

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 708 865**

21 Número de solicitud: 201700740

51 Int. Cl.:

F01K 23/04 (2006.01)

F01K 19/00 (2006.01)

12

SOLICITUD DE PATENTE

A1

22 Fecha de presentación:

11.10.2017

43 Fecha de publicación de la solicitud:

11.04.2019

71 Solicitantes:

OLAVARRIA RODRÍGUEZ-ARANGO, Rafael
(100.0%)
Avenida de Cádiz 29, 2º A
41004 Sevilla ES

72 Inventor/es:

OLAVARRIA RODRÍGUEZ-ARANGO, Rafael

54 Título: **Sistema de almacenamiento de energía eléctrica con bomba de calor y acumuladores de vapor**

57 Resumen:

La presente invención se refiere a un sistema de almacenamiento de la energía eléctrica mediante la combinación de las tecnologías de la bomba de calor y de la de acumuladores de vapor.

Básicamente, el sistema consiste en una bomba de calor cuyo compresor es accionado por la energía eléctrica que entra en el sistema desde la red exterior de energía eléctrica para ser almacenada como agua líquida saturada comprimida o presurizada, capaz de generar vapor cuando existe exceso de oferta de energía eléctrica o cuando su precio es bajo. El vapor generado es almacenado en acumuladores de vapor y descargado produciendo electricidad en un turbogenerador cuando existe exceso de oferta de esta electricidad en el mercado o su precio es alto. La combinación de los rendimientos de la bomba de calor (COP superior a 2) y del ciclo de Rankine, que utiliza el vapor almacenado para generar electricidad, permite alcanzar rendimientos de hasta el 100%, o superiores.

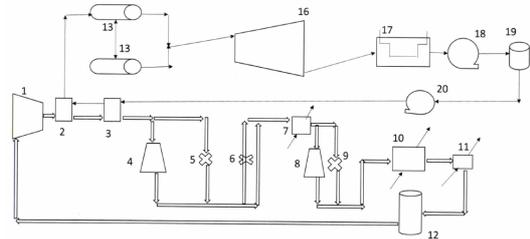


Fig.1. Esquema de principio sistema de almacenamiento (vapor saturado)

DESCRIPCIÓN

Sistema de almacenamiento de energía eléctrica con bomba de calor y acumuladores de vapor.

5

Sector de la técnica

El procedimiento que se describe en la presente invención se encuadra dentro del sector de almacenamiento de energía eléctrica, y más concretamente para aplicaciones que utilizan, para este almacenamiento de la energía eléctrica, el almacenamiento térmico.

10

Antecedentes de la invención

Dos características de la electricidad hacen muy conveniente disponer de medios para su almacenamiento. Por un lado, la electricidad tiene que ser consumida al mismo tiempo que se produce, y no siempre los balances entre la oferta y la demanda de electricidad coinciden. Por otro, la localización de los consumidores (demanda) no siempre coincide con la de los ofertantes (productores o generadores), por lo que se requieren cuantiosas inversiones en líneas de transmisión, si no se quiere sufrir interrupciones o pérdidas de calidad en el suministro por sobrecargas de las líneas existentes.

15

20

La demanda de electricidad varía durante las distintas horas del día, existiendo horas de alta demanda y periodos de baja demanda y esto, además de producir desajustes entre la oferta y la demanda, produce variaciones en los precios de generación de la electricidad, ya que durante los periodos de alta demanda hay que recurrir a sistemas más flexibles y costosos para producir electricidad, lo que puede hacer aconsejable almacenar energía durante los periodos de baja demanda evitando producir energía eléctrica de alto coste (arbitraje de precios).

25

El rápido incremento que se está produciendo en la utilización de energías renovables, principalmente eólica y fotovoltaica, acentúan significativamente las anteriores características de la electricidad, por un lado, la producción de electricidad por estos medios es intermitente, ya que depende de las condiciones ambientales, viento, sol, etc., por otro, las localizaciones idóneas para instalar estas centrales renovables, lugares con alta concentración solar o de vientos, no suelen coincidir con zonas de alta demanda de electricidad. En consecuencia, se producen mayores diferencias entre las curvas de oferta y de demanda de electricidad, y se alejan los centros de oferta de los de demanda, aumentando la necesidad o ventajas de disponer de sistemas de almacenamiento de la energía eléctrica.

30

35

Existen numerosos estudios que incluyen estimaciones sobre los requerimientos futuros de sistemas para almacenamiento de la energía eléctrica. A título de ejemplo, cabe citar el realizado por IEA (International Energy Agency) y que se recoge en el documento IEC White Paper: Electrical Energy Storage, publicado en 2017. En este estudio, la necesidad de almacenamiento de energía eléctrica se calcula en relación con el incremento que se pueda producir en la utilización de energías renovables, y se estima, que, para el año 2050, en el mundo, se requerirán entre 189 Gigavatios (GW) y 305 GW adicionales, suponiendo un crecimiento en la utilización de energías renovables entre el 15% y el 30%. Actualmente, la capacidad de almacenamiento existente, principalmente centrales hidráulicas de bombeo, es de unos 100 GW, por lo que, según este estudio, una capacidad del orden entre dos y tres veces superior, será necesaria en 2050, o superior si la distribución geográfica de las instalaciones no es perfecta.

40

45

50

Dada las características de la energía eléctrica, esta solo se puede almacenar convirtiéndola en otro tipo de energía, bien sea mecánica, química, o electromagnética.

Sistemas mecánicos de almacenamiento: Entre ellos destacan:

- 5 a) Los sistemas de bombeo, en los que se eleva agua por bombeo a depósitos o embalses en altura durante unas horas al día, horas valle, y se turbinan esa agua durante otras horas, pico.
- b) Los sistemas de compresión de aire (CAES), con un funcionamiento similar al anterior, pero manejando aire comprimido.
- 10 c) Los volantes de inercia (FESS), que almacenan la energía provocando el giro a velocidades muy elevadas de una masa rodante.

15 Sistemas de almacenamiento electromagnético, entre los que se encuadran principalmente dos tecnologías: El almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES), que se basa en la generación de campos magnéticos para almacenar energía; y los superconductores, que utilizan los campos eléctricos para almacenar energía.

20 Sistemas de almacenamiento químico, que comprenden principalmente las tecnologías asociadas al hidrógeno, así como las distintas familias de baterías entre las que se pueden destacar las baterías basadas en plomo, en níquel, o en litio. Las baterías de sulfuro de sodio, las baterías metal-aire, o las baterías de flujo.

25 También existen sistemas térmicos para almacenamiento de la energía, como los sistemas de sales fundidas o acumuladores de vapor que se utilizan en las actuales centrales solares térmicas; así como sistemas de almacenamientos térmicos a baja temperatura, de aplicación en calefacción y refrigeración, o en la utilización de vapor a bajas presiones. No obstante, estos sistemas o similares no se han utilizado hasta la fecha para almacenar la energía eléctrica producida en exceso, para producir posteriormente electricidad.

30 Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica prestan diversos servicios: Permiten equilibrar las curvas de oferta y de demanda; realizan arbitrajes de precios; ayudan a regular la frecuencia de los sistemas; optimizan las redes eléctricas de transporte y distribución; o garantizan una mejora en la calidad y en la gestión del suministro a nivel de usuario; y cada una de las soluciones citadas se adaptan mejor o peor a cada uno de los anteriores servicios.

35 El sistema de almacenamiento que se propone en esta patente corresponde a un novedoso sistema térmico para almacenamiento de la energía eléctrica producida en exceso para posteriormente producir de nuevo electricidad, adecuado para aquellos casos en los que se requiere equilibrar las curvas de oferta y demanda o realizar un arbitraje de precios.

40 De acuerdo con las conclusiones del documento IEC White Paper: Electrical Energy Storage, las únicas tecnologías actualmente disponibles para altas capacidades de almacenamiento (en el rango superior a 10 megavatios (MW) hasta cientos de MW) y tiempos medios de descarga (horas), que son las que se requieren para las aplicaciones de regulación de las curvas de oferta y demanda o arbitraje de precios, son: Los sistemas de bombeo y los de compresión de aire (CAES).

Las centrales de bombeo son instalaciones ya comerciales, altamente probadas.

50 Los sistemas CAES consisten en la compresión del aire utilizando compresores accionados eléctricamente para su almacenamiento en recipientes a presión o en cavernas subterráneas. Cuando aumenta la demanda, este aire comprimido se calienta y se utiliza para hacer funcionar una turbina de gas para la generación de electricidad.

La compresión del aire libera calor y según la utilización que se haga del mismo, existen diversos sistemas CAES:

5 CAES diabático o convencional, el calor producido en la expansión se disipa a la atmosfera, requiriéndose la utilización de un combustible o sistema auxiliar para calentar el aire que entra en la turbina.

