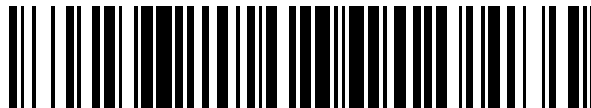


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 646 601**

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/KR2013/009542**

87 Fecha y número de publicación internacional: **01.05.2014 WO14065620**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **24.10.2013 E 13849580 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **09.08.2017 EP 2913512**

54 Título: **Método para procesamiento de 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:

14.12.2017

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;
KWON, SOON BEEN;
CHOI, DONG KYU;
MOON, YOUNG SIK;
KIM, DONG CHAN;
JUNG, JEHEON y
KIM, NAM SOO**

74 Agente/Representante:

VEIGA SERRANO, Mikel

ES 2 646 601 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

Método para procesamiento de gas licuado en un barco

5 Sector de la técnica

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

Estado de la técnica

10 Recientemente, el consumo de gas licuado, tal como gas natural licuado (LNG del inglés "Liquefied Natural Gas") o gas de petróleo licuado (LPG, del inglés "Liquefied Petroleum Gas"), ha estado creciendo rápidamente en todo el mundo. El gas licuado se transporta en un estado de gas a través de tuberías de gas terrestres o marítimas, o se transporta a un lugar de consumo remoto mientras se almacena en un estado licuado dentro de un transportador de gas licuado. El gas licuado, tal como LNG o LPG, se obtiene mediante el enfriamiento de gas natural o gas de petróleo a una temperatura criogénica (en el caso del LNG, de aproximadamente -163 °C). Dado 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 a larga distancia.

20 Un transportador de gas licuado tal como un transportador de LNG se diseña para cargar gas licuado, navegar a través del mar, y descargar el gas licuado en un lugar de consumo terrestre. Con este fin, el transportador de gas licuado incluye un tanque de almacenamiento (también denominado "tanque de carga") que puede soportar una temperatura criogénica del gas licuado. Un ejemplo de dicho sistema se muestra en el documento KR-10-2012-0107832. Ejemplos de estructuras marítimas provistas con un tanque de carga capaz de almacenar gas licuado criogénico pueden incluir buques tales como un transportador de gas licuado y un Buque de Regasificación de LNG (LNG RV, del inglés "LNG Regasification Vessel"), o estructuras tales como una Unidad de Flotante Regasificación y Almacenamiento de LNG (LNG FSRU, del inglés "LNG Floating Storage and Regasification Unit") y Producción, Almacenamiento y Descarga Flotante de LNG (LNG FPSO, del inglés "LNG Floating, Production, Storage and Offloading"), y una Planta de Generación Montada en Barcaza (BMPP, del inglés "Barge Mounted Power Plant").

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

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

45 Dado que la temperatura de licuefacción del gas natural es una temperatura criogénica de -163 °C a presión ambiente, es probable que el LNG se vaporice incluso cuando la temperatura del LNG sea ligeramente más alta que -163 °C a presión ambiente. En el caso de un transportador de LNG convencional, incluso aunque el tanque de carga de LNG está térmicamente aislado, se está transfiriendo continuamente calor del exterior al LNG. Por lo tanto, durante el transporte del LNG por el transportador de LNG, el LNG está continuamente vaporizándose dentro de un tanque de carga de LNG y se genera gas evaporado (de aquí en adelante denominado como BOG, del inglés "Boil-Off Gas") dentro del tanque de carga de LNG.

50 El gas natural generado puede incrementar la presión 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 de BOG.

55 Convencionalmente, para suprimir la generación de BOG dentro del tanque de carga del transportador de gas licuado, se han usado únicamente o en combinación un método de descarga del BOG desde el tanque de carga y quemado del BOG, un método de descarga del BOG desde el tanque de carga, relicuefacción del BOG a través de un aparato de relicuefacción, y devolución del BOG al tanque de carga, un método de uso del BOG como combustible para un motor de propulsión del buque, y un método de supresión de la generación de BOG mediante el mantenimiento de una presión interior de un tanque de carga a un alto nivel.

60 En el caso de un buque convencional equipado con un aparato de relicuefacción del BOG, el BOG dentro de un tanque de carga se descarga desde el tanque de carga y a continuación se licúa a través de un aparato de relicuefacción para mantener una presión del tanque de carga en un nivel apropiado. En este caso, el BOG se licúa a través del intercambio de calor con un refrigerante (por ejemplo, nitrógeno, mezcla de refrigerante, o similares) enfriado hasta una temperatura criogénica en el aparato de relicuefacción que incluye un ciclo de refrigeración, y el

BOG licuado se devuelve al tanque de carga.

5 En el caso de un transportador de LNG convencional equipado con un sistema de propulsión DFDE, el BOG se consume de tal manera que se suministra como combustible al DFDE después del tratamiento del BOG solamente mediante un compresor de BOG y calentamiento, sin emplazar la instalación de relicuefacción. Por lo tanto, cuando la cantidad de combustible necesario para un motor es más pequeña que una cantidad de generación de BOG, se presenta un problema en el que el BOG se quema en una unidad de combustión de gas (GCU, del inglés "Gas Combustion Unit") o se ventea a la atmósfera.

10 Incluso aunque un transportador de LNG convencional equipado con una instalación de relicuefacción y un motor diésel de baja velocidad puede tratar el BOG por medio de la instalación de relicuefacción, el control de todo el sistema es complicado debido a la complejidad de operación de la instalación de relicuefacción que usa gas nitrógeno, y consume una cantidad considerable de energía.

15 En consecuencia, existe una necesidad de una investigación y desarrollo continuo de sistemas y métodos para el tratamiento eficiente de gas licuado, incluyendo el BOG naturalmente generado desde el tanque de carga.

Objeto de la invención

20 Problema técnico

25 La presente invención se ha realizado en un esfuerzo para resolver los problemas anteriores y está dirigida a un sistema de tratamiento de gas licuado y a un método para un buque que incluye un tanque de carga de almacenamiento de 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, consiguiendo de ese modo un uso eficiente del gas licuado.

Solución técnica

30 De acuerdo con un aspecto de la presente invención, se proporciona un método de tratamiento de gas licuado para un buque, que se realiza mediante un sistema de tratamiento de gas licuado para el buque que incluye un tanque de carga de almacenamiento de gas natural licuado (LNG), y un motor principal y un motor secundario que usa el LNG almacenado en el tanque de carga como combustible, incluyendo el sistema del método de tratamiento de gas licuado una línea de compresores configurada para comprimir el BOG generado en el tanque de carga por un compresor y el suministro de BOG comprimido al motor principal y al motor secundario como combustible, y una línea de bombas configurada para comprimir el LNG almacenado en el tanque de carga mediante una bomba y el suministro del LNG comprimido al motor principal y al motor secundario como combustible, incluyendo el método de tratamiento de gas licuado: el suministro del BOG generado en el tanque de carga a al menos uno de entre el motor principal y el motor secundario como combustible a través de la línea de compresores en una condición en carga en la que una cantidad del LNG almacenado en el tanque de carga es mayor que una condición en lastre, en el que el BOG generado en el tanque de carga se comprime por un compresor a 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a)) en la línea de compresores y el LNG almacenado en el tanque de carga se comprime a 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a)) por la bomba de la línea de bombas, en el que el BOG, que no se suministra como combustible al motor principal y al motor secundario entre el BOG comprimido a 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a)) por el compresor, se enfría por un intercambiador de calor mediante el intercambio térmico con el BOG que se descarga desde el tanque de carga y a continuación se transfiere al compresor, y en el que el BOG enfriado en el intercambiador de calor se descomprime por un medio de descompresión.

50 En la condición en lastre, el LNG almacenado en el tanque de carga puede suministrarse como combustible al motor principal y al motor secundario a través de la línea de bombas.

En la condición en lastre, el BOG generado en el tanque de carga puede suministrarse como combustible a uno de entre el motor principal y el motor secundario a través de la línea de compresores.

55 En la condición en lastre, el BOG generado en el tanque de carga puede suministrarse como combustible al motor secundario través de la línea de compresores, y el LNG almacenado en el tanque de carga puede suministrarse como combustible al motor principal a través de la línea de bombas.

60 En la condición en lastre, el BOG generado en el tanque de carga puede suministrarse intermitentemente como combustible a al menos uno de entre el motor principal y el motor secundario a través de la línea de compresores, y cuando el BOG no se suministra a al menos uno de entre el motor principal y el motor secundario, el LNG almacenado en el tanque de carga puede suministrarse como combustible a al menos uno de entre el motor principal y el motor secundario a través de la línea de bombas.

65 En la condición en lastre, el BOG generado en el tanque de carga y el LNG almacenado en el tanque de carga pueden suministrarse simultáneamente como combustible al motor principal y al motor secundario.

El compresor puede incluir una pluralidad de cilindros de compresión, y el BOG generado en el tanque de carga puede descomprimirse por una parte de la pluralidad de cilindros de compresión y se suministra como combustible al motor secundario.

5 El BOG generado en el tanque de carga y el LNG vaporizado forzosamente puede suministrarse a y descomprimirse por el compresor y se suministra como combustible a al menos uno de entre el motor principal y el motor secundario.

10 Cuando el LNG almacenado en el tanque de carga se suministra al motor secundario, puede separarse un componente de hidrocarburo pesado del LNG de modo que se ajuste un número de metano del LNG a un valor necesario para el motor secundario.

15 El BOG, que no se suministra como combustible al motor principal y al motor secundario de entre el BOG comprimido por el compresor, puede licuarse mediante intercambio térmico con el BOG que se descarga desde el tanque de carga y se transfiere al compresor.

Efectos ventajosos

20 De acuerdo con la presente invención, todo el BOG generado durante el transporte de la carga (es decir, del LNG), en el transportador de LNG puede usarse como el combustible del motor, o puede volverse a licuar, devolverse al tanque de carga y almacenarse en él. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse la cantidad de BOG consumida por el GCU o similar. Adicionalmente, el BOG puede tratarse mediante relicuefacción, sin el uso de refrigerantes separados tales como nitrógeno.

25 Por lo tanto, de acuerdo con el sistema y método de tratamiento de gas licuado de la presente invención, el BOG generado desde el tanque de carga puede relicuarse sin instalar un aparato de relicuefacción que consumen una gran cantidad de energía y que requiere un coste de instalación inicial excesivo, ahorrando de ese modo la energía consumida en el aparato de relicuefacción.

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

35 Además, en el sistema y método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente invención, dado que es innecesario instalar los aparatos de relicuefacción que usan refrigerantes separados (es decir, ciclo de refrigeración nitrógeno-refrigerante, ciclo de refrigeración mezcla-refrigerante, o similares), no necesita instalarse por separado instalaciones para el suministro y almacenamiento de refrigerantes. En consecuencia, es posible ahorrar costes de instalación iniciales y costes de operación para la configuración de todo el sistema.

40 Además, de acuerdo con el sistema y método 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 mediante el expansor, la energía gastada puede reutilizarse debido a que puede generarse energía durante la expansión.

45 **Descripción de las figuras**

La FIG. 1 es un diagrama de configuración esquemático que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una primera realización de la presente invención.

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

Las FIGS. 3 y 4 son diagramas de configuración esquemáticos que ilustran sistemas de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con modificaciones de la segunda realización de la presente invención.

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

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

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

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

Las FIGS. 10 a 12 son diagramas de configuración esquemáticos que ilustran sistemas de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con modificaciones de la quinta realización de la presente invención.

65 La FIG. 13 es un diagrama de configuración esquemático 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

5 Se describirán a continuación en detalle realizaciones de ejemplo de la presente invención con referencia a los dibujos adjuntos. Esta realización se proporciona de modo que la presente divulgación será global y completa, y transmitirá completamente el alcance de la invención a los expertos en la materia. La invención puede, sin embargo, realizarse en muchas formas diferentes y no debería interpretarse como limitada a las realizaciones expuestas en el presente documento. A todo lo largo de los dibujos y de la descripción, se usarán números de referencia iguales para referirse a elementos iguales.

10 La Organización Marítima Internacional (IMO, "International Maritime Organization") regula la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx) y óxidos de azufre (SOx) entre los gases de escape de barcos y también trata de regular la emisión de dióxido de carbono (CO₂). En particular, el problema de la regulación de los óxidos de nitrógeno (NOx) y óxidos de azufre (SOx) fue puesto de relieve por el protocolo de Prevention of Marine Pollution from Ships (MARPOL) en 1997. Tras ocho largos años, el protocolo satisfizo los requisitos para ejecución y entró en vigor en mayo de 2005. Actualmente, la regulación está en vigor como una disposición obligatoria.

20 Por lo tanto, para cumplir con dicha disposición, se han introducido una variedad de métodos para reducir la emisión de los óxidos de nitrógeno (NOx). Como uno de estos métodos, se ha desarrollado y usado un motor de inyección de gas natural de alta presión para un transportador 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 %, compuestos de nitrógeno: 80 %, compuestos de azufre: 95 % o más). Por ello, el motor MEGI se considera como un motor de la siguiente generación medioambientalmente amigable.

25 Dicho motor MEGI puede instalarse en un buque tal como un transportador de LNG que transporte LNG mientras almacena el LNG en un tanque de almacenamiento capaz de soportar una temperatura criogénica. El término "buque" tal como se usa en el presente documento incluye un transportador de LNG, un LNG RV, y unas plantas marinas tales como un LNG FPSO y una LNG FSRU. En este caso, el motor MEGI usa gas natural como combustible y requiere una alta presión de aproximadamente 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a)) (presión absoluta) para suministro de gas, dependiendo de una carga del mismo.

30 El MEGI puede conectarse directamente al propulsor para propulsión. Con este fin, el motor MEGI está provisto con 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.

35 Además, para reducir la emisión de óxido de nitrógeno, se ha desarrollado y usado un motor DF (por ejemplo, DFDG: generador diésel de doble combustible) que usa una mezcla de aceite diésel y gas natural como combustible para propulsión o 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. Dado que el contenido de azufre es más pequeño que el del caso en el que solo se usa aceite como combustible, el contenido de óxidos de azufre es pequeño en el gas de escape.

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

50 Cuando se suministra gas natural como combustible, es innecesario cumplir con el número de metano en el caso del motor MEGI, pero es necesario cumplir con el número de metano en el caso del motor DF.

55 Si se calienta el LNG, el componente de metano que tiene una temperatura de licuefacción relativamente baja se vaporiza preferentemente. Por ello, dado que es alto el contenido de metano del BOG, el BOG puede suministrarse directamente como combustible al motor de DF. Sin embargo, dado que el contenido de metano del LNG es relativamente más bajo que el del BOG, el número de metano del LNG es más bajo que el número de metano requerido en el motor de DF. Las relaciones 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 de DF como combustible.

