

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 647 473**

51 Int. Cl.:

F02M 21/02 (2006.01)

F02M 37/04 (2006.01)

B63H 21/38 (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/KR2013/009543**

87 Fecha y número de publicación internacional: **01.05.2014 WO14065621**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **24.10.2013 E 13848343 (3)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **11.10.2017 EP 2913510**

54 Título: **Sistema para procesar gas licuado en buque**

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:

21.12.2017

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

74 Agente/Representante:

VEIGA SERRANO, Mikel

ES 2 647 473 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).

DESCRIPCION

Sistema para procesar gas licuado en buque

5 Sector de la técnica

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

Estado de la técnica

10 Recientemente, el consumo de gas licuado, tales como gas natural licuado (LNG) o gas de petróleo licuado (LPG), ha estado aumentando rápidamente por todo el mundo. El gas licuado se transporta en un estado gaseoso a través de gaseoductos terrestres o submarinos o se transporta a un lugar de consumo remoto mientras se almacena en un estado licuado dentro de un barco de transporte de gas licuado. El gas licuado, tales como LNG o LPG, se obtiene
15 refrigerando gas natural o gas de petróleo a una temperatura criogénica (en el caso de LNG, aproximadamente -163 °C). Ya que el volumen de gas licuado se reduce considerablemente en comparación a un estado gaseoso, el gas licuado es muy adecuado para un transporte marítimo de larga distancia.

20 Un barco de transporte de gas licuado tal como un barco de transporte de LNG se diseña para cargar gas licuado, navegar a través del mar y descargar el gas licuado en un lugar de consumo terrestre. Para este fin, el barco de transporte de gas licuado incluye un tanque de almacenamiento (también llamado "tanque de carga") que puede resistir una temperatura criogénica de gas licuado. Un ejemplo de un sistema de este tipo se muestra el documento KR-10-2012-0107832. Ejemplos de una estructura marítima provista de un tanque de carga capaz de almacenar gas
25 licuado criogénico puede incluir buques tales como un barco de transporte de gas licuado y un Buque de Regasificación (LNG RV) o estructuras tales como una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de LNG (LNG FS-RU) y Flotante, Producción, Almacenamiento y Descarga de LNG (LNG FPSO) y una Central Eléctrica Flotante (BMPP).

30 El LNG RV es un barco de transporte de gas licuado flotante autopropulsado equipado con una instalación de regasificación de LNG y la LNG FSRU es una estructura marítima que almacena LNG descargado de un barco de transporte de LNG en el mar muy lejos de tierra y, si es necesario, suministra el LNG a un lugar de consumo terrestre gasificando el LNG. El LNG FPSO es una estructura marítima que refina LNG extraído en el mar, almacena el LNG en un tanque de almacenamiento después de licuefacción directa, y, si es necesario, transborda el LNG a un
35 barco de transporte 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" como se usa en el presente documento es un concepto que incluye un barco de transporte de gas licuado tales como un barco de transporte de LNG, un LNG RV y estructuras tales como un LNG FPSO, una LNG FSRU y una BMPP.

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

50 El gas natural generado puede aumentar 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 barco de transporte de gas licuado, se han usado solos o en combinación un método de descargar el BOG del tanque de carga y quemar el BOG, un método de descargar el BOG del tanque de carga, relicuar el BOG a través de un aparato de relicuefacción y devolver el BOG al tanque de carga, un método de usar el BOG como combustible para un motor de propulsión del buque y un método de suprimir la generación de BOG manteniendo una presión interior de un tanque de carga en un nivel alto.

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

65 En el caso de un barco de transporte de LNG convencional equipado con un sistema de propulsión DFDE, BOG se

consume de tal manera que se suministra como combustible al DFDE después de tratar BOG mediante únicamente un compresor de BOG y calentar, sin instalar la instalación de relicuefacción. Por lo tanto, cuando una cantidad de combustible necesario para un motor es más pequeña que una cantidad de generación de BOG, existe un problema de que BOG se quema en una unidad de combustión de gas (GCU) o se ventila a la atmósfera.

5 Incluso aunque un barco de transporte de LNG convencional equipado con una instalación de relicuefacción y un motor diésel de baja velocidad puede tratar BOG a través de la instalación de relicuefacción, se complica el control de todo el sistema debido a la complejidad de operación de la instalación de relicuefacción que usa gas nitrógeno y se consume una considerable cantidad de potencia.

10 En consecuencia, existe una necesidad para búsqueda y desarrollo continuos de sistemas y métodos para el tratamiento eficiente de gas licuado, incluyendo BOG generado naturalmente por el tanque de carga.

Objeto de la invención

Problema técnico

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

Solución técnica

25 De acuerdo con un aspecto de la presente invención, se proporciona un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque, que incluye un tanque de carga que almacena LNG y un motor que usa el LNG como combustible, incluyendo el sistema de tratamiento de gas licuado: una línea de compresor configurada para comprimir BOG generado en el tanque de carga mediante un compresor y suministrar el BOG comprimido al motor como combustible; una línea de bomba configurada para comprimir el LNG almacenado en el tanque de carga mediante una bomba y suministrar el LNG comprimido al motor como combustible; un intercambiador de calor configurado para licuar al menos una parte de BOG, que se comprime mediante el compresor, intercambiando calor con BOG que se descarga del tanque de carga y transfiere al compresor; y medio de descompresión configurado para descomprimir el BOG licuado mediante el intercambiador de calor, en el que el BOG descargado del tanque de carga se comprime a aproximadamente 150 a 400 bares mediante el compresor y en el que al menos la parte de BOG que se comprime mediante el compresor se licua pasando a través del intercambiador de calor (21) y el medio de descompresión (22), de modo que al menos la parte de BOG se trata sin emplear un aparato de relicuefacción usando un refrigerante separado.

40 El BOG, que se licua mediante el intercambiador de calor y descomprime mediante el medio de descompresión, puede devolverse al tanque de carga.

45 El sistema de tratamiento de gas licuado puede incluir adicionalmente un separador de gas-líquido configurado para separar el BOG, que se descomprime a un estado mixto de gas-líquido mientras que pasa a través del medio de descompresión, en un componente de gas y un componente de líquido.

Un componente de líquido del BOG, que se descomprime a un estado mixto de gas-líquido mientras que pasa a través del medio de descompresión, puede devolverse al tanque de carga.

50 Un componente de líquido del BOG, que se descomprime a un estado mixto de gas-líquido mientras que pasa a través del medio de descompresión, puede juntarse con el BOG que se descarga del tanque de carga y suministra al compresor.

55 El sistema de tratamiento de gas licuado puede incluir adicionalmente un refrigerador configurado para enfriar el BOG, que se licua mediante el intercambiador de calor y se suministra al medio de descompresión, intercambiando calor con el componente de líquido del BOG que se descomprime al estado mixto de gas-líquido mientras que pasa a través del medio de descompresión.

El compresor puede incluir una pluralidad de cilindros de compresión.

60 El BOG, que se comprime mediante el compresor y se transfiere al intercambiador de calor, puede comprimirse mientras que pasa a través de toda o parte de la pluralidad de cilindros de compresión incluidos en el compresor.

65 El sistema de tratamiento de gas licuado puede incluir adicionalmente un vaporizador forzoso configurado para vaporizar forzosamente el LNG almacenado en el tanque de carga y suministrar el LNG vaporizado forzosamente al compresor.

El medio de descompresión puede ser una válvula de expansión o un expansor.

Efectos ventajosos

5 De acuerdo con la presente invención, todo el BOG generado durante el transporte de carga (es decir, LNG) en el barco de transporte de LNG puede usarse como el combustible del motor o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad de BOG consumida en la GCU o similar. Adicionalmente, BOG puede tratarse mediante relicuación, sin usar refrigerantes separados tales como nitrógeno.

10 Por lo tanto, de acuerdo con el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención, BOG generado por el tanque de carga puede relicuarse sin la instalación de un aparato de relicuación que consume una gran cantidad de energía y requiere coste de instalación inicial excesivo, ahorrando de este modo energía consumida en el aparato de relicuación.

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

20 Además, en el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente invención, ya que no es necesario instalar el aparato de relicuación usando refrigerantes separados (es decir, ciclo de refrigeración de refrigeración de nitrógeno, ciclo de refrigeración de refrigerante mixto o similar), no necesitan instalarse separadamente instalaciones para suministrar y almacenar los refrigerantes. En consecuencia, es posible ahorrar costes de instalación inicial y costes de operación para configurar todo el sistema.

30 Además, de acuerdo con el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención, cuando se descomprime BOG enfriado y licuado en el intercambiador de calor después de compresión mediante el expansor, puede reusarse energía malgastada porque puede generarse energía durante la expansión.

Descripción de las figuras

35 La Figura 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.

La Figura 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 Figuras 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.

40 La Figura 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.

La Figura 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.

45 Las Figuras 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.

La Figura 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 Figuras 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.

50 La Figura 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

55 Realizaciones ilustrativas de la presente invención se describirán a continuación en detalle con referencia a los dibujos adjuntos. Estas realizaciones se proporcionan de modo que esta divulgación será exhaustiva y completa, y transmitirá completamente el alcance de la invención a los expertos en la materia. La invención puede, sin embargo, incorporarse en muchas formas diferentes y no debería interpretarse como que se limita a las realizaciones expuestas en el presente documento. A lo largo de todos los dibujos y descripción, se usarán números de referencia similares para referirse a elementos similares.

65 La Organización Marítima Internacional (IMO) regula la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx) y óxidos de azufre (SOx) entre gases de escape de barcos y también trata de regular la emisión de dióxido de carbono (CO₂). En particular, en problema de la regulación de óxidos de nitrógeno (NOx) y óxidos de azufre (SOx) se planteó mediante el protocolo de Prevención de Contaminación Marítima por los Barcos (MARPOL) en 1997. Después de ocho largos años, el protocolo alcanzó requisitos de cumplimiento y entró en vigor en mayo de 2005. En la actualidad, la

regulación está en vigor como una disposición obligatoria.

Por lo tanto, para alcanzar una disposición de este tipo, se han introducido una diversidad de métodos para reducir la emisión de óxidos de nitrógeno (NOx). Como uno de estos métodos, se ha desarrollado y usado un motor de inyección de gas natural de alta presión para un barco de transporte de LNG, por ejemplo, un motor MEGI. En comparación con el motor diésel de la misma potencia, el motor MEGI puede reducir la emisión de contaminantes (dióxido de carbono: 23 %, compuesto nitrogenado: 80 %, compuesto sulfatado: 95 % o más). Por lo tanto, el motor MEGI se considera como un motor de siguiente generación respetuoso con el medio ambiente.

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

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

Además, para reducir la emisión de óxido de nitrógeno, un motor DF (por ejemplo, DFDG: generador diésel de combustible dual) que usa una mezcla de gasóleo y gas natural como combustible se ha desarrollado y usado para propulsión o generación de potencia. El motor DF es un motor que puede quemar una mezcla de gasóleo y gas natural o puede usar selectivamente uno de gasóleo y gas natural como combustible. Ya que un contenido de azufre es más pequeño que la de en el caso donde únicamente se usa gasóleo como combustible, un contenido de óxido de azufre es pequeño en gas de escape.

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

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

Si LNG se calienta, el componente de metano que tiene una relativamente baja temperatura de licuefacción se vaporiza preferentemente. Por lo tanto, ya que un contenido de metano de BOG es alto, el BOG puede suministrarse directamente como combustible al motor DF. Sin embargo, ya que el contenido de metano del LNG es relativamente menor al del BOG, el número de metano del LNG es menor que el número de metano requerido en el motor DF. Relaciones de componentes de hidrocarburos (metano, etano, propano, butano y similares) que constituyen el LNG son diferentes según 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 DF como combustible.

Para ajustar el número de metano, el componente de hidrocarburo pesado (HHC) que tiene un punto de licuefacción más alto que el metano puede licuarse y eliminarse vaporizando forzosamente el LNG y bajando la temperatura del LNG. Después de que se ajuste el número de metano, es posible calentar adicionalmente gas natural cuyo número de metano se ajuste de acuerdo con la condición de temperatura requerida en el motor.

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

La Figura 1 es un diagrama de configuración que ilustra un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque de acuerdo con una primera realización de la presente invención. El sistema de tratamiento de gas licuado de la presente realización puede aplicarse a un barco de transporte de LNG equipado con un motor MEGI como un motor de propulsión principal (es decir, medio de propulsión usando LNG como combustible).

Haciendo referencia a la Figura 1, el sistema de tratamiento de gas licuado 100 de acuerdo con la presente realización incluye una línea de suministro de combustible 110 y una línea de BOG 140. La línea de suministro de combustible 110 se configura para proporcionar un conducto para transferir 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 conducto para transferir BOG generado desde el tanque de carga 1 al motor principal 3. Además, el sistema de tratamiento de gas licuado 100 que usa BOG de acuerdo con la presente realización suministra LNG al motor principal 3 como combustible a través de la línea de suministro de combustible 110 mediante una bomba LNG 120 y un vaporizador LNG 130, suministra BOG al motor principal 3 como combustible a través de la línea de BOG 140 después de

ES 2 647 473 T3

comprimir el BOG mediante un compresor de BOG 150 y suministra BOG excedente desde el compresor de BOG 150 a un sistema 200 de generador de gas inerte/unidad de combustión de gas (IGG/GCU) integrado.

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

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

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

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

25 La línea de BOG 140 proporciona un conducto para transferir BOG generado naturalmente por el tanque de carga 1 al motor principal 3. Como 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. Como alternativa, la línea de BOG 140 puede proporcionar un conducto para suministrar directamente BOG al motor principal 3.

