

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 559 506**

51 Int. Cl.:

F01K 23/10 (2006.01)

F02C 9/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **13.07.2010 E 10732946 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **28.10.2015 EP 2454454**

54 Título: **Planta de cogeneración y método de cogeneración**

30 Prioridad:

13.07.2009 EP 09009103

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

12.02.2016

73 Titular/es:

**SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT (100.0%)
Wittelsbacherplatz 2
80333 München , DE**

72 Inventor/es:

SJÖDIN, MATS

74 Agente/Representante:

LOZANO GANDIA, José

ES 2 559 506 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).

PLANTA DE COGENERACIÓN Y MÉTODO DE COGENERACIÓN**DESCRIPCIÓN**

5 La invención se refiere a una planta y a un método de cogeneración, mediante la combustión de un combustible fósil con oxígeno puro en un ciclo de turbina de gas para la generación de un gas de combustión utilizado para calentar agua para dar vapor en un ciclo de vapor, incluyendo dicho ciclo de turbina de gas una turbina de gas, para expandir un gas de combustión, una cámara de combustión de dicha turbina de gas, que quema una mezcla de combustible, oxígeno y un primer flujo de recirculación de gas de combustión, generando gas de combustión para su expansión, un generador de vapor de recuperación de calor, dispuesto aguas abajo de la turbina de gas, que recibe gas de combustión para calentar agua líquida y vapor, dando como resultado vapor y/o vapor sobrecalentado, un módulo de división en un punto de división, por medio del cual aguas abajo de dicho generador de vapor de recuperación de calor se divide dicho gas de combustión en dicho primer flujo de gas de combustión de recirculación y un segundo flujo de gas de combustión, un compresor, que recibe dicho primer flujo de gas de combustión, que se comprime para entrar en la cámara de combustión y mezclarse con dicho flujo de oxígeno y combustible que va a quemarse en dicha turbina de gas, incluyendo dicho ciclo de vapor: una turbina de vapor, por medio de la cual se expande dicho vapor, un primer condensador, dispuesto aguas abajo de la turbina de vapor, por medio del cual el vapor expandido se condensa al menos parcialmente para dar agua líquida, una primera bomba, suministrando dicha primera bomba dicha agua líquida con presión aumentada a dicho generador de vapor de recuperación de calor para calentarse mediante intercambio de calor con dicho gas de combustión.

Debido a la mayor sensibilización frente a las emisiones relevantes que afectan al clima se está realizando un gran esfuerzo para minimizar la emisión de dióxido de carbono, que se cree que es una de las razones más relevantes para el aumento de la temperatura del planeta o el efecto invernadero. Los últimos avances han llevado a ciclos de cogeneración con una emisión nula y una mayor eficiencia. Dentro de este ciclo se queman combustibles fósiles con oxígeno puro, lo que permite la separación del dióxido de carbono, generado durante la oxidación, de una manera económica mediante condensación de la fracción de H₂O del gas de combustión. El aumento de las eficiencias de ciclo compensa al menos parcialmente los esfuerzos para el suministro de oxígeno puro llevada a cabo en un módulo de separación de aire aguas arriba. Este ciclo se convierte en un ciclo de emisión nula si el dióxido de carbono separado se almacena en una ubicación adecuada.

Básicamente estos ciclos consisten en un denominado ciclo de Brayton cerrado que se hace funcionar a alta temperatura combinado con un ciclo de Rankine de baja temperatura. Normalmente el ciclo de Brayton consiste en compresores, una cámara de combustión y una turbina de gas de alta temperatura. A menudo un ciclo de Rankine consiste en una turbina de vapor, un condensador y un generador de vapor. El generador de vapor podría ser un generador de vapor de recuperación de calor. La turbina puede ser una turbina de una sola caja o una combinación de turbinas de alta presión, presión intermedia o baja presión. Preferiblemente el combustible es gas natural u otro gas combustible a base de hidrocarburos junto con un flujo másico de oxígeno casi estequiométrico, que se suministra a una cámara de combustión o quemador, que preferiblemente se hace funcionar a una presión de 20 bar - 60 bar dependiendo de los parámetros de diseño elegidos para el ciclo de Brayton, principalmente temperatura de entrada de turbina, el concepto de enfriamiento de la turbina y la temperatura de entrada del compresor de baja presión. Por tanto, la turbina de alta temperatura se hace funcionar a una temperatura de hasta 1600°C y el sistema de enfriamiento de turbina utiliza el medio de trabajo procedente del compresor que es principalmente una mezcla de dióxido de carbono y agua como refrigerante. El medio de trabajo relativamente frío procedente del compresor también se utiliza como medio de enfriamiento para los quemadores o la cámara de combustión y todas las demás partes que quedan expuestas a la alta temperatura procedente de la combustión. Tras la expansión en la turbina de gas del ciclo de Brayton se enfría el gas de escape caliente en un generador de vapor de recuperación de calor aguas abajo que vaporiza el agua y sobrecalienta el vapor para una turbina de vapor de alta presión de ciclo de Rankine.

