motor DF. Las proporciones de componentes de hidrocarburos (metano, etano, propano, butano y similares) que constituyen el GNL son diferentes según las áreas de producción. Por lo tanto, no es adecuado vaporizar el GNL tal como está y después suministrar el GNL vaporizado al motor DF como combustible.

15 Para ajustar la cantidad de metano, el componente de hidrocarburo pesado (HHC, por sus siglas en inglés, heavy hydrocarbon) que tiene un punto de licuado más alto que el metano se puede licuar y eliminar mediante la vaporización forzada del GNL y la reducción de la temperatura del GNL. Después de ajustar la cantidad de metano, es posible calentar adicionalmente el gas natural cuya cantidad de metano se ajusta de acuerdo con las condiciones de temperatura requeridas en el motor.

20 De aquí en adelante, se describirán en detalle las configuraciones y operaciones de las realizaciones preferidas de la presente invención, con referencia a los dibujos adjuntos. Además, las siguientes realizaciones pueden modificarse de diversas formas y no pretenden limitar el alcance de la presente invención.

25 La figura 1 es un diagrama de configuración que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una primera realización de la presente invención. El sistema de tratamiento de gas licuado de la presente realización puede aplicarse a un metanero equipado con un motor ME-GI como motor de propulsión principal (es decir, medios de propulsión que usan GNL como combustible).

30 Con referencia a la figura 1, el sistema de tratamiento de gas licuado 100 de acuerdo con la presente realización incluye una tubería de suministro de combustible 110 y una tubería de BOG 140. La tubería de suministro de combustible 110 está configurada para proporcionar un paso para transferir GNL desde un tanque de carga 1 a un motor principal 3 como un sistema de propulsión. La tubería de BOG 140 está configurada para proporcionar un paso para transferir el BOG generado desde el tanque de carga 1 al motor principal 3. Además, el sistema de tratamiento de gas licuado 100 que usa BOG de acuerdo con la presente realización, suministra GNL al motor principal 3 como combustible a través de la tubería de suministro de combustible 110 mediante una bomba de GNL 120 y un vaporizador de GNL 130, suministra BOG al motor principal 3 como combustible a través de la tubería de BOG 140 después de comprimir el BOG mediante un compresor de BOG 150, y suministra el BOG excedente del compresor de BOG 150 a un sistema integrado 200 de generador de gas inerte/unidad de combustión de gas (IGG/GCU) (IGG por sus siglas en inglés, inert gas generator).

40 Un motor ME-GI utilizable como motor principal 3 necesita que le suministren combustible a una alta presión de aproximadamente 150 a 400 bar (presión absoluta). Por lo tanto, como bomba de GNL 120 y el compresor de BOG 150 de acuerdo con la presente realización, se usa una bomba de alta presión y un compresor de alta presión que pueden comprimir GNL y BOG a la presión necesaria para el motor ME-GI, respectivamente.

45 La tubería de suministro de combustible 110 proporciona un paso a través del que el GNL suministrado desde el tanque de carga de GNL 1 por el accionamiento de una bomba de transferencia 2 se transfiere al motor principal 3 como combustible, y la bomba de GNL 120 y el vaporizador de GNL 130 se instalan en el mismo.

50 La bomba de GNL 120 se instala en la tubería de suministro de combustible 110 para proporcionar la fuerza de bombeo necesaria para transferir el GNL. Como ejemplo de bomba de GNL 120, puede utilizarse una bomba de GNL de alta presión (AP). Al igual que en la presente realización, puede instalarse una pluralidad de bombas de GNL 120 en paralelo.

55 El vaporizador de GNL 130 está instalado en un extremo posterior de la bomba de GNL 120 en la tubería de suministro de combustible 110 y vaporiza el GNL transferido por la bomba de GNL 120. Como ejemplo, el GNL se vaporiza mediante intercambio de calor con un medio de calor circulado y suministrado a través de una tubería de circulación del medio de calor 131. Como otro ejemplo, una variedad de medios de calentamiento, incluyendo calentadores, pueden utilizarse para proporcionar un calor de vaporización de GNL. Además, el vaporizador de GNL 130 puede usar un vaporizador de alta presión (AP) que puede usarse a alta presión para la vaporización de GNL. Mientras tanto, como un ejemplo de medio de calor circulado y suministrado a través de la tubería de circulación del medio de calor 131, puede usarse el vapor generado por una caldera o similar.

65 La tubería de BOG 140 proporciona un paso para transferir el BOG generado de forma natural desde el tanque de carga 1 al motor principal 3. Al igual que en la presente realización, la tubería de BOG 140 está conectada a la tubería de suministro de combustible 110 para suministrar BOG al motor principal 3 como combustible. Alternativamente, la tubería de BOG 140 puede proporcionar un paso para suministrar directamente BOG al motor principal 3.

El compresor de BOG 150 está instalado en la tubería de BOG 140 para comprimir el BOG que pasa a través de la tubería de BOG 140. Aunque solo se ilustra un compresor de BOG 150 en la figura 1, el sistema puede configurarse de manera que dos compresores BOG de la misma especificación estén conectados en paralelo para satisfacer los requisitos de redundancia al igual que en los sistemas generales de suministro de combustible. Sin embargo, al igual

5 que en la presente realización, cuando se instala un único compresor de BOG 150 en una porción ramificada de una tubería de BOG excedente 160 en la tubería de BOG 140, es posible obtener efectos adicionales de la reducción de cargas en los costes de instalación del compresor de BOG 150 y de cargas en el mantenimiento.

La tubería de BOG excedente 160 proporciona un paso para suministrar el BOG excedente del compresor de BOG

10 150 a un sistema integrado IGG/GCU 200. La tubería de BOG excedente 160 puede suministrar el BOG excedente como combustible a un motor auxiliar, tal como a un motor DF, así como al sistema integrado IGG/GCU 200.

El sistema integrado IGG/GCU 200 es un sistema en el que se integran un IGG y una GCU.

Mientras tanto, la tubería de BOG excedente 160 y la tubería de suministro de combustible 110 pueden estar conectadas entre sí mediante una tubería de conexión 170. Por lo tanto, debido a la tubería de conexión 170, el BOG excedente puede usarse como combustible del motor principal 3 o el GNL vaporizado puede utilizarse como combustible del sistema integrado IGG/GCU 200. Puede instalarse un calentador 180 en la tubería de conexión 170 para calentar el BOG o el GNL vaporizado que pasa a través de la misma, y puede instalarse una válvula reductora de presión (PRV, por sus siglas en inglés, pressure reduction valve) 190 para reducir la presión excesiva, ajustando una presión causada por el BOG o el GNL vaporizado. Mientras tanto, el calentador 180 puede ser un calentador de gas que utiliza calor de combustión de gas. Además, el calentador 180 puede usar una variedad de medios de calentamiento, que incluyen una unidad de suministro/circulación de medio de calor que proporciona una fuente de calor para calentar mediante la circulación del medio de calor.

15 20 25

El funcionamiento del sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la primera realización de la presente invención se describirá a continuación.

Cuando la presión dentro del tanque de carga 1 es igual o mayor que una presión establecida o cuando se genera una gran cantidad de BOG, el BOG se comprime mediante el accionamiento del compresor de BOG 150 y luego se suministra como combustible al motor principal 3. Además, cuando la presión dentro del tanque de carga 1 es menor que la presión establecida o cuando se genera una pequeña cantidad de BOG, el GNL se transfiere y se vaporiza mediante el accionamiento de la bomba de GNL 120 y del vaporizador de GNL 130 y luego se suministra como combustible al motor principal 3.

30 35

Mientras tanto, el BOG excedente del compresor de BOG 150 se suministra al sistema integrado IGG/GCU 200 o al motor auxiliar, tal como al motor DF a través de la tubería de BOG excedente 160. El BOG excedente se consume o se utiliza para generar gas inerte para el suministro al tanque de carga 1. Además, el BOG excedente puede usarse como combustible del motor auxiliar o similar.

40

El sistema integrado IGG/GCU 200 suministrado con BOG puede consumir BOG generado continuamente desde el tanque de carga 1 por combustión de BOG dentro de un cuerpo principal y puede, si es necesario, generar gas de combustión como gas inerte para suministrar al tanque de carga 1.

La figura 2 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una segunda realización de la presente invención.

45

Aunque la figura 2 ilustra un ejemplo en el que el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención se aplica a un metanero equipado con un motor de inyección de gas natural a alta presión capaz de usar gas natural como combustible (es decir, con medios de propulsión que usan GNL como combustible), el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención también puede aplicarse a cualquier tipo de buques (metanero, LNG RV, y similares) y a centrales marinas (LNG FPSO, LNG FSRU, BMPP y similares), en las que está instalado un tanque de carga de gas licuado.

50

En el sistema de tratamiento de gas licuado para el buque de acuerdo con la segunda realización de la presente invención, el NBOG generado y descargado de un tanque de carga 11 que almacena gas licuado, se transfiere a lo largo de una tubería de suministro de BOG L1, se comprime en un compresor 13, y a continuación se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión, por ejemplo, a un motor ME-GI. El compresor 13 comprime el BOG a una alta presión de aproximadamente 150 a 400 bar y luego se suministra como combustible al motor de inyección de gas natural a alta presión, por ejemplo, al motor ME-GI.

55 60

El tanque de carga tiene paredes de sellado y de aislamiento térmico del calor para almacenar gas licuado, tal como GNL en estado criogénico, pero no puede bloquear perfectamente el calor transferido desde el exterior. Por lo tanto, el gas licuado se vaporiza continuamente dentro del tanque de carga 11. Para mantener la presión del BOG en un nivel apropiado, el BOG se descarga del tanque de carga 11 a través de la tubería de suministro de BOG L1.

65

Se instala una bomba de descarga 12 dentro del tanque de carga 11 para descargar el GNL hacia el exterior del tanque de carga cuando sea necesario.

5 El compresor 13 puede incluir uno o más cilindros de compresión 14 y uno o más refrigeradores intermedios 15 para refrigerar el BOG cuya temperatura se eleva. El compresor 13 puede estar configurado para comprimir el BOG, por ejemplo, a aproximadamente 400 bar. Aunque la figura 2 ilustra el compresor 13 de etapas múltiples que incluye cinco cilindros de compresión 14 y cinco refrigeradores intermedios 15, el número de cilindros de compresión y el número de refrigeradores intermedios puede cambiarse cuando sea necesario. Además, puede disponerse una pluralidad de cilindros de compresión dentro de un único compresor, y pueden conectarse en serie una pluralidad de compresores.

10 El BOG comprimido en el compresor 13 se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión a través de la tubería de suministro de BOG L1. Puede suministrarse todo o parte del BOG comprimido al motor de inyección de gas natural de alta presión de acuerdo con la cantidad de combustible necesaria para el motor de inyección de gas natural a alta presión.

15 Además, de acuerdo con la primera realización de la presente invención, el BOG descargado desde el tanque de carga 11 y comprimido en el compresor 13 (es decir, todo el BOG descargado del tanque de carga) es una primera corriente, la primera corriente del BOG puede dividirse en una segunda corriente y en una tercera corriente después de la compresión. La segunda corriente puede suministrarse como combustible al motor de inyección de gas natural a alta presión, y la tercera corriente puede licuarse y devolverse al tanque de carga.

20 En este momento, la segunda corriente se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión a través de la tubería de suministro de BOG L1. Si es necesario, la segunda corriente puede suministrarse como combustible a través de una tubería (es decir, la tubería de suministro de BOG L1) conectada al motor de inyección de gas natural a alta presión después de pasar a través de toda la pluralidad de cilindros de compresión 14 incluidos en el compresor 13, o puede suministrarse como combustible a través de una tubería (es decir, la tubería de ramificación de BOG L8) conectada al motor DF después de pasar a través de una parte de la pluralidad de cilindros de compresión 14 incluidos en el compresor 13.

25 La tercera corriente se devuelve al tanque de carga 11 a través de la tubería de retorno de BOG L3. Un intercambiador de calor 21 está instalado en la tubería de retorno de BOG L3 para enfriar y licuar la tercera corriente. La tercera corriente del BOG comprimido en el intercambiador de calor 21 intercambia calor con la primera corriente del BOG descargado desde el tanque de carga 11 y luego se suministra al compresor 13.

30 Dado que el caudal de la primera corriente del BOG antes de la compresión es mayor que el caudal de la tercera corriente, la tercera corriente del BOG comprimido puede licuarse al recibir energía fría de la primera corriente del BOG antes de la compresión. Como tal, en el intercambiador de calor 21, el BOG de estado de alta presión se enfría y se licua por intercambio de calor entre el BOG de temperatura criogénica inmediatamente después de descargarse desde el tanque de carga 11 y el BOG de estado de alta presión comprimido en el compresor 13.

35 El LBOG enfriado en el intercambiador de calor 21 y licuado al menos parcialmente, se descomprime al pasar a través de una válvula de expansión 22 que sirve como medio de descompresión, y se suministra a un separador de gas-líquido 23 en un estado mixto de gas-líquido. El LBOG puede descomprimirse a aproximadamente la presión atmosférica (por ejemplo, descomprimirse de 300 bar a 3 bar) al pasar a través de la válvula de expansión 22. El BOG licuado se separa en componentes gaseoso y líquido en el separador de gas-líquido 23. El componente líquido, es decir, el GNL, se transfiere al tanque de carga 11 a través de la tubería de retorno de BOG L3, y el componente gaseoso, es decir, el BOG, se descarga del tanque de carga 11 a través de una tubería de recirculación de BOG L5 y se une con el BOG suministrado al compresor 13. Más específicamente, la tubería de recirculación de BOG L5 se extiende desde un extremo superior del separador de gas-líquido 23 y está conectada a un lado más corriente arriba que el intercambiador de calor 21 en la tubería de suministro de BOG L1.

