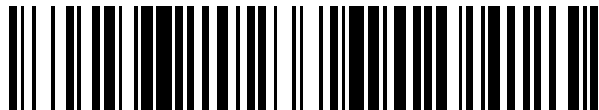


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 661 681**

51 Int. Cl.:

F02M 21/02 (2006.01)

B63H 21/38 (2006.01)

F02M 37/04 (2006.01)

B63B 25/16 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **24.10.2013 PCT/KR2013/009541**

87 Fecha y número de publicación internacional: **01.05.2014 WO14065619**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **24.10.2013 E 13848436 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **13.12.2017 EP 2913511**

54 Título: **Sistema para procesar gas licuado en un barco**

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:

03.04.2018

73 Titular/es:

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

**85 Da-dong Jung-gu
Seoul 100-180, KR**

72 Inventor/es:

**LEE, JOON CHAE;
CHOI, DONG KYU;
MOON, YOUNG SIK y
JUNG, JEHEON**

74 Agente/Representante:

VEIGA SERRANO, Mikel

ES 2 661 681 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 para procesar gas licuado en un barco

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, tal como el gas natural licuado (LNG) o gas de petróleo licuado (GLP), ha aumentado rápidamente en todo el mundo. El gas licuado se transporta en un estado de gas a través de unos gasoductos terrestres o marinos, o se transporta a un lugar de consumo remoto mientras que se almacena en un estado licuado en el interior de un transportador de gas licuado. El gas licuado, tal como el LNG o el GLP, se obtiene al enfriar el gas natural o el gas de petróleo a una temperatura criogénica (en el caso del LNG, aproximadamente a -163 °C). Ya que el volumen de gas licuado se reduce considerablemente en comparación con un estado de gas, el gas licuado es muy adecuado para un transporte marítimo de larga distancia.

20 Un portador de gas licuado tal como un portador de LNG está diseñado para cargar gas licuado, navegar a través del mar, y descargar el gas licuado en un lugar de consumo terrestre. Con este fin, el portador de gas licuado incluye un tanque de almacenamiento (también llamado "tanque de carga") que puede resistir la 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 como un portador de gas licuado y un buque de regasificación LNG (RV LNG), o estructuras tales como una unidad de regasificación y almacenamiento flotante LNG (FSRU LNG) y una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga LNG (FPSO LNG), y una planta de energía montada en barcaza (BMPP).

30 El RV LNG es un portador de gas licuado flotante autopropulsado equipado con una instalación de regasificación de LNG, y la FSRU LNG es una estructura marina que almacena LNG descargado desde un portador de LNG en el mar lejos de tierra y, en caso necesario, suministra el LNG a un lugar de consumo terrestre mediante la gasificación del LNG. La FPSO LNG es una estructura marina que refina el LNG extraído en el mar, almacena el LNG en un tanque de almacenamiento después de la licuefacción directa y, si es necesario, transborda el LNG a un portador de LNG. La BMPP es una estructura que está equipada con una instalación de generación de energía para producir electricidad en el mar.

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

40 Ya que la temperatura de licuefacción del gas natural es una temperatura criogénica de -163 °C a presión ambiente, el LNG es probable que se vaporice incluso cuando la temperatura del LNG es ligeramente superior a -163 °C a presión ambiente. En el caso de un portador de LNG convencional, a pesar de que el tanque de carga de LNG está aislado térmicamente, el calor externo se transfiere continuamente al LNG. Por lo tanto, durante el transporte del LNG por el portador de LNG, el LNG se vaporiza continuamente dentro del tanque de carga de LNG y se genera el gas de evaporación (en lo sucesivo, denominado BOG) dentro del tanque de carga de LNG.

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

50 Convencionalmente, con el fin de suprimir la generación del BOG dentro del tanque de carga del portador de gas licuado, se han usado de manera individual o en combinación un método de descargar el BOG del tanque de carga y quemar el BOG, un método de descargar el BOG del tanque de carga, volver a licuar el BOG a través de un aparato de relicuefacción, y devolver el BOG al tanque de carga, un método de usar el BOG como combustible para el motor de propulsión del buque, y un método para suprimir la generación del BOG manteniendo una presión interna de un tanque de carga en un alto nivel.

55 En el caso de un buque convencional equipado con un aparato de relicuefacción de BOG, el BOG en el interior de un tanque de carga se descarga del tanque de carga y a continuación se vuelve a licuar a través de un aparato de relicuefacción con el fin de mantener una presión del tanque de carga a un nivel apropiado. En este caso, el BOG descargado se vuelve a licuar mediante un intercambio de calor con un refrigerante (por ejemplo, nitrógeno, un refrigerante mixto o similar) enfriado a una temperatura criogénica en el aparato de relicuefacción que incluye un ciclo de refrigeración, y el BOG vuelto a licuar se devuelve al tanque de carga.

60 En el caso de un portador de LNG convencional equipado con un sistema de propulsión DFDE, el BOG se consume de una manera tal que se suministra como combustible al DFDE después de tratar el BOG mediante solo un

compresor de BOG y calor, sin necesidad de instalar una instalación de relicuefacción. Por lo tanto, cuando una cantidad de combustible necesaria para un motor es menor que una cantidad de generación del BOG, existe el problema de que el BOG se quema en una unidad de combustión de gas (GCU) o se ventila a la atmósfera.

5 A pesar de que un portador de LNG convencional equipado con una instalación de relicuefacción y un motor diésel de baja velocidad puede tratar el BOG a través de la instalación de relicuefacción, el control de todo el sistema es complicado debido a la complejidad de funcionamiento de la instalación de relicuefacción que usa gas nitrógeno, y a que se consume una cantidad considerable de energía. Un ejemplo de un sistema de este tipo se muestra en el documento KR-10-2012-0107832. En consecuencia, existe una necesidad de investigación y desarrollo continuos de sistemas y métodos para tratar eficazmente el gas licuado, incluyendo el BOG generado naturalmente a partir del tanque de carga.

Objeto de la invención

15 Problema técnico

La presente invención se ha realizado en un esfuerzo por resolver los problemas anteriores y se dirige a un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque, que incluye un tanque de carga que almacena el LNG, y un motor alimentado con el LNG almacenado en el tanque de carga y que usa el LNG como combustible, en el que el BOG generado en el tanque de carga y el LNG almacenado en el tanque de carga se usan en el motor como combustible, logrando de este modo el uso eficaz del gas licuado.

Solución técnica

25 De acuerdo con un aspecto de la presente invención, se proporciona un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque tal como se define en la reivindicación 1.

La bomba puede incluir: una bomba de descarga instalada dentro del tanque de almacenamiento para descargar el LNG al exterior del tanque de carga; y una bomba de alta presión configurada para comprimir secundariamente el LNG, que se comprime principalmente en la bomba de descarga, a una presión necesaria para el motor principal.

La sublínea de suministro de LNG puede ramificarse de la línea principal de suministro de LNG en un lado corriente arriba de la bomba de alta presión.

35 La sublínea de suministro de LNG puede incluir un separador de gas-líquido configurado para separar un componente de hidrocarburo pesado del LNG con el fin de ajustar un número de metano del combustible a un valor necesario para el submotor.

La sublínea de suministro de LNG puede incluir además un vaporizador configurado para vaporizar parcialmente el LNG aplicando calor al LNG suministrado al separador de gas-líquido.

La sublínea de suministro de LNG puede incluir además un calentador configurado para ajustar una temperatura del combustible, cuyo número de metano se ajusta mediante el separador de gas-líquido, a un valor necesario para el submotor.

45 El compresor puede incluir una pluralidad de cilindros de compresión.

El sistema de tratamiento de gas licuado puede incluir además, un medio de consumo de BOG configurado para recibir y usar el BOG que se comprime mientras pasa a través de una parte de la pluralidad de cilindros de compresión incluidos en el compresor.

El BOG suministrado al motor principal puede ser un BOG que se comprime mientras pasa a través de la totalidad o parte de la pluralidad de cilindros de compresión incluidos en el compresor.

55 El sistema de tratamiento de gas licuado puede incluir además un vaporizador que puede forzarse configurado para vaporizar de manera forzada el LNG almacenado en el tanque de carga y suministrar el LNG vaporizado de manera forzada al compresor.

El motor principal puede ser un motor MEGI y el submotor es un motor DF.

60 Efectos ventajosos

De acuerdo con la presente invención, todo el BOG generado durante el transporte de carga (es decir, el LNG) en el portador de LNG puede usarse como el combustible del motor, o puede volverse a licuar, 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 relicuefacción, sin usar refrigerantes separados tal como el

nitrógeno.

Por lo tanto, de acuerdo con el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención, el BOG generado a partir del tanque de carga puede volverse a licuar sin necesidad de instalar un aparato de relicuefacción que consume una gran cantidad de energía y que requiera un coste excesivo de instalación inicial, ahorrando de este modo la energía consumida en el aparato de relicuefacción.

Además, de acuerdo con el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención, una parte del BOG comprimido después de presurizar el BOG descargado desde un tanque de carga puede suministrarse a un motor de inyección de gas de alta presión (es decir, un sistema de propulsión) como combustible. El BOG comprimido restante puede enfriarse con energía fría del BOG después de la descarga de la carga y antes de la compresión, y devolverse al tanque de carga.

Además, en el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente invención, ya que no es necesario instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados (es decir, el ciclo de refrigeración de refrigerante-nitrógeno, el ciclo de refrigeración de refrigerante mixto, o similares), las instalaciones para suministrar y almacenar refrigerantes no necesitan instalarse por separado. En consecuencia, es posible ahorrar el coste de instalación inicial y el coste de funcionamiento para configurar todo el sistema.

Además, de acuerdo con el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención, cuando el BOG enfriado y licuado en el intercambiador de calor después de la compresión se descomprime por el expansor, puede reusarse la energía desperdiciada de energía debido a que puede generarse energía durante la expansión.

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.

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 unos sistemas de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con unas modificaciones de la segunda realización de la presente invención.

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 unos sistemas de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con unas modificaciones de la cuarta realización de la presente invención.

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 unos sistemas de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con unas modificaciones de la quinta realización de la presente invención.

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

A continuación, se describirán en detalle unas realizaciones a modo de ejemplo de la presente invención haciendo referencia a los dibujos adjuntos. Estas realizaciones se proporcionan de tal manera que esta divulgación 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 debería interpretarse como que está 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.

La Organización Marítima Internacional (IMO) regula la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx) y óxidos de azufre (SOx) entre los gases de escape de los barcos y también trata de regular la emisión de dióxido de carbono (CO₂). En particular, la cuestión de la regulación de óxidos de nitrógeno (NOx) y óxidos de azufre (SOx) se planteó mediante el protocolo de prevención de la contaminación marina desde los buques (MARPOL) 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.

Por lo tanto, con el fin de cumplir con tal disposición, se han introducido una variedad de métodos para reducir la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx). Como uno de estos métodos, se ha desarrollado y usado un motor de inyección de gas natural a alta presión para un portador de LNG, por ejemplo, un motor MEGI. En comparación con el motor diésel de la misma potencia, el motor MEGI 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 MEGI se considera un motor de próxima generación respetuoso con el medio ambiente.

Tal motor MEGI puede instalarse en un buque tal como un portador de LNG que transporta LNG mientras que almacena el LNG en un tanque de almacenamiento capaz de resistir una temperatura criogénica. El término “buque” tal como se usa en el presente documento incluye un portador de LNG, un RV LNG y plantas marítimas tales como una FPSO LNG y una FSRU LNG. En este caso, el motor MEGI usa gas natural como combustible y requiere una presión alta de aproximadamente 150 a 400 bares (presión absoluta) para el suministro de gas, en función de la carga del mismo.

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

Además, con el fin de reducir la emisión de óxido de nitrógeno, un motor DF (por ejemplo, DFDG: generador diésel de combustible dual) que usa una mezcla de aceite diésel y gas natural como combustible se ha desarrollado y usado para la propulsión o la generación de energía. El motor DF es un motor que puede quemar una mezcla de aceite y gas natural, o puede usar selectivamente uno de entre aceite y gas natural como combustible. Ya que el contenido de azufre es menor que en el caso en que solo se usa aceite como combustible, el contenido de óxido de azufre es pequeño en los gases de escape.

El motor DF no necesita suministrar gas combustible a una alta presión como el motor MEGI, y solo tiene que suministrar gas combustible después de comprimirlo a aproximadamente de varios bares a varias decenas de bares. El motor DF obtiene potencia accionando un generador de potencia a través de la fuerza motriz del motor. Esta potencia puede usarse para accionar un motor de propulsión u operar diversos aparatos o instalaciones.

Cuando se suministra gas natural como combustible, no es necesario que coincida con el número de metano en el caso del motor MEGI, pero es necesario que coincida con el número de metano en el caso del motor DF.

Si se calienta el LNG, el componente de metano que tiene una temperatura relativamente baja de licuefacción se vaporiza preferentemente. Por lo tanto, ya que el contenido de metano del BOG es alto, el BOG puede suministrarse directamente como combustible al motor DF. Sin embargo, ya que el contenido de metano del LNG es relativamente menor que el del BOG, el número de metano del LNG es menor que el número de metano necesario en el motor DF. Las proporciones de componentes de hidrocarburos (metano, etano, propano, butano y similares) que constituyen el LNG son diferentes de acuerdo con las áreas de producción. Por lo tanto, no es adecuado vaporizar el LNG tal como está y a continuación suministrar el LNG vaporizado al motor del DF como combustible.

Con el fin de ajustar el número de metano, el componente de hidrocarburo pesado (HHC) que tiene un punto de licuefacción superior que el metano puede licuarse y eliminarse vaporizando de manera forzada el LNG y bajando la temperatura del LNG. Después de ajustar el número de metano, es posible calentar adicionalmente el gas natural cuyo número de metano está ajustado de acuerdo con las condiciones de temperatura requeridas en el motor.

En lo sucesivo en el presente documento, las configuraciones y operaciones de las realizaciones preferidas de la presente invención se describirán en detalle haciendo referencia a los dibujos adjuntos. Además, las siguientes realizaciones pueden modificarse de diversas formas y no pretenden limitar el alcance de la presente invención.

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 portador de LNG equipado con un motor MEGI como motor de propulsión principal (es decir, un medio de propulsión que usa el LNG como combustible).

Haciendo referencia a la figura 1, el sistema de tratamiento de gas licuado 100 de acuerdo con la presente realización incluye una línea de suministro de combustible 110 y una línea de BOG 140. La línea de suministro de combustible 110 está configurada para proporcionar un paso para transferir el LNG desde un tanque de carga 1 a un motor principal 3 como un sistema de propulsión. La línea 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 el BOG de acuerdo con la presente realización suministra el LNG al motor principal 3 como combustible a través de la línea de suministro de combustible 110 mediante una bomba de LNG 120 y un vaporizador de LNG 130, suministra el BOG al motor principal 3 como combustible a través de la línea de BOG 140 después de comprimir el BOG mediante un compresor de BOG 150, y suministra el BOG excedente desde el compresor de BOG 150 a un sistema de unidad de combustión de gas/generador de gas inerte integrado (IGG/GCU) 200.

