

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 764 389**

51 Int. Cl.:

**B01D 53/22** (2006.01)

**C01B 3/50** (2006.01)

**C10L 3/10** (2006.01)

**E21B 43/16** (2006.01)

**C25B 1/04** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **28.07.2014** **E 14178786 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **09.10.2019** **EP 2979743**

54 Título: **Dispositivo y procedimiento para almacenar y distribuir energía renovable**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**03.06.2020**

73 Titular/es:

**RAG AUSTRIA AG (50.0%)**  
**Schwarzenbergplatz 16**  
**1015 Wien, AT y**  
**AXIOM ANGEWANDTE PROZESSTECHNIK GES.**  
**M.B.H. (50.0%)**

72 Inventor/es:

**BAUER, STEPHAN;**  
**PREM, MARTIN y**  
**SZIVACZ, JOHANNES**

74 Agente/Representante:

**CARPINTERO LÓPEZ, Mario**

ES 2 764 389 T3

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

## DESCRIPCIÓN

Dispositivo y procedimiento para almacenar y distribuir energía renovable

5 La presente invención se refiere a un procedimiento para almacenar y distribuir energía renovable, en el que el gas natural se mezcla con el hidrógeno producido mediante energía renovable y la mezcla de gas/hidrógeno resultante se distribuye a través de una red de gas preferentemente ya existente, preferentemente una red de gas natural y el hidrógeno se separa nuevamente de la mezcla de gas natural/hidrógeno en la ubicación deseada por medio de una primera separación de membrana.

10 A fin de poder compensar la disponibilidad de fuentes de energía renovables, como el viento y el sol, y ajustarlas a la demanda actual de acuerdo con la hora del día o la situación climática, se necesitan instalaciones de almacenamiento de energías renovables. Por ejemplo, en períodos de viento fuerte, la energía producida en exceso puede almacenarse y usarse más tarde, por ejemplo, en tiempos de mayor consumo de energía, o suministrarse a otras aplicaciones energéticas de gas.

15 Los dispositivos de reserva de energía se usan para almacenar energía para su uso posterior. Si el almacenamiento de una forma de energía es desfavorable debido a problemas técnicos, capacidad insuficiente o pérdidas por detención, esta forma de energía se convierte en otra forma de energía que es más adecuada para el almacenamiento y después se almacena, en cuyo caso la energía se puede volver a convertir. Un ejemplo es la conversión de energía química (combustible) en energía térmica (calor) o la conversión de energía eléctrica (electricidad) en energía química (combustible) o energía térmica (calor). Tanto en la reserva como en la conversión de energía, siempre se producen pérdidas.

20 Es difícil almacenar energía eléctrica directamente, pero generalmente es más económico convertir la energía en otro tipo de energía y volver a convertirla si es necesario.

25 Por ejemplo, en Prenzlau ha estado en funcionamiento desde 2011 una planta de energía híbrida de hidrógeno, que usa el exceso de electricidad generada por la energía eólica para producir hidrógeno por electrólisis del agua. La energía de la "energía eólica" se convierte así en hidrógeno y solo se libera nuevamente cuando el hidrógeno en la central combinada de calor y energía eléctrica se convierte nuevamente en electricidad neutra en CO<sub>2</sub> con la ayuda de biogás. El biogás también se produce como una tercera forma de energía en la planta de Prenzlau.

30 Alternativamente, el hidrógeno obtenido por electrólisis también puede servir directamente para la conducción de vehículos, por lo que la planta de energía híbrida mencionada anteriormente abastecerá a cinco estaciones de servicio en Berlín y Hamburgo con "gas eólico". Además, el calor residual de las plantas combinadas de calor y energía, en las que se quema el biogás con el hidrógeno en la planta de energía híbrida, se suministra como calefacción urbana a los edificios conectados con agua caliente para la calefacción y las necesidades diarias.

35 El hidrógeno forma una mezcla inflamable cuando se libera en una proporción de 4 a 75 %, una mezcla explosiva (oxihidrógeno) forma hidrógeno solo a un nivel de 18 %. Debido a que el hidrógeno es el más liviano de todos los elementos, este se volatiliza en un ambiente abierto antes de que pueda formar una mezcla explosiva, o se quema en ambientes calientes a un nivel de concentración de 4 %.

