(19) OFICINA ESPAÑOLA DE PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA

(11) Número de publicación: **2 375 368**

(51) Int. Cl.:

F02C 3/20	(2006.01)
F02C 3/30	(2006.01)
F01K 23/10	(2006.01)
F01K 23/06	(2006.01)
F02C 3/28	(2006.01)

(12) TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA T3

(96) Número de solicitud europea: **05817967 .2**

(96) Fecha de presentación: **06.12.2005**

(97) Número de publicación de la solicitud: **1819913**

(97) Fecha de publicación de la solicitud: **22.08.2007**

(54) Título: **PROCEDIMIENTO E INSTALACIÓN PARA PRODUCIR ENERGÍA ELÉCTRICA.**

(30) Prioridad:
08.12.2004 EP 04447270

(45) Fecha de publicación de la mención BOPI:
29.02.2012

(45) Fecha de la publicación del folleto de la patente:
29.02.2012

(73) Titular/es:
VRIJE UNIVERSITEIT BRUSSEL
PLEINLAAN 2
1050 BRUSSEL, BE

(72) Inventor/es:
DE RUYCK, Jacques;
BRAM, Svend y
DELATTIN, Frank

(74) Agente: **Curell Aguilá, Mireia**

ES 2 375 368 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

Procedimiento e instalación para producir energía eléctrica.

Campo de la invención

La presente invención se refiere a un procedimiento y a un sistema para el funcionamiento de una turbina de gas, que implica el reformado de metano con vapor del gas natural utilizado en la cámara de combustión de una turbina de gas.

Estado de la técnica

Se conoce el reformado de metano con vapor en ciclos de turbinas de gas. Dos artículos relevantes a este respecto son "A methane-steam reformer for a basic chemically recuperated gas turbine", Adelman *et al*, Transactions of the ASME, vol. 117, enero de 1995 (págs. 16-23) y más recientemente "The recuperative auto thermal reforming and recuperative reforming gas turbine power cycles with CO2 removal - Part II: The recuperative reforming cycle", Fiaschi *et al* Transactions of the ASME, vol. 126, enero de 2004 (págs. 62-68). Dichos "ciclos recuperados químicamente" utilizan un reformador de metano con vapor con el fin de extraer el calor de toda la corriente de escape de la turbina de gas, y transformar este calor en energía química en el gas de síntesis (Adelman). Sin embargo, las temperaturas en los escapes de turbinas de gas son demasiado bajas para conseguir una alta cantidad de reformado, y la recuperación de energía obtenida es por tanto demasiado limitada para una aplicación práctica. Fiaschi *et al* superan este problema añadiendo una combustión posterior de gas natural en el escape completo de la turbina de gas. Utilizan el reformado no para fines de recuperación de calor, sino para capturar el CO_2 de la alimentación de combustible antes del procedimiento de combustión.

Otra aplicación del reformado se describe en los documentos WO-A-0142636 y US20040206065. En estos documentos se propone un procedimiento de reformado para enriquecer con hidrógeno combustibles con baja concentración de metano. El gas de síntesis se seca con el fin de proporcionar un gas de síntesis adecuado para su utilización en turbinas de gas. La integración del procedimiento no se detalla adicionalmente. El documento GB-A-2 305 186 se refiere a un aparato de reformado de combustible y a un sistema de generación de energía eléctrica, en el que el reformado del gas combustible tiene lugar a través de una combustión parcial del gas, mientras se mezcla el gas con vapor. El procedimiento propuesto no se puede aplicar directamente a biomasa, porque los gases de combustión entran en el expansor de la turbina de gas.

El documento DE 19 627 189 propone la utilización de reformado para sustituir parte del gas natural por carbón en una planta de vapor a carbón repotenciada. El reformador está incluido en la parte inferior del horno de carbón, en el que se utiliza el calor del carbón para realizar la reacción de reformado. El aire comburente para la combustión del carbón es o bien aire atmosférico, o bien una mezcla de aire con todos los gases de escape de la turbina. El documento DE 19 627 189 sólo es aplicable a plantas a carbón repotenciadas con una turbina de gas, no es aplicable a ciclos combinados de gas natural altamente eficientes. No hay una integración del procedimiento adicional.

La producción de energía a partir de biomasa se puede producir a través de combustión externa convencional (ciclo de vapor, ciclo de Rankine orgánico, motores Stirling), o combustión interna tras gasificación o pirólisis (motor de gas, ciclo combinado de gasificación integrada). La combustión externa presenta la desventaja de proporcionar eficiencias de conversión limitadas (como máximo del 30-35%), pero es más fácil de conseguir y no necesita una limpieza de gas difícil. La combustión interna presenta el potencial de altas eficiencias, pero siempre necesita una limpieza de gas difícil y en la mayoría de los casos problemática.

Objetivos de la invención

La presente invención tiene como objetivo proporcionar una fuente de calor alternativa para el procedimiento de reformado de metano con vapor, incorporada en una instalación de turbinas de gas.