10 CAES adiabático, le energía térmica producida en la compresión se almacena y se utiliza posteriormente para calentar el aire que entra en la turbina.

Los sistemas CAES antes descrito han dado lugar a diversas patentes. A continuación, se citan las que afectan a las soluciones básicas:

<u>Título</u>	<u>Nº Publicación</u>	<u>Fecha publicación</u>	<u>Titular</u>
Compressed air energy storage system	USA4281256	28/Julio/1981	The United States of America Electric Power Research Institute Inc
Energy storage system	US20110016864	27/Enero/2011	Dresser Rand Company
Advanced adiabatic compressed air energy storage system	US20100251712	7/Octubre/2010	

15 En base a estas soluciones básicas, se han desarrollado diversas alternativas patentadas, incluyendo mejoras o variaciones sobre diversos aspectos de estas soluciones básicas.

20 Actualmente existen dos plantas comerciales de tecnología CAES no adiabática en el mundo; una en Alemania, la central de Huntorf de 290 MW; y la central AEC McIntosh Plant, de 110 MW, en Arizona. Esta última central presenta una tecnología no adiabática más avanzada que la de Huntorf, ya que incorpora un recuperador de los gases de escape de una turbina para precalentar el aire comprimido procedente de la caverna de almacenamiento, mejorando el rendimiento (CAES diabático avanzado).

25 Con tecnología CAES adiabático no existen plantas comerciales en el mundo.

30 Un consorcio formado por diversas compañías está desarrollando una planta demostración (ADELE).

Explicación de la invención

35 El sistema objeto de esta solicitud de patente básicamente consiste en una bomba de calor cuyo compresor es accionado por un motor alimentado por la energía eléctrica externa que entra en el sistema para ser almacenada como agua líquida saturada comprimida o presurizada, y que es capaz de generar vapor con un alto rendimiento (COP, "coefficient of performance", de la bomba de calor) cuando existe exceso de oferta de energía eléctrica o su precio es bajo (periodos de carga). Este vapor generado es almacenado en acumuladores de vapor y descargado produciendo electricidad en un turbogenerador o turbina de vapor que opera según un ciclo agua-vapor de Rankine, cuando existe defecto de oferta de esta electricidad en el mercado o el precio es alto (periodos de descarga).

El sistema comprende los siguientes elementos principales: Bomba de calor, acumuladores de vapor, ciclo agua-vapor, que hace funcionar a un turbogenerador, y un sistema de enfriamiento de este ciclo agua-vapor o del condensador.

5 La bomba de calor comprende los siguientes elementos principales:

- 10 - Compresor, accionado por motor eléctrico, que es el elemento que recibe la mayor parte de la energía eléctrica externa de entrada en el sistema, y la utiliza para comprimir el fluido de la bomba de calor (amoníaco u otro fluido refrigerante) hasta la presión necesaria para que este fluido alcance la temperatura requerida en el generador de vapor.
- 15 - Generador de vapor, elemento común de la bomba de calor y del ciclo agua-vapor, es un intercambiador de calor en el que entra el fluido comprimido por el compresor de la bomba de calor y el agua de alimentación del ciclo de agua-vapor. En este generador, el calor cedido por el fluido comprimido produce, a partir del agua de alimentación, el vapor que se almacena en forma de agua líquida saturada presurizada o comprimida en los acumuladores de vapor.
- 20 - Turboexpander, o turbinas de expansión, que aprovechan la presión del fluido de la bomba de calor, tras generar vapor en el generador, para girar un eje que acciona el compresor de la bomba de calor, reduciendo la potencia eléctrica necesaria en el motor del compresor, aumentando de este modo el rendimiento (COP) de la bomba de calor. Podrá haber una o varias etapas de expansión, con turbinas de expansión operando en serie, y, cada una de las turbinas de cada etapa, podrá ser sustituida o complementada por válvulas de expansión Joule Thomson, donde la expansión del fluido se realiza a entalpía constante, sin generar trabajo. También en el caso de varias etapas, entre cada dos turbinas de expansión, se dispondrá de evaporadores del fluido de salida, cuya energía para la evaporación será aportada por el medio ambiente u otra fuente de energía residual.
- 25 - Evaporador y calentador del fluido de la bomba de calor: Intercambiador donde el fluido de la bomba de calor, después de la última etapa de expansión, recibe calor desde el medio ambiente, u otra fuente de energía residual, para evaporarse y calentarse hasta la temperatura de entrada en el compresor. El aprovechamiento de la energía del medio ambiente o residual es lo que permite obtener los altos rendimientos de la bomba de calor.
- 30
- 35

40 Este fluido de la bomba de calor evapora a una temperatura muy inferior a 0°C, por lo que alternativamente a la utilización del aire ambiente, u otra fuente de energía residual, para esta evaporación, también puede utilizarse agua caliente procedente del sistema de enfriamiento del condensador que se enfría hasta temperaturas próximas a 0°C o produciendo hielo.

45 Esta agua enfriada o hielo se almacena en tanques adecuadamente aislados y durante los periodos de producción de electricidad puede servir como fuente fría del sistema de enfriamiento del condensador, lo que permite disminuir la presión de vacío del condensador aumentando el rendimiento del ciclo de Rankine, así como disminuir los autoconsumos eléctricos y de agua.

50 El vapor almacenado en los acumuladores en forma de agua líquida saturada y presurizada es descargado como vapor saturado alimentando directamente a un turbogenerador para producir electricidad.

También, este vapor saturado puede ser sobrecalentado antes de entrar en el turbogenerador, así como sufrir recalentamientos intermedios tras unas primeras etapas de expansión en este turbogenerador o turbina de vapor, aumentando el rendimiento del ciclo de Rankine. Estos sobrecalentamientos y recalentamientos intermedios se pueden llevar a cabo de distintas maneras: Con vapor procedente también de los acumuladores a presiones y temperaturas superiores a los del vapor de alimentación a la turbina, si se trata de sobrecalentar, o a la del vapor de salida de las etapas de expansión, si se trata de recalentar; o utilizando calderas sobrecalentadoras o recalentadoras alimentadas con un combustible auxiliar, gas natural, biomasa, carbón, u otro combustible; o también, utilizando energía solar térmica, haciendo pasar el vapor saturado, o el procedente de las etapas de expansión en la turbina, por receptores solares térmicos para la producción de vapor sobrecalentado o recalentado, o a través de receptores cilindro parabólicos capaces de producir vapor sobrecalentado o recalentado. También se podrá utilizar energía térmica de otra procedencia, como puede ser la energía geotérmica.

15

Breve descripción de los dibujos

Para ayudar a una mejor comprensión de las características de esta invención, se acompaña como parte integrante de su descripción, un juego de dibujos donde con carácter ilustrativo y no limitativo, se ha representado lo siguiente:

20

Fig.1 Esquema de principio sistema de almacenamiento (vapor saturado); es una representación esquemática del proceso de esta invención utilizando vapor saturado para alimentar a la turbina de vapor.

25

Fig.2 Esquema de principio sistema de almacenamiento (vapor sobrecalentado); es una representación esquemática del proceso de esta invención utilizando vapor sobrecalentado para alimentar a la turbina de vapor.

30

Fig.3 Esquema de principio sistema de almacenamiento (vapor sobrecalentado y recalentado); es una representación esquemática del proceso de esta invención utilizando vapor sobrecalentado para alimentar a la turbina de vapor y posteriormente recalentado tras una primera expansión en la turbina de vapor.

35

Fig.4 Esquema simplificado sistema de enfriamiento: Aprovechamiento del frío generado en la bomba de calor; es una representación esquemática del sistema de enfriamiento del condensador aprovechando el frío generado en los evaporadores y calentadores de la bomba de calor.

40

Los equipos o elementos que se representan en las figuras son:

45

1. Compresor
2. Generador de vapor
3. Calentador de agua de alimentación
4. Turbina de expansión o Turboexpander (1ª etapa)
- 50 5. Válvula de expansión
6. Válvula de expansión
7. Evaporador

8. Turbina de expansión o Turboexpander (2ª etapa)
9. Válvula de expansión
- 5 10. Evaporador
11. Calentador
- 10 12. Tanque de almacenamiento del fluido de la bomba de calor
13. Acumuladores de vapor
14. Sobrecalentador o recalentador de acumuladores
- 15 15. Caldera auxiliar sobrecalentadora o recalentadora
16. Turbogenerador de vapor o turbina de vapor
- 20 17. Condensador
18. Bomba de condensado
19. Tanque de almacenamiento de condensado
- 25 20. Bomba de agua de alimentación
21. Sobrecalentador o recalentador solar
- 30 22. Tanque de agua enfriada o de hielo
23. Tanque caliente del agua de enfriamiento
24. Cambiador de calor para enfriamiento del agua del foco frío

35 **Realización preferente de la invención**

Utilizamos como referencia para esta descripción detallada de la invención las anteriores figuras 1, 2, 3 y 4.