Un motor MEGI utilizable como el motor principal 3 tiene que suministrarse con combustible a una alta presión de aproximadamente 150 a 400 bares (presión absoluta). Por lo tanto, como bomba de LNG 120 y compresor de BOG 150 de acuerdo con la presente realización, se usan una bomba de alta presión y un compresor de alta presión que pueden comprimir el LNG y el BOG a una presión necesaria para el motor MEGI, respectivamente.

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

5 La bomba de LNG 120 está instalada en la línea de suministro de combustible 110 para proporcionar una fuerza de bombeo necesaria para transferir el LNG. Como un ejemplo de la bomba de LNG 120, puede usarse una bomba de alta presión (HP) de LNG. Al igual que la presente realización, una pluralidad de bombas de LNG 120 pueden instalarse en paralelo.

10 El vaporizador de LNG 130 está instalado en un extremo trasero de la bomba de LNG 120 en la línea de suministro de combustible 110 y vaporiza el LNG transferido por la bomba de LNG 120. Como un ejemplo, el LNG se vaporiza por intercambio de calor con un medio de calentamiento circulado y suministrado a través de una línea de circulación de medio de calentamiento 131. Como otro ejemplo, puede usarse una variedad de medios de calentamiento, que incluyen calentadores, para proporcionar un calor de vaporización del LNG. Además, el vaporizador de LNG 130 puede usar un vaporizador de alta presión (HP) que puede usarse a alta presión para la vaporización de LNG. Mientras tanto, como un ejemplo de medio de calentamiento circulado y suministrado a través de la línea de circulación de medio de calentamiento 131, puede usarse vapor generado a partir de una caldera o similar.

20 La línea de BOG 140 proporciona un paso para transferir el BOG generado de manera natural desde el tanque de carga 1 al motor principal 3. Al igual que la presente realización, la línea de BOG 140 está conectada a la línea de suministro de combustible 110 para suministrar el BOG al motor principal 3 como combustible. Como alternativa, la línea de BOG 140 puede proporcionar un paso para suministrar directamente el BOG al motor principal 3.

25 El compresor de BOG 150 está instalado en la línea de BOG 140 para comprimir el BOG que pasa a través de la línea de BOG 140. Aunque solo un compresor de BOG 150 se ilustra en la figura 1, el sistema puede configurarse de tal manera que dos compresores de BOG de la misma especificación están conectados en paralelo con el fin de satisfacer los requisitos de redundancia al igual que los sistemas generales de suministro de combustible. Sin embargo, como la presente realización, cuando un solo compresor de BOG 150 está instalado en una parte ramificada de una línea de BOG excedente 160 en la línea de BOG 140, es posible obtener efectos adicionales de reducir las cargas en los costes para la instalación del compresor de BOG caro 150 y las cargas en el mantenimiento.

30 La línea de BOG excedente 160 proporciona un paso para suministrar el BOG excedente desde el compresor de BOG 150 a un sistema de IGG/GCU integrado 200. La línea de BOG excedente 160 puede suministrar el BOG excedente como combustible a un motor auxiliar, tal como 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.

40 Mientras tanto, la línea de BOG excedente 160 y la línea de suministro de combustible 110 pueden estar conectadas entre sí por una línea de conexión 170. Por lo tanto, debido a la línea de conexión 170, el BOG excedente puede usarse como el combustible del motor principal 3, o el LNG vaporizado puede usarse como el combustible del sistema IGG/GCU integrado 200. Puede instalarse un calentador 180 en la línea de conexión 170 con el fin de calentar el BOG o el LNG vaporizado que pase a su través, y puede instalarse una válvula de reducción de presión (PRV) 190 para reducir la presión excesiva ajustando una presión provocada por el BOG o el LNG vaporizado. Mientras tanto, el calentador 180 puede ser un calentador de gas que usa calor de combustión del 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.

50 A continuación, se describirá el funcionamiento del sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la primera realización de la presente invención.

55 Cuando una presión en el interior del tanque de carga 1 es igual a o mayor que una presión de ajuste o se genera una gran cantidad de BOG, el BOG se comprime por el accionamiento del compresor de BOG 150 y se suministra a continuación como combustible al motor principal 3. Además, cuando la presión en el interior del tanque de carga 1 es menor que la presión de ajuste o se genera una pequeña cantidad de BOG, el LNG se transfiere y vaporiza mediante la activación de la bomba de LNG 120 y del vaporizador de LNG 130 y a continuación se suministra como combustible al motor principal 3.

60 Mientras tanto, el BOG excedente del compresor de BOG 150 se suministra al sistema de IGG/GCU integrado 200 o al motor auxiliar, tal como el motor DF través de la línea de BOG excedente 160. El BOG excedente se consume o se usa 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.

65

El sistema de IGG/GCU integrado 200 suministrado con el BOG puede consumir BOG generado continuamente a partir del tanque de carga 1 por la combustión de BOG en el interior de un cuerpo principal y puede, si es necesario, generar gas de combustión como gas inerte para el suministro al tanque de carga 1.

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.

10 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 portador de LNG equipado con un motor de inyección de gas natural a alta presión capaz de usar gas natural como combustible (es decir, un medio de propulsión que usa el LNG como combustible), el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención también puede aplicarse a cualquier tipo de buques (portador de LNG, RV LNG, y similares) y plantas marinas (FPSO LNG, FSRU LNG, BMPP y similares), en los que está instalado un tanque de carga de gas licuado.

15 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 línea 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, un motor MEGI. El compresor 13 comprime el BOG a una alta presión de aproximadamente 150 a 400 bares y a continuación se suministra como combustible al motor de inyección de gas natural a alta presión, por ejemplo, el motor MEGI.

20 El tanque de carga tiene las paredes selladas y aisladas térmicamente con el fin de almacenar gas licuado tal como el LNG en un 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. Con el fin de mantener la presión del BOG a un nivel apropiado, el BOG se descarga del tanque de carga 11 a través de la línea de suministro de BOG.

Una bomba de descarga 12 está instalada dentro del tanque de carga 11 con el fin de descargar el LNG al exterior del tanque de carga cuando sea necesario.

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

35 El BOG comprimido en el compresor 13 se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión a través de la línea 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.

40 Además, de acuerdo con la primera realización de la presente invención, cuando el BOG descargado desde el tanque de carga 11 y comprimido en el compresor 13 (es decir, todo el BOG descargado desde el tanque de carga) es una primera corriente, pudiendo la primera corriente del BOG dividirse en un segundo flujo y un tercer flujo 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.

45 En este momento, la segunda corriente se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión a través de la línea de suministro de BOG L1. Cuando sea necesario, la segunda corriente puede suministrarse como combustible a través de una línea (es decir, la línea de suministro de BOG L1) conectada al motor de inyección de gas natural a alta presión después de que pase 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 línea (es decir, la línea de rama de BOG L8) conectada al motor DF después de pasar a través de una parte de la pluralidad de cilindros de compresión 50 14 incluidos en el compresor 13.

55 La tercera corriente se devuelve al tanque de carga 11 a través de la línea de retorno de BOG L3. Un intercambiador de calor 21 se instala en la línea de retorno de BOG L3 con el fin de 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 a continuación se suministra al compresor 13.

60 Ya que un caudal de la primera corriente del BOG antes de la compresión es mayor que un caudal de la tercera corriente, la tercera corriente del BOG comprimido puede licuarse recibiendo energía fría de la primera corriente del BOG antes de la compresión. Como tal, en el intercambiador de calor 21, el BOG del estado de alta presión se enfría y se licua mediante el intercambio de calor entre el BOG de la temperatura criogénica inmediatamente después de descargarse del tanque de carga 11 y el BOG del estado de alta presión comprimido en el compresor 65

13.

El LBOG enfriado en el intercambiador de calor 21 y licuado al menos parcialmente se descomprime mientras que pasa 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 gas-líquido. El LBOG puede descomprimirse a la presión aproximadamente atmosférica (por ejemplo, descomprimido desde 300 bares a 3 bares) mientras que pasa a través de la válvula de expansión 22. El BOG licuado se separa en componentes de gas y líquidos en el separador de gas-líquido 23. El componente líquido, es decir, el LNG, se transfiere al tanque de carga 11 a través de la línea de retorno de BOG L3, y el componente de gas, es decir, el BOG, se descarga del tanque de carga 11 a través de una línea de recirculación de BOG L5 y se une con el BOG suministrado al compresor 13. Más específicamente, la línea de recirculación de BOG L5 se extiende desde un extremo superior del separador de gas-líquido 23 y se conecta a un lado más corriente arriba que el intercambiador de calor 21 en la línea de suministro de BOG L1.

Con el fin de devolver suavemente el BOG descomprimido al tanque de carga 11 y de unir suavemente el componente de gas del BOG descomprimido a la línea de suministro de BOG L1 a través de la línea de recirculación de BOG L5, es ventajoso que la presión del BOG después de descomprimirse por el medio de descompresión se establezca para que sea más alta que la presión en el interior del tanque de carga 11.

Por conveniencia de la explicación, se ha descrito que el intercambiador de calor 21 se instala en la línea de retorno de BOG L3, pero el intercambiador de calor 21 puede instalarse en la línea de suministro de BOG L1 debido a que el intercambio de calor se realiza realmente entre la primera corriente del BOG transferido a través de la línea de suministro de BOG L1 y la tercera corriente del BOG transferido a través de la línea de retorno de BOG L3.

Otra válvula de expansión 24 puede instalarse además en la línea de recirculación de BOG L5. Por lo tanto, el componente de gas descargado desde el separador de gas-líquido 23 puede descomprimirse mientras que pasa a través de la válvula de expansión 24. Además, un enfriador 25 se instala en la línea de recirculación de BOG L5 con el fin de enfriar aún más la tercera corriente mediante el intercambio de calor entre la tercera corriente del BOG licuado en el intercambiador de calor 21 y suministrado al separador de gas-líquido 23 y el componente de gas separado del separador 23 de gas-líquido y transferido a través de la línea de recirculación de BOG L5. Es decir, el enfriador 25 enfría adicionalmente el BOG de un estado líquido a alta presión a un gas natural de un estado de gas criogénico de baja presión.

Por conveniencia de la explicación, se ha descrito que el enfriador 25 está instalado en la línea de recirculación de BOG L5, pero el enfriador 25 puede instalarse en la línea de retorno de BOG L3 debido a que el intercambio de calor se realiza realmente entre la tercera corriente del BOG transferido a través de la línea de retorno de BOG L3 y el componente de gas transferido a través de la línea de recirculación de BOG L5.

Aunque no se ilustra, de acuerdo con una modificación de la presente realización, el sistema puede estar configurado de tal manera que se omite el enfriador 25. Si el enfriador 25 no está instalado, la eficacia total del sistema puede rebajarse ligeramente. Sin embargo, la disposición de tubería y el funcionamiento del sistema pueden facilitarse, y el coste de instalación inicial y la cuota de mantenimiento pueden reducirse.

Mientras tanto, cuando se espera que se genere el BOG excedente debido a que una cantidad de BOG generada a partir del tanque de carga 11 es mayor que una cantidad de combustible necesaria para el motor de inyección de gas natural a alta presión, el BOG que se ha comprimido o que se comprime etapa a etapa en el compresor 13 se ramifica a través de las líneas de ramificación de BOG L7 y L8 y a continuación se usa en el medio de consumo de BOG. Ejemplos de los medios de consumo de BOG pueden incluir una GCU, un generador DF (DFDG), y una turbina de gas, cada uno de los cuales puede usar gas natural que tenga una presión relativamente más baja que el motor MEGI como combustible. En la etapa intermedia del compresor 13, la presión del BOG ramificado a través de las líneas de ramificación de BOG L7 y L8 puede ser de aproximadamente de 6 a 10 bares.

Como se ha descrito anteriormente, en el sistema y en el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la realización de la presente invención, el BOG generado durante el transporte de la carga (es decir, el LNG) en el portador de LNG puede usarse como el combustible del motor, o puede volverse a licuar, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, una cantidad del BOG consumido en la GCU o similar puede reducirse o eliminarse. Además, el BOG puede tratarse por relicuefacción, sin necesidad de instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados, tales como el nitrógeno.

Además, en el sistema y en el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la realización de la presente invención, ya que no es necesario instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados (es decir, un ciclo de refrigeración de refrigerante-nitrógeno, un ciclo de refrigeración de refrigerante mixto, o similares), las instalaciones para suministrar y almacenar los refrigerantes no tienen que instalarse por separado. En consecuencia, es posible ahorrar el coste de instalación inicial y el coste de funcionamiento para configurar todo el sistema.

Aunque la figura 2 ilustra el ejemplo en el que la línea de retorno de BOG L3 para suministrar el BOG comprimido al intercambiador de calor 21 está ramificada en el extremo trasero del compresor 13, la línea de retorno de BOG L3

puede instalarse para ramificar el BOG que se comprime etapa a etapa en el compresor 13, al igual que las líneas de ramificación de BOG L7 y L8 descritas anteriormente. La figura 3 ilustra una modificación en la que un BOG comprimido de 2 etapas está ramificado por dos cilindros, y la figura 4 ilustra una modificación en la que un BOG comprimido de 3 etapas está ramificado por tres cilindros. En este momento, la presión del BOG ramificado de la etapa intermedia del compresor 13 puede ser de aproximadamente de 6 a 10 bares.

En particular, en el caso de usar un compresor (fabricado por la empresa Burckhardt) que incluye cinco cilindros en el que tres cilindros de la etapa delantera se operan con un método lubricado libre de aceite y dos cilindros de la etapa trasera se operan con un método lubricado con aceite, el BOG necesita transferirse mientras que pasa a través de un filtro de aceite cuando el BOG se ramifica en la etapa trasera o en 4 etapas o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso por que no se necesita usar el filtro de aceite cuando el BOG está ramificado 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 LNG puede usarse después de la vaporización forzada cuando una cantidad del BOG necesario para el motor MEGI o el generador DF es mayor que una cantidad del BOG generado de manera natural en el tanque de carga 11. En lo sucesivo en el presente documento, se describirá solo una diferencia del sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización con más detalle. Además, los mismos números de referencia se asignan a los mismos elementos que los de la segunda realización, y se omitirá una descripción detallada de los mismos.

El sistema de tratamiento de gas licuado para el buque de acuerdo con la tercera realización de la presente invención es idéntico al de acuerdo con la segunda realización en que el NBOG generado y descargado desde un tanque de carga 11 que almacena gas licuado se transfiere a lo largo de una línea de suministro de BOG L1, se comprime en un compresor 13, y se suministra a continuación al motor de inyección de gas natural a alta presión, por ejemplo, un motor MEGI, o el NBOG se suministra a un motor DF (generador DF) mientras que se comprime en múltiples etapas en el compresor 13 y se usa a continuación como combustible en su interior.

Sin embargo, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la tercera realización incluye una línea de vaporización forzada L11 de tal manera que el LNG almacenado en el tanque de carga 11 puede vaporizarse en un vaporizador forzado 31 y se suministra a continuación al compresor 13 cuando una cantidad del BOG requerido como combustible en el motor de inyección de gas natural a alta presión o en el motor DF es mayor que una cantidad del BOG generado naturalmente en el tanque de carga 11.