60 Para ajustar el número de metano, el componente de hidrocarburo pesado (HHC) que tiene un punto de la licuefacción más alto que el metano puede licuarse y retirarse mediante la vaporización forzosa del LNG y la disminución de la temperatura del LNG. Después de que se haya ajustado el número de metano, es posible calentar adicionalmente el gas natural cuyo número de metano está ajustado de acuerdo con la condición de temperatura requerida en el motor.

65

ES 2 646 601 T3

Posteriormente, se describirán en detalle configuraciones de operaciones y realizaciones preferidas de la presente invención con referencia a los dibujos adjuntos. Además, las siguientes realizaciones pueden modificarse en varias formas y no se pretende que limiten el alcance de la presente invención.

5 La FIG. 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 transportador de LNG equipado con un motor MEGI como un motor de propulsión principal (es decir, medios de propulsión que usen el LNG como combustible).

10 Con referencia a la FIG. 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 se configura para proporcionar un paso para la transferencia del LNG desde un tanque de carga 1 a un motor principal 3 como un sistema de propulsión. La línea de BOG 140 se configura para proporcionar un paso para la transferencia del 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 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 BOG al motor principal 3 como combustible a través de la línea de BOG 140 después de la compresión del BOG por un compresor de BOG 150, y suministra un excedente de BOG desde el compresor de BOG 150 a un sistema generador de gas inerte / unidad de combustión de gas integrado (IGG/GCU) 200.

Un motor MEGI utilizable como un motor principal 3 necesita alimentarse con combustible a una alta presión de aproximadamente 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a)) (presión absoluta). Por lo tanto, como la bomba de LNG 120 y el compresor de BOG 150 de acuerdo con la presente realización, se usa una bomba de alta presión y un compresor de alta presión que pueden comprimir 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 la impulsión 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 ella.

La bomba de LNG 120 se instala en la línea de suministro de combustible 110 para proporcionar una fuerza de bombeo necesaria para la transferencia del LNG. Como un ejemplo de la bomba de LNG 120, puede usarse una bomba de LNG de alta presión (HP). Como la presente realización, pueden instalarse en paralelo una pluralidad de bombas de LNG 120.

El vaporizador de LNG 130 se instala en un extremo posterior 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 mediante intercambio térmico con un medio de calentamiento que circula y se suministra a través de una línea de circulación 131 del medio de calentamiento. Como otro ejemplo, puede usarse una variedad de medios de calentamiento, incluyendo 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 una alta presión para vaporización del LNG. Entretanto, como un ejemplo del medio de calentamiento que circula y se suministra a través de la línea de circulación 131 del medio de calentamiento, puede usarse vapor generado en una caldera o similar.

La línea de BOG 140 proporciona un paso para la transferencia del BOG naturalmente generado desde el tanque de carga 1 al motor principal 3. Como en la presente realización, la línea de BOG 140 se conecta a la línea de suministro de combustible 110 para suministrar BOG al motor principal 3 como combustible. Alternativamente, la línea de BOG 140 puede proporcionar un paso para el suministro directamente de BOG al motor principal 3.

El compresor de BOG 150 se instala en la línea de BOG 140 para comprimir el BOG que pasa a través de la línea de BOG 140. Aunque solo se ilustra en la FIG. 1 un compresor de BOG 150, el sistema puede configurarse de modo que se conectan en paralelo dos compresores de BOG de la misma especificación de modo que satisfaga los requisitos de redundancia justamente como los sistemas de suministro de combustible generales. Sin embargo, como en la presente realización, cuando se instala un compresor de BOG 150 simple en una parte bifurcada de una línea de BOG excedente 160 en la línea de BOG 140, es posible obtener efectos adicionales de reducción de cargas en costes para la instalación del caro compresor de BOG 150 y cargas de mantenimiento.

La línea de BOG excedente 160 proporciona un paso para el suministro del 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 de DF, así como al sistema de IGG/GCU integrado 200.

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

65

Por su parte, la línea de BOG excedente 160 y la línea de suministro de combustible 110 pueden conectarse juntas mediante 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 puede usarse el LNG vaporizado como el combustible del sistema IGG/GCU integrado 200. Puede instalarse un calentador 180 en la línea de conexión 170 de modo que caliente al BOG o al LNG vaporizado que pasa a través de él, y puede instalarse una válvula de reducción de presión (PRV) 190 para reducir la presión excesiva mediante el ajuste de la presión provocada por el BOG o el LNG vaporizado. Entretanto, el calentador 180 puede ser un calentador de gas que use el calor de la combustión de gas. También, el calentador 180 puede usar una variedad de medios de calentamiento, incluyendo una unidad de circulación/suministro del medio de calentamiento que proporciona una fuente de calor para el calentamiento mediante la circulación del medio de calentamiento.

Se describirá a continuación la operación del sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la primera realización de la presente invención.

Cuando la presión en el interior del tanque de carga 1 es igual a o mayor que la presión consignada o se genera una gran cantidad de BOG, el BOG se comprime mediante 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 más baja que la presión consignada o se genera una cantidad de BOG pequeña, el LNG se transfiere y vaporiza mediante el accionamiento de la bomba de LNG 120 y el vaporizador de LNG 130 y se suministra a continuación como combustible al motor principal 3.

Por su lado, el excedente de BOG desde el compresor de BOG 150 se suministra al sistema IGG/GCU integrado 200 o al motor auxiliar tal como al motor de DF a través de la línea de BOG excedente 160. El BOG excedente se consume o usa para la generación de gas inerte para suministro al tanque de carga 1. Adicionalmente, el BOG excedente puede usarse como combustible del motor auxiliar o similar.

El sistema IGG/GCU integrado 200 alimentado con BOG puede consumir BOG generado continuamente desde el tanque de carga 1 por la combustión del BOG en el interior de un cuerpo principal 210 y puede, si es necesario, generar gas de combustión como gas inerte para el suministro al tanque de carga 1.

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

Aunque la FIG. 2 ilustra un ejemplo en el que el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención se aplica a un transportador de LNG equipado con un motor de inyección de gas natural a alta presión capaz de usar gas natural como combustible (es decir, medios de propulsión que usen el LNG como combustible), el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención también puede aplicarse a cualquier tipo de buques (transportador de LNG, LNG RV, y similares) y plantas marinas (LNG FPSO, LNG FSRU, BMPP, y similares), en los que se instala un tanque de carga de gas licuado.

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 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. El BOG se comprime a una alta presión de aproximadamente 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a)) por el compresor 13 y a continuación se suministra como combustible al motor de inyección de gas natural a alta presión, por ejemplo, el motor MEGI.

El tanque de carga 11 tiene paredes de sellado y de aislamiento térmico de modo que almacena gas licuado tal como LNG en un estado criogénico, pero no puede bloquear perfectamente la transferencia de calor desde el exterior. Por lo tanto, el gas licuado se vaporiza continuamente dentro del tanque de carga 11. Para mantener la presión del BOG a un nivel apropiado, el BOG se descarga desde el tanque de carga 11 a través de la línea de descarga de BOG.

Se instala una bomba de descarga 12 dentro del tanque de carga 11 de modo que descarga el LNG al exterior del tanque de carga cuando es necesario.

El compresor 13 puede incluir uno o más cilindros de compresión 14 y uno o más enfriadores intermedios 15 para el enfriamiento del BOG en el que se eleva la temperatura. El compresor 13 puede configurarse para comprimir el BOG hasta, por ejemplo, aproximadamente 40 MPa (absolutos) (400 bar(a)). Aunque la FIG. 2 ilustra el compresor multi-etapa 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 puede cambiarse cuando es necesario. Además, se puede disponer una pluralidad de cilindros de compresión dentro de un único compresor, y pueden conectarse en serie una pluralidad de compresores.

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

5 Además, de acuerdo con la 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, la primera corriente del BOG puede dividirse en una segunda corriente y una tercera corriente después de la compresión. La segunda corriente puede suministrarse como combustible al motor de inyección de gas natural a alta presión, y la tercera corriente puede licuarse y devolverse al tanque de carga.

10 En ese punto, se suministra la segunda corriente al motor de inyección de gas natural a alta presión a través de la línea de suministro de BOG L1. Cuando es 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 pasar a través de todos de una 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 bifurcación del BOG L8) conectada al motor de DF después del paso a través de una parte de la pluralidad de cilindros de compresión 14 incluidos en el compresor 13.

20 Se devuelve una tercera corriente al tanque de carga 11 a través de la línea de retorno de BOG L3. Se instala un intercambiador de calor 21 en la línea de retorno del BOG L3 de modo que enfríe y licúe la tercera corriente. En el intercambiador de calor 21, la tercera corriente del BOG comprimido intercambia calor con la primera corriente del BOG descargado desde el tanque de carga 11 y a continuación se suministra al compresor 13.

25 Dado que el caudal de la primera corriente de BOG antes de la compresión es mayor que el caudal de la tercera corriente, la tercera corriente del BOG comprimido puede licuarse mediante la recepción de energía de frío de la primera corriente del BOG antes de la compresión. De ese modo, en el intercambiador de calor 21, el BOG del estado a alta presión se enfría y licúa mediante el intercambio térmico entre el BOG a la temperatura criogénica inmediatamente después de ser descargado desde el tanque de carga 11 y el BOG del estado a alta presión comprimido en el compresor 13.

30 El LBOG enfriado en el intercambiador de calor 21 y licuado al menos parcialmente se descomprime mientras 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 de mezcla gas-líquido. El LBOG puede descomprimirse a aproximadamente la presión atmosférica (por ejemplo, descompresión desde 30 MPa (300 bar) a 300 kPa (3 bar)) mientras pasa a través de la válvula de expansión 22. El BOG licuado se separa en componentes gas y líquido en el separador 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 desde el 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 gas-líquido 23 y se conecta a un lado más hacia adelante que el intercambiador térmico 21 en la línea de suministro de BOG L1.

40 Para devolver con fluidez el BOG descomprimido al tanque de carga 11 y unir con fluidez 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 ser descomprimido por los medios de descompresión se fije para que sea más alta que la presión interior del tanque de carga 11.

45 Por conveniencia de 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 del BOG L1 debido a que el intercambio térmico se realiza realmente entre la primera corriente de BOG transferida a través de la línea de suministro de BOG L1 y la tercera corriente de BOG transferida a través de la línea de retorno de BOG L3.

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

60 Por conveniencia de la explicación, se ha descrito que el enfriador 25 se instala en la línea de recirculación de BOG L5, pero el enfriador 25 puede instalarse en la línea de retorno del BOG L3 debido a que el intercambio térmico se realiza realmente entre la tercera corriente de BOG transferida 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.

65 Aunque no se ilustra, de acuerdo con una modificación de la presente realización, el sistema puede configurarse de modo que se omita el enfriador 25. Si no se instala el enfriador 25, la eficiencia total del sistema puede disminuir

ligeramente. Sin embargo, pueden facilitarse la disposición de tuberías y la operación del sistema, y pueden reducirse el coste de instalación inicial y las tasas de mantenimiento.

5 Mientras tanto, cuando se espera que se genere BOG excedente debido a que la cantidad de BOG generado desde el tanque de carga 11 es mayor la cantidad de combustible necesario para el motor de inyección de gas natural a alta presión, el BOG que se ha comprimido o está siendo comprimido en etapas del compresor 13 se bifurca desde las líneas de bifurcación de BOG L7 y L8 y a continuación se usa en medios de consumo de BOG. Ejemplos de medios de consumo de BOG pueden incluir una GCU, un generador de DF (DFDG), y una turbina de gas, cada uno de los cuales puede usar como combustible gas natural que tenga una presión relativamente más baja que el motor MEGI. En la etapa media del compresor 13, la presión del BOG bifurcado a través de las líneas de bifurcación de BOG L7 y L8 puede ser de aproximadamente 600 kPa a 1 MPa (absolutos) (6 a 10 bar(a)).

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

20 Además, en el sistema y método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la realización de la presente invención, dado que es innecesario instalar los aparatos de relicuefacción que usan refrigerantes separados (es decir, ciclo de refrigeración nitrógeno-refrigerante, ciclo de refrigeración mezcla-refrigerante, o similares), no necesitan instalarse por separado instalaciones para suministro y almacenamiento de refrigerantes. En consecuencia, es posible ahorrar costes iniciales de instalación y costes de operación para la configuración de todo el sistema.

30 Aunque la FIG. 2 ilustra el ejemplo en el que la línea de retorno de BOG L3 para suministro del BOG comprimido al intercambiador de calor 21 se bifurca en el extremo posterior del compresor 13, la línea de retorno de BOG L3 puede instalarse para bifurcar el BOG que está comprimiéndose en etapas en el compresor 13, como las líneas de bifurcación de BOG L7 y L8 anteriormente descritas. La FIG. 3 ilustra una modificación en la que un BOG comprimido en la etapa 2 se bifurca tras dos cilindros, y la FIG. 4 ilustra una modificación en la que un BOG comprimido en la etapa 3 se bifurca tras tres cilindros. En ese punto, la presión en el BOG bifurcado desde la etapa media del compresor 13 puede ser de aproximadamente 600 kPa a 1 MPa (absolutos) (6 a 10 bar(a)).

35 En particular, en el caso de usar un compresor (fabricado por la compañía Burckhardt) que incluye cinco cilindros en el que tres cilindros de la etapa delantera funcionan con un método de lubricación libre de aceite y dos cilindros de la etapa posterior funcionan con un método de lubricación por aceite, necesita transferirse el BOG mientras pasa a través de un filtro de aceite cuando se bifurca el BOG en la etapa posterior o en la etapa 4 o mayor del compresor. Sin embargo, es ventajoso que no se necesite usar el filtro de aceite cuando se bifurca el BOG en la etapa 3 o menor del compresor.

La FIG. 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.

45 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 forzosa cuando una cantidad del BOG necesario para el motor MEGI o el generador de DF es mayor que la cantidad del BOG generado naturalmente en el tanque de carga 11. Posteriormente en el presente documento, solo se describirá con más detalle una diferencia respecto al sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización. Además, se asignarán los mismos números de referencia a los mismos elementos que aquellos de la segunda realización, y se omitirá una descripción detallada de los mismos.

55 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 a continuación se suministra al motor de inyección de gas natural a alta presión, por ejemplo, un motor MEGI, o el NBOG se suministra a un motor de DF (generador de DF) mientras que se comprime en múltiples etapas en el compresor 13 y se usa a continuación como combustible en el mismo.

60 Sin embargo, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la tercera realización incluye una línea de vaporización forzosa L11 de modo que el LNG almacenado en el tanque de carga 11 puede vaporizarse en un vaporizador forzoso 31 y suministrarse 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 el motor de DF es mayor que la cantidad de BOG generado naturalmente en el tanque de carga 11.