- 40 Siguiendo la figura 1, durante los periodos de carga, el fluido en estado gaseoso de la bomba de calor (amoníaco u otro fluido refrigerante) es comprimido en el compresor (1) , accionado por un motor eléctrico, hasta alcanzar unas condiciones de presión y temperatura a partir de las cuales se puede generar vapor saturado en el generador de vapor (2), en unas condiciones en las que este vapor puede ser almacenado en los acumuladores de vapor (13) como agua
- 45 líquida presurizada a la temperatura de saturación, para posteriormente producir electricidad en un turbogenerador de vapor (16).

En el generador de vapor (2) entran e intercambian calor dos corrientes: el fluido de la bomba de calor, una vez comprimido; y el agua de alimentación, tras ser precalentada en un

50 calentador de agua de alimentación (3). El agua de alimentación se evapora a la presión requerida para su almacenamiento en los acumuladores (13), y el fluido de la bomba de calor se enfría hasta una temperatura próxima a la temperatura de saturación del vapor producido.

5 En el calentador de agua de alimentación (3) también entran e intercambian calor dos corrientes: el fluido de la bomba de calor tras ser enfriado en el generador de vapor (2); y el agua de alimentación procedente del tanque de almacenamiento de condensado (19), tras ser bombeado por la bomba de agua de alimentación (20) hasta alcanzar la presión requerida para la evaporación. Esta agua de alimentación es calentada hasta una temperatura próxima a la temperatura de saturación del vapor generado en el generador de vapor, y el fluido de la bomba de calor sufre un nuevo enfriamiento hasta temperaturas próximas a la de entrada del agua de alimentación en el calentador, condensándose.

10 Alternativamente, este calentamiento puede también llevarse a cabo en el propio generador de vapor (2), que también asume las funciones del calentador (3), en cuyo caso, las condiciones de entrada del agua en el mismo será la procedente de la bomba de agua de alimentación, y la de salida del generador de vapor del fluido de la bomba de calor será también fluido condensado a temperatura próxima a la del agua de alimentación tras ser bombeada por la bomba de agua de alimentación.

15 A la salida de este calentador de agua de alimentación (3) o del generador de vapor, si este calentador no existe, el fluido de la bomba de calor, ya condensado, se encuentra a la presión elevada de compresión menos las pérdidas producidas en el generador (2) y calentador (3). A continuación, este fluido se expande hasta una presión próxima a la atmosférica en las turbinas de expansión o turboexpander produciendo trabajo. Esta expansión puede llevarse a cabo en una o varias etapas, con turbinas de expansión operando en serie. En la Fig. 1 se han representado dos etapas, (4) y (6), pero puede haber más etapas, lo que incrementa el rendimiento de la bomba de calor y la inversión. Entre cada dos etapas de expansión, se dispone de un evaporador del fluido de la bomba (7), que, tras cada etapa de expansión, se puede encontrar en estado líquido o parcialmente evaporado a temperatura inferior a la del ambiente. Estos evaporadores procederán, tras cada etapa de expansión, a la evaporación completa del fluido de la bomba de calor y el calor necesario para estas evaporaciones lo proporcionara el aire ambiente (o alternativamente, agua del sistema de enfriamiento del condensador, u otra fuente residual de calor).

20 En cada una de las etapas, la turbina de expansión puede ser sustituida por válvulas de expansión Joule Thomson (5) y (9), donde la expansión del fluido se realiza a entalpia constante, sin generar trabajo. Esta alternativa, disminuye el rendimiento de la bomba de calor, pero reduce la inversión.

25 También, en cada etapa de expansión se puede disponer de turbina de expansión más válvula de expansión (6), cubriendo, esta última, caídas de presión en las que por su dificultad o incremento de la inversión frente a las mejoras en el rendimiento que se pueda producir, no interese generar trabajo.

30 El trabajo producido en las turbinas de expansión se transmite a uno o varios ejes que, a su vez, accionan el eje del compresor, reduciéndose la potencia que debe transmitir el motor que acciona al compresor.

35 Tras la última etapa de expansión, el fluido de la bomba de calor, que se encontrará en estado líquido o parcialmente evaporado a temperatura muy por debajo de la del medio ambiente, se introduce en un evaporador (10) y posteriormente en un calentador (11), donde se evapora y caliente hasta temperaturas próximas a la del medio ambiente utilizando este aire ambiente (alternativamente, podrá ser evaporado y calentado por agua del sistema de enfriamiento del condensador, o por otra fuente residual de calor, en cuyo caso, la temperatura de salida podrá ser próxima a la del agua de enfriamiento a la salida del condensador, o a la temperatura de la fuente residual de calor).

El gas de salida del calentador se almacena en el tanque de almacenamiento del fluido de la bomba de calor (12), hasta que se inicie un nuevo periodo de carga.

5 Alternativamente, el fluido de la bomba de calor se podrá almacenar en el tanque de almacenamiento del fluido de la bomba de calor tras la última etapa de expansión, o tras esta última etapa de expansión y posterior evaporación. En estas soluciones alternativas, los procesos correspondientes a los periodos de carga se iniciarán con el fluido tal como se encuentre tras la última de expansión, o tras la última etapa de expansión y posterior evaporación, según corresponda.

10 En los periodos de descarga, el vapor almacenado en los acumuladores de vapor (13), como agua líquida presurizada a la temperatura de saturación, se descarga, como vapor saturado, tras una evaporación súbita. La descarga se produce a una presión inferior a la del agua presurizada, y el calor necesario para esta evaporación procede de la diferencia de entalpia existente entre el agua presurizada en las condiciones de almacenamiento y en las condiciones de descarga hacia la turbina de vapor.

15 Este vapor saturado se puede conducir directamente a la turbina de vapor (16) para producir electricidad, o puede ser previamente sobrecalentado (Fig.2), mejorando el rendimiento del ciclo de Rankine con el que opera la turbina de vapor.

20 Asimismo, este vapor saturado o sobrecalentado que entra en la turbina de vapor puede ser recalentado (Fig. 3) tras una primera etapa de expansión en la turbina de vapor (turbina de alta presión), para posteriormente ser introducido de nuevo en la turbina de vapor para una segunda etapa de expansión (turbina de baja presión o de condensación), mejorando de nuevo el rendimiento del ciclo de Rankine (puede haber más de una etapa de recalentamiento y, por consiguiente, más de dos etapas de expansión).

25 El vapor de salida de la turbina de vapor se condensa en un condensador (17) y se bombea mediante la bomba de condensado (18) al tanque de almacenamiento de condensado (19), donde permanece almacenado hasta que se inicie un nuevo periodo de carga.

30 El sobrecalentamiento del vapor saturado procedente de los acumuladores, así como el recalentamiento del vapor procedente de la primera etapa de expansión, o de las diversas etapas de recalentamiento que puedan existir, puede llevarse a cabo de distintas maneras:

35 - Con vapor procedente también de los acumuladores a presiones y temperaturas superiores a las del vapor de alimentación al turbogenerador o a las del vapor de salida de la primera, o siguientes, etapa de expansión, según sea el caso. En el caso de que se trate de sobrecalentar el vapor de entrada en la turbina de vapor, de los acumuladores salen dos corrientes de vapor saturado, una a presión superior y otra inferior, y, por consiguiente, a diferentes temperaturas de saturación. Estas dos corrientes intercambian calor en un intercambiador de calor, sobrecalentador de acumuladores (14), sobrecalentado la corriente que se introduce a presión inferior y que es conducida a la turbina de vapor, la otra corriente, de presión superior, se condensa y se introduce de nuevo en el ciclo agua-vapor o de Rankine.

40 En el supuesto de que se trate de recalentar el vapor procedente de una primera expansión en la turbina de vapor, su recalentamiento se llevara a cabo en el recalentador de acumuladores (14), donde también se cruzarán dos corrientes, una será el vapor procedente de la primera expansión que será recalentado por otra, de vapor saturado procedente de acumuladores con una temperatura superior. El vapor recalentado se introducirá de nuevo en la turbina de vapor para una nueva etapa de expansión, y el procedente de acumuladores, tras condensarse en el anterior recalentador de acumuladores, se reintegrará al ciclo agua-vapor.

- También, el vapor saturado se puede sobrecalentar o recalentar utilizando calderas auxiliares sobrecalentadoras o recalentadoras (15) alimentadas con un combustible auxiliar: gas natural, biomasa, carbón, u otro combustible auxiliar. Para mejorar su rendimiento, estas calderas suelen dotarse de precalentadores del aire de entrada en la caldera.