El documento EP 1 429 000 A1 da a conocer un ciclo de combustión abierto del tipo mencionado al principio, en el que se hace recircular el gas de combustión y se mezcla con aire ambiente antes de entrar de nuevo en la turbina de gas. Se describen métodos de cogeneración similares en los documentos WO 00/48709 A1, DE 103 30 859 A1, JP 11 062619 A, US 3422800 A.

Es un objetivo de la invención aumentar la eficiencia del ciclo de Brayton y evitar la erosión en el compresor.

Según la invención se proporciona una planta y un método de cogeneración del tipo mencionado al principio con las características adicionales de la reivindicación 1 o la reivindicación 11. Las reivindicaciones respectivamente dependientes se refieren a realizaciones preferidas de la invención.

Con referencia a la invención, el gas de escape enfriado que sale del generador de vapor de recuperación de calor entra en un módulo de enfriador/condensador que funciona con un medio de enfriamiento preferiblemente separado del ciclo de Rankine. Este enfriador/condensador podría estar conectado a una fuente de enfriamiento externa tal como agua de mar, aire ambiente, aire ambiente a través de un sistema de agua intermedio o una red de calefacción urbana. El fin principal de este módulo de enfriador/condensador es reducir el contenido en agua en el gas de

combustión para reducir el trabajo de compresor en la compresión del vapor de recirculación. Después del enfriador/condensador el vapor de gas de combustión deshidratado se divide en dos subflujos, de los cuales se recalienta una primera corriente antes de que se comprima y alimente a la cámara de combustión o al quemador y la segunda corriente es una corriente de purga que compensa la parte del combustible y oxígeno inyectado que no se ha separado en el enfriador/condensador. La primera corriente que volverá a comprimirse en el ciclo principal también pasa por un intercambiador de calor de recalentamiento antes de que entre en el compresor. El fin principal de este recalentamiento es reducir la humedad relativa en la corriente de gas de combustión para evitar la erosión de las primeras etapas de compresor por gotas de agua. En conjunto, el enfriador/condensador y el recalentamiento podrían diseñarse para generar condiciones de ciclo favorables para el ciclo de Brayton para optimizar la eficiencia del ciclo, el valor neto actual de la planta o podrían diseñarse para ajustarse a una temperatura en la parte de alta temperatura del compresor que sea favorable desde el punto de vista del material. La cantidad de reducción del contenido en agua en el gas de combustión generado por la condensación en el módulo de enfriador/condensador y la temperatura del medio de trabajo al compresor generado por el calentador, junto con la proporción de presión de compresor elegida, hace posible reducir el trabajo del compresor y diseñar el ciclo para una temperatura de salida de compresor óptima o bien para una eficiencia del ciclo máxima o bien para un valor neto actual de la planta máximo. La posibilidad de diseñar el sistema para generar una determinada temperatura del medio de trabajo antes de que el compresor también pueda utilizarse para mantener la temperatura del medio en las partes de alta temperatura del compresor por debajo de la temperatura de diseño para discos, álabes y palas, es decir, diseñar el ciclo para una proporción de presión máxima. La segunda corriente de medio de trabajo procedente del punto de división es una corriente de purga, que equilibra el resto de corrientes de alimentación de combustible y oxígeno que no se han separado en el módulo de enfriador/condensador, que contiene principalmente vapor y dióxido de carbono, suministrado a un segundo condensador, en el que la deshumidificación de la corriente de gas de combustión se continúa en una segunda etapa en la que se separa más agua del gas de combustión. El agua separada de la segunda condensación se alimenta a un sistema de limpieza de agua desde el que puede considerarse como subproducto. El agua condensada procedente del enfriador/condensador también se drena al mismo sistema de limpieza de agua. Este ciclo se alimenta por el generador de vapor de recuperación de calor calentado por el gas de escape de la turbina de alta temperatura (ciclo de turbina de gas) en el lado primario vaporizando y sobrecalentando el agua o vapor en el lado secundario.