40 Para devolver sin contratiempos el BOG descomprimido al tanque de carga 11 y unir sin contratiempos el componente gaseoso del BOG descomprimido a la tubería de suministro de BOG L1 a través de la tubería de recirculación de BOG L5, es ventajoso que la presión del BOG después de descomprimirse mediante los medios de descompresión esté configurada para ser mayor que la presión interna del tanque de carga 11.

45 Por conveniencia de explicación, se ha descrito que el intercambiador de calor 21 está instalado en la tubería de retorno de BOG L3, pero el intercambiador de calor 21 puede instalarse en la tubería de suministro de BOG L1 porque el intercambio de calor se realiza realmente entre la primera corriente del BOG transferida a través de la tubería de suministro de BOG L1 y la tercera corriente de BOG transferida a través de la tubería de retorno de BOG L3.

50 Puede instalarse adicionalmente otra válvula de expansión 24 en la tubería de recirculación de BOG L5. Por lo tanto, el componente gaseoso descargado del separador de gas-líquido 23 puede descomprimirse al pasar a través de la válvula de expansión 24. Además, se instala un enfriador 25 en la tubería de recirculación de BOG L5 para enfriar

aún más la tercera corriente por intercambio de calor entre la tercera corriente del BOG licuada en el intercambiador de calor 21 y suministrada al separador de gas-líquido 23 y el componente gaseoso separado del separador de gas-líquido 23 y transferida a través de la tubería de recirculación de BOG L5. Es decir, el enfriador 25 enfría adicionalmente el BOG de un estado líquido a alta presión a gas natural de un estado gaseoso criogénico a baja presión.

Para facilitar la explicación, se ha descrito que el enfriador 25 está instalado en la tubería de recirculación de BOG L5, pero el enfriador 25 puede instalarse en la tubería de retorno de BOG L3 porque el intercambio de calor se realiza realmente entre la tercera corriente del BOG transferida a través de la tubería de retorno de BOG L3 y el componente gaseoso transferido a través de la tubería de recirculación de BOG L5.

Aunque no se ilustra, de acuerdo con una modificación de la presente realización, el sistema puede configurarse de manera que se omita el enfriador 25. Si el enfriador 25 no está instalado, la eficiencia total del sistema puede reducirse ligeramente. Sin embargo, la disposición de la tubería y el funcionamiento del sistema pueden facilitarse, y el coste de instalación inicial y la tarifa de mantenimiento pueden reducirse.

Mientras tanto, cuando se espera que se genere BOG excedente porque la cantidad de BOG generada por el tanque de carga 11 es mayor que la cantidad de combustible necesaria para el motor de inyección de gas natural a alta presión, el BOG que se ha comprimido o se está comprimiendo por etapas en el compresor 13 se divide a través de las tuberías de ramificación de BOG L7 y L8 y luego se utiliza en medios que consumen BOG. Los ejemplos de medios que consumen BOG pueden incluir una GCU, un generador DF (DFDG) y una turbina de gas, cada uno de los cuales puede usar gas natural que tiene una presión relativamente más baja que el motor ME-GI como combustible. En la etapa intermedia del compresor 13, la presión del BOG dividido a través de las tuberías de ramificación de BOG L7 y L8 puede ser de aproximadamente 6 a 10 bar.

Como se ha descrito anteriormente, en el sistema y en el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la primera realización de la presente invención, el BOG generado durante el transporte de carga (es decir, de GNL) en el metanero puede usarse como combustible del motor, o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad de BOG consumida en la GCU o similar. Además, el BOG puede tratarse por relicuado, sin instalar aparatos de relicuado que usen refrigerantes independientes tales como nitrógeno.

Además, en el sistema y en el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la primera realización de la presente invención, dado que no es necesario instalar los aparatos de relicuado que utilizan refrigerantes independientes (es decir, ciclo de refrigeración de refrigerante de nitrógeno, ciclo de refrigeración de refrigerante mixto, o similares), las instalaciones para suministrar y almacenar los refrigerantes no necesitan instalarse por separado. En consecuencia, es posible ahorrar el coste de instalación inicial y el coste de operación para configurar todo el sistema.

Aunque la figura 2 ilustra el ejemplo en el que la tubería de retorno de BOG L3 para suministrar el BOG comprimido al intercambiador de calor 21 está ramificada en el extremo posterior del compresor 13, la tubería de retorno de BOG L3 puede instalarse para dividir el BOG que se comprime por etapas en el compresor 13, como las tuberías de ramificación de BOG L7 y L8 descritas anteriormente. La figura 3 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido en 2 etapas se divide mediante dos cilindros, y la figura 4 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido en 3 etapas se divide mediante tres cilindros. En este momento, la presión del BOG dividido desde la etapa intermedia del compresor 13 puede ser aproximadamente de 6 a 10 bar.

En particular, en el caso del uso de un compresor (fabricado por la compañía Burckhardt) que incluye cinco cilindros, en el que tres cilindros de la etapa delantera funcionan con un método de lubricación libre de aceite y dos cilindros de la etapa posterior funcionan con un método de lubricación con aceite, el BOG debe transferirse al pasar a través de un filtro de aceite cuando el BOG se divide en la etapa posterior o en 4 etapas o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso que no sea necesario utilizar el filtro de aceite cuando el BOG se divide en 3 etapas o menos del compresor.

La figura 5 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una tercera realización de la presente invención.

El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la tercera realización difiere del sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la segunda realización en que el GNL puede usarse después de la vaporización forzada cuando una cantidad de BOG necesaria para el motor ME-GI o para el generador DF es mayor que una cantidad de BOG generada de forma natural en el tanque de carga 11. En lo sucesivo, solo se describirá con más detalle una diferencia con respecto al sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización. Además, los mismos números de referencia se asignan a los mismos elementos que los de la segunda realización, y se omitirá su descripción detallada.

El sistema de tratamiento de gas licuado para el buque de acuerdo con la tercera realización de la presente

invención es idéntico al sistema de acuerdo con la segunda realización en que el NBOG generado y descargado de un tanque de carga 11 que almacena gas licuado, se transfiere a lo largo de una tubería de suministro de BOG L1, se comprime en un compresor 13, y posteriormente se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión, por ejemplo, un motor ME-GI, o el NBOG se suministra a un motor DF (generador DF) mientras se comprime en múltiples etapas en el compresor 13 y luego se utiliza como combustible en el mismo.

Sin embargo, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la tercera realización incluye una tubería de vaporización forzada L11 tal que el GNL almacenado en el tanque de carga 11 puede vaporizarse en un vaporizador forzado 31 y luego suministrarse al compresor 13 cuando una cantidad de BOG requerida como combustible en el motor de inyección de gas natural a alta presión o en el motor DF es mayor que una cantidad de BOG generada de forma natural en el tanque de carga 11.

Cuando se proporciona la tubería de vaporización forzada L11 como en la tercera realización, el combustible puede suministrarse de forma estable incluso cuando se genera una pequeña cantidad de BOG porque se almacena una pequeña cantidad de GNL en el tanque de carga 11, o porque la cantidad de BOG requerida como combustible en varios motores es mayor que la cantidad de BOG generada de forma natural en el tanque de carga 11.

La figura 6 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una cuarta realización de la presente invención.

El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización difiere del sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la segunda realización en que se utiliza un expansor 52, en lugar de la válvula de expansión, como medio de descompresión. Es decir, de acuerdo con la cuarta realización, el LBOG enfriado en un intercambiador de calor 21 y licuado al menos parcialmente, se descomprime al pasar a través del expansor 52 y se suministra a un separador de gas-líquido 23 en un estado mixto de gas-líquido. En lo sucesivo, solo se describirá con más detalle una diferencia con respecto al sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización. Además, los mismos números de referencia se asignan a los mismos elementos que los de la segunda realización, y se omitirá su descripción detallada.

El expansor 52 produce energía mientras expande el BOG licuado a alta presión a baja presión. El LBOG puede descomprimirse a aproximadamente la presión atmosférica al pasar a través del expansor 52. El BOG licuado se separa en componentes gaseoso y líquido en el separador de gas-líquido 23. El componente líquido, es decir, el GNL, se transfiere al tanque de carga 11 a través de una tubería de retorno de BOG L3, y el componente gaseoso, es decir, el BOG, se descarga del tanque de carga 11 a través de una tubería de recirculación de BOG L5 y se une con el BOG suministrado al compresor 13. Más específicamente, la tubería de recirculación de BOG L5 se extiende desde un extremo superior del separador de gas-líquido 23 y está conectado a un lado más corriente arriba que el intercambiador de calor 21 en la tubería de suministro de BOG L1.

Puede instalarse adicionalmente otro medio de descompresión, por ejemplo, una válvula de expansión 24, en la tubería de recirculación de BOG L5. Por lo tanto, el componente gaseoso descargado del separador de gas-líquido 23 puede descomprimirse al pasar a través de la válvula de expansión 24.

Las figuras 7 y 8 son diagramas de configuración esquemática que ilustran sistemas de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con modificaciones de la cuarta realización de la presente invención.

En la cuarta realización ilustrada en la figura 6, la tubería de retorno de BOG L3 para suministrar el BOG comprimido al intercambiador de calor 21 está ramificada en el extremo posterior del compresor 13. Sin embargo, de acuerdo con las modificaciones ilustradas en las figuras 7 y 8, como en las tuberías de ramificación de BOG L7 y L8 como se ha descrito anteriormente o en la tubería de retorno de BOG en la modificación de la segunda realización como se ha descrito con referencia a las figuras 3 y 4, la tubería de retorno de BOG L3 puede instalarse para dividir el BOG que se comprime por etapas en el compresor 13.

La figura 7 ilustra una modificación en la que BOG comprimido en 2 etapas se divide mediante dos cilindros, y la figura 8 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido en 3 etapas se divide mediante tres cilindros. En particular, en el caso del uso de un compresor (fabricado por la compañía Burckhardt) que incluye cinco cilindros en el que tres cilindros de la etapa delantera funcionan con un método de lubricación libre de aceite y dos cilindros de la etapa posterior funcionan en un método de lubricación con aceite, el BOG debe transferirse al pasar a través de un filtro de aceite cuando el BOG se divide en la etapa posterior o en 4 etapas o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso que no sea necesario utilizar el filtro de aceite cuando el BOG se divide en 3 etapas o menos del compresor.

Además, con referencia a la primera modificación de la cuarta realización ilustrada en la figura 7, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización puede modificarse de modo que el enfriador 25 (véase la figura 6) que sirve como intercambiador de calor para enfriar adicionalmente el BOG enfriado y licuado al pasar a través del intercambiador de calor 21, se omite. Si el enfriador 25 no está instalado, la eficiencia total del sistema puede reducirse ligeramente. Sin embargo, la disposición de la tubería y la operación del sistema pueden

facilitarse, y el coste de instalación inicial y la tarifa de mantenimiento pueden reducirse.

Además, con referencia a la segunda modificación de la cuarta realización ilustrada en la figura 8, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización puede modificarse de manera que el expansor 52 y la válvula de expansión 55 que sirven como medios de descompresión estén dispuestos en paralelo. En este momento, el expansor 52 y la válvula de expansión 55 dispuestos en paralelo se disponen entre el intercambiador de calor 21 y el separador de gas-líquido 23. Se instala una tubería de derivación L31, que está ramificada desde la tubería de retorno de BOG L3 entre el intercambiador de calor 21 y el separador de gas-líquido 23 y que está configurada para derivar el expansor 52, para instalar la válvula de expansión 55 en paralelo y usar solo el expansor 52 o la válvula de expansión 55 cuando sea necesario. La válvula de expansión 55 se cierra cuando el BOG licuado se expande utilizando solo el expansor 52, y las válvulas de conexión y desconexión 53 y 54 instaladas respectivamente en el extremo delantero y en el extremo posterior del expansor 52 se cierran cuando el BOG licuado se expande utilizando solo la válvula de expansión 55.

Al igual que en el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con las realizaciones anteriores, en el sistema y en el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización de la presente invención, el BOG generado durante el transporte de carga (es decir, de GNL) en el metanero puede utilizarse como combustible del motor, o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad de BOG consumida en la GCU o similar. Además, el BOG puede tratarse mediante relicuado, sin instalar aparatos de relicuado que utilizan refrigerantes independientes tales como nitrógeno.

Incluso cuando el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización de la presente invención se aplica a centrales (LNG FPSO, LNG FSRU, BMPP y similares) así como a buques (metaneros, LNG RV, y similares), el BOG generado por el tanque de carga que almacena el GNL puede utilizarse como combustible del motor (incluidos los motores para la generación de energía y los motores de propulsión) o puede relicuarse, reduciendo o eliminando el desperdicio innecesario de BOG.

Además, en el sistema y en el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización de la presente invención, dado que no es necesario instalar los aparatos de relicuado que utilizan refrigerantes independientes (es decir, ciclo de refrigeración de refrigerante de nitrógeno, ciclo de refrigeración de refrigerante mixto, o similares), las instalaciones para suministrar y almacenar los refrigerantes no necesitan instalarse por separado. En consecuencia, es posible ahorrar el coste de instalación inicial y el coste de operación para configurar todo el sistema.

La figura 9 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una quinta realización de la presente invención.

El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la quinta realización difiere del sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la segunda realización en que el BOG licuado en el intercambiador de calor 21 y descomprimido posteriormente en los medios de descompresión (por ejemplo, en la válvula de expansión 22) se devuelve al tanque de carga 11, sin pasar a través del separador de gas-líquido 23. En lo sucesivo, se describirá con más detalle solamente una diferencia con respecto al sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización. Además, los mismos números de referencia se asignan a los mismos elementos que los de la segunda realización, y se omitirá su descripción detallada.

