

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 885 227**

51 Int. Cl.:

C01B 3/34 (2006.01)
H01M 8/06 (2006.01)
B01D 53/62 (2006.01)
C10J 3/00 (2006.01)
C01B 3/56 (2006.01)
H01M 8/0612 (2006.01)
H01M 8/0662 (2006.01)
H01M 8/0668 (2006.01)
H01M 16/00 (2006.01)
H01M (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

- 86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **03.11.2010 PCT/NO2010/000400**
- 87 Fecha y número de publicación internacional: **30.06.2011 WO11078681**
- 96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **03.11.2010 E 10839840 (5)**
- 97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.07.2021 EP 2516325**

54 Título: **Método y dispositivo para la producción simultánea de energía en las formas de electricidad, calor y gas hidrógeno**

30 Prioridad:

22.12.2009 NO 20093575

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
13.12.2021

73 Titular/es:

ZEG POWER AS (100.0%)
Snarøyveien 20
1360 Fornebu, NO

72 Inventor/es:

RAAHEIM, ARNE y
VIK, ARILD

74 Agente/Representante:

SÁEZ MAESO, Ana

ES 2 885 227 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

Método y dispositivo para la producción simultánea de energía en las formas de electricidad, calor y gas hidrógeno

La presente invención se refiere a un método y a un dispositivo para la producción simultánea de energía en las formas de electricidad, calor y gas hidrógeno, basados en un gas de síntesis y un gas natural, que a su vez pueden derivar de varias fuentes de energía primaria.

Antecedentes

La demanda mundial de energía eléctrica, calor e hidrógeno se basará en un futuro previsible en combustibles fósiles gaseosos, líquidos o sólidos. Por tanto, las preocupaciones internacionales sobre el calentamiento global podrían aumentar centrándose en la captura y almacenamiento de carbono (CCS). El desarrollo de tecnologías amigables con el medio ambiente, eficientes en costes y energía, incluyendo el manejo del problema del CCS es por lo tanto inevitable.

Uno de los retos más importantes a este respecto es la recuperación y la mejora del petróleo extrapesado y el betún. Debido a un aumento global simultáneo de la demanda de energía fósil y a una disminución de los recursos convencionales, la industria petrolera recurrirá a recursos no convencionales. A este respecto, cabe mencionar que hay más de 4000 millones de barriles de petróleo extrapesado (EHO) y de betún acumulados en todo el mundo. La recuperación y mejora de estos recursos, por ejemplo de las arenas bituminosas, son procesos que consumen mucha energía y tienen un fuerte impacto en el medio ambiente.

En la industria de la arena bituminosa, el gas natural se utiliza hoy en día principalmente para generar vapor (por ejemplo, para SADG (drenaje por gravedad asistido por vapor)), energía eléctrica y para producir hidrógeno para procesos de mejora.

Sin embargo, las preocupaciones sobre el coste y el suministro de gas natural a largo plazo han motivado a los operadores a considerar la producción de energía basada en la gasificación para proyectos futuros. Los procesos comerciales de mejora del betún generan subproductos de asfaltenos de coque de petróleo con alto contenido de azufre, que actualmente se apilan en almacén. Estos combustibles de oportunidad podrían (junto con el carbón y/o una parte no tratada del betún, si fuera necesario) gasificarse para producir hidrógeno, energía eléctrica y vapor, eliminando por tanto potencialmente la necesidad de gas natural valioso.

El primero de estos sistemas basados en gasificación se encuentra actualmente en una etapa avanzada de construcción en Alberta, Canadá. El proyecto Long Lake, propiedad de Opti-Nexen Canadá, Inc., es una instalación de extracción y mejora de betún totalmente integrada alimentada por gasificación de residuo de asfalteno (G. Ordorica-García y otros, Energy Procedia 1 (2009) 3977-3984: Opciones de reacondicionamiento de captura de CO₂ para una instalación de extracción y mejora de betún integrada basada en gasificación). Las unidades de gasificación proporcionan el hidrógeno necesario para la mejora y el combustible de gas de síntesis para la producción de energía y vapor en una planta de cogeneración, lo cual da como resultado operaciones casi totalmente autosuficientes en energía.

Sin embargo, el uso de gas natural y/o de gases de síntesis da como resultado la liberación de cantidades sustanciales de CO₂ en la atmósfera, contribuyendo al calentamiento global.

En la actualidad, la aplicación de la tecnología CCS dentro de la industria de la arena bituminosa, está dirigida principalmente a la producción de hidrógeno y en plantas de energía eléctrica, ya que son las mayores fuentes puntuales de CO₂. Las plantas basadas en gasificación integrada futuras (producción de; gas de síntesis, vapor, energía eléctrica e hidrógeno (para mejora)) tendrán que cumplir el reto de CCS. Si la captura de CO₂, en dichos casos, se basa en tecnologías disponibles en la actualidad, esto tendrá un impacto sustancial en los costes de capital y de operación así como en el rendimiento de planta (particularmente si se necesita un reacondicionamiento).

Un método y un aparato para "la producción de hidrógeno a partir de un material carbonoso" ha sido patentado por Lackner y otros, documento WO 01/42132 A1. Este aparato realiza, una gasificación de carbón mediante hidrogenación en un recinto de gasificación. Esta fase del proceso es seguida por la producción de hidrógeno a partir de metano y de agua que es conducido utilizando una reacción de carbonatación de óxido de calcio en un recinto de carbonatación. Dicho proceso es a menudo referido como una producción de hidrógeno mediante reformado con vapor de metano mejorado por sorción (SE-SMR). En la etapa de gasificación (Lackner y otros) el carbón (o gas de síntesis) es hidrogenado con hidrógeno para producir un producto de reacción gaseoso que consta principalmente de metano. Este producto de reacción gaseoso es transportado al recinto de carbonatación, donde se hace reaccionar con agua y óxido de calcio para producir hidrógeno y carbonato de calcio sólido y para retirar el dióxido de carbono de la corriente de gas de producto.

El proceso de Lackner y otros no proporciona calor adicional, por ejemplo, para SADG. Por tanto, el proceso adolece de una versatilidad deseable para una gran cantidad de aplicaciones interesantes. Además todo el CO₂ del sistema de proceso es capturado en un proceso SE-SMR. Esto puede que no sea rentable en aplicaciones donde se necesitan

grandes cantidades de calor externo combinadas con la necesidad de cantidades de hidrógeno y de electricidad, por ejemplo en la industria de la arena bituminosa.

La publicación WO 2004/025767 (Vik y otros) divulga una planta para la producción de electricidad a partir de un flujo que contiene hidrocarburo. De acuerdo con un modo de realización, se utiliza una SOFC) para la producción de electricidad. El proceso incluye el reformado del combustible con el fin de producir hidrógeno antes de separar lo de otros componentes para utilizar hidrógeno puro como la alimentación de la pila de combustible. El CO₂ producido durante el reformado se puede capturar para un posterior uso o almacenamiento. El proceso de Vik y otros está enfocado a aplicaciones donde el exceso de calor no es necesario, y donde el objetivo principal es la alta eficiencia para la coproducción de electricidad y de hidrógeno únicamente.

El documento US 2009/155644 A1 divulga un método y un dispositivo para la producción simultánea de energía en forma de electricidad, gas hidrógeno y calor. Un precursor de alimentación que contiene hidrocarburos se divide de forma continua en un primer flujo de alimentación y un segundo flujo de alimentación, por lo que la tubería a través de la cual fluye el segundo flujo de alimentación comprende una válvula de medida para controlar la tasa a la cual se alimenta el precursor de velocidad o reactor de reformado previo. El primer flujo de alimentación se introduce en un reactor de oxidación parcial catalítico y el gas de síntesis producido es cargado en una pila de combustible de óxido sólido. El segundo flujo de alimentación es cargado en un reformador previo y un reformador de vapor que comprende una membrana de separación de hidrógeno. El gas hidrógeno formado es cargado en la pila de combustible de óxido sólido. El calor para llevar a cabo las reacciones de craqueo endotérmico en el reactor de reformado previo y las reacciones de reformado endotérmico en el reactor de reformado de vapor se proporciona desde la pila de combustible de óxido sólido exotérmico.

Por tanto, es necesaria una nueva tecnología, de forma preferible una que cambie el juego, enfocada en una optimización de la energía, una captura del CO₂ y un almacenamiento o uso por debajo de la superficie (por ejemplo, EOR).

Objetivos

Es por tanto un objetivo de la presente invención proporcionar un método que permita una recuperación sostenible en la eficiencia de coste y de energía y una producción de energía a partir de petróleo pesado y betún así como una producción de energía sostenible a partir de biomasa y residuos orgánicos a escala industrial.

Es un objeto derivado proporcionar lo anterior con medios que proporcionan una captura y almacenamiento de dióxido de carbono, eficientes y que permiten una producción altamente versátil de energía en las formas de electricidad, hidrógeno y calor. Por "versatilidad" a este respecto se entiende que la relación de las cantidades de estas formas de energía se puede variar dentro de amplios límites mediante un simple cambio de parámetros en el proceso inventivo.

Divulgación de la invención

Los objetos mencionados anteriormente se logran mediante el método de acuerdo con la invención tal y como se define por la reivindicación 1.

De acuerdo con otro aspecto, la invención se refiere a un dispositivo para la realización del método tal y como se define por la reivindicación 14.

Modos de realización preferidos de la invención se divulgan por las reivindicaciones dependientes.

Debería observarse en general que cuando se hace referencia a una "pila de combustible", "una SOFC" o "al menos una pila de combustible o SOFC", en casos industriales puede haber varios apilamientos de pilas de combustible.