30 El compresor de BOG 150 se instala en la línea de BOG 140 para comprimir BOG que pasa a través de la línea de BOG 140. Aunque únicamente un compresor de BOG 150 se ilustra en la Figura 1, el sistema puede configurarse de tal forma que dos compresores de BOG de la misma especificación se conectan en paralelo para satisfacer requisitos de redundancia tal como los sistemas de suministros de combustible generales. Sin embargo, como la presente realización, cuando se instala un único compresor de BOG 150 en una porción 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 de instalación del costoso compresor de BOG 150 y cargas en mantenimiento.

35 La línea de BOG excedente 160 proporciona un conducto para suministrar BOG excedente desde el compresor de BOG 150 a un sistema 200 IGG/GCU integrado. La línea de BOG excedente 160 puede suministrar BOG excedente como combustible a un motor auxiliar, tales como un motor DF, así como el sistema 200 IGG/GCU integrado.

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

45 Mientras tanto, 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, puede usarse BOG excedente como el combustible del motor principal 3 o puede usarse LNG vaporizado como el combustible del sistema 200 IGG/GCU integrado. Un calentador 180 puede instalarse en la línea de conexión 170 para calentar BOG o LNG vaporizado que pasa a través de la misma y una válvula reductora de presión (PRV) 190 puede instalarse para reducir presión excesiva ajustando una presión provocada por BOG o LNG vaporizado. Mientras tanto, el calentador 180 puede ser un calentador de gas que usa calor de combustión de gas. También, el calentador 180 puede usar una diversidad de medios de calentamiento, incluyendo una unidad de circulación/suministro de medio de calor que proporciona una fuente de calor para calentar mediante la circulación del medio de calor.

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

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

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

usa para generar gas inerte para suministrar al tanque de carga 1. Adicionalmente, puede usarse el BOG excedente como el combustible del motor auxiliar o similar.

5 El sistema 200 IGG/GCU integrado suministrado con BOG puede consumir BOG continuamente generado por el tanque de carga 1 mediante combustión de BOG dentro de un cuerpo principal 210 y, si es necesario, puede generar gas de combustión como gas inerte para suministrar al tanque de carga 1.

10 La Figura 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.

15 Aunque la Figura 2 ilustra un ejemplo en el que el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención se aplica a un barco de transporte de LNG equipado con un motor de inyección de gas natural de alta presión capaz de usar gas natural como combustible (es decir, medio de propulsión usando LNG como combustible), el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención también puede aplicarse a cualquier tipo de buques (barco de transporte de LNG, LNG RV y similares) y plantas marítimas (LNG FPSO, LNG FSRU, BMPP y similares), en las que se instala un tanque de carga de gas licuado.

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

25 El tanque de carga 11 tiene paredes herméticas y calorífugas para almacenar gas licuado tal como LNG en un estado criogénico, pero no puede bloquear perfectamente el calor transferido desde el exterior. Por lo tanto, el gas licuado se vaporiza constantemente dentro del tanque de carga 11. Para mantener la presión del BOG en un nivel apropiado, BOG se descarga del tanque de carga 11 a través de la línea de descarga de BOG.

30 Una bomba de descarga 12 se instala dentro del tanque de carga 11 para descargar LNG al exterior del tanque de carga cuando sea necesario.

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

40 BOG comprimido en el compresor 13 se suministra al motor de inyección de gas natural de 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 de alta presión de acuerdo con una cantidad de combustible necesario para el motor de inyección de gas natural de alta presión.

45 Además, de acuerdo con la realización de la presente invención, cuando BOG descargado del tanque de carga 11 y comprimido en el compresor 13 (es decir, todo el BOG descargado del tanque de carga) es un primer flujo, el primer flujo del BOG puede dividirse en un segundo flujo y un tercer flujo después de la compresión. El segundo flujo puede suministrarse como combustible al motor de inyección de gas natural de alta presión y el tercer flujo puede licuarse y devolverse al tanque de carga.

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

60 El tercer flujo se devuelve al tanque de carga 11 a través de la línea de retorno de BOG L3. Un intercambiador de calor 21 se instala en la línea de retorno de BOG L3 para enfriar y licuar el tercer flujo. En el intercambiador de calor 21, el tercer flujo del BOG comprimido intercambia calor con el primer flujo del BOG descargado del tanque de carga 11 y a continuación suministrado al compresor 13.

65 Ya que una tasa de flujo del primer flujo del BOG antes de la compresión es mayor que una tasa de flujo del tercer flujo, el tercer flujo del BOG comprimido puede licuarse recibiendo energía fría del primer flujo del BOG antes de la

compresión. Como tal, en el intercambiador de calor 21, el BOG del estado de alta presión se enfría y licúa mediante intercambio de calor entre el BOG de la temperatura criogénica inmediatamente después de descargarse del tanque de carga 11 y el BOG del estado de alta presión comprimido en el compresor 13.

5 El LBOG enfriado en el intercambiador de calor 21 y licuado al menos parcialmente se descomprime mientras que pasa a través de una válvula de expansión 22 que sirve como medio de descompresión y se suministra a un
 10 separador de gas-líquido 23 en un estado mixto de gas-líquido. El LBOG puede descomprimirse hasta aproximadamente presión atmosférica (por ejemplo, descomprimido desde 300 bares a 3 bares) mientras que pasa a través de la válvula de expansión 22. El BOG licuado se separa en componentes de gas y líquido en el separador
 15 de gas-líquido 23. El componente de líquido, es decir, 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, BOG, se descarga del tanque de carga 11 a través de una línea de recirculación de BOG L5 y se junta con BOG suministrado al compresor 13. Más específicamente, la línea de recirculación de BOG L5 se extiende desde un extremo superior del separador de gas-líquido 23 y se conecta a un lado más aguas arriba que el intercambiador de calor 21 en la línea de suministro de BOG L1.

20 Para devolver sin problemas el BOG descomprimido al tanque de carga 11 y juntar sin problemas el componente de gas del BOG descomprimido a la línea de suministro de BOG L1 a través de la línea de recirculación de BOG L5, es ventajoso que la presión del BOG después de descomprimirse mediante el medio de descompresión se establece para ser mayor que la presión interior del tanque de carga 11.

25 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 de BOG L1 porque el intercambio de calor se realiza realmente entre el primer flujo del BOG transferido a través de la línea de suministro de BOG L1 y el tercer flujo del BOG transferido a través de la línea de retorno de BOG L3.

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

35 Por conveniencia de explicación, se ha descrito que el refrigerador 25 se instala en la línea de recirculación de BOG L5, pero el refrigerador 25 puede instalarse en la línea de retorno de BOG L3 porque el intercambio de calor se realiza realmente entre el tercer flujo del BOG transferido a través de la línea de retorno de BOG L3 y el componente de gas transferido a través de la línea de recirculación de BOG L5.

40 Aunque no se ilustra, de acuerdo con una modificación de la presente realización, el sistema puede configurarse de tal forma que se omita el refrigerador 25. Si el refrigerador 25 no se instala, la eficiencia total del sistema puede disminuirse ligeramente. Sin embargo, puede facilitarse la disposición de tubo y la operación de sistema y puede reducirse el coste de instalación y la cuota de mantenimiento.

45 Mientras tanto, cuando se espera que BOG excedente se generará porque una cantidad de BOG generada del tanque de carga 11 es mayor que una cantidad de combustible necesario para el motor de inyección de gas natural de alta presión, BOG que se ha comprimido o que se comprime gradualmente en el compresor 13 se bifurca a través de las líneas de bifurcación de BOG L7 y L8 y a continuación se usa en medio de consumo de BOG. Ejemplos del medio de consumo de BOG pueden incluir una GCU, un generador DF (DFDG) y una turbina de gas, cada uno de
 50 los cuales puede usar gas natural teniendo una presión relativamente inferior que el motor MEGI como combustible. En la etapa intermedia del compresor 13, la presión del BOG bifurcado a través de las líneas de bifurcación de BOG L7 y L8 puede ser aproximadamente de 6 a 10 bares.

55 Como se ha descrito anteriormente, en el sistema de tratamiento de gas licuado y método de acuerdo con la realización de la presente invención, BOG generado durante el transporte de carga (es decir, LNG) en el barco de transporte de LNG puede usarse como el combustible del motor o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad de BOG consumida en la GCU o similar. Adicionalmente, BOG puede tratarse mediante relicuefacción, sin la instalación de aparato de relicuefacción usando refrigerantes separados tales como nitrógeno.

60 Además, en el sistema de tratamiento de gas licuado y método de acuerdo con la realización de la presente invención, ya que no es necesario instalar el aparato de relicuefacción usando refrigerantes separados (es decir, ciclo de refrigeración de refrigeración de nitrógeno, ciclo de refrigeración de refrigerante mixto o similar), no necesitan instalarse separadamente instalaciones para suministrar y almacenar los refrigerantes. En consecuencia,
 65 es posible ahorrar coste de instalación inicial y coste de operación para configurar todo el sistema.

Aunque la Figura 2 ilustra el ejemplo en el que la línea de retorno de BOG L3 para suministrar el BOG comprimido al intercambiador de calor 21 se bifurca en el extremo trasero del compresor 13, la línea de retorno de BOG L3 puede instalarse para bifurcar el BOG que se comprime gradualmente en el compresor 13, como las anteriormente descritas líneas de bifurcación de BOG L7 y L8. La Figura 3 ilustra una modificación en la que BOG comprimido de dos etapas se bifurca mediante dos cilindros y la Figura 4 ilustra una modificación en la que BOG comprimido de tres etapas se bifurca mediante tres cilindros. En este momento, la presión del BOG bifurcado de la etapa intermedia del compresor 13 puede ser aproximadamente de 6 a 10 bares.

En particular, en el caso de usar un compresor (fabricado por la empresa Burckhardt) que incluye cinco cilindros en el que tres cilindros de la etapa frontal se operan en un método lubricado sin aceite y dos cilindros de la etapa trasera se operan en un método lubricado con aceite, BOG necesita transferirse mientras que pasa a través de un filtro de aceite cuando BOG se bifurca en la etapa trasera o cuarta etapa o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso en que no necesita usarse el filtro de aceite cuando BOG se bifurca en la tercera etapa o menor del compresor.

La Figura 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.

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 LNG puede usarse después de vaporización forzosa cuando una cantidad de BOG necesaria para el motor MEGI o el generador DF es mayor que una cantidad de BOG generada naturalmente en el tanque de carga 11. En lo sucesivo, únicamente se describirá en más detalle una diferencia con respecto al sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización. Además, los mismos números de referencia se asignan a los mismos elementos que los de la segunda realización y se omitirá una descripción detallada de los mismos.

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

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

Cuando la línea de vaporización forzosa L11 se proporciona como en la tercera realización, puede suministrarse establemente combustible incluso cuando una pequeña cantidad de BOG se genera porque una pequeña cantidad de LNG se almacena en el tanque de carga 11, o una cantidad de BOG requerida como combustible en diversos motores es mayor que una cantidad de BOG generada naturalmente en el tanque de carga 11.

La Figura 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.

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

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

Otro medio de descompresión, por ejemplo, una válvula de expansión 24, puede instalarse adicionalmente en la

línea de recirculación de BOG L5. Por lo tanto, el componente de gas descargado del separador de gas-líquido 23 puede descomprimirse mientras que pasa a través de la válvula de expansión 24.

5 Las Figuras 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.

10 En la cuarta realización ilustrada en la Figura 6, la línea de retorno de BOG L3 para suministrar el BOG comprimido al intercambiador de calor 21 se bifurca en el extremo trasero del compresor 13. Sin embargo, de acuerdo con las modificaciones ilustradas en las Figuras 7 y 8, como en las líneas de bifurcación de BOG L7 y L8 como se ha descrito anteriormente o la línea de retorno de BOG en la modificación de la segunda realización como se describe con referencia a las Figuras 3 y 4, la línea de retorno de BOG L3 puede instalarse para bifurcar BOG que se comprime gradualmente en el compresor 13.

15 La Figura 7 ilustra una modificación en la que BOG comprimido de dos etapas se bifurca mediante dos cilindros y la Figura 8 ilustra una modificación en la que BOG comprimido de tres etapas se bifurca mediante tres cilindros. En particular, en el caso de usar un compresor (fabricado por la empresa Burckhardt) que incluye cinco cilindros en el que tres cilindros de la etapa frontal se operan en un método lubricado sin aceite y dos cilindros de la etapa trasera se operan en un método lubricado con aceite, BOG necesita transferirse mientras que pasa a través de un filtro de aceite cuando BOG se bifurca en la etapa trasera o cuarta etapa o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso en que no necesita usarse el filtro de aceite cuando BOG se bifurca en la tercera etapa o menor del compresor.

20 Además, haciendo referencia a la primera modificación de la cuarta realización ilustrada en la Figura 7, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización puede modificarse de tal forma que se omite el refrigerador 25 (véase la Figura 6) que sirve como el intercambiador de calor para enfriar adicionalmente el BOG enfriado y licuado mientras que pasa a través del intercambiador de calor 21. Si el refrigerador 25 no se instala, la eficiencia total del sistema puede disminuirse ligeramente. Sin embargo, puede facilitarse la disposición de tubo y la operación de sistema y puede reducirse el coste de instalación y la cuota de mantenimiento.