5 - O también, utilizando energía solar térmica (21), haciendo pasar el vapor saturado, o el procedente de la primera etapa de expansión en la turbina de vapor, por un receptor solar térmico, tipo torre, para la producción de vapor sobrecalentado o recalentado, o a través de receptores cilindro parabólicos capaces de producir vapor sobrecalentado o recalentado.
10 También se podrá utilizar energía térmica de otra procedencia, como puede ser la energía geotérmica.

15 Como sistema de enfriamiento del condensador se puede optar por las diversas soluciones que existen en el mercado dependiendo de las condiciones de cada emplazamiento y del ciclo térmico que se diseñe en cada caso, pudiendo ser principalmente: Condensadores de superficie enfriados directamente por sistemas de enfriamiento de un solo paso o pass-through; o por torres de refrigeración húmedas de tiro mecánico o natural; o por aerocondensadores, o cualquier otro sistema de enfriamiento.

20 Alternativamente o complementariamente, el ciclo de la bomba de calor del sistema objeto de esta patente, permite una optimización adicional del ciclo térmico de Rankine, aprovechando el frío que se produce durante las evaporaciones y calentamientos del fluido de la bomba de calor tras las etapas de expansión.

25 En la Fig.4 se representa esquemáticamente este proceso.

Durante los periodos de carga, el frío producido en los distintos procesos de evaporación, (7) y (10), o calentamiento (11), del fluido de la bomba de calor tras las etapas de expansión, que alcanza temperaturas muy inferiores a 0°C, se utiliza para enfriar el agua caliente procedente del enfriamiento del condensador (17), o para producir hielo a partir de esta agua caliente; o para enfriar, produciendo hielo o no, el agua procedente del foco frío que se utilice para el enfriamiento del condensador, en el caso de que este sistema de enfriamiento del condensador sea abierto. Esta agua enfriada, o hielo, se almacena en los correspondientes tanques de agua enfriada o de hielo, adecuadamente aislados (22). Durante los periodos de descarga, esta agua enfriada o hielo se utiliza en el sistema de enfriamiento del condensador, complementando a otros sistemas de enfriamiento existentes o como sistema único. Tras enfriar al condensador y calentarse, esta agua caliente se almacena en el tanque caliente de agua de enfriamiento (23), para su enfriamiento en los periodos de carga, tal como se ha descrito anteriormente.

30 El aprovechamiento de este frío generado por la bomba de calor puede llevarse a cabo en cualquiera de los posibles sistemas de enfriamiento existentes (un solo paso, torre húmeda, aerocondensadores o cualquier otro). El aprovechamiento puede realizarse utilizando directamente el agua enfriada en el condensador o a través de un cambiador de calor intermedio (24).

45 También, podrá diseñarse el sistema como un sistema abierto, en el que en cada ciclo de carga se aporta agua desde el exterior para ser enfriada por la bomba de calor y posteriormente ser almacenada en el tanque de agua enfriada o hielo (22), y durante los periodos de descarga, esta agua almacenada se vierte al exterior, tras utilizarse en la condensación del vapor; en este supuesto no se requiere la existencia del tanque caliente de agua de enfriamiento (23).
50

Estas soluciones de enfriamiento permiten reducir las presiones de vacío del condensador, mejorando los rendimientos de los ciclos. A su vez, permite reducir los autoconsumos eléctricos o de agua.

5 El rendimiento del sistema de almacenamiento objeto de esta invención es el cociente entre la energía eléctrica producida en el turbogenerador a partir de la energía eléctrica entrante en el sistema dividida por esta energía eléctrica entrante en el sistema. La energía eléctrica entrante en el sistema es la suma de la energía eléctrica que alimenta al motor del compresor más la energía eléctrica que alimenta al motor de la bomba de agua de alimentación. La energía
10 producida en el turbogenerador es la producida en bornas de salida del alternador menos la necesaria para accionar la bomba de condensado.

En este sistema de almacenamiento de energía eléctrica, la bomba de calor cumple un papel similar al de la caldera en una central térmica convencional, de modo que el rendimiento del
15 sistema también se puede definir como el producto del rendimiento (COP) que se obtiene de la bomba de calor por el rendimiento que se obtiene en el ciclo agua-vapor (que opera de acuerdo con un ciclo de Rankine), a partir del cual el vapor almacenado en los acumuladores, en forma de agua presurizada, genera la electricidad de salida del sistema.

20 El rendimiento de la bomba de calor o COP es el porcentaje o ratio entre el calentamiento proporcionado y la electricidad consumida.

La bomba de calor tiene un COP superior a la unidad, debido a que en realidad se está moviendo calor usando energía, en lugar de producir calor como en el caso de las resistencias
25 eléctricas. Una parte muy importante de este calor se toma de la entalpía del aire atmosférico o de una fuente residual de calor, como, en nuestro caso, puede ser el agua calentada utilizada para el enfriamiento del condensador.

En toda bomba de calor se verifica que el calor transferido al foco caliente es la suma del calor
30 extraído del foco frío más la energía consumida en el compresor, que se transmite al fluido, menos la energía producida en las turbinas de expansión, aprovechando la energía residual existente en el fluido tras proporcionar calor al foco caliente y antes de entrar en el foco frío; es decir:

35 $QC = QF + WC - WX$, donde:

QC es el calor cedido al foco caliente; QF es el calor aportado en el foco frío; WC es el trabajo de compresión; WX es el trabajo de expansión.

40 De acuerdo con la definición dada antes de COP (relación entre el calor proporcionado y la electricidad consumida), en el sistema de almacenamiento objeto de esta invención, este COP es:

45
$$COP = QC / (WC - WX) = (QF + WC - WX) / (WC - WX) > 1$$

QC, es el calor que cede en el generador de vapor el fluido comprimido para producir el vapor saturado que se almacena en los acumuladores en forma de líquido presurizado o comprimido.

50 QF, es el calor que se toma del ambiente, o de la fuente residual de calor, o del agua de enfriamiento del condensador, para evaporar y calentar el fluido que tras la etapa de expansión se encuentra en estado líquido o parcialmente evaporado a una temperatura muy inferior a la del medio ambiente.

Cuanto más calor se pueda extraer del medio ambiente (o de otra fuente residual) mayor será el COP o rendimiento de la bomba de calor.

5 Teóricamente, el COP de una bomba de calor, funcionando aportando calor, dependerá de las temperaturas de los focos caliente y frío, según la siguiente fórmula

COP = $1 / (1 - (T2/T1))$, siendo:

10 T2: Temperatura absoluta del foco frío

T1: Temperatura absoluta del foco caliente

15 Este COP es el máximo teórico, que en unas condiciones de 0°C en el exterior y 20°C en el interior, da un valor de 14,65, es decir, en teoría se podrían obtener hasta 14,65 Kilovatios de calor o térmico por cada Kilovatio eléctrico consumido.

20 En el sistema objeto de esta invención, la temperatura del foco caliente dependerá de la temperatura del agua de alimentación y de la presión (temperatura de saturación) a la que se debe generar vapor. Esta temperatura es muy superior a los anteriores 20°C, si se quiere operar con un vapor en unas condiciones capaces de generar electricidad en un turbogenerador con un rendimiento razonable.

25 En un cálculo teórico, generando vapor a presiones próximas a los 100 bar, a las que ya sería posible obtener rendimientos altos del ciclo de Rankine, se pueden alcanzar COP próximos a 3.

El ciclo de Rankine es el ciclo termodinámico que se utiliza en las centrales térmicas para generar electricidad.

30 En el ciclo de Rankine del sistema de almacenamiento objeto de esta invención, el vapor saturado que sale de los acumuladores, tras ser sobrecalentado o no, se lleva a una turbina de vapor donde se expande para generar trabajo mecánico en su eje, solidariamente unido a un generador eléctrico, que genera la electricidad de salida del sistema. Esta expansión puede realizarse en una o varias etapas, y tras cada etapa, el vapor de salida puede ser recalentado o no.

35 El vapor de baja presión que sale de la turbina, tras la última etapa, se introduce en un condensador donde se condensa. Posteriormente, esta agua condensada se bombea utilizando las bombas de condensado y de agua de alimentación hasta alcanzar las presiones de entrada requeridas por el generador de vapor de la bomba de calor, que, a su vez, será la necesaria para alcanzar la requerida por el agua saturada y presurizada que se almacena en los acumuladores.

40 Este ciclo agua-vapor, que opera según un ciclo de Rankine, presenta algunas peculiaridades frente a los utilizados en las centrales térmicas convencionales, debido a que la operación del ciclo de la bomba de calor y la operación del ciclo de Rankine se producen en momentos distintos.

45 El ciclo de la bomba de calor se produce durante los periodos de carga, es decir, cuando existe exceso de energía eléctrica, y ésta se utiliza para producir vapor que se almacena en los acumuladores.