Mientras que "gas natural" normalmente se refiere a un gas rico en metano recuperado de formaciones subterráneas, "gas natural" en el contexto presentado en este caso está destinado a cubrir cualquier gas rico en metano independientemente de su origen.

Debería observarse que el término "SOFC primaria" no significa necesariamente que hay otra SOFC secundaria incluida en el método o el dispositivo de acuerdo con la invención. La presencia de otra SOFC (secundaria) es una característica opcional de la invención.

Debería además observarse que la captura eficiente en coste de CO₂ es una ventaja principal con la presente tecnología y la situación medioambiental actual, es evidente que la captura de CO₂ se puede incluir en cualquier planta industrial basada en la invención. Dado que la situación medioambiental, sin embargo, puede cambiar a lo largo del tiempo, y dado que el método inventivo es beneficioso con o sin captura de CO₂, esta característica es todavía, con respecto a la unidad de SOFC referida, una característica opcional.

La presente tecnología representa una tecnología que cambia el juego y proporcionará una contribución importante a los objetos dados anteriormente.

Los conceptos de la invención están todos ellos basados en dos "componentes" principales;

1. Una planta de calor y potencia combinada (CHP) de SOFC basada (directamente) en gas de síntesis o gas natural.
2. Una unidad de producción de gas hidrógeno con captura de CO₂ integrada (absorbente de CO₂ sólido (por ejemplo, CaO)) basado en gas de síntesis (reacción de desplazamiento de CO) o en gas natural (reacción de SE-SMR; reformado de metano con vapor mejorado por sorción).

5 Estos dos componentes proporcionan calor para; las unidades de gasificación (producción de gas de síntesis), vapor para el SAGD, la unidad de producción de hidrógeno (regeneración de absorbente de CO₂) y el mejorador, electricidad para el uso interno en la instalación de producción total y para la venta a la red eléctrica local e hidrógeno para el mejorador (mejora de betún a partir de SAGD a crudo de síntesis o productos más refinados).

El CO₂ puede capturarse de dos o tres maneras diferentes;

10 a) directamente a partir de apilamientos de SOFC (quemando los gases de "postcombustión" en oxígeno puro, reduciendo la eficiencia de energía en un 2-3% únicamente),
b) produciendo hidrógeno del gas de síntesis.

15 En el último caso, el CO₂ es capturado mediante un absorbente de CO₂ (por ejemplo, CaO) integrado en la reacción de desplazamiento de CO. El CO₂ puro es liberado en una reacción de regeneración (calcinación de CaCO₃ a CaO y CO₂ (para almacenamiento o uso)). El hidrógeno en este caso es utilizado parcialmente para alimentar la SOFC para la producción de calor y de electricidad y parcialmente para el uso en el mejorador.

c) el CO₂ es capturado mediante una combinación de a) y b). De hecho, esto podría ser la solución preferida más eficiente en costes.

Diferentes modos de realización de la invención se ilustran más abajo con referencia a los dibujos adjuntos, en donde

20 Las figuras 1a-c son vistas esquemáticas del principio de la presente invención, no limitado por la aplicación,

La figura 2a es una vista esquemática del principio de la presente invención, siendo la fuente de energía principal gas natural,

La figura 2b muestra una variante del proceso mostrado por la figura 2a,

La figura 2c muestra otra variante del proceso mostrado por la figura 2a,

25 La figura 2d muestra una variante más del proceso mostrado por la figura 2a,

La figura 3a es una ilustración esquemática de la presente invención en una aplicación en la cual petróleo pesado/betún es la fuente de energía principal,

La figura 3b muestra una variante distribuida de la figura 3a,

30 La figura 4 es una ilustración esquemática de la presente invención en una aplicación en la cual la biomasa es la fuente de energía principal,

La figura 5 es una ilustración esquemática de la presente invención en otra aplicación en la cual la biomasa es la fuente de energía principal.

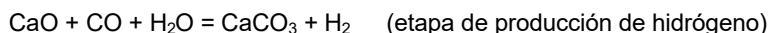
Las figuras 1a-c en general ilustran los principios de producción flexible de los 3 componentes de energía, electricidad, calor e hidrógeno con una captura de CO₂ eficiente en coste y energía integrada.

35 La figura 1a muestra que el combustible carbonoso es alimentado a una unidad de gasificación, calentado por calor de la planta en la cual la carga se convierte en gas de síntesis. Después de haber sido purificado de acuerdo con el requisito relevante, el gas de síntesis es dividido en un primer y un segundo flujo de gas de alimentación. La relación entre los dos se determina por la aplicación en cuestión y en particular por el requisito de hidrógeno internamente y externamente. El primer flujo de gas de alimentación es dirigido a una pila de combustible para producir electricidad y calor. Un experto en la técnica sabrá fácilmente que el aire debería alimentarse a un electrodo de la pila de combustible (SOFC) mientras que el combustible se alimenta al otro. El CO₂ también se produce en la pila de combustible y se captura de una manera que se describirá más a fondo posteriormente. Merece la pena destacar que de acuerdo con el presente método la captura de CO₂ reduce meramente la eficiencia en un 2-3% en comparación con una reducción de entre un 5 y un 10% mediante métodos más convencionales. El uso o la eliminación posterior de CO₂ no es parte de la presente invención.

45 El segundo flujo de gas de alimentación se dirige a un sistema de reactor de formación de gas hidrógeno, en este modo de realización representado por dos reactores en serie. En el primero de los dos reactores la parte de CO del gas de síntesis se convierte en hidrógeno a través de una reacción con agua y un sistema de catalizador/absorbedor. En el modo de realización mostrado el catalizador/absorbedor es CaO que se hace reaccionar con CaCO₃ por lo tanto

absorbiendo cualquier CO₂ formado en la reacción. La segunda etapa es una etapa de regeneración del absorbedor, a través de la cual la liberación de CO₂ se convierte de nuevo a CaO. Ni que decir tiene que, el CO₂ por tanto liberado debería ser contenido aislado para un posterior uso. La etapa de regeneración del sistema de reacción de formación de gas hidrógeno se realiza normalmente a una temperatura más alta y/o a una presión más baja que la etapa de producción de gas de hidrógeno.

Las reacciones netas pueden ser escritas como:



En la unidad de producción de hidrógeno, se produce hidrógeno mediante una reacción de desplazamiento de CO en un reactor (Reactor 1), donde el CO₂ es capturado mediante un absorbente de CO₂ (ejemplificado mediante CaO) resultando en un hidrógeno casi puro (95%+) en una etapa de proceso (para la mayoría de propósitos industriales no sería necesaria una mejora de hidrógeno adicional). La regeneración del absorbente se produce a alta temperatura (T= 850-900 °C) en un reactor de regeneración (Reactor 2), donde se libera CO₂ puro para el almacenamiento o uso. El absorbente regenerado se mueve de vuelta a la unidad de producción de hidrógeno. Los dos reactores (1 y 2), los reactores de producción y regeneración de hidrógeno, pueden constar de dos reactores de lecho fluidizado, donde un reactor está dedicado a la producción de hidrógeno (Reactor 1) y el otro reactor está dedicado a la regeneración del absorbente de CO₂ (Reactor 2).

Se llama la atención a la figura 1b. Como una alternativa los dos reactores del sistema de reactor de formación de gas hidrógeno pueden ser dos reactores en paralelo (reactores de lecho fijo) en lugar de reactores en serie (reactores de lecho fluidizado). El uso de dos reactores en serie permite una producción continua y condiciones de estado continuas en cada uno de los reactores, pero también requiere que los sólidos tengan que ser circulados entre los reactores. Si los reactores funcionan en paralelo, cada uno se utiliza de forma intermitente en el modo de producción y en el modo de regeneración de absorbedor. La temperatura y posiblemente la presión tendrán que cambiarse adelante y atrás, pero se evita la necesidad de circulación de materiales sólidos. De acuerdo con la figura 1b no hay interferencia de absorbente entre el Reactor 1 y el Reactor 2. En su lugar, estos reactores se hacen funcionar de forma intermitente. En un periodo de tiempo el Reactor 1 se utiliza para la producción de hidrógeno mientras que se regenera absorbente en el Reactor 2. En un periodo de tiempo posterior la situación se invierte.

Ambas etapas del sistema de reactor de formación de gas hidrógeno requieren calor y se calientan con calor formado en la SOFC. El calor de la SOFC también se utiliza para calentar la unidad de gasificación. Si hubiese una caída temporal en la demanda de hidrógeno, externamente o internamente, la relación entre el primer y segundo flujo de gas de alimentación puede alterarse rápidamente. Como una opción, partes del hidrógeno producido también pueden utilizarse para generar calor y electricidad en una (al menos una) pila de combustible.

La captura de CO₂ de la pila de combustible se dispone para realizarse mediante la combustión de la fracción restante de combustible en el gas de escape de ánodo de la pila de combustible en oxígeno puro. Por tanto, el escape contiene únicamente CO₂ y vapor de agua. Este último puede retirarse por condensación u otros medios de secado, dejando CO₂ puro en la corriente de escape. El oxígeno puede obtenerse mediante el uso de una bomba de oxígeno (transporte de oxígeno accionado de forma electroquímica a través de una membrana) o una membrana de transporte de oxígeno accionada por el gradiente de presión parcial entre el escape de aire y el escape de combustible.

Tal y como se muestra a la izquierda de la figura 1a y de la figura 1b, el exceso de energía se distribuye desde la planta para el consumo externo. También se indica que el exceso de energía es transferido desde el reactor de producción de gas hidrógeno a la unidad de gasificación.