30 Además, haciendo referencia a la segunda modificación de la cuarta realización ilustrada en la Figura 8, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la cuarta realización puede modificarse de tal forma que el expansor 52 y la válvula de expansión 55 que sirve como el medio de descompresión se disponen en paralelo. En este momento, el expansor 52 y la válvula de expansión 55 dispuestas en paralelo se colocan entre el intercambiador de calor 21 y el separador de gas-líquido 23. Una línea de derivación L31, que se bifurca de la línea de retorno de BOG L3 entre el intercambiador de calor 21 y el separador de gas-líquido 23 y se configura para derivar el expansor 52, se instala para instalar la válvula de expansión 55 en paralelo y usar únicamente el expansor 52 o la válvula de expansión 55 cuando sea necesario. La válvula de expansión 55 se cierra cuando el BOG licuado se expande usando únicamente el expansor 52, y válvulas de cierre 53 y 54 instaladas respectivamente en el extremo frontal y el extremo trasero del expansor 52 se cierran cuando el BOG licuado se expande usando únicamente la válvula de expansión 55.

40 Como el sistema de tratamiento de gas licuado y método de acuerdo con las realizaciones anteriores, en el sistema de tratamiento de gas licuado y método de acuerdo con la cuarta realización de la presente invención, BOG generado durante el transporte de carga (es decir, LNG) en el barco de transporte de LNG puede usarse como el combustible del motor o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad de BOG consumida en la GCU o similar. Adicionalmente, BOG puede tratarse mediante relicuefacción, sin la instalación de aparato de relicuefacción usando refrigerantes separados tales como nitrógeno.

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

55 Además, en el sistema de tratamiento de gas licuado y método de acuerdo con la cuarta realización de la presente invención, ya que no es necesario instalar el aparato de relicuefacción usando refrigerantes separados (es decir, ciclo de refrigeración de refrigeración de nitrógeno, ciclo de refrigeración de refrigerante mixto o similar), no necesitan instalarse separadamente instalaciones para suministrar y almacenar los refrigerantes. En consecuencia, es posible ahorrar costes de instalación inicial y costes de operación para configurar todo el sistema.

60 La Figura 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.

65 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 BOG licuado en el intercambiador de calor 21 y a continuación descomprimido en el medio de descompresión (por ejemplo, la válvula de expansión 22) se devuelve al

tanque de carga 11, sin pasar a través del separador de gas-líquido 23. En lo sucesivo, únicamente se describirá en más detalle una diferencia con respecto al sistema de tratamiento de gas licuado de la segunda realización. Además, los mismos números de referencia se asignan a los mismos elementos que los de la segunda realización y se omitirá una descripción detallada de los mismos.

5 De acuerdo con la presente realización, el BOG (es decir, BOG de dos fases), que se convierte a un estado en el que el componente de gas (es decir, vapor instantáneo) y el componente de líquido (es decir, BOG licuado) se mezclan mientras se descomprimen después de la licuefacción, se devuelve al tanque de carga 11 a través de la línea de retorno de BOG L3. La línea de retorno de BOG L3 puede configurarse de tal forma que el BOG de dos
10 fases devuelto al tanque de carga 11 se inyecta al fondo del tanque de carga 11.

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

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

La Figura 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.
25

La primera modificación de la quinta realización ilustrada en la Figura 10 difiere del sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la Figura 9 de acuerdo con la quinta realización en que se usa un expansor 52 en lugar de la válvula de expansión como el medio de descompresión. Es decir, de acuerdo con la primera modificación de la
30 quinta realización, LBOG enfriado y licuado en un intercambiador de calor 21 se descomprime a un estado mixto de gas-líquido mientras que pasa a través del expansor 52 y se devuelve a un tanque de carga 11 en un estado de dos fases.

La Figura 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.
35

La segunda modificación de la quinta realización ilustrada en la Figura 11 difiere del sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la Figura 9 de acuerdo con la quinta realización en que se usa una pluralidad de compresores (por ejemplo, un primer compresor 13a y un segundo compresor 13b) en lugar del compresor de etapas múltiples como el medio de compresión.
40

En el sistema de tratamiento de gas licuado para el buque de acuerdo con la segunda modificación de la quinta realización de la presente invención, NBOG generado y descargado de un tanque de carga 11 que almacena gas licuado se transfiere a lo largo de una línea de suministro de BOG L1 y a continuación se suministra al primer
45 compresor 13a. El BOG comprimido en el primer compresor 13a puede comprimirse en aproximadamente 6 a 10 bares y a continuación suministrarse a un demandante, es decir, un sistema de propulsión (por ejemplo, DFDE) que usa LNG como combustible, a lo largo de una línea de suministro de combustible L2. El BOG restante después de suministrarse al DFDE puede comprimirse adicionalmente mediante el segundo compresor 13b que sirve como un compresor elevador. A continuación, como en la anteriormente descrita quinta realización, el BOG puede licuarse
50 mientras se mueve a lo largo de una línea de retorno de BOG L3 y a continuación se devuelve al tanque de carga 11.

El primer compresor 13a puede ser un compresor de una etapa que incluye un cilindro de compresión 14a y un refrigerador intermedio 15a. El segundo compresor 13b puede ser un compresor de una etapa que incluye un cilindro de compresión 14b y un refrigerador intermedio 15b. Si es necesario, el segundo compresor 13b puede estar provisto de un compresor de etapas múltiples que incluye una pluralidad de cilindros de compresión y una pluralidad de refrigeradores intermedios.
55

El BOG comprimido en el primer compresor 13a se comprime a aproximadamente 6 a 10 bares y a continuación suministra al demandante, por ejemplo, el motor DF (es decir, DFDE), a través de la línea de suministro de combustible L2. En este momento, todo o parte del BOG comprimido puede suministrarse al motor de acuerdo con una cantidad de combustible necesario para el motor.
60

Es decir, cuando BOG descargado del tanque de carga 11 y suministrado al primer compresor 13a (es decir, todo el BOG descargado del tanque de carga 11) es un primer flujo, el primer flujo del BOG puede dividirse en un segundo flujo y un tercer flujo a un lado aguas abajo del primer compresor 13a. El segundo flujo puede suministrarse como
65

combustible al sistema de propulsión, es decir, el motor DF (DFDE), y el tercer flujo puede licuarse y devolverse al tanque de carga 11.

En este momento, el segundo flujo se suministra al DFDE a través de la línea de suministro de combustible L2 y el tercer flujo 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. Un intercambiador de calor 21 se instala en la línea de retorno de BOG L3 para licuar el tercer flujo del BOG comprimido. El tercer flujo del BOG comprimido en el intercambiador de calor 21 intercambia calor con el primer flujo del BOG descargado del tanque de carga 11 y a continuación suministrado al primer compresor 13a.

Ya que una tasa de flujo del primer flujo del BOG antes de la compresión es mayor que una tasa de flujo del tercer flujo, el tercer flujo del BOG comprimido puede enfriarse (es decir, licuado al menos parcialmente) recibiendo energía fría desde el primer flujo del BOG antes de la compresión. Como tal, en el intercambiador de calor 21, el BOG del estado de alta presión se enfría (licua) mediante intercambio de calor entre el BOG de la temperatura criogénica inmediatamente después de descargarse del tanque de carga 11 y el BOG del estado de alta presión comprimido en el compresor 13.

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

Mientras tanto, cuando se espera que BOG excedente se generará porque una cantidad de BOG generada desde el tanque de carga 11 es mayor que una cantidad de combustible necesario para el motor DF (por ejemplo, en el momento de parada de motor o durante navegación a baja velocidad), 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 medio de consumo de BOG. Ejemplos del medio de consumo de BOG puede incluir una GCU y una turbina de gas, cada uno de los cuales puede usar gas natural como combustible.

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

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

Como el sistema de tratamiento de gas licuado y método de acuerdo con las realizaciones anteriores, en el sistema de tratamiento de gas licuado y método de acuerdo con la quinta realización de la presente invención, BOG generado durante el transporte de carga (es decir, LNG) en el barco de transporte de LNG puede usarse como el combustible del motor o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad de BOG consumida en la GCU o similar. Adicionalmente, BOG puede tratarse mediante relicuefacción, sin la instalación de aparato de relicuefacción usando refrigerantes separados tales como nitrógeno.

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

Además, en el sistema de tratamiento de gas licuado y método de acuerdo con la quinta realización de la presente invención, ya que no es necesario instalar el aparato de relicuefacción usando refrigerantes separados (es decir, ciclo de refrigeración de refrigeración de nitrógeno, ciclo de refrigeración de refrigerante mixto o similar), no necesitan instalarse separadamente instalaciones para suministrar y almacenar los refrigerantes. En consecuencia, es posible ahorrar costes de instalación inicial y costes de operación para configurar todo el sistema.

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

El sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la Figura 13 de acuerdo con la sexta realización de la presente invención se configura integrando el sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la Figura 1 de acuerdo con la primera realización (sistema híbrido que incluye la línea a través de la que se comprime LNG mediante la bomba de

alta presión 120 y suministrado como combustible al sistema de propulsión y la línea a través de la que se comprime BOG mediante el compresor 150 y suministrado como combustible al sistema de propulsión) y el sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la Figura 2 de acuerdo con la segunda realización.

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

10 El sistema de tratamiento de gas licuado ilustrado en la Figura 13 de acuerdo con la presente invención incluye un motor de inyección de gas natural de alta presión (por ejemplo, motor MEGI) como un motor principal y un motor DF (generador DF: DFDG) como un motor secundario. En general, el motor principal se usa para propulsión para navegar el buque y el motor secundario se usa para generación de potencia para suministrar potencia a diversos aparatos e instalaciones instalados en el buque. Sin embargo, la presente invención no se limita a los propósitos del motor principal y el motor secundario. Una pluralidad de motores principales y una pluralidad de motores secundarios pueden instalarse.

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

25 Para suministrar el BOG del estado gaseoso como gas de combustión, 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 una línea de suministro de BOG para suministrar al motor principal con BOG almacenado en el tanque de carga 11, y una línea de suministro de BOG secundaria L8 bifurcada de la línea de suministro de BOG principal L1 para suministrar el motor secundario con BOG. La línea de suministro de BOG principal L1 tiene la misma configuración que la línea de suministro de BOG L1 de la anterior realización. Sin embargo, en la descripción dada con referencia a la Figura 13, esta línea de suministro de BOG se denomina como la línea de suministro de BOG principal L1 para distinguir de la línea de suministro de BOG para el motor 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 anterior realización. Sin embargo, en la descripción dada con referencia a la Figura 13, esta línea de suministro de BOG se denomina como la línea de suministro de BOG secundaria L8 para distinguir de la línea de suministro de BOG principal L1.

35 Para suministrar el LNG del estado líquido como gas de combustión, el sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la presente realización incluye una línea de suministro LNG principal L23 que sirve para suministrar al motor principal con LNG almacenado en el tanque de carga 11, y una línea de suministro de LNG secundaria L24 bifurcada de la línea de suministro LNG principal L23 para suministrar el motor secundario con LNG.

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

45 El NBOG generado en el tanque de carga 11 que almacena gas licuado y descargado a 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 a continuación se suministra al motor de inyección de gas natural de alta presión, por ejemplo, el motor MEGI. El BOG se comprime a una alta presión de aproximadamente 150 a 400 bares mediante el compresor 13 y a continuación se suministra al motor de inyección de gas natural de alta presión.

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

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

60 El BOG comprimido en el compresor 13 se suministra al motor de inyección de gas natural de 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 de alta presión de acuerdo con una cantidad de combustible necesario para el motor de inyección de gas natural de alta presión.

La línea de suministro de BOG secundaria L8 para suministrar gas de combustión al motor secundario (es decir, el motor DF) se bifurca de la línea de suministro de BOG principal L1. Más específicamente, la línea de suministro de BOG secundaria L8 se bifurca de la línea de suministro de BOG principal L1 de tal forma que BOG puede bifurcarse en el proceso de comprimirse en etapas múltiples en el compresor 13. Aunque la Figura 13 ilustra que el BOG comprimido de dos etapas se bifurca y una parte del BOG se suministra al motor secundario a través de la línea de suministro de BOG secundaria L8, esto es meramente ilustrativo. El sistema también puede configurarse de tal forma que BOG comprimido de una etapa o BOG comprimido de tres a cinco etapas se bifurca y a continuación 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 empresa Burckhardt. El compresor fabricado por la empresa Burckhardt incluye cinco cilindros. Se conoce que los tres cilindros de la etapa frontal se operan en un método lubricado sin aceite y dos cilindros de la etapa trasera se operan en un método lubricado con aceite. Por lo tanto, en el caso donde se usa el compresor fabricado por la empresa Burckhardt como el compresor 13 para comprimir BOG, el BOG necesita transferirse a través de un filtro de aceite cuando el BOG se bifurca en cuarta etapa o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso en que no necesita usarse el filtro de aceite cuando el BOG se bifurca en la tercera etapa o menor del compresor.

La presión requerida del motor DF (por ejemplo, DFDG) que sirve como el motor secundario es menor que la del motor MEGI. Por lo tanto, cuando el BOG comprimido a una alta presión se bifurca en el extremo trasero del compresor 13, es ineficiente porque la presión del BOG necesita descenderse de nuevo y a continuación suministrarse al motor secundario.

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

Mientras tanto, cuando se espera que BOG excedente se generará porque una cantidad de BOG generada del tanque de carga 11 es mayor que una cantidad de combustible necesario para el motor principal y el motor secundario, el sistema de tratamiento de gas licuado de la presente invención puede relicuar el BOG y devolver el BOG relicuado al tanque de carga.