65

Quando la línea de vaporización forzosa L11 se proporciona como en la tercera realización, el combustible puede suministrarse establemente incluso cuando se genere una pequeña cantidad de BOG debido a que se almacena una pequeña cantidad de LNG en el tanque de carga 11, o la cantidad del BOG requerida como combustible en varios motores es menor que la cantidad del BOG generada naturalmente en el tanque de carga 11.

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

10 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 el 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 pasa a través del expansor 52 y se suministra a un separador gas-líquido 23 en un estado de mezcla gas-líquido. Posteriormente en el presente documento, solo se describirá con más detalle una diferencia respecto al sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización. Además, se asignarán los mismos números de referencia a los mismos elementos que aquellos de la segunda realización, y se omitirá una descripción detallada de los mismos.

15 El expansor 52 produce energía mientras expande el BOG licuado a alta presión a una baja presión. El LBOG puede descomprimirse a aproximadamente la presión atmosférica mientras pasa a través del expansor 52. El BOG licuado se separa en componentes gas y líquido en el separador 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 gas, es decir, el BOG, se descarga desde el 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 gas-líquido 23 y se conecta a un lado más aguas arriba que el intercambiador de calor 21 en la línea de suministro de BOG L1.

20 Puede instalarse adicionalmente otro medio de descompresión, por ejemplo una válvula de expansión 24, en la línea de recirculación de BOG L5. Por lo tanto, el componente de gas descargado desde el separador gas-líquido 23 puede descomprimirse mientras pasa a través de la válvula de expansión 24.

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

35 En la cuarta realización ilustrada en la FIG. 6, la línea de retorno de BOG L3 para el suministro de BOG comprimido al intercambiador de calor 21 se bifurca en el extremo posterior del compresor 13. Sin embargo, de acuerdo con las modificaciones ilustradas en las FIGS. 7 y 8, como en las líneas de bifurcación de BOG L7 y L8 tal como se ha descrito anteriormente, o la línea de retorno de BOG en la modificación de la segunda realización tal como se ha descrito con referencia a las FIGS. 3 y 4, la línea de retorno de BOG L3 puede instalarse para bifurcar el BOG que está siendo comprimido en etapas en el compresor 13.

40 La FIG. 7 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido en la etapa 2 se bifurca tras dos cilindros, y la FIG. 8 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido en la etapa 3 se bifurca tras tres cilindros. En particular, el caso de uso de un compresor (fabricado por la compañía Burckhardt) que incluye cinco cilindros en el que tres cilindros de la etapa delantera funcionan con un método de lubricación libre de aceite y dos cilindros de la etapa posterior funcionan con un método de lubricación por aceite, necesita transferirse el BOG mientras pasa a través de un filtro de aceite cuando se bifurca el BOG en la etapa posterior o en la etapa 4 o mayor del compresor. Sin embargo, es ventajoso que no necesite usarse el filtro de aceite cuando se bifurca el BOG en la etapa 3 o menor del compresor.

45 Además, con referencia a la primera modificación de la cuarta realización ilustrada en la FIG. 7, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización puede modificarse de modo que se omite el enfriador 25 (véase la FIG. 6) que sirve como el intercambiador térmico para enfriar adicionalmente el BOG enfriado y licuado mientras pasa a través del intercambiador de calor 21. Si no se instala el enfriador 25, la eficiencia total del sistema puede disminuir ligeramente. Sin embargo, pueden facilitarse la disposición de tuberías y la operación del sistema, y pueden reducirse los costes de instalación iniciales y la tasa de mantenimiento.

50 Además, con referencia a la segunda modificación de la cuarta realización ilustrada en la FIG. 8, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización puede modificarse de modo que el expansor 52 y la válvula de expansión 55 que sirven como los medios de descompresión se dispongan en paralelo. En esta situación, el expansor 52 y la válvula de expansión 55 dispuestos en paralelo se disponen entre el intercambiador de calor 21 y el separador gas-líquido 23. Se instala una línea de derivación L31, que se bifurca desde la línea de retorno de BOG L3 entre el intercambiador de calor 21 y el separador gas-líquido 23 y se configura para derivar el expansor 52, de modo que se instale la válvula de expansión 55 en paralelo y se use solamente el expansor 52 o la válvula de expansión 55 cuando es necesario. La válvula de expansión 55 se cierra cuando el BOG licuado se expande usando solamente el expansor 52, y las válvulas todo-nada 53 y 54 instaladas respectivamente en el extremo frontal y el extremo posterior del expansor 52 se cierran cuando el BOG licuado se expande usando solamente la válvula de

expansión 55.

Como en el sistema y método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con las realizaciones anteriores, en el sistema y 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 transportador de LNG puede usarse como el combustible del motor, o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en él. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad del BOG consumida en la GCU o similar. Adicionalmente, el BOG puede tratarse mediante relicuefacción, sin instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados tales como nitrógeno.

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

Además, en el sistema y método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización de la presente invención, dado que es innecesario instalar los aparatos de relicuefacción usando refrigerantes separados (es decir, ciclo de refrigeración nitrógeno-refrigerante, ciclo de refrigeración mezcla-refrigerante, o similares), no es necesario instalar por separado instalaciones para suministro y almacenamiento de refrigerantes. En consecuencia, es posible ahorrar costes iniciales de instalación y costes de operación para la configuración de todo el sistema.

La FIG. 9 es un diagrama de configuración esquemático 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 los medios de descompresión (por ejemplo, la válvula de expansión 22) se devuelve al tanque de carga 11, sin pasar a través del separador gas-líquido 23. Posteriormente en el presente documento, solo se describirá con más detalle una diferencia respecto al sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización. Además, se asignarán los mismos números de referencia a los mismos elementos que aquellos de la segunda realización, y se omitirá una descripción detallada de los mismos.

De acuerdo con la presente realización el BOG (es decir, el BOG en dos fases), que se convierte en un estado en el que el componente de gas (es decir, el gas evaporado) y el componente líquido (es decir, el BOG licuado) se mezclan mientras se descomprime tras 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 configurarse de modo que el BOG en dos fases devuelto al tanque de carga 11 se inyecte en el fondo del tanque de carga 11.

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

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

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

La primera modificación de la quinta realización ilustrada en la FIG. 10 difiere del sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la FIG. 9 de acuerdo con 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 primera modificación de la quinta realización, el LBOG enfriado y licuado en un intercambiador de calor 21 se descomprime a un estado de mezcla gas-líquido mientras pasa a través del expansor 52 y se devuelve a un tanque de carga 11 en un estado en dos fases.

La FIG. 11 es un diagrama de configuración esquemático que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una segunda modificación de la quinta realización de la presente invención.

La segunda modificación de la quinta realización ilustrada en la FIG. 11 difiere del sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la FIG. 9 de acuerdo con la quinta realización en que se usa una pluralidad de compresores (por

ejemplo, un primer compresor 13a y un segundo compresor 13b) en lugar del compresor multi-etapa como el medio de compresión.

En el sistema de tratamiento de gas licuado para buque de acuerdo con la segunda modificación de la quinta realización de la presente invención, el NBOG generado y descargado desde un tanque de carga 11 que almacena gas licuado se transfiere a lo largo de una 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 600 kPa a 1 MPa (absolutos) (6 a 10 bar(a)) y suministrarse a continuación a un solicitante, es decir, un sistema de propulsión (por ejemplo, DFDE) que use LNG como combustible, a lo largo de una línea de suministro de combustible L2. El BOG restante después de ser suministrado al DFDE puede comprimirse adicionalmente por el segundo compresor 13b que sirve como compresor de refuerzo. A continuación, como en la quinta realización anteriormente descrita, el BOG puede licuarse mientras se mueve a lo largo de la línea de retorno de BOG L3 y devolverse entonces al tanque de carga 11.

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

El BOG comprimido por el primer compresor 13a se comprime a aproximadamente 600 kPa a 1 MPa (absolutos) (6 a 10 bar(a)) y a continuación se suministra al solicitante, por ejemplo el motor de DF (es decir, DFDE), a través de la línea de suministro de combustible L2. En este punto, todo o parte del BOG comprimido puede suministrarse al motor de acuerdo con la cantidad de combustible necesaria para el motor.

Es decir, cuando el BOG descargado desde el tanque de carga 11 y suministrado al primer compresor 13a (es decir, todo el BOG descargado desde el 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 aguas abajo del primer compresor 13a. La segunda corriente puede suministrarse como combustible al sistema de propulsión, es decir, el motor de DF (DFDE), y la tercera corriente puede licuarse y devolverse al tanque de carga 11.

En este punto, la segunda corriente se suministra al DFDE a través de la línea de suministro de combustible L2, y la tercera corriente se comprime adicionalmente en el segundo compresor 13b, experimenta procesos de licuefacción y descompresión, y se devuelve al tanque de carga 11 a través de la línea de retorno de BOG L3. Se instala un intercambiador de calor 21 en la línea de retorno de BOG L3 de modo que licúe la tercera corriente del BOG comprimido. La tercera corriente del BOG comprimido en el intercambiador de calor 21 intercambia calor con la primera corriente del BOG descargado desde el tanque de carga 11 y a continuación suministrado al primer compresor 13a.

Dado que el 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) mediante la recepción de energía de frío de la primera corriente del BOG antes de la compresión. De ese modo, el intercambiador de calor 21, el BOG del estado de alta presión se enfría (licúa) por intercambio térmico entre el BOG de la temperatura criogénica inmediatamente después de ser descargado desde el 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 pasa a través de una válvula de expansión 22 (por ejemplo, una válvula J-T) que sirve como medio de descompresión, y a continuación se suministra al tanque de carga 11 en un estado de mezcla gas-líquido. El LBOG puede descomprimirse a aproximadamente la presión atmosférica (por ejemplo, descomprimirse desde 30 MPa (300 bar) a 300 kPa (3 bar)) mientras pasa a través de la válvula de expansión 22.

Entretanto, cuando se espera que se generará BOG excedente debido a que la cantidad de BOG generado desde el tanque de carga 11 es mayor que la cantidad de combustible necesario para el motor de DF (por ejemplo, en el momento de la parada del motor o durante una navegación a baja velocidad), el BOG comprimido en el primer compresor 13a se bifurca a través de la línea de bifurcación de BOG L7 y a continuación se usa en los medios de consumo del BOG. Ejemplos de medios 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 FIG. 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 FIG. 12 difiere del sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la FIG. 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 hasta un estado de mezcla gas-líquido mientras 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 en dos fases.

5 Como el sistema y método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con las realizaciones anteriores, en el sistema y 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, del LNG) en el transportador de LNG puede usarse como el combustible del motor, o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en él. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad de BOG consumido en la GCU o similares. Adicionalmente, el BOG puede tratarse mediante relicuefacción, sin instalar aparatos de relicuefacción que usen refrigerantes separados tales como nitrógeno.

10 Incluso cuando el sistema y método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la quinta realización de la presente invención se aplica a plantas (LNG FPSO, LNG FSRU, BMPP, y similares) así como a buques (transportador de LNG, LNG RV, y similares), el BOG generado desde el tanque de carga que almacena el LNG puede usarse como el combustible del motor (incluyendo motores para generación de energía así como motores para propulsión) o puede relicuarse, reduciendo o eliminando de ese modo el desperdicio innecesario de BOG.

15 Además, en el sistema y método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la quinta realización de la presente invención, dado que es innecesario instalar los aparatos de relicuefacción que usan refrigerantes separados (es decir, ciclo de refrigeración nitrógeno-refrigerante, ciclo de refrigeración mezcla-refrigerante, o similares), no necesitan instalarse por separado instalaciones para suministro y almacenamiento de los refrigerantes. En consecuencia, es posible ahorrar costes iniciales de instalación y costes de operación para la configuración de todo el sistema.

20 La FIG. 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.

25 El sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la FIG. 13 de acuerdo con la sexta realización de la presente invención se configura mediante la integración del sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la FIG. 1 de acuerdo con una primera realización (sistema híbrido que incluye la línea a través de la que se comprime el LNG por la bomba de alta presión 120 y se suministra como combustible al sistema de propulsión, y la línea a través de la que se comprime el BOG por el compresor 150 y se suministra como combustible al sistema de propulsión) y el sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la FIG. 2 de acuerdo con la segunda realización.

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

35 El sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la FIG. 13 de acuerdo con la presente invención incluye un motor de inyección de gas natural a alta presión (por ejemplo, motor MEGI) como un motor principal, y un motor de DF (generador de DF: DFDG) como un motor secundario. Generalmente, el motor principal se usa para propulsión para la navegación del buque, y el motor secundario se usa para la generación de energía para suministrar energía a varios aparatos e instalaciones instaladas en el buque. Sin embargo, la presente invención no está limitada a las finalidades de motor principal y de motor secundario. Puede instalarse una pluralidad de motores principales y una pluralidad de motores secundarios.

40 El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente invención se configura de modo que el gas natural almacenado en el tanque de carga 11 (es decir, el BOG del estado de gas y el LNG del estado de líquido) puede suministrarse como combustible a los motores (es decir, al motor MEGI que sirve como motor principal y al motor de DF que sirve como motor secundario).

45 Para 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 de suministro de BOG principal L1 que sirve como la línea de suministro de BOG para alimentar al motor principal con BOG almacenado en el tanque de carga 11, y una línea de suministro de BOG secundaria L8 bifurcada desde la línea de suministro de BOG principal L1 para alimentar al motor secundario con BOG. La línea de suministro de BOG principal L1 tiene la misma configuración que la línea de suministro de BOG L1 en la realización anterior. Sin embargo, en la descripción dada con referencia a la FIG. 13, se hace referencia a esta línea de suministro de BOG como la línea de suministro de BOG principal L1 de modo que se distinga de la línea de suministro de BOG para el motor de DF (es decir, la línea de suministro de BOG secundaria L8). Además, la línea de suministro de BOG secundaria L8 tiene la misma configuración que la línea de bifurcación de BOG L8 de la realización anterior. Sin embargo, en la descripción dada con referencia a la FIG. 13, se hace referencia a esta línea de suministro de BOG como la línea de suministro de BOG secundaria L8 de modo que se distinga de la línea de suministro de BOG principal L1.

50 Para suministrar el LNG en estado líquido como gas combustible, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente realización incluye una línea de suministro de LNG principal L23 que sirve para alimentar al

ES 2 646 601 T3

motor principal con LNG almacenado en el tanque de carga 11, y una línea de suministro de LNG secundaria L24 bifurcada desde la línea de suministro de LNG principal L23 para alimentar el motor secundario con LNG.