Cuando la línea de vaporización forzada L11 se proporciona como en la tercera realización, el combustible puede suministrarse de manera estable incluso cuando se genera una pequeña cantidad del BOG debido a que una pequeña cantidad del LNG se almacena en el tanque de carga 11, o una cantidad del BOG requerido como combustible en diversos motores es mayor que una cantidad del BOG generado de manera 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 usa 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 mientras que pasa a través del expansor 52 y se suministra a un separador de gas-líquido 23 en un estado mixto gas-líquido. En lo sucesivo en el presente documento, solo una diferencia del sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización se describirá con más detalle. Además, los mismos números de referencia se asignan a los mismos elementos que los de la segunda realización, y se omitirá una descripción detallada de los mismos.

El expansor 52 produce energía, mientras que se expande un BOG licuado de alta presión a una presión baja. El LBOG puede descomprimirse a la presión aproximadamente atmosférica mientras que pasa a través del expansor 52. El BOG licuado se separa en componentes de gas y líquidos en el separador de gas-líquido 23. El componente líquido, es decir, el LNG, se transfiere al tanque de carga 11 a través de una línea de retorno de BOG L3, y el componente de gas, es decir, el BOG, se descarga del tanque de carga 11 a través de una línea de recirculación de BOG L5 y se une con el BOG suministrado al compresor 13. Más específicamente, la línea 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 línea de suministro de BOG L1.

Otro medio de descompresión, por ejemplo, una válvula de expansión 24, puede instalarse adicionalmente en la línea de recirculación de BOG L5. Por lo tanto, el componente de gas descargado desde el separador de gas-líquido

23 puede descomprimirse mientras que pasa a través de la válvula de expansión 24.

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

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

La figura 7 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido de 2 etapas se ramifica por dos cilindros, y la figura 8 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido de 3 etapas se ramifica por tres cilindros. En particular, en el caso de usar un compresor (fabricado por la empresa Burckhardt) que incluye cinco cilindros en el que tres cilindros de la etapa delantera se operan con un método lubricado libre de aceite y dos cilindros de la etapa trasera se operan con un método lubricado con aceite, el BOG necesita transferirse mientras que pasa a través de un filtro de aceite cuando el BOG está ramificado en la etapa trasera o en 4 etapas o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso por que no se necesita usar el filtro de aceite cuando el BOG está ramificado en 3 o menos del compresor.

Además, haciendo 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 tal manera que se omite el enfriador 25 (véase la figura 6) que sirve como el intercambiador de calor para enfriar adicionalmente el BOG enfriado y licuado mientras que pasa a través del intercambiador de calor 21. Si el enfriador 25 no está instalado, la eficacia total del sistema puede rebajarse ligeramente. Sin embargo, la disposición de tuberías y el funcionamiento del sistema pueden facilitarse, y el coste de instalación inicial y la cuota de mantenimiento pueden reducirse.

Además, haciendo 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 tal manera que el expansor 52 y la válvula de expansión 55 que sirven como el medio de descompresión están dispuestos en paralelo. En este momento, el expansor 52 y la válvula de expansión 55 dispuestos en paralelo están dispuestos entre el intercambiador de calor 21 y el separador de gas-líquido 23. Una línea de derivación L31, que está ramificada desde la línea de retorno de BOG L3 entre el intercambiador de calor 21 y el separador de gas-líquido 23 y está configurada para derivar el expansor 52, está instalada con el fin de 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 usando solo el expansor 52, y las válvulas de encendido-apagado 53 y 54 instaladas respectivamente en el extremo delantero y el extremo trasero del expansor 52 se cierran cuando el BOG licuado se expande usando solo la válvula de expansión 55.

Al igual que el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con las realizaciones anteriores, en el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización de la presente invención, el BOG generado durante el transporte de la carga (es decir, el LNG) en el portador de LNG puede usarse como el combustible del motor, o puede volverse a licuar, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, una cantidad del BOG consumido en la GCU o similar puede reducirse o eliminarse. Además, el BOG puede tratarse por relicuefacción, sin necesidad de instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados, tal como el nitrógeno.

Incluso cuando se aplica el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización de la presente invención a las plantas (FPSO LNG, FSRU LNG, BMPP, y similares), así como a los buques (portador de LNG, RV LNG, y similares), el BOG generado a partir del tanque de carga que almacena el LNG puede usarse como el combustible del motor (incluyendo los motores para generar energía así como los motores para la propulsión) o puede volverse a licuar, reduciendo o eliminando de este modo los residuos innecesarios del BOG.

Además, en el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización de la presente invención, ya que no es necesario instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados (es decir, el ciclo de refrigeración de refrigerante-nitrógeno, el 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 funcionamiento 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 a continuación descomprimido en el medio de descompresión (por ejemplo, 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 en el presente documento,

solo una diferencia del sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización se describirá con más detalle. Además, los mismos números de referencia se asignan a los mismos elementos que los de la segunda realización, y se omitirá una descripción detallada de los mismos.

5 De acuerdo con la presente realización, el BOG (es decir, el BOG de dos fases), que se convierte en un estado en el que el componente gaseoso (es decir, el gas flash) y el componente líquido (es decir, el BOG licuado) se mezclan mientras que se descomprimen después de la licuefacción, se devuelve al tanque de carga 11 a través de la línea de retorno de BOG L3. La línea de retorno de BOG L3 puede estar configurada de tal manera que el BOG de dos fases que vuelve al tanque de carga 11 se inyecta en la parte inferior del tanque de carga 11.

10 El componente de gas (es decir, el gas flash) del BOG de dos fases inyectado en la parte inferior del tanque de carga 11 puede fundirse parcialmente en el LNG almacenado en el tanque de carga 11, o puede licuarse por la energía fría del LNG. Además, el gas flash (BOG), que no se funde o se licua, se descarga del tanque de carga 11 de nuevo a través de la línea de suministro de BOG L1 junto con el BOG (NBOG) generado adicionalmente en el tanque de carga 11. El gas flash descargado del tanque de carga 11 junto con el BOG recién generado se recircula al compresor 13 a lo largo de la línea de suministro de BOG L1.

15 De acuerdo con la presente realización, ya que el BOG de dos fases después de la expansión se inyecta en la parte inferior del tanque de carga 11, una mayor cantidad de BOG se licua por el LNG almacenado en el tanque de carga 11. Además, ya que se omiten las instalaciones tal como el separador de gas-líquido o similares, pueden ahorrarse el coste de instalación y coste de funcionamiento.

20 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.

25 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 usa 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 mezclado de gas-líquido mientras que pasa a través del expansor 52 y se devuelve a un tanque de carga 11 en un estado de dos fases.

30 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.

35 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 una pluralidad de compresores (por ejemplo, un primer compresor 13a y un segundo compresor 13b) se usan en lugar del compresor de múltiples etapas como el medio de compresión.

40 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 de un tanque de carga 11 que almacena gas licuado se transfiere a lo largo de una línea de suministro de BOG L1 y a continuación se suministra al primer compresor 13a. El BOG comprimido en el primer compresor 13a puede comprimirse a aproximadamente de 6 a 10 bares y a continuación suministrarse a un demandante, es decir, un sistema de propulsión (por ejemplo, un DFDE) que usa el LNG como combustible, a lo largo de una línea de suministro de combustible L2. El BOG restante después de haberse suministrado al DFDE puede comprimirse adicionalmente por el segundo compresor 13b que sirve como un compresor de refuerzo. A continuación, como en la quinta realización descrita anteriormente, el BOG puede licuarse mientras se mueve a lo largo de una línea de retorno de BOG L3 y devolverse a continuación al tanque de carga 11.

45 El primer compresor 13a puede ser un compresor de 1 etapa que incluye un cilindro de compresión 14a y un enfriador intermedio 15a. El segundo compresor 13b puede ser un compresor de 1 etapa que incluye un cilindro de compresión 14b y un enfriador intermedio 15b. Si es necesario, el segundo compresor 13b puede estar provisto de un compresor de múltiples etapas que incluye una pluralidad de cilindros de compresión y una pluralidad de enfriadores intermedios.

50 El BOG comprimido en el primer compresor 13a se comprime a aproximadamente de 6 a 10 bares y a continuación se suministra al demandante, por ejemplo, el motor DF (es decir, el DFDE), a través de la línea de suministro de combustible L2. En este momento, todo o parte del BOG comprimido puede suministrarse al motor de acuerdo con una cantidad de combustible necesario para el motor.

55 Es decir, cuando el BOG descargado del 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 una tercera corriente en un lado corriente abajo del primer compresor 13a. La segunda corriente puede suministrarse como combustible al sistema de propulsión, es decir, el motor DF (el DFDE), y la

tercera corriente puede licuarse y devolverse al tanque de carga 11.

En este momento, la segunda corriente se suministra al DFDE a través de la línea de suministro de combustible L2, y la tercera corriente se comprime aún más en el segundo compresor 13b, experimenta los procesos de licuefacción y descompresión, y se devuelve al tanque de carga 11 a través de la línea de retorno de BOG L3. Un intercambiador de calor 21 se instala en la línea de retorno de BOG L3 con el fin de 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 del tanque de carga 11 y a continuación se suministra al primer compresor 13a.

Ya que un caudal de la primera corriente del BOG antes de la compresión es mayor que un caudal de la tercera corriente, la tercera corriente del BOG comprimido puede enfriarse (es decir, licuarse al menos parcialmente) recibiendo energía fría de la primera corriente del BOG antes de la compresión. Como tal, en el intercambiador de calor 21, el BOG del estado de alta presión se enfría (licua) por intercambio de calor entre el BOG de la temperatura criogénica inmediatamente después de descargarse del tanque de carga 11 y el BOG del estado de alta presión comprimido en el compresor 13.

El LBOG enfriado en el intercambiador de calor 21 se descomprime mientras que pasa a través de una válvula de expansión 22 (por ejemplo, una válvula J-T) que sirve como medio de descompresión, y se suministra a continuación al tanque de carga 11 en un estado mixto gas-líquido. El LBOG puede descomprimirse a la presión aproximadamente atmosférica (por ejemplo, descomprimido de 300 bares a 3 bares) mientras que pasa a través de la válvula de expansión 22.

Mientras tanto, cuando se espera que el BOG excedente se genere debido a que una cantidad del BOG generado a partir del tanque de carga 11 es mayor que una cantidad de combustible necesario para el motor DF (por ejemplo, en el momento de parada del motor o durante la navegación a baja velocidad), el BOG comprimido en el primer compresor 13a se ramifica a través de la línea de rama de BOG L7 y a continuación se usa en el medio de consumo de BOG. Ejemplos de un medio de consumo de BOG pueden incluir una GCU y una turbina de gas, cada una de las cuales puede usar gas natural como combustible.

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.

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 usa un expansor 52 en lugar de la válvula de expansión como el 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 mezclado de gas-líquido mientras que pasa 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.

Al igual que el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con las realizaciones anteriores, en el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la quinta realización de la presente invención, el BOG generado durante el transporte de la carga (es decir, el LNG) en el portador de LNG puede usarse como el combustible del motor, o puede volverse a licuar, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, una cantidad del BOG consumido en la GCU o similares puede reducirse o eliminarse. Además, el BOG puede tratarse por relicuefacción, sin necesidad de instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados, tales como el nitrógeno.

Incluso cuando se aplica el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la quinta realización de la presente invención a las plantas (FPSO LNG, FSRU LNG, BMPP, y similares), así como a los buques (portador de LNG, RV LNG, y similares), el BOG generado a partir del tanque de carga que almacena el LNG puede usarse como el combustible del motor (incluyendo motores para generar energía así como motores para la propulsión) o puede volverse a licuar, reduciendo o eliminando de este modo los residuos innecesarios del BOG.

Además, en el sistema y el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la quinta realización de la presente invención, ya que no es necesario instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados (es decir, el ciclo de refrigeración de refrigerante-nitrógeno, el 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 funcionamiento para configurar todo el sistema.

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.

El sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la figura 13 de acuerdo con la sexta realización de la presente invención está configurado integrando el sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado de la figura 1 de acuerdo con la primera realización (el sistema híbrido que incluye la línea a través de la que el LNG se comprime por la bomba de alta presión 120 y se suministra como combustible al sistema de propulsión, y la línea a través de la que

el BOG se comprime por 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.

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

10 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, el motor MEGI) como un motor principal, y un motor DF (el generador DF: DFDG) como un submotor. En general, el motor principal se usa para la propulsión para navegar el buque, y el submotor se usa para la generación de energía para suministrar energía a diversos aparatos e instalaciones instalados en el buque. Sin embargo, la presente invención no se limita a los fines del motor principal y del submotor. Una pluralidad de motores principales y una pluralidad de submotores pueden instalarse.

15 El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente invención está configurado de tal manera que el gas natural almacenado en el tanque de carga 11 (es decir, el BOG del estado de gas y el LNG del estado líquido) puede suministrarse como combustible a los motores (es decir, el motor MEGI que sirve como el motor principal y el motor DF que sirve como el submotor).

20 Con el fin de suministrar el BOG del estado de gas como gas combustible, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente realización incluye una línea principal de suministro de BOG L1 que sirve como una línea de suministro de BOG para suministrar al motor principal con el BOG almacenado en el tanque de carga 11, y una sublínea de suministro de BOG L8 ramificada desde la línea principal de suministro de BOG L1 para suministrar al submotor con el BOG. La línea principal de suministro de BOG L1 tiene la misma configuración que la línea de
25 suministro de BOG L1 de la realización anterior. Sin embargo, en la descripción dada haciendo referencia a la figura 13, esta línea de suministro de BOG se denomina como la línea principal de suministro de BOG L1 con el fin de distinguirla de la línea de suministro de BOG para el motor DF (es decir, la sublínea de suministro de BOG L8). Además, la sublínea de suministro de BOG L8 tiene la misma configuración que la línea de rama de BOG L8 de la realización anterior. Sin embargo, en la descripción dada haciendo referencia a la figura 13, esta línea de suministro
30 de BOG se conoce como la sublínea de suministro de BOG L8 con el fin de distinguirla de la línea principal de suministro de BOG L1.

35 Con el fin de suministrar el LNG del estado líquido como gas combustible, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente realización incluye una línea principal de suministro de LNG L23 que sirve para suministrar al motor principal con el LNG almacenado en el tanque de carga 11, y una sublínea de suministro de LNG L24 ramificada de la línea principal de suministro de LNG L23 para suministrar al submotor con el LNG.

40 De acuerdo con la presente realización, un compresor 13 para comprimir el BOG se instala en la línea principal de suministro de BOG L1, y una bomba de alta presión 43 para comprimir el LNG se instala en la línea principal de suministro de LNG L23.

45 El NBOG generado en el tanque de carga 11 que almacena gas licuado y se descarga a través de la válvula de descarga de BOG 41 se transfiere a lo largo de la línea principal de suministro de BOG L1, se comprime en el compresor 13, y se suministra a continuación al motor de inyección de gas natural a alta presión, por ejemplo, el motor MEGI. El BOG se comprime a una alta presión de aproximadamente 150 a 400 bares por el compresor 13 y se suministra a continuación al motor de inyección de gas natural a alta presión.