Los términos de turbina de gas, turbina de vapor y compresor se usan como sinónimos para una o más máquinas respectivas, que podrían disponerse en serie o en paralelo y se usan para expandir o comprimir esencialmente un flujo de fluido de proceso respectivo.

El método de cogeneración dado a conocer podría realizarse con un ciclo de generación de potencia, a continuación en el presente documento denominado ciclo doble de baja presión. El ciclo doble de baja presión es un ciclo de oxi-combustible de recirculación con un generador de vapor de recuperación de calor que genera vapor para un ciclo de vapor. El ciclo de oxi-combustible utiliza una unidad de turbina de oxi-combustible, que básicamente es una turbina de gas diseñada para funcionar con oxi-combustible, que incluye un compresor, una cámara de combustión y una unidad de turbina. Preferiblemente se genera una mezcla de H_2O-CO_2 en la cámara de combustión mediante combustión casi estequiométrica de hidrocarburos en oxígeno puro. Entonces se expande esta mezcla en una turbina de gas antes de entrar en la unidad de generador de vapor de recuperación de calor. Aguas abajo del escape de generador de vapor de recuperación de calor se enfría dicha mezcla y se deshidrata parcialmente en un módulo de enfriador/condensador. Dicho módulo de enfriador/condensador usa preferiblemente agua de calefacción urbana o de enfriamiento como medio de enfriamiento antes de que se recaliente el gas enfriado y se haga recircular a través del compresor. Preferiblemente el compresor comprende varias unidades, por ejemplo una unidad de baja presión y una de alta presión.

Después de la compresión dicha mezcla entra en la cámara de combustión, que comprende una cámara de mezclado y la cámara de combustión. La cámara de combustión puede dotarse de varios generadores de turbulencias y quemadores para una combustión altamente eficiente y estable. Aguas abajo del generador de vapor de recuperación de calor se enfría dicho gas de combustión y el contenido en humedad de dicho gas de combustión se condensa parcialmente y la fase líquida se separa del flujo de gas de combustión antes de que el flujo de gas se divida en un primer flujo de gas de combustión y un segundo flujo de gas de combustión. Dicho primer flujo de gas de combustión se envía al intercambiador de calor de recalentamiento descrito para reducir la humedad relativa en la corriente de gas de combustión para evitar la erosión de las primeras etapas de compresor antes de que entre en el compresor, pero también para hacer posible reducir el contenido en humedad del gas de combustión en una mayor extensión sin reducir la temperatura del flujo de gas de combustión para la combustión. Entonces, dicho primer flujo de gas de combustión se envía para la compresión descrita entrando aguas abajo de la cámara de combustión de la turbina de gas. Dicho segundo flujo de gas de combustión se enfría adicionalmente para condensar más contenido en humedad del flujo de gas de combustión para formar agua líquida para separar el agua vaporizada del dióxido de carbono, que a continuación se comprime y extrae del ciclo preferiblemente para al final almacenar este gas comprimido.

A continuación se describirá la invención, meramente a modo de ejemplo, con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la figura 1 muestra una visión global esquemática de un ciclo según la invención.