Sumario de la invención

La presente invención da a conocer un nuevo procedimiento e instalación tal como se dan a conocer en las reivindicaciones adjuntas. La invención permite combinar gas natural con la combustión de un material combustible distinto del gas, en cualquier tipo de planta de turbina de gas. Según la forma de realización preferida, se utiliza biomasa como el material combustible en cuestión. El procedimiento evita cualquier contacto entre los gases de combustión de la biomasa y las partes internas de la turbina, y se demuestra que tiene poco o incluso ningún impacto sobre el rendimiento de ciclo de la turbina de gas. En este procedimiento, la biomasa se utiliza como fuente de energía para proporcionar calor para la reacción de reformado de metano con vapor endotérmica, produciendo hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono como productos de reacción. Según la invención, este reformado utiliza un suministro de calor externo, obtenido de la combustión (externa) de biomasa a de 600 a 750ºC. El calor contenido en el gas de combustión de la combustión de biomasa se puede transmitir así al gas natural y a la

mezcla de vapor, y transformar en energía química a través de la formación de hidrógeno. Los gases de combustión de la biomasa no se mezclan con el combustible de gas natural ni con ningún otro flujo a través de la turbina de gas, evitando así problemas tales como incrustación o corrosión y la consecuente limpieza de gas difícil. El gas de síntesis obtenido se puede utilizar en una turbina de gas sin pérdida significativa de la eficiencia de ciclo cuando se utiliza la red de intercambiadores de calor propuesta en la periferia del reformador. Por tanto, la biomasa se puede transformar en energía eléctrica casi con la misma eficiencia que la planta de turbina de gas considerada, que en el caso de los ciclos combinados puede superar el 50%.

Breve descripción de los dibujos

La figura 1 representa la forma de realización básica de un sistema según la invención.

La figura 2 representa una primera variante del sistema, que implica una turbina de gas con inyección de vapor.

La figura 3 representa una segunda variante del sistema, que implica una torre de saturación de gas natural.

La figura 4 representa una tercera variante del sistema, que implica unos medios para secar el gas de síntesis.

La figura 5 ilustra un ejemplo de trabajo basado en la instalación de la figura 4.

Descripción detallada de la invención

El procedimiento de la invención se puede describir como que comprende las etapas siguientes, con referencia a las figuras 1 a 4:

- proporcionar un suministro de gas natural 9,

- proporcionar un suministro de agua 22,

- posiblemente, precalentar (10) todo o una parte 9a del suministro de gas natural,

- mezclar el gas natural (precalentado) y el agua para obtener una mezcla. La mezcla se puede obtener o bien produciendo vapor (8) y mezclándolo (23) con el gas natural precalentado o bien precalentando el suministro de agua y mezclándolo con el gas natural (no precalentado) en una torre 13 de saturación,

- precalentar (11) la mezcla,

- quemar un suministro de material combustible 30, diferente del suministro de gas natural, y utilizar el calor producido mediante la combustión para calentar la mezcla sin contacto directo entre la mezcla y los gases de combustión de la combustión (12), con el fin de provocar que tengan lugar reacciones de reformado de metano con vapor en la mezcla, obteniendo de este modo un gas natural enriquecido. Según la forma de realización preferida de la invención, el material combustible utilizado es biomasa,

- enfriar el gas natural enriquecido (11, 10) hasta una temperatura superior al punto de rocío,

- utilizar el gas natural enriquecido como combustible en la cámara de combustión 3 de una instalación de turbinas de gas,

Según la invención, el procedimiento comprende además las etapas siguientes:

- utilizar una parte de los gases de escape (5) de la instalación de turbinas de gas, como aire comburente para la combustión de material combustible. Según la forma de realización preferida, la cantidad de gases de escape desviados para esta utilización es como máximo el 12% de la corriente de escape de la turbina de gas.

- utilizar los gases de combustión de la combustión para precalentar dichos gases de escape, y para el calentamiento del suministro de agua, o bien para producir vapor, o bien para precalentar el agua antes de su entrada en la torre de saturación.

Ahora se describirán más detalladamente las figuras 1 a 4, con el fin de explicar en detalle las formas de realización destacadas del procedimiento descrito anteriormente. La explicación siguiente también sirve como descripción completa de la instalación de la invención y sus diversas formas de realización.

La instalación básica se muestra en la figura 1. Se utiliza una planta de turbina de gas convencional con compresor 1, expansor 2 y cámara de combustión 3. La turbina de gas puede formar parte de un ciclo combinado, en cuyo caso se produce vapor (21) aguas abajo del escape de la turbina de gas en el intercambiador de calor 4 y se utiliza para la producción de energía adicional a través de expansión en turbinas de vapor (no mostradas), mientras que los

gases de escape fluyen hacia la chimenea 20. Los elementos 1 a 4 son equipos convencionales en un procedimiento convencional. La invención consiste en la adición de los elementos 5 a 12.