50 El tanque de carga 11 tiene las paredes selladas y aisladas térmicamente con el fin de almacenar gas licuado tal como el LNG en un 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 con el fin de mantener la presión del BOG a un nivel apropiado.

55 El compresor 13 puede incluir uno o más cilindros de compresión 14 y uno o más enfriadores intermedios 15 para enfriar el BOG cuya temperatura se eleva. El compresor 13 puede estar configurado para comprimir el BOG a, por ejemplo, aproximadamente 400 bares. Aunque la figura 13 ilustra el compresor de múltiples etapas 13, que incluye cinco cilindros de compresión 14 y cinco enfriadores intermedios 15, el número de los cilindros de compresión y el número de los enfriadores intermedios puede cambiarse cuando sea necesario. Además, una pluralidad de cilindros de compresión pueden estar dispuestos dentro de un solo compresor, y una pluralidad de compresores pueden estar conectados en serie.

60 El BOG comprimido en el compresor 13 se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión a través de la línea 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 una cantidad de combustible necesaria para el motor de inyección de gas natural a alta presión.

65

La sublínea de suministro de BOG L8 para suministrar gas combustible al submotor (es decir, el motor DF) se ramifica desde la línea principal de suministro de BOG L1. Más específicamente, la sublínea de suministro de BOG L8 se ramifica desde la línea principal de suministro de BOG L1 de tal manera que el BOG puede ramificarse en el proceso de comprimirse en múltiples etapas en el compresor 13. Aunque la figura 13 ilustra que el BOG comprimido de 2 etapas se ramifica y una parte del BOG se suministra al submotor a través de la sublínea de suministro de BOG L8, esto es simplemente a modo de ejemplo. El sistema también puede configurarse de tal manera que el BOG comprimido de 1 etapa o el BOG comprimido de 3 a 5 etapas se ramifica y a continuación se suministra al submotor a través de la sublínea de suministro de BOG. Como un ejemplo del compresor, puede usarse un compresor fabricado por la empresa Burckhardt. El compresor fabricado por la empresa Burckhardt incluye cinco cilindros. Se sabe que los tres cilindros de la etapa delantera se operan con un método lubricado libre de aceite y dos cilindros de la etapa trasera se operan con un método lubricado con aceite. Por lo tanto, en el caso donde el compresor fabricado por la empresa Burckhardt se usa como el compresor 13 para comprimir el BOG, el BOG necesita transferirse a través de un filtro de aceite cuando el BOG se ramifica en 4 etapas o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso en que el filtro de aceite no necesita usarse cuando el BOG se ramifica en 3 etapas o menos del compresor.

La presión necesaria del motor DF (por ejemplo, el DFDG) que sirve cuando la del submotor es menor que la del motor MEGI. Por lo tanto, cuando el BOG comprimido a una alta presión se ramifica en el extremo trasero del compresor 13, es ineficaz debido a que la presión del BOG debe bajarse de nuevo y a continuación suministrarse al submotor.

Como se ha descrito anteriormente, si el LNG se calienta, el componente de metano que tiene una temperatura relativamente baja de licuefacción se vaporiza preferentemente. Por lo tanto, ya que un contenido de metano del BOG es alto, el BOG puede suministrarse directamente como combustible al motor DF. Por lo tanto, no necesitan instalarse aparatos separados para ajustar el número de metano en la línea principal de suministro de BOG y en la sublínea de suministro de BOG.

Mientras tanto, cuando se espera que el BOG excedente se genere debido a que una cantidad del BOG generado a partir del tanque de carga 11 es mayor que una cantidad de combustible necesaria para el motor principal y el submotor, el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención puede volver a licuar el BOG y devolver el BOG vuelto a licuar al tanque de carga.

Cuando se genera BOG sobre la capacidad de relicuefacción, el BOG que se ha comprimido o que se comprime etapa a etapa en el compresor 13 puede ramificarse a través de la línea de rama de BOG L7 y usarse en el medio de consumo de BOG. Ejemplos del medio de consumo de 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 baja que el motor MEGI como combustible. Como se ilustra en la figura 13, la línea de rama de BOG L7 puede ramificarse desde la sublínea de suministro de BOG L8.

Ya que el proceso en el que al menos una parte del BOG comprimido en el compresor 13 y a continuación suministrado al motor de inyección de gas natural a alta presión a través de la línea de suministro de BOG L1 se trata a través de la línea de retorno de BOG L3, es decir, vuelto a licuar y devuelto al tanque de carga 11 es idéntico al descrito haciendo referencia a la figura 2, se omitirá una descripción detallada del mismo.

Aunque la figura 13 ilustra el ejemplo en el que la línea de retorno de BOG L3 para suministrar el BOG comprimido al intercambiador de calor 21 se ramifica en el extremo trasero del compresor 13, la línea de retorno de BOG L3 puede instalarse para ramificar el BOG que se comprime etapa a etapa en el compresor 13, al igual que la línea de rama de BOG L7 descrita anteriormente y la sublínea de suministro de BOG L8 que sirve como la línea de rama de BOG. La figura 3 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido de 2 etapas se ramifica por dos cilindros, y la figura 4 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido de 3 etapas se ramifica por tres cilindros. En este momento, la presión del BOG ramificado de la etapa intermedia del compresor 13 puede ser de aproximadamente de 6 a 10 bares.

En particular, en el caso de usar un compresor (fabricado por Burckhardt) que incluya cinco cilindros en el que tres cilindros de la etapa delantera se operan con un método lubricado libre de aceite y dos cilindros de la etapa trasera se operan con un método lubricado con aceite, el BOG necesita transferirse mientras que pasa a través de un filtro de aceite cuando el BOG se ramifica en la etapa trasera o en 4 etapas o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso en que no es necesario usar el filtro de aceite cuando el BOG se ramifica en 3 etapas o menos del compresor.

Una bomba de descarga 12 y una bomba de alta presión 43 están instaladas en la línea principal de suministro de LNG L23. La bomba de descarga 12 está instalada en el interior del tanque de carga 11 y configurada para descargar el LNG en el exterior del tanque de carga 11. La bomba de alta presión 43 está configurada para comprimir secundariamente el LNG, que se comprime principalmente en la bomba de descarga 12, a una presión necesaria para el motor MEGI. 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, una pluralidad de bombas de alta pueden conectarse en

paralelo cuando sea necesario.

Como se ha descrito anteriormente, la presión del gas combustible necesario para el motor MEGI es una alta presión de aproximadamente de 150 a 400 bares (presión absoluta). En esta memoria descriptiva, debería considerarse que la expresión "alta presión" como se usa en el presente documento se refiere a una presión necesaria para el motor MEGI, por ejemplo, una presión de aproximadamente 150 a 400 bares (presión absoluta).

El LNG descargado del tanque de carga 11 que almacena gas licuado a través de la bomba de descarga 12 se transfiere a lo largo de la línea principal de suministro de LNG L23 y se suministra a continuación a la bomba de alta presión 43. A continuación, el LNG se comprime a una alta presión en la bomba de alta presión 43, se suministra al vaporizador 44, y se vaporiza en el vaporizador 44. El LNG vaporizado se suministra como combustible al motor de inyección de gas natural a alta presión, es decir, el motor MEGI. Ya que la presión necesaria para el motor MEGI está en un estado supercrítico, el LNG comprimido a la alta presión está en un estado que no es ni gas ni líquido. Por lo tanto, debería considerarse que la expresión "vaporizar el LNG comprimido a la alta presión en el vaporizador 44" significa elevar la temperatura del LNG que está en el estado supercrítico hasta una temperatura necesaria para el motor MEGI.

La sublínea de suministro de LNG L24 para suministrar gas combustible al submotor (es decir, el motor DF) se ramifica desde la línea principal de suministro de LNG L23. Más específicamente, la sublínea de suministro de LNG L24 se ramifica desde la línea principal de suministro de LNG L23 de tal manera que el LNG puede ramificarse antes de que se comprima en la bomba de alta presión 43.

Mientras tanto, en la figura 13, la sublínea de suministro de LNG L24 se ilustra como ramificada desde la línea principal de suministro de LNG L23 en el lado corriente arriba de la bomba de alta presión 43. Sin embargo, de acuerdo con la modificación, la sublínea de suministro de LNG L24 puede ramificarse de la línea principal de suministro de LNG L23 en el lado corriente abajo de la bomba de alta presión 43. Sin embargo, en el caso donde la línea de suministro de LNG L24 se ramifica desde el lado corriente abajo de la bomba de alta presión 43, ya que la presión del LNG se ha elevado por la bomba de alta presión 43, es necesario bajar la presión del LNG a la presión necesaria para el submotor mediante el medio de descompresión antes de suministrar el LNG al submotor como combustible. Al igual que la realización ilustrada en la figura 13, es ventajoso en que no necesita instalarse el medio de descompresión adicional cuando la sublínea de suministro de LNG L24 se ramifica en el lado corriente arriba de la bomba de alta presión 43.

Un vaporizador 45, un separador de gas-líquido 46, y un calentador 47 están instalados en la sublínea de suministro de LNG L24 con el fin de ajustar el número de metano y la temperatura del LNG suministrado como combustible para el valor necesario en el motor DF.

Como se ha descrito anteriormente, ya que el contenido de metano del LNG es relativamente menor que el del BOG, el número de metano del LNG es menor que el número de metano necesario en el motor DF. Las proporciones de los componentes de hidrocarburos (metano, etano, propano, butano, y similares) que constituyen el LNG son diferentes de acuerdo con las zonas de producción. Por lo tanto, no es adecuado vaporizar el LNG tal como está y a continuación suministrar el LNG vaporizado al motor DF como combustible.

Con el fin de ajustar el número de metano, el LNG se calienta y se vaporiza parcialmente en el vaporizador 45. El gas combustible parcialmente vaporizado a un estado en el que se mezclan el estado de gas (es decir, gas natural) y el estado líquido (es decir, LNG) se suministra al separador de gas-líquido 46 y se separa en gas y líquido. Ya que la temperatura de vaporización del componente de hidrocarburo pesado (HHC) que tiene un alto valor calorífico es relativamente alta, una relación del componente de HHC se aumenta relativamente en el LNG del estado líquido que queda sin vaporizarse en el BOG parcialmente vaporizado. Por lo tanto, el número 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.

Con el fin de obtener el número de metano apropiado, la temperatura de calentamiento en el vaporizador 45 puede ajustarse considerando la relación del componente de hidrocarburo incluido en el LNG, el número de metano necesario en el motor, y similares. La temperatura de calentamiento en el vaporizador 45 puede determinarse en el intervalo de -80 °C a -120 °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 línea de retorno de líquido-componente L25. La línea de retorno de BOG L3 y la línea de retorno de líquido-componente L25 pueden extenderse al tanque de carga 11 después de unirse entre sí.

El gas combustible, cuyo número de metano se ajusta, se suministra al calentador 47 a través de la sublínea de suministro de LNG L24, se calienta adicionalmente a una temperatura necesaria en el submotor, y se suministra a continuación como combustible al submotor. Por ejemplo, cuando el submotor es el DFDG, el número de metano necesario es en general 80 o más. Por ejemplo, en el caso del LNG general (normalmente, metano: 89,6 %, nitrógeno: 0,6 %), el número de metano antes de separar el componente de HHC es 71,3, y un valor de calentamiento inferior (LHV) en ese momento es 48872,8 kJ/kg (a 1 atm, vapor saturado). Cuando el componente de

ES 2 661 681 T3

HHC se elimina comprimiendo el LNG general a 7 bares y calentándolo a -120 °C, el número de metano aumenta a 95,5 y el LHV en ese momento es 49265,6 kJ/kg.

5 De acuerdo con la presente realización, existen dos pasos a través de los que se suministra el gas combustible a los motores (el motor principal y el submotor). Es decir, el gas combustible puede suministrarse a los motores después de haberse comprimido a través del compresor 13, o puede suministrarse a los motores después de haberse comprimido a través de la bomba de alta presión 43.

10 En particular, un buque, tal como el portador de LNG o RV LNG, se usa para transportar el LNG desde un área de producción a un consumidor. Por lo tanto, cuando se navega de la zona de producción, el buque navega en una condición de carga en la que el LNG se ha cargado completamente en el tanque de carga. Al volver a la zona de producción después de la descarga del LNG, el buque navega en una condición de lastre en la que el tanque de carga está casi vacío. En la condición cargada, se genera una gran cantidad de BOG debido a que una cantidad de LNG es relativamente grande. En la condición de lastre, se genera una cantidad relativamente pequeña de BOG
15 debido a que la cantidad de LNG es pequeña.

Aunque hay una diferencia de acuerdo con la capacidad del tanque de carga, la temperatura exterior, y similares, una cantidad del BOG generado cuando la capacidad del depósito de carga de LNG es de aproximadamente 130000 a 350000 es de 3 a 4 ton/h en la condición cargada y es de 0,3 a 0,4 ton/h en la condición de lastre. Además, una cantidad de gas combustible necesario para los motores es de aproximadamente 1 a 4 ton/h (aproximadamente de 1,5 ton/h de media) en el caso del motor MEGI y de aproximadamente 0,5 ton/h en el caso del motor DF (DFDG). Mientras tanto, en los últimos años, ya que un porcentaje de evaporización (BOR) ha tendido a reducirse debido a la mejora en las prestaciones de aislamiento térmico del tanque de carga, ha tendido a reducirse la cantidad de generación de BOG.
20

25 Por lo tanto, en el caso donde tanto la línea de compresor (es decir, L1 y L8 en la figura 13) como la línea de bomba de alta presión (es decir, L23 y L24 en la figura 13) se proporcionan como el sistema de suministro de gas combustible de la presente realización, es preferible que se suministre el gas combustible a los motores a través de la línea de compresor en la condición cargada en la que se genera una gran cantidad de BOG, y se suministra el gas combustible a los motores a través de las líneas de bomba de alta presión en la condición de lastre en la que se genera una pequeña cantidad de BOG.
30

35 En general, la energía necesaria para que el compresor comprima el gas (BOG) hasta la alta presión de aproximadamente de 150 a 400 bares (presión absoluta) necesaria en el motor MEGI es considerablemente más que la energía necesaria para que la bomba comprima el líquido (LNG). El compresor para comprimir el gas a la alta presión es muy caro y ocupa un gran espacio. Por lo tanto, puede considerarse que el uso solo de la línea de bomba de alta presión sin ninguna línea de compresión es rentable. Por ejemplo, se consume una potencia de 2 MW para suministrar combustible al motor MEGI accionando un ajuste de compresor configurado con la múltiple etapa. Sin embargo, si se usa la bomba de alta presión, se consume una potencia de 100 kW. Sin embargo, cuando se suministra el gas combustible a los motores usando solo la línea de bomba de alta presión en la condición de carga, se requiere necesariamente un aparato de relicuefacción para volver a licuar el BOG con el fin de tratar el BOG generado continuamente en el tanque de carga. Al considerar la energía consumida en el aparato de relicuefacción, es ventajoso que estén instaladas tanto la línea de compresor como la línea de bomba de alta presión, el gas combustible se suministra a través de la línea de compresor en la condición cargada, y el gas combustible se suministra a través de la línea de bomba de alta presión en la condición de lastre.
40
45

Mientras tanto, como la condición de lastre, cuando una cantidad del BOG generado en el tanque de carga es menor que una cantidad del combustible necesario para el motor MEGI, puede ser eficaz ramificar el BOG a través de la sublínea de suministro de BOG L8 en el proceso de comprimirse en múltiples etapas y usar el BOG ramificado como el combustible del motor DF, sin comprimir el BOG en el compresor de múltiples etapas a la alta presión necesaria en el MEGI. Es decir, por ejemplo, si se suministra el BOG al motor DF a través de solo los cilindros de compresión de 2 etapas del compresor de 5 etapas, los cilindros de compresión de 3 etapas restantes funcionan en vacío. Se requiere una potencia de 2 MW cuando se comprime el BOG accionando la totalidad del compresor de 5 etapas. Se requiere una potencia de 600 kW cuando se usan los cilindros de compresión de 2 etapas y los cilindros de compresión de 3 etapas restantes de funcionamiento en vacío. Se requiere una potencia de 100 kW cuando se suministra el combustible al motor MEGI a través de la bomba de alta presión. Por lo tanto, como la condición de lastre, cuando una cantidad de generación del BOG es menor que una cantidad del combustible necesario para el motor MEGI, es ventajoso en términos de eficacia de energía consumir toda la cantidad del BOG en el motor DF o similares y suministrar el LNG como combustible a través de la bomba de alta presión.
50
55
60

65 Sin embargo, si es necesario, incluso cuando una cantidad de generación del BOG es menor que una cantidad de combustible necesario para el motor MEGI, el LNG puede vaporizarse de manera forzada y suministrarse tanto como una cantidad deficiente mientras que se suministra el BOG como combustible al motor MEGI a través del compresor. Mientras tanto, ya que una cantidad de generación del BOG es pequeña en la condición de lastre, el BOG no se descarga pero se acumula hasta que el tanque de carga alcanza una presión predeterminada, y se descarga y se suministra intermitentemente como combustible al motor DF o al motor MEGI, en lugar de descargar y

consumir el BOG cada vez que se genera el BOG.