40 Probablemente, la forma más conocida y generalizada de reserva de hidrógeno es el denominado almacenamiento de gas comprimido y se basa en recipientes a presión, tal como los cilindros de gas. El almacenamiento se lleva a cabo en recipientes adecuados a presiones de aproximadamente 20 a 80 MPa, pero también se conocen recipientes a presión con una presión de almacenamiento de hasta 120 MPa. Debido a la estabilidad requerida del recipiente a presión, la densidad de almacenamiento es de aproximadamente 1 kg de hidrógeno en una masa de recipiente de 70-80 kg, lo que hace que el almacenamiento de gas comprimido para el transporte sea muy poco económico. Por lo tanto, en todo el mundo, solo aproximadamente 1 % del hidrógeno producido se almacena y transporta de esta forma.

45 Además del almacenamiento, por supuesto, también se conoce el transporte de hidrógeno en tuberías a presiones de aproximadamente de 7 MPa, y las plantas químicas Hüls AG en Renania operan desde 1938 una red de hidrógeno con una longitud de aproximadamente 210 km y 18 plantas conectadas. Con un diámetro de tubería de 80 cm, el caudal en esta red es de 1,3 millones de m<sup>3</sup>/h.

50 En la industria del gas natural, el almacenamiento de gas natural en almacenamiento subterráneo es el estado de la técnica. Para ello se usan cavernas salinas subterráneas (los denominados depósitos de cavernas), capas de rocas porosas (los denominados depósitos de poro), acuíferos y cavidades naturales.

55 La adecuación de dicho almacenamiento subterráneo para el hidrógeno ya se ha confirmado en el funcionamiento de rutina en el caso del almacenamiento de gas de la ciudad, por ejemplo, la planta de la ciudad de Kiel opera desde 1971 una caverna de gas de 32.000 m<sup>3</sup> para el almacenamiento de gas de la ciudad. La caverna se encuentra a una profundidad de 1330 m y el almacenamiento se lleva a cabo a una presión de 8-16 MPa, por lo que las pérdidas de gas son solo de 1 a 3 % del volumen de almacenamiento por año. Por lo tanto, el hidrógeno puede almacenarse en

forma gaseosa en el subsuelo geológico, preferentemente en cavernas de sal, tal como se practica con el gas natural.

5 En el caso del almacenamiento de hidrógeno en el subsuelo geológico, por lo tanto, es posible recurrir a muchos años de experiencia práctica de acuerdo con el estado de la técnica, ya que el gas de la ciudad a menudo se distribuía a través de tuberías y con la integración de instalaciones de almacenamiento subterráneo antes de la introducción de gas natural. El gas urbano consiste en más de 50 % de hidrógeno.

Además, el hidrógeno puro como materia prima para la industria química y petroquímica se ha almacenado con éxito en cavernas de sal durante muchos años tanto en Teesside (SABIC EUROPE), Gran Bretaña, tal como en Texas, EE.UU.

10 Para probar la adecuación de la red de gas natural existente en Europa para el hidrógeno, la UE lanzó el proyecto Naturalhy. La investigación de mayo de 2004 a octubre de 2009 fue acompañada por los principales proveedores de gas. A corto y mediano plazo, significa estar preparado para transportar biogás mejorado a la calidad del gas natural. A largo plazo, el hidrógeno también debe tener acceso a la red de tuberías existente. Si bien anteriormente se creía que se podía manejar una mezcla de 5 a 10 % de hidrógeno en gas natural sin modificaciones significativas en todas las redes, el proyecto Naturalhy produjo una tasa de mezcla supuestamente factible de 25 %. Estudios recientes en Alemania han diferenciado los componentes individuales de la infraestructura de gas natural, pero también han examinado las aplicaciones de los clientes (DVGW Abschlussbericht "Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz" (G 1/07/10)). Resulta que la infraestructura de gas natural está en gran medida lista para recibir hidrógeno. En cierto punto, se deben tomar medidas de adaptación. GERG, the European Gas Research Group, también ha participado en la compatibilidad con el hidrógeno de la infraestructura de gas natural como parte del proyecto HIPS. Abordar las preocupaciones actuales, lo que incluye la compatibilidad con el hidrógeno de las instalaciones de almacenamiento subterráneo, es objeto de intensos esfuerzos de investigación.

25 La mezcla de hidrógeno con gas natural está sujeta al estándar de gas natural, que actualmente permite diferentes concentraciones descentralizadas de hidrógeno en diferentes países. En Austria, por ejemplo, la directriz ÖVGW G31 define un contenido máximo de hidrógeno de 4 % en cada parte de la red de gas natural, y si una estación de servicio de gas natural se encuentra cerca del punto de alimentación, el contenido de hidrógeno solo puede superar el 2 %. En Alemania, de acuerdo con la hoja de trabajo DVGW-G 260 "Gasbeschaffenheit", actualmente se permite el 5 % de hidrógeno en la red de gas natural. A menos que se indique lo contrario, todos los porcentajes en la presente especificación y reivindicaciones se refieren al porcentaje en volumen.