La figura 1c muestra un modo de realización bastante similar a la figura 1b, siendo la única diferencia que la SOFC proporciona todo el calor a la unidad de gasificación, mientras que el calor en exceso del reactor que forma el gas hidrógeno es entregado externamente.

La figura 2a muestra un modo de realización el cual es similar a la figura 1 pero donde la fuente de energía principal a la planta es gas natural, principalmente metano, y donde la unidad de gasificación por lo tanto es reemplazada por una unidad de reformador dispuesta para convertir el metano en gas de síntesis. Todas las otras características de la figura 2a son similares a las de la figura 1. Cuando se parte de gas natural, se obtiene un gas de síntesis rico en hidrógeno. El calor se suministra desde la SOFC al reactor de regeneración del sistema de reactor de formación de gas hidrógeno a la unidad de reformado para la entrega externa. El calor en exceso de la unidad de reformador también puede entregarse externamente.

La figura 2b muestra un modo de realización de la figura 2a en el cual el transporte de calor entre las diferentes unidades es de alguna manera diferente mientras que los principios del proceso permanecen iguales en el sentido de que el calor requerido internamente en el proceso es generado por la pila de combustible. En este caso el calor en

exceso del sistema de reactor de formación de gas hidrógeno (el reactor de producción del mismo) se suministra a la unidad de reformado.

La figura 2c muestra otra variante más del método de acuerdo con la presente invención en la cual el gas natural es la fuente de energía principal. En este caso, sin embargo, el gas natural es alimentado como tal al sistema de reactor de formación de gas hidrógeno mientras que la unidad de reformador está dispuesta para convertir únicamente el primer flujo de gas de alimentación en gas de síntesis. De nuevo, el calor de la celda de combustible es utilizado para calentar la unidad de reformador así como la parte de regeneración de absorbedor del sistema de reactor de formación de gas hidrógeno. El calor requerido para la producción de hidrógeno se puede suministrar únicamente por el absorbedor regenerado calentado y la relación de absorbedor exotérmica.

La figura 2d muestra otra variante más del método de acuerdo con la presente invención en la cual el gas natural es la fuente de energía principal. En este caso el gas natural se alimenta tanto a la pila de combustible como al sistema de reactor de formación de gas hidrógeno. Por tanto, el proceso no implica la utilización de gas de síntesis de acuerdo con esta variante. El transporte de calor es en general el mismo, pero en este caso no se incluye una unidad de reformador, al menos no en las proximidades de la planta. Los componentes de la energía en exceso para el uso externo se muestran a la izquierda.

En todas las variantes mostradas en 2a-2d, el sistema de reactor de formación de gas hidrógeno puede consistir en reactores de lecho fluidizado funcionando en un estado continuo o reactores de lecho fijo funcionando de forma intermitente. En todas las variantes el CO₂ de la SOFC es capturado directamente de los apilamientos mientras que el CO₂ del sistema de reactor de formación de gas hidrógeno es capturado por un absorbente y liberado en la unidad de regeneración.

Aunque el núcleo de la invención es presentado anteriormente, algunas aplicaciones relevantes se ilustran posteriormente.

Hay muchas situaciones industriales o agrupaciones industriales integradas donde se necesitan cantidades flexibles de producción eficiente en coste y energía de calor, energía eléctrica e hidrógeno. Un reto principal en dichos casos se es obtener una captura de CO₂ eficiente en costes y energía al mismo tiempo.

Este reto se cumple por la presente invención.

Las refinerías de petróleo y las instalaciones de producción y mejora integradas en la industria de la arena bituminosa son a este respecto ejemplos de casos obvios. Adicionalmente a las aplicaciones relacionadas con la producción de energía fósil (y materia prima), pueden producirse aplicaciones interesantes con respecto al uso de combustible/materia prima de diferente origen biológico.

Para ilustrar este aspecto, se presentan tres escenarios (o ejemplos) posibles diferentes a continuación, con referencia a los dibujos 3-5. Estos escenarios todos ellos se basan en la producción y el uso de cantidades flexibles de electricidad calor e hidrógeno con captura de CO₂ integrada, que pueden adaptarse a cualquier propósito o necesidad. Debería sin embargo remarcar que los presentes escenarios son únicamente ejemplos, las posibilidades, combinaciones y flexibilidad seguidas por el uso de la presente invención dan opciones casi "ilimitadas" para agrupaciones industriales integradas o para situaciones en las que varias situaciones industriales están "relacionadas" entre sí, donde un residuo de una configuración o aplicación industrial puede dar una materia prima valiosa interesante a otra.

La figura 3a muestra un sistema de aplicación más completo, aunque muy esquemático, partiendo de petróleo pesado/betún o arena bituminosa (de aquí en adelante para acortar: betún) como la fuente de energía principal. Como sabrá un experto en la técnica, hay retos incluidos en llevar al betún a la superficie, y se requiere calor, posiblemente en forma de vapor, para recuperar el betún por debajo de la superficie. Uno de estos métodos es denominado SAGD (drenado por gravedad asistido por vapor). El betún recuperado es mejorado en una unidad de mejora y el producto intermedio, coque de petróleo, se carga en una unidad de gasificación (como la de la figura 1) para obtener gas de síntesis. Por tanto, en este caso, se requieren tres etapas que demandan energía antes de obtener el gas que se va a alimentar a la pila de combustible. El núcleo del proceso es todavía el mismo y el calor requerido para las etapas internas mencionadas es proporcionado por la "al menos una" pila de combustible. El hidrógeno para la unidad de mejora es proporcionado por el sistema de reactor de formación de gas hidrógeno. Este sistema ilustra un uso más complejo, también internamente, de los componentes de energía incluidos, por tanto dilucidando las ventajas de un sistema que es versátil con respecto a su habilidad inherente para adaptar o cambiar la relación entre los componentes de energía de acuerdo con la aplicación en cuestión o incluso con las necesidades de cambio a lo largo del tiempo para una y la misma aplicación. Debería observarse que de acuerdo con este modo de realización/aplicación, la presente invención permite una producción de energía sostenible a partir de materias primas bastante baratas.

Una versión posible del escenario de arena bituminosa podría ser tener cantidades de producción de calor electricidad e hidrógeno distribuidas adaptadas para la necesidad en inyección de pozos (SAGD) y en agrupaciones de producción. El gas de síntesis para las unidades distribuidas es suministrado desde una planta central (figura 3A). La producción de hidrógeno de las unidades distribuidas puede si es necesario limitarse o ser pequeña (por ejemplo, 10-0%). Se puede utilizar el hidrógeno para una mejora in situ (como por ejemplo, en; el documento WO 2008/058400 A1: mejora para fondo de pozo catalítica de betún de arena de petróleo pesada) para alimentar de combustible a los apilamientos

de SOFC para la producción de electricidad o transportarse en un sistema de tuberías a un mejorador en la planta central.

Debería observarse que en caso de que el coque de petróleo formado no se forme en cantidades suficientes para que el proceso funcione, se puede combinar con otros combustibles carbonosos tales como carbón, betún sin tratar, biomasa o incluso gas natural.

La figura 3b es similar a la figura 3a pero no incluye el “panorama” completo. El punto ilustrado por la figura 3b es que las partes de la planta (una subplanta) se puede distribuir en lugares locales de acuerdo con la necesidad relevante mientras que otras partes, específicamente la unidad de mejora, la unidad de gasificación y la unidad de purificación (no mostrada en la figura 3b) se pueden disponer de forma separada en una ubicación central y servir a cualquier número de subplantas distribuidas tal como la mostrada en la figura 3b.

La figura 4 ilustra una planta de bioenergía autónoma con un escenario de “biorrefinería” integrado

La figura 4 indica cómo una planta de producción de energía eléctrica, calor e hidrógeno combinada de acuerdo con la presente invención puede proporcionar el calor necesario para calefacción de distrito (y para una planta de pirólisis si es necesario), electricidad para el lugar de bioenergía/vio refinería total y el hidrógeno con propósitos de mejora (producción de compuestos químicos orgánicos y biodiesel), la producción de biometanol y para el suministro de hidrógeno en el sector de transporte. El CO₂ capturado puede utilizarse en la producción de biometanol, proporcionando combustible neutro de CO₂ para el sector del transporte o para cualquier otro uso adecuado.

El gas de síntesis y el carbono sólido alimentan la energía, el sistema de producción de hidrógeno, junto con la biomasa necesaria. La biomasa también puede ser la materia prima para una planta de pirólisis. Todo el bio-CO₂ es capturado, lo cual proporciona una doble “bonificación” si se utiliza de una manera sostenible o si se almacena. Los procesos individuales que tienen lugar en las cajas en las tres columnas de más a la izquierda de la figura 4 no se explican en detalle dado que como tales no son parte de la presente invención. Lo que es importante en el presente contexto es como el método de acuerdo con la presente invención permite una interacción íntima con dichos procesos a través del suministro de cantidades adaptadas de energía requerida en las tres formas mencionadas varias veces anteriormente.

La figura 5 ilustra un sistema de producción de energía e hidrógeno autónomo integrado en una planta de producción de biogás.

La figura 5 muestra cómo una planta de producción de energía eléctrica, calor e hidrógeno combinada de acuerdo con la presente invención puede dar el calor necesario para el calentamiento inicial de residuos orgánicos/lodos de depuradora con propósitos de secado y otro uso en el lugar, electricidad para el lugar de producción de biogás total (incluyendo la potencia necesaria para la captura de CO₂ desde el biogás) y para la venta a la red eléctrica local e hidrógeno para la producción de biometanol, basándose en CO₂ del biogás y/o del sistema de producción de energía e hidrógeno autónomo.