Cuando BOG se genera por encima de una capacidad de relicuefacción, BOG que se ha comprimido o que se comprime gradualmente 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 del medio de consumo de BOG puede incluir una GCU y una turbina de gas, cada uno de los cuales puede usar gas natural teniendo una presión relativamente inferior que el motor MEGI como combustible. Como se ilustra en la Figura 13, la línea de bifurcación de BOG L7 puede bifurcarse de la línea de suministro de BOG secundaria L8.

Ya que el proceso en el que al menos una parte de BOG comprimido en el compresor 13 y a continuación suministrado al motor de inyección de gas natural de 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, relicuado y devuelto al tanque de carga 11 es idéntico que el descrito con referencia a la Figura 2, se omitirá una descripción detallada de los mismos.

Aunque la Figura 13 ilustra el ejemplo en el que la línea de retorno de BOG L3 para suministrar el BOG comprimido al intercambiador de calor 21 se bifurca en el extremo trasero del compresor 13, la línea de retorno de BOG L3 puede instalarse para bifurcar el BOG que se comprime gradualmente en el compresor 13, como la anteriormente descrita línea de bifurcación de BOG L7 y la línea de suministro de BOG secundaria L8 que sirve como la línea de bifurcación de BOG. La Figura 3 ilustra una modificación en la que BOG comprimido de dos etapas se bifurca mediante dos cilindros y la Figura 4 ilustra una modificación en la que BOG comprimido de tres etapas se bifurca mediante tres cilindros. En este momento, la presión del BOG bifurcado de la etapa intermedia del compresor 13 puede ser aproximadamente de 6 a 10 bares.

En particular, en el caso de usar un compresor (fabricado por Burckhardt) que incluye cinco cilindros en el que tres cilindros de la etapa frontal se operan en un método lubricado sin aceite y dos cilindros de la etapa trasera se operan en un método lubricado con aceite, BOG necesita transferirse mientras que pasa a través de un filtro de aceite cuando BOG se bifurca en la etapa trasera o cuarta etapa o más del compresor. Sin embargo, es ventajoso en que no necesita usarse el filtro de aceite cuando BOG se bifurca en la tercera etapa o menor del compresor.

Una bomba de descarga 12 y una bomba de alta presión 43 se instalan en la línea de suministro LNG principal L23. La bomba de descarga 12 se instala dentro del tanque de carga 11 y configura para descargar LNG al exterior del tanque de carga 11. La bomba de alta presión 43 se configura para comprimir secundariamente LNG, que se comprime esencialmente en la bomba de descarga 12, a una presión necesaria para el motor MEGI. La bomba de descarga 12 puede instalarse en cada tanque de carga 11. Aunque únicamente una bomba de alta presión 43 se ilustra en la Figura 4, una pluralidad de bombas de alta presión pueden conectarse en paralelo cuando sea necesario.

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

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

La línea de suministro de LNG secundaria L24 para suministrar gas de combustión al motor secundario (es decir, el motor DF) se bifurca de la línea de suministro LNG principal L23. Más específicamente, la línea de suministro de LNG secundaria L24 se bifurca de la línea de suministro LNG principal L23 de tal forma que LNG puede bifurcarse antes de comprimirse en la bomba de alta presión 43.

Mientras tanto, en la Figura 13, la línea de suministro de LNG secundaria L24 se ilustra como que se bifurca de la línea de suministro 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 de la línea de suministro LNG principal L23 en el lado aguas abajo de la bomba de alta presión 43. Sin embargo, en el caso donde la línea de suministro de LNG L24 se bifurca del lado aguas abajo de la bomba de alta presión 43, ya que la presión del LNG se ha elevado mediante la bomba de alta presión 43, es necesario disminuir la presión del LNG a la presión necesaria para el motor secundario mediante el medio de descompresión antes de suministrar el LNG al motor secundario como combustible. Como la realización ilustrada en la Figura 13, es ventajoso en que no necesita instalarse medio de descompresión adicional cuando la línea de suministro de LNG secundaria L24 se bifurca en el lado aguas arriba de la bomba de alta presión 43.

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

Como se ha descrito anteriormente, ya que el contenido de metano del LNG es relativamente menor al del BOG, el número de metano del LNG es menor que el número de metano requerido en el motor DF. Relaciones de componentes de hidrocarburos (metano, etano, propano, butano y similares) que constituyen el LNG son diferentes según 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 DF como combustible.

Para ajustar el número de metano, el LNG se calienta y vaporiza parcialmente en el vaporizador 45. El gas de combustión parcialmente vaporizado a un estado en el que se mezclan el estado gaseoso (es decir, gas natural) y el estado líquido (es decir, LNG) se suministra al separador de gas-líquido 46 y se separa en gas y líquido. Ya que la temperatura de vaporización de componente de hidrocarburo pesado (HHC) que tiene un valor calorífico alto es relativamente alto, una relación del componente HHC se incrementa relativamente en el LNG del estado líquido que permanece sin vaporizarse en el BOG parcialmente vaporizado. Por lo tanto, el número de metano del gas de combustión puede aumentarse separado el componente de líquido en el separador de gas-líquido 46, es decir, separando el componente HHC.

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

El gas de combustión, 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 a una temperatura requerida en el motor secundario y a continuación se suministra como combustible al motor secundario. Por ejemplo, cuando el motor secundario en el DFDG, el número de metano requerido es generalmente 80 o más. Por ejemplo, en el caso de LNG general (típicamente, metano: 89,6 %, nitrógeno: 0,6 %), el número de metano antes de separar el componente HHC es 71,3 y un valor de calentamiento inferior (LHV) en ese momento es 48, 872,8 kJ/kg (a 1 atm, vapor saturado). Cuando el componente HHC se elimina comprimiendo el LNG general a 7 bares y calentando el mismo a -120 °C, el número de metano se aumenta a 95,5 y el LHV en ese momento es 49, 265,6 kJ/kg.

De acuerdo con la presente realización, existen dos conductos a través de los que el gas de combustión se suministra a los motores (el motor principal y el motor secundario). Es decir, el gas de combustión puede suministrarse a los motores después de comprimirse a través del compresor 13 o puede suministrarse a los motores después de comprimirse a través de la bomba de alta presión 43.

5 En particular, un buque, tal como barco de transporte de LNG o LNG RV, se usa para transportar LNG desde un área de producción a un consumidor. Por lo tanto, cuando navega al área de producción, el buque navega en una condición cargada en la que el LNG se carga totalmente en el tanque de carga. Cuando se devuelve al área de producción después de descargar el LNG, el buque navega en una condición de lastre en la que el tanque de carga está casi vacío. En la condición cargada, se genera una gran cantidad de BOG porque una cantidad de LNG es relativamente grande. En la condición de lastre, se genera una relativamente pequeña cantidad de BOG porque una cantidad de LNG es pequeña.

15 Aunque existe una diferencia de acuerdo con la capacidad del tanque de carga, temperatura exterior y similares, una cantidad de BOG generada cuando la capacidad del tanque de carga de LNG es aproximadamente 130.000 a 350.000 es de 3 a 4 ton/h en la condición cargada y es de 0,3 a 0,4 ton/h en la condición de lastre. Además, una cantidad de gas de combustión necesaria para los motores es aproximadamente 1 a 4 ton/h (aproximadamente 1,5 ton/h de media) en el caso del motor MEGI y es aproximadamente 0,5 ton/h en el caso del motor DF (DFDG). Mientras tanto, en años recientes, ya que ha tendido a disminuirse una tasa de evaporación (BOR) debido a la mejora en el rendimiento de aislamiento del calor del tanque de carga, ha tendido a reducirse una cantidad de generación de BOG.

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

30 En general, la energía necesaria para que el compresor comprima gas (BOG) hasta la alta presión de aproximadamente 150 a 400 bares (presión absoluta) requerida en el motor MEGI es considerablemente más que la energía necesaria para que la bomba comprima líquido (LNG). El compresor para comprimir el gas a la alta presión es muy costoso y ocupa un gran espacio. Por lo tanto, puede considerarse que el uso de la línea de bomba de alta presión sola sin ninguna línea de compresión es rentable. Por ejemplo, se consume potencia de 2 mW para suministrar combustible al motor MEGI accionando un conjunto del compresor configurado con las múltiples etapas. Sin embargo, si se usa la bomba de alta presión, se consume potencia de 100 kW. Sin embargo, cuando el gas de combustión se suministra a los motores usando solo la línea de bomba de alta presión en la condición cargada, se requiere necesariamente un aparato de relicuefacción para relicuar BOG para tratar BOG generado continuamente en el tanque de carga. Cuando se considera energía consumida en el aparato de relicuefacción, es ventajoso que se instalen tanto la línea de compresor como la línea de bomba de alta presión, el gas de combustión se suministra a través de la línea de compresor en la condición cargada y el gas de combustión se suministra a través de la línea de bomba de alta presión en la condición de lastre.

45 Mientras tanto, como la condición de lastre, cuando una cantidad de BOG generada en el tanque de carga es más pequeña que una cantidad de combustible necesario para el motor MEGI, puede ser eficiente bifurcar BOG a través de la línea de suministro de BOG secundaria L8 en el proceso de comprimirse en etapas múltiples y usar el BOG bifurcado como el combustible del motor DF, sin comprimir BOG en el compresor de etapas múltiples a la alta presión requerido en el MEGI. Es decir, por ejemplo, si BOG se suministra al motor DF a través de únicamente los cilindros de compresión de dos etapas del compresor de cinco etapas, los restantes cilindros de compresión de tres etapas funcionan en vacío. Se requiere potencia de 2 mW cuando BOG se comprime accionando todo el compresor de cinco etapas. Se requiere potencia de 600 kW cuando se usan los cilindros de compresión de dos etapas y los restantes cilindros de compresión de tres etapas funcionan en vacío. Se requiere potencia de 100 kW cuando el combustible se suministra al motor MEGI a través de la bomba de alta presión. Por lo tanto, como la condición de lastre, cuando una cantidad de generación de BOG es más pequeña que una cantidad de combustible necesario para el motor MEGI, es ventajoso en términos de eficiencia energética consumir toda la cantidad de BOG en el motor DF o similar y suministrar LNG como combustible a través de la bomba de alta presión.

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

65 En la condición de lastre, el motor del buque (el motor DF o el motor MEGI) puede suministrarse simultáneamente

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

5 En el caso de un motor de baja presión, tales como una caldera, una turbina de gas o un motor DF de baja presión, que se suministra con un combustible de baja presión en uso, se ha desarrollado un sistema de suministro de combustible que usa BOG generado en el tanque de almacenamiento como combustible en una condición normal y vaporiza forzosamente LNG y usa el LNG vaporizado como combustible junto con el BOG cuando una cantidad de
10 BOG es más pequeña que una cantidad necesaria de combustible. Un sistema de suministro de combustible de este tipo se limita a un caso donde únicamente se instala un motor de baja presión en un buque. EL BOG generado naturalmente y el LNG vaporizado forzosamente son diferentes en el valor de calentamiento y el número de metano. Por lo tanto, en un caso donde el BOG y el LNG vaporizado forzosamente se suministra a un motor de una manera mezclada, la potencia de motor se cambia como el componente del combustible, es decir, el valor de calentamiento,
15 se cambia continuamente. Esto hace difícil operar el motor. En el caso de un barco carga tal como un barco de transporte de LNG, se genera una relativamente suficiente cantidad de BOG en una condición cargada en la que el barco de carga está totalmente cargado con carga en viaje. Sin embargo, en una condición de lastre en la que el barco de carga se devuelve después de descargar la carga, una cantidad de BOG es insuficiente y por lo tanto es necesario vaporizar forzosamente el LNG. Por lo tanto, en la condición de lastre que corresponde a
20 aproximadamente la mitad del periodo de navegación total, los problemas tales como un cambio en la potencia de motor se producen continuamente.

Sin embargo, las realizaciones descritas anteriormente de la presente invención difieren significativamente del sistema de suministro de combustible montado con únicamente el motor de baja presión, en que se montan tanto el
25 motor de alta presión suministrado con el combustible a una alta presión (por ejemplo, motor MEGI, aproximadamente 150 a 400 bares) como el motor de baja presión suministrado con el combustible a una presión baja (por ejemplo, motor DF, aproximadamente 6-10 bares).

Además, de acuerdo con la presente invención, cuando la cantidad de generación de BOG es más pequeña que la
30 cantidad de combustible requerida en todo el motor, el BOG se suministra como el combustible a únicamente el 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 una cantidad predeterminada de BOG se acumula en el tanque de almacenamiento, el BOG y el LNG se suministran como alternativa como el combustible a los motores. Por lo tanto, es posible resolver el problema que se produce cuando el BOG y el LNG vaporizado forzosamente se suministran a un motor de una
35 manera mezclada.

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

40 Además, en los buques en los que no es fácil reparar y sustituir equipos, se requiere que instalaciones importantes se instalen por dos en consideración de emergencia (redundancia). Es decir, se requiere la redundancia de instalaciones importantes de tal forma que instalaciones extras capaces de realizar la misma función que la instalación principal y el equipo extra se establece en un estado de espera durante la operación normal de la
45 instalación principal y se hace cargo de la función de la instalación principal cuando la instalación principal no opera debido a mal funcionamiento. Ejemplos de las instalaciones que requieren la redundancia pueden incluir instalaciones de rotación, por ejemplo, compresores o bombas.