30 Como antes, la alimentación masiva de electricidad ecológica de los parques eólicos planificados en el Mar del Norte y el Mar Báltico representa un problema no resuelto que ya se intenta superar mediante la producción de hidrógeno por electrólisis y el posterior almacenamiento del hidrógeno producido en cavernas de sal subterráneas. Una reconversión central sin explotar el valioso calor residual sería un desperdicio, por lo que en realidad solo hay dos usos posibles para el hidrógeno producido, a saber, la mezcla a las tuberías de gas natural que llegan a la costa o la conversión de la red de gas a hidrógeno puro. En cualquier caso, dependiendo de la proporción de hidrógeno en la red de gas, pueden ser necesarias varias modificaciones en las redes de transporte y distribución, que incluyen ajustes a los sistemas técnicos para la generación de calor de proceso, medidores de gas, boquillas de quemadores, etc., entre los clientes finales. Por lo tanto, una conversión de la red de gas siempre se puede hacer solo como un sistema general, y las mezclas de hidrógeno en la red tendrían que ser tales que siempre se garantice una calidad aproximadamente constante de la fuente de energía del gas (por ejemplo, valor calorífico, índice de Wobbe).

35 La presente invención se refiere ahora a un procedimiento para el almacenamiento y distribución de energía renovable de acuerdo con la reivindicación 1. La producción de hidrógeno usando energía renovable también se puede lograr directamente desde el almacenamiento mediante electrólisis, después de lo cual el hidrógeno así producido se suministra al almacenamiento y se mezcla con el gas natural o la mezcla existente de gas natural/hidrógeno. Como ya se indicó, las reglamentaciones legales en Austria actualmente prevén una concentración máxima de hidrógeno en gas natural de 4 %, mientras que, en Alemania, por ejemplo, está permitido 5 %. Por lo tanto, la concentración de hidrógeno proporcionada de acuerdo con la presente invención en la mezcla de gas destinada a la alimentación de la red de gas natural de acuerdo con los requisitos legales del país respectivo, es inferior a 30 %, preferentemente inferior a 25 %, 24 %, 23 %, 22 %, 21 %, 20 %, 19 %, 18 %, 17 %, 16 %, 15 %, 14 %, 13 %, 12 %, 11 %, 10 %, 9 %, 8 %, 7 %, 6 %, 5 %, 4 %, 3 % o inferior a 2 %. Solo mediante el procedimiento de acuerdo con la presente invención en relación con los almacenamientos usados se puede lograr la igualación de la energía renovable fluctuante en forma de hidrógeno en la red de gas natural, lo que permite que grandes cantidades de energía renovable en forma de hidrógeno se alojen en la infraestructura existente.

55 En el procedimiento de acuerdo con la invención, el transporte de hidrógeno se lleva a cabo preferentemente en la red de gas natural existente en una mezcla con gas natural, el almacenamiento de la mezcla de gas natural/hidrógeno se lleva a cabo preferentemente en depósitos subterráneos, por ejemplo, en cavernas y/o poros de depósito. Después de retirar la mezcla de gas del depósito y antes de alimentarla a la red de gas natural, la mezcla de gas se somete a una separación por membrana a través de la cual la mezcla de gas se separa en gas natural con un contenido de hidrógeno de acuerdo con los requisitos legales para la alimentación al gas natural, red

de gas o, si se desea, en gas natural puro, por un lado, y una mezcla de gas natural/hidrógeno con un contenido de hidrógeno de aproximadamente 50 % para el retorno al depósito, por otro lado. Como resultado de esta separación, el contenido de hidrógeno del gas natural alimentado a la red se establece en un valor deseado, lo que, por ejemplo, deja la posibilidad de un suministro adicional de hidrógeno a otro productor de hidrógeno corriente abajo (hasta que se haya alcanzado la concentración máxima permitida de hidrógeno) o, con el uso inmediato de la concentración máxima permitida, permite el transporte rápido de una gran cantidad de hidrógeno a través de la red de gas natural a otra instalación de almacenamiento corriente abajo.