Según el procedimiento de la invención, una parte del escape de la turbina se desvía a través del conducto 5 como aire comburente a una cámara de combustión 6, que es una cámara de combustión de biomasa, alimentada mediante un suministro de biomasa 30, según la forma de realización preferida. Según una forma de realización preferida, la cantidad de gases de escape de la turbina desviados es proporcional a la cantidad de biomasa quemada, siempre que el nivel de oxígeno en exceso de la cámara de combustión de biomasa se mantenga constante (se ha supuesto un 6% de oxígeno en exceso). Según una simulación, la sustitución de cada 1% de gas natural por biomasa requiere por tanto aproximadamente un 1,2% de los gases de escape de la turbina como aire comburente. El máximo teórico de calor que se puede suministrar al reformador corresponde al 100% de reformado del metano y representa aproximadamente el 10% de la alimentación de gas natural 9, lo que hace que el máximo de desviación de escape de la turbina (proporcionar a la cantidad de biomasa quemada) sea de aproximadamente el 12%. En realidad, es difícil transformar todo el metano en un único reformador alotérmico y un límite realista es una sustitución de aproximadamente el 5%, que corresponde a aproximadamente el 6% de desviación de escape de la turbina.

La producción de vapor en el ciclo 21 de cola se reduce por consiguiente en como máximo el 6% dependiendo de la cantidad de biomasa. El aire comburente se precalienta a través de un regenerador 7 antes de la cámara de combustión de biomasa 6. El calor para esta regeneración se suministra mediante los gases de combustión de la combustión de biomasa. El gas descargado por la chimenea de la biomasa se utiliza para calentar el suministro de agua 22 con el fin de producir vapor en el intercambiador de calor 8. Debido a los caudales y las temperaturas similares, esta cantidad adicional de vapor es casi equivalente a la cantidad reducida de vapor en el ciclo 21 de cola.

Parte de la alimentación de gas natural 9 se precalienta a través de un regenerador 10, tras una desulfurización (no mostrada). En una mezcladora 23, este gas se mezcla con el vapor procedente de la caldera 8. La mezcla de gas/vapor se precalienta adicionalmente a través de un regenerador 11, antes de entrar en el reformador 12 a aproximadamente 600ºC. La cantidad de gas se ajusta para conseguir una razón molar de vapor con respecto a carbono de 1,5 con respecto a 2 en el reformador 12. El calor se toma de los gases de combustión de la biomasa para alimentar las reacciones de reformado, que esencialmente consisten en lo siguiente

$$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2 \ (206\ kJ/mol)$$

$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 \ (-41\ kJ/mol)$$

La temperatura durante esta reacción es preferentemente superior a 600ºC y de hasta 750ºC. La reacción de reformado es endotérmica, y la corriente de gas absorbe así una parte de la energía de la cámara de combustión de biomasa 6. El gas enriquecido producido, también denominado “gas de síntesis”, contiene por tanto hasta el 5% de la energía obtenida a partir de la biomasa a través del procedimiento de reformado, principalmente a través del enriquecimiento en hidrógeno. El gas de síntesis se enfría a continuación en los regeneradores 11 y 10, precalentando de este modo la mezcla y el suministro de gas natural respectivamente. El gas enriquecido se puede enfriar hasta unos de 100ºC a 200ºC dependiendo de las especificaciones de la turbina de gas, pero su temperatura se debe mantener por encima del punto de rocío del gas. Si es posible, la temperatura del gas de síntesis se debe mantener a 300ºC o más para conseguir la eficiencia marginal máxima para la biomasa. El gas enriquecido se mezcla entonces con la corriente de gas no enriquecido en la mezcladora 24, tras lo cual se alimenta esta mezcla a la cámara de combustión 3 de la turbina de gas.

Una segunda forma de realización del procedimiento y de la instalación de la invención se muestra en la figura 2. La instalación comprende un conducto 25 adicional para la inyección de vapor, producido en el intercambiador de calor 4, en la cámara de combustión 3 de la turbina de gas. En el ciclo básico de la figura 1, se puede demostrar que se necesita un aumento significativo en la temperatura del gas de entrada de la cámara de combustión para mantener la eficiencia de ciclo global constante (400ºC o más para una sustitución del 5% de gas natural por biomasa). Cuando se aplica el procedimiento directamente en turbinas de gas con inyección de vapor, tal como se muestra en la figura 2, se puede demostrar que la eficiencia de ciclo se puede mantener constante sin la necesidad de un aumento de este tipo.