La figura 1 muestra un ciclo doble de baja presión LPTC, que combina una turbina de gas GT y una turbina de vapor STT en un ciclo termodinámico esencialmente mediante un generador de vapor de recuperación de calor HRSG. La turbina de gas GT comprende una cámara de combustión COMB, una primera turbina de gas GT1 y una segunda turbina de gas GT2, accionando la primera turbina de gas GT1 una unidad de compresor COMP y accionando la segunda turbina de gas GT2 un primer generador G1 por medio de un segundo engranaje de transmisión GR2. La unidad de compresor COMP comprende un compresor de baja presión COMP1 y un compresor de alta presión COMP2, estando ambos acoplados entre sí por medio de un engranaje de transmisión GR1. El engranaje de transmisión GR1 tiene una relación de engranaje menor de 1 para proporcionar al compresor de baja presión COMP1 una velocidad inferior.

A la cámara de combustión COMB se suministra oxígeno O₂ y combustible F, que se mezcla para dar una mezcla casi estequiométrica en una cámara de mezclado no mostrada adicionalmente y se quema en un quemador BUR de la cámara de combustión COMB y se expande aguas abajo de la cámara de combustión COMB hacia la primera turbina de gas GT1 y la segunda turbina de gas GT2 como gas de combustión CG. El oxígeno O₂ y el combustible F se mezcla aguas arriba del quemador de la cámara de combustión COMB con un primer flujo de gas de combustión CG1, que se comprimió mediante el compresor COMP aguas arriba de la cámara de combustión COMB.

Después de la expansión en la turbina de gas GT el gas de combustión CG se envía al generador de vapor de recuperación de calor HRSG para enfriarse calentando agua líquida LQ para dar vapor ST para obtener un vapor sobrecalentado ST. El generador de vapor de recuperación de calor HRSG comprende varios intercambiadores de calor HEX, que transfieren energía del gas de combustión CG al agua líquida LQ o al vapor ST.

Después del intercambio de calor en el generador de vapor de recuperación de calor HRSG el gas de combustión CG entra en un módulo de enfriador/condensador COON que funciona con un medio de enfriamiento CM separado del ciclo de Rankine. Este enfriador/condensador podría estar conectado a una fuente de enfriamiento externa como agua de mar, aire ambiente a través de un sistema de agua o una red de calefacción urbana. En el enfriador/condensador COON la fracción húmeda del gas de combustión se condensa parcialmente para dar agua líquida, que se separa del medio de trabajo del ciclo CG. El agua condensada procedente del enfriador/condensador se drena a un sistema de limpieza de agua. El motivo principal para esta condensación es la reducción de la fracción de H₂O en el gas de combustión deshidratado CGDH que se hace recircular a los compresores para reducir la cantidad de trabajo de compresión en el ciclo.

Después del intercambio de calor en el módulo de enfriador/condensador COON se divide el gas de combustión CG en un punto de división DIV en un primer flujo de gas de combustión CB1 y un segundo flujo de gas de combustión CB2, recalentándose el primer flujo de gas de combustión CB1 en un calentador CHEAT antes de que entre en el compresor COMP.

El segundo flujo de gas de combustión CB2 se envía a un segundo condensador CON2 para enfriar esta mezcla de agua y dióxido de carbono. En el segundo condensador CON2 una parte de la fracción húmeda del gas de combustión CB2 se condensa para dar agua H₂O, que se separa del resto de la mezcla de gas. Por medio de varios compresores COC1 - COC3 e interenfriadores C001 - C003 se comprime el dióxido de carbono CO₂, se reduce el contenido en humedad y se enfría el dióxido de carbono para dar una fase líquida para su transporte y almacenamiento. El dibujo muestra a modo de ejemplo tres compresores y un interenfriamiento mientras que el número de etapas, en la práctica, puede variar a más o menos etapas

El agua H₂O condensada y separada en un segundo condensador CON2 y en varios interenfriadores se une en un punto de unión COM y se envía a una cuarta bomba PU4 y se suministra a un nivel de mayor presión.

El vapor sobrecalentado ST que abandona el generador de vapor de recuperación de calor HRSG entra aguas abajo de una turbina de vapor de alta presión STT1 de la turbina de vapor STT para su expansión. La turbina de vapor de alta presión STT1 se acopla a la turbina de vapor de presión intermedia STT2 por medio de un tercer engranaje GR3, que permite diferentes velocidades de las dos turbinas de vapor. Un segundo generador G2 se acopla a la turbina de vapor de presión intermedia STT2 para generar electricidad. Aguas abajo de la turbina de vapor STT el vapor ST entra en un primer condensador CON1 para condensarse y dar agua líquida LQ.