En la condición de lastre, el motor del buque (el motor DF o el motor MEGI) puede suministrarse simultáneamente con el BOG comprimido por el compresor 13 y el LNG comprimido por la bomba de alta presión 43 como combustible. Además, en la condición de lastre, el motor del buque (el motor DF o el motor MEGI) puede suministrarse alternativamente con el BOG comprimido por el compresor 13 y el LNG comprimido por la bomba de alta presión 43 como combustible.

En el caso de un motor de baja presión, tal como una caldera, una turbina de gas o un motor DF de baja presión, que se suministra con un combustible de baja presión durante el funcionamiento, se ha desarrollado un sistema de suministro de combustible que usa el BOG generado en el tanque de almacenamiento como combustible en condiciones normales, y vaporiza de manera forzada el LNG y usa el LNG vaporizado como combustible junto con el BOG cuando una cantidad de BOG es menor que la cantidad necesaria de combustible. Un sistema de suministro de combustible de este tipo se limita a un caso donde solo se instala un motor de baja presión en un buque. El BOG generado de manera natural y el LNG vaporizado de manera forzada son diferentes en el valor de calentamiento y en el número de metano. Por lo tanto, en un caso donde el BOG y el LNG vaporizado de manera forzada se suministran a un motor de una manera mezclada, la potencia del motor cambia a medida que el componente del combustible, es decir, el valor de calentamiento, cambia continuamente. Esto hace que sea difícil operar el motor. En el caso de un buque de carga, tal como un portador de LNG, se genera una cantidad relativamente suficiente de BOG en una condición de carga en la que el buque de carga está completamente cargado con la carga en el viaje. Sin embargo, en una condición de lastre en la que el buque de carga está volviendo después de descargar la carga, una cantidad de BOG es deficiente y, por lo tanto, es necesario vaporizar de manera forzada el LNG. Por lo tanto, en la condición de lastre correspondiente a aproximadamente la mitad del período total de navegación, los problemas tales como un cambio en la potencia del motor ocurren continuamente.

Sin embargo, las realizaciones descritas anteriormente de la presente invención difieren significativamente del sistema de suministro de combustible montado solo con el motor de baja presión, en que están montados ambos motores de alta presión suministrados con el combustible a alta presión (por ejemplo, el motor MEGI, aproximadamente de 150 a 400 bares) y el motor de baja presión suministrado con el combustible a una baja presión (por ejemplo, el motor DF, aproximadamente de 6-10 bares).

Además, de acuerdo con la presente invención, cuando la cantidad de generación de BOG es menor que la cantidad de combustible necesaria en todo el motor, el BOG se suministra como combustible solo al motor de baja presión, o el LNG se suministra como combustible tanto al motor de alta presión como al de baja presión. Cuando se acumula una cantidad predeterminada de BOG en el tanque de almacenamiento, el BOG y el LNG se suministran alternativamente como combustible a los motores. Por lo tanto, es posible resolver el problema que se produce cuando el BOG y el LNG vaporizado de manera forzada se suministran a un motor de manera mezclada.

Sin embargo, de acuerdo con las realizaciones de la presente invención, es obvio que el BOG comprimido por el compresor 13 y el LNG comprimido por la bomba de alta presión 43 pueden suministrarse simultáneamente como combustible a un motor cuando sea necesario.

Además, en los buques donde no es fácil reparar y reemplazar equipos, se requieren instalaciones importantes para instalarse duplicadas en consideración de una emergencia (redundancia). Es decir, se requiere la redundancia de las instalaciones importantes de tal manera que las instalaciones extras sean capaces de realizar la misma función que la instalación principal, y se establece un equipo extra en un estado de espera durante el funcionamiento normal de la instalación principal y que se hará cargo de la función de la instalación principal cuando la instalación principal no funcione debido a un mal funcionamiento. Ejemplos de las instalaciones que requieren la redundancia pueden incluir instalaciones de rotación, por ejemplo, compresores o bombas.

Como tal, diversas instalaciones necesitan instalarse de manera redundante en el buque con el fin de satisfacer solo el requisito de redundancia, mientras que no se usan en días regulares. El sistema de suministro de gas combustible que usa dos líneas de compresión requiere mucho coste y espacio para la instalación del compresor. Cuando se usa el sistema de suministro de gas combustible, se consume mucha energía. El sistema de suministro de gas combustible que usa dos líneas de bomba de alta presión puede consumir mucha energía en el tratamiento (relieve) del BOG. Por otro lado, en el sistema de suministro de gas combustible de la presente invención en el que están instaladas tanto la línea de compresor como la línea de bomba de alta presión, incluso cuando se produce un problema en una de las líneas de suministro, el buque puede continuar navegando normalmente a través de otra línea de suministro. En el caso donde solo se instala una línea de compresión, se usan menos los compresores caros y un método de suministro de gas combustible óptimo puede seleccionarse y usarse apropiadamente de acuerdo con una cantidad de generación del BOG. Por lo tanto, es posible obtener un efecto adicional que puede ahorrar costes de operación así como el coste inicial de la construcción naval.

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 la carga (es decir, el LNG) en el portador de LNG puede usarse como el combustible del motor, o

puede volverse a licuar, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, una cantidad del BOG consumido en la GCU o similares puede reducirse o eliminarse. Además, el BOG puede tratarse por relicuefacción, sin necesidad de instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados, tales como el nitrógeno.

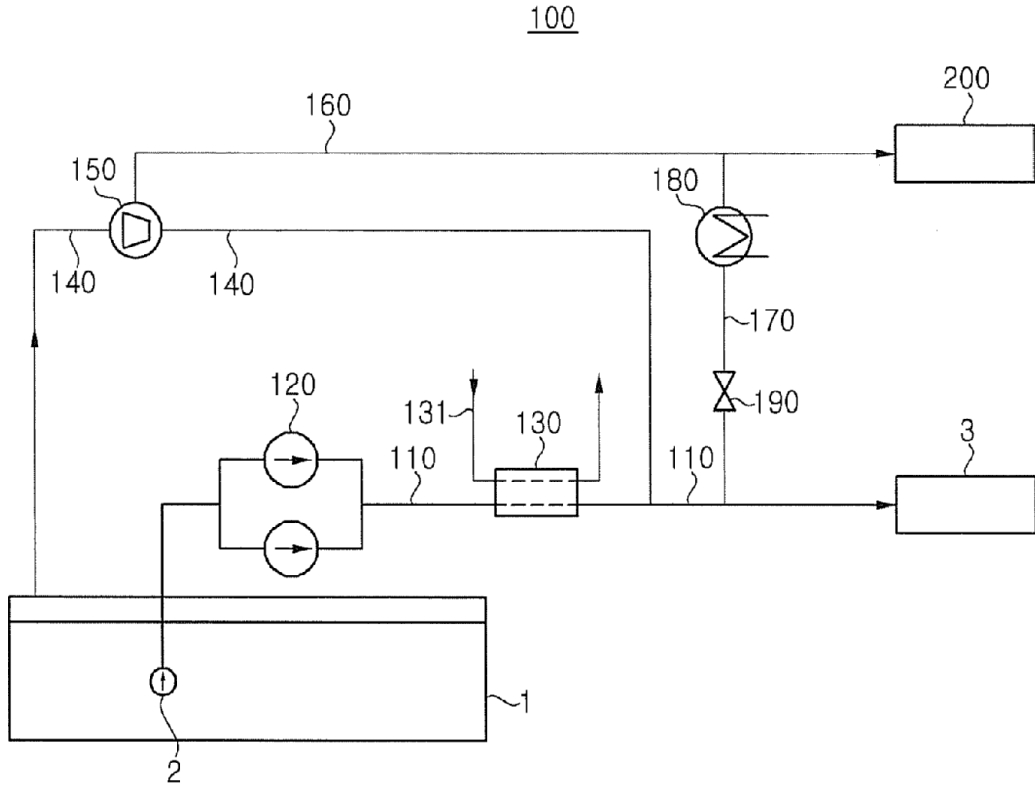
5 De acuerdo con la presente realización, a pesar de la reciente tendencia en la que se aumenta la cantidad de generación del BOG debido a la mayor capacidad del tanque de carga y se reduce una cantidad necesaria de combustible debido a la mejora del rendimiento del motor, el BOG restante después de usarse como el combustible del motor puede volverse licuar y devolverse al tanque de carga, evitando de este modo el desperdicio del BOG.

10 En particular, en el sistema y en el método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente realización, ya que no es necesario instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados (es decir, el ciclo de refrigeración de refrigerante-nitrógeno, el 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
15 ahorrar el coste de instalación inicial y el coste de funcionamiento para configurar todo el sistema.

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque, que incluye un tanque de carga (1; 11) que almacena gas natural licuado (LNG), y un motor principal (3) y un submotor (200) que usan el LNG almacenado en el tanque de carga como combustible, comprendiendo el sistema de tratamiento de gas licuado:
- una línea principal de suministro de gas de evaporación (BOG) (140; L1) configurada para comprimir el BOG generado en el tanque de carga por un compresor (150; 13) y suministrar el BOG comprimido al motor principal como combustible;
- 10 una sublínea de suministro de BOG (160; L7, L8) configurada para comprimir el BOG generado en el tanque de carga por un compresor (150; 13) y suministrar el BOG comprimido al submotor (200) como combustible;
- una línea principal de suministro de LNG (110; L23) configurada para comprimir el LNG almacenado en el tanque de carga por una bomba (2, 120; 12, 43) y suministrar el LNG comprimido al motor principal (3) como combustible; y
- 15 una sublínea de suministro de LNG (170; L24) configurada para comprimir el LNG almacenado en el tanque de carga por una bomba y suministrar el LNG comprimido al submotor como combustible,
- caracterizado por que** el BOG generado en el tanque de carga (1; 11) se comprime a 150-400 bares por el compresor (150; 13) en la línea de suministro principal de BOG (140; L1) y el LNG almacenado en el tanque de carga se comprime a 150-400 bares por la bomba en la línea principal de suministro de LNG (110; L23),
- 20 **por que** el BOG que no se suministra al motor principal y al submotor entre el BOG comprimido a 150-400 bares por el compresor (150; 13), se enfría en un intercambiador de calor (21) intercambiando calor con el BOG que se descarga del tanque de carga y a continuación se transfiere al compresor, y
- por que** el BOG enfriado en el intercambiador de calor (21) se descomprime mediante unos medios de descompresión (22; 52; 55).
- 25 2. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que la bomba incluye:
- una bomba de descarga (2; 12) instalada dentro del tanque de almacenamiento para descargar el LNG hacia el exterior del tanque de carga; y
- 30 una bomba de alta presión (120; 43) configurada para comprimir secundariamente el LNG, que se comprime principalmente en la bomba de descarga, a una presión necesaria para el motor principal.
3. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 2, en el que la sublínea de suministro de LNG (L24) está ramificada desde la línea principal de suministro de LNG (L23) en un lado corriente arriba de la bomba de alta presión (43).
- 35 4. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 3, en el que la sublínea de suministro de LNG (L24) incluye un separador de gas-líquido (46) configurado para separar un componente de hidrocarburo pesado del LNG con el fin de ajustar un número de metano del combustible a un valor necesario para el submotor.
- 40 5. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 4, en el que la sublínea de suministro de LNG (L24) incluye además un vaporizador (45) configurado para vaporizar parcialmente el LNG aplicando calor al LNG suministrado al separador de gas-líquido (46).
- 45 6. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 4, en el que la sublínea de suministro de LNG (L24) incluye además un calentador (47) configurado para ajustar la temperatura del combustible, cuyo número de metano se ajusta mediante el separador de gas-líquido, a un valor necesario para el submotor.
- 50 7. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el compresor (150; 13) incluye una pluralidad de cilindros de compresión (14).
8. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 7, que comprende además unos medios de consumo de BOG configurados para recibir y usar el BOG que se comprime mientras pasa a través de una parte de la pluralidad de cilindros de compresión (14) incluidos en el compresor (13).
- 55 9. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 7, en el que el BOG suministrado al submotor (200) es un BOG que se comprime mientras pasa a través de la totalidad o parte de la pluralidad de cilindros de compresión (14) incluidos en el compresor (13).
- 60 10. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, que comprende además un vaporizador que puede forzarse configurado para vaporizar de manera forzada el LNG almacenado en el tanque de carga y suministrar el LNG vaporizado de manera forzada al compresor.
- 65 11. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el motor principal es un motor MEGI y el submotor es un motor DF.