La mezcla de gas natural/hidrógeno con un contenido de hidrógeno de aproximadamente 50 % prevista para la recirculación en el depósito también se puede usar al menos parcialmente por medio de una unidad de recuperación adecuada provista en el lado del permeado por la unidad de separación de membrana, por ejemplo, como un motor de gas con un generador conectado o como una celda de combustible para la generación de energía, en la que la potencia obtenida de este modo puede servir, por ejemplo, para operar un compresor o ventilador para recircular la mezcla de gas natural/hidrógeno al depósito.

Además, se puede proporcionar una derivación para evitar el sistema de separación de membrana entre la red de gas y el almacenamiento, de modo que en el caso de que el contenido de hidrógeno en el almacenamiento esté de acuerdo con las normas legales para alimentación a la red, dicha inyección puede realizarse directamente desde el almacenamiento a la red, omitiendo el sistema de separación de membrana.

La invención también proporciona un dispositivo para llevar a cabo el procedimiento anterior, en el que un depósito 4 a través de las líneas 2, 3 está en comunicación con una línea de gas 1 y puede llenarse opcionalmente por medio de un compresor o ventilador 13, y el depósito 4 para la extracción se conecta a través de una línea 5 a la línea de gas 1, caracterizado porque en la línea 5, se proporciona un sistema de separación de membrana 6, en el que el retenido del sistema de separación de membrana 6 se pasa a través de la línea 5 a la línea de gas 1 y el permeado del sistema de separación de membrana 6 se devuelve a través de las líneas 8, 3 al depósito 4.

De acuerdo con una realización preferente del dispositivo de acuerdo con la invención en las líneas 2, 5, 7 y 9, se proporcionan preferentemente válvulas de cierre respectivas 2a, 5a, 7a y 9a.

De acuerdo con una realización adicional del dispositivo de acuerdo con la invención, se proporciona una línea de descarga 9 en la línea 8, que opcionalmente se puede abrir y/o cerrar a través de una válvula de cierre 9a, y conduce a una unidad de recuperación 10, en la que la mezcla de gas natural/hidrógeno que se distribuye como permeado del sistema de separación de membrana 6 con un contenido de hidrógeno de aproximadamente 50 %, por ejemplo, se quema o se convierte en electricidad.

Además, es favorable si en el dispositivo de acuerdo con la invención en la línea 5, se proporciona un intercambiador de calor que funciona con calor residual de la unidad de recuperación 10. La presente invención se explicará ahora con más detalle con referencia al dibujo adjunto, al que no debe limitarse.

En la Figura 1, se muestra una línea de gas 1, que puede ser, por ejemplo, una línea principal de una red de gas natural existente. En esta línea de gas 1, se transporta una mezcla de hidrógeno/gas natural de acuerdo con los requisitos legales, por ejemplo, en Austria, que contiene un máximo de 4 % de hidrógeno. A través de una línea de descarga 2, que opcionalmente se puede abrir y/o cerrar a través de una válvula de cierre 2a, al menos parte de esta mezcla de gas ahora se toma de la línea de gas 1 y se transporta a través de las líneas 2 y 3 a un depósito 4 adecuado. En la línea 3, se proporciona un compresor o ventilador 13 para presurizar la mezcla de gas, compresor o ventilador 13 al cual se suministra energía para su operación a través de una línea 12.

A continuación, puede tener lugar el retiro de la mezcla de gas no de acuerdo con la invención a través de la línea 5, que en caso de estar la válvula de cierre 7a abierta y la válvula de cierre 5a cerrada, vuelve a través de la línea 7 a la línea de gas 1.

Sin embargo, si se debe cambiar el contenido de hidrógeno de la mezcla de gas extraída, el retiro de acuerdo con la invención se realiza a través de la línea 5 con la válvula de cierre 7a cerrada y la válvula de cierre 5a abierta a través de un sistema de separación de membrana 6, en el que la mezcla de gas se separa por un lado, en gas natural con un contenido de hidrógeno de, por ejemplo, menos de 4 % o incluso sin contenido de hidrógeno en absoluto como retenido para alimentación adicional a través de la línea 5 a la línea de gas natural 1 y, por otro lado, una mezcla de gas natural/hidrógeno como permeado con un contenido de hidrógeno de aproximadamente 50 % para recircular a través de la línea 8, la válvula de cierre 8a y la línea 3 al almacenamiento 4. La mezcla de gas recirculado puede presurizarse antes de entrar en el depósito 4 a través del compresor o el ventilador 13.