50 El ciclo de Rankine se produce en los periodos de descarga, es decir, cuando existe defecto de energía eléctrica y el vapor almacenado en acumuladores se utiliza para producir electricidad.

Como consecuencia de la existencia de estos distintos momentos de operación existen diferencias frente a lo que sería la operación de una central térmica que afectan a la operación de las bombas:

- 5 - Las bombas de condensado operan durante los periodos de descarga, es decir, de operación de la turbina de vapor. Estas bombas bombean el agua líquida a su salida de condensador al tanque de almacenamiento de condensado, donde esta agua se almacena a la presión atmosférica hasta los periodos de carga.
- 10 En consecuencia, el consumo de estas bombas debe tenerse en cuenta en el cálculo de la potencia neta generada por la turbina de vapor.
- 15 - Las bombas de agua de alimentación operan durante los periodos de carga, es decir, cuando no opera la turbina de vapor, por lo que su accionamiento no se produce a partir de la electricidad generada por el turbogenerador o utilizando una turbobomba como ocurriría en una central térmica, sino que este accionamiento lo produce un motor accionado por la electricidad externa de entrada en el sistema.

20 En consecuencia, la energía eléctrica que finalmente entra en el sistema es la suma de la que alimenta al compresor más la que entra en el motor de la bomba de agua de alimentación; y la que sale es la generada en bornas de salida del alternador del turbogenerador menos la necesaria para alimentar a las bombas de condensado.

25 El rendimiento neto de un ciclo de Rankine operando con vapor saturado puede alcanzar rendimientos del orden de 38%; y el de uno operando con vapor sobrecalentado y recalentado en condiciones subcríticas, puede superar el 47% (en ambos casos, no se incluye el rendimiento de la caldera o sistema de aportación de calor al ciclo, que, en esta invención, es la bomba de calor).

30 En consecuencia, operando con un COP de la bomba de calor de 3 y con un rendimiento neto del ciclo de Rankine del 47%, el rendimiento de este sistema de almacenamiento de energía podría superar el 141%, es decir, se generaría 1,41 veces más energía que la que se introduce en el sistema.

35 Desde un punto de vista práctico, para nuestra aplicación y utilizando amoniaco, el máximo COP que, en principio y actualmente, se estima se puede obtener está en el orden de 2,3, incluyendo pérdidas o irreversibilidades.

40 Considerando este COP de 2,3, para un sistema con vapor saturado y un rendimiento del ciclo de Rankine con vapor saturado del 38%, el rendimiento del sistema de almacenamiento llega hasta el 87,4%; en el caso de que se utilice vapor sobrecalentado, con recalentamiento intermedio, con un rendimiento del ciclo de Rankine del 47%, el rendimiento del sistema de almacenamiento llegaría hasta el 108%, es decir, sale más energía eléctrica que la que se almacena.

45 En otras palabras, estamos hablando de un ciclo de Rankine completo en el que la generación del vapor saturado se hace a través de una bomba de calor del 230% de rendimiento (frente a rendimientos inferiores al 100% que tienen las calderas convencionales).

50 En el cálculo de este rendimiento del sistema de almacenamiento, hay que añadir las pérdidas o ganancias que se pueden producir en los acumuladores durante los periodos de carga y en el tanque de almacenamiento del fluido de la bomba de calor durante los periodos de descarga. Las pérdidas en acumuladores, que dependerán del tiempo transcurrido entre los periodos de carga y descarga, se deben minimizar con un adecuado diseño y aislamiento de los

acumuladores. En el caso del tanque de almacenamiento del fluido de la bomba de calor, al llenarse con un fluido a temperatura inferior a la del ambiente, no se prevén pérdidas.

5 El sistema de almacenamiento de electricidad objeto de esta invención presenta importantes ventajas frente a los otros sistemas con los que actualmente compite para almacenamiento de electricidad con altas capacidades de almacenamiento (en el rango superior a 10 MW hasta cientos de MW) y tiempos medios de descarga (horas), que son los que se requieren para aplicaciones de regulación de las curvas de oferta y demanda y para el arbitraje de precios.

10 Actualmente, estos sistemas son: Los sistemas de bombeo y los de compresión de aire (CAES)

15 Las centrales de bombeo son instalaciones altamente probadas, existiendo numerosas centrales en el mundo en operación comercial. Estas centrales de bombeo tienen actualmente un rendimiento de entre el 76% y 85%, inferior al del sistema objeto de esta invención y requieren grandes extensiones de terreno en emplazamiento naturales adecuados, difíciles de encontrar, para la construcción de las presas y embalses necesarios, produciendo un fuerte impacto ambiental, por lo que también existe una fuerte oposición pública para llevar a cabo estas instalaciones.

20 Los sistemas de compresión de aire (CAES) consisten en comprimir aire utilizando compresores accionados eléctricamente para su almacenamiento en recipientes a presión o en cavernas subterráneas. Cuando aumenta la demanda, este aire comprimido se calienta y se utiliza para hacer funcionar una turbina de gas para la generación de electricidad. La compresión del aire libera calor y según la utilización que se haga del mismo, existen diversos sistemas CAES:

25 CAES diabático o convencional, el calor producido en la expansión se disipa a la atmosfera, requiriéndose la utilización de un combustible o sistema auxiliar para calentar el aire que entra en la turbina.

30 CAES adiabático, la energía térmica producida en la compresión se almacena y se utiliza posteriormente para calentar el aire que entra en la turbina.

35 Los sistemas CAES presenta alguna ventaja frente al sistema de almacenamiento objeto de esta invención:

40 - El fluido que se utiliza es aire, que se puede obtener libremente de la atmósfera y permite la existencia de circuitos abiertos. Frente a ello, el sistema propuesto requiere la utilización de amoníaco u otro fluido refrigerante.

45 El amoníaco es un fluido autorizado y utilizado ampliamente en máquinas frigoríficas, no afectando su uso al deterioro de la capa de ozono. No obstante, es un gas tóxico, corrosivo e inflamable por lo que requiere instalaciones seguras y manejarlo con precaución. Requiere la existencia de circuitos cerrados.

50 - Tanto en el caso de la utilización de aire como amoníaco, se pueden utilizar configuraciones con equipos comerciales (compresores, turbinas de expansión, intercambiadores, etc.), incluso para elevadas capacidades de potencia y almacenamiento. No obstante, para estas capacidades, existen mayores disponibilidades y experiencias comerciales de equipos operando con aire que con amoníaco u otro fluido refrigerante, lo que probablemente, para una misma potencia, implicara menores inversiones. También los costes de operación y mantenimiento serán inferiores.

Pero, los sistemas CAES también presentan significativas desventajas frente al sistema propuesto de almacenamiento de electricidad con bomba de calor y acumuladores de vapor:

5 - Los sistemas CAES diabéticos avanzados, con sistemas de recuperación de calor (es decir, similares a AEC McIntosh Plant) alcanzan rendimientos netos del orden del 50% para la conversión de la energía eléctrica entrante en energía eléctrica de salida; y el rendimiento previsto para el proyecto demostración ADELE (CAES adiabático) se estima en el 70%. Aunque estos rendimientos pueden ser mejorados en el futuro, por mejoras en los rendimientos de los equipos y procesos, no se prevé que se alcancen los altos rendimientos del sistema objeto de esta patente, principalmente porque estos rendimientos se alcanzan gracias a la importante aportación de calor que se toma del medio ambiente o de fuentes residuales de energía en los procesos de evaporación y calentamiento que se produce en la bomba de calor, o de cualquier otra adecuada fuente de energía residual.

10 - Los sistemas CAES almacenan un gas comprimido (aire) y, el sistema propuesto, almacena en acumuladores un líquido presurizado, por lo que su densidad es muy superior a la del aire comprimido, en consecuencia, estamos hablando de necesidades de capacidades específicas de almacenamiento (m^3 / kg), para presiones similares, muy inferiores.

15 - En los sistemas CAES se almacena la energía térmica en forma únicamente de calor sensible, ya que el aire no sufre cambios de fase. En el sistema propuesto se producen cambios de fase, tanto en el amoniaco u otro fluido refrigerante, como en las conversiones de agua líquida a vapor, por lo que la energía térmica se almacena no solo como calor sensible sino también como calor latente, lo que implica que las capacidades o calores específicos de almacenamiento térmico (Kj/Kg) también sean muy superiores en el sistema propuesto.

20 Como consecuencia de los dos anteriores factores, diferencia de densidades y existencia de cambios de fase, los volúmenes de almacenamiento necesarios para una misma capacidad de almacenamiento son muy inferiores en el caso del sistema de almacenamiento objeto de esta patente.