Fig. 1



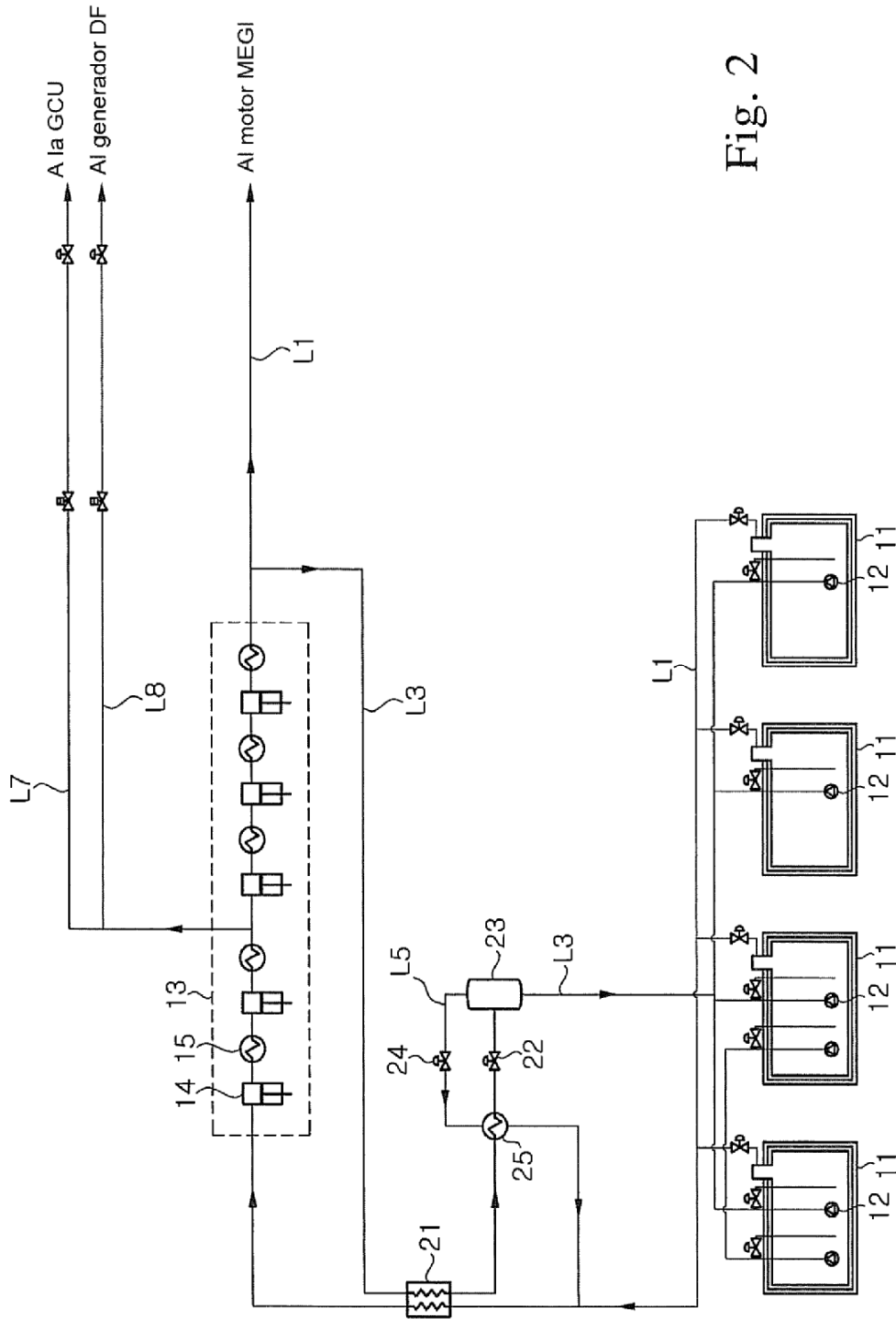


Fig. 2

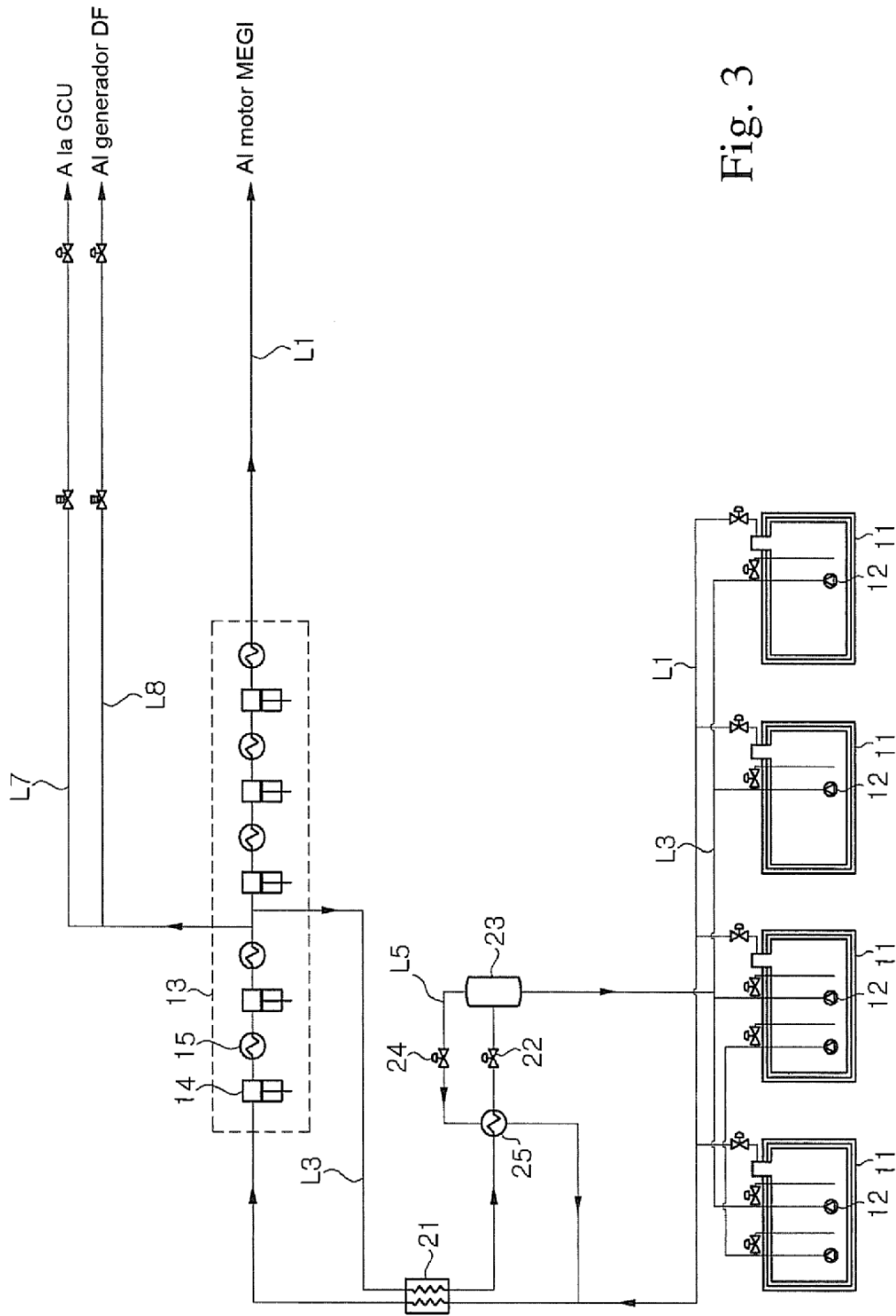


Fig. 3

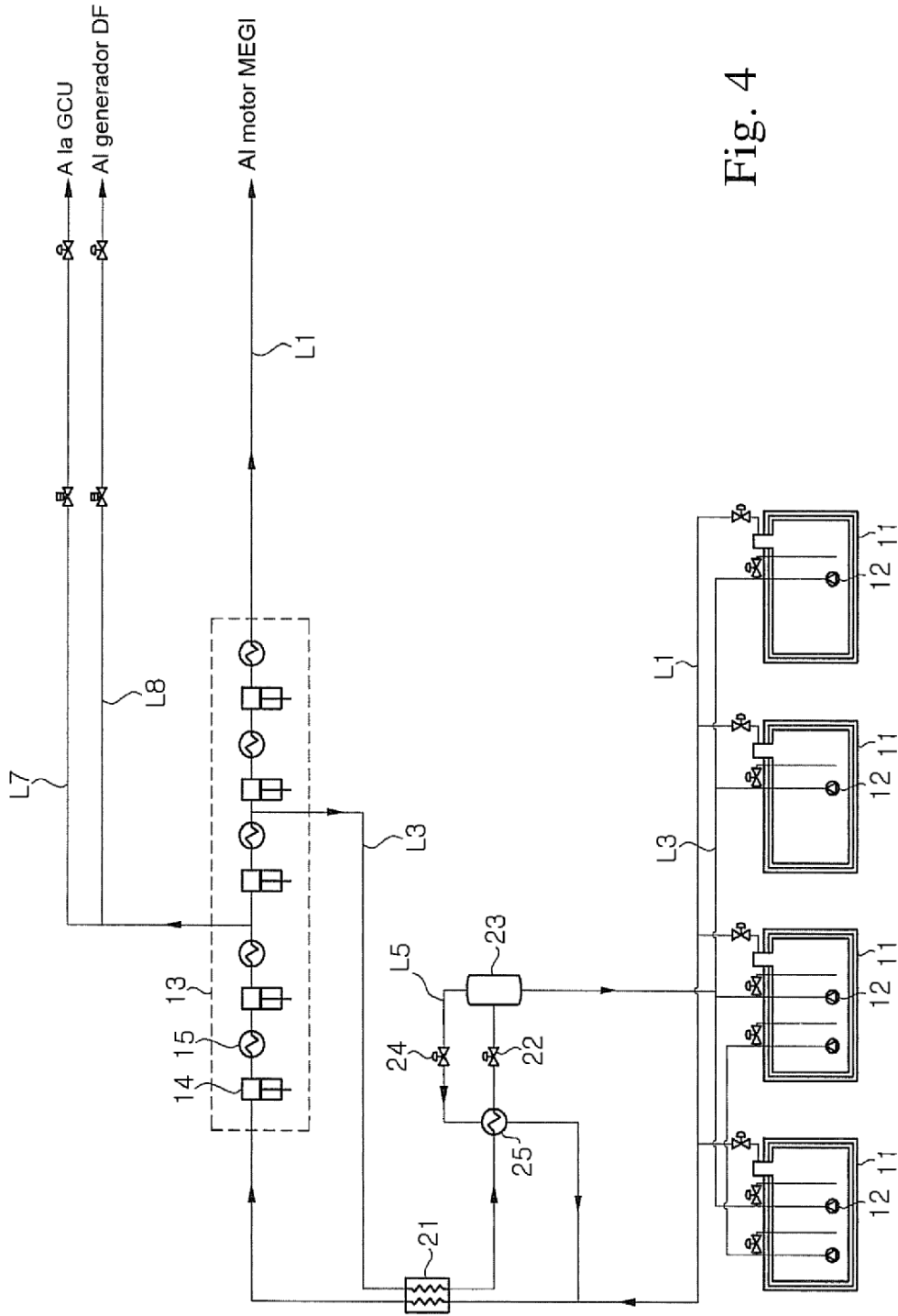


Fig. 4

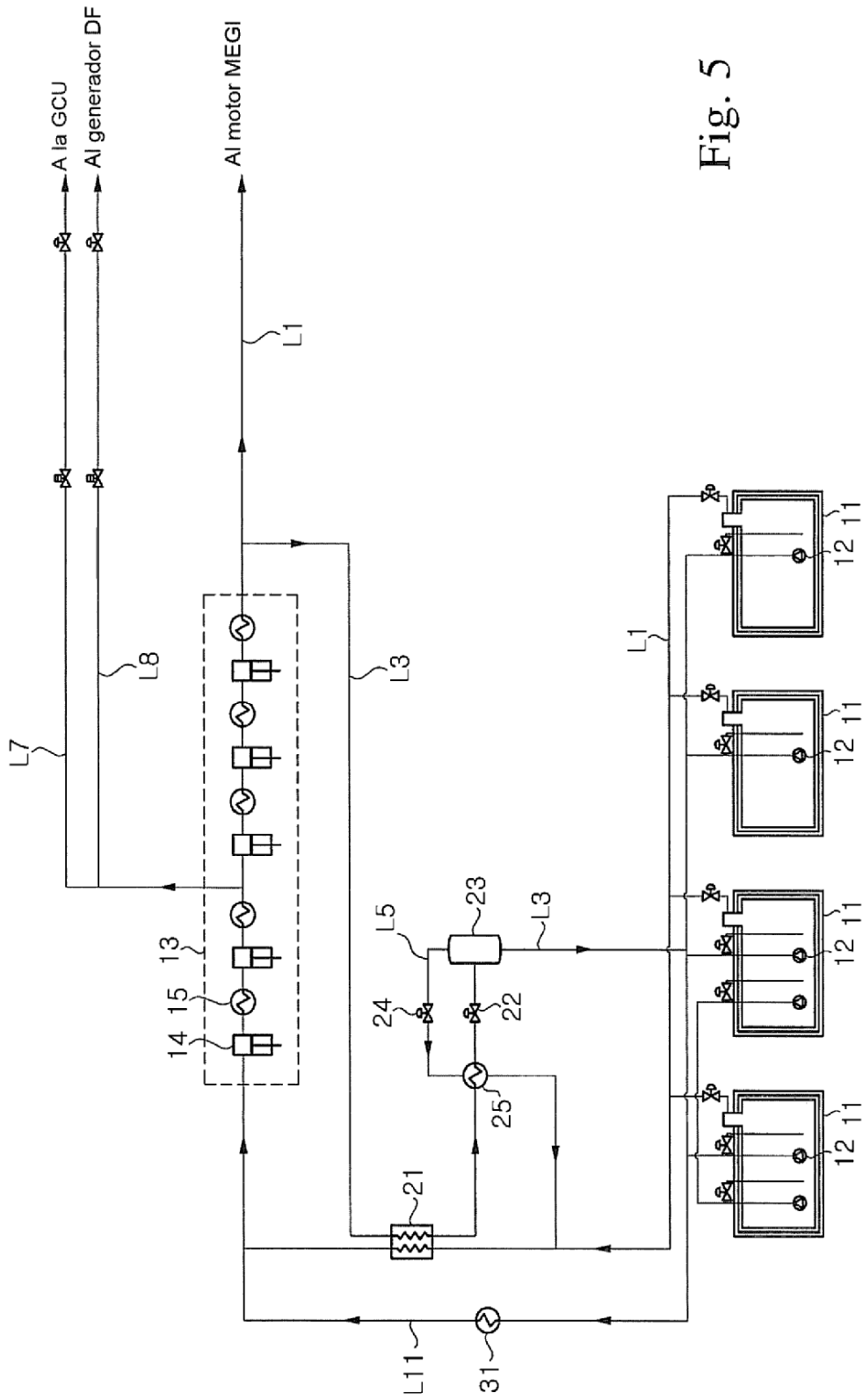