De acuerdo con la presente realización, el BOG (es decir, BOG de dos fases), que se convierte en un estado en el que el componente gaseoso (es decir, el gas de evaporación instantánea) y el componente líquido (es decir, el BOG licuado) se mezclan mientras se descomprime después del licuado, se devuelve al tanque de carga 11 a través de la tubería de retorno de BOG L3. La tubería de retorno de BOG L3 puede configurarse de manera que el BOG de dos fases devuelto al tanque de carga 11 se inyecta en el fondo del tanque de carga 11.

El componente gaseoso (es decir, el gas de evaporación instantánea) del BOG de dos fases inyectado en el fondo del tanque de carga 11 puede fundirse parcialmente en el GNL almacenado en el tanque de carga 11, o puede licuarse mediante energía fría del GNL. Además, el gas de evaporación instantánea (BOG), que no se funde o licúa, se descarga del tanque de carga 11 nuevamente a través de la tubería de suministro de BOG L1 junto con el BOG (NBOG) generado adicionalmente en el tanque de carga 11. El gas de evaporación instantánea descargado desde el tanque de carga 11 junto con el BOG recién generado se recircula al compresor 13 a lo largo de la tubería de suministro de BOG L1.

De acuerdo con la presente realización, dado que el BOG de dos fases después de la expansión se inyecta en el fondo del tanque de carga 11, una cantidad mayor de BOG se licúa mediante el GNL almacenado en el tanque de carga 11. Además, dado que las instalaciones tales como el separador de gas-líquido o similares, se omiten, se pueden ahorrar los costes de instalación y de operación.

La figura 10 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una primera modificación de la quinta realización de la presente invención.

- La primera modificación de la quinta realización ilustrada en la figura 10 difiere del sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la figura 9 de acuerdo con la quinta realización en que se utiliza un expansor 52, en lugar de la válvula de expansión, como medio de descompresión. Es decir, de acuerdo con la primera modificación de la quinta realización, el LBOG enfriado y licuado en un intercambiador de calor 21 se descomprime a un estado mixto de gas-líquido al pasar a través del expansor 52 y se devuelve a un tanque de carga 11 en un estado de dos fases.
- La figura 11 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una segunda modificación de la quinta realización de la presente invención.
- La segunda modificación de la quinta realización ilustrada en la figura 11 difiere del sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la figura 9 de acuerdo con la quinta realización en que se utilizan una pluralidad de compresores (por ejemplo, un primer compresor 13a y un segundo compresor 13b), en lugar del compresor de etapas múltiples, como medio de compresión.
- En el sistema de tratamiento de gas licuado para el buque de acuerdo con la segunda modificación de la quinta realización de la presente invención, el NBOG generado y descargado desde un tanque de carga 11 que almacena gas licuado se transfiere a lo largo de una tubería de suministro de BOG L1 y luego se suministra al primer compresor 13a. El BOG comprimido en el primer compresor 13a puede comprimirse a aproximadamente 6 a 10 bar y luego suministrarse a un demandante, es decir, a un sistema de propulsión (por ejemplo, DFDE) que use GNL como combustible, a lo largo de una tubería de suministro de combustible L2. El BOG restante después de suministrarse al DFDE puede comprimirse adicionalmente mediante el segundo compresor 13b que sirve como un compresor de refuerzo. Entonces, como en la quinta realización descrita anteriormente, el BOG puede licuarse mientras se mueve a lo largo de una tubería de retorno de BOG L3 y luego devolverse al tanque de carga 11.
- El primer compresor 13a puede ser un compresor de 1 etapa que incluye un cilindro de compresión 14a y un refrigerador intermedio 15a. El segundo compresor 13b puede ser un compresor de 1 etapa que incluye un cilindro de compresión 14b y un refrigerador intermedio 15b. Si es necesario, el segundo compresor 13b puede estar provisto de un compresor de etapas múltiples que incluye una pluralidad de cilindros de compresión y una pluralidad de refrigeradores intermedios.
- El BOG comprimido en el primer compresor 13a se comprime a aproximadamente 6 a 10 bar y luego se suministra al demandante, por ejemplo, al motor DF (es decir, DFDE), a través de la tubería de suministro de combustible L2. En este momento, todo o parte del BOG comprimido puede suministrarse al motor de acuerdo con la cantidad de combustible necesaria para el motor.
- Es decir, el BOG descargado desde el tanque de carga 11 y suministrado al primer compresor 13a (es decir, todo el BOG descargado del tanque de carga 11) es una primera corriente, la primera corriente del BOG puede dividirse en una segunda corriente y en una tercera corriente en un lado aguas abajo del primer compresor 13a. La segunda corriente puede suministrarse como combustible al sistema de propulsión, es decir, al motor DF (DFDE) y la tercera corriente puede licuarse y devolver al tanque de carga 11.
- En este momento, la segunda corriente se suministra al DFDE a través de la tubería de suministro de combustible L2 y la tercera corriente se comprime adicionalmente en el segundo compresor 13b, experimenta procesos de licuado y descompresión, y se devuelve al tanque de carga 11 a través de la tubería de retorno de BOG L3. Se instala un intercambiador de calor 21 en la tubería de retorno de BOG L3 para licuar la tercera corriente del BOG comprimido. La tercera corriente del BOG comprimido en el intercambiador de calor 21 intercambia calor con la primera corriente del BOG descargado desde el tanque de carga 11 y luego se suministra al primer compresor 13a.
- Dado que el caudal de la primera corriente de BOG antes de la compresión es mayor que el caudal de la tercera corriente, la tercera corriente del BOG comprimido puede enfriarse (es decir, licuarse al menos parcialmente) al recibir energía fría de la primera corriente de BOG antes de la compresión. Como tal, en el intercambiador de calor 21, el BOG de estado de alta presión se enfría (licúa) mediante intercambio de calor entre el BOG de temperatura criogénica inmediatamente después de descargarse desde el tanque de carga 11 y el BOG de estado de alta presión comprimido en el compresor 13.
- El LBOG enfriado en el intercambiador de calor 21 se descomprime al pasar a través de una válvula de expansión 22 (por ejemplo, una válvula J-T) que sirve como medio de descompresión, y luego se suministra al tanque de carga 11 en un estado mixto de gas-líquido. El LBOG puede descomprimirse a aproximadamente la presión atmosférica (por ejemplo, descomprimirse de 300 bar a 3 bar) al pasar a través de la válvula de expansión 22.
- Mientras tanto, cuando se espera que se genere BOG excedente porque la cantidad de BOG generada por el tanque de carga 11 es mayor que la cantidad de combustible necesaria para el motor DF (por ejemplo, en el momento de la parada del motor o durante la navegación a baja velocidad), el BOG comprimido en el primer compresor 13a se divide a través de la tubería de ramificación de BOG L7 y luego se usa en medios que consumen BOG. Los

ejemplos de medios que consumen BOG pueden incluir una GCU y una turbina de gas, cada una de las cuales puede usar gas natural como combustible.

5 La figura 12 es un diagrama de configuración esquemática que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una tercera modificación de la quinta realización de la presente invención.

10 La tercera modificación de la quinta realización ilustrada en la figura 12 difiere del sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la figura 11 de acuerdo con la segunda modificación de la quinta realización en que se utiliza un expansor 52, en lugar de la válvula de expansión, como medio de descompresión. Es decir, de acuerdo con la tercera modificación de la quinta realización, el LBOG enfriado y licuado en un intercambiador de calor 21 se descomprime a un estado mixto de gas-líquido al pasar a través del expansor 52 que sirve como el medio de descompresión y se devuelve a un tanque de carga 11 en un estado de dos fases.

15 Al igual que en el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con las realizaciones anteriores, en el sistema y en el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la quinta realización de la presente invención, el BOG generado durante el transporte de carga (es decir, de GNL) en el metanero puede utilizarse como combustible del motor, o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad del BOG consumida en la GCU o similar. Además, el BOG puede tratarse por relicuado, sin instalar aparatos de relicuado que usan refrigerantes independientes tales como nitrógeno.

20 Incluso cuando el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la quinta realización de la presente invención se aplica a centrales (LNG FPSO, LNG FSRU, BMPP y similares) así como a buques (metaneros, LNG RV, y similares), el BOG generado por el tanque de carga que almacena el GNL puede utilizarse como combustible del motor (incluidos los motores para la generación de energía y los motores de propulsión) o puede relicuarse, reduciendo o eliminando el desperdicio innecesario de BOG.

25 Además, en el sistema y en el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la quinta realización de la presente invención, dado que no es necesario instalar aparatos de relicuado que usan refrigerantes independientes (es decir, ciclo de refrigeración de refrigerante de nitrógeno, ciclo de refrigeración de refrigerante mixto, o similares), las instalaciones para suministrar y almacenar los refrigerantes no necesitan instalarse por separado. En consecuencia, es posible ahorrar el coste de instalación inicial y el coste de operación para configurar todo el sistema.

30 La figura 13 es un diagrama de configuración que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una sexta realización de la presente invención.

35 El sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la figura 13 de acuerdo con la sexta realización de la presente invención se configura integrando el sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la figura 1 de acuerdo con la primera realización (sistema híbrido que incluye la tubería a través de la que se comprime el GNL mediante la bomba de alta presión 120 y se suministra como combustible al sistema de propulsión, y la tubería a través de la que se comprime el BOG mediante el compresor 150 y se suministra como combustible al sistema de propulsión) y el sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la figura 2 de acuerdo con la segunda realización.

40 Aunque no se ilustra, de acuerdo con la presente invención, es obvio que los sistemas de tratamiento de gas licuado ilustrados en las figuras 3 a 13 de acuerdo con las realizaciones tercera a quinta también pueden integrarse con el sistema híbrido (véase L23, L24 y L25 de la figura 13) como se ilustra en la figura 13.

45 El sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la figura 13 de acuerdo con la presente invención incluye un motor de inyección de gas natural a alta presión (por ejemplo, un motor ME-GI) como motor principal, y un motor DF (generador DF: DFDG) como motor secundario. En general, el motor principal se utiliza para la propulsión para hacer navegar el buque, y el motor secundario se utiliza para la generación de energía para suministrar energía a diversos aparatos e instalaciones instaladas en el buque. Sin embargo, la presente invención no se limita a los fines del motor principal y del motor secundario. Pueden instalarse una pluralidad de motores principales y una pluralidad de motores secundarios.

50 El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente invención está configurado de manera que el gas natural almacenado en el tanque de carga 11 (es decir, el BOG de estado gaseoso y el GNL de estado líquido) pueda suministrarse como combustible a los motores (es decir, al motor ME-GI que sirve como motor principal y al motor DF que sirve como motor secundario).

55 Para suministrar el BOG de estado gaseoso como gas combustible, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente realización incluye una tubería principal de suministro de BOG L1 que sirve como tubería de suministro de BOG para suministrar al motor principal el BOG almacenado en el tanque de carga 11, y una tubería secundaria de suministro de BOG L8 ramificada desde la tubería principal de suministro de BOG L1 para suministrar el BOG al motor secundario. La tubería principal de suministro de BOG L1 tiene la misma configuración que la tubería de suministro de BOG L1 de la realización anterior. Sin embargo, en la descripción dada con referencia a la

figura 13, esta tubería de suministro de BOG se conoce como la tubería principal de suministro de BOG L1 para distinguirla de la tubería de suministro de BOG para el motor DF (es decir, de la tubería secundaria de suministro de BOG L8). Además, la tubería secundaria de suministro de BOG L8 tiene la misma configuración que la tubería de ramificación de BOG L8 de la realización anterior. Sin embargo, en la descripción dada con referencia a la figura 13, esta tubería de suministro de BOG se conoce como tubería secundaria de suministro de BOG L8 para distinguirla de la tubería principal de suministro de BOG L1.

Para suministrar el GNL de estado líquido como gas combustible, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente realización incluye una tubería principal de suministro de GNL L23 que sirve para suministrar al motor principal el GNL almacenado en el tanque de carga 11, y una tubería secundaria de suministro de GNL L24 ramificada desde la tubería principal de suministro de GNL L23 para suministrar el GNL al motor secundario.

De acuerdo con la presente realización, en la tubería principal de suministro de BOG L1 está instalado un compresor 13 para comprimir el BOG, y en la tubería principal de suministro de GNL L23 está instalada una bomba de alta presión 43 para comprimir el GNL.

El NBOG generado en el tanque de carga 11 que almacena gas licuado y lo descarga a través de la válvula de descarga de BOG 41 se transfiere a lo largo de la tubería principal de suministro de BOG, se comprime en el compresor 13 y después se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión, por ejemplo, al motor ME-GI. El compresor 13 comprime el BOG a una alta presión de aproximadamente 150 a 400 bar y a continuación se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión.

El tanque de carga 11 tiene paredes de sellado y de aislamiento térmico para almacenar gas licuado, tal como GNL en estado criogénico, pero no puede bloquear perfectamente el calor transferido desde el exterior. Por lo tanto, el gas licuado se vaporiza continuamente dentro del tanque de carga 11, y el BOG se descarga del tanque de carga 11 para mantener la presión del BOG en un nivel apropiado.

El compresor 13 puede incluir uno o más cilindros de compresión 14 y uno o más refrigeradores intermedios 15 para refrigerar el BOG cuya temperatura se eleva. El compresor 13 puede estar configurado para comprimir el BOG, por ejemplo, a aproximadamente 400 bar. Aunque la figura 13 ilustra el compresor de etapas múltiples 13 que incluye cinco cilindros de compresión 14 y cinco refrigeradores intermedios 15, el número de cilindros de compresión y el número de refrigeradores intermedios pueden cambiarse cuando sea necesario. Además, puede disponerse una pluralidad de cilindros de compresión dentro de un único compresor, y pueden conectarse en serie una pluralidad de compresores.