Según una tercera forma de realización, mostrada en la figura 3, en lugar de producir vapor en una caldera, el gas natural se mezcla con agua que se ha precalentado en la fase líquida, teniendo lugar el mezclado y la evaporación en una torre 13 de saturación. En una torre de saturación de este tipo, la evaporación del agua se produce a una temperatura no constante, y el gas que sale está casi saturado con agua. En este caso, el agua de alimentación 22 se precalienta en la fase líquida mediante los gases de combustión de la biomasa en el intercambiador de calor 14. Ambas corrientes se mezclan a contracorriente en la torre 13 de saturación, en la que se hace circular agua en exceso a través de una bomba 26, absorbiendo calor en la fase líquida de los gases de combustión de la biomasa en el intercambiador de calor 15. Tras salir de la torre, la mezcla se precalienta adicionalmente mediante los gases de combustión de la biomasa en el intercambiador de calor 16, y se dirige al regenerador de gas de síntesis 11. El resto de la instalación es idéntica al esquema básico de la figura 1. La instalación de la figura 3 permite unos

requisitos de calidad menos rigurosos del agua consumida, debido al efecto de lavado de una torre de saturación, y porque las sales se concentran en el agua en recirculación en vez de ser inyectadas en la turbina de gas. Se puede incluir desulfurización en la torre de saturación a través del efecto de lavado de la pulverización de agua. El agua en recirculación concentra las sales y los residuos de azufre y necesita renovación.

Una cuarta forma de realización se muestra en la figura 4. Esta instalación está equipada con medios para enfriar adicionalmente y secar el gas de síntesis tras el regenerador 11. Esto se consigue con un condensador 17, que utiliza las alimentaciones de agua y de gas natural (22, 9) como los medios de enfriamiento más fríos. Tras el condensador, la corriente de gas se divide (31) en las corrientes 9a y 9b, alimentándose el último al saturador 13 y luego hacia el reformador 12. El gas enriquecido se mezcla de nuevo (32) con la corriente de gas no enriquecido 9a, antes de pasar al intercambiador de calor 19. Tras el condensador, el agua de alimentación se mezcla con agua condensada procedente del propio condensador. Este redireccionamiento del agua condensada reduce la cantidad de agua consumida en aproximadamente un 65%. La mezcla de agua de alimentación/agua condensada se mezcla entonces con el agua que abandona la torre 13 de saturación, y esta mezcla se utiliza adicionalmente como el medio (18) de enfriamiento principal en el condensador. Tras 18, el flujo de agua se hace circular de nuevo a la torre a través de la bomba 26, calentándose la propia agua en circulación en la fase líquida en el intercambiador de calor 15.

El gas de síntesis obtenido en la torre de saturación, se calienta en el regenerador 11, y se somete a reformado en el reformador 12, como en las formas de realización anteriores. Tras enfriarse en el condensador 17, el gas de síntesis frío se vuelve a calentar mediante los gases de combustión de la biomasa en el intercambiador de calor 19, antes de entrar en la cámara de combustión 3 de la turbina de gas.

En comparación con el sistema básico de la figura 1 y la forma de realización de la figura 3, el secado del gas de síntesis permite reducir considerablemente el consumo de agua y se puede demostrar que la eficiencia global mejora ligeramente.

La figura 5 muestra el resultado de una simulación termodinámica del procedimiento descrito en la figura 4. La razón de presión se supone que es de 20, la temperatura de entrada de la turbina es de 1273ºC, las eficiencias isentrópicas en el compresor y la turbina son del 90%. El suministro de gas se supone que es metano puro. La pérdida de carga en la cámara de combustión principal es del 5%, y del 3% en los otros componentes. Se supone que el 10% del flujo del compresor evita la turbina para fines de enfriamiento. El procedimiento se calcula para un caudal de masa de referencia de 1 kg/s en el compresor. La temperatura de salida del saturador se ajusta para producir una razón de vapor con respecto a carbono de 2 en el reformador, y la cantidad de gas en 9b se ajusta para producir una contribución de energía a partir de la biomasa del 5%, conduciendo a un consumo de agua de 0,0056 kg/s. El gas que alcanza la cámara de combustión (3) consiste en (en volumen) un 39,5% de hidrógeno, un 49,3% de metano, un 7,1% de dióxido de carbono, un 3,7% de monóxido de carbono y un 0,3% de agua. En conclusión, se halla una eficiencia de ciclo del 54,9%, que es la misma que la eficiencia de ciclo obtenida si no se supone la adición de biomasa, siempre que el gas de la cámara de combustión se caliente hasta 440ºC. El ejemplo se facilita como ilustración y no es limitativo.

La tabla 1 enumera los flujos térmicos en los diferentes componentes, según la numeración en la figura 4. La tabla 2 enumera las propiedades de flujo según la numeración en la figura 5. La numeración de la figura 5 sólo se debe interpretar en combinación con los datos en la tabla 2, no con el resto de la presente descripción.