El biometano (del biogás) se puede utilizar para la producción de hidrógeno. Si, sin embargo, el CO₂ se separa del biogás para la producción de metano de grado para vehículos, este metano podría muy posiblemente utilizarse directamente en el sector del transporte. El combustible o el gas de síntesis para la planta de producción de energía de hidrógeno podrían realizarse a partir de biomasa adecuada. De nuevo, todo el bio-CO₂ es capturado, dando una doble “bonificación” si se utiliza o almacena. Y de nuevo, los procesos individuales en el lado a mano izquierda del dibujo no son explicados en detalle en este caso, dado que los mismos como tales no son parte de la presente invención. La parte interesante en el presente contexto es la habilidad del método de acuerdo con la presente invención de adaptarse a dichos sistemas complejos de unidades de proceso que demandan energía, proporcionando una entrega sostenible de energía en las formas requeridas por cada proceso.

Una planta de producción total para gasificación basada en extracción de betún integrada y una instalación de mejora, basadas en la presente invención, pueden por tanto lograr la combinación óptima de las cantidades necesarias de calor, electricidad e hidrógeno, adaptadas para cualquier proyecto de petróleo pesado/betún. El proceso total es además energéticamente autosuficiente basándose en gas de síntesis a partir de coque de petróleo gasificado/residuo de mejora (o betún no tratado) con una captura de CO₂ integrada muy eficiente energéticamente.

Debería observarse adicionalmente que la flexibilidad o versatilidad del sistema total también se aplica a aplicaciones donde el carbón, la biomasa o el residuo orgánico, o cualquier otro material que contenga carbono para esa materia, constituye la fuente de energía principal.

En algunos modos de realización preferidos de la invención, el gas carbonoso es un gas de síntesis. En otros modos de realización preferidos, el gas carbonoso es un gas natural u otros gases ricos en metano.

El gas de síntesis y/o el gas natural se pueden derivar de cualquier fuente, pero se prefiere que se deriven al menos parcialmente por una recuperación de o una mejora de petróleo pesado, betún u otros combustibles que contienen carbono donde el requisito de calor para la mejora se proporciona al menos parcialmente mediante al menos una SOFC. La mejora mencionada normalmente incluye una gasificación.

Dependiendo del tipo de absorbedor utilizado en el sistema de reactor de formación de gas hidrógeno, se suministra normalmente agua al sistema de reactor junto con el gas de alimentación, aunque los dos no necesitan combinarse o mezclarse antes de ser cargados en el sistema de reactor.

5 El calor requerido para el reactor de regeneración del sistema de reactor de formación de gas hidrógeno es normalmente, al menos parcialmente, proporcionado por al menos una SOFC.

En algunos modos de realización, el gas de síntesis se deriva al menos parcialmente de biomasa o puede producirse reformando gas natural.

10 En algunos modos de realización, el gas carbonoso es un gas rico en metano ("gas natural"), que se deriva de una o más de las fuentes de biomasa y residuos orgánicos. La fracción de gas natural que se recarga en el SOFC principal, puede en algunos modos de realización ser reformada primero a gas de síntesis.

Para obtener la versatilidad del proceso deseada, la relación entre el primer flujo de gas de alimentación y el segundo flujo de gas de alimentación se hace de acuerdo con la necesidad de hidrógeno en la aplicación en cuestión.

15 El sistema de reactor de formación de gas hidrógeno se elige entre: a) un sistema de reactor que comprende dos reactores en paralelo, cada uno que funciona de forma intermitente en modo de producción y en modo de regeneración de absorbedor respectivamente, y b) un sistema de reactor que comprende dos reactores en serie, el primer reactor que funciona de forma continua en el modo de producción y el segundo reactor que funciona de forma continua en el modo de regeneración de absorbedor.

20 La temperatura en el modo de producción del sistema de reactor de formación de gas hidrógeno se mantiene normalmente entre 500 y 650 °C. La temperatura en el modo de regeneración de absorbedor se mantiene normalmente entre 800 y 950 °C. La presión en el modo de regeneración de absorbedor se mantiene a un nivel inferior que la presión en el modo de producción. En la versión preferida de la presente invención el calor, la energía eléctrica y el hidrógeno necesarios se entregan mediante una instalación de "calor y potencia combinados" (CHP) de SOFC, alimentada directamente por gas de síntesis, combinada con una unidad de producción de hidrógeno separada, basada en gas de síntesis como alimentación. En la unidad de producción de hidrógeno se captura CO₂ mediante un
25 absorbente de CO₂ (por ejemplo, CaO) mientras que el CO₂ de la SOFC-CHP se captura mediante un método posterior a la combustión eficiente en energía y costes. (Una versión opcional es alimentar de combustible o alimentar una parte dedicada de los apilamientos de SOFC con hidrógeno).

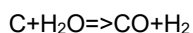
Ejemplos cuantitativos

La siguiente tabla ilustra la versatilidad del presente método, mostrando

Fracción a reactor de formación de gas H ₂	Utilización de combustible en pila de combustible	Tensión de pila	Energía producida (cantidades relativas)		
			Electricidad	H ₂	Calor
0,1	0,45	0,6	24%	13%	63%
0,1	0,7	0,65	40%	13%	47
0,1	0,9	0,85	67%	13%	20
0,26	0,45	0,6	20%	33%	47%
0,26	0,7	0,65	33%	33%	34%
0,26	0,9	0,85	55%	33%	12%
0,5	0,45	0,6	13%	63%	24%
0,5	0,9	0,7	31%	63%	0%
0,7	0,6	0,6	8%	89%	4%
0,7	0,6	0,6	11%	89%	0%

30

Los cálculos se basaron en gas de síntesis producido por el carbono de reacción con agua:



La producción de electricidad es dada por:

Producción de electricidad = $4 \cdot F \cdot \text{Tensión de pila} \cdot \text{utilización de combustible} \cdot (1 \text{ división})$ donde F = constante de Faraday y división = Fracción a reactor de formación de gas H_2

La producción de hidrógeno es dada por:

Producción de hidrógeno = División²·dH_{H₂}

5 donde dH_{H₂} = valor de calentamiento de H₂.

La producción de calor neto es dada por:

Calor = dH_C - Producción de electricidad - Producción de hidrógeno

donde dH_C es el valor de calentamiento del carbono.

10 Los ejemplos anteriores ilustran la versatilidad del dispositivo de acuerdo con la presente invención sin comprobar su barrera. Por tanto, se muestra una variación en la producción de calor (relativamente) de un 0% a un 63% de la energía total producida; una variación en la producción de H₂ relativa abarca de un 13 a un 89% mientras que la energía en forma de electricidad se ilustra en cantidades relativas entre un 8 y un 67%.

15 El método descrito proporciona una producción sostenible y únicamente versátil de energía a partir de varias fuentes de energía de las que dependerá el hombre en un futuro inmediato, del cual la habilidad de capturar y controlar todo el CO₂ producido es un aspecto esencial aunque no decisivo.

REIVINDICACIONES

1. Método para la producción simultánea de energía eléctrica, gas hidrógeno y calor caracterizado porque comprende:
 - i. dividir de forma continua un flujo de gas que comprende al menos un gas de síntesis y un gas natural en un primer flujo de gas de alimentación y un segundo flujo de gas de alimentación,
 - 5 ii. cargar el primer gas de flujo de alimentación en una pila de combustible de óxido sólido primaria para producir electricidad y calor y CO₂,
 - iii. cargar el segundo flujo de alimentación de gas junto con agua, en un sistema de reactor de formación de gas hidrógeno para producir hidrógeno y CO₂, el sistema de reactor de formación de gas hidrógeno que se dispone en paralelo con la pila de combustible de óxido sólido,
 - 10 iv. suministrar calor al sistema de reactor de formación de gas hidrógeno al menos parcialmente por el calor desarrollado en al menos una pila de combustible de óxido sólido,
 - v. capturar el CO₂ formado en el sistema de reactor de formación de gas hidrógeno mediante el uso de un absorbente.
2. Método como el reivindicado en la reivindicación 1, en donde al menos parte del gas formado es cargado en una pila de combustible de óxido sólido secundaria para producir electricidad y calor, por lo tanto reduciendo la cantidad neta de gas hidrógeno formado y/o capturando el CO₂ formado en la pila de combustible de óxido sólido primaria mediante el quemado de los gases de postcombustión en oxígeno puro y secando el gas de escape.
3. Método como el reivindicado en la reivindicación 2, en donde el gas de síntesis es derivado al menos parcialmente mediante la recuperación de y la mejora de petróleo pesado, betún u otros combustibles que contienen carbono en donde el requisito de calor para la mejora es proporcionado al menos parcialmente por al menos una pila de combustible de óxido sólido.
4. Método como el reivindicado en la reivindicación 3, en donde los productos residuales de la mejora se someten a gasificación.
5. Método como el reivindicado en una cualquiera de las reivindicaciones 1-3, en donde el gas de síntesis se deriva al menos parcialmente de biomasa.
6. Método como el reivindicado en una cualquiera de las reivindicaciones 1-3, en donde el gas de síntesis se produce mediante el reformado de gas natural, el calor requerido para el reformado que es proporcionado al menos parcialmente por al menos una pila de combustible de óxido sólido.
7. Método como el reivindicado en la reivindicación 6, en donde el gas se deriva de al menos una de las fuentes de biomasa o de residuos orgánicos.
8. Método como el reivindicado en la reivindicación 6, en donde la fracción de gas natural que se carga en la SOFC primaria, se reforma primero a gas de síntesis, el calor requerido para el reformado que es proporcionado al menos parcialmente por al menos una pila de combustible de óxido sólido.
9. Método como el reivindicado en una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en donde la relación entre el primer flujo de gas de alimentación y el segundo flujo de gas de alimentación se realiza de acuerdo con la necesidad de hidrógeno en la aplicación en cuestión.
10. Método como el reivindicado en la reivindicación 1, en donde el sistema de reactor de formación de gas hidrógeno se elige entre: a) un sistema de reactor que comprende dos reactores en paralelo, cada uno que funciona de forma intermitente en modo de producción y en modo de regeneración de absorbedor respectivamente, y b) un sistema de reactor que comprende dos reactores en serie, el primer reactor que funciona de forma continua en modo de producción y el segundo reactor que funciona de forma continua en modo de regeneración de absorbedor.
11. Método como el reivindicado en la reivindicación 10, en donde la temperatura en el modo de producción se mantiene entre 500 y 650 °C.
12. Método como el reivindicado en la reivindicación 10, en donde la temperatura en el modo de regeneración de absorbedor se mantiene entre 800 y 950 °C.
13. Método como el reivindicado en la reivindicación 10, en donde la presión en el modo de regeneración de absorbedor se mantiene a un nivel inferior que la presión en el modo de producción.
14. Dispositivo para la producción simultánea de energía eléctrica, gas hidrógeno y calor, caracterizado porque comprende:
 - medios para suministrar un gas que comprende al menos un gas de síntesis y un gas natural,