El BOG comprimido en el compresor 13 se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión a través de la tubería principal de suministro de BOG L1. Todo o parte del BOG comprimido puede suministrarse al motor de inyección de gas natural a alta presión de acuerdo con la cantidad de combustible necesaria para el motor de inyección de gas natural a alta presión.

La tubería secundaria de suministro de BOG L8 para suministrar gas combustible al motor secundario (es decir, al motor DF) se ramifica desde la tubería principal de suministro de BOG L1. Más específicamente, la tubería secundaria de suministro de BOG L8 se ramifica desde la tubería principal de suministro de BOG L1 de manera que el BOG pueda dividirse en el proceso de comprimirse en múltiples etapas en el compresor 13. Aunque la figura 13 ilustra que el BOG comprimido en 2 etapas se divide y una parte del BOG se suministra al motor secundario a través de la tubería secundaria de suministro de BOG L8, esto es simplemente a modo de ejemplo. El sistema también puede configurarse de modo que el BOG comprimido en 1 etapa o el BOG comprimido en 3 a 5 etapas se divida y luego se suministre al motor secundario a través de la tubería secundaria de suministro de BOG. Como ejemplo del compresor, puede utilizarse un compresor fabricado por la compañía Burckhardt. El compresor fabricado por la compañía Burckhardt incluye cinco cilindros. Se sabe que los tres cilindros de la etapa delantera funcionan con un método de lubricación libre de aceite y dos cilindros de la etapa posterior funcionan con un método de lubricación con aceite. Por lo tanto, en el caso en el que el compresor fabricado por la compañía Burckhardt se utiliza como compresor 13 para comprimir el BOG, el BOG debe transferirse a través de un filtro de aceite cuando el BOG se divide en 4 etapas o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso que no sea necesario utilizar el filtro de aceite cuando el BOG se divide en 3 etapas o menos del compresor.

La presión requerida del motor DF (por ejemplo, DFDG) que sirve como motor secundario es menor que la del motor ME-GI. Por lo tanto, cuando el BOG comprimido a alta presión se divide en el extremo posterior del compresor 13, es ineficaz porque la presión del BOG debe reducirse nuevamente y luego suministrarse al motor secundario.

Como se ha descrito anteriormente, si el GNL se calienta, el componente de metano que tiene una temperatura de licuado relativamente baja se vaporiza preferentemente. Por lo tanto, dado que el contenido de metano del BOG es alto, el BOG puede suministrarse directamente como combustible al motor DF. Por lo tanto, no es necesario instalar aparatos independientes para ajustar la cantidad de metano en la tubería principal de suministro de BOG y en la tubería secundaria de suministro de BOG.

Mientras tanto, cuando se espera que se genere BOG excedente porque la cantidad de BOG generada por el tanque de carga 11 es mayor que la cantidad de combustible necesaria para el motor de inyección de gas natural a alta presión, el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención puede relicuar el BOG y devolver el BOG relicuado al tanque de carga.

5 Cuando se genera BOG por encima de la capacidad de relicuado, el BOG que se ha comprimido o que se está comprimiendo por etapas en el compresor 13 puede dividirse a través de la tubería de ramificación de BOG L7 y puede utilizarse en los medios que consumen BOG. Los ejemplos de medios que consumen BOG pueden incluir una GCU y una turbina de gas, cada una de las cuales puede usar gas natural que tiene una presión relativamente más
10 baja que el motor ME-GI como combustible. Como se ilustra en la figura 13, la tubería de ramificación de BOG L7 puede estar ramificada desde la tubería secundaria de suministro de BOG L8.

Dado que el proceso en el que al menos una parte del BOG comprimida en el compresor 13 y luego suministrada al motor de inyección de gas natural a alta presión a través de la tubería de suministro de BOG L1 se trata a través de
15 la tubería de retorno de BOG L3, es decir, se relicúa y se devuelve al tanque de carga 11, es idéntico al descrito con referencia a la figura 2, se omitirá una descripción detallada del mismo.

Aunque la figura 13 ilustra el ejemplo en el que la tubería de retorno de BOG L3 para suministrar el BOG comprimido al intercambiador de calor 21 está ramificada en el extremo posterior del compresor 13, la tubería de retorno de
20 BOG L3 puede instalarse para dividir el BOG comprimido por etapas en el compresor 13, tal como la tubería de ramificación de BOG L7 descrita anteriormente y la tubería secundaria de suministro de BOG L8 que sirve como tubería de ramificación de BOG. La figura 3 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido en 2 etapas se divide mediante dos cilindros, y la figura 4 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido en 3 etapas se divide mediante tres cilindros. En este momento, la presión del BOG dividido desde la etapa intermedia del
25 compresor 13 puede ser aproximadamente de 6 a 10 bar.

En particular, en el caso de usar un compresor (fabricado por Burckhardt) que incluye cinco cilindros, en el que tres cilindros de la etapa delantera funcionan con un método de lubricación libre de y dos cilindros de la etapa posterior
30 funcionan con un método de lubricación con aceite, el BOG debe transferirse al pasar a través de un filtro de aceite cuando el BOG se divide en la etapa posterior o en 4 etapas o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso que no sea necesario utilizar el filtro de aceite cuando el BOG se divide en 3 etapas o menos del compresor.

En la tubería principal de suministro de GNL L23 se instalan una bomba de descarga 12 y una bomba de alta presión 43. La bomba de descarga 12 está instalada dentro del tanque de carga 11 y configurada para descargar el
35 GNL hacia el exterior del tanque de carga 11. La bomba de alta presión 43 está configurada para comprimir de forma secundaria el GNL, que se comprime principalmente en la bomba de descarga 12, a la presión necesaria para el motor ME-GI. La bomba de descarga 12 puede instalarse en cada tanque de carga 11. Aunque solo se ilustra una bomba de alta presión 43 en la figura 4, pueden conectarse en paralelo una pluralidad de bombas de alta presión cuando sea necesario.

40 Como se ha descrito anteriormente, la presión del gas combustible necesaria para el motor ME-GI es una alta presión de aproximadamente 150 a 400 bar (presión absoluta). En esta memoria descriptiva, debe considerarse que el término "alta presión" como se utiliza en el presente documento se refiere a la presión necesaria para el motor ME-GI, por ejemplo, una presión de aproximadamente 150 a 400 bar (presión absoluta).

45 El GNL descargado desde el tanque de carga 11, que almacena el gas licuado, a través de la bomba de descarga 12 se transfiere a lo largo de la tubería principal de suministro de GNL L23 y luego se suministra a la bomba de alta presión 43. Entonces, el GNL se comprime a alta presión en la bomba de alta presión 43, se suministra al vaporizador 44 y se vaporiza en el vaporizador 44. El GNL vaporizado se suministra como combustible
50 al motor de inyección de gas natural a alta presión, es decir, al motor ME-GI. Dado que la presión necesaria para el motor ME-GI está en un estado supercrítico, el GNL comprimido a alta presión está un estado que no es ni líquido ni gaseoso. Por lo tanto, debe considerarse que la expresión "vaporizar el GNL comprimido a alta presión en el vaporizador 44" significa elevar la temperatura del GNL en estado supercrítico hasta la temperatura necesaria para el motor ME-GI.

55 La tubería secundaria de suministro de GNL L24 para suministrar el gas combustible al motor secundario (es decir, al motor DF) se ramifica desde la tubería principal de suministro de GNL L23. Más específicamente, la tubería secundaria de suministro de GNL L24 está ramificada desde la tubería principal de suministro de GNL L23 de manera que el GNL pueda dividirse antes de comprimirse en la bomba de alta presión 43.

60 Mientras tanto, en la figura 13, la tubería secundaria de suministro de GNL L24 se ilustra como ramificada desde la tubería principal de suministro de GNL L23 en el lado aguas arriba de la bomba de alta presión 43. Sin embargo, de acuerdo con la modificación, la tubería secundaria de suministro de GNL L24 puede estar ramificada desde la tubería principal de suministro de GNL L23 en el lado de aguas abajo de la bomba de alta presión 43. Sin embargo,
65 en el caso en el que la tubería de suministro de GNL L24 está ramificada desde el lado aguas abajo de la bomba de alta presión 43, puesto que la presión del GNL se ha elevado mediante la bomba de alta presión 43, es necesario

reducir la presión del GNL a la presión necesaria para el motor secundario mediante los medios de descompresión, antes de suministrar el GNL al motor secundario como combustible. Al igual que en la realización ilustrada en la figura 13, es ventajoso que no sea necesario instalar medios de descompresión adicionales cuando la tubería secundaria de suministro de GNL L24 está ramificada en el lado aguas arriba de la bomba de alta presión.

5 En la tubería secundaria de suministro de GNL L24 se instalan un vaporizador 45, un separador de gas-líquido 46 y un calentador 47 para ajustar la cantidad de metano y la temperatura del GNL suministrado como combustible al valor requerido en el motor DF.

10 Como se ha descrito anteriormente, dado que el contenido de metano del GNL es relativamente menor que el del BOG, la cantidad de metano del GNL es menor que la cantidad de metano requerida en el motor DF. Las proporciones de componentes de hidrocarburos (metano, etano, propano, butano y similares) que constituyen el GNL son diferentes según las áreas de producción. Por lo tanto, no es adecuado vaporizar el GNL tal como está y después suministrar el GNL vaporizado al motor DF como combustible.

15 Para ajustar la cantidad de metano, el GNL se calienta y se vaporiza parcialmente en el vaporizador 45. El gas combustible parcialmente vaporizado a un estado en el que están mezclados el estado gaseoso (es decir, el gas natural) y el estado líquido (es decir, el GNL), se suministra al separador de gas-líquido 46 y se separa en gas y en líquido. Dado que la temperatura de vaporización del componente de hidrocarburo pesado (HHC) que tiene un alto valor calorífico es relativamente alta, la proporción del componente de HHC aumenta relativamente en el GNL de estado líquido que permanece sin vaporizarse en el BOG parcialmente vaporizado. Por lo tanto, la cantidad de metano del gas combustible puede aumentarse separando el componente líquido en el separador de gas-líquido 46, es decir, separando el componente de HHC.

25 Para obtener una cantidad de metano apropiada, la temperatura de calentamiento en el vaporizador 45 puede ajustarse considerando la proporción del componente de hidrocarburo incluido en el GNL, la cantidad de metano requerida en el motor y similares. La temperatura de calentamiento en el vaporizador 45 puede determinarse en el intervalo de -80 °C a -20 °C. El componente líquido separado del gas combustible en el separador de gas-líquido 46 se devuelve al tanque de carga 11 a través de la tubería de retorno de componente líquido L25. La tubería de retorno de BOG L3 y la tubería de retorno de componente líquido L25 pueden extenderse al tanque de carga 11 después de unirse entre sí.

35 El gas combustible, cuya cantidad de metano se ajusta, se suministra al calentador 47 a través de la tubería secundaria de suministro de GNL L24, se calienta adicionalmente a la temperatura requerida en el motor secundario, y a continuación se suministra como combustible al motor secundario. Por ejemplo, cuando el motor secundario es el DFDG, la cantidad de metano requerida generalmente es de 80 o más. Por ejemplo, en el caso del GNL general (normalmente, metano: 89.6 %, nitrógeno: 0,6 %), la cantidad de metano antes de separar el componente de HHC es 71,3, y el valor calorífico más bajo (LHV, por sus siglas en inglés lower heating value) en ese momento es 48872,8 kJ/kg (a 1 atm, vapor saturado). Cuando se elimina el componente de HHC al comprimir el GNL general a 7 bar y calentarlo a -120 °C, la cantidad de metano se incrementa a 95,5 y el LHV en ese momento es 49265,6 kJ/kg.

45 De acuerdo con la presente realización, hay dos pasos a través de los cuales se suministra gas combustible a los motores (al motor principal y al motor secundario). Es decir, el gas combustible puede suministrarse a los motores después de comprimirse a través del compresor 13, o puede suministrarse a los motores después de comprimirse a través de la bomba de alta presión.

50 En particular, un buque, tal como el metanero o el LNG RV, se utiliza para transportar GNL de un área de producción a un consumidor. Por lo tanto, cuando se hace navegar hacia el área de producción, el buque navega en una condición de carga en la que el GNL se carga completamente en el tanque de carga. Al regresar al área de producción después de descargar el GNL, el buque navega en una condición de lastre en la que el tanque de carga está casi vacío. En la condición de carga, se genera una gran cantidad de BOG porque la cantidad de GNL es relativamente grande. En la condición de lastre, se genera una cantidad de BOG relativamente pequeña porque la cantidad de GNL es pequeña.

55 Aunque hay una diferencia de acuerdo con la capacidad del tanque de carga, con la temperatura exterior y similares, la cantidad de BOG generada cuando la capacidad del tanque de carga de GNL es aproximadamente de 130.000 a 350.000 es de 3 a 4 t/h en la condición de carga y de 0,3 a 0,4 t/h en la condición de lastre. Además, la cantidad de gas combustible necesaria para los motores es aproximadamente de 1 a 4 t/h (aproximadamente 1,5 t/h de media) en el caso del motor ME-GI y de aproximadamente 0,5 t/h en el caso del motor DF (DFDG). Mientras tanto, en los últimos años, dado que la tasa de evaporación (BOR, por sus siglas en inglés, boil-off rate) ha tendido a reducirse debido a la mejora en el rendimiento de aislamiento térmico del tanque de carga, la cantidad de generación de BOG ha tendido a reducirse.