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

10 El NBOG generado en el tanque de carga 11 que almacena gas licuado, y descargado través de la válvula de descarga de BOG 41 se transfiere a lo largo de la línea de suministro de BOG principal 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 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a)) mediante el compresor 13 y se suministra a continuación al motor de inyección de gas natural a alta presión.

15 El tanque de carga 11 tiene paredes de sellado y aislamiento térmico de modo que almacena el gas licuado tal como el LNG en un estado criogénico, pero no pueden bloquear perfectamente la transferencia de calor desde el exterior. Por lo tanto, el gas licuado se vaporiza continuamente dentro del tanque de carga 11, y el BOG se descarga desde el tanque de carga 11 de modo que se mantiene la presión del BOG en un nivel apropiado.

20 El compresor 13 puede incluir uno o más cilindros de compresión 14 y uno o más enfriadores intermedios 15 para el enfriamiento del BOG en el que se eleva la temperatura. El compresor 13 puede configurarse para comprimir BOG hasta, por ejemplo, aproximadamente 40 MPa (400 bar(a)). Aunque la FIG. 13 ilustra el compresor multi-etapa 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 puede cambiarse cuando es necesario. Además, puede
25 disponerse una pluralidad de cilindros de compresión dentro de un único compresor, y una pluralidad de compresores pueden conectarse en serie.

30 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 principal 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 necesario para el motor de inyección de gas natural a alta presión.

35 La línea de suministro de BOG secundaria L8 para suministro de gas combustible al motor secundario (es decir, el motor de DF) se bifurca desde la línea de suministro de BOG principal L1. Más específicamente, la línea de suministro de BOG secundaria L8 se bifurca desde la línea de suministro de BOG principal L1 de modo que puede bifurcarse el BOG en el proceso de ser comprimido en etapas múltiples en el compresor 13. Aunque la FIG. 13 ilustra que el BOG comprimido en la etapa 2 se bifurca y una parte del BOG se suministra al motor secundario a través de la línea de suministro de BOG secundaria L8, es decir meramente un ejemplo. El sistema puede configurarse también de modo que el BOG comprimido en la etapa 1 o el BOG comprimido en la etapa 3 a 5 se
40 bifurca y a continuación se suministra al motor secundario a través de la línea de suministro de BOG secundaria. Como un ejemplo del compresor, puede usarse un compresor fabricado por la compañía Burckhardt. El compresor fabricado por la compañía Burckhardt incluye cinco cilindros. Es conocido que los tres cilindros de la etapa frontal funcionan en un método de lubricación libre de aceite y los dos cilindros de la etapa posterior funcionan en un método de lubricación con aceite. Por lo tanto, en el caso en el que se use el compresor fabricado por la compañía Burckhardt como al compresor 13 para la compresión del BOG, el BOG necesita transferirse a través de un filtro de
45 aceite cuando el BOG se bifurca en la etapa 4 o mayor del compresor. Sin embargo, es ventajoso que no necesite usarse el filtro de aceite cuando el BOG se bifurca en la etapa 3 o menor del compresor.

50 La presión requerida por el motor de DF (por ejemplo, DFDG) que sirve como el motor secundario es más baja que la del motor MEGI. Por lo tanto, cuando el BOG comprimido a una alta presión se bifurca en el extremo posterior del compresor 13, es ineficiente debido a que se necesita disminuir de nuevo la presión del BOG y a continuación suministrarlo al motor secundario.

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

60 Por su parte, cuando se espera que se genere un excedente de BOG debido a que la cantidad de BOG generado desde el tanque de carga 11 es mayor que la cantidad de combustible necesaria para el motor principal y el motor secundario, el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención puede volver a licuar el BOG y devolver el BOG licuado al tanque de carga.

65 Cuando se genera el BOG a través de la capacidad de relicuefacción, el BOG que se ha comprimido o está siendo comprimido en una etapa en el compresor 13 puede bifurcarse a través de la línea de bifurcación de BOG L7 y

usarse en el medio de consumo de BOG. Ejemplos de medios de consumo de BOG pueden incluir una GCU y una turbina de gas, cada una de las cuales puede usar gas natural que tiene como combustible una presión relativamente más baja que el motor de MEGI. Como se ilustra en la FIG. 13, la línea de bifurcación de BOG L7 puede bifurcarse desde la línea de suministro de BOG secundaria L8.

Dado 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, se relicúa y devuelve al tanque de carga 11 es idéntico al descrito con referencia a la FIG. 2, se omitirá una descripción detallada del mismo.

Aunque la FIG. 13 ilustra el ejemplo en el que la línea de retorno de BOG L3 para suministro del BOG comprimido al intercambiador de calor 21 se bifurca en el extremo posterior del compresor 13, la línea de retorno de BOG L3 puede instalarse para bifurcar el BOG que está siendo comprimido en etapas en el compresor 13, como la línea de bifurcación de BOG L7 y la línea de suministro de BOG L8 anteriormente descritas que sirven como la línea de bifurcación de BOG. La FIG. 3 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido en la etapa 2 se bifurca tras dos cilindros, y la FIG. 4 ilustra una modificación en la que el BOG comprimido en la etapa 3 se bifurca tras tres cilindros. En este punto, la presión del BOG bifurcado desde la etapa media del compresor 13 puede ser de aproximadamente 600 kPa a 1 MPa (absolutos) (6 a 10 bar(a)).

En particular, en el caso de uso de un compresor (fabricado por Burckhardt) que incluye cinco cilindros en el que tres cilindros de la etapa frontal funcionan con un método de lubricación libre de aceite y dos cilindros de la etapa posterior funcionan con un método de lubricación por aceite, necesita transferirse el BOG mientras pasa a través de un filtro de aceite cuando se bifurca el BOG en la etapa posterior o en la etapa 4 o mayor del compresor. Sin embargo, es ventajoso que no necesite usarse el filtro de aceite cuando se bifurca el BOG en la etapa 3 o menor del compresor.

Se instala una bomba de descarga 12 y una bomba de alta presión 43 en la línea de suministro de LNG L23. La bomba de descarga 12 se instala dentro del tanque de carga 11 y se configura para descargar LNG al exterior del tanque de carga 11. La bomba de alta presión 43 se configura para comprimir de modo secundario LNG, que se comprime principalmente en la bomba de descarga 12, hasta 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 FIG. 4, pueden conectarse en paralelo cuando es necesario una pluralidad de bombas de alta.

Como se ha descrito anteriormente, la presión del gas combustible necesario para el motor MEGI es una alta presión de aproximadamente 15 a 40 MPa (150 a 400 bar(a)) (presión absoluta). En la presente memoria, debería considerarse que el término "alta presión" tal como se usa en el presente documento se refiere a una presión necesaria para el motor MEGI, por ejemplo, una presión de aproximadamente 15 a 40 MPa (150 a 400 bar(a)) (presión absoluta).

El LNG descargado desde el tanque de carga 11 que almacena gas licuado, a través de la bomba de descarga 12 se transfiere a lo largo de la línea de suministro de LNG principal L23 y se suministra entonces 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. Dado que a la presión necesaria para el motor MEGI está en un estado supercrítico, el LNG comprimido hasta la alta presión está en un estado que no es ni gas ni líquido. Por lo tanto, debería considerarse que la expresión "vaporización del LNG comprimido a la alta presión en el vaporizador 44" significa elevación de la temperatura del LNG que está en el estado supercrítico hasta una temperatura necesaria para el motor MEGI.

La línea de suministro de LNG secundaria L24 para suministro de gas combustible al motor secundario (es decir, el motor de DF) se bifurca desde la línea de suministro de LNG principal L23. Más específicamente, la línea de suministro de LNG secundaria L24 se bifurca desde la línea de suministro de LNG principal L23 de modo que el LNG puede bifurcarse antes de ser comprimido en la bomba de alta presión 43.

Por su parte, en la FIG. 13, la línea de suministro de LNG secundaria L24 se ilustra cómo bifurcada desde la línea de suministro de LNG principal L23 en el lado aguas arriba de la bomba de alta presión 43. Sin embargo, de acuerdo con la modificación, la línea de suministro de LNG secundaria L24 puede bifurcarse desde la línea de suministro de LNG principal L23 en el lado aguas abajo de la bomba de alta presión 43. Sin embargo, en el caso en el que la línea de suministro de LNG L24 se bifurque desde el lado aguas abajo de la bomba de alta presión 43, dado que la presión del LNG se ha elevado por la bomba de alta presión 43, es necesario disminuir la presión del LNG a la presión necesaria para el motor secundario por los medios de descompresión antes de suministrar el LNG al motor secundario como combustible. Como la realización ilustrada en la FIG. 13, es ventajoso que los medios de descompresión adicionales no necesiten instalarse cuando la línea de suministro de LNG secundaria L24 se bifurca en el lado aguas arriba de la bomba de alta presión 43.

ES 2 646 601 T3

Se instalan un vaporizador 45, un separador gas-líquido 46, y un calentador 47 en la línea de suministro de LNG secundaria L24 de modo que se ajuste el número de metano y la temperatura del LNG suministrado como combustible al valor requerido en el motor de DF.

5 Como se ha descrito anteriormente, dado que el contenido de metano del LNG es relativamente más bajo que el del BOG, el número de metano del LNG es más bajo que el número de metano requerido por el motor de DF. Las relaciones 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 suministrar a continuación el LNG vaporizado al motor de DF como combustible.

10 Para ajustar el número de metano, el LNG se calienta y se vaporiza parcialmente en el vaporizador 45. El gas combustible parcialmente vaporizado hasta un estado en el que el estado de gas (es decir, gas natural) y el estado de líquido (es decir, LNG) están mezclados se suministra al separador gas-líquido 46 y se separan en gas y líquido. Dado que la temperatura de vaporización del componente de hidrocarburo pesado (HHC) que tiene un elevado valor calorífico es relativamente alto, se incrementa relativamente la relación del componente de HHC en el LNG de estado líquido que permanece sin ser vaporizado en el BOG parcialmente vaporizado. Por lo tanto, el número de metano del gas combustible puede incrementarse mediante la separación del componente líquido en el separador gas-líquido 46, es decir, mediante la separación del componente de HHC.

15 Para obtener el número de metano apropiado, la temperatura de calentamiento en el vaporizador 45 puede ajustarse considerando la relación de componente de hidrocarburo incluido en el LNG, el número de metano requerido 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 gas-líquido 46 se devuelve al tanque de carga 11 a través de la línea de retorno del componente líquido L5. La línea de retorno del BOG L3 y la línea de retorno del componente líquido L5 pueden extenderse al tanque de carga 11 después de unirse entre sí.

20 El gas combustible, cuyo número de metano se ajusta, se suministra al calentador 47 a través de la línea de suministro de LNG secundaria L24, se calienta adicionalmente hasta la temperatura requerida en el motor secundario, y se suministra a continuación como combustible al motor secundario. Por ejemplo, cuando el motor secundario es un DFDG, el número de metano requerido es generalmente de 80 o más. Por ejemplo, en el caso del LNG general (típicamente, metano: 89,6 %, nitrógeno: 0,6 %), el número de metano antes de la separación del componente de HHC es de 71,3, y un poder calorífico inferior (LHV) en ese punto es 48, 872,8 kJ/kg (1 atm, vapor saturado). Cuando se elimina el componente de HHC mediante la compresión del LNG general a 700 kPa (absolutos) (7 bar(a)) y calentándolo a -120 °C, el número de metano se incrementa a 95,5 y el LHV en ese punto es 49, 265,6 kJ/kg.

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

30 En particular, se usa un buque, tal como un transportador de LNG o LNG RV, para transportar LNG desde un área de producción a un consumidor. Por lo tanto, cuando se navega al área de producción, el buque navega en una condición en carga en la que el LNG está totalmente cargado en el tanque de carga. Cuando retorna al área de producción después de descargar el LNG el buque navega en una condición en lastre en la que el tanque de carga está casi vacío. En la condición en carga, se genera una gran cantidad de BOG debido a que la cantidad de LNG es relativamente alta. En la condición en lastre, se genera una pequeña cantidad de BOG debido a que la cantidad de LNG es pequeña.

35 Aunque hay una diferencia de acuerdo con la capacidad del tanque de carga, temperatura exterior, y similares, la cantidad de BOG generada cuando la capacidad del tanque de carga de LNG es de aproximadamente 130.000 a 350.000 es de 3 a 4 t/h en la condición de carga y es de 0,3 a 0,4 t/h en la condición en lastre. Además, la cantidad de gas combustible necesario para los motores es de aproximadamente 1 a 4 t/h (aproximadamente 1,5 t/h de promedio) en el caso del motor MEGI y es de aproximadamente 0,5 t/h en el caso del motor de DF (DFDG). Por su parte, en los últimos años, dado que ha tendido a reducirse la tasa de evaporación (BOG) debido a la mejora de rendimiento de los aislamientos térmicos en el tanque de carga, ha tendido a reducirse la cantidad de generación de BOG.

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

65

En general, la energía necesaria para que el compresor comprima gas (BOG) hasta la alta presión de aproximadamente 15 a 40 MPa (150 a 400 bar(a)) (presión absoluta) requerida en el motor MEGI es considerablemente mayor que la energía necesaria para que la bomba comprima 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 de la línea de la bomba de alta sola sin ninguna línea de compresión es efectivo en coste. Por ejemplo, se consume una potencia de 2 MW para el suministro de combustible al motor MEGI mediante el accionamiento de un conjunto de compresores configurados con etapas múltiples. Sin embargo, si se usa la bomba de presión, se consume una potencia de 100 kW. Sin embargo, cuando se suministra gas combustible a los motores mediante el uso de la línea de la bomba de alta presión solamente en la condición en carga, es necesario un aparato de licuefacción para el relicuado del BOG de modo que se trate el BOG continuamente generado en el tanque de carga. Cuando se considera la energía consumida en el aparato de relicuefacción, es ventajoso que se instalen tanto la línea del compresor como la línea de la bomba de alta presión, el gas de combustible se suministre a través de la línea de compresor en la condición en carga, y el gas combustible se suministre a través de la línea de la bomba de alta presión en la condición en lastre.