A fin de obtener energía o para suministrar energía del compresor o ventilador 13, se proporciona una línea de descarga 9 en la línea 8, que opcionalmente se puede abrir y/o cerrar a través de una válvula de cierre 9a, y que conduce a una unidad de recuperación 10 en la que el permeado del sistema de separación de membrana 6 de la mezcla emergente de gas natural/hidrógeno con un contenido de hidrógeno de aproximadamente 50 % reciclado, por ejemplo, se quema o se convierte en electricidad. La energía así obtenida se puede usar al menos parcialmente para operar el compresor o ventilador 13, el exceso de energía también puede servir para calentar la mezcla gaseosa que sale del depósito 4 a través de la línea 5 antes de alimentarla a la línea de gas natural 1 y/o introducirla

en el sistema de separación de membrana 6. Para este propósito, se puede proporcionar un intercambiador de calor (no mostrado en la figura 1), operado con calor residual de la unidad de recuperación 10, en la línea 5.

## REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para almacenamiento y distribución de energía renovable, en el que el gas natural se mezcla con hidrógeno producido por medio de energía renovable, y la mezcla de gas natural/hidrógeno resultante se distribuye a través de una red de gas preferentemente ya existente, preferentemente una red de gas natural (1), y el hidrógeno se separa nuevamente de la mezcla de gas natural/hidrógeno en una ubicación deseada por medio de una primera separación de membrana, **caracterizado porque** una mezcla de gas natural/hidrógeno tomada de la red de gas (1) se almacena en un depósito (4) adecuado, en donde, en el caso de la toma de gas natural o de una mezcla de gas natural/hidrógeno, la mezcla de gas almacenado se separa por medio de una segunda separación de membrana (6) en gas natural con un contenido de hidrógeno de acuerdo con los requisitos legales para alimentación a la red de gas natural (1) o se separa por un lado en gas natural puro y por otro lado en una mezcla de gas natural/hidrógeno con un contenido de hidrógeno de aproximadamente el 50 %, que se devuelve al depósito (4).
2. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 1, **caracterizado porque** la concentración de hidrógeno en la mezcla de gas prevista para alimentar a la red de gas natural (1), dependiendo de los requisitos legales del país en particular, es inferior al 30 %, preferentemente inferior al 25 %, 24 %, 23 %, 22 %, 21 %, 20 %, 19 %, 18 %, 17 %, 16 %, 15 %, 14 %, 13 %, 12 %, 11 %, 10 %, 9 %, 8 %, 7 %, 6 %, 5 %, 4 %, 3 % o inferior a 2 % respectivamente.
3. Procedimiento de acuerdo con las reivindicaciones 1 o 2, **caracterizado porque** parte de la mezcla de gas natural/hidrógeno con un contenido de hidrógeno de aproximadamente el 50 % prevista para la recirculación en el depósito (4) se usa para conversión en electricidad por medio de una unidad de recuperación (10) adecuada prevista en el lado de permeado del segundo sistema de separación de membrana (6).
4. Procedimiento de acuerdo con la reivindicación 3, **caracterizado porque** parte de la mezcla de gas natural/hidrógeno prevista para la recirculación en el depósito (4) se convierte en electricidad en un motor de gas que tiene conectado un generador o una celda de combustible.
5. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 3 o 4, **caracterizado porque** la energía obtenida se usa para hacer funcionar un compresor o un ventilador (13) para recircular la mezcla de gas natural/hidrógeno al depósito (4).
6. Procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 5, **caracterizado porque** entre la red de gas (1) y el depósito (4) está prevista una derivación (7a) para evitar el segundo sistema de separación de membrana (6).
7. Dispositivo para llevar a cabo el procedimiento de acuerdo con una de las reivindicaciones 1 a 6, en el que un depósito (4) está en comunicación con una línea de gas (1) a través de las líneas (2, 3) y que opcionalmente puede llenarse por medio de un ventilador o un compresor (13) dispuestos en la línea (3), y el depósito (4) está unido a la línea de gas (1) para extracción a través de una línea (5), **caracterizado porque** está previsto un sistema de separación de membrana (6) en la línea (5), en donde el retenido del sistema de separación de membrana (6) se conduce a la línea de gas (1) a través de la línea (5) y el permeado del sistema de separación de membrana (6) se recircula en el depósito (4) a través de los conductos (8, 3).
8. Dispositivo de acuerdo con la reivindicación 7, **caracterizado porque** se proporcionan válvulas de cierre (2a), (5a), (7a) y (9a) en cada una de las líneas (2), (5), (7) y (9).
9. Dispositivo de acuerdo con las reivindicaciones 7 u 8, **caracterizado porque** está prevista una línea de descarga (9) en la línea (8), dicha línea de descarga dado el caso se puede abrir y/o cerrar a través de una válvula de cierre (9a), y conduce a una unidad de recuperación (10), en la que parte de la mezcla de gas natural/hidrógeno con un contenido de hidrógeno de aproximadamente el 50 %, que sale del sistema de separación de membrana (6) como permeado, se aprovecha, por ejemplo, por combustión o convirtiéndola en electricidad.
10. Dispositivo de acuerdo con la reivindicación 9, **caracterizado porque** está previsto un intercambiador de calor en la línea (5), dicho intercambiador de calor se hace funcionar usando calor residual de la unidad de recuperación (10).