Fig. 5

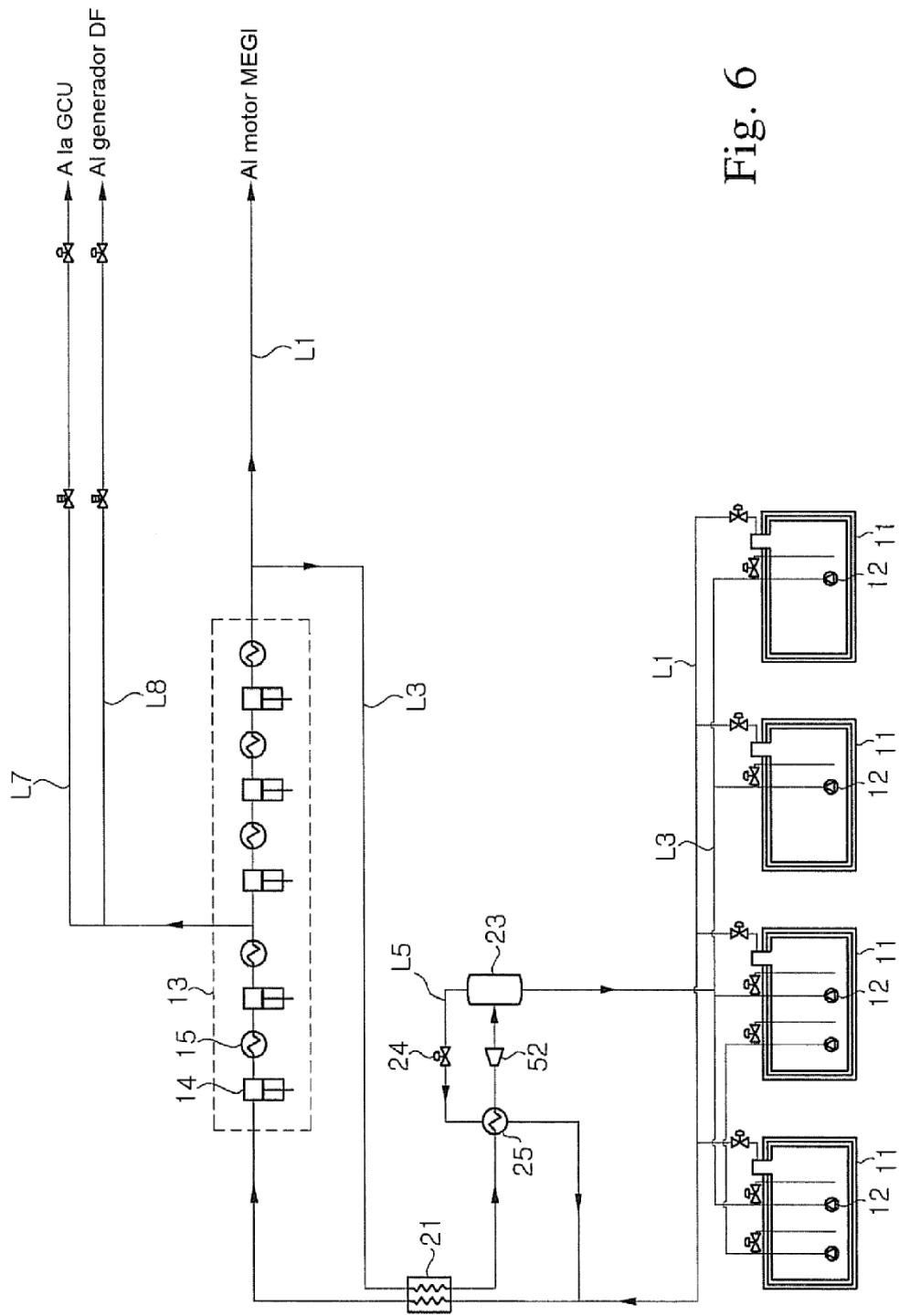


Fig. 6

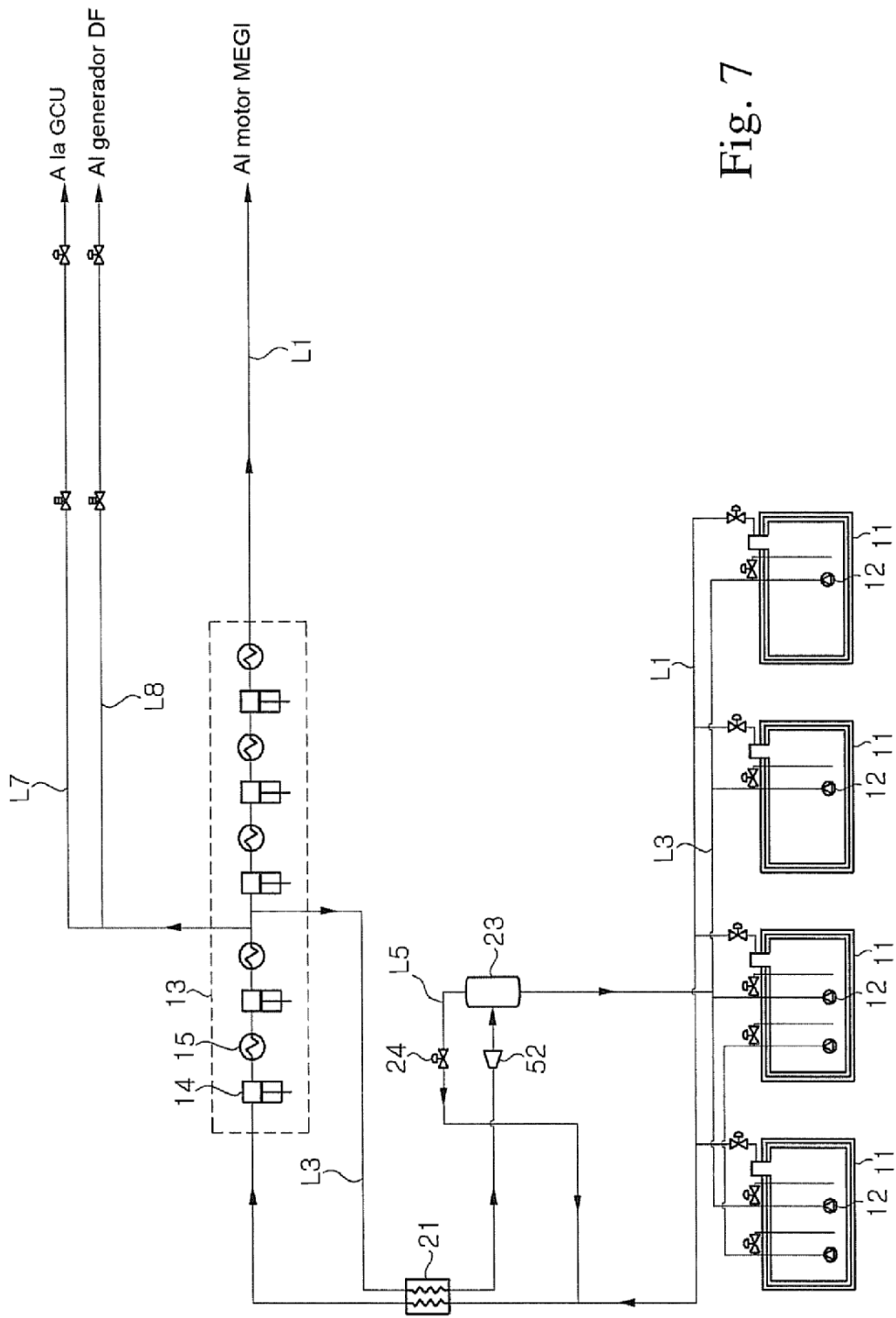


Fig. 7

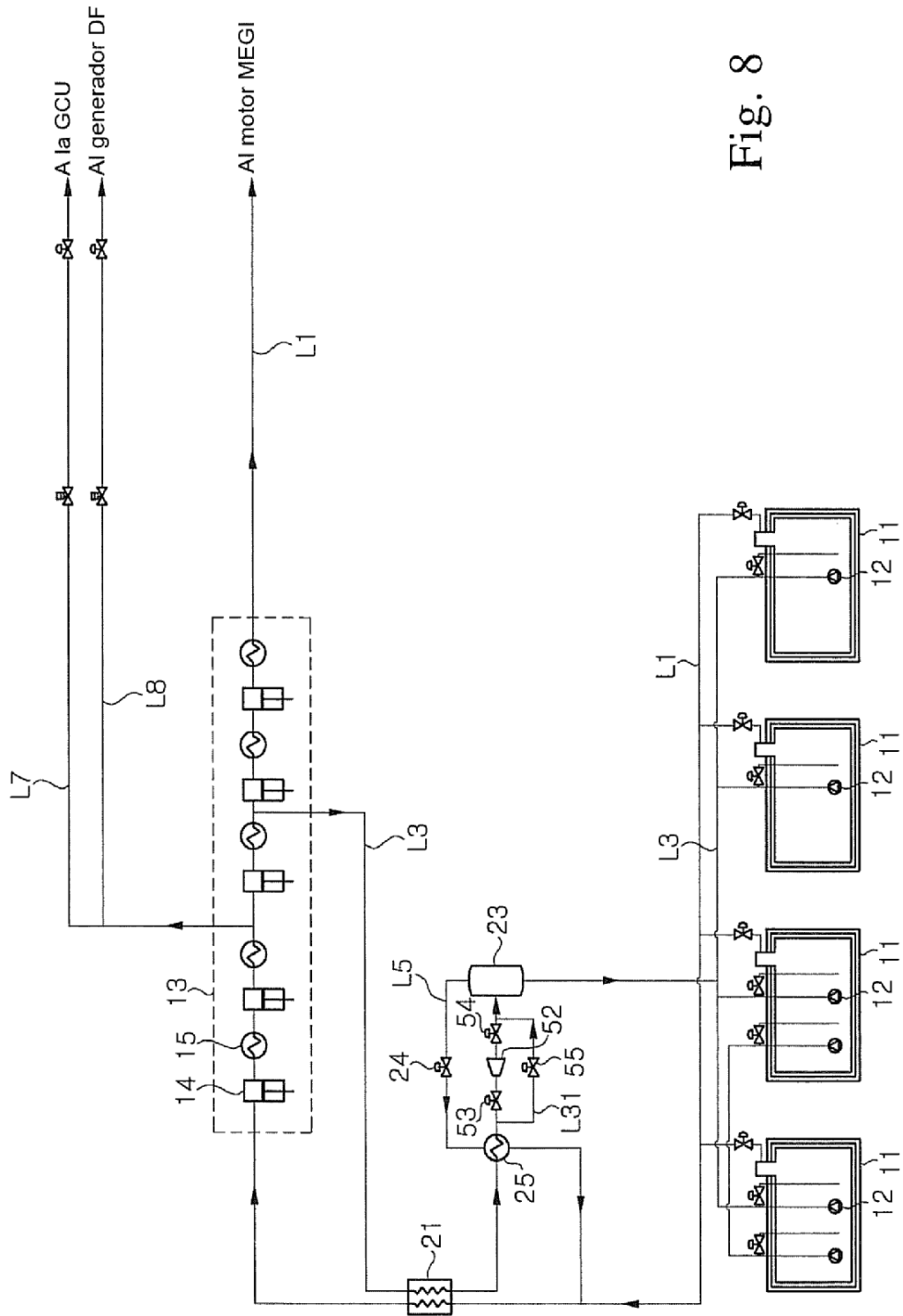


Fig. 8

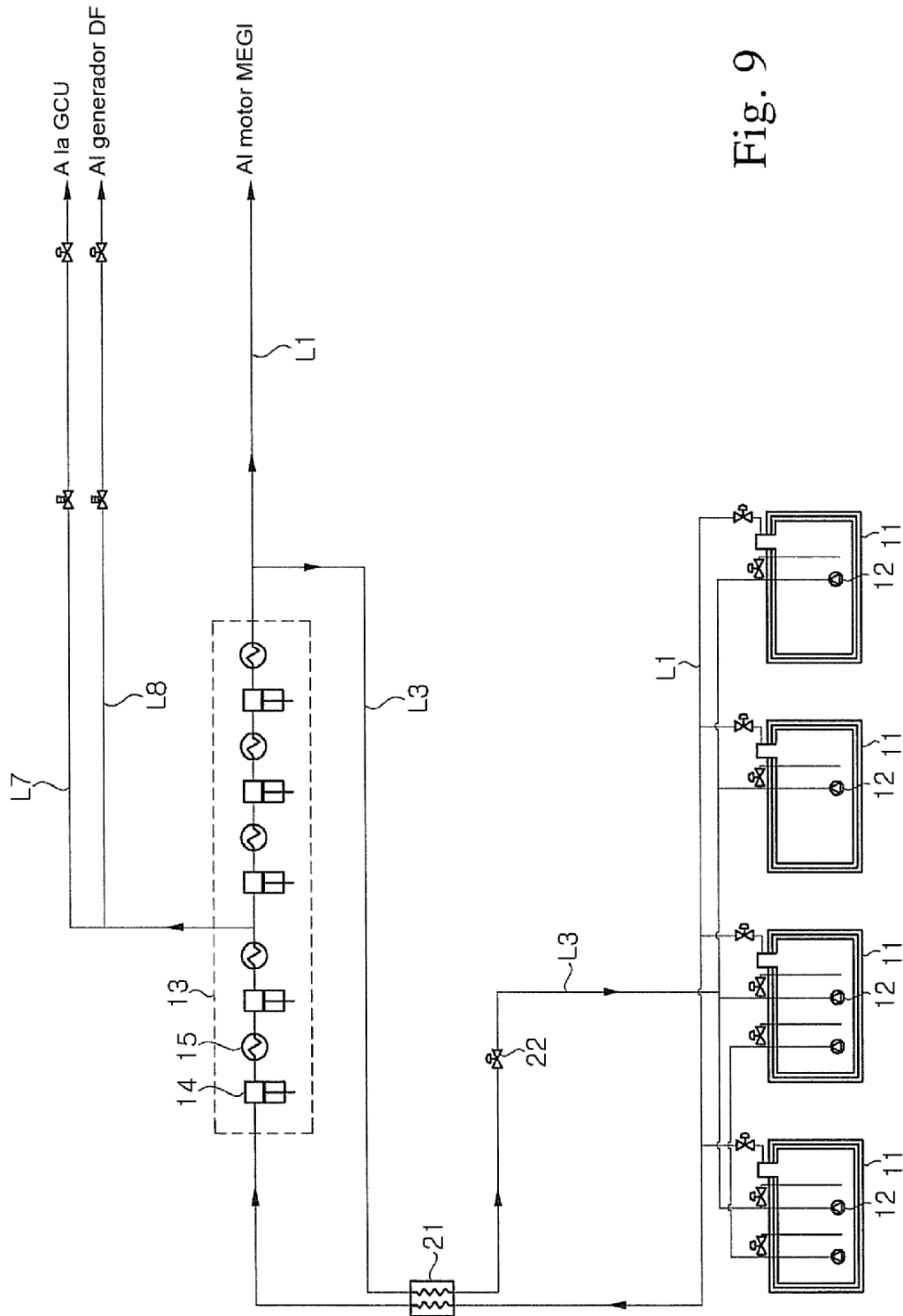


Fig. 9