Sin embargo, como en la condición en lastre, cuando la cantidad de BOG generado en el tanque de carga es más pequeña que la cantidad de combustible necesaria para el motor MEGI, puede ser eficiente bifurcar el BOG a través de la línea de suministro de BOG secundaria L8 en el proceso de ser comprimido en etapas múltiples y usar el BOG bifurcado como el combustible del motor de DF, sin comprimir el BOG en el compresor de etapas múltiples a la alta presión requerida en el MEGI. Es decir, por ejemplo, si el BOG suministra al motor de DF solamente a través de los cilindros de compresión de la etapa 2 del compresor de 5 etapas, los restantes cilindros de compresión de 3 etapas funcionan en vacío. Se requiere una potencia de 2 MW cuando el BOG se comprime accionando todas las 5 etapas del compresor. Se requieren 600 kW cuando se usan cilindros de compresión en 2 etapas y las restantes 3 etapas de cilindros de compresión funcionan en vacío. Se requieren 100 kW cuando el combustible se suministra al motor MEGI a través de la bomba de alta presión. Por lo tanto, como en la condición en lastre, cuando la cantidad de generación de BOG es más pequeña que la cantidad de combustible necesario para el motor MEGI, es ventajoso en términos de eficiencia energética consumir toda la cantidad del BOG en el motor de DF o similar y suministrar el LNG como combustible a través de la bomba de alta presión.

Sin embargo, si es necesario, incluso cuando la cantidad de generación de BOG es más pequeña que la cantidad de combustible necesario para el motor MEGI, el LNG puede vaporizarse forzosamente y suministrarse en tanta cantidad como la deficiente mientras se suministra el BOG como combustible al motor MEGI a través del compresor. Por su parte, dado que la cantidad de generación de BOG es pequeña en la condición en lastre, el BOG no se descarga sino que se acumula hasta que el tanque de carga alcanza una presión predeterminada, y se descarga intermitentemente y se suministra como combustible al motor de DF o al motor MEGI, en lugar de descargar y consumir el BOG siempre que se genere BOG.

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

En el caso del motor de baja presión, tal como en una caldera, una turbina de gas, o un motor de DF de baja presión, que se alimentan con un combustible a baja presión durante el uso, se ha desarrollado un sistema de suministro de combustible que usa el BOG generado en el tanque de almacenamiento como combustible en una condición normal, y vaporiza forzosamente el LNG y usa el LNG vaporizado como combustible junto con el BOG cuando la cantidad de BOG es más pequeña que la cantidad de combustible necesaria. Dicho sistema de suministro de combustible está limitado a un caso en el que solo se instala un motor de baja presión en un buque. El BOG naturalmente generado y el LNG forzosamente vaporizado son diferentes en su poder calorífico y el número de metano. Por ello, en un caso en el que se suministre en el BOG y el LNG forzosamente vaporizado a un motor de forma mezclada, la potencia del motor cambia según el componente de combustible, es decir, el poder calorífico, cambia continuamente. Esto hace difícil operar el motor. En el caso de un barco de carga tal como un transportador de LNG, se genera una cantidad relativamente suficiente de BOG en una condición en carga en la que el barco de carga está totalmente cargado con carga en el viaje. Sin embargo, en una condición en lastre en la que el barco de carga vuelve después de descargar la carga, es deficiente la cantidad de BOG y por ello es necesario vaporizar forzosamente el LNG. Por lo tanto, en la condición en lastre correspondiente a aproximadamente la mitad de todo el periodo de navegación, ocurrirán continuamente problemas tales como cambio en la potencia del motor.

Sin embargo, las realizaciones anteriormente descritas de la presente invención difieren significativamente en el sistema de suministro de combustible montado solamente con el motor de baja presión, en que se montan tanto el motor de alta presión alimentado con el combustible a una alta presión (por ejemplo, el motor MEGI, a aproximadamente 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a))) y el motor de baja presión alimentado con el combustible a una baja presión (por ejemplo, el motor de DF, a aproximadamente 0,6-1 MPa (absolutos) (6-10 bar(a))).

Además, de acuerdo con la presente invención, cuando la cantidad de generación de BOG es más pequeña que la cantidad de combustible requerido en todo el motor, el BOG se suministra como combustible solamente al motor de baja presión, o el LNG se suministra como el combustible tanto al motor de alta presión como al motor de baja presión. Cuando se acumula una cantidad de BOG predeterminada en el tanque de almacenamiento, el BOG y el LNG se suministran alternadamente como el combustible a los motores. Por lo tanto, es posible resolver el problema que ocurre cuando el BOG y el LNG forzosamente vaporizado 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 según sea necesario.

Además, en los buques en los que no es fácil reparar y sustituir equipos, se requiere que se dupliquen instalaciones importantes en consideración a emergencia (redundancia). Es decir, se requiere la redundancia de las instalaciones importantes tales como instalaciones extras capaces de realizar la misma función que la instalación principal, y el equipo extra se pone en un estado de reserva durante la operación normal de la instalación principal y asume la función de la instalación principal cuando la instalación principal no funciona debido a fallos. Ejemplos de instalaciones que requieren la redundancia pueden incluir instalaciones giratorias, por ejemplo, compresores o bombas.

De ese modo, necesitan instalarse de modo redundante varias instalaciones en el buque solo para satisfacer los requisitos de redundancia en tanto 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 de tratamiento (relieuefacción) del BOG. Por otro lado, en el sistema de suministro de gas combustible de la presente invención en el que se instalan tanto la línea del compresor como la línea de la bomba de alta presión, incluso cuando ocurre un problema en una de las líneas de suministro, el buque puede continuar navegando normalmente a través de la otra línea de suministro. En el caso en el que solo se instala una línea de compresión, caros compresores se usan menos y puede seleccionarse apropiadamente y usarse un método óptimo de suministro de gas de combustible de acuerdo con la cantidad de generación de BOG. Por lo tanto, es posible obtener un efecto adicional que puede ahorrar costes de operación así como los costes iniciales de construcción del barco.

Como se ilustra en la FIG. 13, cuando el sistema de tratamiento de gas licuado y el sistema de suministro de gas de combustible híbrido se combinan de acuerdo con la realización de la presente invención, el BOG generado durante el transporte de carga (esto es, el LNG) en el transportador de LNG puede usarse como el combustible del motor, o puede realizarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en él. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse la cantidad de BOG consumido en la GCU o similares. Adicionalmente, el BOG puede tratarse por relieuefacción, sin instalar aparatos de relieuefacción que usen refrigerantes separados tales como nitrógeno.

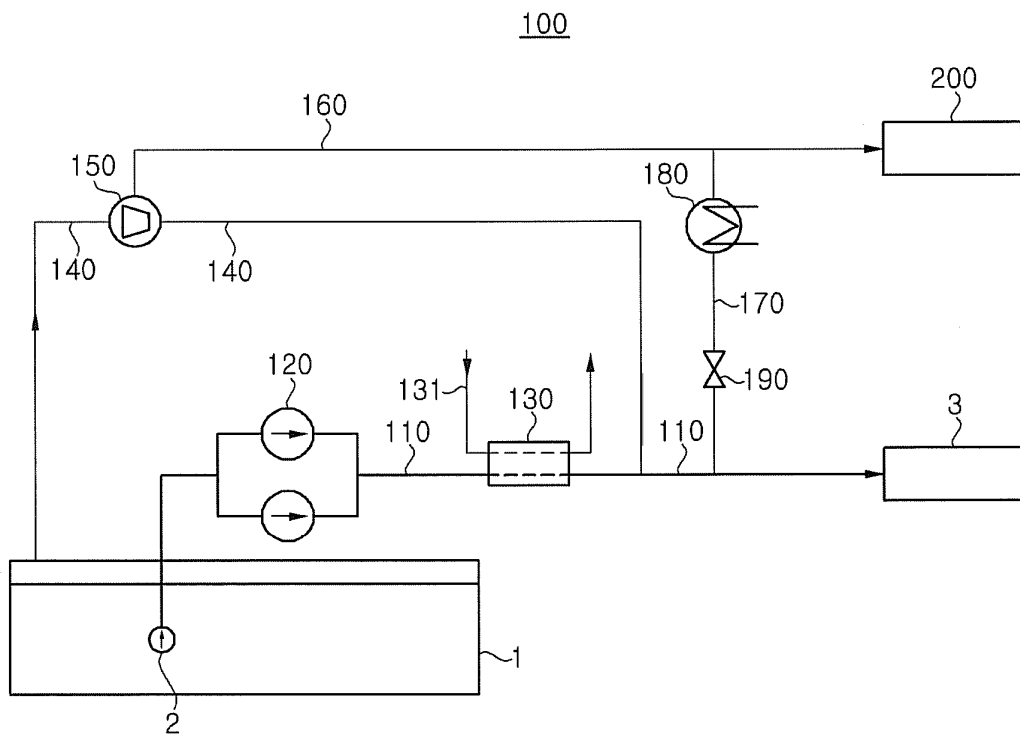
De acuerdo con la presente realización, a pesar de la reciente tendencia por la que se incrementa cantidad de generación de BOG debido al incremento en la capacidad del tanque de carga y se reduce la cantidad necesaria de combustible debido a la mejora de rendimiento del motor, el BOG restante después de ser usado como el combustible del motor puede relicuarse y devolverse al tanque de carga, impidiendo de ese modo el desperdicio de BOG.

En particular, en el sistema y método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente realización, dado que es innecesario instalar aparatos de relieuefacción que usen refrigerantes separados (esto es, ciclo de refrigeración nitrógeno-refrigerante, ciclo de refrigeración mezcla-refrigerante, o similares), no necesitan instalarse por separado instalaciones para suministro y almacenamiento de refrigerantes. En consecuencia, es posible ahorrar costes iniciales de instalación y costes de operación para la configuración de todo el sistema.

REIVINDICACIONES

1. Un método de tratamiento de gas licuado para un buque, que se realiza mediante un sistema de tratamiento de gas licuado para el buque que incluye un tanque de carga (1; 11) que almacena gas natural licuado (LNG), y un motor principal (3) y un motor secundario (200) que usan el LNG almacenado en el tanque de carga como combustible, incluyendo el sistema de tratamiento de gas licuado una línea de compresor (140; L1) configurada para comprimir el BOG generado en el tanque de carga mediante un compresor (150; 13) y suministrar el BOG comprimido al motor principal y al motor secundario como combustible y una línea de bomba (110; L23) configurada para comprimir el LNG almacenado en el tanque de carga mediante una bomba (2, 120; 12, 43) y el suministro del LNG al motor principal y al motor secundario como combustible, comprendiendo el método de tratamiento de gas licuado;
- suministro del BOG generado en el tanque de carga a al menos uno de entre el motor principal y el motor secundario como combustible a través de la línea de compresor (140; L1) en una condición en carga en la que la cantidad de LNG generado en el tanque de carga es mayor que en una condición en lastre, en el que el BOG generado en el tanque de carga se comprime por el compresor (150; 13) a 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a)) en la línea de compresor (140; L1) y el LNG almacenado en el tanque de carga se comprime a 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a)) por la bomba (2, 120; 12, 43) en la línea de bombas (110; L23), en la que el BOG, que no se suministra como combustible al motor principal (3) y al motor secundario (200) entre el BOG comprimido a 15 a 40 MPa (absolutos) (150 a 400 bar(a)) por el compresor, se enfría en un intercambiador de calor mediante intercambio de calor con el BOG que se descarga desde el tanque de carga y a continuación se transfiere al compresor, y en el que el BOG enfriado en el intercambiador de calor se descomprime por un medio de descompresión.
2. El método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que, en la condición en carga, el LNG almacenado en el tanque de carga (1; 11) se suministra como combustible al motor principal y al motor secundario a través de la línea de bomba (110; L23).
3. El método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que, en la condición en lastre, el BOG generado en el tanque de carga (1; 11) se suministra como combustible a uno de entre el motor principal y el motor secundario a través de la línea de compresores (140; L1).
4. El método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que, en la condición en lastre, el BOG generado en el tanque de carga (1; 11) se suministra como combustible al motor secundario a través de la línea de compresor (140; L1), y el LNG almacenado en el tanque de carga se suministra como combustible al motor principal a través de la línea de bomba (110; L23).
5. El método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que, en la condición en lastre, el BOG generado en el tanque de carga (1; 11) se suministra intermitentemente como combustible a al menos uno de entre el motor principal y el motor secundario a través de la línea de compresor (140; L1), y cuando no se suministra el BOG a al menos uno de entre el motor principal y el motor secundario, el LNG almacenado en el tanque de carga se suministra como combustible a al menos uno de entre el motor principal y el motor secundario a través de la línea de bomba (110; L23).
6. El método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que, en la condición en lastre, el BOG generado en el tanque de carga y el LNG almacenado en el tanque de carga (1; 11) se suministran simultáneamente como combustible al motor principal y al motor secundario.
7. El método 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), y el BOG generado en el tanque de carga se comprime por una parte de la pluralidad de cilindros de compresión y se suministra como combustible al motor secundario.
8. El método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el BOG generado en el tanque de carga y el LNG forzosamente vaporizado se suministran a, y se comprimen por, el compresor (150; 13) y se suministra como combustible a al menos uno de entre el motor principal y el motor secundario.
9. El método de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que, cuando el LNG almacenado en el tanque de carga se suministra al motor secundario, se separa un componente de hidrocarburo pesado del LNG de modo que se ajuste el número de metano del LNG a un valor necesario para el motor secundario.