Como tal, diversas instalaciones necesitan instalarse de forma redundante en el buque para satisfacer únicamente el
50 requisito de redundancia mientras que no se usan en días normales. El sistema de suministro de gas de combustión que usa dos líneas de compresión requiere mucho coste y espacio para la instalación del compresor. Cuando que usa el sistema de suministro de gas de combustión, se consume mucha energía. El sistema de suministro de gas de combustión que usa dos líneas de bomba de alta presión puede consumir mucha energía en el tratamiento (relieuefacción) de BOG. Por otra parte, en el sistema de suministro de gas de combustión de la presente invención en el que se instalan tanto la línea de compresor como la línea de bomba de alta presión, incluso cuando se produce
55 un problema en una de las líneas de suministro, el buque puede continuar navegando normalmente a través de otra línea de suministro. En el caso donde únicamente se instala una línea de compresión, compresores costosos se usan menos y puede seleccionarse y usarse apropiadamente un método de suministro de gas de combustión óptimo de acuerdo con una cantidad de generación de BOG. Por lo tanto, es posible obtener efecto adicional que puede
60 ahorrar costes de operación, así como costes iniciales de construcción de barco.

Como se ilustra en la Figura 13, cuando se combinan el sistema de tratamiento de gas licuado y sistema de suministro de gas de combustible híbrido de acuerdo con la realización de la presente invención, BOG generado durante el transporte de carga (es decir, LNG) en el barco de transporte de LNG puede usarse como el combustible
65 del motor o puede relicuarse, devolverse al tanque de carga y almacenarse en el mismo. Por lo tanto, puede reducirse o eliminarse una cantidad de BOG consumida en la GCU o similar. Adicionalmente, BOG puede tratarse

mediante relicuefacción, sin la instalación de aparato de relicuefacción usando refrigerantes separados tales como nitrógeno.

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

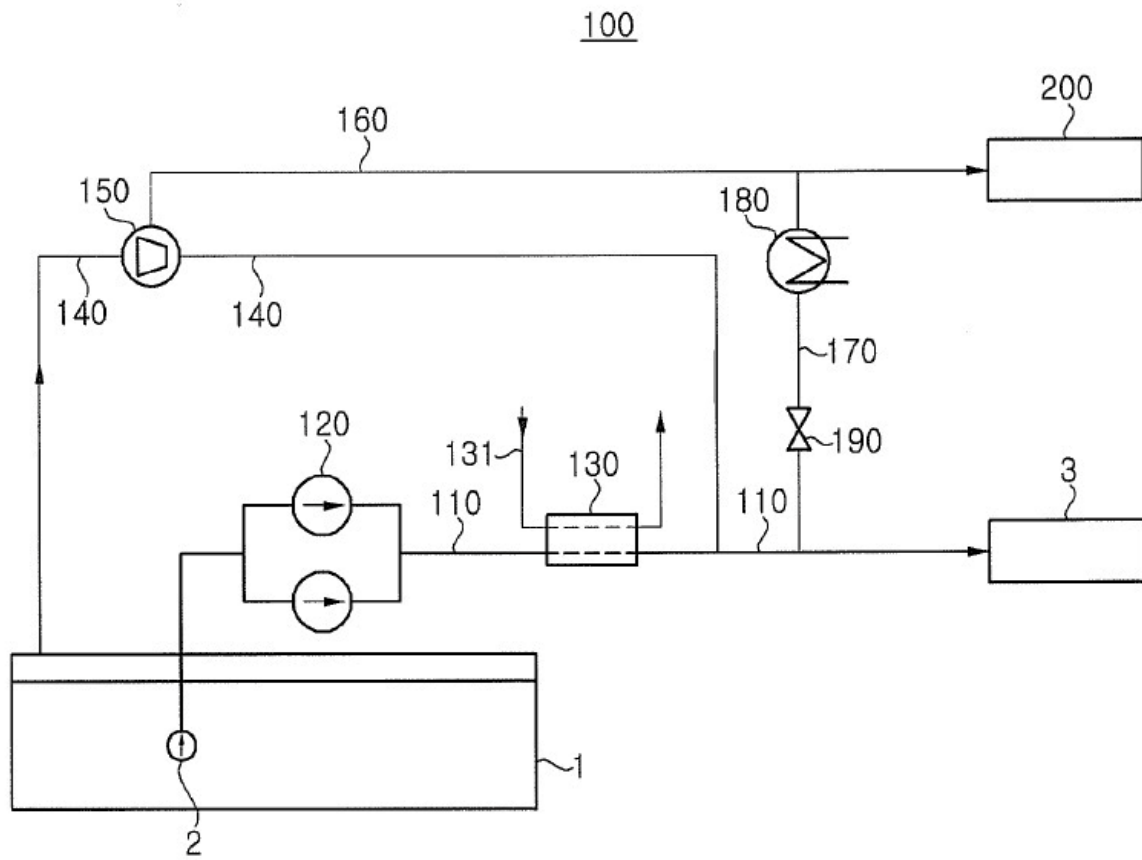
10 En particular, en el sistema de tratamiento de gas licuado y método de acuerdo con la presente realización, ya que no es necesario instalar el aparato de relicuefacción usando refrigerantes separados (es decir, ciclo de refrigeración de refrigeración de nitrógeno, ciclo de refrigeración de refrigerante mixto o similar), no necesitan instalarse separadamente instalaciones para suministrar y almacenar los refrigerantes. En consecuencia, es posible ahorrar costes de instalación inicial y costes de operación para configurar todo el sistema.

15

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de tratamiento de gas licuado para un buque, que incluye un tanque de carga (1; 11) que almacena gas natural licuado (LNG) y un motor que usa el LNG como combustible, comprendiendo el sistema de tratamiento de gas licuado:
- una línea de compresor (140; L1) configurada para comprimir gas de evaporación (BOG) generado en el tanque de carga mediante un compresor (150; 13) y suministrar el BOG comprimido al motor como combustible;
- una línea de bomba (110; L1) configurada para comprimir el LNG almacenado en el tanque de carga mediante una bomba (2, 120; 12, 43) y suministrar el LNG comprimido al motor como combustible;
- caracterizado por que** comprende un intercambiador de calor (21) configurado para licuar al menos una parte de BOG, que se comprime mediante el compresor, intercambiando calor con BOG que se descarga del tanque de carga y transfiere al compresor, y medio de descompresión (22) configurado para descomprimir el BOG licuado mediante el intercambiador de calor (21), en el que el BOG descargado del tanque de carga se comprime a aproximadamente 150 a 400 bares mediante el compresor, y en el que al menos la parte de BOG que se comprime mediante el compresor se licua pasando a través del intercambiador de calor (21) y el medio de descompresión (22), de modo que al menos la parte de BOG se trata sin emplear un aparato de relicuefacción usando un refrigerante separado.
2. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el BOG, que se licua mediante el intercambiador de calor (21) y descomprime mediante el medio de descompresión (22), se devuelve al tanque de carga (1; 11).
3. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, comprendiendo además un separador de gas-líquido (23) configurado para separar el BOG, que se descomprime a un estado mixto de gas-líquido mientras que pasa a través del medio de descompresión (22), en un componente de gas y un componente de líquido.
4. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1 en el que un componente de líquido del BOG, que se descomprime a un estado mixto de gas-líquido mientras que pasa a través del medio de descompresión (22), se devuelve al tanque de carga (1; 11).
5. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que un componente de gas del BOG, que se descomprime a un estado mixto de gas-líquido mientras que pasa a través del medio de descompresión (22), se junta con el BOG que se descarga del tanque de carga (1; 11) y suministra al compresor (150; 13).
6. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 5, comprendiendo además un refrigerador (25) configurado para enfriar el BOG, que se licua mediante el intercambiador de calor (21) y se suministra al medio de descompresión (22), intercambiando calor con el componente de gas del BOG que se descomprime al estado mixto de gas-líquido mientras que pasa a través del medio de descompresión.
7. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el compresor (150; 13) incluye una pluralidad de cilindros de compresión (14).
8. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 7, en el que el BOG, que se comprime mediante el compresor (150; 13) y se transfiere al intercambiador de calor (21), se comprime mientras que pasa a través de toda o parte de la pluralidad de cilindros de compresión (14) incluidos en el compresor.
9. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, comprendiendo además un vaporizador forzoso configurado para vaporizar forzosamente el LNG almacenado en el tanque de carga y suministrar el LNG vaporizado forzosamente al compresor.
10. El sistema de tratamiento de gas licuado de acuerdo con la reivindicación 1, en el que el medio de descompresión (22) es una válvula de expansión o un expansor.