Aguas abajo de la bomba PU1 el agua líquida LQ intercambia energía térmica en un primer intercambiador de calor EX1 antes de entrar en un primer separador SEP1, que desgasifica el agua líquida LQ. Después de entrar en el emplazamiento frío del primer intercambiador de calor EX1 se alimenta el agua líquida desgasificada LQ mediante una segunda bomba PU2 a un nivel de presión superior para entrar en el emplazamiento frío del generador de vapor de recuperación de calor HRSG. El agua líquida LQ se aumenta gradualmente en cuanto a su temperatura en el generador de vapor de recuperación de calor HRSG pasando a través de varios intercambiadores de calor HEX, se vaporiza y sobrecalienta mediante intercambio de calor con el gas de combustión CG procedente del escape de la turbina de gas GT.

El vapor sobrecalentado ST se envía aguas abajo del generador de vapor de recuperación de calor HRSG a la turbina de alta presión STT1 de la turbina de vapor ST para su expansión.

- 5 Dentro de este proceso de expansión de la turbina de vapor ST se extrae un vapor de enfriamiento STCO en un punto de extracción por medio de un módulo de extracción EXT de la turbina de vapor de alta presión STT1 para enfriar partes de una trayectoria de gas caliente HGP de la primera turbina de gas GT1. Mientras que el 35% del vapor de enfriamiento STCO se inyecta en la trayectoria de gas caliente HGP para un enfriamiento de película, el 65% del vapor de enfriamiento STCO abandona el sistema de enfriamiento CS de la turbina de gas GT con una temperatura superior. El 65% restante del vapor de enfriamiento STCO se reúne con el flujo principal del vapor ST por medio de un módulo de alimentación IN en la entrada de la turbina de vapor de baja presión STT2, que también recibe el vapor ST que sale de la turbina de vapor de alta presión STT1. Una parte del vapor de enfriamiento STCO puede inyectarse en la trayectoria de gas caliente HGP de la turbina de gas GT. Preferiblemente la parte STGTCO se usa al menos parcialmente para un enfriamiento de película de las partes giratorias de la turbina de gas GT.
- 10
- 15 Otra realización proporciona el sistema de enfriamiento CS como sistema cerrado con respecto a la trayectoria de gas caliente HGP de la turbina de gas GT y el vapor de enfriamiento STCO se reúne con el vapor ST en toda su cantidad. Se consiguieron buenos resultados, cuando la parte STGTCO a inyectar en la trayectoria de gas caliente HGP estaba entre el 20% y el 40% de dicho flujo de vapor de enfriamiento STCO. Tal realización puede implementarse preferiblemente cuando el vapor de enfriamiento STCO sólo se usa para enfriar partes estacionarias de la turbina de gas GT. Otra realización preferida proporciona un enfriamiento para las partes giratorias en la que las partes giratorias se enfrían con dicho gas de combustión comprimido CG que evita la cámara de combustión para su inyección en la trayectoria de gas caliente HGP.
- 20
- 25 Puede obtenerse una buena eficiencia cuando el gas de combustión CG que abandona el módulo de enfriador/condensador COON tiene una temperatura de 55°C-75°C, preferiblemente de 65°C. El medio de enfriamiento separado CM del módulo de enfriador/condensador COON puede calentarse en el módulo de enfriador/condensador COON dependiendo del intercambio de calor hasta aproximadamente 95°C, nivel de temperatura que puede usarse entonces para calentar el intercambiador de calor CHEAT para aumentar el primer flujo de gas de combustión CB1 en cuanto a su temperatura de desde 65°C hasta 70°C lo que lleva a una humedad relativa menor.
- 30