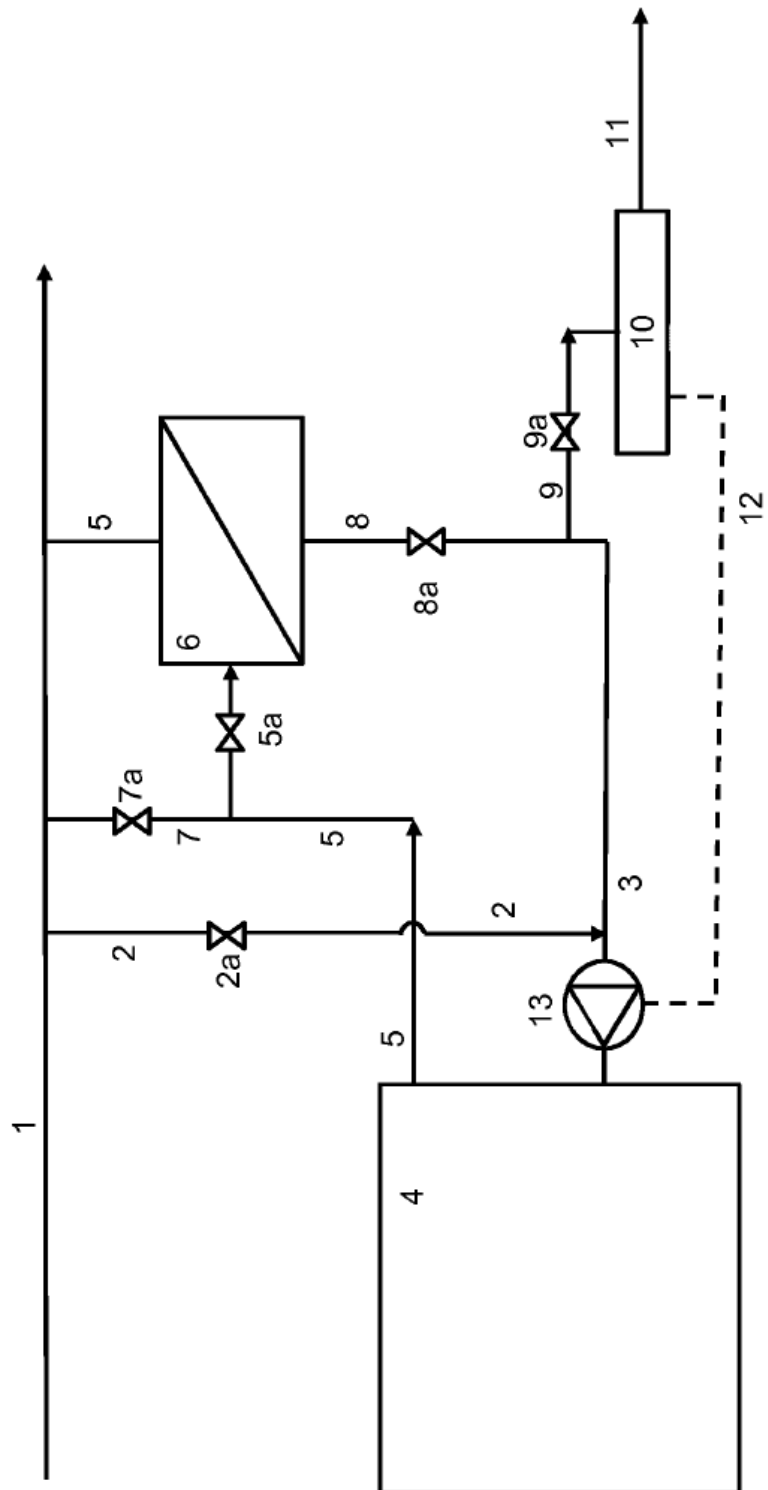


Fig. 1