Fig. 1



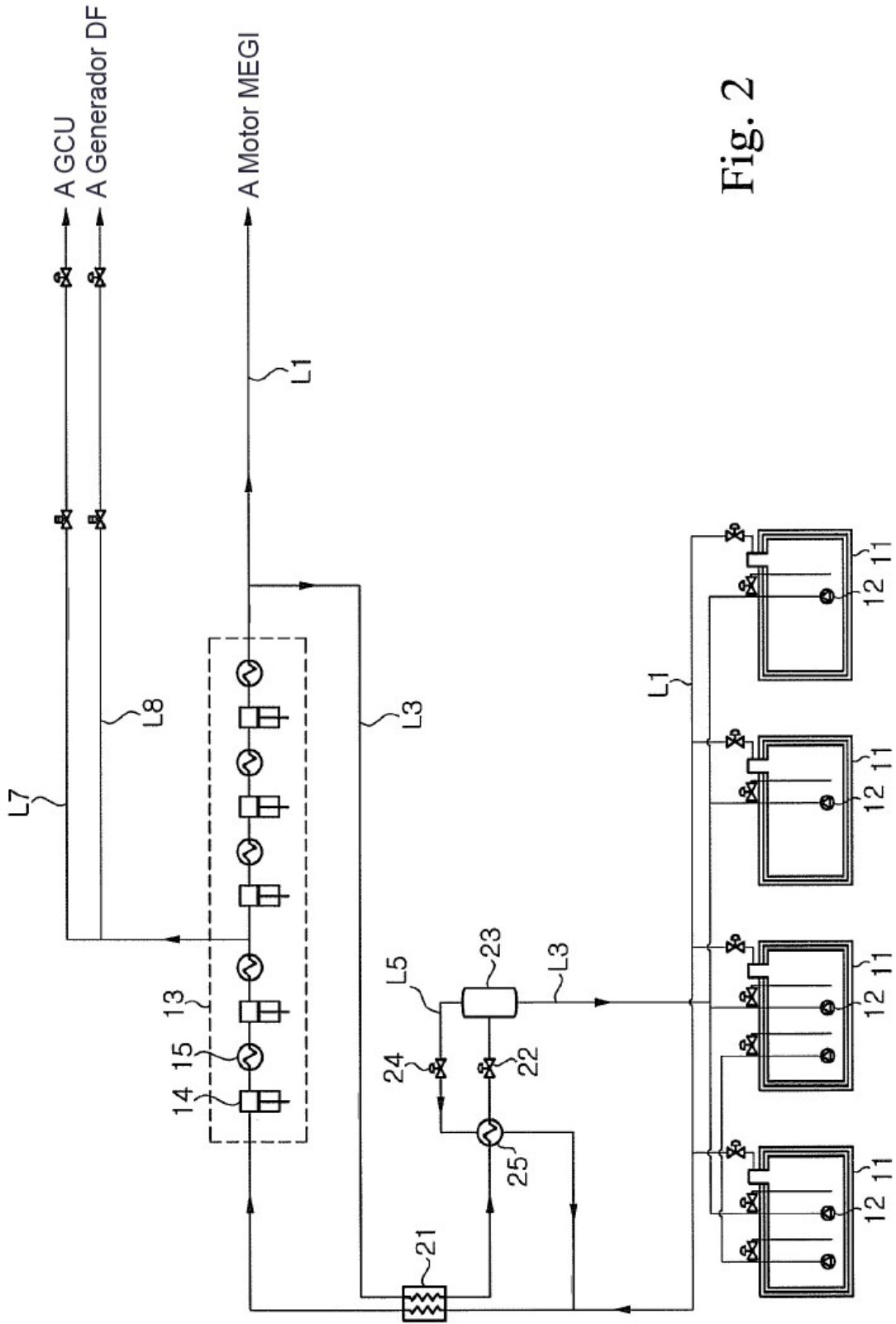


Fig. 2

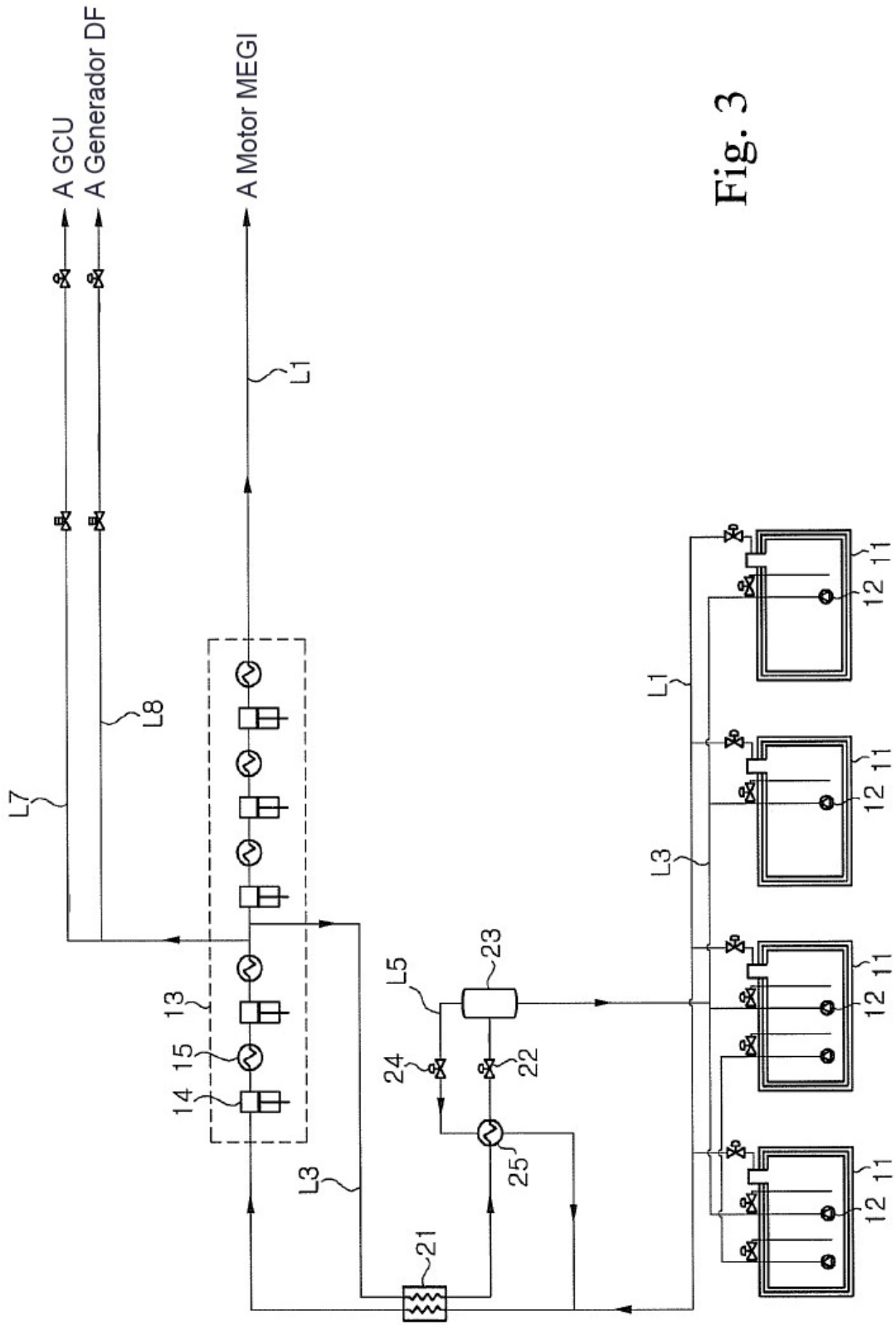


Fig. 3

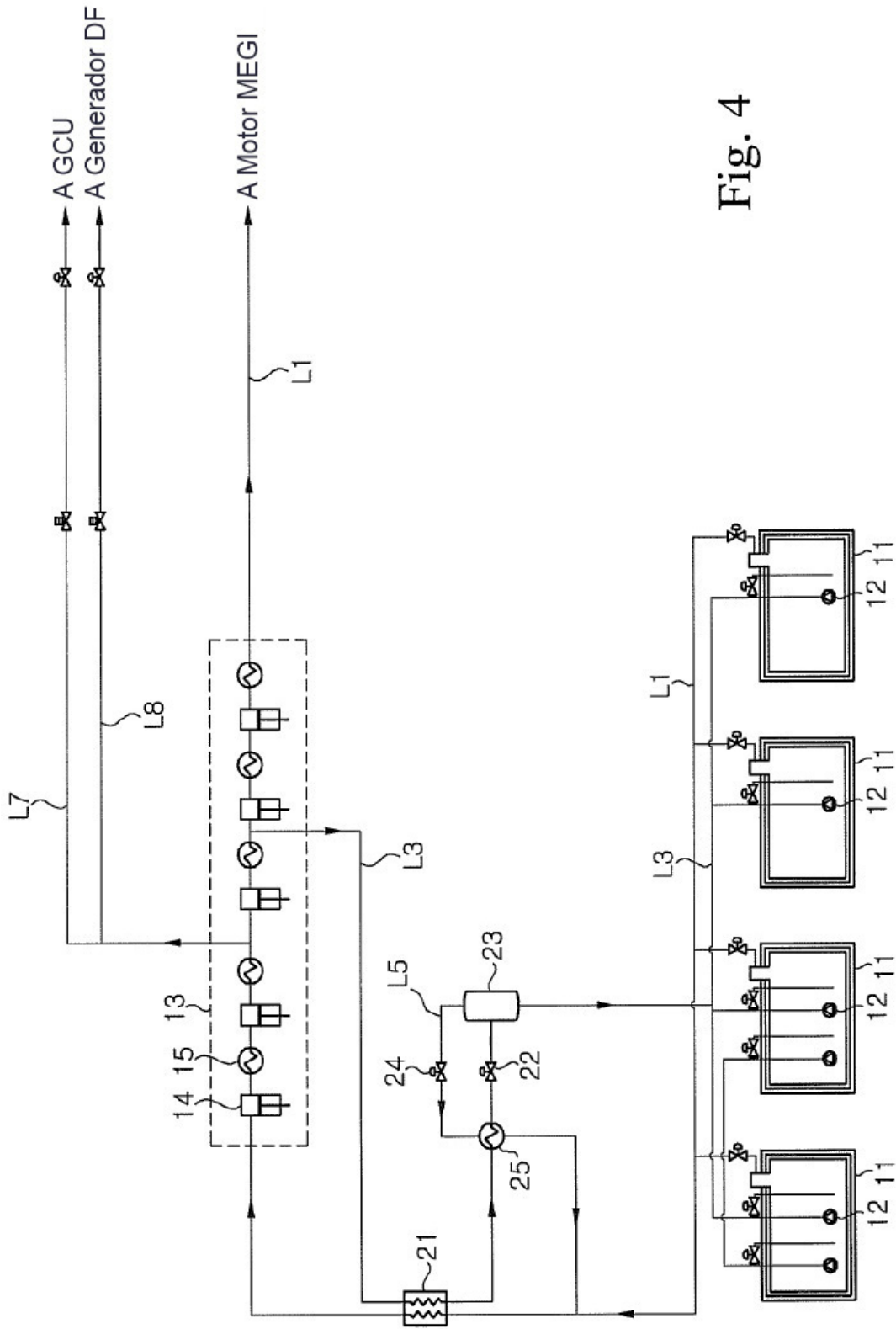


Fig. 4

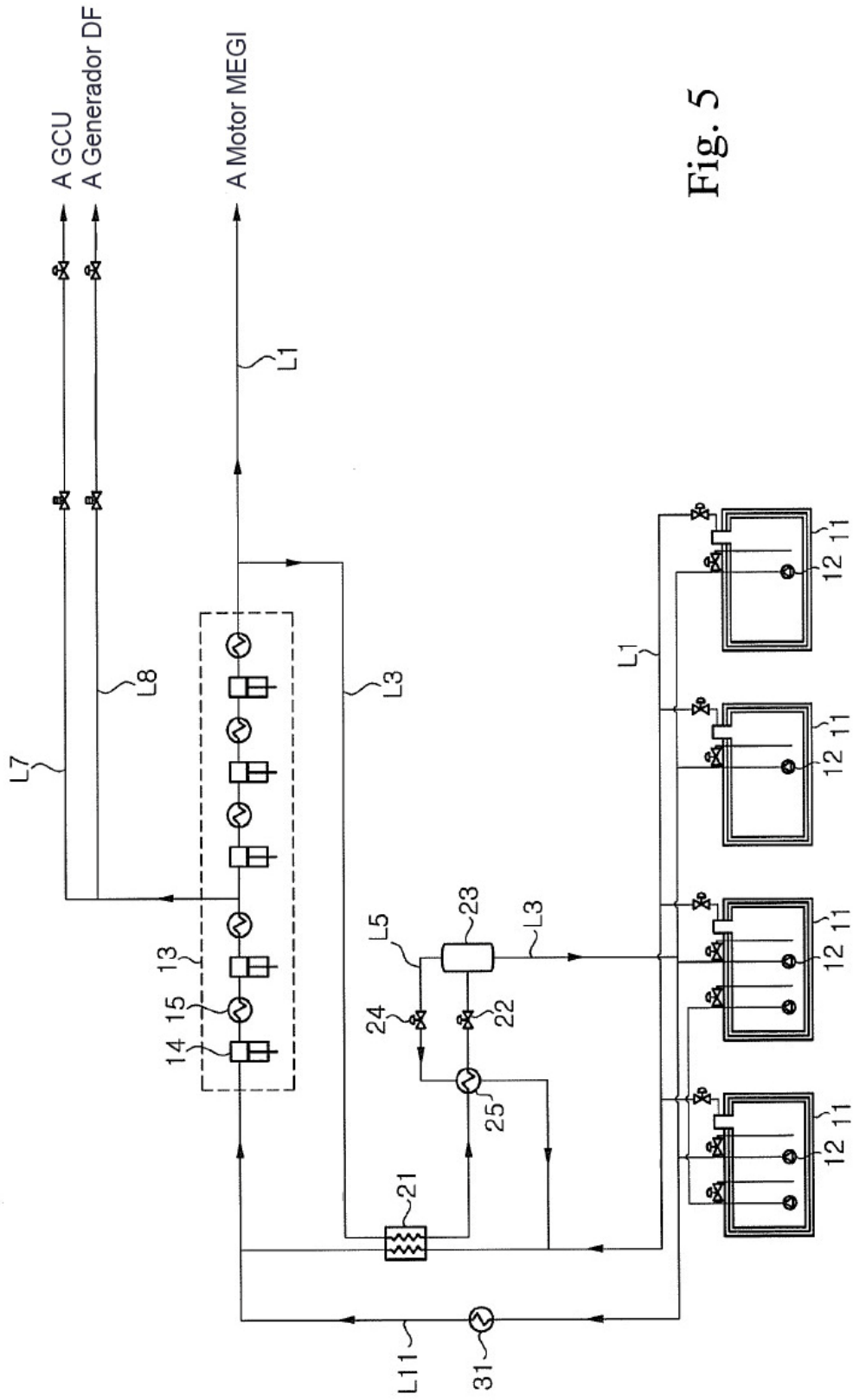