- medios para dividir dicho gas en un primer flujo de gas de alimentación y un segundo flujo de gas de alimentación de cantidades relativas variables,

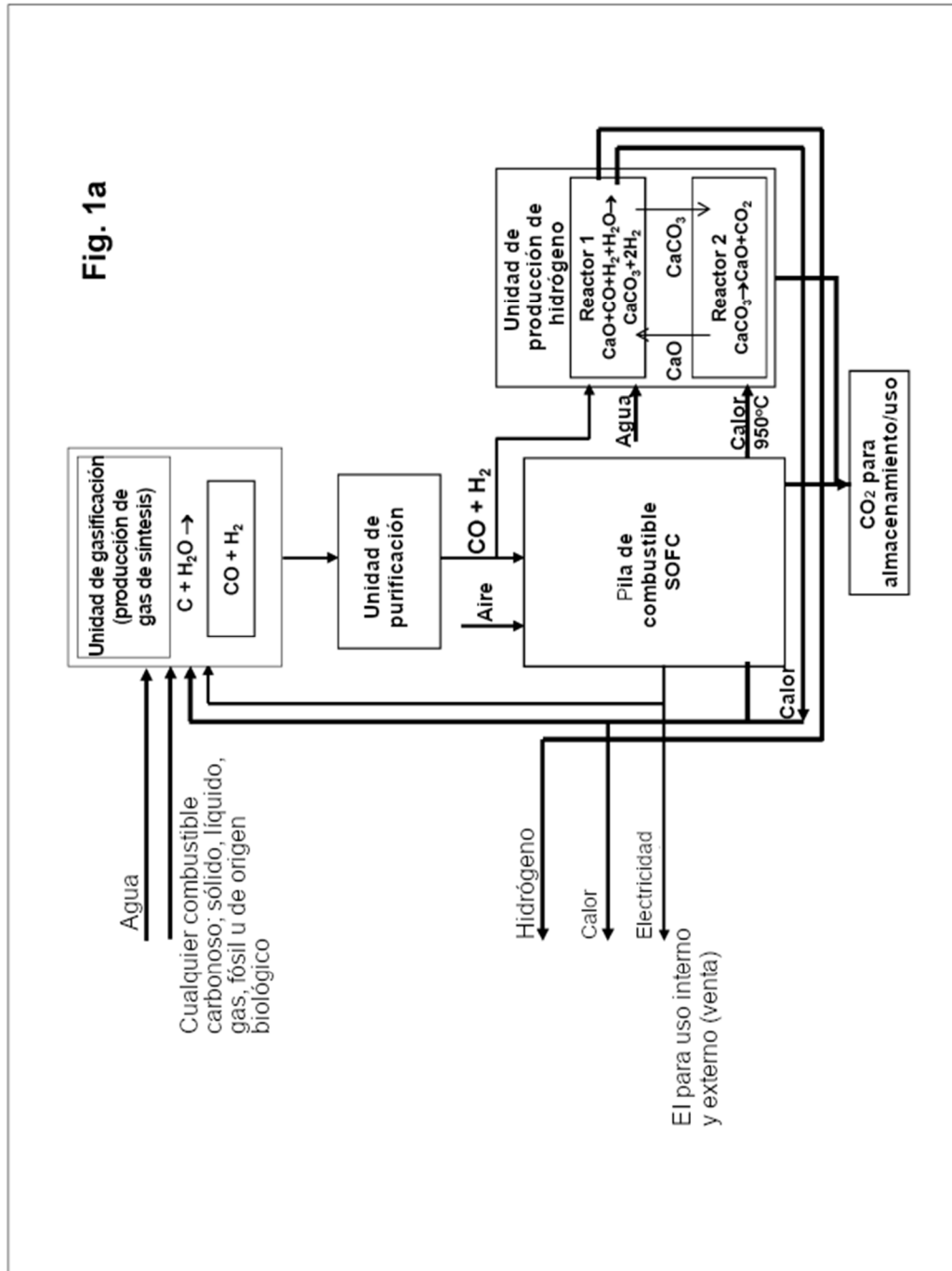
5 - medios para cargar el primer flujo de gas de alimentación a una pila de combustible de óxido sólido primaria, la pila de combustible de óxido sólido dispuesta para recibir el primer flujo de gas de alimentación de dicho gas para producir electricidad, calor y CO_2 ,

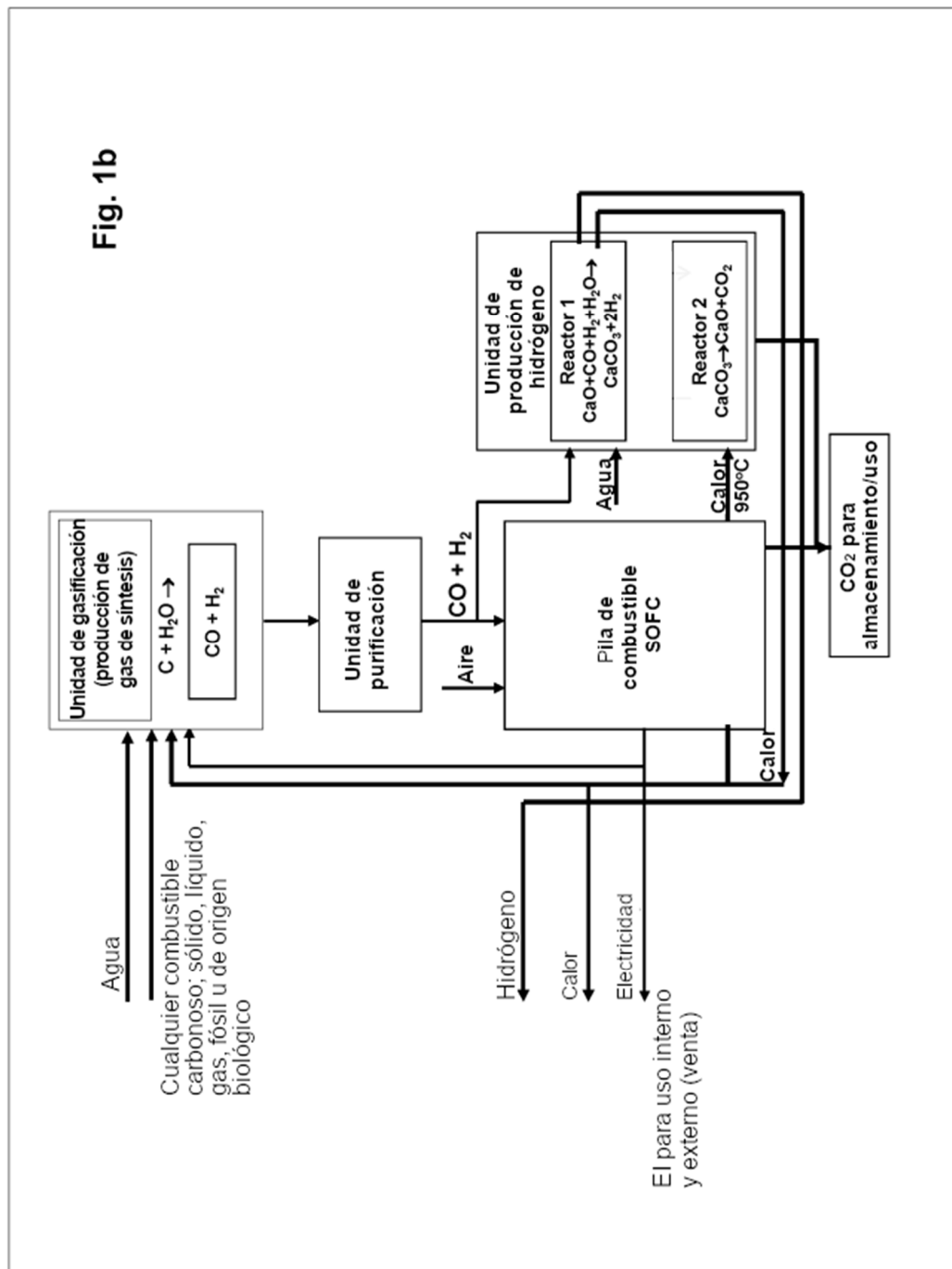
- medios para cargar el segundo flujo de gas de alimentación junto con agua, en un sistema de reactor de formación de gas hidrógeno, el sistema de formación de gas hidrógeno dispuesto en paralelo con la pila de combustible de óxido sólido,