Tabla 1

Componente (figura 2)	Calor intercambiado (kJ por kg de flujo de compresor)
07 regenerador	13
11 regenerador	31
12 reformador	41
13 saturador de agua de alimentación	9
17 precalentamiento del gas	1
17 precalentamiento del agua	1
18 condensación principal	49
19 recalentador de gas	27

Tabla 2

Corriente (figura 5)	flujo (kg/s)	Temp. (ºC)
1 compresor, entrada	1,000	20
2 compresor, salida	1,000	444
3 cámara de combustión, salida	1,024	1273
4 turbina, salida	1,024	531
5 a HRS de cola	0,959	531

Tabla 2 (continuación)

Corriente (figura 5)	flujo (kg/s)	Temp. (ºC)
6 a la cámara de combustión de biomasa	0,064	531
7 tras precalentamiento	0,064	650
8 chimenea de biomasa	0,065	100
9 gas natural, entrada	0,018	20
10 agua, entrada	0,005	20
11 evacuación del condensador	0,014	50
12 evacuación del saturador	0,050	49
13 recirculación de agua	0,071	185
14 saturador de agua, entrada	0,071	211
15 saturador de gas, entrada	0,007	40
16 saturador de gas, salida	0,027	196
17 reformador de mezcla de gas, entrada	0,027	650
18 reformador de gas de síntesis, salida	0,027	700
19 condensador de gas de síntesis, entrada	0,027	285
20 recalentador de mezcla de gas, entrada	0,024	50
21 cámara de combustión de gas, entrada	0,024	441

REIVINDICACIONES

1. Procedimiento para la producción de energía eléctrica o la cogeneración de energía eléctrica y térmica haciendo funcionar una planta de turbina de gas, que comprende un compresor (1), una cámara de combustión (3) y un expansor (2), comprendiendo el procedimiento las etapas siguientes:

- proporcionar un suministro de gas natural (9),

- proporcionar un suministro de agua (22),

- mezclar al menos una parte del suministro de gas con el suministro de agua para obtener una mezcla,

- precalentar (11) la mezcla,

- quemar (6) un suministro de material combustible (30), diferente del suministro de gas natural, y utilizar el calor producido mediante la combustión para calentar la mezcla sin contacto directo entre la mezcla y los gases de combustión de la combustión, con el fin de provocar que tengan lugar reacciones de reformado de metano con vapor en la mezcla, obteniendo de este modo un combustible enriquecido,

- alimentar el combustible enriquecido a la cámara de combustión (3) de la planta de turbina de gas,

- utilizar los gases de combustión de la combustión de material combustible para calentar el suministro de agua (22),

caracterizado porque comprende las etapas siguientes:

- utilizar una parte (5) de los gases de escape de la planta de turbina de gas como aire comburente para la combustión (6) de material combustible,

- utilizar los gases de combustión de la combustión de material combustible para precalentar dichos gases de escape (5).

2. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que el suministro de material combustible es un suministro de biomasa.

3. Procedimiento según la reivindicación 1 ó 2, en el que la etapa de reformado produce un gas enriquecido.

4. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, que comprende además la etapa de enfriamiento del combustible enriquecido tras la etapa de reformado, y antes de alimentar el combustible enriquecido a la cámara de combustión (3) de la planta de turbina de gas.

5. Procedimiento según la reivindicación 4, en el que el enfriamiento se lleva a cabo hasta una temperatura superior al punto de rocío del gas.

6. Procedimiento según la reivindicación 4 ó 5, en el que el enfriamiento se lleva a cabo en un primer regenerador (11), calentando de este modo la mezcla, y en un regenerador (10) adicional, calentando de este modo el suministro de gas natural.

7. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, en el que el suministro de agua (22) se calienta (8) mediante los gases de combustión para producir vapor, y en el que la mezcla se obtiene mezclando (23) el gas natural con el vapor.

8. Procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 6, en el que el suministro de agua (22) se calienta (14, 15) en la fase líquida mediante los gases de combustión, y en el que la mezcla se obtiene mezclando el gas natural con el agua calentada en una torre (13) de saturación, y en el que se recoge agua en la torre y se recircula para combinarla con el suministro de agua (22).

9. Procedimiento según la reivindicación 5, que comprende además las etapas siguientes

- secar (17) el gas enriquecido, llevándose a cabo esta etapa tras la etapa de enfriamiento del gas enriquecido hasta una temperatura superior al punto de rocío, consistiendo esta etapa en un enfriamiento adicional del gas enriquecido,

- calentar (19) el gas secado, utilizando el calor de los gases de combustión.

10. Procedimiento según la reivindicación 9, en el que la etapa de secado tiene lugar en un condensador (17), en el que al menos el suministro de agua (22) y el suministro de gas natural (9) se utilizan como fuentes frías.

11. Procedimiento según las reivindicaciones 1 a 10, en el que los gases de escape de la turbina de gas se utilizan para producir vapor en un circuito (21), y en el que al menos una parte del vapor (25) se inyecta en la cámara de combustión (3) de la planta de turbina de gas.

12. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que como máximo el 12% de los gases de escape de la turbina de gas se utilizan como aire comburente para la combustión de material combustible.