Fig. 5

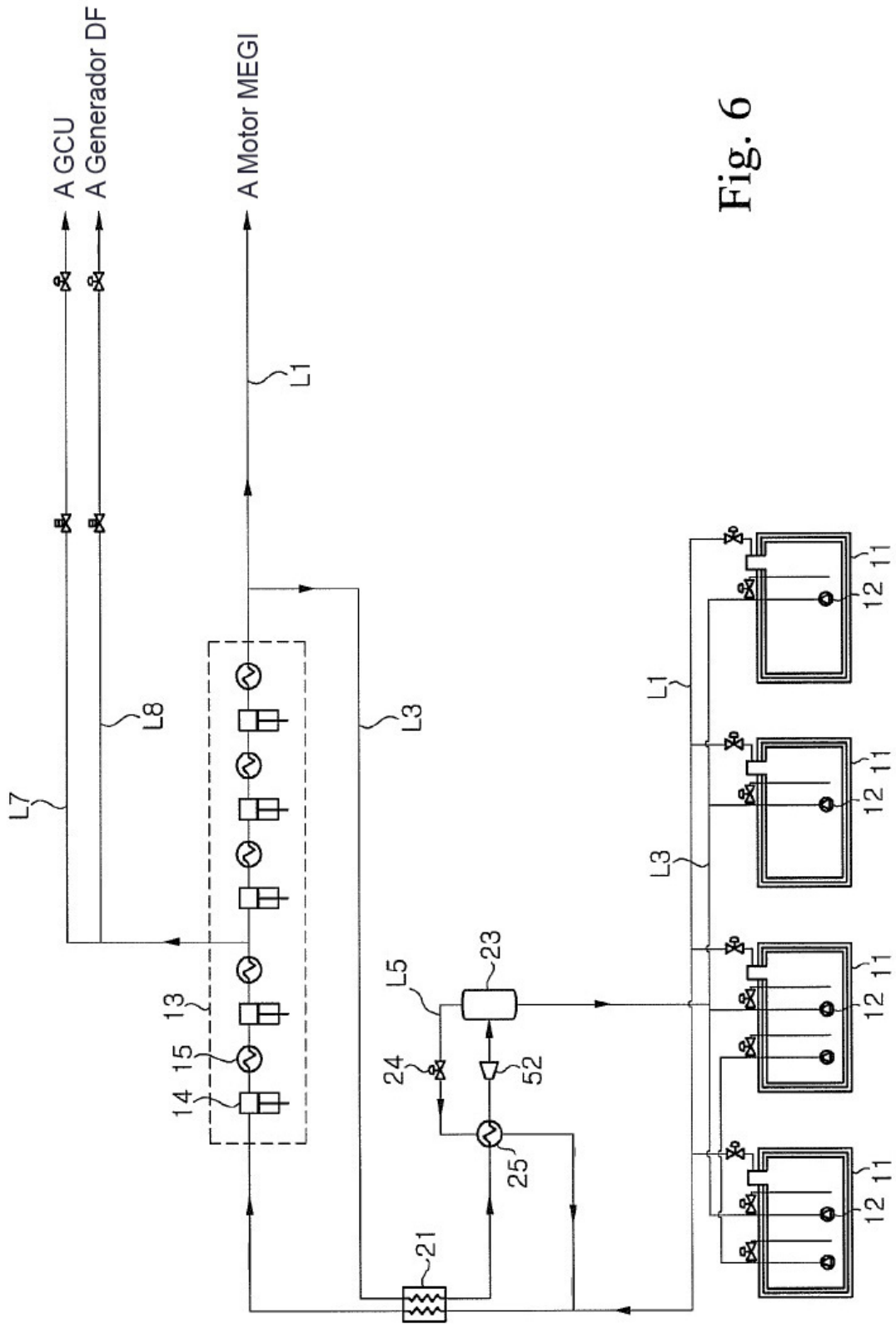


Fig. 6

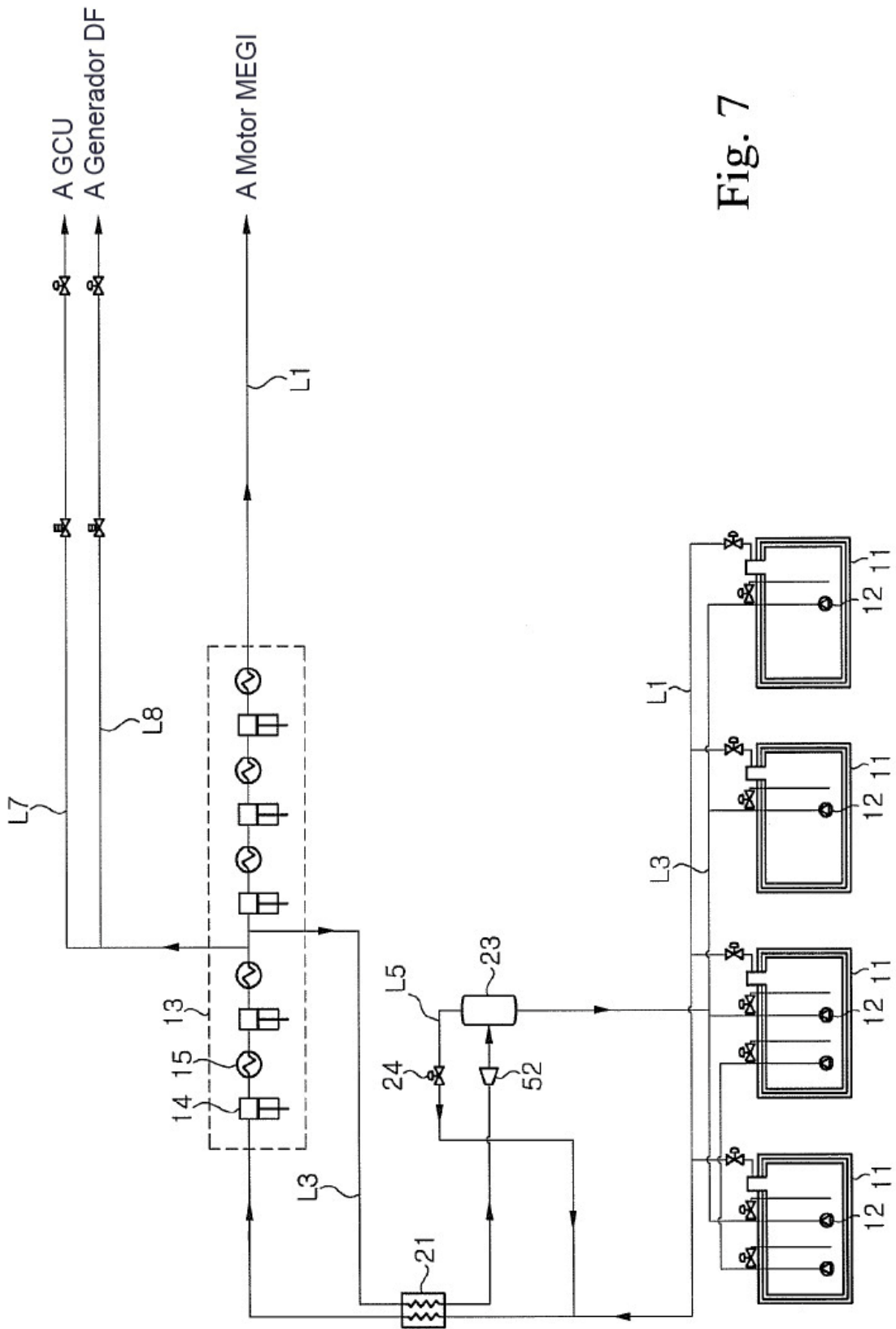


Fig. 7

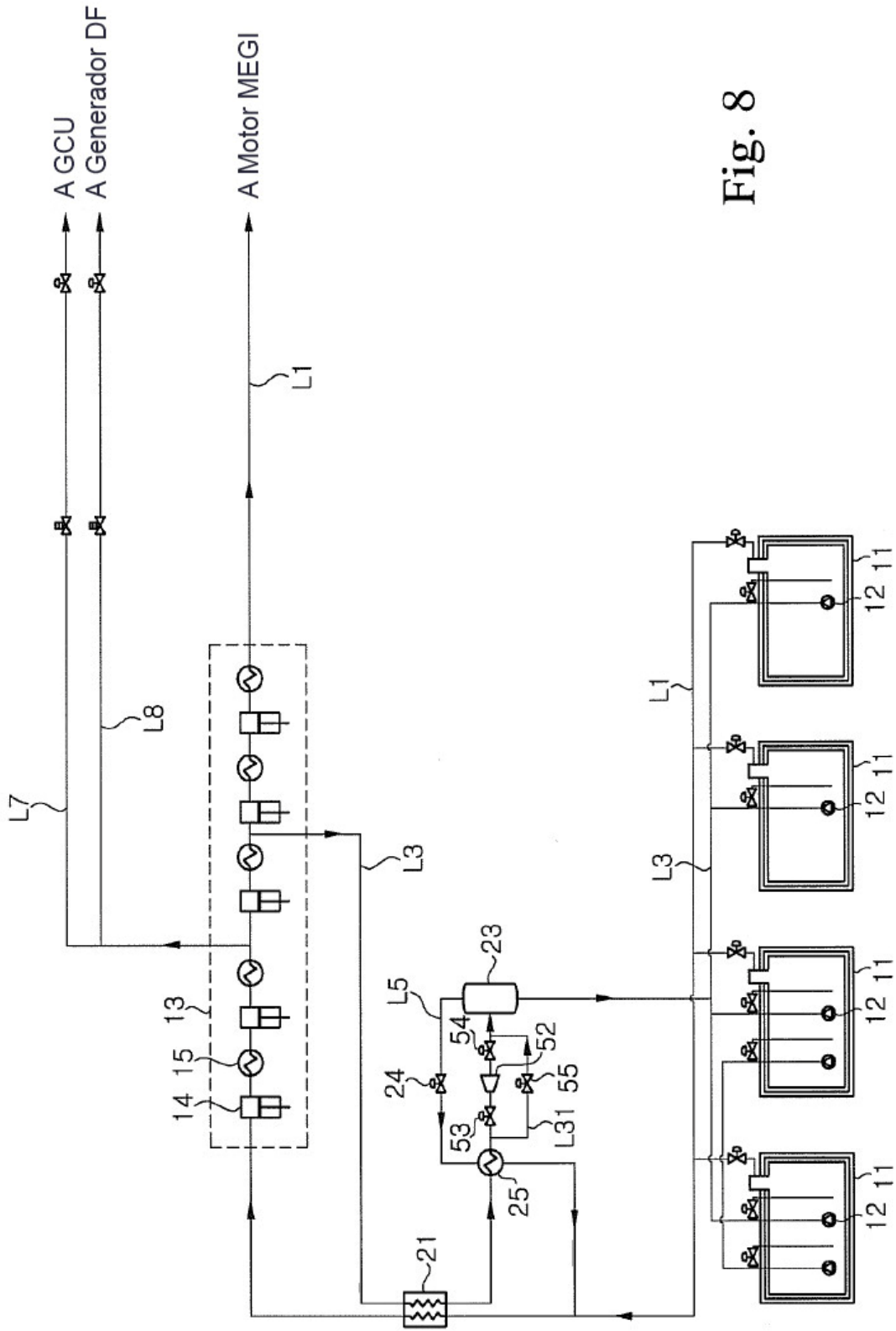


Fig. 8

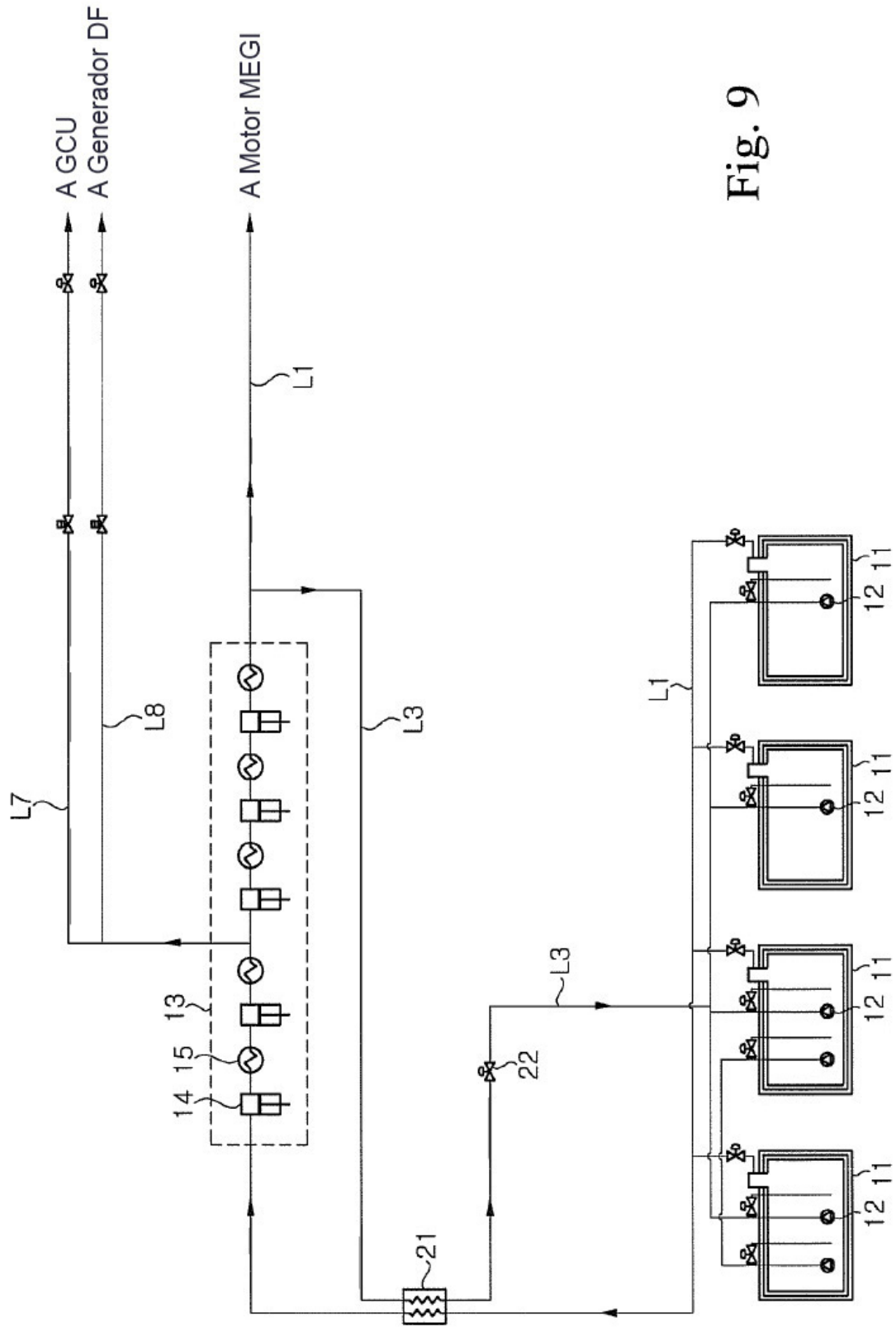


Fig. 9