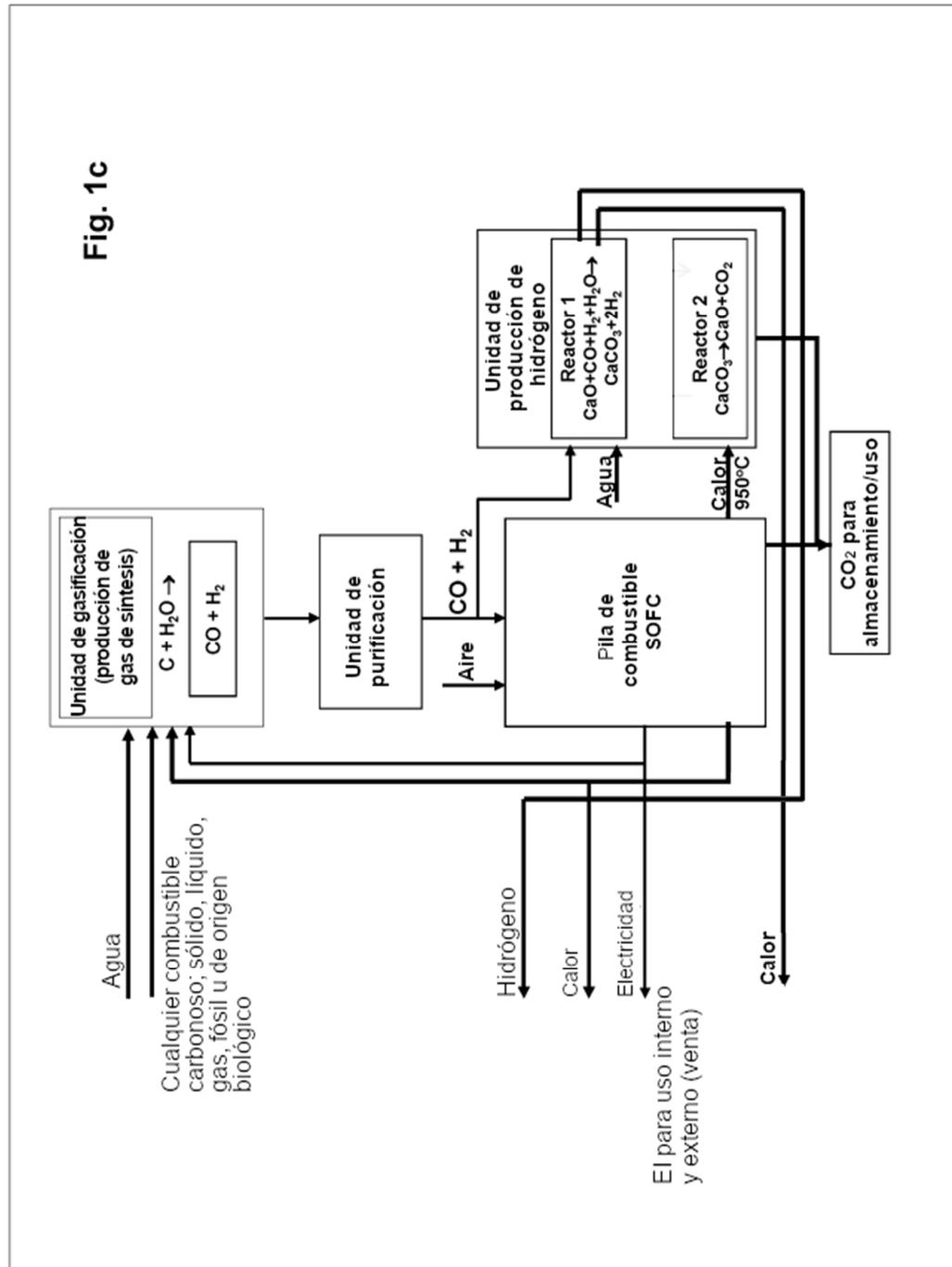
10 - medios para capturar CO_2 formado en el sistema de reactor de formación de gas hidrógeno mediante el uso de un absorbente,

- medios para suministrar calor desarrollado en la pila de combustible de óxido sólido al sistema de reactor de formación de gas hidrógeno.

15. Dispositivo como el reivindicado en la reivindicación 14, que además comprende otra pila de combustible de óxido sólido dispuesta para recibir hidrógeno para producir electricidad y calor.