Fig. 1



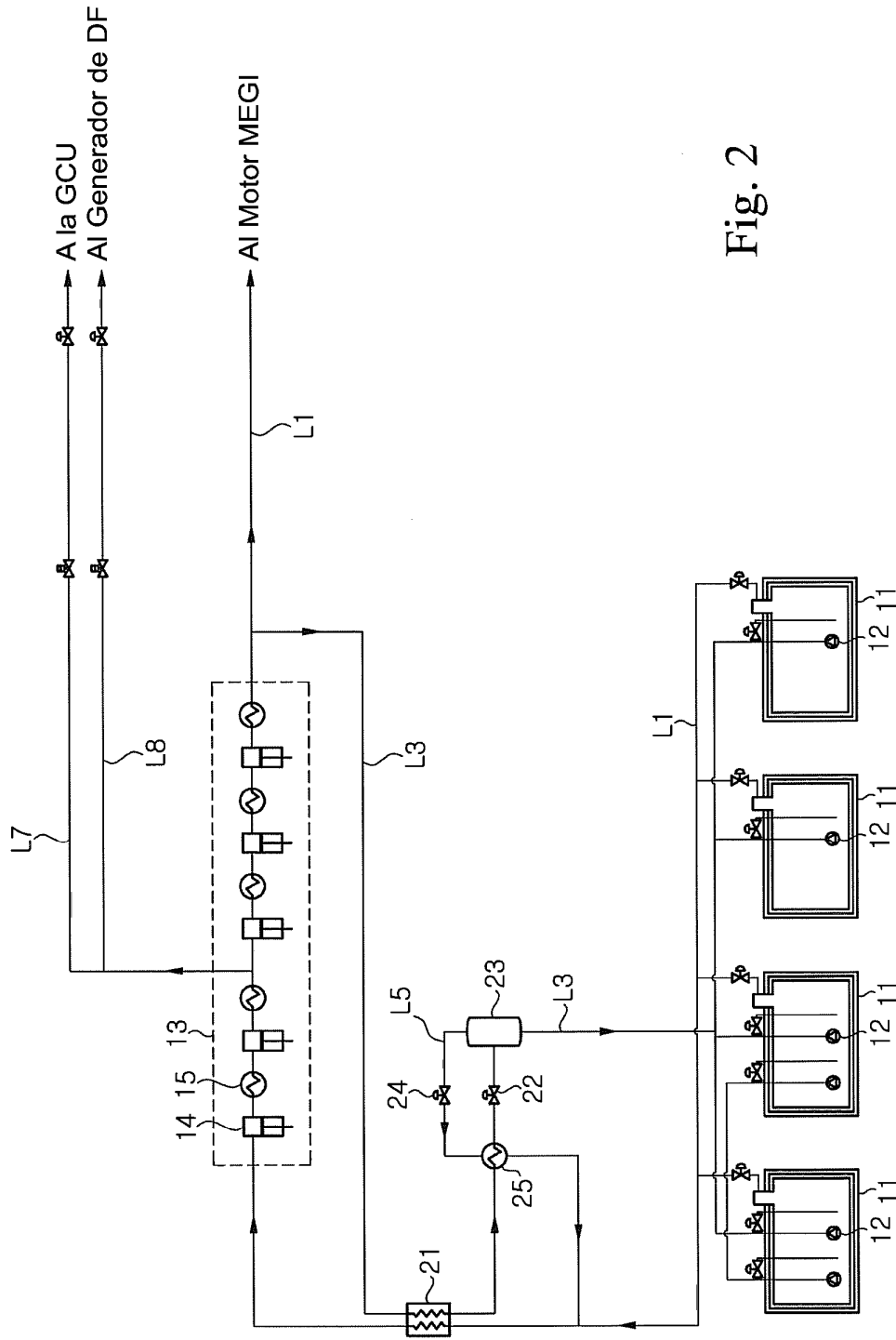


Fig. 2

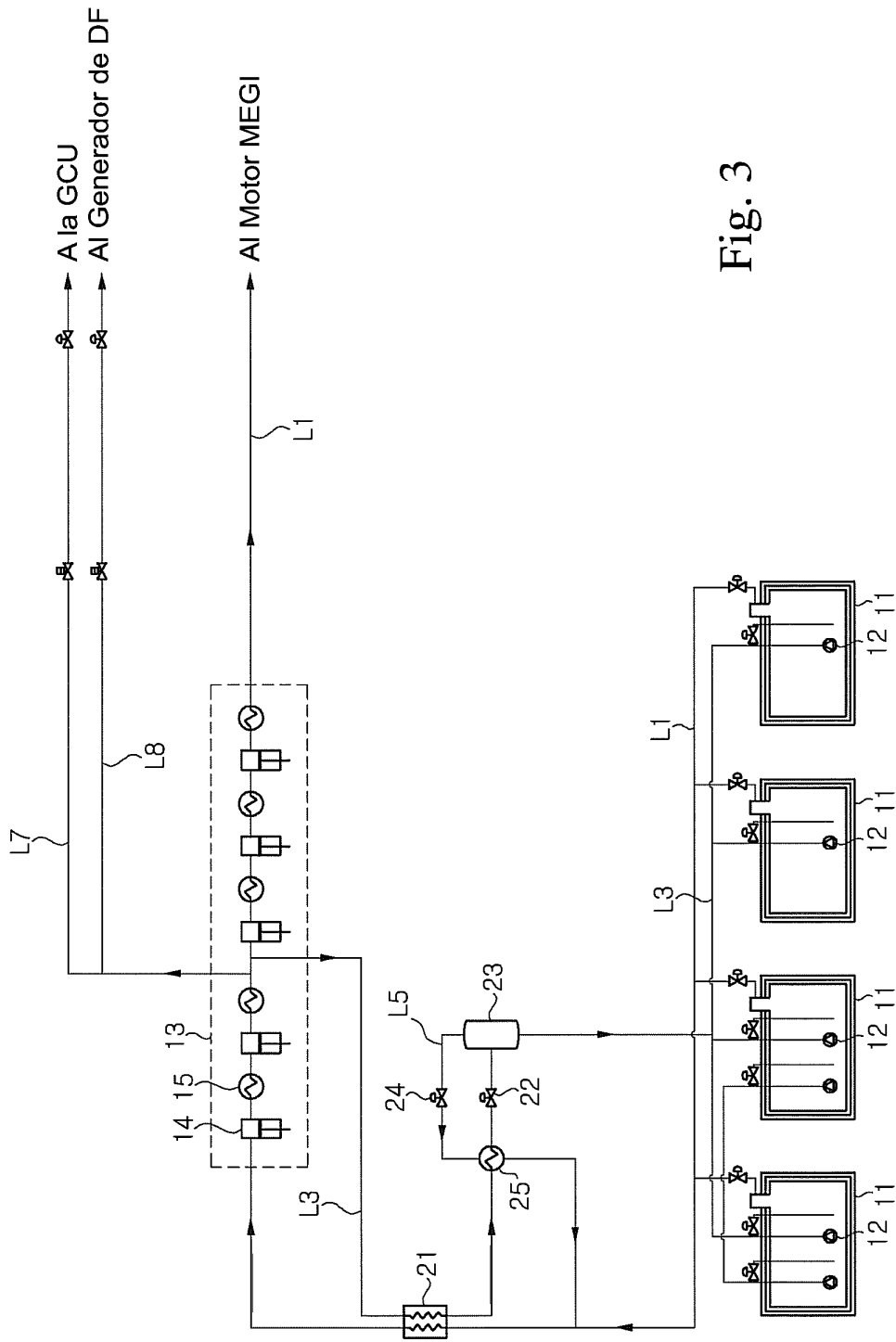


Fig. 3

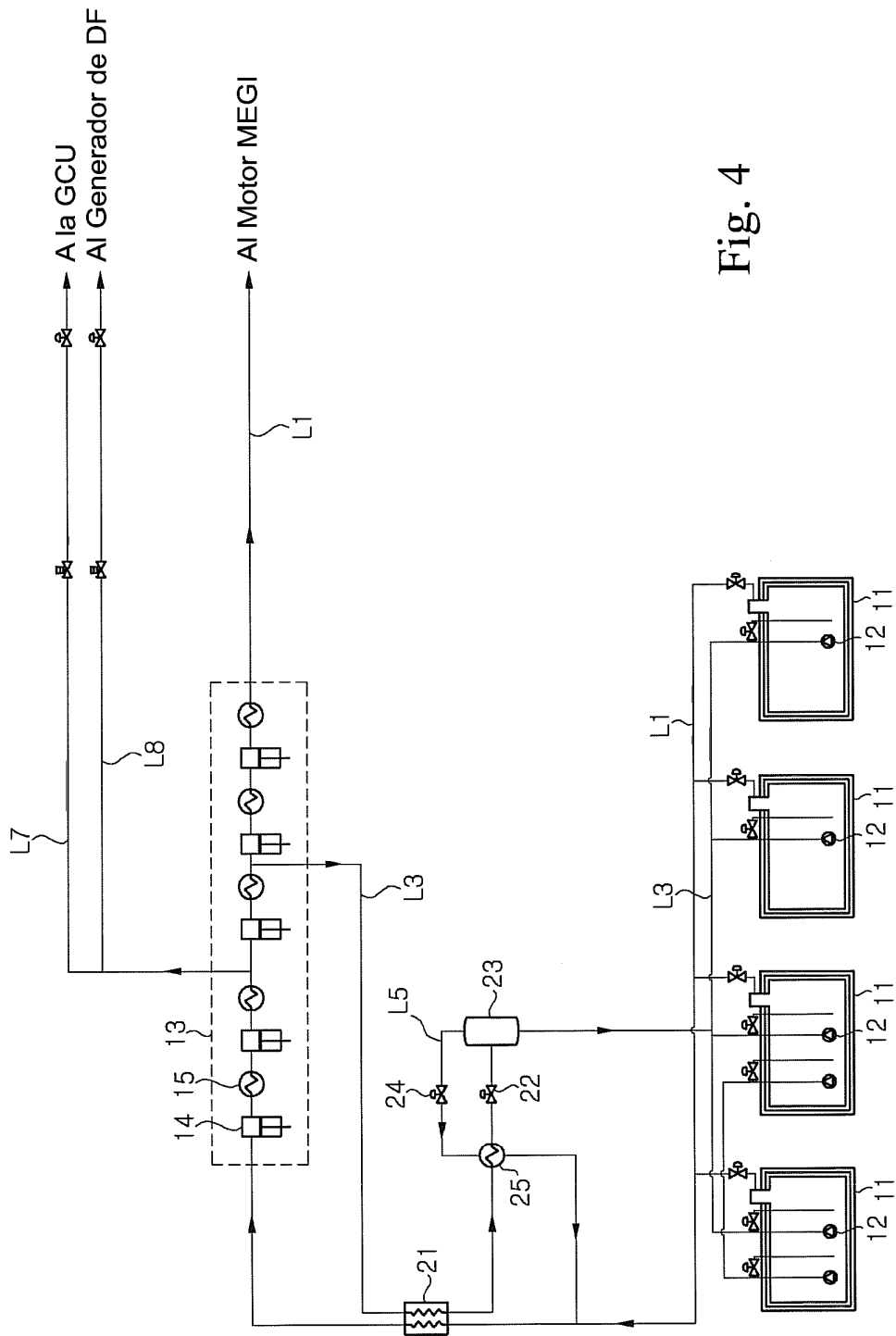


Fig. 4

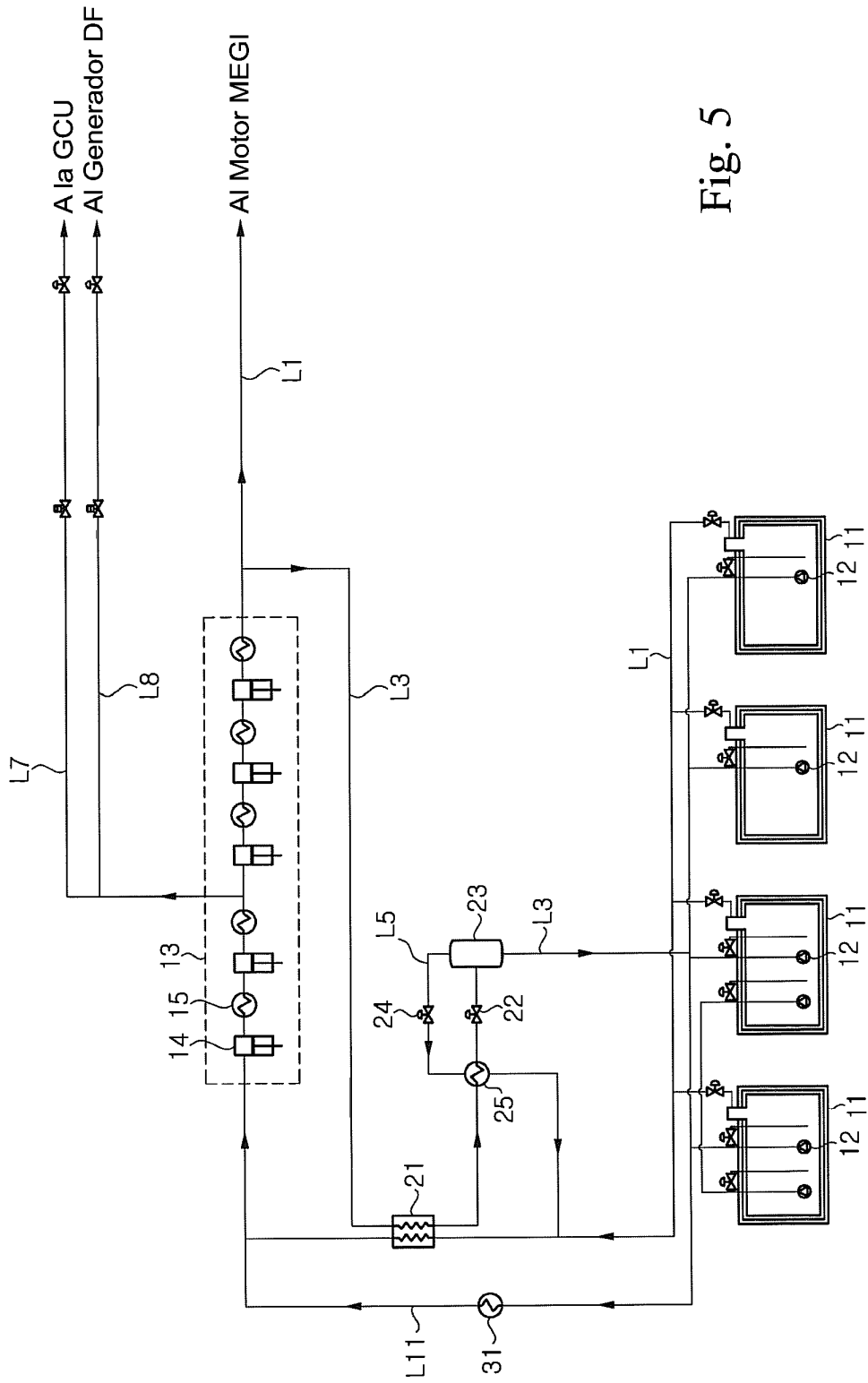