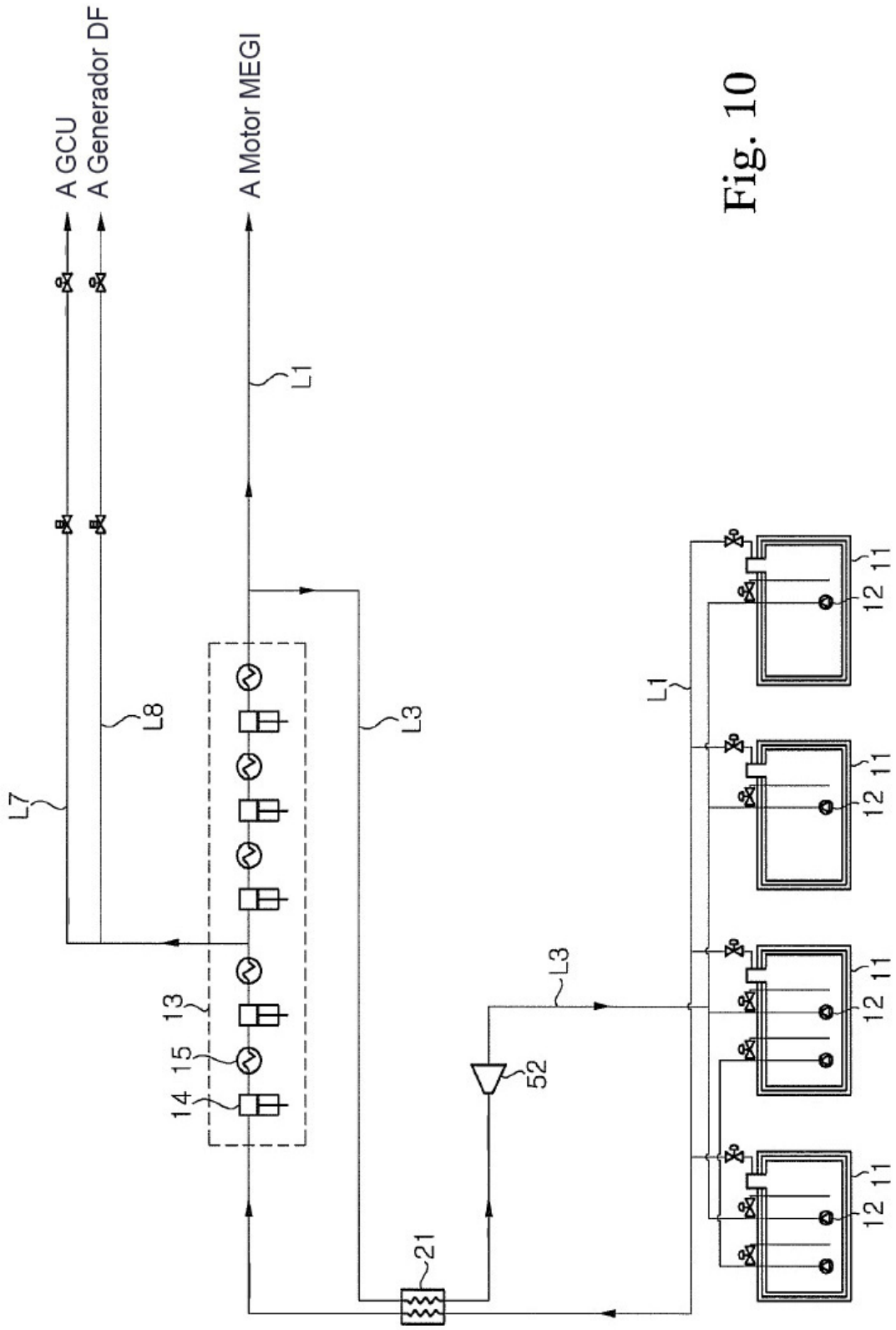


Fig. 10

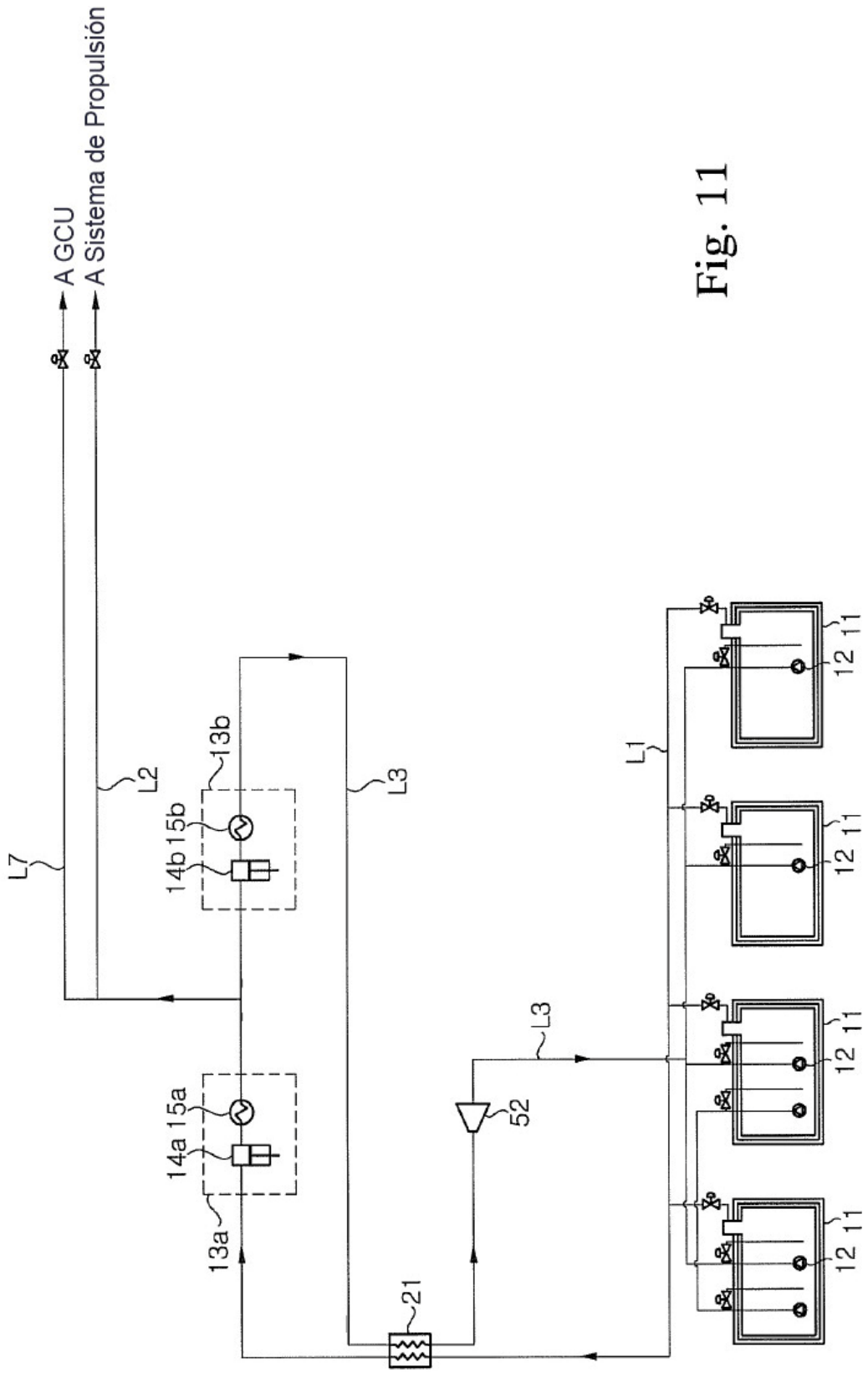


Fig. 11

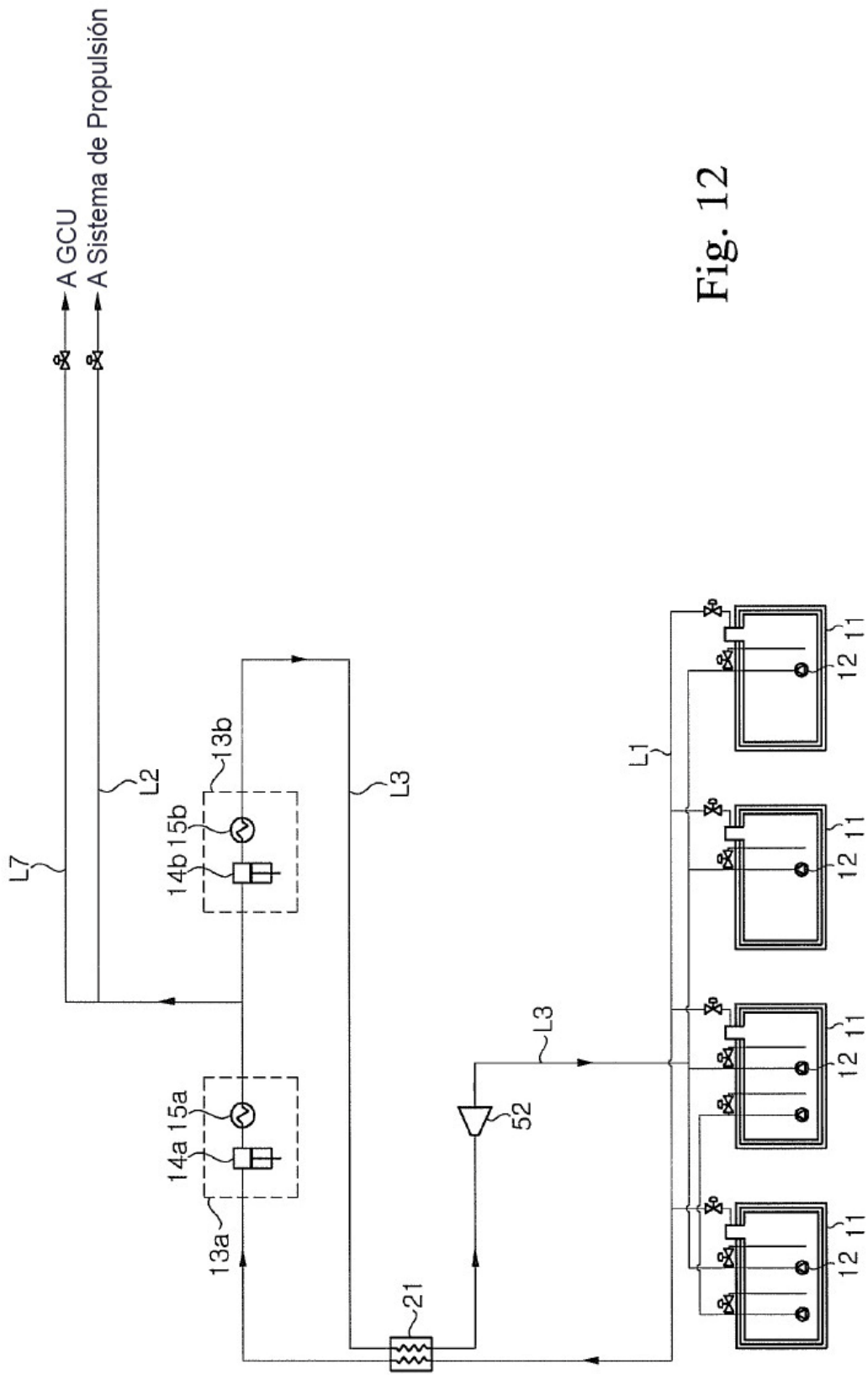


Fig. 12

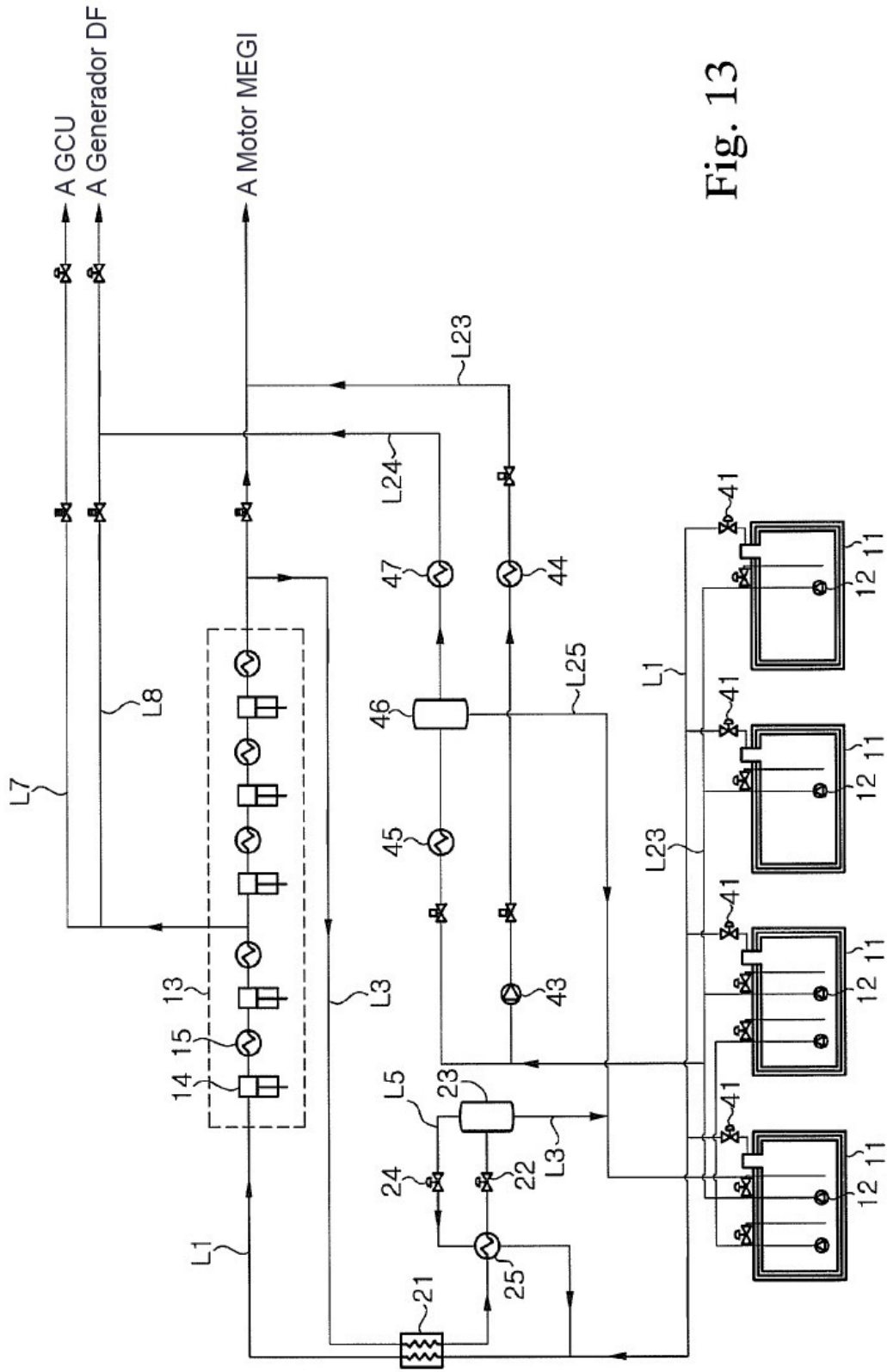


Fig. 13