13. Instalación para llevar a cabo el procedimiento según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12, comprendiendo la instalación al menos

- una planta de turbina de gas, que comprende un compresor (1), una cámara de combustión (3) y un expansor (2),

- unos medios para suministrar gas natural (9),

- unos medios para suministrar agua (22),

- unos medios (13, 23) para mezclar el agua con el gas natural,

- una cámara de combustión (6) de un material combustible distinto de dicho gas natural, y un intercambiador de calor (12) denominado “reformador” para aplicar el calor de la combustión de dicho material a una mezcla obtenida en los medios de mezclado, de modo que puede tener lugar esencialmente un reformado de metano con vapor en dicho reformador (12), produciendo un combustible enriquecido,

- un primer regenerador (11) dispuesto para precalentar la mezcla, mientras enfría el combustible enriquecido,

- al menos un intercambiador de calor (8, 14, 15), dispuesto para calentar dicho suministro de agua, mientras enfría los gases de combustión, caracterizado porque comprende unos medios (5) para desviar una parte de los gases de escape de la planta de turbina de gas, para ser utilizada como aire comburente para la combustión de dicho material,

- un segundo regenerador (7) dispuesto para precalentar dicha parte de los gases de escape procedentes de dicha planta de turbina de gas, mientras enfría los gases de combustión de la combustión de material combustible.

14. Instalación según la reivindicación 13, que comprende un intercambiador de calor (8) dispuesto para transformar dicho suministro de agua en vapor, y unos medios de mezclado (23), para mezclar dicho vapor con dicho gas natural.

15. Instalación según la reivindicación 13 ó 14, en el que dichos medios de mezclado son una torre (13) de saturación.

16. Instalación según la reivindicación 15, que comprende además una bomba (26) dispuesta para recircular el agua procedente de dicha torre de saturación.

17. Instalación según cualquiera de las reivindicaciones 13 a 16, que comprende además un intercambiador de calor (4) adicional, dispuesto para utilizar el calor procedente del escape de dicho expansor (2) de turbina de gas, para producir vapor, y que comprende además unos medios (25) para desviar al menos una parte del vapor producido en dicho intercambiador de calor (4) adicional hacia la cámara de combustión (3) de dicha planta de turbina de gas.

18. Instalación según cualquiera de las reivindicaciones 13 a 17, que comprende además un condensador (17) dispuesto para enfriar adicionalmente dicho combustible enriquecido, tras dicho primer regenerador (11).

19. Instalación según la reivindicación 18, en el que dicho condensador está dispuesto para recibir al menos dicho suministro de agua (22) y dicho suministro de gas natural (9) como medios de enfriamiento.

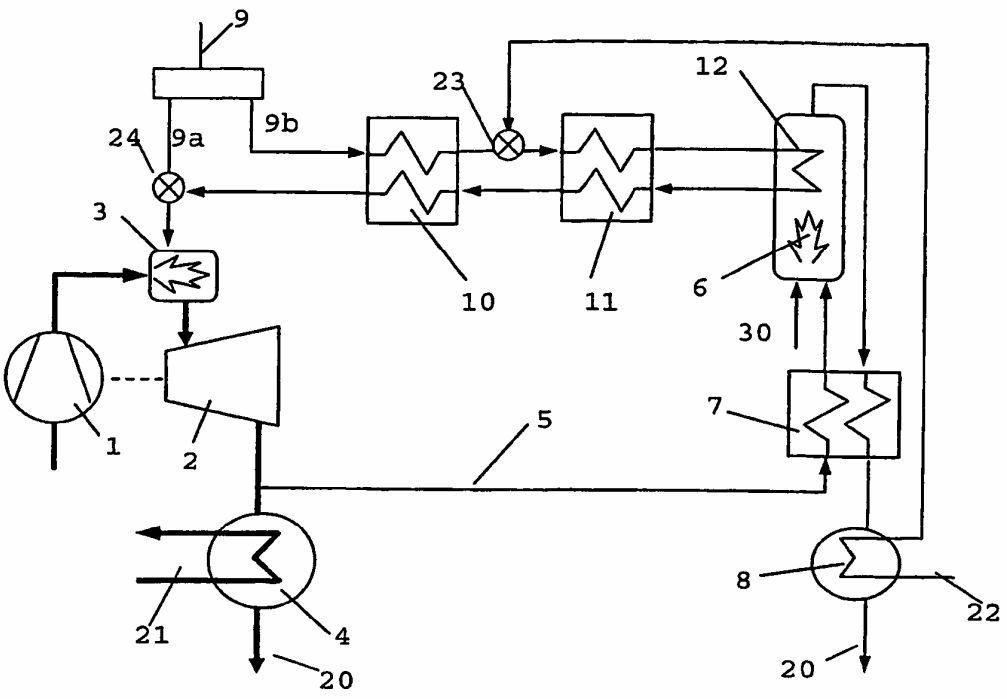
9
9b
9a
24
3
23
12
10
11
6
30
7
1
2
5
8
22
21
4
20
20