25 La central de almacenamiento de energía eléctrica antes citada, de tecnología diabética avanzada, AES McIntosh, de 110 MWe y una capacidad de descarga de 26 horas, tiene una capacidad de almacenamiento de 550.000 metros cúbicos, a una presión de 76 bar, en formación geológica de mina de sal (DOE Global Energy Database). Este requerimiento de altas capacidades de almacenamiento hace inviable desde un punto de vista económico la utilización de tanque o acumuladores del aire comprimido, siendo necesario recurrir a soluciones basadas en el almacenamiento en formaciones geológicas estables.

30 Se estima que las necesidades de capacidades de almacenamiento de una central CAES diabética avanzada son más de siete veces superiores a las de una central con bomba de calor y acumuladores de vapor, de la misma potencia y horas de descarga. En el caso de una central con tecnología CAES adiabático, estas diferencias serían superiores.

35 En resumen, las diferencias en las necesidades de capacidades de almacenamiento, así como la mejora en los rendimientos, determina la significativa ventaja del sistema objeto de esta patente frente a los sistemas CAES.

40 Estas ventajas, que se manifiestan especialmente para sistemas que requieren altas capacidades de almacenamiento (en el rango superior a 10 MW y hasta cientos de MW) y tiempos medios de descarga (horas), hace, que se consideren especialmente útiles para su

utilización en sistemas eléctricos como sistemas de equilibrio de la oferta y demanda de la electricidad, o como sistemas de arbitraje de precios, tanto en sistemas eléctricos aislados como interconectados entre sí.

- 5 No obstante, también se considere muy útil su utilización en grandes instalaciones industriales con elevados consumos de electricidad (industria química, siderúrgica, metalurgia no férrea...), donde mediante la utilización de este sistema de almacenamiento se puede reducir el coste de la electricidad consumida aprovechando para su compra las horas valle con precios de la electricidad más bajos.

10

REIVINDICACIONES

5 1. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica con bomba de calor y acumuladores de vapor caracterizado por un sistema que comprende una bomba de calor, acumuladores de vapor, un ciclo agua-vapor que hace funcionar un turbogenerador y un sistema de enfriamiento de este ciclo agua-vapor.

10 La bomba de calor, cuyo fluido es amoniaco u otro fluido refrigerante, comprende los siguientes equipos principales:

(a) Un compresor (1) que comprime el fluido de la bomba de calor. Este compresor es accionado por un motor eléctrico alimentado por energía eléctrica procedente de la red exterior a la instalación.

15 (b) Un generador de vapor (2), donde se intercambia calor entre el fluido de la bomba de calor tras ser comprimido y el agua de alimentación del ciclo agua- vapor, produciendo vapor saturado que alimenta a los acumuladores de vapor (13).

20 (c) Un calentador de agua de alimentación (3), que podrá integrarse en el anterior generador formando un solo equipo o ser un equipo independiente, donde se intercambia calor entre el fluido de la bomba de calor tras ser enfriado en el generador de vapor y el agua de alimentación del ciclo agua-vapor procedente de la bomba de agua de alimentación y antes de entrar en el generador de vapor, calentando esta agua de alimentación hasta temperaturas próximas a la de su evaporación en el generador de vapor.

25 (d) Una turbina de expansión (4) que expande el fluido de la bomba de calor que sale del calentador de agua de alimentación produciendo trabajo que acciona el eje del compresor (1).

30 (e) Un evaporador (10), que evapora el fluido de la bomba de calor a la salida de la turbina de expansión, utilizando el aire ambiente.

35 (f) Un calentador (11) que calienta el fluido de la bomba de calor hasta la temperatura próxima a la del medio ambiente, utilizando el aire ambiente.

(g) Un tanque de almacenamiento del fluido de la bomba de calor (12), donde este es almacenado mientras la bomba de calor no se encuentra en operación.

40 El ciclo agua-vapor comprende los siguientes equipos principales:

- Un turbogenerador (16) alimentado por el vapor saturado procedente de los acumuladores de vapor, produciendo electricidad.

45 - Un condensador (17) que condensa el vapor de salida de la turbina de vapor.

- Bomba de condensado (18), que bombea el condensado de salida del condensador al tanque de almacenamiento de condensado (19).

50 - Bomba de agua de alimentación (20) que bombea el agua procedente del tanque de almacenamiento de condensado al calentador de agua de alimentación y, posteriormente, al generador de vapor. Esta bomba es accionada por un motor eléctrico alimentado por energía eléctrica procedente de la red exterior a la instalación.

- 5 2. Un sistema de almacenamiento de la energía eléctrica de acuerdo con la reivindicación 1, donde después de la expansión del fluido de la bomba de calor en la turbina de expansión (4) y posterior evaporación en un evaporador (7), existen una o varias etapas adicionales de expansión en turbinas de expansión (8) y posterior evaporación en evaporadores que utilizan el aire ambiente para esta evaporación tras cada una de las etapas.
- 10 3. Un sistema de almacenamiento de la energía eléctrica de acuerdo con las reivindicaciones 1 o 2, donde una o varias de las turbinas de expansión son sustituidas por válvulas de expansión Joule Thompson (5) (9).
- 15 4. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con las reivindicaciones 1,2 o 3, donde a la salida de una o varias de las turbinas de expansión, y antes de entrar en los correspondientes evaporadores, se le añade válvulas de expansión Joule Thompson (6).
- 20 5. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con las reivindicaciones anteriores, desde la reivindicación 1 hasta la 4, donde el vapor saturado procedente de los acumuladores de vapor se sobrecalienta utilizando un sobrecalentador de acumuladores (14), donde una corriente de vapor procedente de los acumuladores de vapor sobrecalienta a otra corriente también procedente de los acumuladores de vapor que se encuentra a inferior presión y temperatura de saturación y que , tras ser sobrecalentada, alimenta a la turbina de vapor.
- 25 6. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica, de acuerdo con las reivindicaciones anteriores, desde la reivindicación 1 hasta la 4, donde el vapor saturado procedente de los acumuladores de vapor es sobrecalentado utilizando una caldera sobrecalentadora (15), alimentada con un combustible auxiliar, gas natural, carbón, biomasa u otro combustible auxiliar.
- 30 7. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con las reivindicaciones anteriores, desde la reivindicación 1 hasta la 4, donde el vapor saturado procedente de los acumuladores de vapor es sobrecalentado utilizando energía solar térmica (21), haciendo pasar el vapor saturado por un receptor solar térmico, tipo torre, para la producción de vapor sobrecalentado, o a través de receptores cilindro-parabólicos capaces de producir vapor sobrecalentado.
- 35 8. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con las reivindicaciones anteriores, desde la reivindicación 1 hasta la 4, donde el vapor saturado procedente de acumuladores de vapor es sobrecalentado utilizando energía geotérmica u otra fuente térmica.
- 40 9. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con las reivindicaciones anteriores, desde la reivindicación 1 hasta la 8, donde el vapor procedente de una primera expansión en la turbina de vapor es recalentado en un recalentador de acumuladores (14), donde una corriente de vapor procedente de los acumuladores de vapor recalienta al vapor procedente de la primera etapa de expansión de la turbina de vapor, que se encuentra a inferior presión y temperatura, y que, tras ser recalentado, alimenta de nuevo a la turbina de vapor.
- 45 10. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con las reivindicaciones anteriores, desde la reivindicación 1 hasta la 8, donde el vapor procedente de una primera expansión en la turbina de vapor es recalentado utilizando una caldera recalentadora (15), alimentada con un combustible auxiliar, gas natural, carbón, biomasa u otro combustible auxiliar, previamente a ser introducido de nuevo en la turbina de vapor.
- 50 11. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con las reivindicaciones anteriores, desde la reivindicación 1 hasta la 8, donde el vapor procedente de una primera

expansión en la turbina de vapor es recalentado utilizando energía solar térmica (21), haciendo pasar el vapor por un receptor solar térmico, tipo torre, para la producción de vapor recalentado, o a través de receptores cilindro-parabólicos capaces de producir vapor recalentado, previamente a ser introducido de nuevo en la turbina de vapor.

5
12. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con las reivindicaciones anteriores, desde la reivindicación 1 hasta la 8, donde el vapor procedente de una primera expansión en la turbina de vapor es recalentado utilizando energía geotérmica u otra fuente térmica, previamente a ser introducido de nuevo en la turbina de vapor.

10
13. Un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de acuerdo con las reivindicaciones anteriores, desde la reivindicación 1 hasta la 12, donde el calor necesario para evaporar y calentar en los evaporadores y calentadores el fluido de la bomba de calor expandido, es aportado, total o parcialmente, por el agua caliente de salida del sistema de enfriamiento del condensador del ciclo agua-vapor, o por otra fuente residual de calor, en vez de por el aire ambiente.