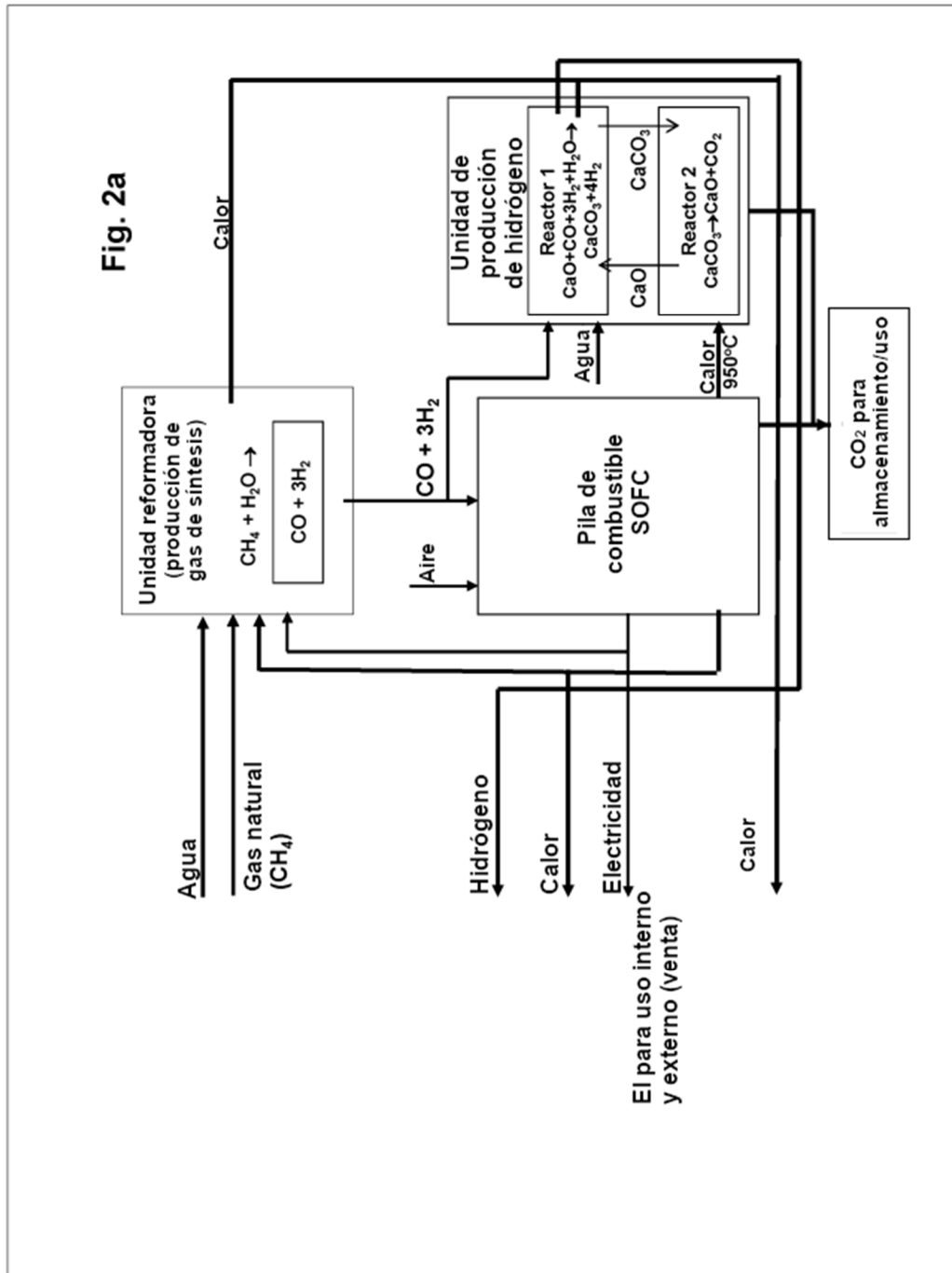


Fig. 2b

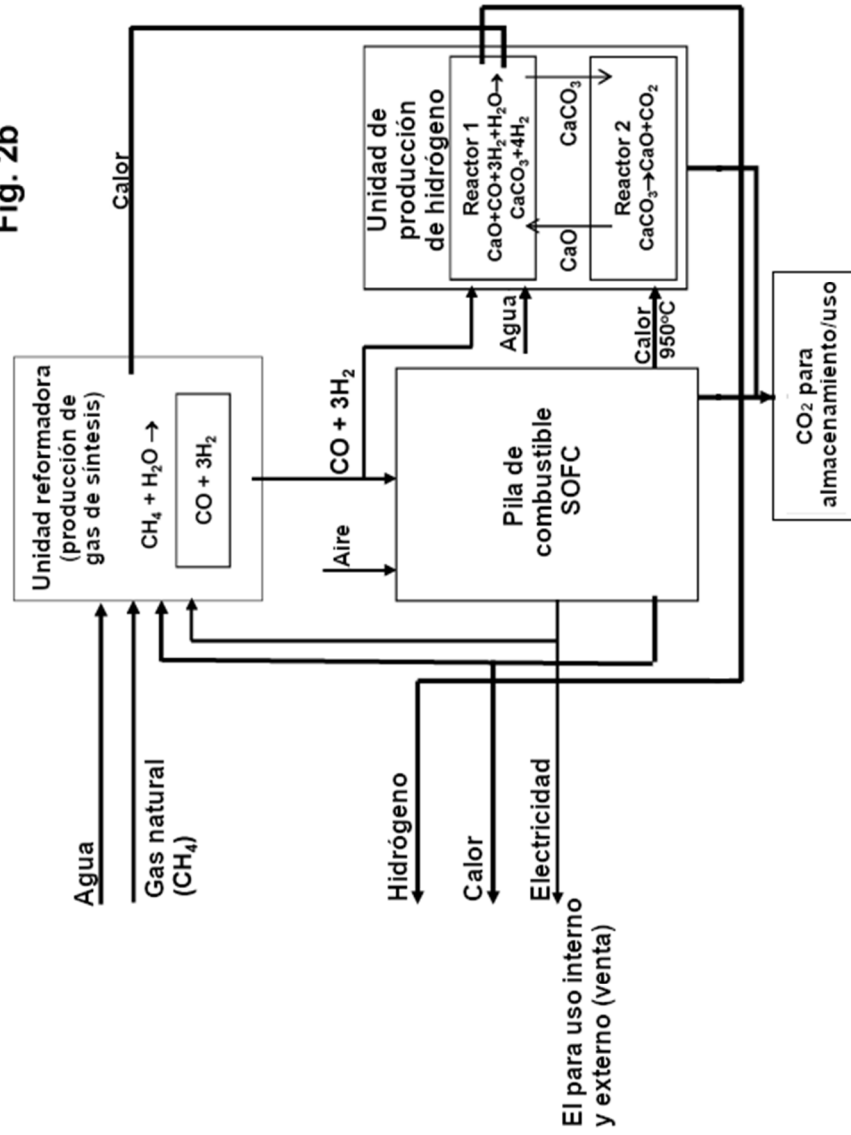


Fig. 2c

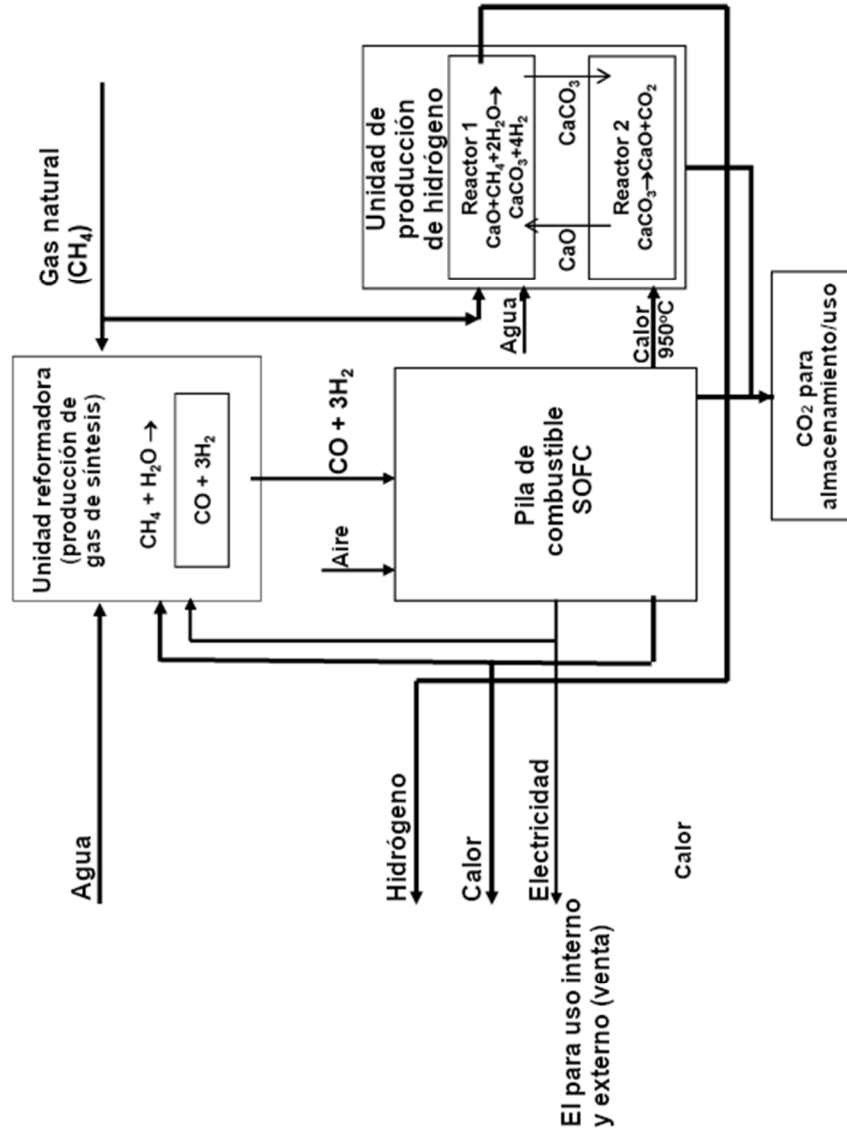
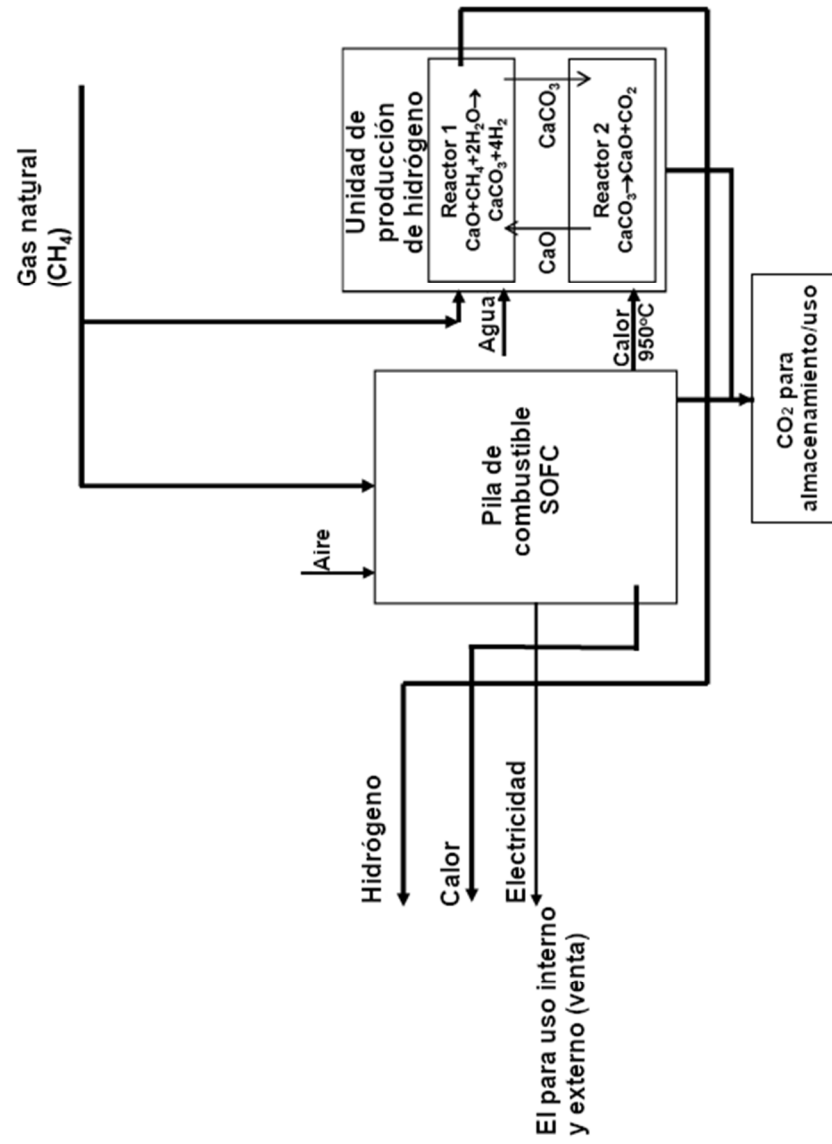