REIVINDICACIONES

1. Planta de cogeneración para quemar un combustible fósil con oxígeno puro en un ciclo de turbina de gas para la generación de un gas de combustión (CG) utilizado para calentar agua para dar vapor en un ciclo de vapor, en la que:
- 5 dicho ciclo de turbina de gas incluye:
- 10 - una turbina de gas (GT), para expandir un gas de combustión (CB),
- 15 - una cámara de combustión (COMB) de dicha turbina de gas (GT), que quema una mezcla de combustible (F), oxígeno (O2) y un primer flujo de recirculación de gas de combustión (CG), generando gas de combustión (CG) para su expansión,
- 20 - un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG), dispuesto aguas abajo de la turbina de gas (GT), que recibe gas de combustión (CG) para calentar agua líquida (LQ) y vapor (ST), dando como resultado vapor (ST) y/o vapor sobrecalentado (ST),
- 25 - un módulo de división (DMOD) en un punto de división (DIV), por medio del cual aguas abajo de dicho generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) se divide dicho gas de combustión (CG) en dicho primer flujo de gas de combustión de recirculación (CB1) y un segundo flujo de gas de combustión (CB2),
- 30 - un compresor (COMP), que recibe dicho primer flujo de gas de combustión (CB1), que se comprime para entrar en la cámara de combustión (COMB) y mezclarse con dicho flujo de oxígeno (O2) y combustible (F) que va a quemarse en dicha turbina de gas (GT),
- dicho ciclo de vapor incluye:
- 35 - una turbina de vapor (STT), por medio de la cual se expande dicho vapor (ST),
- 40 - un primer condensador (CON1), dispuesto aguas abajo de la turbina de vapor (STT), por medio del cual el vapor expandido se condensa al menos parcialmente para dar agua líquida (LQ),
- 45 - una primera bomba (PU1), suministrando dicha primera bomba (PU1) dicha agua líquida (LQ) con presión aumentada a dicho generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) para calentarse mediante intercambio de calor con dicho gas de combustión (CG),
- en la que
- 50 - se proporciona un enfriador/condensador (COON) que recibe gas de combustión (CG) aguas abajo del generador de vapor de recuperación de calor (HRSG), que enfría el flujo de gas de combustión (CG) y
- 55 - se proporciona un calentador (CHEAT) para calentar y deslicuar gas de combustión (CB1) aguas abajo de dicho módulo de división (DMOD) y aguas arriba de dicho compresor (COMP) para calentar y deslicuar dicha parte de dicho gas de combustión (CB1) antes de su suministro al compresor (COMP),
- y en la que dicho segundo flujo de gas de combustión CB2 se envía a un segundo condensador (CON2) para enfriar esta mezcla de agua y dióxido de carbono
- 60 en la que en el segundo condensador (CON2) se condensa una parte de la fracción húmeda del gas de combustión (CB2) para dar agua (H2O), que se separa del resto de la mezcla de gas.
2. Planta de cogeneración según la reivindicación 1, en la que dicho módulo de enfriador/condensador (COON) condensa parcialmente la fracción de vapor de dicho gas de combustión (CG) para dar una fase líquida (H2O).
3. Planta de cogeneración según la reivindicación 1 ó 2, en la que dicho enfriador/condensador (COON) se enfría mediante un medio de enfriamiento separado del ciclo de vapor.
- 60 4. Planta de cogeneración según la reivindicación 3, en la que dicho medio de enfriamiento es uno del grupo de: agua de mar, aire ambiente, aire ambiente a través de un sistema de agua intermedio, agua procedente de una red de calefacción urbana.
- 65 5. Planta de cogeneración según una de las reivindicaciones anteriores, en la que se proporciona un segundo condensador (CON2) aguas abajo del módulo de división (DMOD) que recibe dicho segundo flujo de gas de combustión (CB2) para enfriar adicionalmente dicho segundo flujo de gas de combustión (CB2).