15
14. Un sistema de enfriamiento del condensador del ciclo agua-vapor que aprovecha, total o parcialmente, el frío que se produce en los evaporadores y calentadores del fluido expandido de la bomba de calor, de acuerdo con lo que se indica en la reivindicación 13, para producir y almacenar agua subenfriada o hielo, que posteriormente se utiliza en el condensador del ciclo agua-vapor para producir la condensación.

20
25
30
15. Un método para almacenar energía eléctrica utilizando los sistema descritos en las anteriores reivindicaciones, desde 1 hasta 14, consistente en que durante los periodos de exceso de energía eléctrica o precios bajos de esta energía eléctrica (periodos de carga), se genera el vapor que alimenta a los acumuladores de vapor (13), mediante la operación de la bomba de calor, cuyo compresor (1) es accionado por un motor eléctrico alimentado por la red eléctrica exterior, y mediante la operación de las bombas de agua de alimentación del ciclo agua-vapor (20), accionadas también por un motor eléctrico alimentado por la red eléctrica exterior. La suma de la energía eléctrica que se utiliza en los motores del compresor y de la bomba de agua de alimentación es la energía eléctrica que entra en el sistema y es almacenada en forma de agua presurizada o comprimida en los acumuladores de vapor.

35
Durante los periodos de defecto de energía eléctrica o cuando el precio de la energía eléctrica es alto (periodos de descarga) el agua almacenada en acumuladores sale en forma de vapor saturado, que tras ser o no ser sobrecalentado o recalentado, produce en el turbogenerador (16) la energía eléctrica de salida del sistema hacia la red exterior.

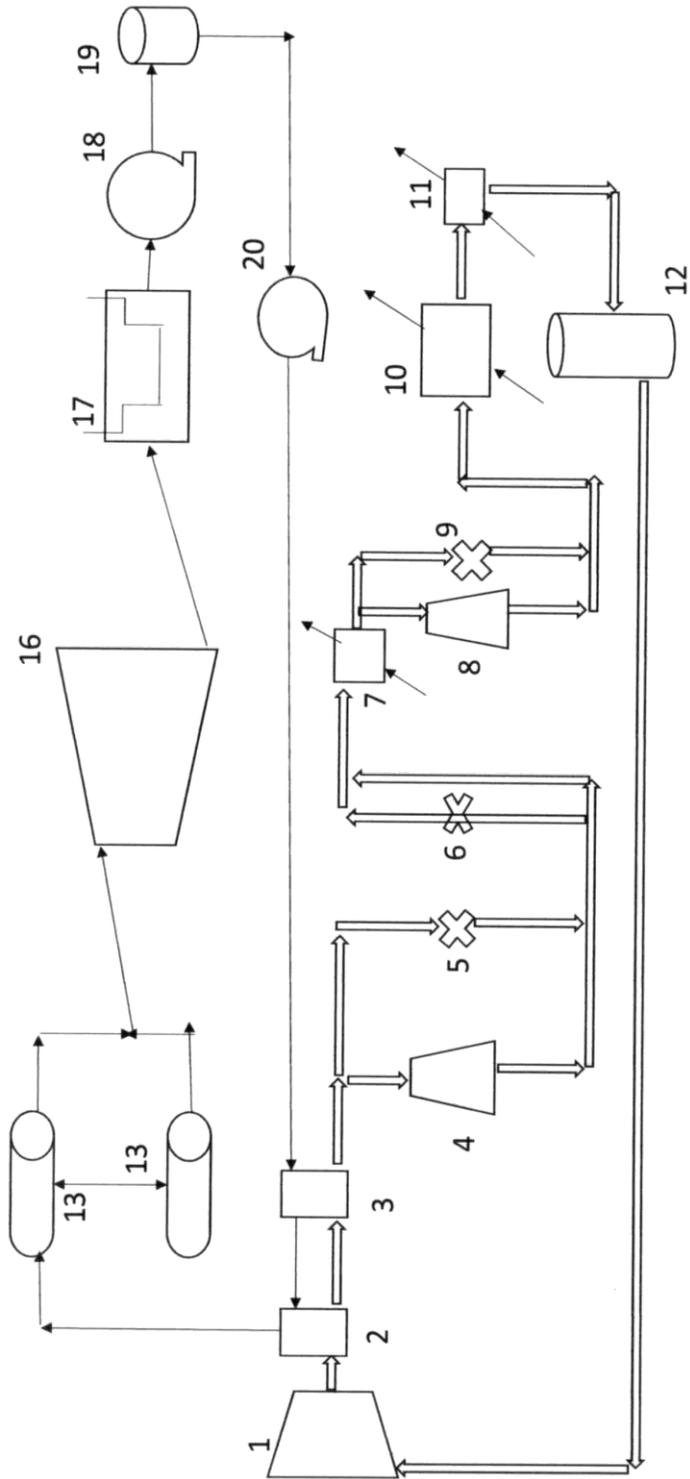


Fig.1. Esquema de principio sistema de almacenamiento (vapor saturado)

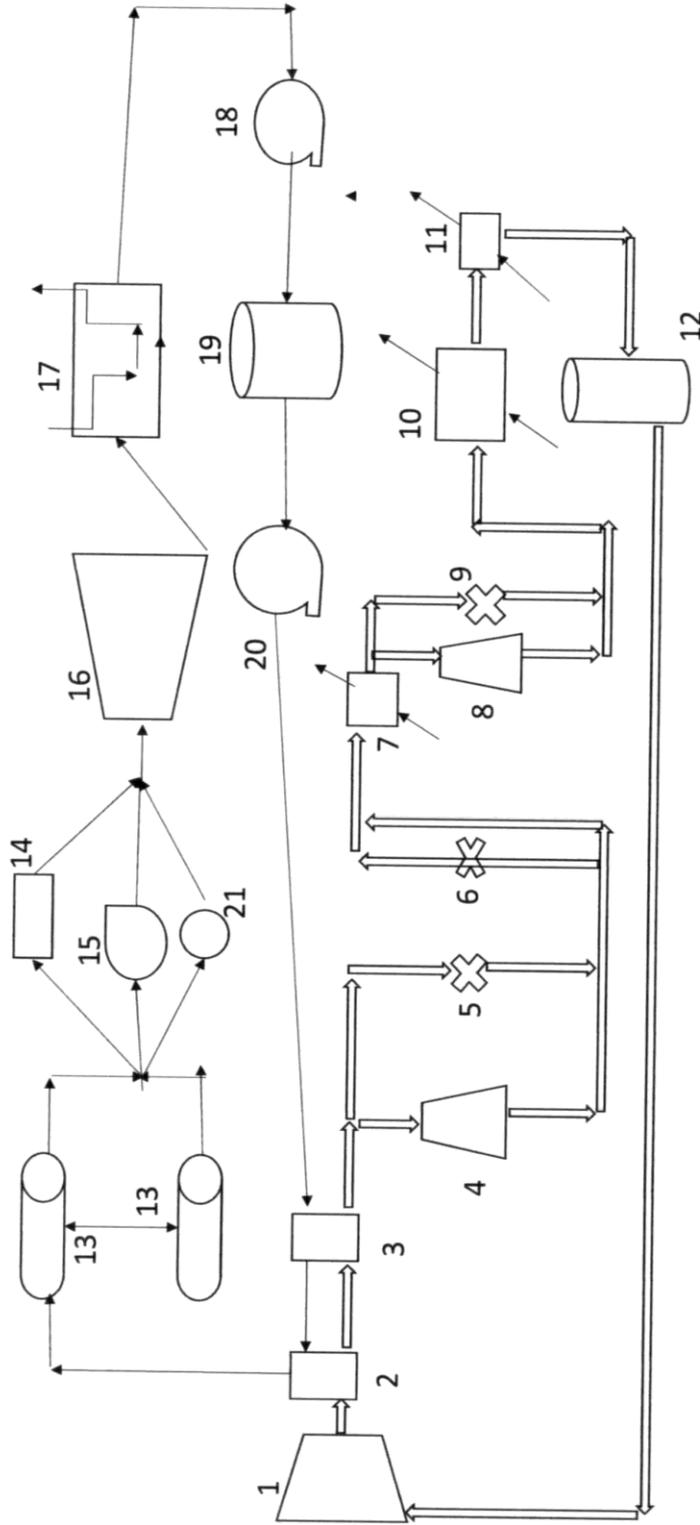


Fig 2. Esquema de principio sistema de almacenamiento (vapor sobrecalentado)