65 Por lo tanto, en el caso en el que tanto la tubería del compresor (es decir, L1 y L8 en la figura 13) como la tubería de bomba de alta presión (es decir, L23 y L24 en la figura 13) se proporcionan como sistema de suministro de gas

combustible de la presente realización, es preferible que el gas combustible se suministre a los motores a través de la tubería del compresor en la condición de carga en la que se genera una gran cantidad de BOG, y que el gas combustible se suministre a los motores a través de las tuberías de bomba de alta presión en el condición de lastre en la que se genera una pequeña cantidad de BOG.

5 Generalmente, la energía necesaria para que el compresor comprima gas (BOG) hasta la alta presión de aproximadamente 150 a 400 bar (presión absoluta) requerida en el motor ME-GI es considerablemente mayor que la energía necesaria para que la bomba comprima líquido (GNL). El compresor para comprimir el gas a alta presión es muy caro y ocupa un espacio grande. Por lo tanto, puede considerarse rentable el uso de la tubería de bomba de alta presión sola sin ninguna tubería de compresión. Por ejemplo, se consume una potencia de 2 MW para suministrar combustible al motor ME-GI accionando un conjunto del compresor configurado con etapas múltiples. Sin embargo, si se utiliza la bomba de alta presión, se consume una potencia de 100 kW. Sin embargo, cuando el gas combustible se suministra a los motores utilizando solo la tubería de bomba de alta presión en la condición de carga, se requiere necesariamente un aparato de relicuado para relicuar el BOG, para tratar el BOG continuamente generado en el tanque de carga. Al considerar la energía consumida en el aparato de relicuado, es ventajoso que se instalen tanto la tubería del compresor como la tubería de la bomba de alta presión, que el gas combustible se suministre a través de la tubería del compresor en la condición de carga y que el gas combustible se suministre a través de la tubería de la bomba de alta presión en la condición de lastre.

20 Mientras tanto, al igual que en la condición de lastre, cuando la cantidad de BOG generada en el tanque de carga es menor que la cantidad de combustible necesaria para el motor ME-GI, puede ser eficiente dividir el BOG a través de la tubería secundaria de suministro de BOG L8 en el proceso de comprimirse en etapas múltiples y utilizar el BOG dividido como combustible del motor DF, sin comprimir el BOG en el compresor de etapas múltiples a la alta presión requerida en el motor ME-GI. Es decir, por ejemplo, si el BOG se suministra al motor DF solo a través de los cilindros de compresión de 2 etapas del compresor de 5 etapas, los cilindros de compresión de 3 etapas restantes funcionan en vacío. Cuando se comprime el BOG accionando todo el compresor de 5 etapas, se requiere una potencia de 2 MW. Cuando se utilizan los cilindros de compresión de 2 etapas y los cilindros de compresión de 3 etapas restantes funcionan en vacío, se requiere una potencia de 600 kW. Cuando el combustible se suministra al motor ME-GI a través de la bomba de alta presión, se requiere una potencia de 100 kW. Por lo tanto, al igual que en la condición de lastre, cuando la cantidad de generación de BOG es menor que la cantidad de combustible necesaria para el motor ME-GI, es ventajoso, en términos de eficiencia energética, consumir toda la cantidad de BOG en el motor DF o similar y suministrar el GNL como combustible a través de la bomba de alta presión.

35 Sin embargo, si es necesario, incluso cuando la cantidad de generación de BOG es menor que la cantidad de combustible necesaria para el motor ME-GI, el GNL puede vaporizado forzosamente y suministrarse tanto como la cantidad deficiente mientras se suministra BOG como combustible al motor ME-GI a través del compresor. Mientras tanto, puesto que la cantidad de generación de BOG es pequeña en la condición de lastre, el BOG no se descarga sino que se acumula hasta que el tanque de carga alcanza una presión predeterminada, y se descarga de forma intermitente y se suministra como combustible al motor DF o al motor ME-GI, en lugar de descargar y consumir el BOG cada vez que se genera.

45 En la condición de lastre, el motor del buque (el motor DF o el motor ME-GI) puede suministrarse simultáneamente con BOG comprimido mediante el compresor 13 y con GNL comprimido mediante la bomba de alta presión 43 como combustible. Además, en la condición de lastre, el motor del buque (el motor DF o el motor ME-GI) puede suministrarse alternativamente con BOG comprimido mediante el compresor 13 y con GNL comprimido mediante la bomba de alta presión 43 como combustible.

50 Además, en los buques en los que no es fácil reparar y reemplazar los equipos, se requiere la doble instalación de instalaciones importantes en consideración de emergencias (redundancia). Es decir, se requiere la redundancia de instalaciones importantes para que las instalaciones adicionales puedan realizar la misma función que la instalación principal, y el equipo adicional se ponga en estado de espera durante el funcionamiento normal de la instalación principal y asuma la función de la instalación principal cuando la instalación principal no funcione debido a un fallo. Ejemplos de instalaciones que requieren la redundancia pueden incluir instalaciones giratorias, por ejemplo, compresores o bombas.

55 Como tal, deben instalarse varias instalaciones de forma redundante en el buque para satisfacer solo los requisitos de redundancia aunque no se utilicen en días regulares. El sistema de suministro de gas combustible que utiliza dos tuberías de compresión requiere mucho coste y espacio para la instalación del compresor. Cuando se utiliza el sistema de suministro de gas combustible, se consume mucha energía. El sistema de suministro de gas combustible que utiliza dos tuberías de bombeo de alta presión puede consumir mucha energía en el tratamiento (relicuado) del BOG. Por otra parte, en el sistema de suministro de gas combustible de la presente invención en el que están instaladas tanto la tubería del compresor como la tubería de la bomba de alta presión, incluso cuando se produce un problema en una de las tuberías de suministro, el buque puede continuar navegando normalmente a través de otra tubería de suministro. En el caso en el que se instala solo una tubería de compresión, los costosos compresores se utilizan menos y puede seleccionarse y utilizarse apropiadamente un método de suministro de gas combustible óptimo de acuerdo con una cantidad de generación de BOG. Por lo tanto, es posible obtener un efecto adicional que

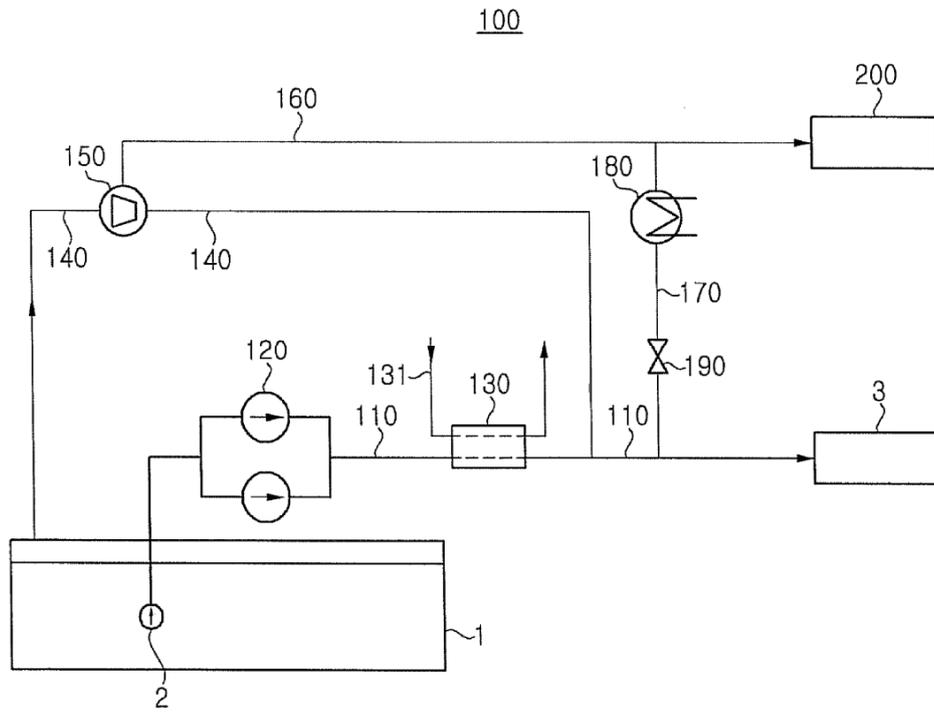
puede ahorrar costes de operación, así como el coste inicial de construcción naval.

- 5 Como se ilustra en la figura 13, cuando el sistema de tratamiento de gas licuado y el sistema de suministro de gas combustible híbrido se combinan de acuerdo con la realización de la presente invención, el BOG generado durante el transporte de carga (es decir, de GNL) en el metanero puede utilizarse como combustible del motor, o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad de BOG consumida en la GCU o similar. Además, el BOG puede tratarse por relicuado, sin instalar aparatos de relicuado que usan refrigerantes independientes tales como nitrógeno.
- 10 De acuerdo con la presente realización, a pesar de la reciente tendencia en la que se aumenta la cantidad de generación de BOG debido a la mayor capacidad del tanque de carga y se reduce la cantidad necesaria de combustible debido al rendimiento mejorado del motor, el BOG restante después de utilizarse como combustible del motor, puede relicuarse y devolverse al tanque de carga, evitando así el desperdicio de BOG.
- 15 En particular, en el sistema y en el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente realización, dado que no es necesario instalar aparatos de relicuado que usan refrigerantes independientes (es decir, ciclo de refrigeración de refrigerante de nitrógeno, ciclo de refrigeración de refrigerante mixto, o similar), las instalaciones para suministrar y almacenar los refrigerantes no necesitan instalarse por separado. En consecuencia, es posible ahorrar el coste de instalación inicial y el coste de operación para configurar todo el sistema.
- 20 Aunque las realizaciones de la presente invención se han descrito con referencia a las realizaciones específicas, para los expertos en la materia será evidente que pueden realizarse diversos cambios y modificaciones sin apartarse del espíritu y del alcance de la invención tal como se define en las siguientes reivindicaciones.
- 25

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque, que incluye un tanque de almacenamiento (11) que almacena gas natural licuado, y un motor (3) que utiliza el gas natural licuado almacenado en el tanque de almacenamiento como combustible, comprendiendo el sistema de tratamiento de gas licuado:
- 10 una primera corriente de gas de evaporación, que se genera a partir del gas natural licuado en el tanque de almacenamiento (11) y se descarga desde el tanque de almacenamiento (11);
una segunda corriente de gas de evaporación, que se suministra como combustible al motor en la primera corriente; y
una tercera corriente de gas de evaporación, que no se suministra al motor en la primera corriente,
en el que la primera corriente se comprime a aproximadamente 150 a 400 bar en un compresor (13, 13a, 13b) y se divide en la segunda corriente y en la tercera corriente,
15 la tercera corriente comprimida en el compresor se enfría en un intercambiador de calor (21) intercambiando calor con la primera corriente, sin emplear un aparato de relicuado que utiliza un refrigerante independiente,
la tercera corriente enfriada en el intercambiador de calor se descomprime mediante medios de descompresión (22, 52), y
la tercera corriente descomprimida por los medios de descompresión está en un estado mixto de gas-líquido y tanto un componente gaseoso como un componente líquido de la tercera corriente se devuelven al tanque de
20 almacenamiento (11).
- 25 2. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el componente gaseoso devuelto al tanque de almacenamiento (11) se descarga del tanque de almacenamiento junto con el gas de evaporación generado en el tanque de almacenamiento y se suministra al compresor (13, 13a, 13b).
- 30 3. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el medio de descompresión es una válvula de expansión (22) o un expansor (52).
4. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el compresor (13, 13a, 13b) es un compresor de etapas múltiples que incluye una pluralidad de medios de compresión (14, 14a, 14b).
- 35 5. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 4, en el que el gas de evaporación suministrado al intercambiador de calor (21) es un gas de evaporación comprimido al pasar a través de la totalidad o de parte de la pluralidad de medios de compresión incluidos en el compresor (13, 13a, 13b).
- 40 6. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 5, en el que el motor (3) incluye un motor ME-GI y un motor DF.
7. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, donde el compresor incluye un primer compresor (13a) y un segundo compresor (13b), y la primera corriente se divide en la segunda corriente y en la tercera corriente después de pasar a través del primer compresor.
- 45 8. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 7, en el que la tercera corriente se comprime adicionalmente en el segundo compresor (13b) y se suministra al intercambiador de calor (21).
- 50 9. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende además un vaporizador forzado (31) configurado para vaporizar forzosamente el gas natural licuado almacenado en el tanque de almacenamiento (11) y para suministrar el gas natural licuado vaporizado al compresor (13, 13a, 13b).