Fig. 5

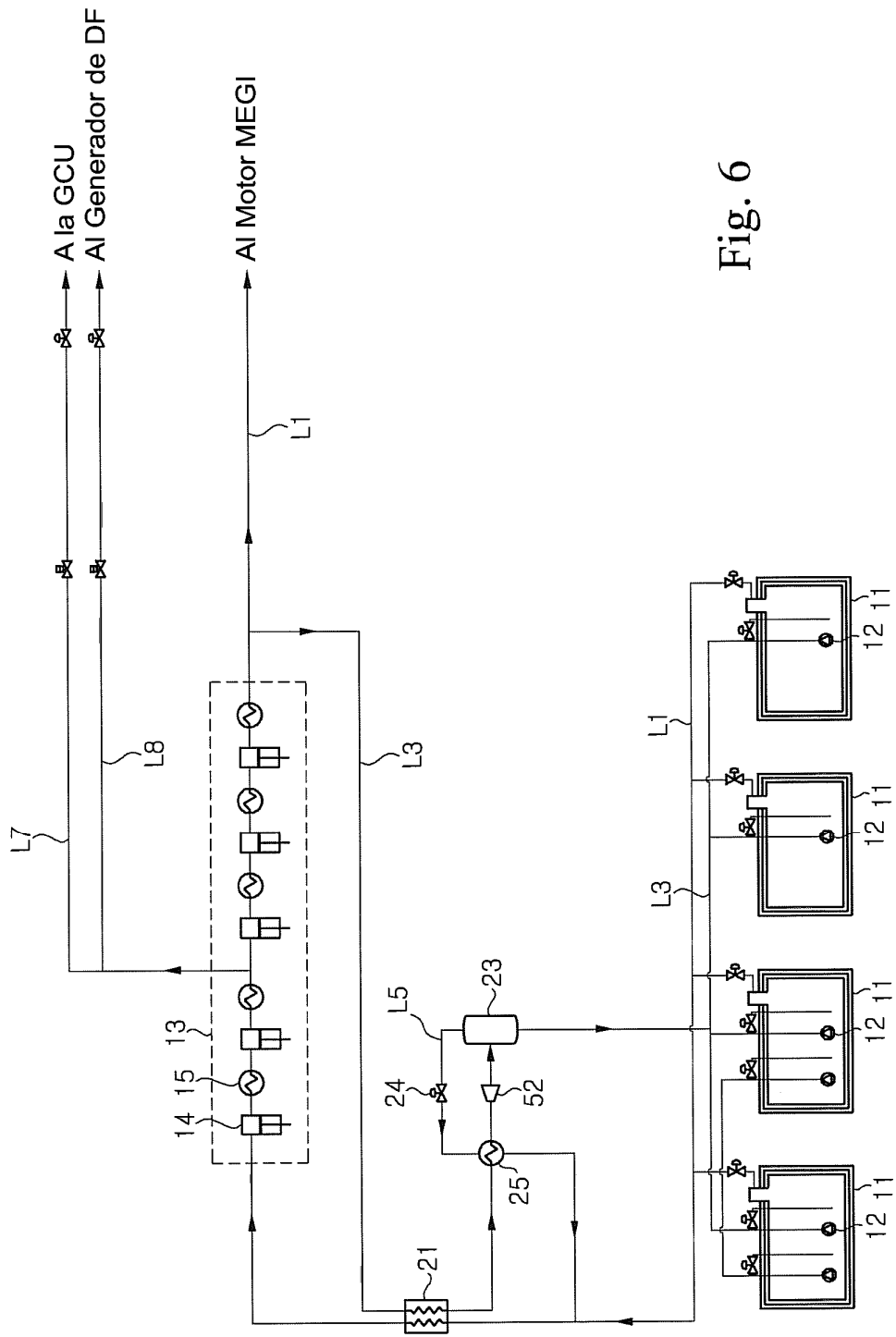


Fig. 6

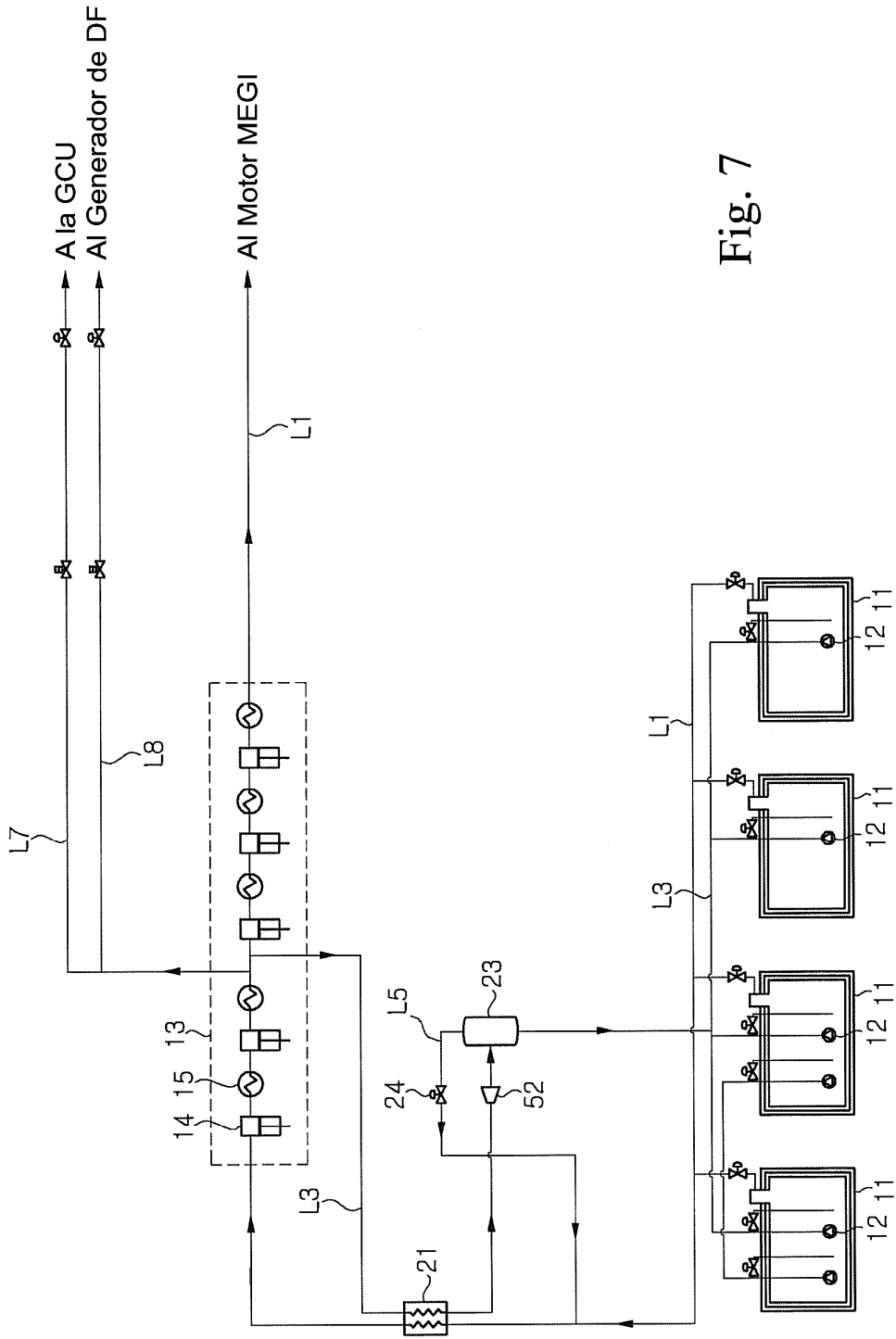


Fig. 7

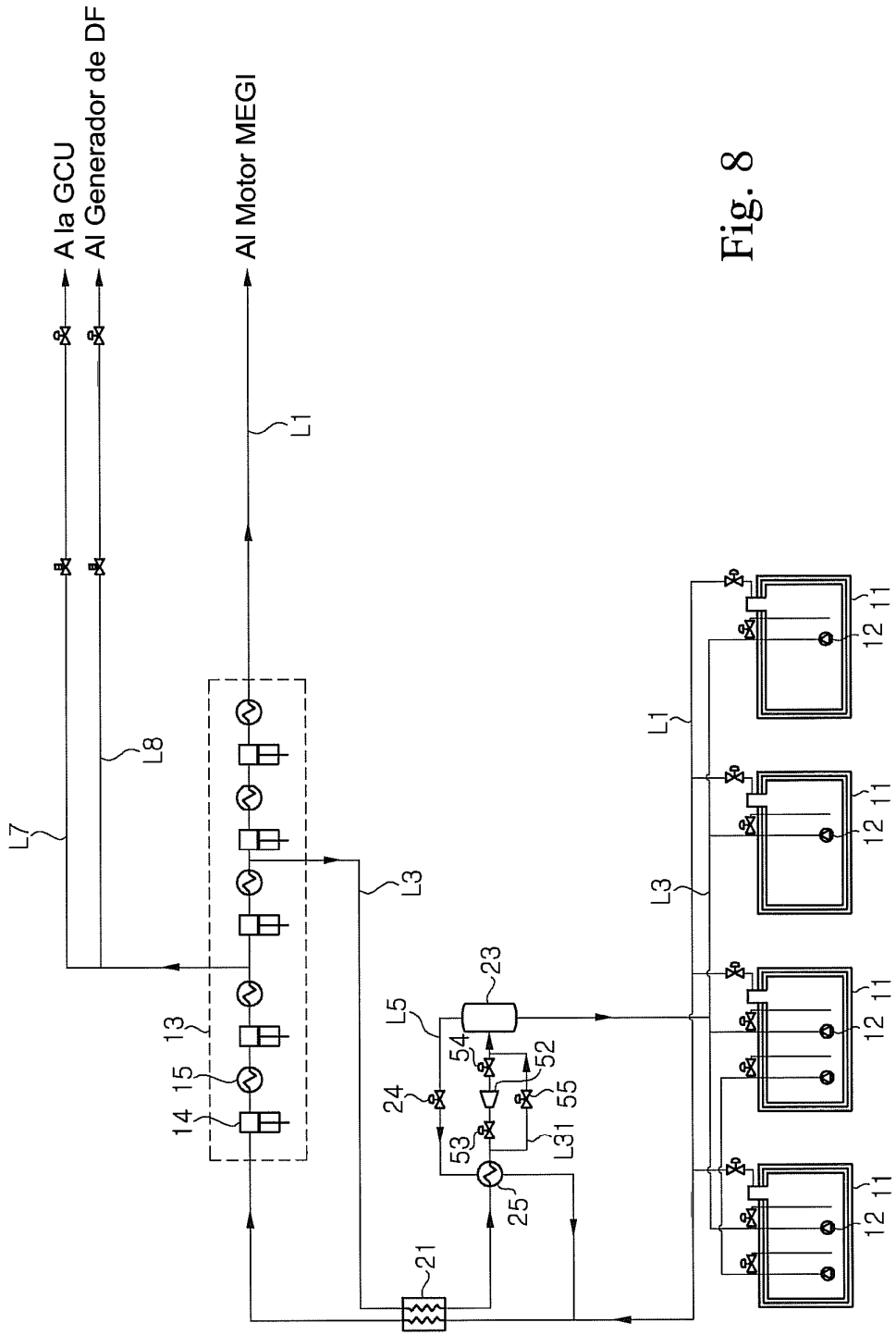


Fig. 8

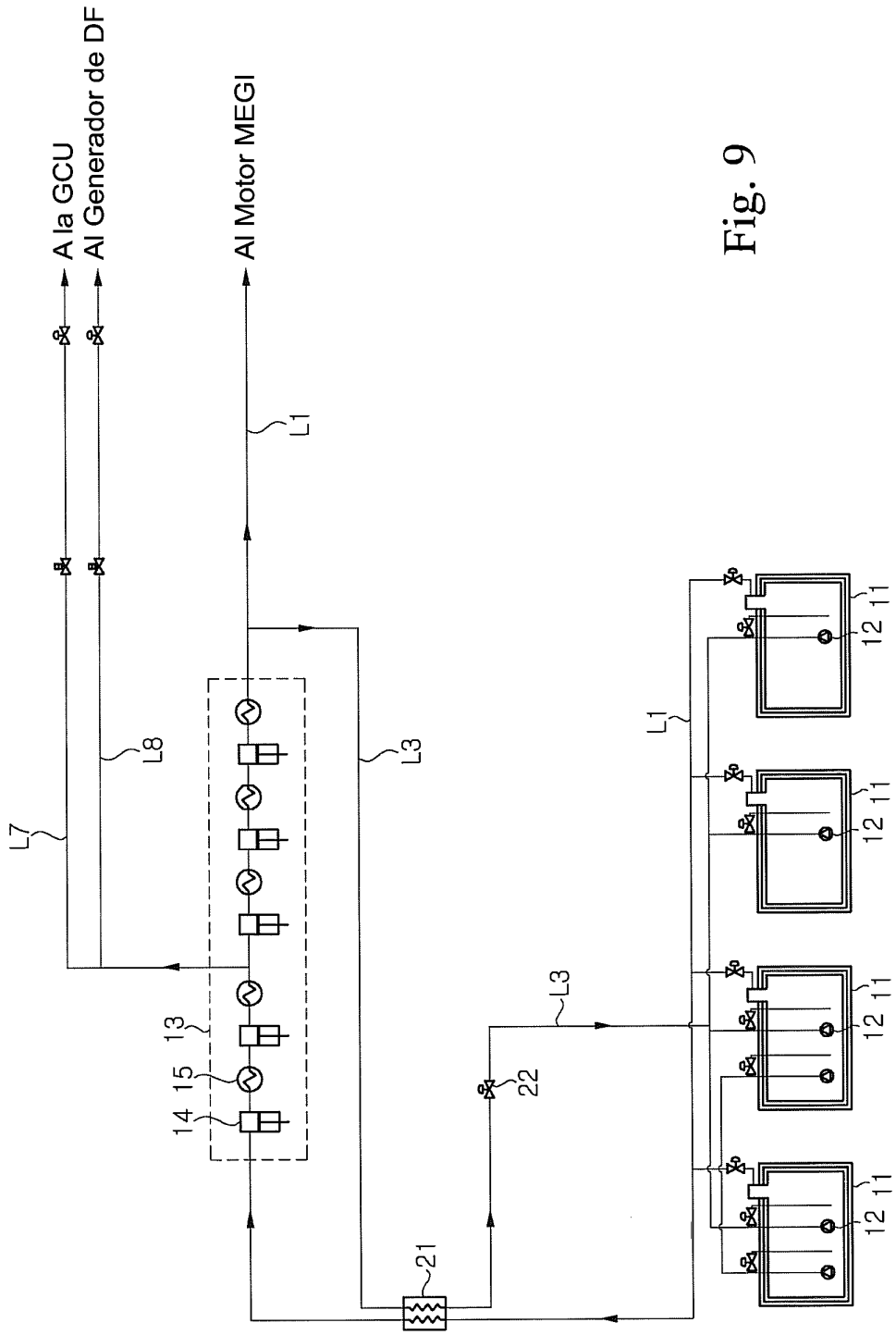


Fig. 9