Fig. 1

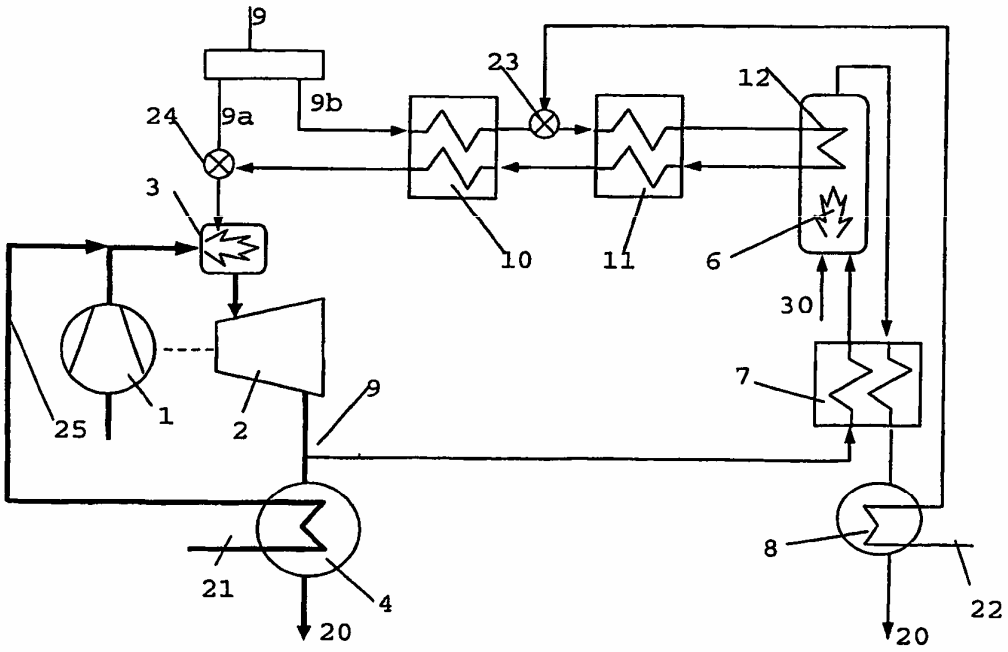
9
9b
9a
24
3
23
12
10
11
6
30
7
25
1
2
9
8
22
21
4
20
20

Fig. 2

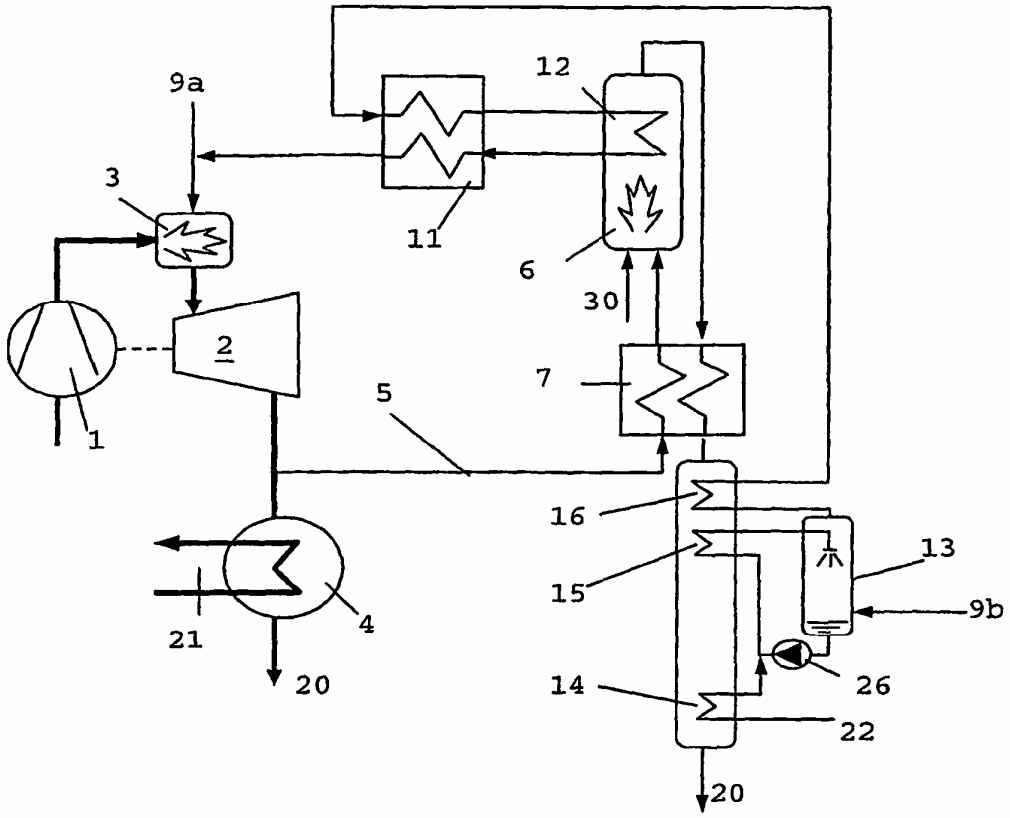
9a
3
12
11
6
30
2
7
5
1
16
13
15
9b
21
4
26
20
14
22
20