Fig. 2d



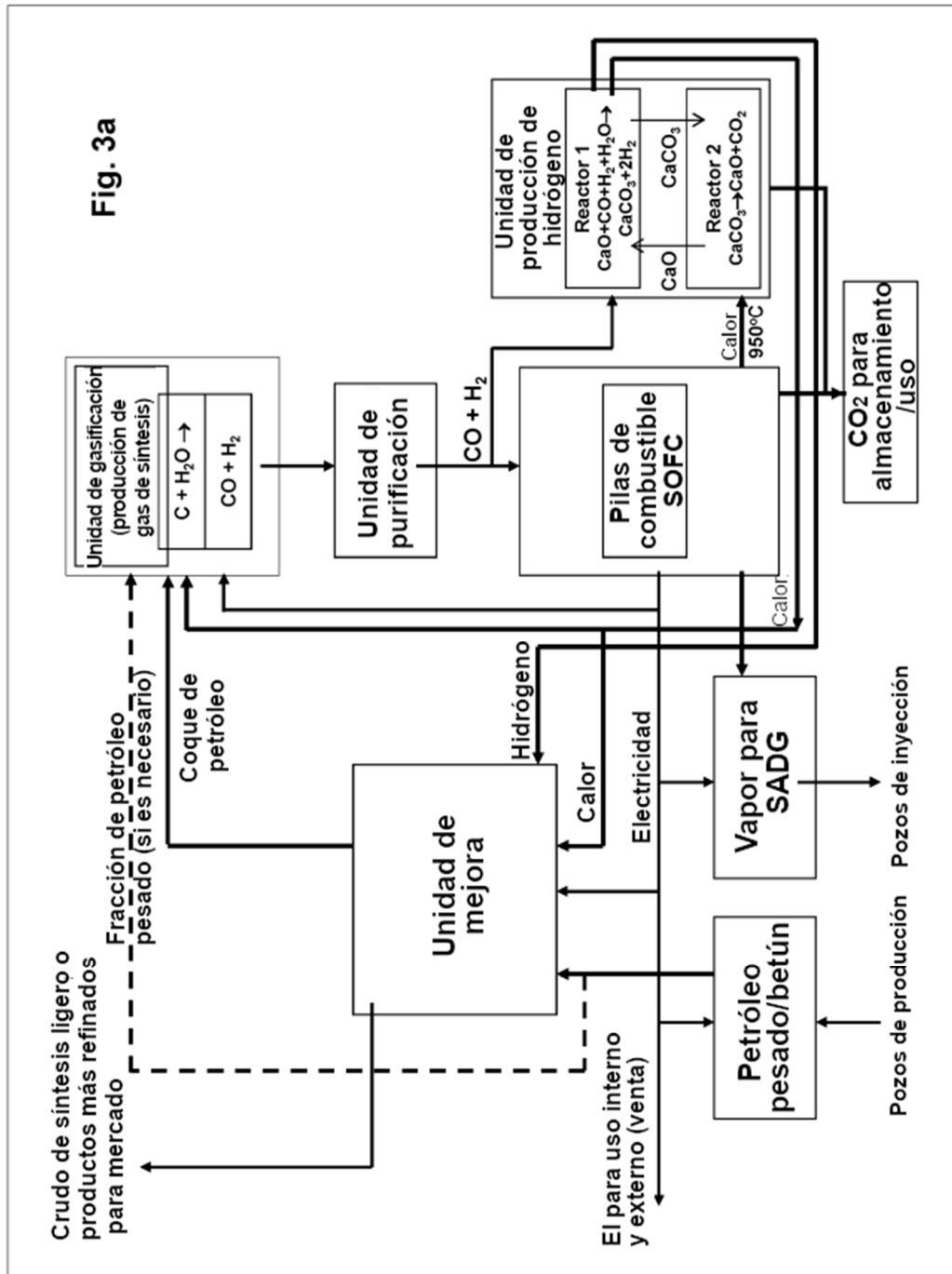
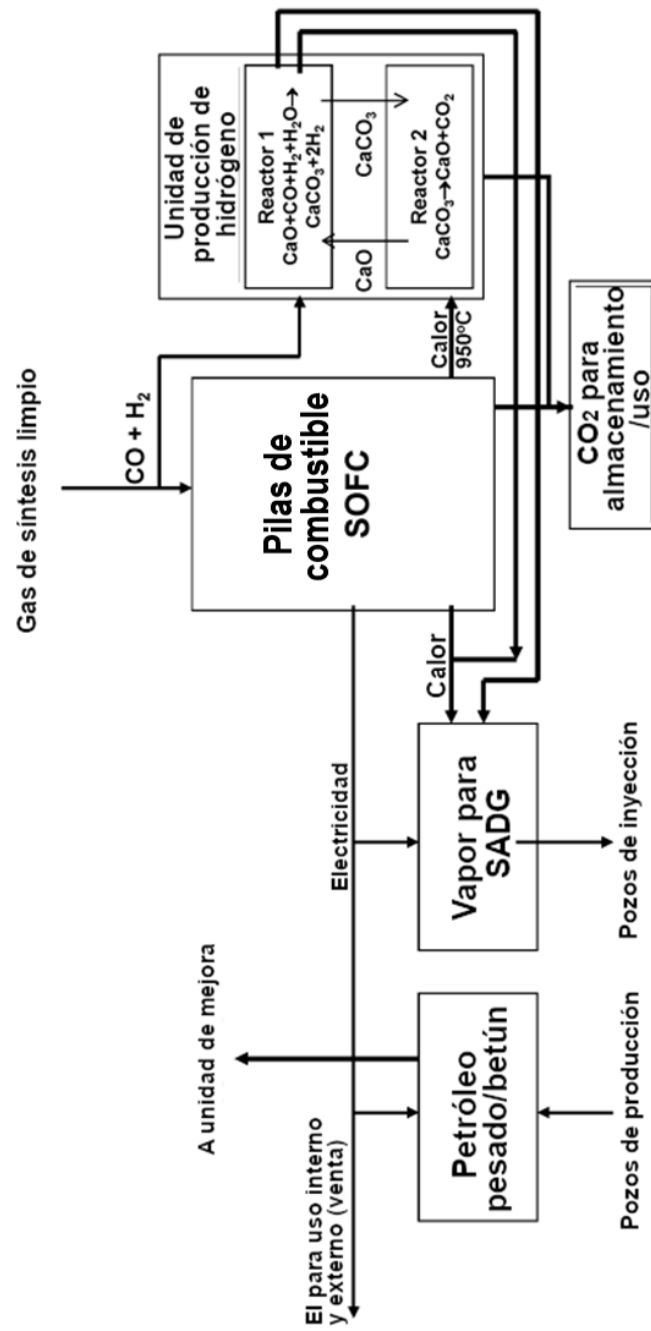


Fig. 3b

Producción de calor, electricidad e hidrógeno distribuida



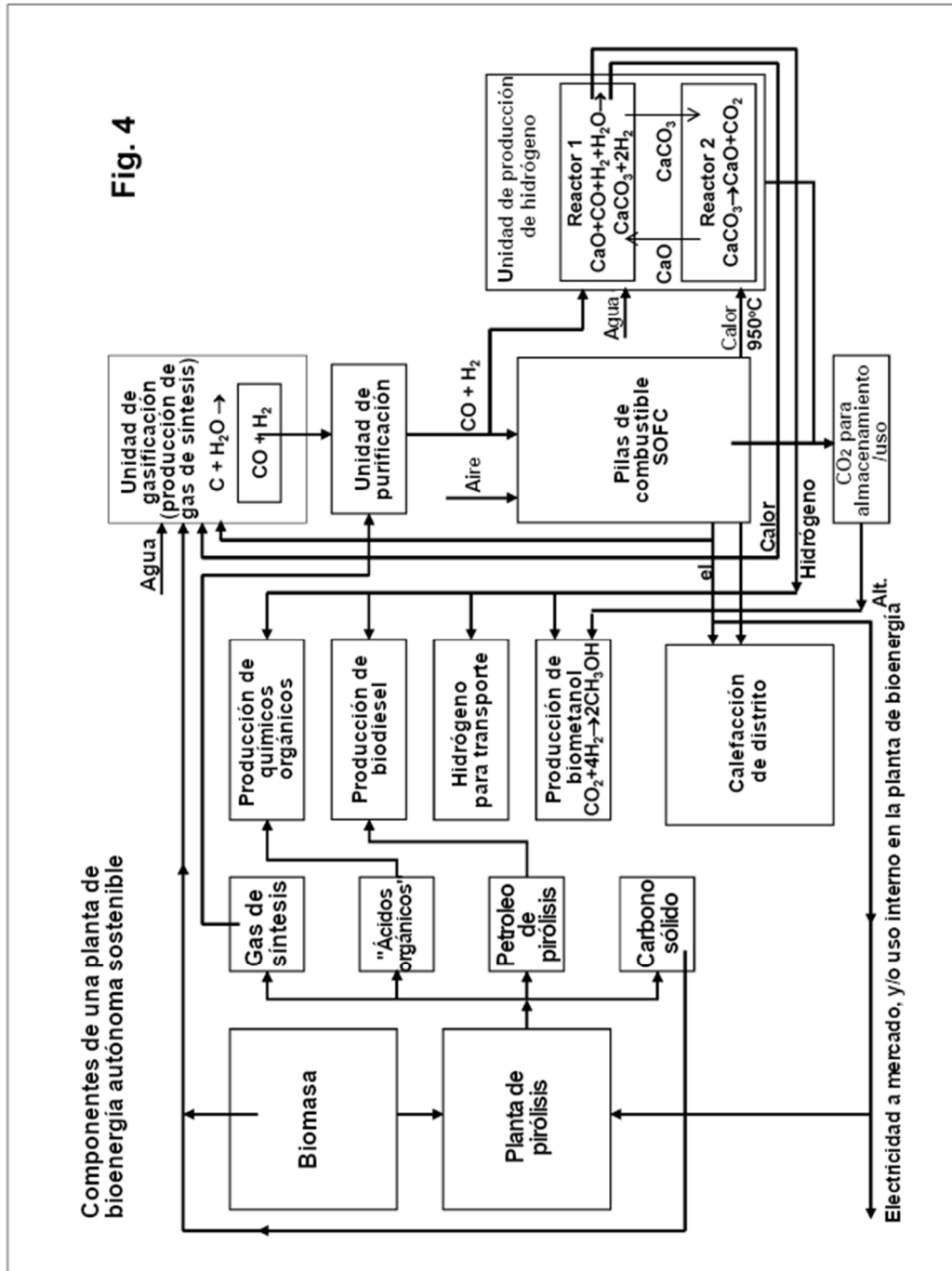


Fig. 5