6. Planta de cogeneración según la reivindicación 5, en la que se proporciona un sistema de compresor e interenfriador (COC1-COCn, COO1-COOm) aguas abajo de dicho segundo condensador (CON2) que recibe dicho segundo flujo de gas de combustión (CB2) para reducir el contenido en humedad separando agua de dicho segundo flujo de gas de combustión (CB2), en la que se comprime y enfría el dióxido de carbono restante para dar una fase líquida.
7. Planta de cogeneración según una de las reivindicaciones anteriores, en la que dicho compresor (COMP) comprime dicho gas de combustión (CG) hasta una presión (P_OUT_CO) en dicha cámara de combustión (COMB) de entre 25 bar - 55 bar.
8. Planta de cogeneración según una de las reivindicaciones anteriores, en la que un módulo de extracción (EXT) extrae un flujo de vapor de enfriamiento (STCO) en un punto de extracción dentro de la expansión de dicho vapor (ST) en la turbina de vapor (SST) que va a suministrarse a un sistema de enfriamiento (CS) de dicha turbina de gas (GT) como fluido de enfriamiento y, vapor de enfriamiento (STCO) que se reúne al menos parcialmente con el flujo de vapor principal (ST) durante o después de la expansión del vapor (ST) en la turbina de vapor (STT) aguas abajo del punto de extracción por medio de un módulo de alimentación (IN).
9. Planta de cogeneración según una de las reivindicaciones anteriores, en la que dicho generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) enfría el gas de combustión (CG) hasta una temperatura (T_OUT_HRSG) de entre 55°C - 85°C, preferiblemente entre 65°C - 75°C.
10. Planta de cogeneración según la reivindicación 8, en la que una parte (STGTCO) del vapor de enfriamiento (STCO) se inyecta parcialmente en una trayectoria de gas caliente (HGP) de la turbina de gas (GT) con fines de enfriamiento.
11. Método para quemar un combustible fósil (F) con oxígeno puro en un ciclo de turbina de gas de una planta de cogeneración para la generación de un gas de combustión (CG) utilizado para calentar agua para dar vapor en un ciclo de vapor, incluyendo el método las etapas de:
- en el ciclo de turbina de gas:
- generar dicho gas de combustión (CG) mediante la combustión de una mezcla de dicho combustible (F), oxígeno (O₂) y gas de combustión de recirculación (CB1) en una cámara de combustión (COMB),
 - expandir dicho gas de combustión (CG) en una turbina de gas (GT),
 - calentar agua para dar vapor (ST) en dicho ciclo de vapor en un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) utilizando dicho gas de combustión (CG) como medio de calentamiento,
 - comprimir una parte (CB1) de dicho gas de combustión (CG) que recircula desde dicho generador de vapor de recuperación de calor (HRSG),
 - suministrar una fracción principal de dicho gas de combustión de recirculación (CB1) a dicha cámara de combustión (COMB)
- y en el ciclo de vapor:
- generar dicho vapor (ST) en dicho generador de vapor de recuperación de calor (HRSG),
 - expandir dicho vapor (ST) en una turbina de vapor (STT),
 - condensar dicho vapor expandido para dar agua,
 - hacer recircular dicha agua al generador de vapor de recuperación de calor (HRSG),
- comprendiendo además el método las etapas siguientes:
- enfriar y/o condensar dicho gas de combustión (CG) aguas abajo de dicho generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) en un condensador (COON),
 - suministrar al menos parte de dicho gas de combustión (CG) enfriado y/o condensado que constituye dicho gas de combustión de recirculación (CB1) a un calentador (CHEAT),
 - calentar y deslicuar dicho gas de combustión de recirculación (CB1) antes de dicha compresión, en el que

dicho segundo flujo de gas de combustión CB2 se envía a un segundo condensador (CON2) para enfriar esta mezcla de agua y dióxido de carbono en el que en el segundo condensador (CON2) se condensa una parte de la fracción húmeda del gas de combustión (CB2) para dar agua (H2O), que se separa del resto de la mezcla de gas.

- 5
12. Método según la reivindicación 11, que comprende además las etapas de:
- condensar en dicho condensador (COON), al menos parcialmente, la fracción húmeda del gas de combustión (CG) para dar una fase líquida (H2O),
- 10
- separar dicha fase líquida del gas de combustión (CG).
13. Método según cualquiera de las reivindicaciones 11 y 12, en el que
- dicho condensador (COON) se diseña para minimizar la fracción húmeda del gas de combustión (CG), y
 - dicho calentador (CHEAT) se diseña para aumentar la temperatura del gas de combustión de recirculación (CB1), de modo que se alcanza la temperatura máxima T_OUT_CO después de dicha compresión de modo que se alcanza una presión máxima predeterminada P_OUT_CO para una eficiencia de ciclo de turbina de gas máxima.
- 15
- 20