Fig. 3

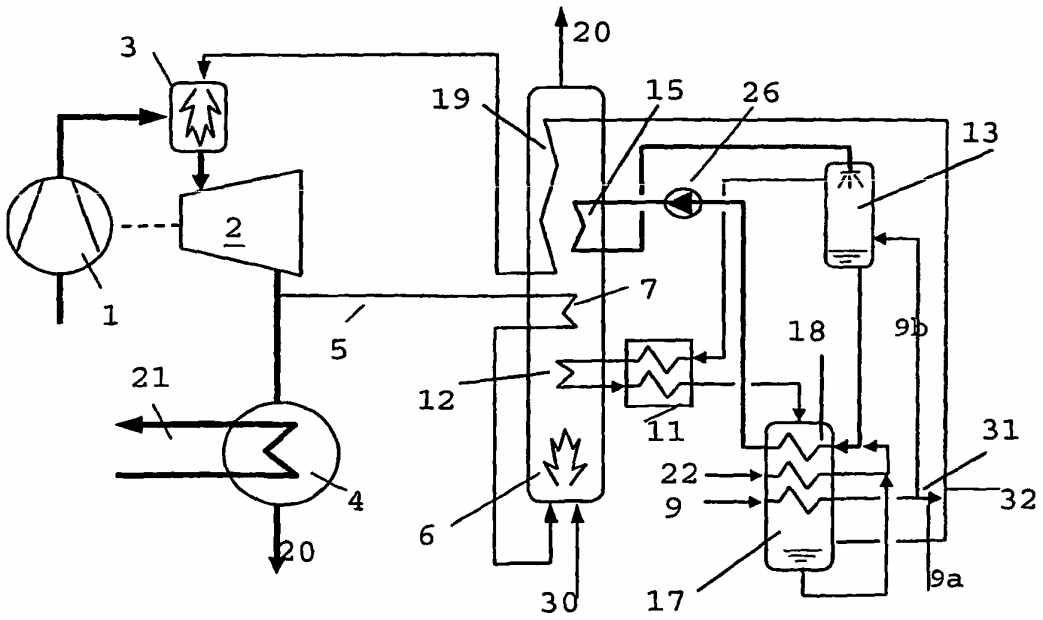
20
3
19
15
26
13
2
7
1
5
18
9b
21
12
11
31
22
9
32
4
6
20
30
17
9a

Fig. 4

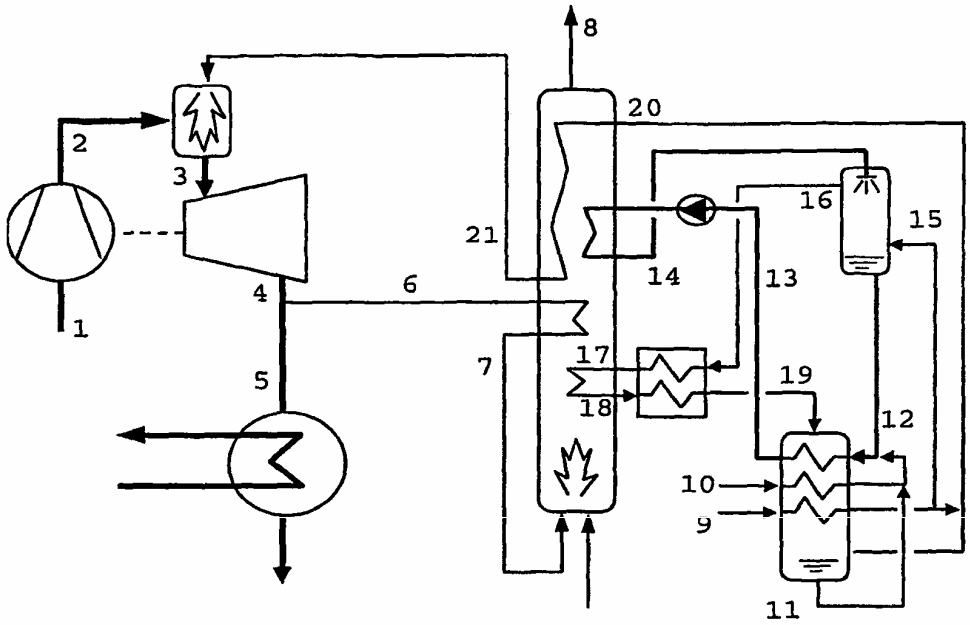

Fig. 5