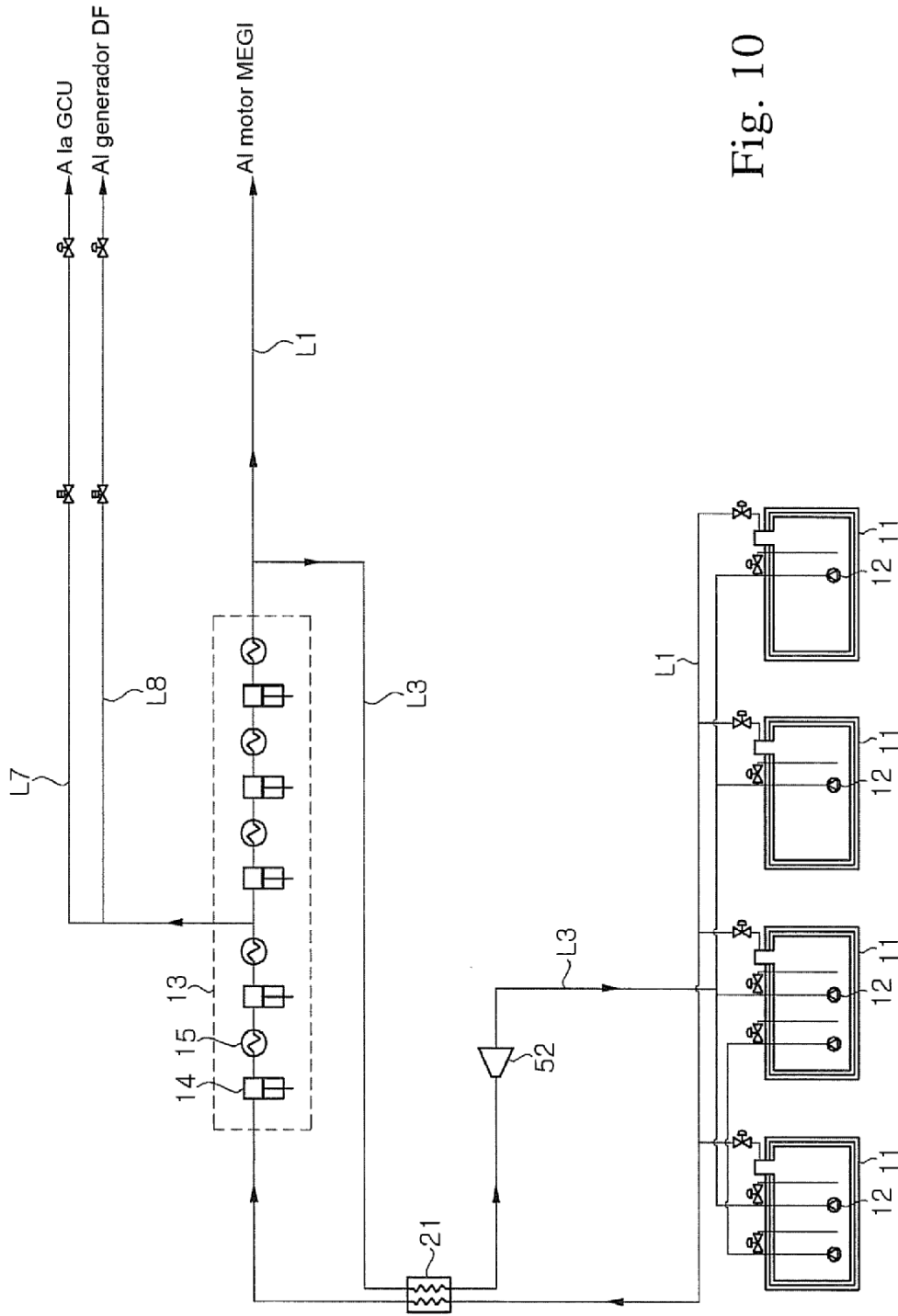


Fig. 10

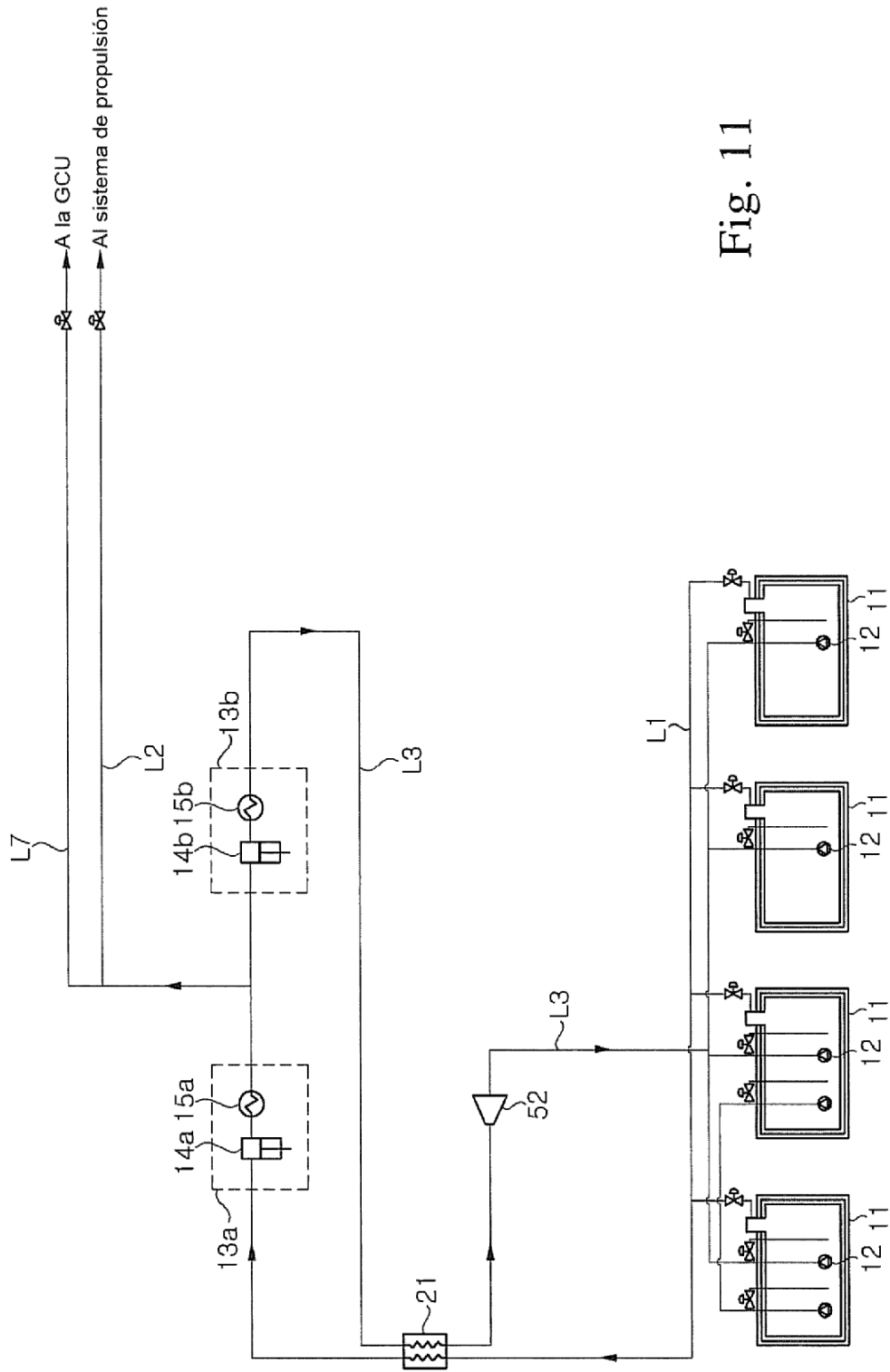


Fig. 11

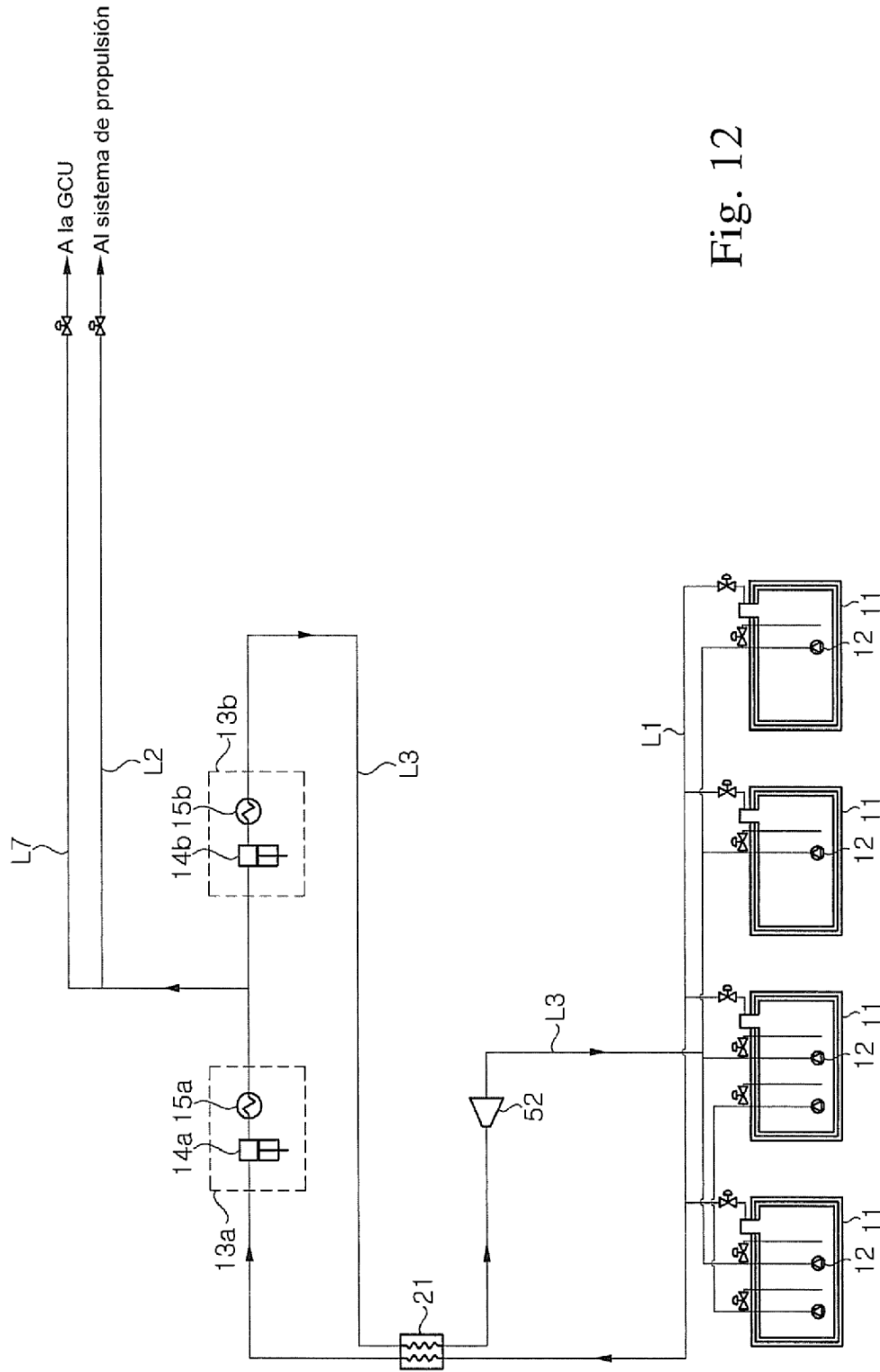


Fig. 12

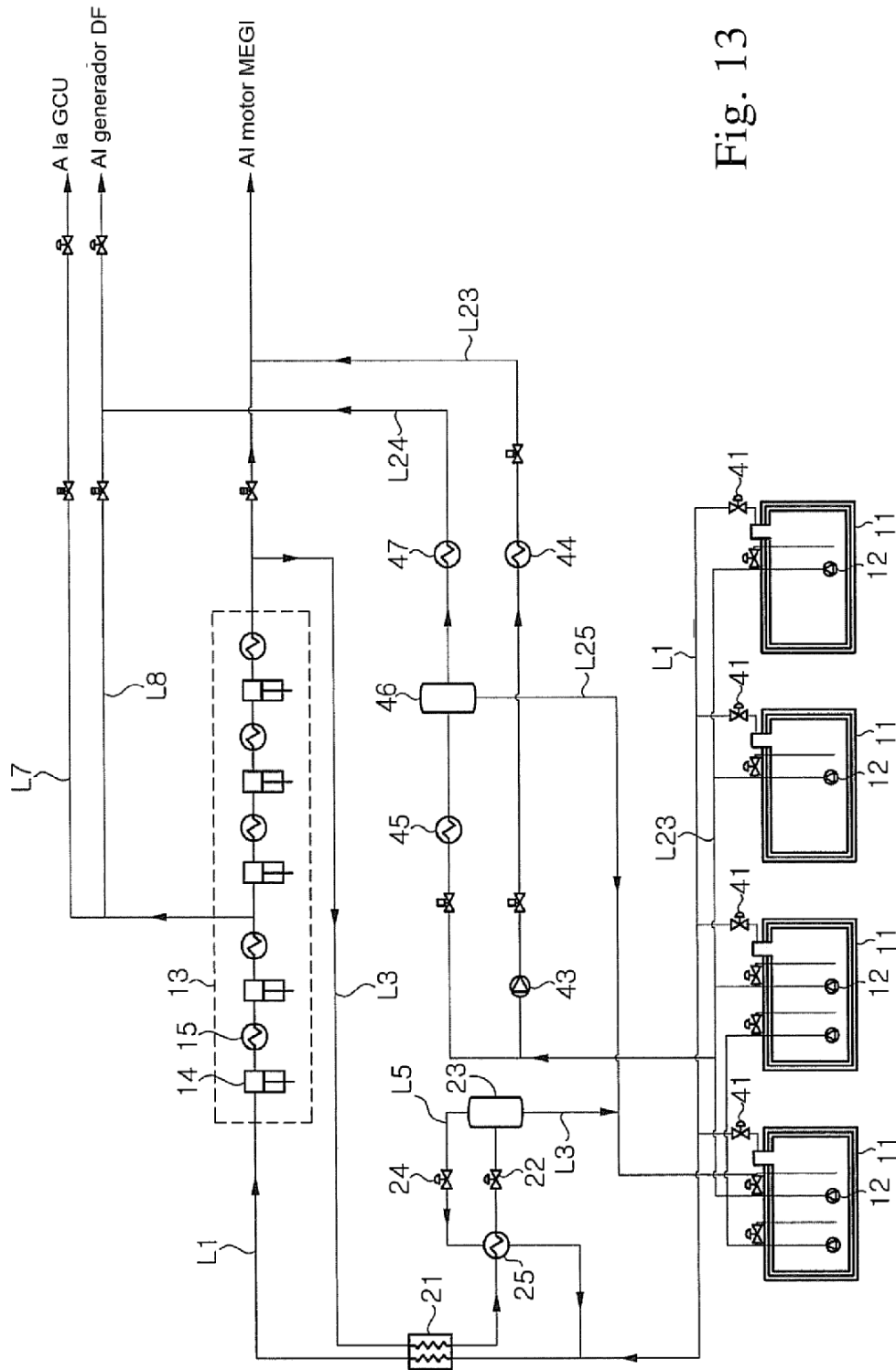


Fig. 13