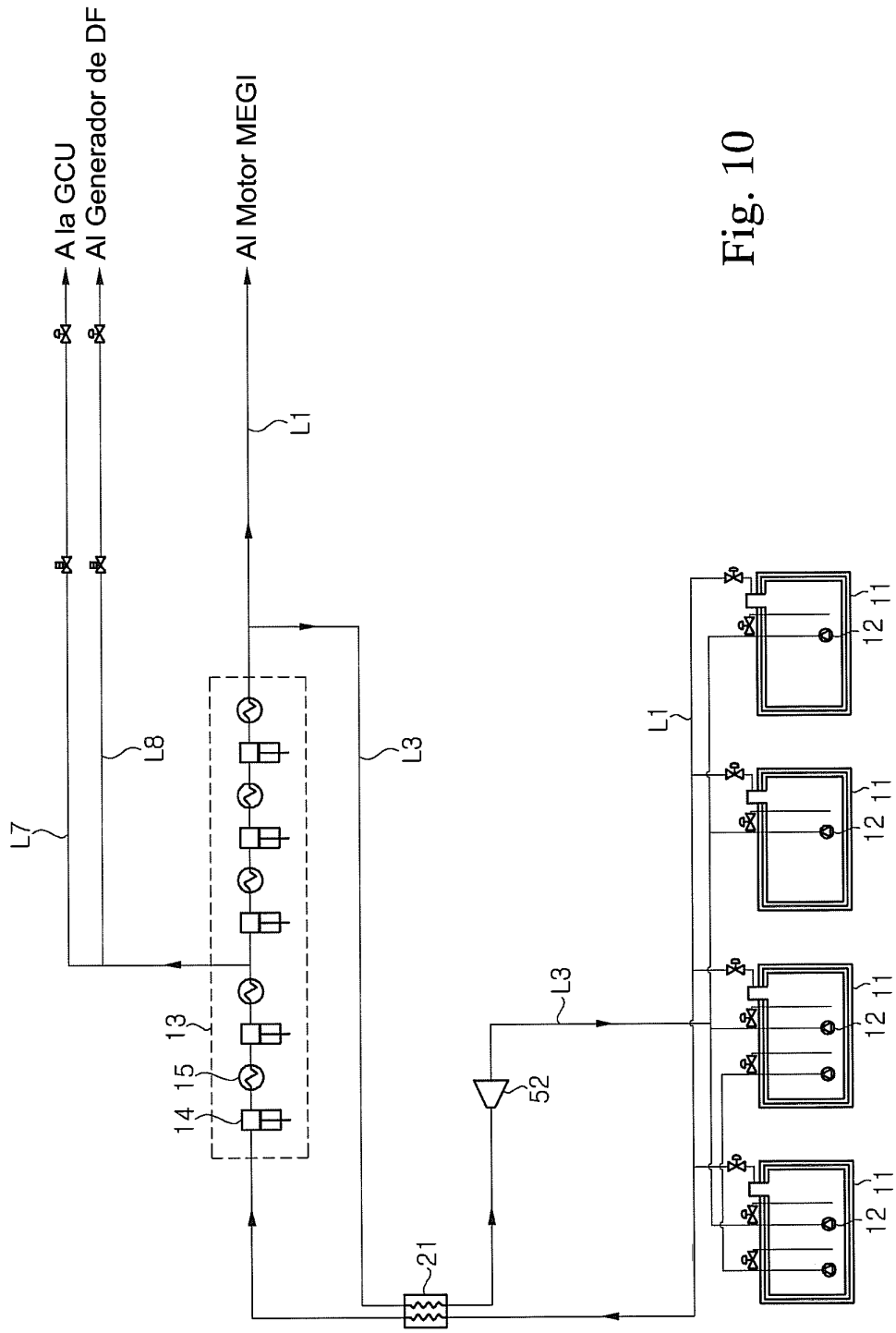


Fig. 10

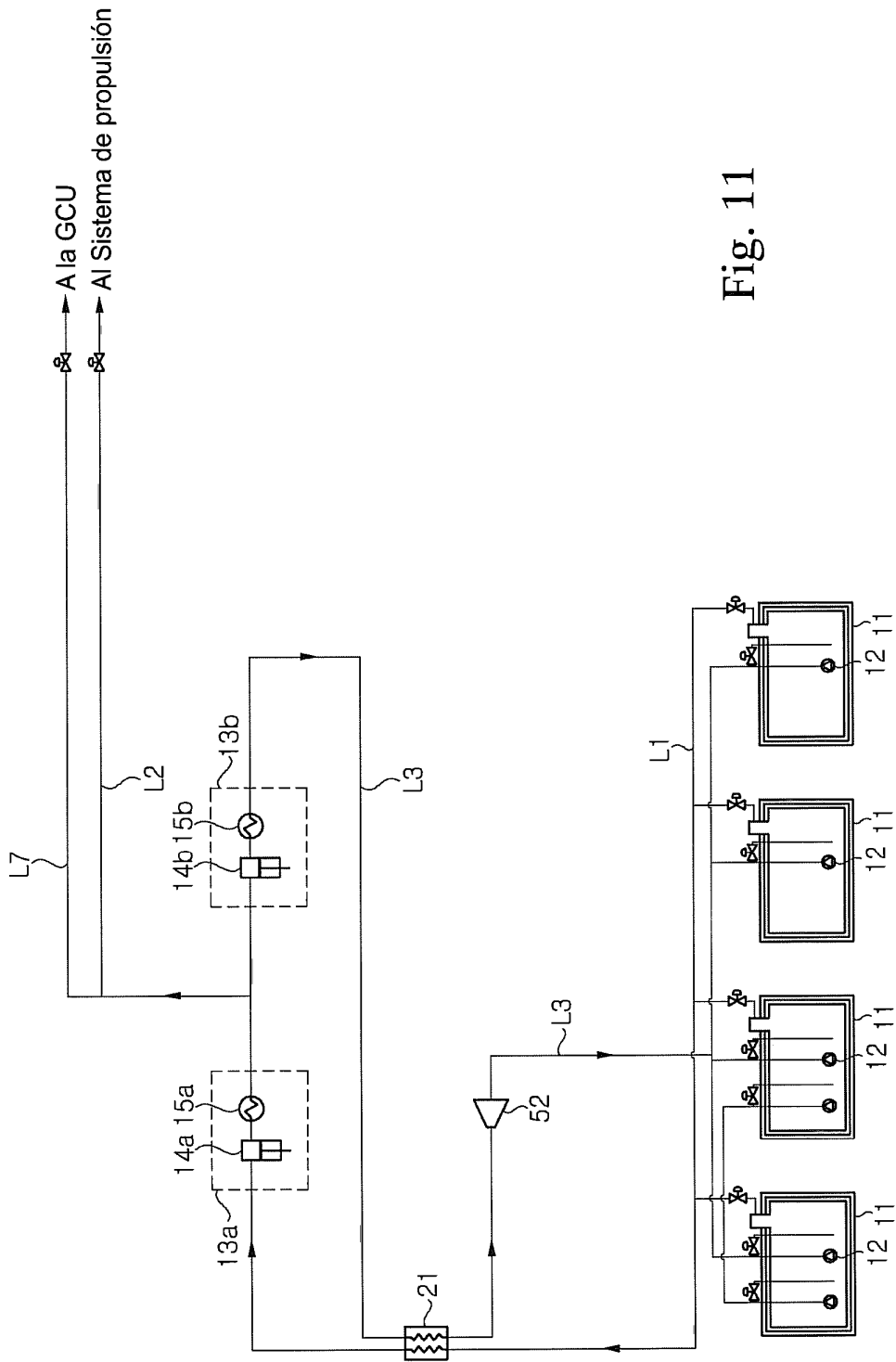


Fig. 11

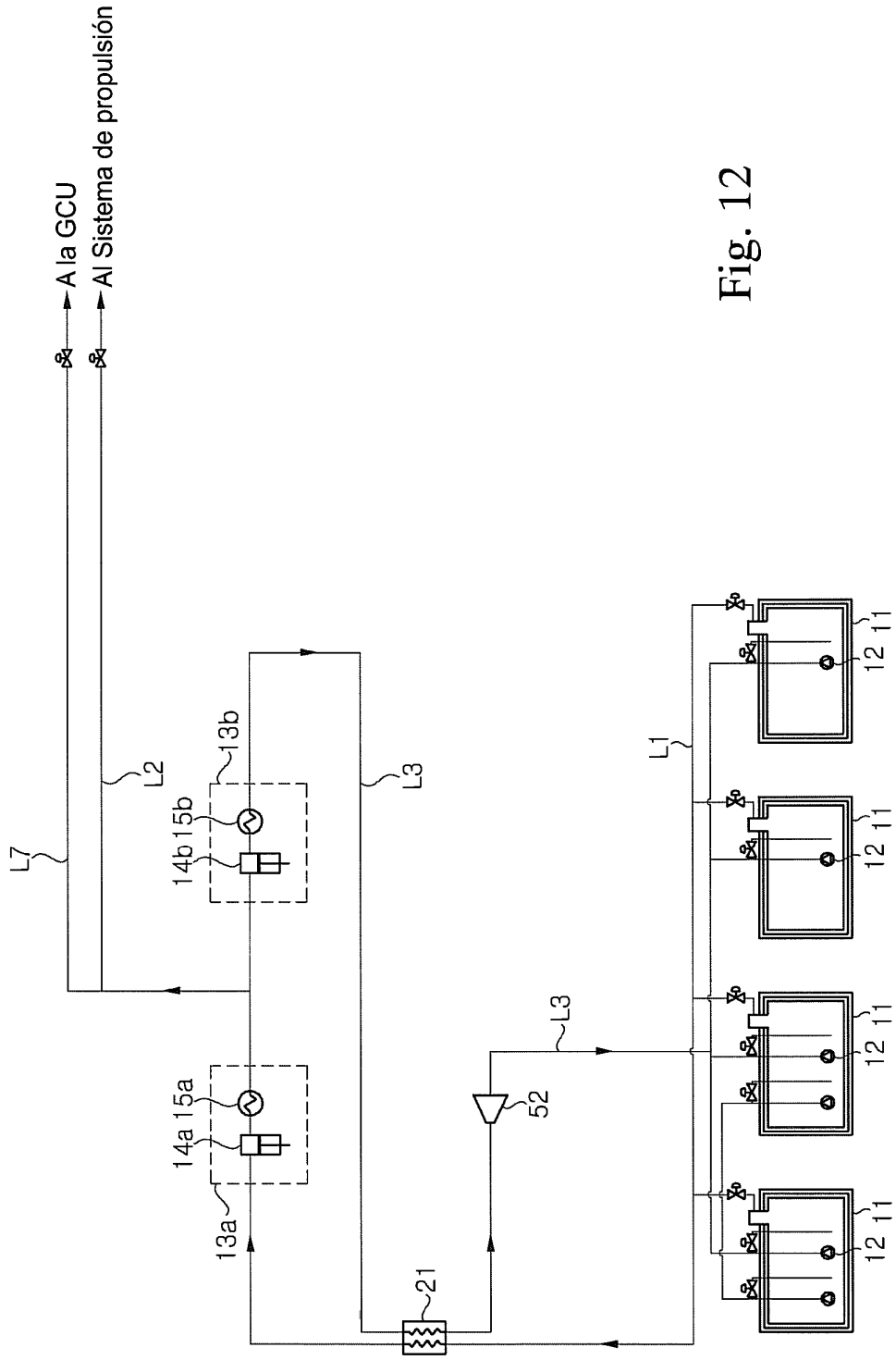


Fig. 12

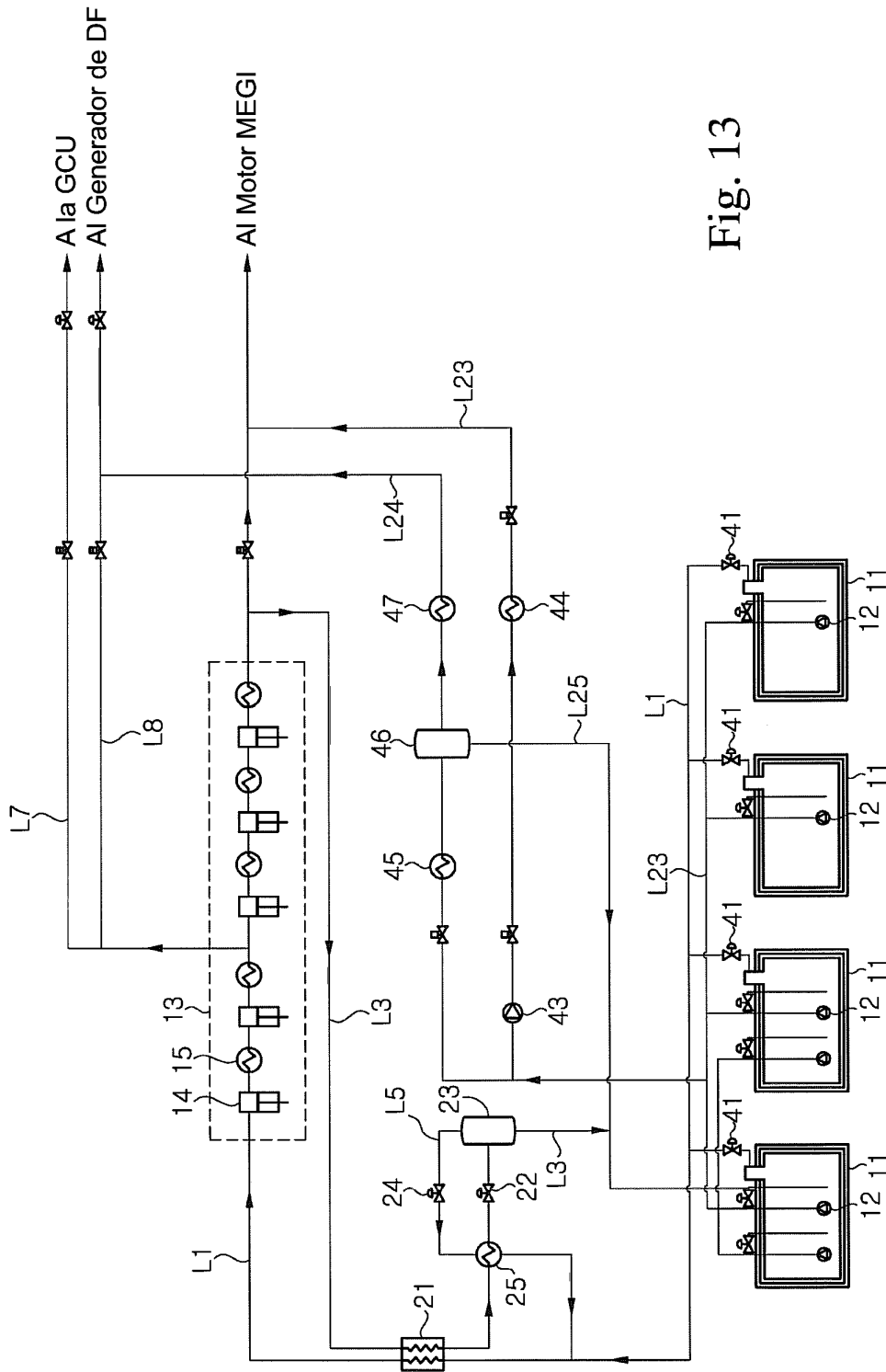


Fig. 13