Fig. 1



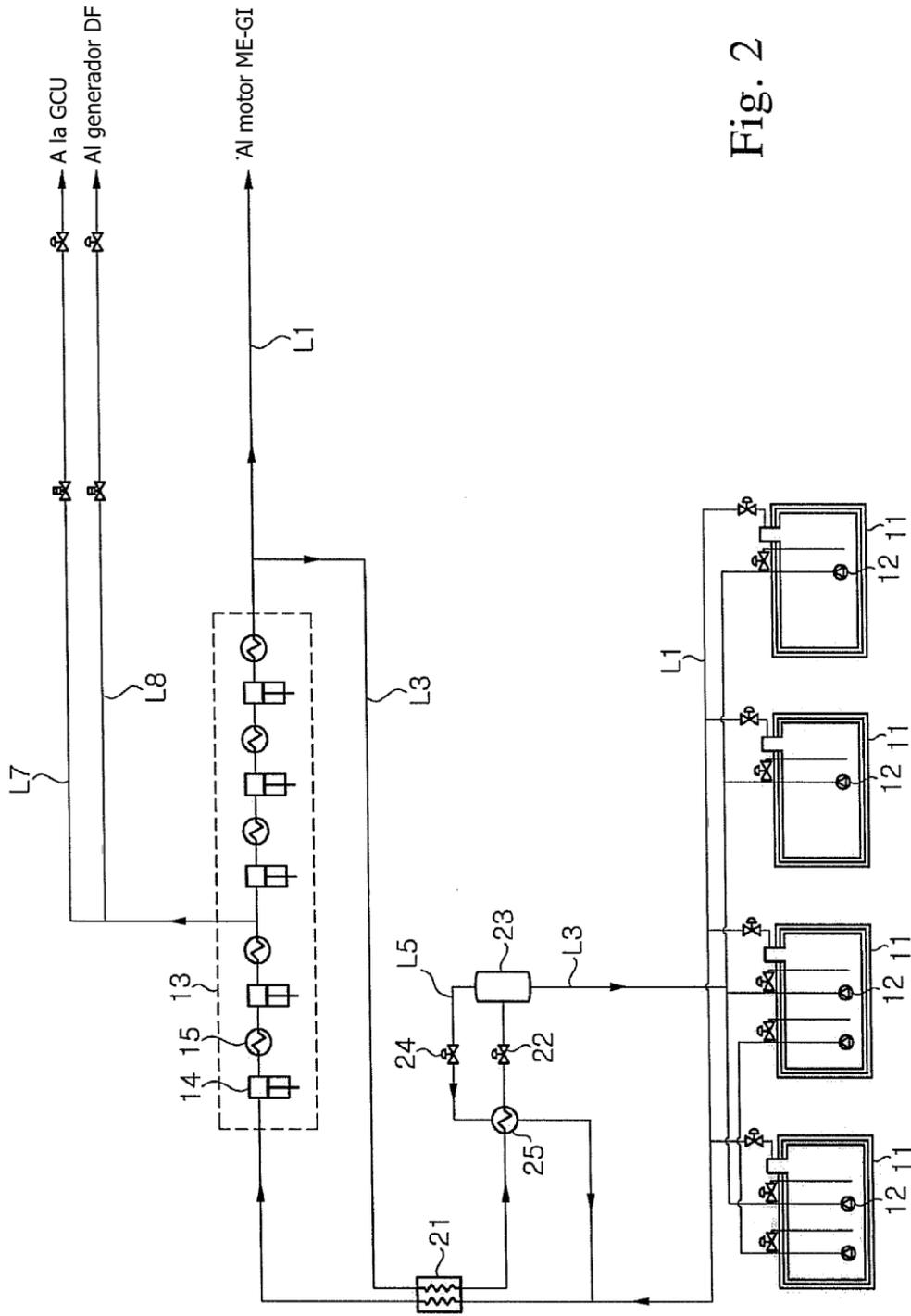


Fig. 2

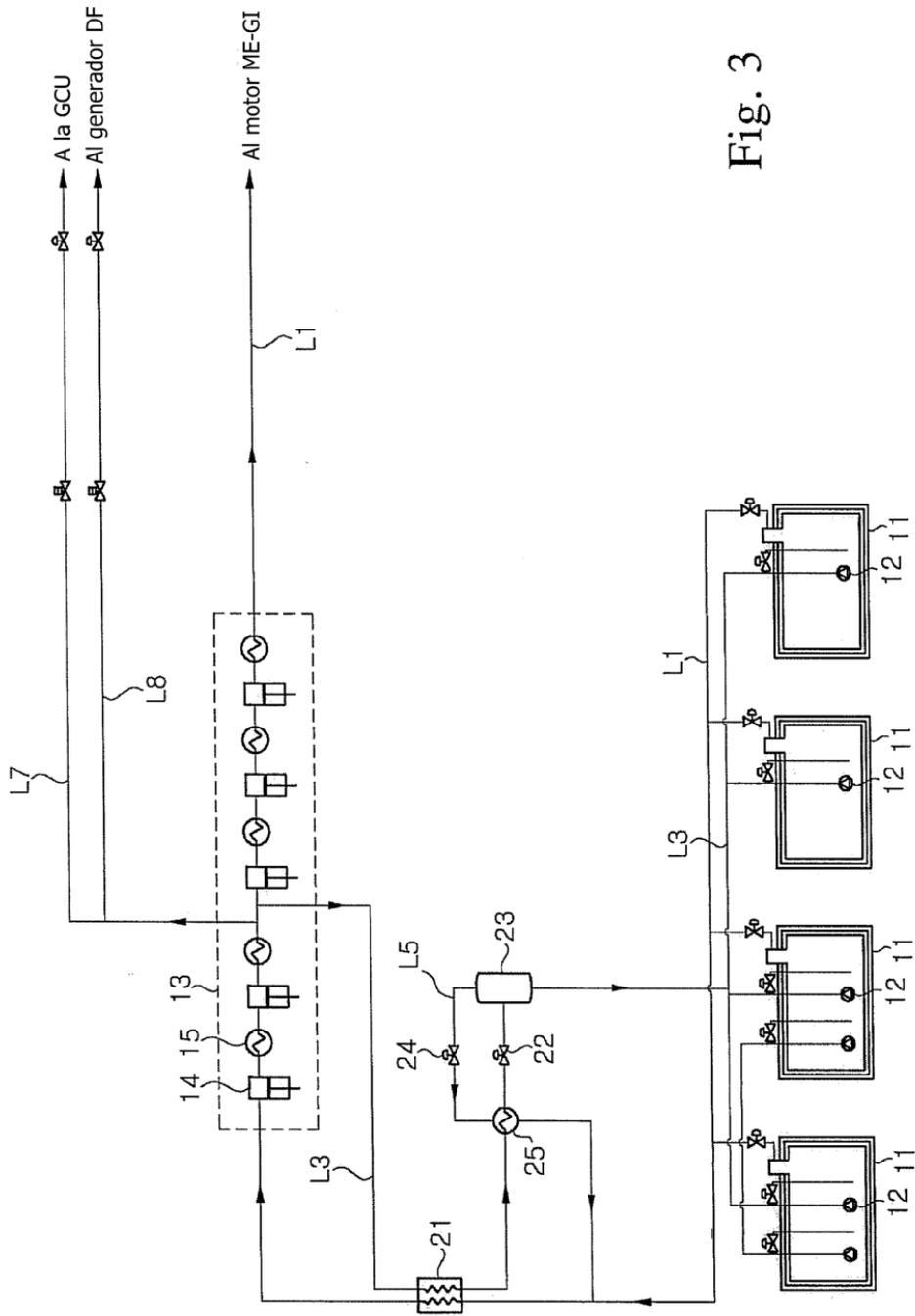


Fig. 3

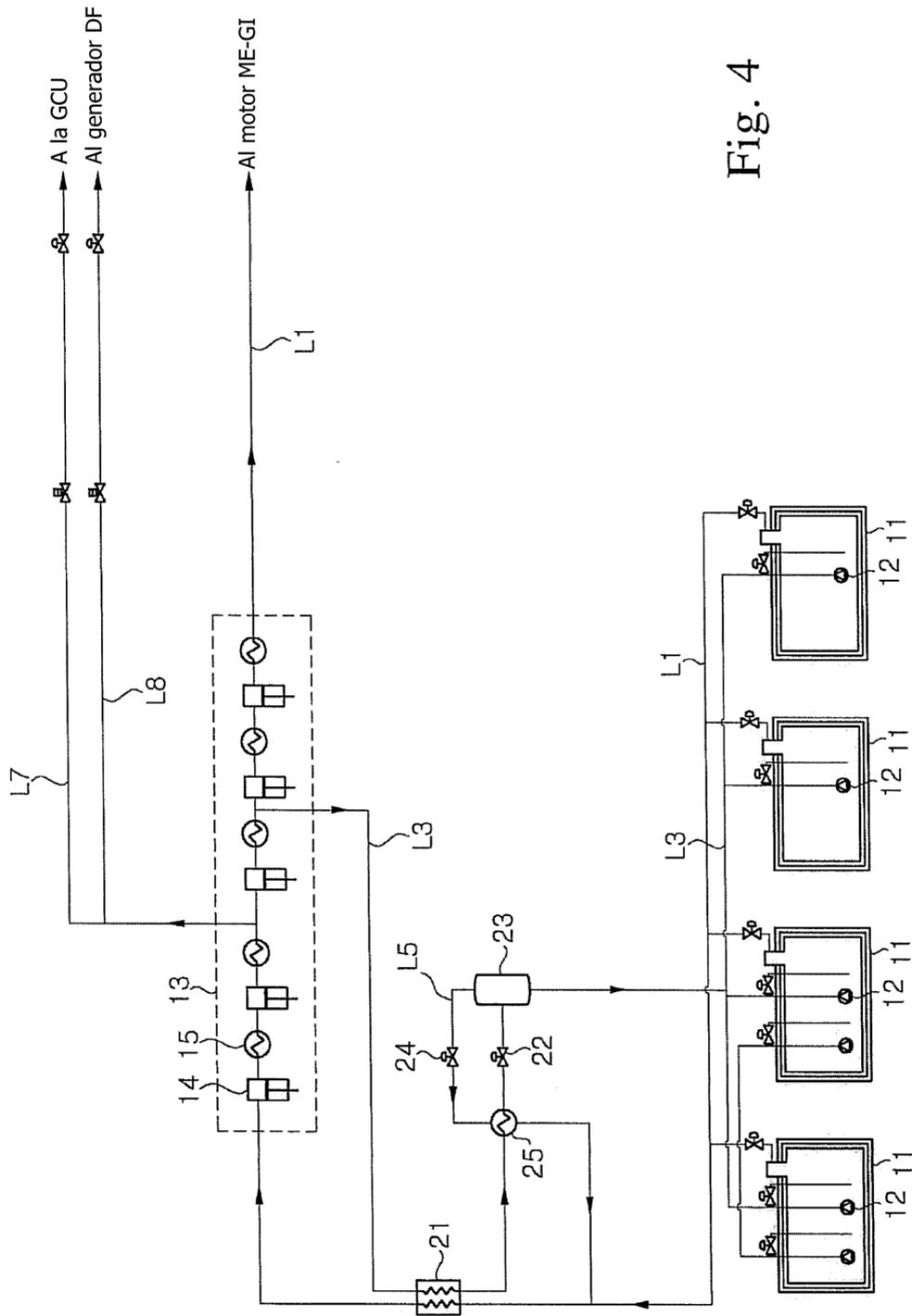


Fig. 4

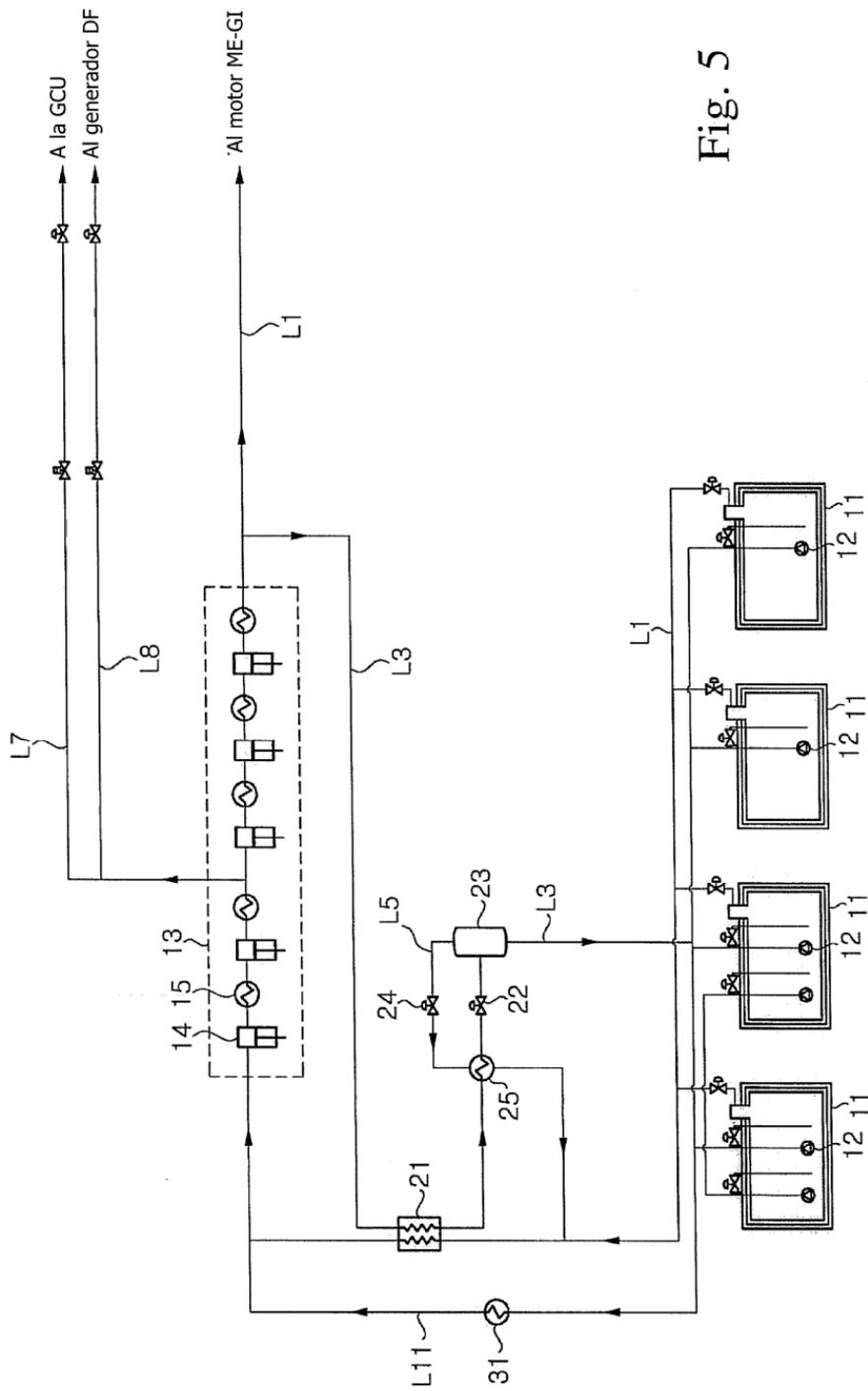