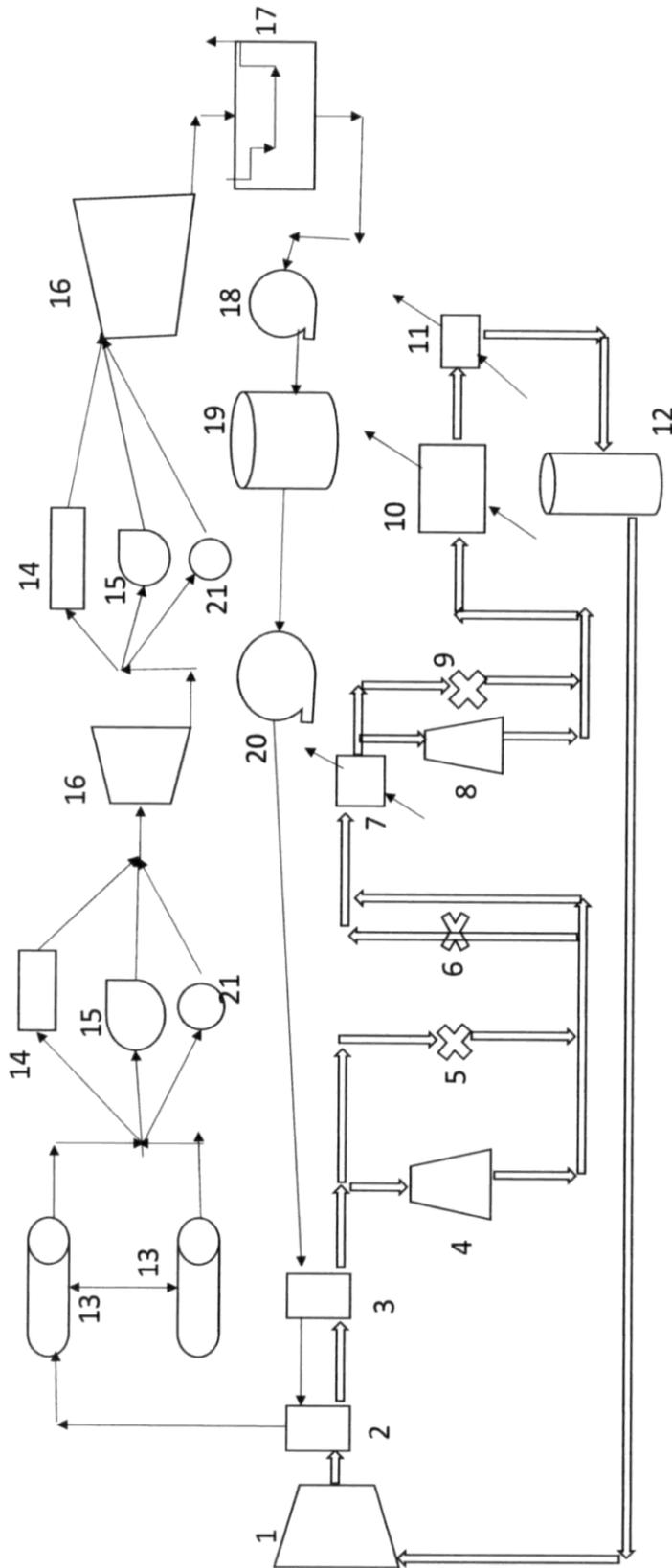


Fig 3. Esquema de principio sistema de almacenamiento de vapor sobrecalentado y recalentado)

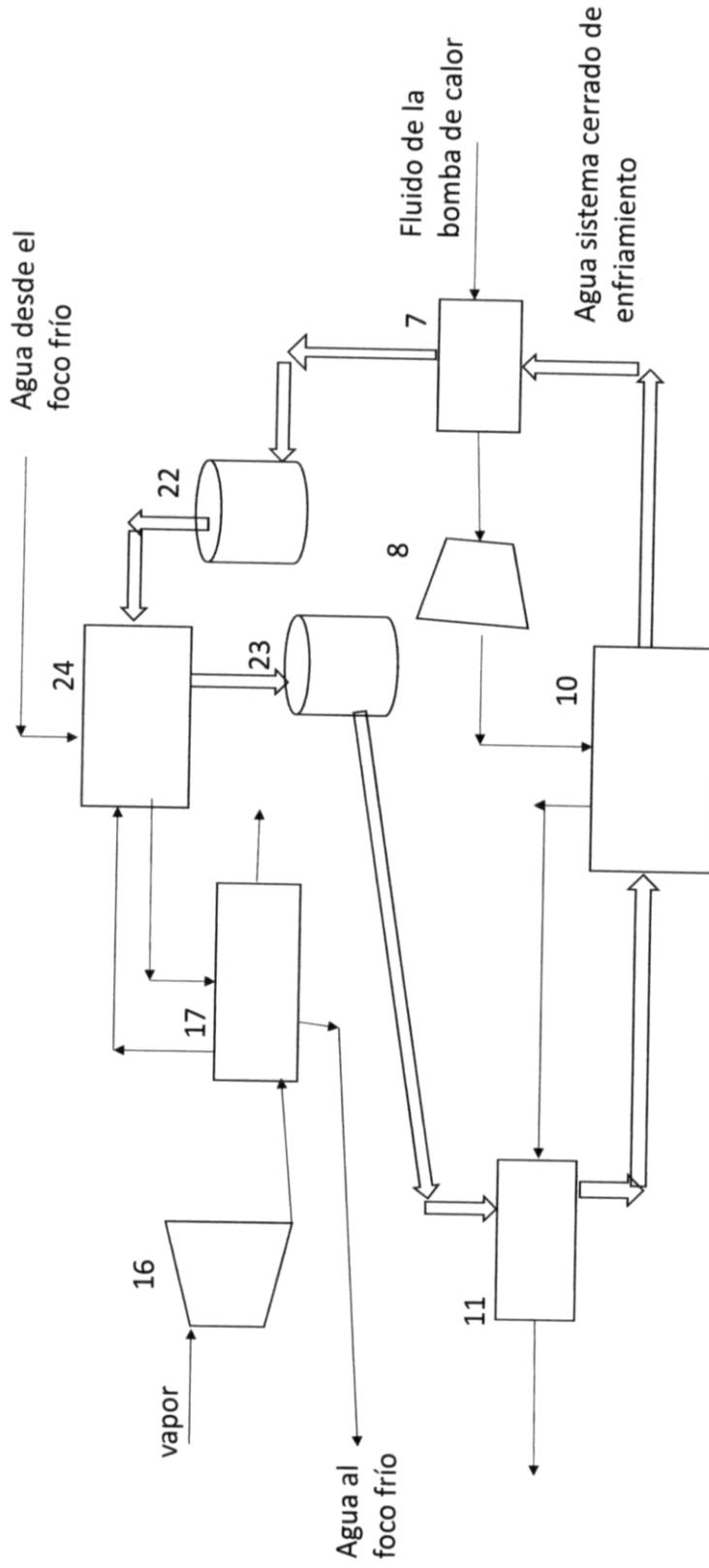


Fig.4 Esquema simplificado sistema de enfriamiento:
Aprovechamiento del frío generado en la bomba de calor



OFICINA ESPAÑOLA
DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

②① N.º solicitud: 201700740

②② Fecha de presentación de la solicitud: 11.10.2017

③② Fecha de prioridad:

INFORME SOBRE EL ESTADO DE LA TECNICA

⑤① Int. Cl.: **F01K23/04** (2006.01)
F01K19/00 (2006.01)

DOCUMENTOS RELEVANTES

Categoría	⑤⑥ Documentos citados	Reivindicaciones afectadas
Y	CN 106979043 A (WU LIANKAI) 25/07/2017, todo el documento.	1-14
Y	WO 2017064163 A1 (MITSUBISHI HITACHI POWER SYSTEMS EUROPE GMBH) 20/04/2017, resumen; descripción: página 10, líneas 27 - 30; figuras.	1-14
A	CN 107060915 A (UNIV CHONGQING) 18/08/2017, resumen; figuras.	1-14
A	EP 2876265 A1 (ABENGOA SOLAR NEW TECH SA) 27/05/2015, todo el documento.	1-14
A	JP H03264711 A (NIHON SEIMITSU KEISOKU KK) 26/11/1991, todo el documento.	1-14

Categoría de los documentos citados

X: de particular relevancia

Y: de particular relevancia combinado con otro/s de la misma categoría

A: refleja el estado de la técnica

O: referido a divulgación no escrita

P: publicado entre la fecha de prioridad y la de presentación de la solicitud

E: documento anterior, pero publicado después de la fecha de presentación de la solicitud

El presente informe ha sido realizado

para todas las reivindicaciones

para las reivindicaciones nº: 1-14

Fecha de realización del informe
29.11.2018

Examinador
M. P. Prytz González

Página
1/2

Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido de los símbolos de clasificación)

F01K

Bases de datos electrónicas consultadas durante la búsqueda (nombre de la base de datos y, si es posible, términos de búsqueda utilizados)

INVENES, EPODOC