Fig. 5

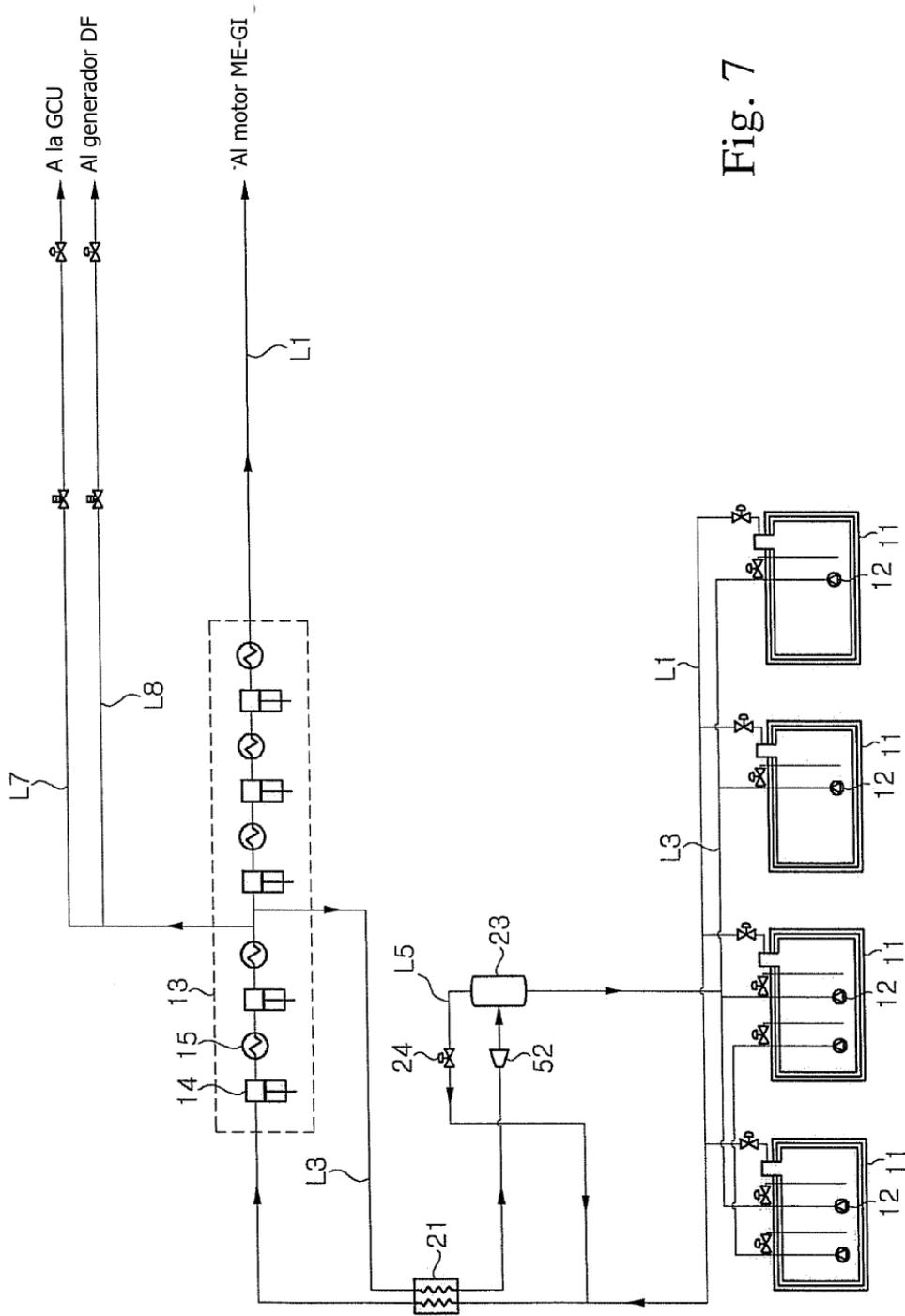


Fig. 7

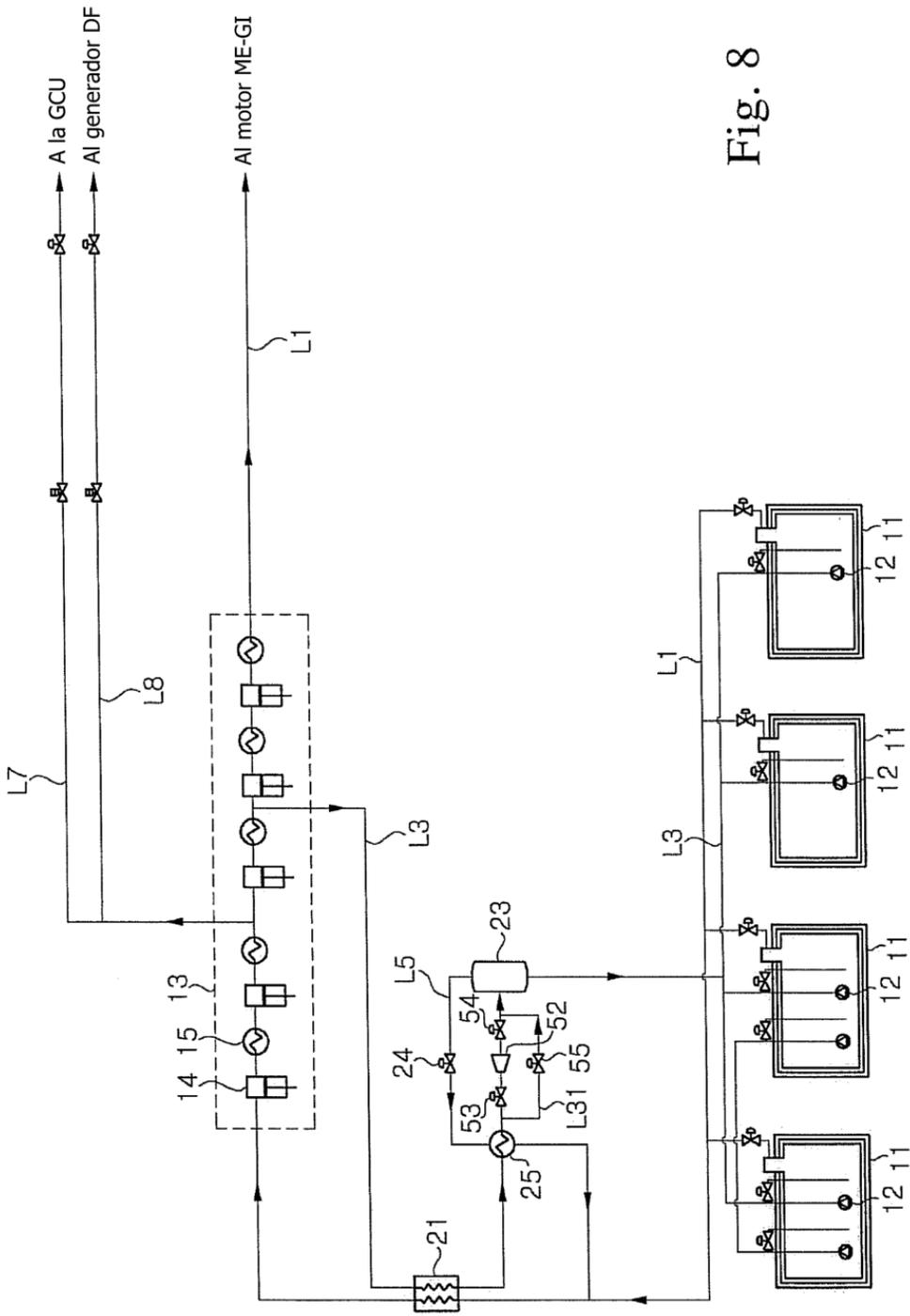


Fig. 8

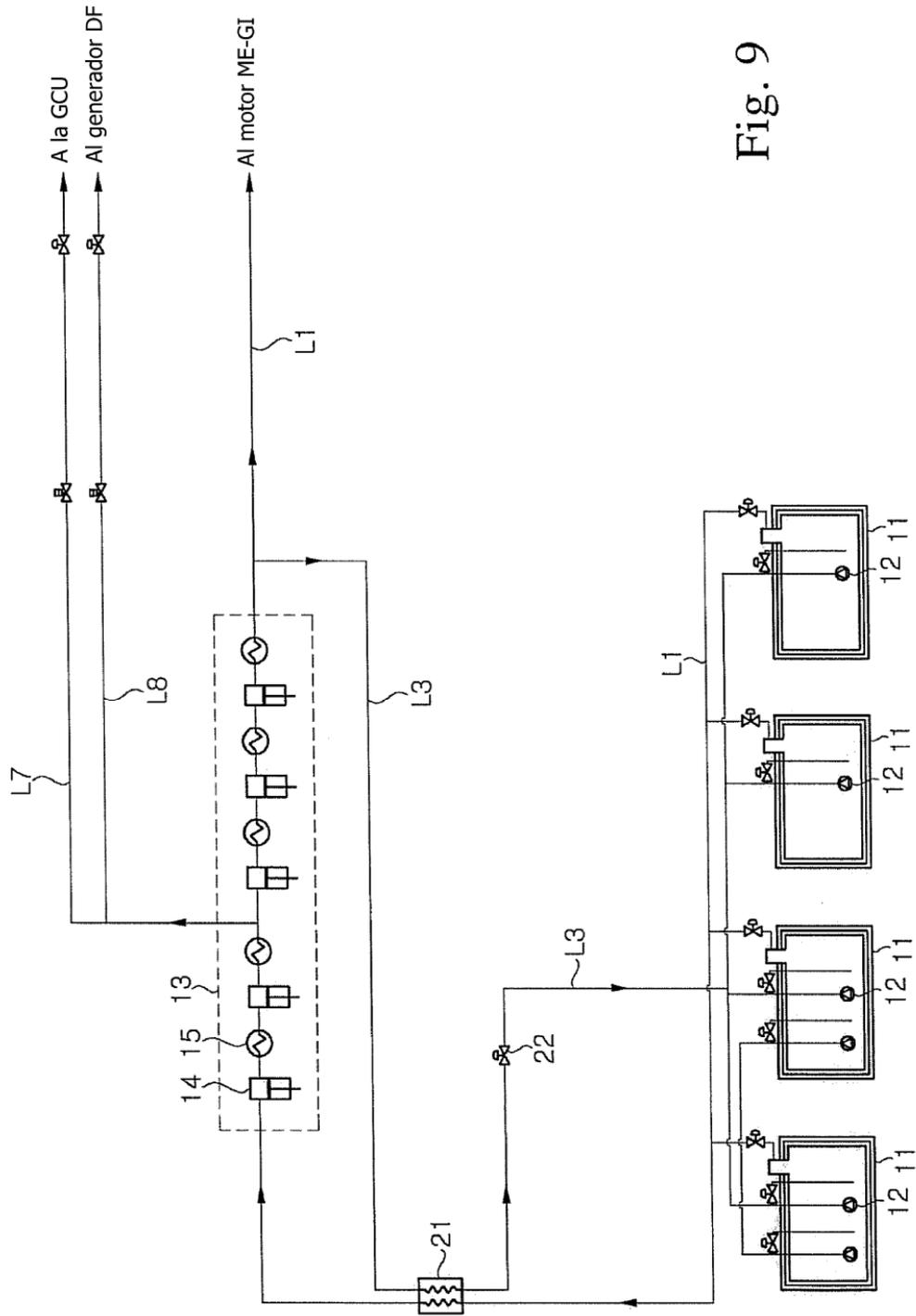


Fig. 9

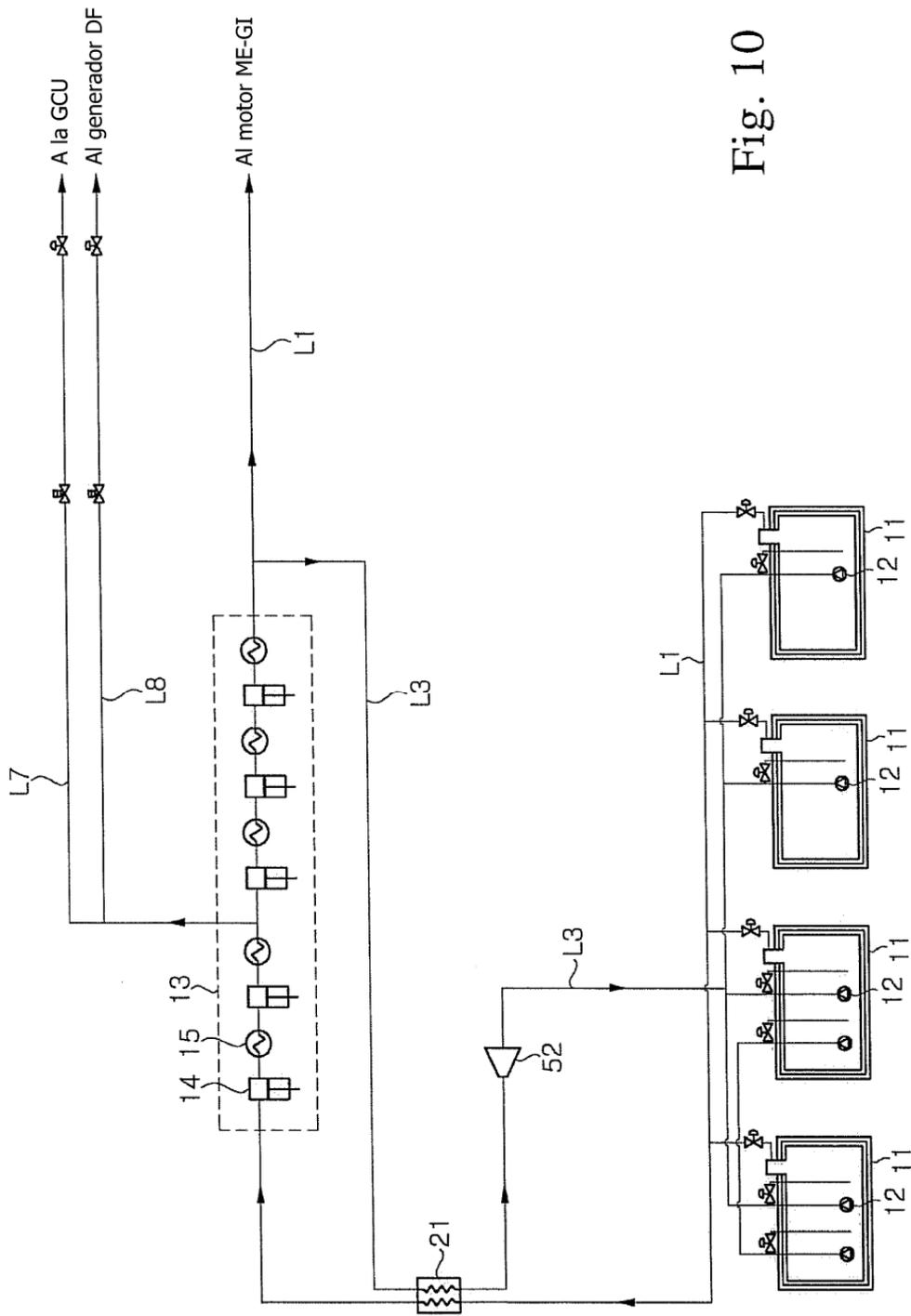


Fig. 10

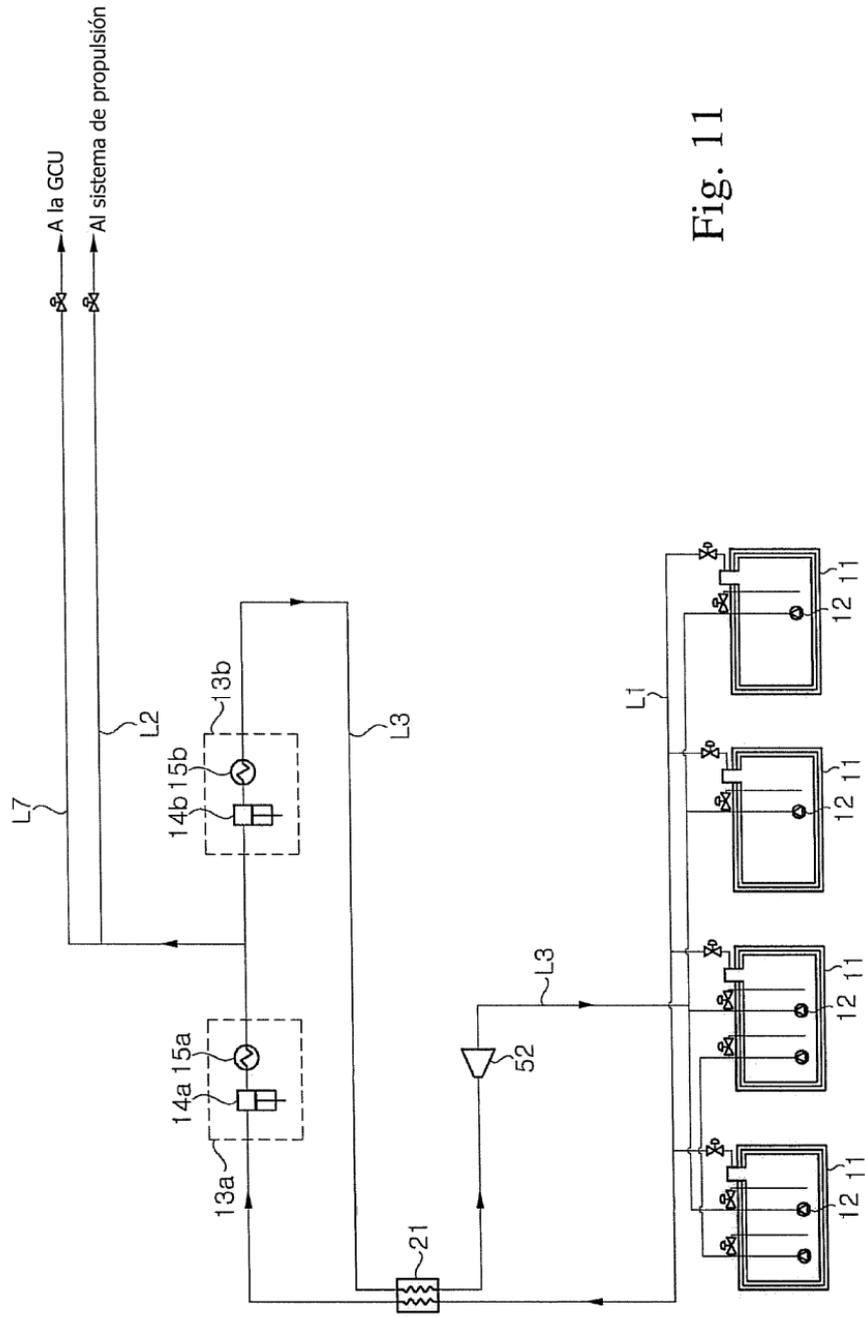


Fig. 11

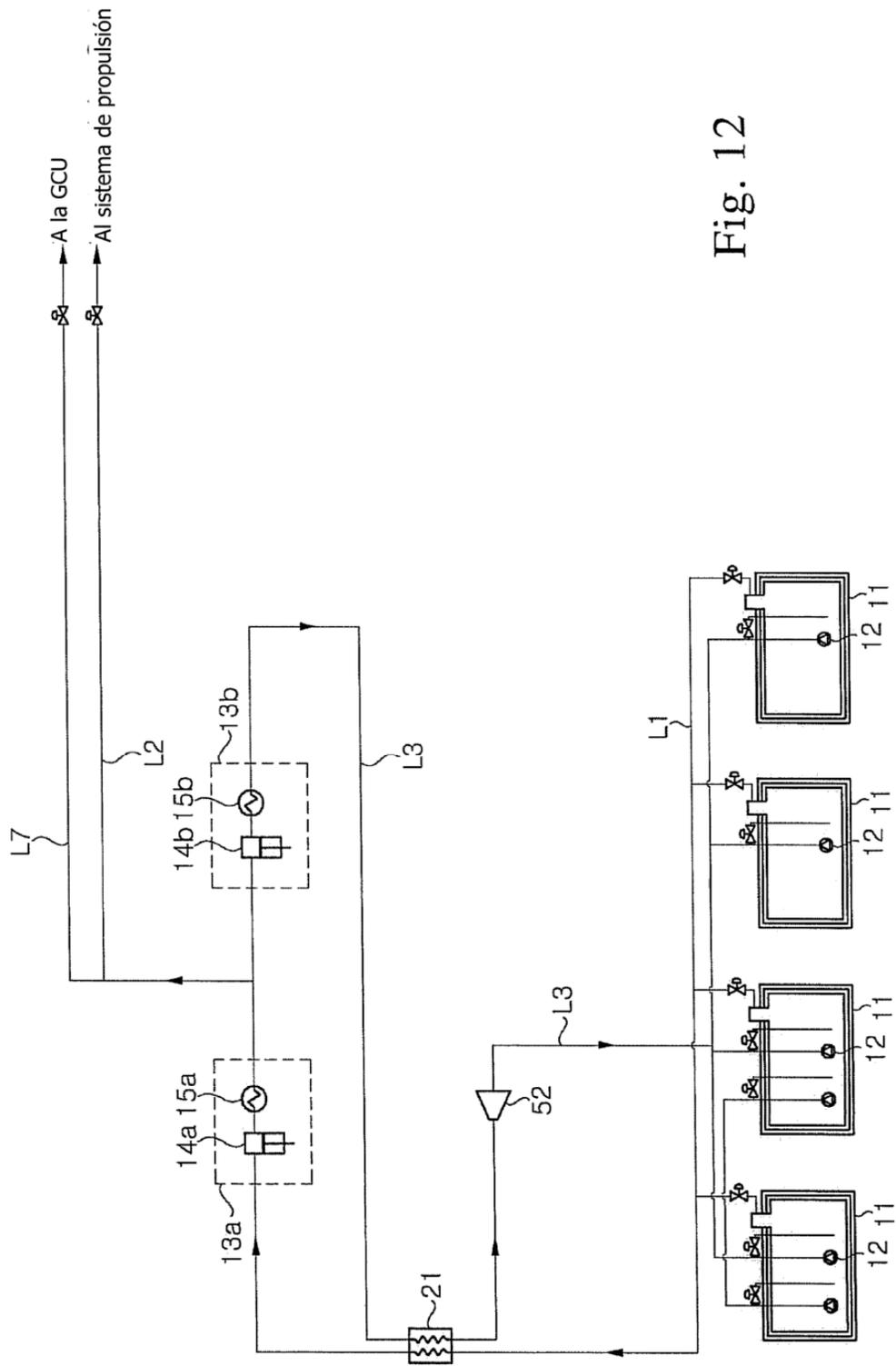


Fig. 12

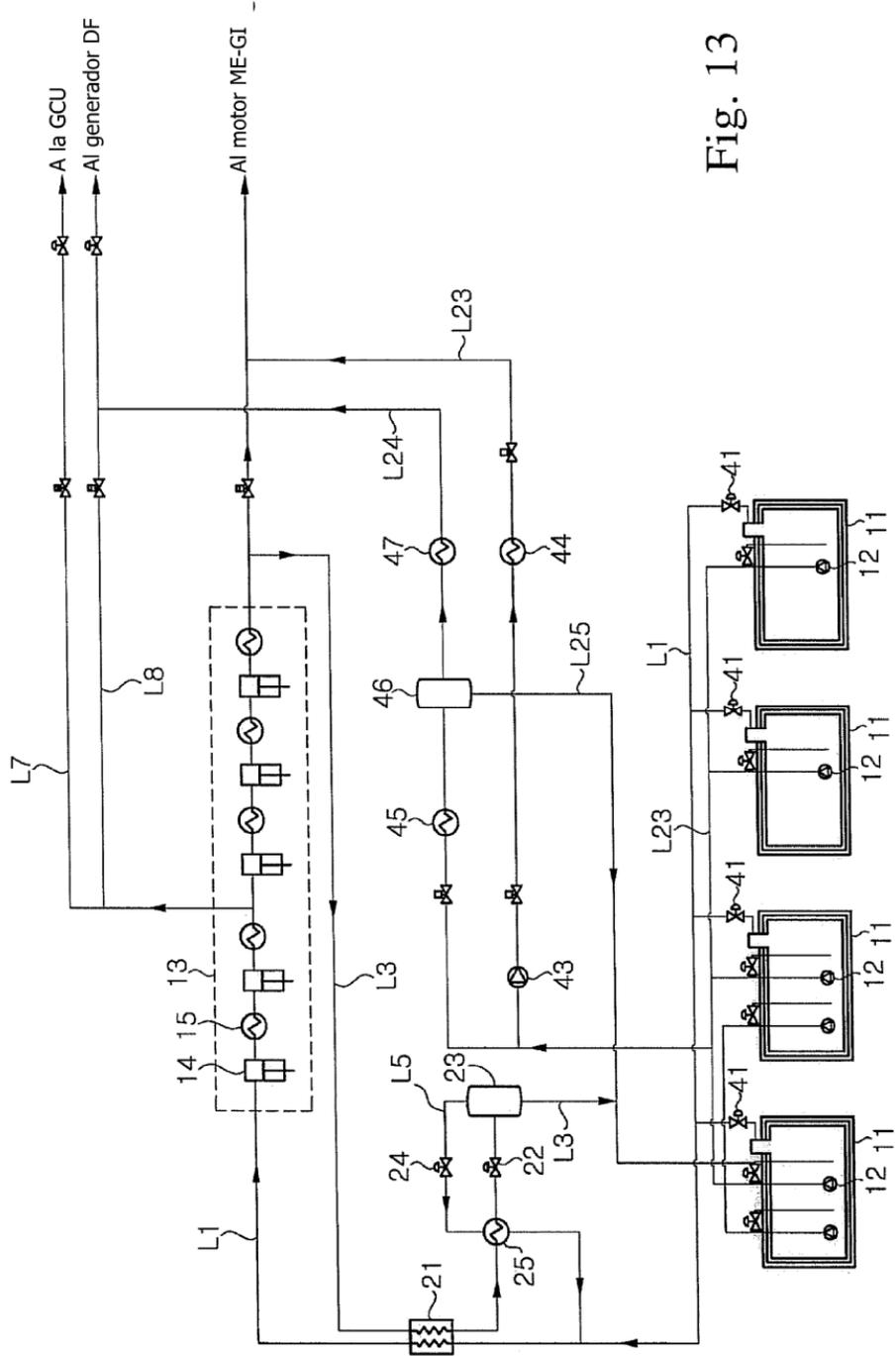


Fig. 13